„Problemorientierte staatliche Steuerung der Energiewende im Stromsektor.

Die Novellierungen der gesetzlichen Grundlagen für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den Jahren 2011 bis 2016 im Lichte der föderalen Interessen- und Entscheidungsstrukturen.“

Von der Fakultät für Gesellschaftswissenschaften

der Universität Duisburg-Essen

zur Erlangung des akademischen Grades

Dr. rer. Pol.

genehmigte Dissertation

von

Stephan Debuck

aus

Hattingen

1. Gutachter: Prof. Dr. Nicolai Dose

2. Gutachter: Prof. Dr. Christian Theobald

Tag der mündlichen Prüfung: 11.11.2021

Danksagung

Die vorliegende Dissertation entstand im Rahmen eines Promotionsstipendiums der Konrad-Adenauer-Stiftung am Institut für Politikwissenschaft der Universität Duisburg-Essen. Zuvorderst gilt mein Dank der Stiftung, da ohne die Förderung meine Promotion nicht in derselben Form möglich gewesen wäre.

Ferner gilt mein besonderer Dank meinem Doktorvater Prof. Dr. Nicolai Dose für seine engagierte, stets unkomplizierte und zielführende Betreuung. Insbesondere in der Konzeptionsphase der Dissertation und der Bewerbungsphase für das Promotionsstipendium habe ich viele wertvolle und im wahrsten Sinne des Wortes wegweisende Hinweise erhalten. In diesen Dank möchte ich Prof. Dr. Andreas Blätte miteinschließen, der mich neben meinem Doktorvater stark wissenschaftlich geprägt hat und mich auf meinem Weg unterstützt hat. Des Weiteren gilt mein Dank meinem Zweitgutachter Prof. Dr. Christian Theobald, nicht nur für die Übernahme des Gutachtens, sondern auch für die eröffneten Möglichkeiten, Praxisseminare von Becker Büttner Held zu besuchen.

Darüber hinaus danke ich dem kollegialen und freundschaftlichen Austausch mit Dr. Carolin Höhlein, Dr. Karina Hohl, Dr. Simon Rinas und meinem Bruder, Dr. Sebastian Reich; hier habe ich nicht nur immer ein offenes Ohr gefunden, sondern konnte auch Aspekte meiner Arbeit immer interdisziplinär und in einer fachlichen Tiefe diskutieren. Dieser Austausch war auch deshalb besonders wohltuend, da der Prozess einer externen Promotion ganz eigene und besondere Herausforderungen bereithält.

Ganz besonderen Dank gilt meiner Familie – neben meinem Bruder meinen Eltern, Sabine und Detlef Zitzler – und meiner Frau, Alexandra Debuck für die Unterstützung, Motivation und Verständnis für einen nicht immer einfachen Entstehungsprozess, der aufgrund von teilweise berufsbegleitender Erarbeitung und Familiengründung auch etwas Zeit in Anspruch genommen hat. Dank euch ist es mir oftmals leichter gefallen.

Stephan Debuck, Essen im Juli 2021

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis ..... - 1 -

Abbildungsverzeichnis ..... - 7 -

Tabellenverzeichnis ..... - 13 -

Abkürzungsverzeichnis ..... - 16 -

1 Einleitung ..... - 20 -

1.1 Stromwende im Fokus: Relevanz und Abgrenzung des Forschungsgegenstandes ... . - 20 -

1.2 Energiewende und Steuerung in der politikwissenschaftlichen Forschung ..... - 24 -

1.3 Forschungsfragen, Forschungsdesign und Fallauswahl ..... - 30 -

2 Theoretische Grundlagen: Entwicklungslinien der Steuerungsforschung..... - 44 -

2.1 Wahrnehmungsmuster des steuernden Staates: Leitbilder und Paradigmenwandel- 45 -

2.2 Neuauflage des Interventionsstaates?..... - 60 -

2.3 Zwischenresümee: Wandel von Kontextbedingungen des steuernden Staates . - 66 -

2.4 Definitionsvariation politischer Steuerung..... - 72 -

2.5 Von der Steuerungs- zur Governance-Theorie ... . - 76 -

2.6 ... und zurück zur Steuerung? ..... - 82 -

2.7 Instrumentenbezogene Steuerungsforschung und Probleme in der Policy-Analyse .. .. - 85 -

3 Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design: Problemorientierte staatliche Steuerung.. - 95 -

3.1 Theoretische Perspektive: Verknüpfung von Handlungs- und Institutionentheorie- 97 -

3.2 Aufbau und Analyse von Steuerungskonzeptionen..... - 98 -

3.3 Systematisierung und Analyse gesellschaftlicher Problemlagen..... - 101 -

3.3.1 Externe Effekte..... - 104 -

3.3.2 Anpassungsmängel..... - 106 -

3.4 Informiertes Instrumentenshopping: Bewertungskriterien und Einigungskosten- 109 -

3.4.1 Positive finanzielle Anreize..... - 112 -

3.4.2 Materiell-rechtliche Ge- und Verbote ..... - 116 -

3.5 Politische Widerstände und Einigungskosten: die Wirkungs- und Änderungsklassifizierung ..... - 118 -
3.6 Verortung im Better Regulation Diskurs..... - 123 -
3.7 Kritische Würdigung des Ansatzes für ein reflektiertes Policy-Design ..... - 125 -
3.8 Institutionelles Setting und Mehrheitskonstellationen im föderalen Mehrebenensystem ..... - 128 -
3.9 Rekonstruktion von Länderinteressen: Die Modifikation der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung ..... - 139 -
4 Die deutsche Energiewende im Stromsektor und das EEG ..... - 149 -
4.1 Kontextanalyse: Energie- und Klimapolitik im internationalen Mehrebenensystem .....
..... - 149 -
4.2 Übergeordnete Problem- und Instrumentenanalyse für den Regelungsrahmen des EEG ..... - 158 -
4.2.1 Problemanalyse I: Dominanz externer Effekte..... - 158 -
4.2.2 Kostenaspekte und -diskussion rund um das EEG..... - 165 -
4.2.3 Die EEG-Umlage, Differenzkosten und der Börsenstrompreis..... - 170 -
4.2.4 Instrumentenanalyse: Strukturmerkmale des EEG und rechtlicher Förderrahmen - 175 -
4.2.5 Systematische Instrumentenanalyse ..... - 180 -
4.2.6 Technologiespezifische Regelungen des EEG 2009 ..... - 183 -
4.2.6.1 Windenergie im EEG 2009..... - 183 -
4.2.6.2 Vergütung der Stromerzeugung aus Biomasse ..... - 185 -
4.2.6.3 Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie..... - 187 -
4.2.7 Problemanalyse II: Inflexibilitäten und negative externe Effekte im Stromversorgungssystem/ durch den bestehenden Regelungsrahmen ..... - 190 -
4.2.7.1 Systemische Problemlagen..... - 191 -
4.2.7.1.1 Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs nach § 37 EEG 2009 ..
..... - 191 -
4.2.7.1.2 Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien..... - 192 -
4.2.7.1.3 Bedarfsorientierte Einspeisung ..... - 193 -
4.2.7.1.4 Merit-Order-Effekt ..... - 195 -

4.2.7.1.5 Vermarktungswege und negative Preise ..... - 197 -
4.2.7.1.6 Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG 2009 ..... - 202 -
4.2.7.2 Kosten außerhalb des EEG: systemische Integrationskosten ..... - 202 -
5 Empirisch-analytische Untersuchung der Fallstudien: Gesetzgebung im Stromsektor und die Förderung erneuerbarer Energien ..... - 204 -
5.1 Fallstudie 1: Die EEG-Novelle 2011/ Das EEG 2012 ..... - 204 -
5.1.1 Problemanalyse ..... - 204 -
5.1.1.1 Problemlagen der verschiedenen erneuerbaren Technologiesparten - 204 -
5.1.1.2 Entwicklungen im Bereich der Windenergie ..... - 205 -
5.1.1.3 Entwicklungen im Bereich der Bioenergie ..... - 208 -
5.1.1.4 Entwicklungen im Bereich der PV ..... - 210 -
5.1.2 Institutionelles Setting ..... - 214 -
5.1.2.1 Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem ..... - 214 -
5.1.2.2 Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat ..... - 221 -
5.1.2.3 Verfahrensgang der Gesetzesgenese ..... - 222 -
5.1.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen des EEG 2012 ..... - 225 -
5.1.3.1 Markt- und Systemintegration: Steuerungsteilkonzeptionen 1 bis 3 ... - 225 -
5.1.3.1.1 Steuerungsteilkonzeption 1: Einführung einer optionalen Marktprämie ..... - 226 -
5.1.3.1.2 Steuerungsteilkonzeption 2: Neugestaltung des Grünstromprivilegs- 238 -
5.1.3.1.3 Steuerungsteilkonzeption 3: Einbezug der PV ins Einspeisemanagement ..... - 242 -
5.1.3.2 Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung: Steuerungsteilkonzeption 4 ..... - 244 -
5.1.3.3 Technologiedifferenzierte Förderung: Steuerungsteilkonzeptionen 5 bis 8 .. .. - 250 -
5.1.3.3.1 Steuerungsteilkonzeption 5: Förderung der Onshore-Windenergie - 250 -
5.1.3.3.2 Steuerungsteilkonzeption 6: Förderung der Offshore-Windenergie - 259 -
5.1.3.3.3 Steuerungsteilkonzeption 7: Förderung der Biomasse ..... - 265 -

5.1.3.3.4 Steuerungsteilkonzeption 8: Förderung der PV ..... - 273 -
5.1.3.4 Kosteneffizienz der Förderbestimmungen: Steuerungsteilkonzeption 9- 279 -
5.1.3.5 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien ..... - 291 -
5.1.3.6 Politische Widerstände und Einigungskosten ..... - 292 -
5.2 Fallstudie 2: Die Photovoltaik-Novelle 2012 ..... - 316 -
5.2.1 Problemanalyse ..... - 316 -
5.2.2 Institutionelles Setting ..... - 324 -
5.2.2.1 Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem ..... - 324 -
5.2.2.2 Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat ..... - 325 -
5.2.2.3 Verfahrensgang der Gesetzesgenese ..... - 326 -
5.2.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen der PV-Novelle ..... - 327 -
5.2.4 Vergütungssystematik: Steuerungsteilkonzeption 1 ..... - 328 -
5.2.5 Steuerung des Adressatenverhaltens ..... - 341 -
5.2.5.1 Steuerungsteilkonzeption 2: Vermeidung von Vorzieheffekten ..... - 341 -
5.2.5.2 Steuerungsteilkonzeption 3: Einhaltung des Zubaukorridors ..... - 346 -
5.2.6 Marktintegration und Eigenverbrauch: Steuerungsteilkonzeption 4 ..... - 348 -
5.2.7 Übergreifende Kostendiskussion: Steuerungsteilkonzeption 5 ..... - 353 -
5.2.8 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien ..... - 359 -
5.2.9 Politische Widerstände und Einigungskosten ..... - 360 -
5.3 Fallstudie 3: Die 3. EnWG-Novelle (2012) ..... - 372 -
5.3.1 Problemanalyse: ..... - 372 -
5.3.2 Institutionelles Setting ..... - 376 -
5.3.2.1 Gesetzgebungskompetenz und Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat - 376 -
5.3.2.2 Verfahrensgang der Gesetzesgenese ..... - 377 -
5.3.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen der dritten EnWG-Novelle ..... - 377 -
5.3.3.1 Optimierung der Planungs- und Synchronisationsprozesse: Steuerungsteilkonzeption 1 ..... - 378 -

5.3.3.2 Haftungs- und Entschädigungsregelung: Steuerungsteilkonzeption 2 - 384 -
5.3.4 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien ..... - 391 -
5.3.5 Politische Widerstände und Einigungskosten ..... - 392 -
5.4 Fallstudie 4: Die EEG-Novelle 2014 ..... - 402 -
5.4.1 Problemanalyse ..... - 402 -
5.4.2 Institutionelles Setting ..... - 410 -
5.4.2.1 Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem ..... - 410 -
5.4.2.2 Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat ..... - 417 -
5.4.2.3 Verfahrensgang der Gesetzesgenese ..... - 418 -
5.4.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen des EEG 2014 ..... - 419 -
5.4.3.1 Steuerung der Menge und Zielkorridore: Steuerungsteilkonzeption 1 - 422 -
5.4.3.2 Marktintegration der erneuerbaren Energien: Steuerungsteilkonzeption 2... ..... - 432 -
5.4.3.3 Technologiespezifische Steuerungsteilkonzeptionen 3 bis 6 ..... - 442 -
5.4.3.3.1 Technologiespezifische Regelung Onshore-Windenergie: Steuerungsteilkonzeption 3 ..... - 442 -
5.4.3.3.2 Technologiespezifische Regelung Offshore-Wind: Steuerungsteilkonzeption 4 ..... - 451 -
5.4.3.3.3 Technologiespezifische Regelung PV: Steuerungsteilkonzeption 5 - 456 -
5.4.3.3.4 Technologiespezifische Regelung Biomasse: Steuerungsteilkonzeption 6 ..... - 461 -
5.4.3.4 Kostenbeteiligung und Verteilungsgerechtigkeit: Steuerungsteilkonzeptionen 7 und 8 ..... - 468 -
5.4.3.4.1 Verteilungsgerechtigkeit durch Einbezug des Eigenverbrauchs zur EEG-Umlage: Steuerungsteilkonzeption 7 ..... - 468 -
5.4.3.4.2 Reform der Besonderen Ausgleichsregelung: Steuerungsteilkonzeption 8 ..... - 471 -
5.4.3.5 Auswirkungen auf die Kostendynamik der EEG-Umlage: Steuerungsteilkonzeption 9 ..... - 478 -
5.4.4 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien ..... - 485 -

5.4.5 Politische Widerstände Einigungskosten ..... - 486 -
5.5 Fallstudie 5: Die EEG-Novelle 2016/ das EEG 2017 ..... - 504 -
5.5.1 Problemanalyse ..... - 504 -
5.5.2 Institutionelles Setting ..... - 505 -
5.5.3 Überblick der zentralen Maßnahmen des EEG 2016 ..... - 508 -
5.5.4 Ausschreibungen im EEG 2017 ..... - 511 -
5.5.4.1 Technologiespezifische Ausschreibungs-Designs ..... - 513 -
5.5.4.2 Antizipierte Problemfelder von Ausschreibungen ..... - 516 -
5.5.4.3 Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden ..... - 519 -
5.5.5 Politische Widerstände Einigungskosten ..... - 525 -
6 Die EEG-Gesetzgebungsprozesse aus der Perspektive der Länder-Exekutiven .... - 531 -
6.1 Position bestimmende Faktoren im politischen Prozess im Bundesrat: parteipolitische vs. energiewirtschaftliche Interessen ..... - 532 -
6.2 Interessenkoalitionen und Koordinierung der Ländergruppen..... - 535 -
6.3 Das Koordinierungsformat Ministerpräsidentenkonferenz: informeller Interessenausgleich oder Entkernung des Bundesratsverfahrens?..... - 542 -
6.4 Einschätzungen zum Format Sonder-MPK: Ambivalenz in den Bewertungen - 558 -
6.5 Anrufung des Vermittlungsausschusses: Stumpfes Schwert bei EEG-Novellen- 563 -
6.6 EEG-Gesetzgebungsprozesse und die Konstellation zwischen Bundestag und Bundesrat ..... - 564 -
7 Schlussbetrachtung: der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stromwende aus der Perspektive problemorientierter staatlicher Steuerung..... - 566 -
7.1 Problemperzeption und analytische Problemkategorien: ursachenadäquate Ansätze? - 569 -
7.2 Entwicklung der Strukturelemente und des Risikoprofils des EEG ..... - 571 -
7.3 Instrumenten-Design und dessen Beurteilung ..... - 575 -
7.4 Ursachen für Fehlsteuerung beim Ausbau der erneuerbaren Energien ..... - 581 -
7.5 Ländereinfluss: Informelle und formale Verfahren im Bundesrat..... - 589 -
Literaturverzeichnis ..... - 601 -

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Gang der Untersuchung ..... - 43 -
Abbildung 2: Der Kooperative Staat im Schnittpunkt von vier idealtypischen Steuerungsmodellen ..... - 57 -
Abbildung 3: Analytische Rekonstruktion einer Steuerungskonzeption ..... - 100 -
Abbildung 4: Einfluss der ländereigenen Interessen auf den Gesetzgebungsprozess ... - 148 -
Abbildung 5: Internationale Energiepreise 2015 - Prognose und Wirklichkeit ..... - 157 -
Abbildung 6: Entwicklungspfade des Energiekonzepts der Bundesregierung 2010 ..... - 159 -
Abbildung 7: Entwicklung des CO2-Zertifikatepreises (Spotmarkt) 2005-2014 ..... - 162 -
Abbildung 8: Strompreis für Haushaltskunden ..... - 166 -
Abbildung 9: Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden ..... - 167 -
Abbildung 10: Entwicklung des Strompreises für stromintensive Industriekunden ..... - 167 -
Abbildung 11: Aggregierte Ausgaben der Elektrizitätsversorgung nach Bestandteilen im Jahr 2011 ..... - 168 -
Abbildung 12: Entwicklung der EEG-Umlage, des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sowie der EEG-Vergütungszahlungen ..... - 169 -
Abbildung 13: Berechnung der EEG-Differenzkosten ..... - 171 -
Abbildung 14: Zusammenhang zwischen Strompreis und Vergütungszahlungen (qualitative Darstellung) ..... - 172 -
Abbildung 15: Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse nach dem EEG 2009 - 187 -
Abbildung 16: Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien ..... - 196 -
Abbildung 17: Häufigkeit von Null- oder negativen Preisen in der EEX-/ EPEX-Day-ahead-Auktion ..... - 199 -
Abbildung 18: Auswertung von Stunden mit negativen Preisen in der EEX-/ EPEX-Day-ahead-Auktion ..... - 200 -
Abbildung 19: Entwicklung des Repowering in Deutschland im Zeitraum 2002 bis 2010 - 206 -
Abbildung 20: Altersstruktur der in Deutschland installierten Windenergieanlagen ..... - 207 -
Abbildung 21: Entwicklung des jährlichen Leistungszubaus nach Dach- und Freiflächenanlagen (ohne Fassadenanlagen) ..... - 211 -
Abbildung 22: Entwicklung von Systempreisen und EEG-Vergütungssätzen für Dachanlagen bis 100 kW ..... - 211 -
Abbildung 23: Vergleich der Eigenverbrauchsnutzung unter der Wirkung des EEG 2009 und 2010 ..... - 213 -
Abbildung 24: Europäischer Regelungsrahmen für den Stromsektor (ohne Erdgas) ..... - 219 -
Abbildung 25: Steuerungsteilkonzeption 1: Einführung einer optionalen Marktprämie ... - 226 -
Abbildung 26: Funktionsweise der optionalen Marktprämie im Überblick ..... - 228 -

Abbildung 27: Installierte Leistung in der Marktprämie ..... - 231 -
Abbildung 28: Neugestaltung des Grünstromprivilegs ..... - 238 -
Abbildung 29: Einbezug der PV ins Einspeisemanagement ..... - 242 -
Abbildung 30: Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung ..... - 244 -
Abbildung 31: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung ..... - 246 -
Abbildung 32: Förderung der Onshore-Windenergie ..... - 250 -
Abbildung 33: Stromgehstehungskosten von Binnenlandanlagen der Größenklassen 2,0 bis 2,5 MW ..... - 252 -
Abbildung 34: Stromgehstehungskosten von Anlagen für schwache und mittlere Windgeschwindigkeiten der Größenklasse 3,0 bis 3,5 MW (Binnenlandanlagen) ..... - 252 -
Abbildung 35: Stromgehstehungskosten von Anlagen für Starkwind und mittlere Windgeschwindigkeiten der Größenklasse 2,0 bis 2,5 MW ..... - 252 -
Abbildung 36: Stromgehstehungskosten übriger Anlagen der Größenklasse 3,0 bis 3,5 MW . - 252 -
Abbildung 37: Interne Verzinsung für Binnenlandanlagen der Größenklasse von 2,0 bis 2,5 MW und der Klasse von 3,0 bis 3,5 MW ..... - 253 -
Abbildung 38: Interne Verzinsung von Anlagen für Starkwind und mittlere Windstärken der Klasse 2,0 bis 2,5 MW und der übrigen Anlagen der Klasse 3,0 bis 3,5 MW ..... - 253 -
Abbildung 39: Zusätzliche Zeiträume der Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Referenzertrag (Standortqualität) ..... - 258 -
Abbildung 40: Förderung der Offshore-Windenergie ..... - 259 -
Abbildung 41: Spannbreiten der internen Verzinsung für Anlagenklassen unter 5 MW an den verschiedenen Standortgruppen mit zusätzlichen Einnahmen aus der Direktvermarktung- 262 -
Abbildung 42: Spannbreiten der internen Verzinsung für Anlagenklassen ab 5 MW an den verschiedenen Standortgruppen mit zusätzlichen Einnahmen aus der Direktvermarktung- 262 -
Abbildung 43: Förderung der Biomasse ..... - 265 -
Abbildung 44: Bioenergie EEG-Vergütungssätze 2012 ..... - 266 -
Abbildung 45: Vergleich beispielhafter Vergütungen für Biogasanlagen nach EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012 ..... - 268 -
Abbildung 46: Vergleich beispielhafter Vergütungen für Biomasseheizkraftwerke nach EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012 ..... - 268 -
Abbildung 47: Stromgehstehungskosten und Vergütung der Biogas-Modellfälle ..... - 270 -
Abbildung 48: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland ..... - 272 -
Abbildung 49: Förderung der PV ..... - 273 -

Abbildung 50: Anteil der Anlagen mit Nutzung von Eigenverbrauch in den Nutzergruppen .... - 276 -
Abbildung 51: Kosteneffizienz der Förderbestimmungen ..... - 279 -
Abbildung 52: Entwicklung des Börsenstrompreises (Jahres-Future) ..... - 281 -
Abbildung 53: Durchschnittliche Vergütungen der EEG-Jahrgänge 2001 bis 2013..... - 282 -
Abbildung 54: Entwicklung des EEG-Kontostandes im Jahresverlauf bis 2013 (Prognose 2014) ..... - 283 -
Abbildung 55: Aufteilung der EEG-Umlage nach Anlagenkategorien in ct/kWh (sonstige Kosten = Liquiditätsreserve + Kontoausgleich) ..... - 284 -
Abbildung 56: Komponenten der EEG-Umlage 2013 ..... - 285 -
Abbildung 57: Anteile der Komponenten am Zuwachs der EEG-Umlage von 2012 auf 2013 in Prozent ..... - 286 -
Abbildung 58: Summe aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der EEG-Umlage in ct/kWh ..... - 288 -
Abbildung 59: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt . - 289 -
Abbildung 60: Durch erneuerbare Energien vermiedene THG-Emissionen in Mio. t CO_2-Äquivalenten ..... - 290 -
Abbildung 61: Marktanteile der Anlagenhersteller in Deutschland am Anlagenbestand bis einschl. 2014 (links) sowie am Zubau 2014 (rechts) ..... - 298 -
Abbildung 62: Marktanteile am Offshore-Anlagenbestand in Deutschland ..... - 299 -
Abbildung 63: Marktanteile am weltweiten Offshore-Anlagenbestand ..... - 300 -
Abbildung 64: Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Zeitraum 2001 bis 2012, Prognose der ÜNB für 2013 und 2014 ..... - 317 -
Abbildung 65: Entwicklung der EEG-Umlage im Zeitraum 2001 bis 2012, Prognose der ÜNB für 2013 und 2014 ..... - 317 -
Abbildung 66: Entwicklung der EEG-Kernumlage für Bestandsanlagen, die bis Ende 2012 in Betrieb gegangen sind, Modellrechnungen ab 2013 ..... - 318 -
Abbildung 67: Entwicklung der Endkundenpreise für PV-Aufdachanlagen ..... - 319 -
Abbildung 68: Einspeisevergütungen für PV-Strom und wöchentlich neu installierte Leistung von PV in Deutschland ..... - 323 -
Abbildung 69: Steuerungsteilkonzeption 1: Reduktion der Vergütungshöhe ..... - 328 -
Abbildung 70: Gegenüberstellung der Vergütung nach EEG 2012 und PV-Novelle in ct/kWh - 329 -
Abbildung 71: Größenstruktur des PV-Zubaus nach Leistung sowie nach Anlagenzahl - 330 -
Abbildung 72: Entwicklung des Vergütungs- und Kostenpfad für PV-Anlagen kleiner 100 kW Leistung von 2006 bis 2012 ..... - 333 -

Abbildung 73: Entwicklung des Vergütungs- und Kostenpfad für PV-Anlagen kleiner 100 kW Leistung von 2006 bis 2014 ..... - 336 -
Abbildung 74: Entwicklung der Vergütungssätze nach der PV-Novelle ..... - 337 -
Abbildung 75: Entwicklung der Großhandelspreise unterschiedlicher Technologien und Herkunft ..... - 338 -
Abbildung 76: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für Aufdachanlagen 10-100 kWp ..... - 338 -
Abbildung 77: Weltweite PV-Modulkapazität und Nachfrage in den Jahren 2009 bis 2013 ..... - 339 -
Abbildung 78: Steuerungsteilkonzeption 2: Vermeidung von Vorzieheffekten ..... - 341 -
Abbildung 79: Monatliche Anlagenmeldungen von 2009 bis Oktober 2013 ..... - 342 -
Abbildung 80: Monatliche Meldedaten der Bundesnetzagentur 2012 bis 2014 ..... - 343 -
Abbildung 81: Entwicklung der Gesamtleistung von PV-Anlagen gemäß des neudefinierten Zubaukorridors ..... - 346 -
Abbildung 82: Steuerungsteilkonzeption 3: Einhaltung des Zubaukorridors ..... - 346 -
Abbildung 83: Steuerungsteilkonzeption 4: Marktintegrationsmodell und Eigenverbrauch- 348 -
Abbildung 84: Ermittlung des Zeitpunktes der Netzparität ..... - 351 -
Abbildung 85: Auswirkungen auf die EEG-Differenzkosten der PV ..... - 353 -
Abbildung 86: Ausbau der PV in Deutschland und Zinsentwicklung ..... - 355 -
Abbildung 87: Wirtschaftlichkeit einer 5 kW-Neuanlage (Haushalt) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch (Inbetriebnahmezeitpunkt Dezember 2013) ..... - 356 -
Abbildung 88: Wirtschaftlichkeit einer 30 kW-Neuanlage (Gewerbe) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis (Inbetriebnahmezeitpunkt Dezember 2013) ..... - 356 -
Abbildung 89: Wirtschaftlichkeit einer 500 kW-Neuanlage (Industrie) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis sowie einer neuen 5 MW-Freiflächenanlage ..... - 357 -
Abbildung 90: Anteil der PV an der EEG-Umlage beim Erreichen von 52 GW-Ausbauniveau in 2015 bzw. 2020 ..... - 359 -
Abbildung 91: Wertschöpfungsketten für kristalline Module und Dünnschicht-Module ..... - 361 -
Abbildung 92: Optimierung der Planungs- und Synchronisationsprozesse ..... - 378 -
Abbildung 93: Haftungs- und Entschädigungsregelung ..... - 384 -
Abbildung 94: Einnahmen- und Ausgabenpositionen der Offshore-Haftungsumlage ..... - 391 -
Abbildung 95: Entwicklung der Offshore-Haftungsumlage für die verschiedenen Letztverbrauchergruppen ..... - 391 -
Abbildung 96: Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie ..... - 393 -
Abbildung 97: Umsatz- und Beschäftigungsanteile der Wertschöpfungsstufen 2010 ..... - 394 -

Abbildung 98: Regionale Verteilung des Umsatzes (links) und der Beschäftigung (rechts) nach Bundesland 2010 ..... - 398 -
Abbildung 99: Entwicklung der Beschäftigung in der erneuerbaren Energien-Branche sowie der durch EEG induzierten Beschäftigung ..... - 403 -
Abbildung 100: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der im Zeitraum 2000 bis 2014 errichteten EEG-Anlagen als Änderung am BIP ..... - 404 -
Abbildung 101: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG ..... - 407 -
Abbildung 102: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG- 407 -
Abbildung 103: Steuerung der Menge und Einhaltung des Zielkorridors..... - 422 -
Abbildung 104: Brutto- und Netto-Zubau von EEG-Anlagen auf Basis von Onshore-Wind , PV und Biomasse von 1990 bis 2030..... - 430 -
Abbildung 105: Stärkung der Marktintegration durch verpflichtende Direktvermarktung - 432 -
Abbildung 106: Technologiespezifische Regelung Onshore-Windenergie ..... - 442 -
Abbildung 107: Durchschnittliche Vergütung Onshore-Windenergie je Referenzstandort im Inbetriebnahmejahr 2014..... - 444 -
Abbildung 108: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung Onshore-Windenergie - 446 -
Abbildung 109: Verteilung der Anlagenleistung mit Standortqualitäten in den Flächenländern- 449 -
Abbildung 110: Technologiespezifische Regelung Offshore-Wind..... - 451 -
Abbildung 111: Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland..... - 455 -
Abbildung 112: Technologiespezifische Regelung PV ..... - 456 -
Abbildung 113: Vergleich der Degressionsraten im atmenden Deckel..... - 458 -
Abbildung 114: Abschätzung der erforderlichen Vergütungserhöhung für definierte Eigenverbrauchsanteile in Abhängigkeit von der Höhe der Eigenverbrauchsbelastung. - 460 -
Abbildung 115: Technologiespezifische Regelung Biomasse ..... - 461 -
Abbildung 116: Vergleich der Vergütung von Biogasanlagen nach verschiedenen Fassungen des EEG..... - 464 -
Abbildung 117: Vergleich der Vergütung für feste Biomasse nach verschiedenen Fassungen des EEG..... - 465 -
Abbildung 118: Erwarteter Entwicklungspfad für Stromerzeugung aus Bioenergie ..... - 465 -
Abbildung 119: Verteilungsgerechtigkeit durch Einbezug des Eigenverbrauchs zur EEG-Umlage..... - 468 -
Abbildung 120: Reform der Besonderen Ausgleichsregelung ..... - 471 -
Abbildung 121: Begrenzung der Kostendynamik der EEG-Umlage ..... - 478 -
Abbildung 122: EEG-Umlage nach Technologiesparten ..... - 483 -

Abbildung 123: Entwicklung der Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage in ct/kWh. - 484 -

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick zu den geführten Interviews ..... - 41 -
Tabelle 2: Erwartbare Ausprägung von Widerständen nach der Wirkungs- und Änderungsklassifizierung..... - 121 -
Tabelle 3: Kosten- und Nutzen Verteilung der vermuteten Wirkungen einer Maßnahme in ihrer Wirkung auf Anreize zu Interessenwahrnehmung und die Organisierbarkeit der Interessen... - 122 -
Tabelle 4: Indidaktorenset zur Bestimmung der Interessen am Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien im Allgemeinen..... - 145 -
Tabelle 5: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion einer Technologiebranche, hier bsph. Windenergie ..... - 145 -
Tabelle 6: Jahresbelastung eines durchschnittlichen Haushaltes durch die EEG-Umlage in Euro/a ..... - 170 -
Tabelle 7: Anteil der EEG-Umlage am Gesamt-Strompreis für Haushaltskunden (3500 kWh/a) ..... - 170 -
Tabelle 8: Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütung von 2000 bis 2011..... - 174 -
Tabelle 9: Atmender Deckel nach EEG 2009 ..... - 188 -
Tabelle 10: Atmender Deckel nach EEG 2010 für das Kalenderjahr 2012 ..... - 190 -
Tabelle 11: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Mai bis November 2011)..... - 222 -
Tabelle 12: Atmender Deckel nach Regierungsentwurf EEG 2012..... - 274 -
Tabelle 13: Vergütungssätze nach Anlagentyp und installierter Leistung in ct/kWh ..... - 275 -
Tabelle 14: Entwicklung der EEG-Umlage in ct/kWh bis 2014..... - 283 -
Tabelle 15: Entlastungsvolumen und erhöhende Wirkung auf die EEG-Umlage der BesAR... - 287 -
Tabelle 16: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf EEG 2012 ... - 291 -
Tabelle 17: Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen des Regierungsentwurf für ein EEG 2012..... - 294 -
Tabelle 18: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor EE für 2011..... - 303 -
Tabelle 19: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor Windenergie für 2011..... - 303 -
Tabelle 20: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor PV für 2011..... - 304 -
Tabelle 21: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor Bioenergie für 2011..... - 304 -
Tabelle 22: Auswertungsübersicht der Indikatorensets nach geographischer Region für 2011- 305 -
Tabelle 23: Politische Interessendimension der Länder für das Jahr 2011 ..... - 306 -
Tabelle 24: Politische Stimmgewichte nach Indikatorensets..... - 310 -
Tabelle 25: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (November 2011 bis Mai 2012) ..... - 326 -
Tabelle 26: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Juni 2012 bis Februar 2013) ..... - 326 -

Tabelle 27: Prozentuale Veränderungen der Vergütungshöhe in den verschiedenen Leistungsklassen ..... - 331 -
Tabelle 28: Entwicklung der kumulierten prozentualen Veränderung der Vergütungshöhe gemäß starrer Degressionsschritte ..... - 334 -
Tabelle 29: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf PV-Novelle .. - 360 -
Tabelle 30: Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen des Regierungsentwurfs für die PV-Novelle ..... - 364 -
Tabelle 31: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor PV für das Jahr 2012 ..... - 367 -
Tabelle 32: Politische Interessendimension der Länder ..... - 367 -
Tabelle 33: Auswertungsübersicht nach Region und politischem Stimmgewicht ..... - 369 -
Tabelle 34: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Juni 2012 bis Februar 2013) ..... - 377 -
Tabelle 35: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf EnWG-Novelle ..... - 392 -
Tabelle 36: Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen des Regierungsentwurfs für die EnWG-Novelle 2012 ..... - 395 -
Tabelle 37: Politische Interessendimension der Länder 2012 ..... - 399 -
Tabelle 38: Auswertungsübersicht nach geographischer Region und politischem Stimmgewicht ..... - 399 -
Tabelle 39: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Januar 2014 bis November 2014) ..... - 418 -
Tabelle 40: Technologiespezifische Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von 2014 bis 2016 ..... - 427 -
Tabelle 41: Atmender Deckel der Onshore-Windenergie ..... - 445 -
Tabelle 42: Regionale Verteilung des Zubaus Windenergie an Land 2015-2016 ..... - 448 -
Tabelle 43: Offshore-Vergütungsmodell EEG 2014-E im Vergleich mit dem des EEG 2012 ... - 453 -
Tabelle 44: PV-Vergütungssystematik im EEG 2014-RegE ..... - 458 -
Tabelle 45: Vergütungssystematik der Biomasse im EEG 2014-E ..... - 462 -
Tabelle 46: Übersicht über die Bescheideverfahren der BesAR nach EEG 2014 ..... - 476 -
Tabelle 47: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf EEG 2014 ... - 485 -
Tabelle 48: Änderungs- und Wirkungsklassifikation der Maßnahmen im EEG 2014-RegE ..... - 488 -
Tabelle 49: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von erneuerbare Energien im Allgemeinen ..... - 493 -
Tabelle 50: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Windenergie für 2014 ..... - 493 -
Tabelle 51: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von PV für 2014 ..... - 494 -
Tabelle 52: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Bioenergie für das Jahr 2014 ..... - 494 -

Tabelle 53: Auswertungsübersicht der Indikatorensets nach geographischer Region.... - 495 -
Tabelle 54: Politische Interessendimension der Länder 2014 ..... - 496 -
Tabelle 55: Politische Stimmgewichte nach Indikatorensets ..... - 498 -
Tabelle 56: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Mai 2016 bis März 2017) ..... - 507 -
Tabelle 57: Ergebnisse der sechs Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 und 2016..... - 523 -
Tabelle 58: Ausschreibungsergebnisse der ersten zwei Runden für die PV 2017..... - 525 -
Tabelle 59: Vergleich der MPK Zeitpunkte im EEG-Novellierungsprozess..... - 545 -
Tabelle 60: Änderungsanträge und Entsprechungen durch die Bundesregierung je Novellierungsprozess ..... - 560 -
Tabelle 61: Änderungsanträge und Entsprechungen durch die Bundesregierung je Novellierungsprozess ..... - 594 -

Abkürzungsverzeichnis

A-Länder	SPD-geführte Bundesländer
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AWZ	Ausschließlichen Wirtschaftszone
B-Länder	CDU-geführte Bundesländer
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BB	Brandenburg
BBE	Bundesverband BioEnergie e.V.
BBH	Becker Büttner Held
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BesAR	Besondere Ausgleichsregelung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BfN	Bundesamtes für Naturschutz
BF-O	Bundesfachplan Offshore
BGH	Bundesgerichtshof
BImschG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMI	Bundesministerium des Innern
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, ab 18. WP.
	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, 17. WP.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BOS-Kosten	Balance of System-Kosten
BR	Bundesrat
BReg	Bundesregierung
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
BT	Deutscher Bundestag
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BW	Baden-Württemberg
BWE	Bundesverband WindEnergie
BY	Bayern
CO_2	Kohlenstoffdioxid
ct/kWh	Cent je Kilowattstunde

DBV	Deutscher Bauernverband
DCTI	Deutsches CleanTech Institut
dena	Deutsche Energie-Agentur
Destatis	Statistisches Bundesamt
DGS	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V.
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag
Drs.	Drucksache
DWG	Deutsche WindGuard
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEG-E	Erneuerbare-Energien-Gesetz-Entwurf
EEV	Endenergieverbrauch
EEX	European Energy Exchange AG
EFI	Expertenkommission Forschung und Innovation
EiD	Die Energieintensiven Industrien in Deutschland
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EU Com	Europäische Kommission
EuG	Europäisches Gericht (der ersten Instanz)
EuGH	Gerichtshof der Europäischen Union
FEE	Fluktuierende erneuerbare Energien
GG	Grundgesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWp	Gigawatt Peak
HE	Hessen
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRR	Internal Rate of Return
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt Peak
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
M-Länder	Länder, in deren Regierungen sowohl Parteien der Bundestagsmehrheit als auch der Bundestagsopposition vertreten sind.

Mio.	Millionen
MPK	Ministerpräsidentenkonferenz
Mrd.	Milliarden
MV	Mecklenburg-Vorpommern
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NawaRo-Bonus	Nachwachsende Rohstoffe-Bonus
N/B SV	Netto-/ Bruttostromverbrauch
NEP	Netzentwicklungsplan
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
O-Länder	Länder, deren Regierungen ausschließlich von mindestens einer der sich im Bund in der Opposition befindlichen Parteien gebildet werden.
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OWP	Offshore-Windpark
PEV	Primärenergieverbauch
PV	Photovoltaik
R-Länder	Länder, deren Regierungen parteipolitisch kongruent zur Bundesregierung zusammengesetzt sind, bzw. von einer der im Bund regierenden Parteien alleine gebildet werden.
REE	regelbare erneuerbare Energien
RLP	Rheinland-Pfalz
SDL-Bonus	Systemdienstleistungsbonus
SE	Stromerzeugung
SeeAnlV	Seeanlagenverordnung
SH	Schleswig-Holstein
SN	Sachsen
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
ST	Sachsen-Anhalt
STMWI	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
SV	Stromverbrauch
SVR	Sachverständigenrat für Wirtschaft
t	Tonnen
TCE	The Crown Estate
TH	Thüringen

THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VCI	Verband der chemischen Industrie
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft
VNB	Verteilnetzbetreiber
VZVB	Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.
WBGU	Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
WVW	Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

1 Einleitung

1.1 Stromwende im Fokus: Relevanz und Abgrenzung des Forschungsgegenstandes

Die Energiewende in Deutschland hat viele Mütter und Väter. Sie ist ein facettenreicher Prozess, dem unterschiedliche Startpunkte beigemessen werden können. Die tragischen Ereignisse am 11. März 2011 in Fukushima und die Reaktion der deutschen Bundesregierung mit dem Ausstieg aus der Kernenergie wurden in der Öffentlichkeit als Einstieg in die Energiewende wahrgenommen. Ausgeblendet bleibt dabei, dass bereits das Energiekonzept der Bundesregierung im Jahr 2010 einen langfristigen Transformationsprozess des Energieversorgungssystems vorsah. In dem in dieser Form für die deutsche Energiepolitik neuartigen Langfristkonzept[1] wurden drei zentrale Ziele formuliert, die bis 2050 erreicht werden sollten: eine Treibhausgasreduktion von 80 bis 95 Prozent im Vergleich zum Basisjahr 1990, einen Ausbau der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 60 Prozent (im Stromsektor: 80-Prozent-Anteil am Bruttostromverbrauch) und eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs in Höhe von 50 Prozent – allerdings sah das Energiekonzept eine Verlängerung der Laufzeiten für Kernkraftwerke vor (BReg 2010a: 4). Folglich können bereits die im Jahr 2002 zum Abschluss gebrachten Verhandlungen der rot-grünen Bundesregierung mit den Energieversorgungsunternehmen über einen Atomenergieausstieg als ein Startpunkt für die Energiewende in Deutschland interpretiert werden, zumal diese Pläne zeitlich mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahr 2000 zusammenfallen, das die Markteinführung der Erneuerbaren realisieren sollte.[2] Manche Beobachter gehen noch weiter zurück und interpretieren das amerikanische Reaktorunglück Three Mile Island im Jahr 1979 als Startpunkt des Niedergangs der Kernenergie in Deutschland (Reimer 2015: 70), weil nach dem Ereignis ein Neubau-Moratorium für Kernkraftwerke in Deutschland beschlossen wurde. Über die vergangenen letzten vier Jahrzehnte habe sich ein starker Bürgerwille zur Energiewende entwickelt, der diesen Prozess *bottom-up* vorangetrieben hat (Schreurs/ Steuwer 2015: 46f.).

Zweifelsfrei lässt sich darüber streiten, ab wann der Terminus „Energiewende“ gerechtfertigt ist. In der öffentlichen Debatte ist der Begriff eng mit dem Kernenergieausstieg und dem Ausbau der erneuerbaren Energien verknüpft. Dabei erscheint der Ausstieg aus der Kernenergie als separate Maßnahme als zu wenig anspruchsvoll, um die Anforderungen der voraussetzungsvollen Idee der Energiewende gerecht zu werden. Der Kernenergieausstieg alleine hat noch keinen systemverändernden Charakter. Umweltpolitisch erscheint der Kernenergieausstieg geboten, klimapolitisch hingegen ist er in der kurzen Frist kontraproduktiv, wie das

[1] Das bis dato letzte Energiekonzept in Deutschland wurde ebenfalls von einer schwarz-gelben Bundesregierung im Jahr 1991 beschlossen (Chemnitz 2018: 168), hatte jedoch gleichwohl nicht einen vergleichbaren langfristigen Zielhorizont.

[2] Bereits das Stromeinspeisungsgesetz legte seit 1991 eine Fördergrundlage für erneuerbare Energien in Deutschland.

sogenannte Energiewende-Paradox in Deutschland anschaulich vor Augen führt. So wurden in Deutschland die wegfallenden Strommengen der Kernenergie in den Jahren 2011 bis 2013 primär durch Kohlestrom substituiert, was – trotz eines intensiven Zubaus von regenerativen Stromerzeugungsanlagen – einen Anstieg der Kohlenstoffdioxid(CO_2)-Emissionen im Stromsektor zur Folge hatte (Agora Energiewende 2014b: 11ff.). Es kann konstatiert werden, dass „Deutschland das einzige Land [ist], in dem die Energiewende mit einem immensen Zubau erneuerbarer Energiequellen, zugleich stark steigender Konsumentenpreisen und dennoch verfehlten Klimaschutzzielen einherging“ (Czada/ Radkte 2018: 61). Aus der Klimaschutz-Perspektive gilt folglich, CO_2-neutrale Strommengen durch eben solche zu ersetzen. Der Kernenergieausstieg erhöht deshalb das Ambitionsniveau, um insbesondere die kurzfristigen Klimaschutzziele zu erfüllen. Es lässt sich deshalb auch von einer doppelten Transformation sprechen (ähnlich Schreurs/ Steuwer 2015: 49f.). Energiepolitik in Deutschland richtet sich jedoch nicht Ziel-eindimensional aus, sondern verfolgt einen Dreiklang aus Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit – das energiepolitische Zieldreieck ist in dieser Form im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) normiert. Diese Mehrdimensionalität des Zielhorizontes wirkt auf die Bewertungsmaßstäbe von Konzepten und Maßnahmen zurück. Schließlich ist Deutschland im europäischen Vergleich ein starker Industriestandort, der auch eine Reihe energieintensiver (Grundstoff-)Industrien und die gesamte Wertschöpfungskette umfasst. Energiewende meint deshalb die Transformation des gesamten Energieversorgungssystems, das zum Zeitpunkt des Energiekonzeptes der Bundesregierung im Jahr 2010 noch maßgeblich auf Kernenergie und fossilen Energieträgern beruht – die zentralen Zielfixierungen aus dem Energiekonzept der Bundesregierung spiegeln diese Transformation wider. Im Mittelpunkt steht die langfristige Dekarbonisierung des Energieversorgungssystems und letztlich der gesamten Volkswirtschaft. Die durch die Politik oft bemühte Beschreibung einer Herkulesaufgabe sowie die durch die Wissenschaft zugestandene „Jahrhundertaufgabe“ (Radtke/ Kersting 2018b: 3) treffen das Ambitionsniveau sehr anschaulich. Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Steigerung der Energieeffizienz sind Mittel, die dem übergeordneten Dekarbonisierungszweck dienen. Wenn ein System transformiert wird, dann ändern sich nicht nur einzelne Elemente des Systems, sondern auch die Art und Weise, wie diese miteinander interagieren – es werden nicht nur Bausteine ausgetauscht, sondern es entsteht etwas Neues (Czada/ Radkte 2018: 68f.). Konkret bedeutet dies, dass das Verhältnis zwischen Zentralität und Dezentralität der Versorgungsstrukturen neu austariert werden muss, wofür Infrastrukturen erhebliche Anpassungen zu erfahren haben und sich mithin Koordinationsmechanismen ändern (Ohlhorst/ Tews/ Schreurs 2014: 93f.), was insbesondere für den bundesdeutschen Föderalismus Geltung beanspruchen kann.

Für die schwarz-gelbe Bundesregierung stellte gleichwohl die Entscheidung zum Kernenergieausstieg eine energiepolitische Zäsur dar (BT 2012a: 22990), hatte sie doch erst im Jahr

2010 die Laufzeit der Kernkraftwerke verlängert. Der damalige Bundesumweltminister Peter Altmaier (CDU) beschrieb die Gestaltung der Energiewende als eine der größten Herausforderungen seit dem Wiederaufbau und der Wiedervereinigung (BMU 2013a). Die Problembeschreibungen rund um die Energiewende waren demnach auch vielfältig und lesen sich exemplarisch wie folgt: die Industrie sah die Versorgungssicherheit in den Wintern 2011/2012 und 2012/2013 gefährdet und warnte vor erhöhten Blackout-Risiken (Gaugele 2012; Wetzel 2012), es wurden stark steigende Kosten durch den Umstieg auf erneuerbare Energien beklagt, die vor allem auf kostenineffiziente Maßnahmen zurückzuführen seien und den Strompreis in die Höhe trieben (Neuhoff u.a. 2012), sowie nach der sofortigen Stilllegung einer Reihe von Kernkraftwerken steigende CO_2-Emissionen zu beobachten waren (BMU 2013b; Mayer/ Kreifels/ Burger 2013).

Die mannigfaltigen Managementprobleme legten die Konfliktlinien innerhalb der Bundesregierung bestehend aus CDU/CSU und FDP offen – so forderte der FDP-Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler beispielsweise die CO_2-Reduzierung in den Mittelpunkt der Energiepolitik zu stellen, was schwarz-gelber Regierungspolitik widersprach (Rösler 2013; König 2013). Eng mit den perzipierten Steuerungsdefiziten der Energiewende verbunden war die Frage, welche Rolle der Staat bei der Steuerungskonzeption der Energiewende einnehmen sollte: sollte es mehr Staat sein (?), womit sich die Forderungen nach einem Masterplan verbanden (BR Drs. 149/12; BT Drs. 17/9792), oder mehr Markt (?), was mit Kritik an dem planwirtschaftlichen Gestaltungsprozess einherging (von Petersdorf 2012; INSM 2012).

Diese exemplarische Aufführung von zweifelsfrei bedenkenswerten Entwicklungen zeigt vor allem eines: Die gesellschaftliche und wirtschaftliche Akzeptanz der Energiewende hängt von der Fähigkeit ab, diese möglichst belastungsarm zu gestalten[3], mit anderen Worten eine nachhaltige Kosteneffizienz zu erreichen. In der Vergangenheit konnte hingegen die Beobachtung gemacht werden, dass die Kosteneffizienz nicht im Fokus der Energiepolitik stand. Zurückzuführen ist dies sowohl auf die Vielzahl von einflussreichen Akteuren in den Policy-Prozessen und deren Interessenlagen als auch auf die vorherrschende Zielheterogenität mit diffusen Wechselbeziehungen und unintendierten Nebenfolgen: Wirtschaftlicher Standortwettbewerb, Ausbau der erneuerbaren Energien, Beschäftigungseffekte, Klimapolitik, Energieeffizienz etc. Teilweise schließen sich die Ziele gegenseitig aus oder wirken in gegensätzliche Richtungen.

Die Energiewende in Deutschland erstreckt sich über alle Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr. Der Fokus der öffentlichen Debatte und der Politik liegt noch immer auf dem Stromsektor, was maßgeblich zum einen mit dem Kernenergieausstieg und zum anderen mit dem Ausbau

[3] In der 19. Legislaturperiode rückt zudem die Frage der Akzeptanzbeschaffung in den Vordergrund, was sowohl im Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD Ausdruck findet (S. 72) als auch durch die Einführung der AG Akzeptanz/ Energiewende durch die regierungstragenden Bundestagsfraktionen reflektiert wird (CDU/CSU-BT-Fraktion 2019).

der erneuerbaren Energien erklärt werden kann. Im Stromsektor sind zudem die größten Erfolge der Dekarbonisierung zu beobachten. In der Vergangenheit war die Erwartung, dass dieser der einzige Sektor ist, der das Treibhausgasreduktionsziel für 2020 in Höhe von minus 40 Prozent im Vergleich zum Basisjahr 1990 näherungsweise erreichen wird. Deshalb rückt die Stromwende auch hier in den Fokus.

Vor diesem Hintergrund zielt dieses Promotionsvorhaben auf zwei zentrale Faktoren ab, die das Gelingen der Energiewende beeinflussen: erstens ist dies die Rolle des Staates[4] in den Steuerungsprozessen und zweitens die Wirksamkeit der Steuerungskonzeptionen sowohl einzelner Gesetze als auch deren Einfluss auf maßnahmenübergreifende Wechselbeziehungen im Sinne eines zukunftsfähigen Gesamtkonzeptes als systematisierte Ursache von Steuerungsdefiziten. So rücken die analytische Problemorientierung der verschiedenen Policies und die Frage, ob Maßnahmen an der Problemursache ansetzen oder nur an den Symptomen kurieren, in den Blick. Auf diese Weise werden politische Kalküle, Interessenlagen und daraus resultierende Konflikte ebenso thematisiert wie der maßnahmenbezogene Beitrag zur Problemlösung – Macht- und Sachfragen[5] werden als zwei Seiten einer politischen Medaille folglich ganzheitlich betrachtet.

Zu diesem Zweck richtet sich der Blick auf das Bund-Länder-Problem der Energiewende, das den Koordinationsprozess maßgeblich beeinflusst und hier als eine zentrale Schlüsseldimension der Energiewende vorgestellt wird. Es ist zu hinterfragen, ob es zu Verwässerungen der Problemlösung durch Interventionen beziehungsweise Interessenwahrung der Bundesländer im Bundesrat aufgrund des politischen wie geographischen Interessengeflechts im deutschen Föderalismus kommen kann. Demnach kommt den föderalen Entscheidungsregeln besondere Beachtung zu, die den Ländern Einfluss auf den Regulierungsrahmen gewähren, denn Studien zeigen, dass über einen kosteneffizienten Ausbau der erneuerbaren Energien vor allem die Politik bestimmt (Agora Energiewende 2013a). Für den Ausbau der erneuerbaren Energien ist das EEG die zentrale Fördergrundlage. Dessen Novellierungen vollziehen sich zwar lediglich als Einspruchsgesetz (Altrock/ Oschmann/ Theobald 2011: §64, Rn. 10), dennoch können beachtenswerte Abstimmungen beobachtet werden, die den Einfluss der Länder spiegeln. Im Rahmen der EEG-Reformen spielt der Zeitdruck beispielsweise eine wichtige Rolle, weshalb durch Verzögerungen aufgrund von Verhandlungen die Länder Zugeständnisse erzwingen können (SRU 2013: 126). Nach dem Energiekonzept der Bundesregierung und den Beschlüssen zum Kernenergieausstieg 2011 zeichnete sich Anpassungsbedarf beim

[4] Eine theoretisch-konzeptionelle Definition des abstrakten Gebildes *Staat* kann hier nicht geleistet werden. In der Literatur wird angeführt, dass Staatstheorien ihren Gegenstand nicht mehr in Gänze abbilden können (Benz 2008b: 72). Hier genügt es deshalb, auf die Relativität des Staatsbegriffes hinzuweisen, der nur unter konkreten historisch-kulturellen Konstellationen zu erfassen ist (Isensee 2011: 59).

[5] Diese Darstellung ist leicht verkürzt, da Machbarkeitsfragen als drittes Element ebenfalls zur politischen Rationalität zu zählen sind (Grunden 2009: 19f.).

Regulierungsrahmen ab, der in der Wissenschaft identifiziert wurde (exemplarisch Oschmann 2010; DLR u.a. 2011; Agora Energiewende 2013b).

Die Prämisse von der zentralen Bedeutung der Länder bei der Gestaltung der Stromwende lässt sich durch einen Blick auf die Energiekonzepte der Länder untermauern. Daraus lässt sich ableiten, dass sich in Deutschland nicht eine Energiewende vollzieht, sondern dass 16 Energiewenden parallel gestaltet werden, wobei der sich wechselseitig aufeinander bezogene Abstimmungsgrad defizitär ist (Wurster/ Köhler 2016: 308; Lieberknecht 2013). Eine Reihe von Ländern erfüllen in Summe mit ihren Energiekonzepten die Ausbauziele des Bundes weit über. So streben die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern an, ein Vielfaches ihres Strombedarfes in Form erneuerbarer Energien zu erzeugen (Landesenergierat Mecklenburg-Vorpommern 2013: 6f.; Landesregierung Schleswig-Holstein 2013).[6] Es kann angenommen werden, dass die Bundesländer ihren Interessen entsprechend im Bundesrat für Änderungen des Regulierungsrahmens stimmen werden, der in Form des EEG zu einem breiten Nutznießerkreis geführt hat – deshalb dürfte eine wirkmächtige Reform auch besonders schwer durchzusetzen sein. Die Annahme liegt nahe, dass die Länder nicht nur die Gewerbesteuereinnahmen der Kommunen, den Standort für Erzeugungsbetriebe der gesamten erneuerbaren Energien-Wertschöpfungskette, sondern auch die wirtschaftliche Situation ihrer Wähler schützen (Energielandwirte, Photovoltaik-Aufdachanlagenbesitzer etc.), sodass die Einigungschancen in diesem Tauziehen um die EEG-Umverteilungsmaschinerie bislang als eher schlecht eingeschätzt werden (Altenbockum 2013).
Die Länderinteressen stehen denen des Bundes damit klar entgegen. Damaliger Bundesumweltminister Altmaier kommentierte den Sachverhalt wie folgt:

„Die Bundesländer interessieren sich in erster Linie für die Anliegen ihrer eigenen Unternehmen. Erst in zweiter Linie fragen sie, wie das alles zu einem Gesamtkonzept passt. Ein Problem der Energiewende ist, dass sie zu sehr vom betriebswirtschaftlichen Standpunkt aus betrachtet wird. Wir brauchen einen nationalen Konsens. Die Bundesländer müssen bereit sein, Abstriche an ihren Wünschen zu machen, damit die Energiewende gelingt. Der letzte Energiegipfel hat gezeigt, dass viele noch nicht so weit sind. Wir müssen dringend zu einer Gesamtlösung kommen“ (BMU 2013a).

1.2 Energiewende und Steuerung in der politikwissenschaftlichen Forschung

Die Strom- und die Energiewende gehen mit erheblichen finanziellen Umverteilungseffekten einher, mit Machtverschiebungen zwischen verschiedenen Akteursgruppen, mit neuen Partizipationsmöglichkeiten an der Energieversorgung sowie mit einer Neuverteilung von Chancen und Risiken für den Wirtschafts- und Industriestandort Deutschland. Es stellt sich die Frage,

[6] Schleswig-Holstein ruft sogar das Ziel aus, 300 bis 400 Prozent des eigenen Strombedarfs durch Erneuerbare bis 2020 zu erzeugen (Landesregierung Schleswig-Holstein 2013: 10).

wie vor dem Hintergrund der vielfältigen Dimensionen und gesellschaftsrelevanten Facetten der Energiewende, die politikwissenschaftliche Forschung den Gestaltungsprozess rezipiert.

Als dieses Promotionsvorhaben zum Winter 2013 ins Auge gefasst wurde, drängte sich der Eindruck auf, dass sich bislang in der deutschen Politikwissenschaft mit der nationalen Energiepolitik nicht besonders intensiv auseinandergesetzt wird – „in der Politikwissenschaft allgemein scheint das Thema noch unterbelichtet zu sein“ (Kießling 2012: 216). Zweifelsfrei ist das Forschungsfeld Energiewende noch ein sehr junges.[7] Mit den politischen Beschlüssen zur Energiewende ist dem Forschungsfeld deutlich mehr Aufmerksamkeit zu Teil geworden.[8] Forschung zur Energiewende ist aufgrund des Gegenstandes häufig inter- und transdisziplinär; sehr unterschiedliche Disziplinen beschäftigen sich damit: „die Volks- und Betriebswirtschaftslehre, den Rechtswissenschaften, (Sozial-)Psychologie, Soziologie, Politikwissenschaft, Philosophie, Kommunikations- und Medienwissenschaften, Geographie[9], Ethnologie oder Kulturwissenschaften“ (Holstenkamp/ Radtke 2018b: 10). Für die Breite der politikwissenschaftlichen Forschungsbereiche kann hingegen konstatiert werden, dass das große Potenzial kaum ausgeschöpft wurde. Es seien zahlreiche Einzelaspekte betrachtende Einzelanalysen[10] vorhanden, gleichwohl fehle es an vergleichenden Untersuchungen, Arbeiten im Bereich der Theoriebildung sowie Meta-Analysen (Radtke/ Holstenkamp 2018: 77)[11].

Einen exzellenten Überblick zu der politikwissenschaftlichen Forschungslandschaft zur Energiewende geben Radtke und Kollegen (Radtke u.a. 2018). In dem Sammelband (Radtke/ Kersting 2018a) werden diverse politikwissenschaftliche Perspektiven auf das Forschungsfeld Energiewende differenziert nachgezeichnet, wobei zu konstatieren ist, dass die Partizipationsforschung einen Schwerpunkt in der politikwissenschaftlichen Auseinandersetzung sowie Analysen im lokalen und regionalen Kontext ausmachen (vgl. zur Partizipationsforschung vor allem auch den sehr ausführlichen Band Holstenkamp/ Radtke 2018a). Einen differenzierten Beitrag zu den Forschungsfacetten der Energiewende liefert Brunnengräber/ Di Nucci 2014a. Der Föderalismusforschung zuzurechnen und hervorzuheben ist der Sammelband (Müller/ Kahl

---

7 So wurde beispielsweise die Themengruppe „Energietransformation“ in der Deutschen Vereinigung für Politikwissenschaft erst im Jahr 2016 gegründet.

8 Traditionell existiert eine Reihe von Forschungsbeiträgen zur Kernenergienutzung, die vor allem in der Umweltpolitik verwurzelt sind, die für diese Arbeit jedoch keine größere Relevanz entfalten. Organisationsfragen im Rahmen der Ressorttierung rückten zum Wahljahr 2013 in den Fokus (Kaiser 2013; Rave u.a. 2013).

9 Insbesondere der Fachbereich der Stadt- und Regionalentwicklung hat sich mit erkenntnisgewinnenden Beiträgen hervorgetan, die sich des Governance-Konzeptes bedienen (beispielhaft Klagge/ Arbach 2013; Gailing 2018).

10 Für den Kontext dieser Arbeit sind besonders die Beiträge relevant, die Koordinationsfragen thematisieren oder das EEG analysieren. Die Einzelanalysen, die das EEG betreffen, beschäftigen sich mit der Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende (Ohlhorst 2018), mit Kommunikationsforschung (Kießling 2012) oder mit dem Novellierungsprozess zum EEG 2009 (Dagger 2009). Handlungskoordination wird beispielsweise in Beiträgen zu Governanceregimen im Energiesektor untersucht (Sack 2018) oder bei der Thematisierung der Bund-Länder-Koordination (Schreurs/ Steuwer 2015; Ohlhorst 2015). Zudem entstehen einschlägige Dissertationsprojekte, wie beispielsweise von Christine Chemnitz („Koordination und Steuerung der Umsetzung der Energiewende im deutschen Mehrebenensystem“).

11 Der Forschungsstand wird ähnlich von Radtke/ Kersting (2018b: 9) eingeschätzt.

2015), der allerdings nicht ausschließlich politikwissenschaftliche Beiträge beinhaltet – insbesondere die Perspektive der Institutionenökonomik hat die hier durchgeführten Überlegungen befruchtet (Gawel/ Korte 2015). Diesen Beiträgen wird sich ausführlicher im Abschnitt zu Modifikation des Ansatzes der problemorientierten staatlichen Steuerung gewidmet (Abschnitt 3.9).

Die föderale Umsetzungsstruktur der Energiewende wird durchaus kritisch in der Literatur beleuchtet. Wurster und Köhler fragen beispielsweise, ob die Energiewende am deutschen Föderalismus scheitert.[12] Obwohl „eine Energiewende aus einem Guss durch die föderale Zersplitterung und die unterschiedlichen parteipolitischen Konfigurationen der Landesregierungen in Deutschland erschwert, wenn nicht gar verhindert wird“ (Wurster/ Köhler 2016: 309), kommen sie zu dem Schluss, dass die deutsche Energiewende zwar eine komplexe, jedoch lösbare Aufgabe darstellt (ebd.: 311). Zur Koordinierungsproblematik zwischen den Ländern und zwischen Bund und Ländern gibt hingegen Chemnitz einen guten Überblick. Es sei vor allem die informelle Ebene in Form von Fachministerkonferenzen die eine horizontale Koordination zwischen den Ländern leisten soll, jedoch sich vor dem Hintergrund der Abstimmungsregeln, der Tagungsfrequenz sowie der langen Vorbereitungsphasen bei dynamischen Prozessen als ungeeignet erwiesen. Auch die horizontale und vertikale Koordination über die Ministerpräsidentenkonferenz sei lediglich in der Lage hoch konfliktbehaftete Sachverhalte aufzulösen – so auch in Fragen des EEG –, nicht jedoch für eine konzeptionelle strategische Abstimmung eines innovativen Zukunftspfades (Chemnitz 2019: 130ff.).
In einem weiteren Forschungsbeitrag zeigt die Autorin, dass in der politikwissenschaftlichen Literatur größtenteils zu Unrecht von einem Allparteienkonsens bei den Beschlüssen zur beschleunigten Energiewende im Jahre 2011 gesprochen wird. Vielmehr bestand sowohl im Bundestag als auch im Bundesrat „ein legislativer Nicht-Konsens [..] und sämtliche Entscheidungen [wurden] auf Basis von Mehrheitsbeschlüssen gefasst“ (Chemnitz 2018: 176). Der fehlende Konsens wirke sich in der „Umsetzungsphase der Energiewende als Koordinationsproblem aus“ (Chemnitz 2019: 130).

Festzustellen ist gleichwohl auch, dass in der Politikwissenschaft die Energiewende aus der Perspektive der Public Policy Analysen, der Instrumentenforschung sowie der Steuerungsforschung unterbelichtet ist. Zwar wird in der politikwissenschaftlichen Auseinandersetzung mit der Energiewende nicht nur auf die Governance-Terminologie rekurriert, sondern sich auch der des Begriffes der politischen Steuerung bedient (Wurster/ Köhler 2016: 285; Ohlhorst/ Bruns/ Adolf 2014) – dieser wird dort gleichwohl nicht näher spezifiziert beziehungsweise reflektiert, womit dem Begriff ein alltägliches Verständnis zu Grunde zu liegen scheint.

[12] In ihrem Beitrag analysieren die Autoren die Energiepolitik von ausgewählten Bundesländern und setzen diese ins Verhältnis zueinander.

Insgesamt ist zu konstatieren, dass aus einer politikwissenschaftlichen Perspektive ein aktuell wiedererstarktes Interesse am Staat zu bilanzieren ist, was insbesondere durch die Finanzkrise hervorgerufen wurde (Leibfried 2010; Hassel/ Lütz 2010). Es sei an dieser Stelle von untergeordneter Relevanz, ob es sich dabei um eine Rückkehr des Staates (Heinze 2009) handelt oder ob das damit verbundene Bild des zyklischen Auf- und Abstiegs des Staates grundheraus als nicht zutreffend zu charakterisieren ist (Benz 2012). Das Argument, das hier stark gemacht werden soll, lautet vielmehr, dass mit dem wiedererwachten Interesse an explizit staatlichen Handlungsformen auch eine Renaissance des Steuerungsbegriffes einhergeht – in der Politikwissenschaft ist dem Begriff hingegen seit langem eine abwärtsgerichtete Konjunktur zu bescheinigen.

In der Vergangenheit hat ein ausgeprägter Pessimismus zu den Möglichkeiten staatlicher Steuerung im Sinne einer hierarchischen Intervention in der Literatur die Oberhand gewonnen. Insbesondere Modernisierungstheorien verneinten die Steuerbarkeit von Gesellschaften prinzipiell. Im Gegensatz dazu waren Vertreter handlungstheoretisch orientierter Ansätze, trotz des Bewusstseins über Grenzen staatlicher Steuerung, weniger skeptisch. Die zentrale Grundlage für diese Sichtweise war eine Differenzierung zwischen Steuerungssubjekt und -objekt, die nicht nur die Steuerungsfähigkeit dem Verständnis des Interventionsstaates entsprechend thematisierte, sondern auch den Blick auf die Steuerbarkeit des Regelungsfeldes lenkte (Mayntz 1987: 92f.; Schubert 1994: 454). Zu Beginn der 2000-er Jahre änderten sich die Rahmenbedingungen staatlicher Handlungsfähigkeit im Zuge von Denationalisierungs- und Globalisierungsprozessen (Zürn 1998; Dose 2003: 35f.) sowie aufgrund des zunehmenden Anteils Privater an öffentlicher Aufgabenerfüllung (Benz/ Dose 2010a: 26f.).

Der traditionelle Steuerungsbegriff war immer weniger in der Lage, diese Entwicklungen zu reflektieren. Denn wenn Steuerungsadressaten in Netzwerken und Verhandlungssystemen an der Produktion von Regelungen beteiligt sind, die sie selber binden, verschwindet die vormals deutliche Differenzierung von Steuerungssubjekt und -objekt (Mayntz 2006: 13). So vollzog sich mit der Veränderung der politischen Wirklichkeit auch ein terminologischer Wandel in der Wissenschaft (Benz/ Dose 2010a: 14f.; Mayntz 2008: 45) – dies leitete den Anfang vom Ende des altgedienten Steuerungsbegriffes ein.

Der Begriff Governance trat an seiner statt und löste ihn als Leitbegriff ab. Vom Begriffskern war Governance im Stande die Verschränkung von staatlichem und gesellschaftlichem Handeln abzubilden und der Tatsache Rechnung zu tragen, dass kollektive Sachverhalte zunehmend im Zusammenwirken von staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren geregelt wurden – dies spiegelt sich im Leitbild des kooperativen Staates wider (Voigt 1995b; Mayntz 2010: 39). Mit dem kooperativen Staat war vor allem eine strukturelle Konfiguration bezeichnet, die auf spezifische Akteurskonstellationen abstellte: Der vertikale top-down Regelungsprozess hat

sich damit zu einem mehrheitlich horizontalem gewandelt (Schuppert 2011: 18; Mayntz 2008: 44). Demnach bedeutet Governance – in einem Verständnis mittlerer Reichweite[13] – die Regelung von gesellschaftlichen Sachverhalten durch ein Nebeneinander von Formen kollektiver Handlungen[14] (Mayntz 2006: 15). Dieser knappe Überblick wird im zweiten Kapitel intensiver ausgearbeitet, indem die Entwicklungslinien der Steuerungsforschung detailliert nachgezeichnet werden.

Ausgehend von der Rezeption der Steuerungsforschung in der Politikwissenschaft wird sich in diesem Promotionsprojekt für eine Wiederbelebung des Steuerungsbegriffes stark gemacht. Die angestellten Überlegungen stehen in einer Reihe mit ähnlichen Versuchen (Dose 2008a; Göhler u.a. 2010). Eine Wiederbelebung des Steuerungsbegriffes scheint nur gelingen zu können, wenn er von der Bürde der Hierarchie befreit wird. In der Literatur wurde sich diesem Problem bereits gewidmet. Demnach schlägt Dose vor, politische Steuerung als „Erfüllung öffentlicher Aufgaben durch staatliche und private Akteure" zu verstehen, wobei „die Beteiligung des Staates konstitutiv [ist]", da ihm „zumindest in wichtigen Teilen die intentionale und kommunikative Handlungsbeeinflussung [obliegt]" (Dose 2008a: 42). Diese Definition beinhaltet somit sowohl den Input- als auch den Output-Aspekt von Politik und ist dementsprechend an die Forschung über den kooperativen Staat sowie der durch die Governance-Forschung gewonnenen Erkenntnisse anschlussfähig.

Entlang von fünf Kernargumenten wird nachfolgend begründet, weshalb einem modernisierten Steuerungsbegriff vor einem Governance-Konzept in diesem Vorhaben der Vorzug gegeben wird, was insbesondere die Abschnitte 2.6 und 2.7 detailliert erläutern:

1. Zwischen dem altgedienten Steuerungsbegriff und einem Governance-Konzept mittlerer Reichweite liegt der Kern der Differenz in der Perspektive zwischen handlungstheoretischer und institutionalistischer Betrachtungsweise, eine Trennung, die sich durch eine Verknüpfung beider Perspektiven in einem modernisierten Steuerungskonzept überwinden lässt.
2. Die Entwicklungen in der Steuerungslandschaft haben die Defizite in Form einer Nichtberücksichtigung wesentlicher Steuerungsfaktoren behoben und eine breite Palette an Steuerungswissen produziert; dies macht aufgeklärte Steuerung möglich, was die Darlegung zum dritten Kapitel zeigen wird .
3. Ansätze, die der Policy-Design-Analyse, der instrumentenbezogenen Steuerungsforschung sowie der Gesetzesanalyse oder der Gesetzesfolgenabschätzung

[13] Es sei hier nur darauf verwiesen, dass die Verwendungsvielfalt von Governance die der Steuerung bei Weitem übertrifft, sodass der Begriff sich teilweise einer gewissen Diffusität nicht erwehren kann. Verschiedene Autoren unterschieden eine Reihe von Verwendungsarten – sechs beispielsweise bei Rhodes (1997: 46ff.) oder sieben bei Benz/ Dose (2010a: 17ff.).

[14] „[V]on der institutionalisierten zivilgesellschaftlichen Selbstregelung über verschiedene Formen des Zusammenwirkens staatlicher und privater Akteure bis hin zu hoheitlichem Handeln" (Mayntz 2006: 15).

zuzurechnen sind, profitieren stark von der Perspektive der handelnden Akteure, da es um die Abschätzung ihrer Kapazitäten beziehungsweise Steuerungsfähigkeit geht.

4. Zudem spielt die gewandelte Rezeption der Rolle des Staates eine wesentliche Rolle. Während der Staat lange Zeit auf dem Rückzug gesehen wurde (überblicksartig Benz 2008; Schneider/ Tenbrücken 2004) – bereits die Konzepte des regulativen Staates (Majone 1997) oder des Gewährleistungsstaates (Schuppert 2005; Hoffmann-Riem 2006) sahen die Handlungsmöglichkeiten des Staates zunehmend begrenzt –, trug insbesondere die Wirtschafts- und Finanzkrise 2008/09 dazu bei, dass einerseits ein wiedererstarktes politikwissenschaftliches Interesse an der Rolle des Staates in der Krise und andererseits ein vermehrtes Wiederaufkommen von interventionistischer Rhetorik in der Praxis zu bilanzieren war (Heinze 2009; Leibfried 2010; Hassel/ Lütz 2010; Dimmler/ Pichler 2009a; Altvater u.a. 2010). Dies lässt auch die Beschäftigung mit staatlicher Steuerung in einem neuen Licht erscheinen.
5. Zu guter Letzt soll die Ebene der Argumentation gewechselt werden, denn nicht nur theoretische Gründe sprechen für einen Steuerungsansatz. Auch der Untersuchungsgegenstand lässt durch sein Charakteristikum eines starken staatlichen Einflusses diese Perspektive mehr als opportun erscheinen – es lässt sich demnach von einem Politikfeldspezifikum sprechen. Die Energiewende war eine energiepolitische Zäsur in Deutschland, die schwarz-gelbe Bundesregierung hat 2011 die Weichen für eine langfristige Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beschlossen und gegenüber den Marktteilnehmern durchgesetzt. Dieser Kurs wird auch unter der Großen Koalition fortgesetzt; die 18. Legislaturperiode lässt sich als eine Phase identifizieren, in der die Regelungsstruktur neu gestaltet wird (Stichworte sind die EEG-Reformen und das neue Strommarktdesign). Dadurch sollen nicht nur die politischen Zielvorgaben erreicht werden, sondern auch die bislang erkennbar gewordenen Fehlsteuerungen behoben werden – dies ist jedoch auch mit weitreichenden Interventionen in die Energiewirtschaft gleichzusetzen, die zu Umverteilungsprozessen zwischen den Marktteilnehmern führt.

Vor dem Hintergrund dieser Ausführungen lässt ein Rückgriff auf einen modernisierten Steuerungsbegriff bei der Analyse von den Steuerungsprozessen der Energiewende zielgerichtete Erkenntnisgewinne im Vergleich zur Governance-Forschung erwarten: Mit ihrem Fokus auf Regelungsstrukturen vermögen sie zwar kollektives Handeln in komplexen institutionellen Strukturen zu erklären[15], jedoch geht dadurch der Blick auf handelnde Akteure verloren. Außerdem ist eine Policy-Zentrierung nicht in dem gleichen Maß wie in der Steuerungsforschung

[15] Benz und Dose versuchen über die Governance-Analyse zur Policytheorie zu konzeptionalisieren – weisen dabei aber auf die Unmöglichkeit einer generellen Theoriebildung aufgrund von Überkomplexität hin (Benz/ Dose 2010b: 273f.).

möglich. Darüber hinaus ist zu beachten, dass bei in den Fokus rückenden Managementproblemen der Energiewende eine systematisierte Analyse der Problemstrukturen die Basis zu bilden hat. Der Akteurszentrierte Institutionalismus (Mayntz/ Scharpf 1995b) hingegen nimmt die handelnden Akteure vor institutionellen Handlungskorridoren in den Blick, vermag allerdings nicht eine analytische Problemorientierung zu leisten. Demgegenüber gilt die Steuerungsforschung als besonders problemorientiert (Mayntz 1997).

1.3 Forschungsfragen, Forschungsdesign und Fallauswahl

Steuerung, die unter den Bedingungen von Unsicherheit und Nichtwissen komplexeste Problemlagen regelt, bedarf einer klaren Problemorientierung, die zudem ein breites Problemverständnis an den Tag legt – das heißt Steuerungswissen aus verschiedensten Disziplinen nutzbar zu machen.[16] Nicolai Dose hat mit seiner „problemorientierten staatlichen Steuerung“ einen holistischen, reflektierten Policy-Design-Ansatz entwickelt. Erstens verknüpft der Ansatz die handlungstheoretische mit der institutionalistischen Perspektive, um die theoretisch-analytischen Verkürzungen der klassischen Steuerungsansätze zu überwinden. Zweitens rücken mit der Plausibilitätsprüfung der Steuerungskonzeption auf Maßnahmenebene der jeweiligen Policy die Erfolgschancen, ob sich die intendierte Wirkung einstellt, in den Fokus der Analyse. Drittens wird über einen Abgleich der zu analytischen Problemkategorien systematisierten und verdichteten gesellschaftlichen Problemlagen, die über den Marktversagenansatz der Wohlfahrtökonomie definiert werden, mit dem Instrumenteneinsatz die Ursachenadäquanz der Instrumentierung festgestellt. Mit dieser instrumentenspezifischen Verdichtung von Steuerungswissen, um eine ursachenadäquate Problemlösung leisten zu können, ist der Kern des Ansatzes beschrieben, der sich nach eigenem Selbstverständnis auf die Effektivität von Politik fokussiert (Dose 2008a: 20) – somit lässt sich der Ansatz als *Public Policy Analyse* verorten. Die Instrumentenwahl beziehungsweise deren konkrete Ausgestaltung wird viertens mittels Bewertungskriterien beurteilt. Dazu zählen neben verwaltungs- und wirtschaftswissenschaftlichen Kriterien insbesondere die (antizipierten) Einigungskosten, die über eine Abschätzung der gesellschaftlichen Widerstände entlang einer Änderungs- und Wirkungsklassifizierung identifiziert werden (Dose 2008a; Dose 2008b). Dieser instrumentenbezogene Steuerungsansatz leistet demnach eine Policy-Orientierung ohne jedoch weder die Politics, in Form der wahrgenommenen Verteilungswirkung nach Lowis Axiom „policies determine politics“ (Lowi 1972), noch die Polity, aufgrund der handlungsbeschränkenden und -ermöglichenden Wirkung von institutionellen Rahmenbedingungen und der beherzigten Formel ‚Institutionen machen einen Unterschied‘ zu vernachlässigen. Somit wird der Notwendigkeit einer ganzheitlichen und integrierten Betrachtung Rechnung getragen, um die um Komplexität gesteigerten

[16] Dies entspricht dem interdisziplinären Charakter der Steuerungsforschung, die traditionell auf Erkenntnisse der Rechts- und Wirtschaftswissenschaften zurückgreift (Burth/ Görlitz 2001).

Entscheidungssituationen und -gegenstände möglichst realitätsnah abbilden zu können. Damit verbindet sich nach Doses Aussage auch die Hoffnung, durch eine stärkere Problemorientierung dem immensen Beratungsbedarf praktischer Politik gerecht zu werden und der Policy-Forschung wieder zu mehr Praxisrelevanz zu verhelfen (Dose 2008c: 175f.). Im dritten Kapitel wird der Policy-Design-Ansatz ausführlich vorgestellt und eingeordnet.

Für die Erfordernisse des Erkenntnisgewinns über die Steuerungsprozesse der Energiewende bieten sich in zwei Bereichen des Ansatzes Schwerpunktlegungen sowie Modifikationen an. Erstens betrifft dies die institutionellen Bedingungen staatlicher Steuerung, insbesondere die Konsequenzen der Kompetenzverteilung zwischen Bund und Ländern, sowie zweitens die Abschätzung der Einigungskosten im Bundesrat.

Da der Staat kein unitarischer Akteur ist, wird die Steuerungsfähigkeit des Staates maßgeblich durch die internen Entscheidungs- und Koordinationsstrukturen geprägt. Dies spiegelt sich in der einflussreichen Rolle der Bundesländer über den Bundesrat im Gesetzgebungsprozess wider, die in dem institutionell bestimmten, deutschen Zwangsverhandlungssystem angelegt ist. Demnach sind für dieses Promotionsvorhaben die durch die Föderalismusforschung gewonnenen Erkenntnisse zur Politikverflechtung (Scharpf/ Reissert Schnabel 1976) sowie zu den inkompatiblen Handlungslogiken aus auf Konsens angelegten Verhandlungen und auf Wettbewerb und Konflikt ausgerichteten Parteienwettbewerb (Lehmbruch 1976) von gesteigerter Relevanz,[17] um den handlungsermöglichenden und -beschränkenden Wirkungen der institutionellen Strukturen im Interventionsfeld der Energiewende mit einem vertieften Verständnis begegnen zu können. Von besonderem Interesse ist die Annahme der Blockadegefahr, die auch in den hier skizzierten Prämissen zu den Entscheidungstendenzen im Bundesrat mitschwingt.[18] Politikverflochtene Strukturen unterliegen demgegenüber jedoch keinem Blockade-Determinismus: Sowohl in intra- als auch in intergouvernementalen Verhandlungssystemen haben sich institutionelle Strukturen und Akteursstrategien entwickelt, die die Blockadegefahr in die politischen Kalküle mit einbeziehen und zur Vermeidung eines politischen Stillstandes beitragen können (Benz 2010: 117ff.; Scheller 2008: 24f.; Strünck 2012). In der Literatur findet sich eine Reihe von empirischen Studien und Beiträgen, die diesen Sachverhalt näher untersuchen (Bräuninger/ Ganghof 2005; König/ Bräuninger 2005; Lhotta 2003;

[17] Weitere exemplarische, hoch relevante Beiträge der Föderalismusforschung, die Beachtung finden sollen, sind: Härtel 2012; Kropp 2010; Benz 2009; Scheller/ Schmid 2008; Scharpf 2006; Lehmbruch 2002 und 2000.
Dabei wird einem Credo aus der Föderalismusforschung gefolgt, dass „Aussagen bezogen auf die Strukturen und Ergebnisse politischer Prozesse aufgrund ihrer hohen Varianz nur bedingt verallgemeinerungsfähig [sind]“ (Münch 2013: 197), weshalb die Ergebnisse der angestrebten Zuspitzung nicht abstrakt generell Geltung beanspruchen können, sondern nur für den Ausschnitt der Regelungsstrukturen und Akteurskonstellationen im Interventionsfeld der Energiewende zutreffend sein mögen. Bislang finden sich energiepolitische Anwendungen des Ansatzes in den Masterarbeiten (Zitzler 2013a; Lieblang 2019); die Praxistauglichkeit wurde hingegen bereits auf anderen Politikfeldern erbracht (Dose/ Buntrock 2010; Höhlein 2018).

[18] So verweisen auch Wurster und Köhler darauf, dass sich Konflikte zwischen den Ländern und in diesem Kontext unilaterales Handeln einzelner Länder beobachten lässt, was nachweislich den Umsetzungsprozess der Energiewende im Föderalismus ausgebremst hat. Auf diese Weise hätten sich problemunangemessene oder sehr kostspielige Ergebnisse eingestellt (Wurster/ Köhler 2016: 310).

Bräuninger/ König 1999). Letztlich vermag auch dieser Blick in die Empirie keine eindeutige Klärung der Frage nach der Blockadeanfälligkeit und der Rolle des Bundesrates in der Gesetzgebung herbeizuführen. Besondere Beachtung haben dabei Konfigurationen gefunden, in denen im Bundestag und Bundesrat entgegengesetzte Mehrheiten vorzufinden waren. Oberflächlich lässt sich hier zwar weder eine größere Anzahl an blockierten Gesetzen noch eine signifikant längere Dauer der Gesetzgebung feststellen, jedoch hat eine Studie von Burkhart und Manow aufgezeigt, dass die Konfliktintensität des Parteienwettbewerbs im Bundesstaat von der Veto-Antizipation geprägt ist. Demnach führt der antizipatorische Effekt von Vetomacht zu einer legislativen Autolimitation der Bundesregierung, wenn besonders deutliche gegenläufige Mehrheiten vorliegen (Burkhart/ Manow 2006: 14f.).[19] Um diesen Erkenntnissen gerecht zu werden und zudem stärker die prozess- und machtpolitische Dimension in den Ansatz der problemorientierten staatlichen Steuerung zu integrieren, soll die Analyse auf die Kalküle vor der Politikformulierung erweitert werden. Dies bedeutet, dass bestimmte Mehrheitskonfigurationen (Leunig 2006) zu bestimmten machtpolitischen Kalkulationen führen, die die Durchsetzungsfähigkeit des Gesetzesentwurfes beeinflussen, indem sie die Höhe der Einigungskosten prägen. Dies dürfte aber auch Auswirkungen auf die Wirksamkeit und Ursachenadäquanz einer Maßnahme haben, wenn die Bundesregierung aufgrund von erwarteten hohen Einigungskosten nur inkrementelle Reformprozesse anschiebt.

Dose bildet die Einigungskosten über eine Änderungs- und Wirkungsklassifizierung[20] ab. Auch wenn diese den Blick auf durch eine Maßnahme mittelbar Betroffene richtet, bedarf es allerdings in diesem Promotionsvorhaben einer analytischen Adaption, denn die Bundesländer finden sich in der überwältigenden Mehrheit der Gesetzesvorhaben im Kontext der Energiewende in einer solchen Betroffenheitsbeziehung wieder – schließlich betreffen Reformen mittelbar ihren Wettbewerbsstandort. Aus diesem Grund sollen sich Systematisierungs- und Klassifizierungsbemühungen auf die bundesländerspezifischen Interessenlagen richten, um in einem ersten Schritt die Policy-Wirkungen auf die Bundesländer erklären zu können und in einem zweiten Schritt mit einer Verknüpfung der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung, eine exaktere Vorhersage des Policy-Prozesses zu ermöglichen.[21]

---

[19] „In Situationen knapper, jedoch nicht in Situationen klarer Mehrheitsverhältnisse ist eine hohe Konfliktintensität im Gesetzgebungsprozess zu erwarten. Bei deutlich abweichenden Mehrheitsverhältnissen zwischen Bundestag und Bundesrat hingegen […] verzichtet die Regierung entweder darauf, Gesetzesinitiativen, für die sie keine Mehrheiten erwarten kann, ins Parlament einzubringen, oder sie antizipiert bei der Politikformulierung bereits die inhaltliche Position der Opposition“ (Burkhart/ Manow 2006: 6).

[20] Lowi unterscheidet drei Wirkungen: erstens distributive, zweitens regulative und drittens redistributive Policies. Jedoch werden diese Wirkungen bei Dose je nach Betroffenengruppe rekonstruiert. Dies wird mit der wahrgenommenen Änderungsreichweite kombiniert, sodass distributive Policies mit großer Verteilungswirkung den geringsten und redistributive Polices mit einem großen Ausmaß an Änderung den größten Widerstand produzieren (Dose 2008a: 217ff.).

[21] Des Weiteren existiert in der Literatur eine Reihe von Versuchen Lowis Typologisierung weiterzuentwickeln (hier bislang ohne den Anspruch auf Vollständigkeit). Für dieses Promotionsvorhaben gilt es jedoch noch diese Arbeiten auf Erkenntnisgewinn hin zu überprüfen (Lowi 1964; Salisbury 1968; Salisbury/ Heinz 1970; Lowi 1972; Sabatier 1975; Ripley/ Franklin 1976; Hayes 1978; Jann 1981; Jann 1982; Windhoff-Hèritier 1987; Dose 1987; Champney 1988; Benz 1997; Beyme 1997; Dose 1997; Dose 2008a).

Die bislang skizzierten Beobachtungen zur Energiewende, zu deren Schlüsseldimension der gebietskörperschaftlichen Untergliederungen und die Darstellungen eines umfassenden instrumentenbezogenen Ansatzes der Steuerungsforschung lassen sich zu den Erkenntnisinteressen beziehungsweise Forschungsfragen dieses Promotionsvorhabens verdichten:

1) Wie lässt sich der Ansatz der problemorientierten staatlichen Steuerung auf dem Interventionsfeld Energiewende im Stromsektor über eine Verknüpfung von den bundesländerspezifischen Interessenstrukturen und der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung zur Analyse der Einigungskosten modifizieren?
2) Welchen Einfluss nehmen verschiedene Mehrheitskonfigurationen zwischen Bundestag und Bundesrat vor dem Hintergrund der bundesländerspezifischen Interessenstrukturen auf Policy-Designs energiepolitischer Maßnahmen?
3) Wie wirksam und ursachenadäquat im Sinne einer effektiven Problemlösung stellen sich die zentralen Maßnahmen zur Energiewende im Stromsektor dar und wie wird deren Wirksamkeit durch die vermuteten Mechanismen aus 2) beeinflusst?
4) Welche systematisierten Ursachen von Steuerungsdefiziten können identifiziert werden und wie wirken diese auf ein zukunftsfähiges Gesamtkonzept ein?

Damit subsumieren sich nicht nur Deskriptiv-, sondern auch Kausalfragen unter dieses Dissertationsprojekt. Wie muss demnach das Forschungsdesign ausgestaltet sein, um diese Forschungsfragen beantworten zu können? Das ausdifferenzierte Erkenntnisinteresse verlangt sowohl eine Kombination einer deduktiven – hier liegt der Schwerpunkt − mit einer induktiven Forschungslogik als auch einen Methoden-Mix der qualitativen, empirischen Sozialforschung. Um eine theoretisch-analytische Weiterentwicklung der Dose`schen Forschungsheuristik in diesem Promotionsvorhaben zu erreichen, wird einer induktiven Forschungslogik gefolgt. Dies ist notwendig, da im Bereich der Interessenrekonstruktion und -kategorisierung der Bundesländer der Autor mit der Herausforderung konfrontiert ist, dass *Interessen* in der Föderalismus-Literatur in der Regel relativ oberflächig in drei Kategorien unterschieden werden, die allerdings oftmals als exogene Größen dargestellt sind: länderspezifische Interessen, länderübergreifende Interessen und parteipolitische (also dem Parteienwettbewerb geschuldete) Interessen der je nach der politischen Farbenlehre differierenden Landesregierungen (Burkhart/ Manow 2006: 10f.; Strünck 2012: 6; Zohlnhöfer 2010: 392f.). Um den Einfluss des föderalen Entscheidungsgeflechtes auf den Steuerungsprozess der Energiewende erfassen zu können, sind die durch das EEG institutionell verfestigten Interessenstrukturen, die wiederum eine Polarisierung des Parteienwettbewerbs vorantreiben, zu identifizieren. Dahingehend muss sich in diesem Promotionsvorhaben der Diskussion gestellt werden, ob Interessen dem politischen Prozess exogen oder endogen sind. Auch wird sich der methodischen Herausforderung gestellt werden müssen, Interessen angemessen zu rekonstruieren. Einen ersten Ansatzpunkt,

der sich methodisch im Forschungsprozess an der *Grounded Theory* (von Oertzen 2006: 148) anlehnt, sollen Andrew Moravcsiks Arbeiten zu mehrebenengenerierten Interessen der Nationalstaaten im EU-Integrationsprozess bieten. Moravcsik geht davon aus, dass die Interessen nicht stabil und unveränderlich, sondern entscheidend von nationalstaatsinternen Willensbildungsprozessen beeinflusst sind. Der Prämisse entsprechend, dass die Regierungen auf Machterhalt setzten, werden eher Positionen eingenommen, die sich den Interessen von einflussreichen Wirtschaftskräften beziehungsweise Lobbies annähern (Moravcsik 1998). Diese Perspektive weist deutliche Analogien zu den Beobachtungen auf, die zur Energiewende gemacht werden können[22], denn insbesondere der Fakt, dass die Landesregierungen weniger direkter Adressat der Regelungen, sondern vielmehr indirekt über die Auswirkungen des Gesetzesvorhabens auf den Wirtschaftsstandort betroffen sind, lässt den Autor an dieser Stelle von ähnlichen Mechanismen ausgehen, die allerdings empirisch überprüft, verdichtet und systematisiert werden müssen.[23]

Da vor allem bereits bestehende Theorien und Typologisierungen im Bereich der Policy-Analyse, Steuerungsforschung und Föderalismusforschung in der Dose`schen Forschungsheuristik integriert sind, folgt das weitere Vorgehen des Promotionsvorhabens demgegenüber einer deduktiven Logik. Die Energiewende ist kein unitarisches Projekt, vielmehr vollzieht sich deren Umsetzung nach dem Baukastenprinzip aus vielen Einzelmaßnahmen mit je unterschiedlicher Reichweite. Aus diesen Gründen lässt einerseits sowohl das Charakteristikum des Untersuchungsfeldes als auch andererseits die Systematisierung des dafür vorgesehenen Ansatzes problemorientierter staatlicher Steuerung eine Analyse entlang mehrerer Fallstudien sinnvoll erscheinen. Ein fallzentriertes Forschungsdesign ermöglicht zum einen, die Ursachenadäquanz im Hinblick auf die von der Wohlfahrtsökonomie abgeleiteten Problemkategorien und die Wirksamkeit der analysierten Schlüsselmaßnahmen vergleichend in den Fokus zu rücken. Zum anderen wird durch eine übergeordnete Betrachtung der einzelnen Maßnahmen, die auf ein zukunftsfähiges Gesamtkonzept gerichtet ist, der Blick für maßnahmenübergreifende Wechselbeziehungen geöffnet. Darüber hinaus erlauben eine Vielzahl von Fallstudien die relevanten Interessenkonfigurationen im Bundesrat in ihrer Breite abzubilden. Aus diesem Grund soll eine übergreifende Prozessanalyse[24] − im Sinne einer partikularisierenden Erklärungsstrategie und nicht als Methode −, die die Erkenntnisse aus den Fallstudien zusammenführt, die

[22] In den im sechsten Kapitel geführten Experteninterviews hat diese Hypothese durch die Aussagen von Vertreter von Länder-Exekutiven Bestätigung erfahren.

[23] Die Rekonstruktion der Interessenlage der Bundesländer wird auch über die quantitativen Datengrundlagen des Ausbaus und dessen Effekte der erneuerbaren Energien und der Energiewirtschaft erfolgen (exemplarisch AEE 2012; AEE 2013). Detailliert ere Ausführungen zur Methodik finden sich im Abschnitt 3.9.

[24] „[Die Prozessanalyse; S.Z.] analysiert […] genau den Verursachungsprozess und Wirkungsmechanismus, der zwischen der postulierten Ursache und der postulierten Wirkung liegt […] und bringt damit Licht in die *Black Box* [des Ursache-Wirkungs-Prozesses; S.Z.]“ (Schimmelfennig 2006: 264).

Konsistenz der Maßnahmen zur Energiewende beurteilen sowie die Aufklärung von sequentiellen und situativen Interaktionseffekten zwischen Einflussfaktoren gewährleisten.[25]

Das Promotionsvorhaben stellt dabei die einzelnen Policies in den Analysefokus. Die Fallstudien betrachten unterschiedliche Zeitpunkte, womit veränderte Rahmenbedingungen, wie beispielsweise wechselnde Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat, verbunden sind. Auf diese Weise wird es möglich, die zentralen Steuerungsfaktoren der Energiewende zu identifizieren.

Aufgrund der Komplexität der Energiewende als gesamtgesellschaftliches Projekt ist der entscheidende Aspekt die Fallauswahl. Auch wenn bereits ausgeführt wurde, dass sich die Energiewende nicht nur auf die Transformation des Stromversorgungssystems erstreckt – gleichwohl sich die öffentliche Wahrnehmung maßgeblich darauf reduziert[26] –, sondern eben auch auf die Sektoren Wärme und Verkehr[27], wird in diesem Forschungsbeitrag doch eine Eingrenzung auf die Stromwende vorgenommen. In diesen Bereichen führt der erste Monitoring-Bericht alleine 166 Maßnahmen an, die seit 2010 umgesetzt sind oder sich in der Implementationsphase befinden (BMWi/ BMU 2012: 108ff.). Zweifelsfrei ist diese Anzahl nicht mit qualitativen Fallstudien zu bewältigen, weshalb eine zielgerichtete Auswahl zu treffen ist, um die Schlüsselentscheidungen zur Energiewende widerzuspiegeln.

Für die Auswahl der Fallstudiengegenstände wurde auf Grundlage von Literaturrecherche und Hintergrundgesprächen – unter anderem mit Experten von der auf Energiewirtschaftsrecht spezialisierten Kanzlei *Becker Büttner Held* – das EEG sowie das EnWG als maßgebliche Rechtsgrundlage für die Stromwende identifiziert. Da der Fokus in diesem Promotionsvorhaben auf dem Ausbau der erneuerbaren Energien liegt, der die Stromwende nach den Beschlüssen zum Kernenergieausstieg im Jahr 2011 maßgeblich vorantreibt und die Interessen der Länder substanziell berührt, rückt das EEG primär ins Zentrum der Analyse. Von den hier durchgeführten fünf Analysen erstrecken sich vier auf das EEG:

- Fallstudie 1: EEG 2012 (Novellierungsprozess im Jahr 2011; Kapitel 5.1)
- Fallstudie 2: Photovoltaik-Novelle des EEG im Jahr 2012 (Kapitel 5.2)
- Fallstudie 4: EEG 2014 (Novellierungsprozess im Jahr 2014; Kapitel 5.4)
- Fallstudie 5: EEG 2017 (Novellierungsprozess im Jahr 2016; Kapitel 5.5)

[25] Die in einem fallzentrierten Forschungsdesign gewonnenen Erkenntnisse gehen zwar auf eine tiefere Erklärung von Fällen zurück, beanspruchen dabei jedoch keine universelle Gültigkeit, was die Reichweite der Forschungsaussagen auf den Zusammenhang Energiewende limitiert. Dennoch kann so eine Identifikation von notwendigen und hinreichenden Bedingungen von Ausprägungen des Steuerungsprozesses der Energiewende gelingen. Damit wird sich an den methodologischen Ausführungen von Blatter/ Janning/ Wagemann (2007: 127ff.) und Behnke/ Baur/ Behnke (2010: 82ff.) orientiert.

[26] Erst in der 19. Legislaturperiode wurde mit der Diskussion um eine sektorübergreifende CO_2-Bepreisung dieser Eindruck korrigiert.

[27] Darüber hinaus richten sich die Hoffnungen einer kohlenstoffarmen Energieinfrastruktur nicht nur auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern auch auf eine Steigerung der Energieeffizienz in Erzeugungs- und Konsumprozessen (BMWi/ BMU 2012; Löschel u.a 2012).

Auf diese Weise wird es möglich, die wesentlichen Regelungen des EEG über die Zeit nachzuzeichnen und darzulegen, wie sich Regelungen auf eine spezifische Problemperzeption der Bundesregierung verändern und wie sich die jeweiligen Wirkungen der einzelnen Maßnahmen zeitigen. Darüber hinaus erlaubt es diese vergleichende Fallstudienkonzeption eine Rekonstruktion über sich im Zeitverlauf verändernde Positionen und Interessenlagen der Länder und wie diese ihre Interessen strukturell im Bundesratsverfahren wahrnehmen.

Die dritte Fallstudie befasst sich mit der dritten EnWG-Novelle aus dem Jahr 2012, insbesondere mit dem Regelungsteil für die Offshore-Windenergie (Kapitel 5.3). Damit rundet sich das Bild der Förderbedingungen für die erneuerbaren Energien ab. Die Fallstudien adressieren die technologiespezifischen Regelungen zur Windenergie (On- und Offshore), der Photovoltaik (PV) und der Biomasse. Die Regelungen zur Wasserkraft und zur Geothermie werden aufgrund der Komplexitätsreduktion ausgeblendet – begründen lässt sich dies einerseits mit der faktischen geringen Bedeutung hinsichtlich des Ausbauniveaus der beiden erneuerbaren Quellen und der durch diese produzierte Strommenge sowie der daraus resultierenden geringen Interessenausprägung bei den Ländern. Darüber hinaus werden übergeordnete Fördermechanismen analysiert, wie beispielweise verschiedene Vermarktungsformen, die Eigenerzeugung und die Besondere Ausgleichsregelung.

Es sei darauf hingewiesen, dass auch eine andere Fallstudienauswahl denkbar gewesen wäre. So bleiben beispielweise die Novellierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) und das Strommarktgesetz unberücksichtigt, wobei beide Gesetze ebenfalls als maßgeblich für die Stromwende gelten können. Gleichwohl lässt sich argumentieren, dass die Gesetze primär auf die fossile Energiewandlung zielen – wobei das KWKG auch Relevanz für den Wärmemarkt entfaltet sowie Dezentralität in der Energieversorgung befördert und damit auch die Biomasse in die Förderung einbezieht. Letztlich wurde sich für einen Fokus auf das EEG in diesem Promotionsvorhaben entschieden, um die beschriebenen Novellenvergleiche als Vorteil erzielen zu können.

Ausgangspunkt der Analyse ist im vierten Kapitel eine Kontextanalyse der Energiewende in Deutschland, die Verschränkungen im komplexen Mehrebenensystem zur europäischen Ebene sowie zu der internationalen Klimadiskussion aufweist. Des Weiteren schließt sich eine ausführliche Darstellung der im EEG zur Anwendung gebrachten Instrumente sowie einer übergeordneten systematisierten Problemanalyse und einer Analyse der Ausgestaltung der technologiespezifischen Regelungen an. Um den Anpassungsbedarf im Novellierungsprozess zum EEG 2012 nachvollziehen zu können, wird dies auf der Grundlage des EEG 2009

vorgenommen, sodass ein abgerundetes Bild des Regelungsrahmens für erneuerbare Energien von 2009 bis 2017 entsteht.[28]

Insgesamt werden in den fünf Fallstudien 25 Steuerungskonzeptionen mit in der Summe 66 Interventionsimpulsen analysiert. Für das EEG 2017 wird auf eine Darstellung entlang von Steuerungskonzeptionen verzichtet. Methodisch begründet sich dieser Schritt damit, dass der Erhebungszeitraum und die empirische Auswertung von Studien im Juni 2017 abgeschlossen wurden: zu diesem Zeitpunkt lagen noch keine Erkenntnisse vor, wie sich die Ausschreibungsergebnisse langfristig entwickeln. Erste selektive Ergebnisse werden gleichwohl vorgestellt und diskutiert – die Analyse entlang von Steuerungskonzeptionen ist in diesem Vorhaben jedoch der gesicherten Datengrundlage vorenthalten.

Die Fallstudien sind in die Rekonstruktion der Problemanalyse, der Steuerungskonzeption der Instrumentenanalyse vor einem gegebenen institutionellen Hintergrund, dem Abgleich der identifizierbaren Erfolgsfaktoren sowie in eine politische und sachlogische Bewertung entlang der jeweilig relevanten Bewertungskriterien und der ex-post festgestellten Einigungskosten unter Berücksichtigung der jeweils vorliegenden föderalen Interessenkonfiguration gegliedert.

Damit der Einfluss verschiedener Mehrheitskonfigurationen zwischen Bundestag und Bundesrat vor dem Hintergrund der föderalen Interessenstrukturen auf die Wirksamkeit energiepolitischer Maßnahmen festgestellt werden kann, ist methodisch auf einen Vergleich zwischen dem Kabinettsbeschluss zum Gesetzesentwurf – nachfolgend als Regierungsentwurf bezeichnet – und der endgültig verabschiedeten Version des Gesetzes abzustellen. Trotz einer antizipativen Wirkung bestimmter Bundesrats-Mehrheitskonfigurationen auf die Konfliktintensität von Gesetzesentwürfen, treten die Konfliktlagen in der Frühphase eines Gesetzes zu Tage. Der Referentenentwurf fungiert in der Literatur oftmals als Ausgangspunkt um föderale Verhandlungen nachzuzeichnen, denn davon ausgehend werden Positionen durch wechselseitige inhaltliche Veränderungen und Annäherungen geräumt, sodass ein Kompromiss möglich wird (Leunig 2003a: 228). Demgegenüber wird hier der Kabinettsbeschluss als Referenzpunkt gewählt, weil einerseits aus methodischen Gründen der Gesetzesanalyse die Bundesregierung als einheitlicher Akteur konstruiert wird. Häufig ist zu beobachten, dass der Referentenentwurf in der Ressortabstimmung zwischen dem federführenden Ministerium und den weiteren beteiligten

[28] Die Analyse der Regelungen des EEG bezieht sich vor allem auf die Rechtsentwicklung von technologiespezifischen Fördertatbeständen und übergreifenden Regelungen zur Marktintegration sowie zur Lastenteilung der EEG-Förderkosten. Die Analyse klammert die Regelung der privat-rechtlichen Beziehung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber weitestgehend aus, Informations- und Meldepflichten bleiben somit beispielsweise außen vor, auch wenn sie für die Entwicklung des EEG eine wichtige Rolle spielen. Auch weil ein Trend erkennbar ist, dass nicht nur in Fragen der Förderung, sondern auch bezüglich der Mitwirkungspflichten im Informationsaustausch, die zur zielgerichteten Steuerung notwendig sind, den Anlagenbetreibern mehr Verantwortung auferlegt wird und für diese Netzbetreiber eben keine ‚Dienstleister', vielmehr Vertragspartner sind. Ferner ist das Interesse der Länder, das ein Pfeiler des Erkenntnisinteresses dieser Untersuchung ausmacht, stärker auf die Förderregelungen gerichtet als auf die privat-rechtlichen Beziehung zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern.

Ministerien umstritten ist. Im Kabinettsbeschluss wurden die potenziell vorliegenden koalitionsinternen oder parteipolitischen Konflikte innerhalb der Bundesregierung bereits ausgeräumt und in einem im Konsens gefassten Kabinettsentwurf verabschiedet. Es wird gleichwohl nicht davon ausgegangen, dass sämtliche regierungsinternen Konflikte für den weiteren Gang des parlamentarischen Verfahrens restlos behoben sind, dennoch kann der Kabinettsentwurf als Leitlinie und Orientierungsmaßstab für die Positionierung in weiteren Verhandlungen mit Bundestag und Bundesrat gelten. Andererseits kann nicht per se verallgemeinert werden, welche Entwurfsversion den größeren Konfliktgrad aufweist. Dies dürfte maßgeblich vom Einzelfall abhängen, im Speziellen welche Koalitionspartner welche parteipolitischen Positionen aufweisen und wie weit diese voneinander entfernt liegen.

Methodisch können so die Fallstudien in einem Vergleich kulminieren, der den Kabinettsentwurf dem letztlich beschlossenen Gesetz auf Maßnahmenebene gegenüberstellt und somit den abgeschätzten Einfluss auf die Problemlösung feststellt. Diese Änderungen zu erfassen und zu operationalisieren, leistet einen Beitrag dazu, den Einfluss der föderalen Beziehungsmuster auf die Wirksamkeit der Maßnahmen im Sinne einer effektiven Problemlösung zu beurteilen. Dabei stellt sich wiederum die Schwierigkeit, Einfluss, den die Länder über den Bundesrat auf die Problemlösungsfähigkeit der in Gesetze gegossenen Maßnahmen zur Energiewende ausüben, qualitativ scharf zu messen. Es gilt zu beachten, dass in einem parlamentarischen Verfahren der Bundestag ebenfalls Änderungen vornimmt und dem Bundesrat nicht die Rolle als alleiniges legislatives Korrektiv zukommt. Eine verursacherscharfe Ausdifferenzierung der Änderungen, zumal es zu Überlappungen innerhalb dieses Prozesses kommt und Willensbildungsprozesse sich nicht losgelöst von einander vollziehen, dürfte den Rahmen der Arbeit sprengen. Vielmehr soll systematisch erfasst werden, welche Punkte des jeweiligen Kabinettsbeschlusses von den Ländern (und explizit von welchen) kritisiert und geändert werden beziehungsweise auf welche Art und Weise. Der Fokus bei der Nachzeichnung von Einfluss verschiebt sich somit eher auf eine deskriptive Erfassung, welche Änderungsqualität im Detail vorliegt.

Deshalb handelt es sich bei den hier vorgenommenen Analysen nicht um eine Evaluation im engeren Sinne, da für die Einflussanalyse der Länder über den Bundesrat nicht das vollständig ausgehandelte und abschließend verabschiedete Gesetz als Analysegegenstand im Fokus steht, sondern der Kabinettsbeschluss, der die Perspektive der Bundesregierung widerspiegelt. Nicht alle Maßnahmen wurden in dieser Textfassung entsprechend verabschiedet, im parlamentarischen Verfahren ergeben sich Änderungen – manche Maßnahmen werden komplett gestrichen oder vollständig durch andere ersetzt, andere werden nur in Details der konkreten Ausgestaltung geändert. Andere Maßnahmen werden wiederum eins-zu-eins vom Regierungsentwurf in die durch den Bundestag beschlossene Fassung übernommen. Zu

gewissen Teilen entsteht so eine Diskrepanz zwischen Regierungsentwurf und in Kraft getretenem Gesetz. Dennoch werden das Schrifttum und die Steuerungswissen produzierenden fachspezifischen Studien zur Analyse der Wirkungsweisen der Maßnahmen herangezogen, weshalb es sich tendenziell um eine Abschätzung des Impacts der Maßnahmen handelt, ohne den Anspruch auf Vollständigkeit zu erheben. Für eine umfassende Analyse der sich im Entwurfsstadium befindenden Maßnahmen hätte es einer Vielzahl von energiewirtschaftlichen Szenarienmodellierungen bedurft, was im Rahmen dieses Vorhabens nicht zu leisten ist. Demnach wird für diese Untersuchung lediglich in Anspruch genommen, Abschätzungen von Regelungswirkungen vorzunehmen.

Für die Plausibilitätsprüfung der Steuerungskonzeption der jeweiligen Maßnahme, die eine Betrachtung von Nebeneffekten beinhaltet, hat Steuerungswissen eine essentielle Bedeutung – nur damit lässt sich die Wirksamkeit abschätzen. Steuerungswissen lässt sich in instrumentenspezifisches Wissen und politikfeldspezifisches Wissen unterteilen, wobei beide Arten für die Beantwortung der Forschungsfragen von Relevanz sind. Zur Generierung dieses Wissens wird sich in diesem Dissertationsprojekt einer Triangulation verschiedener qualitativer Methoden (Flick 2011: 41ff.) bedient: Zwar liegt instrumentenspezifisches Steuerungswissen systematisiert durch den Policy-Design-Ansatz von Dose vor, jedoch kann die Wirkung jedes einzelnen Instrumentes je nach Politikfeld variieren. Unter den jeweiligen Rahmenbedingungen gilt es, das Feintuning zur Effektivitätssteigerung der Instrumentierung zu untersuchen. Die Generierung politikfeldspezifischen Wissens erfolgt über interdisziplinäre Studien, mikro- wie makro-wirtschaftswissenschaftliche Analysen sowie die von der Bundesregierung veröffentlichten energiepolitischen Berichten; zu nennen sind hier insbesondere die EEG-Erfahrungsberichte, der Energiewende-Monitoringprozess und die entsprechende Auftragsbegleitforschung. Durch Dokumenten- und Inhaltsanalysen lässt sich dieses Material auswerten.

Von gesteigertem methodischem Belang ist ferner die Rekonstruktion der Interessen der Länder, die ausführlich im Abschnitt 3.9 erläutert wird. Hier sei angemerkt, dass der Interessenbegriff methodisch in eine politische und eine wirtschaftliche Interessenkomponente aufgegliedert wird, die jeweils durch mehrere Indikatoren ausdifferenziert werden. Indikatoren für die politische Komponente können wiederum in eine prozedurale Dimension und in eine energiepolitisch-inhaltliche Dimension unterschieden werden, wobei insbesondere die letztgenannte Dimension als die politische Selbstbindung einer Landesregierung auf eine zukünftige Entwicklung innerhalb des Handlungsfeldes erneuerbare Energien charakterisiert werden kann. Beide Dimensionen der politischen Interessenkomponente bilden zudem den Parteienwettbewerb im föderalen Bundesstaat ab. Demgegenüber steht die wirtschaftliche Interessenkomponente, die maßgeblich den Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien in seiner Status quo-Ausprägung abbildet.

Im sechsten Kapitel wird die Analyse durch die Erweiterung der ungefilterten Perspektive der Länder-Exekutiven auf die EEG-Novellierungsprozesse angereichert. Methodisch werden Experteninterviews, die mit Vertretern von unterschiedlichen Landesregierungen geführt wurden, ausgewertet. Diese Akteure verfügen über einschlägiges Praxiswissen über die Gestaltung von vertikalen Bund-Länder- sowie horizontalen Länder-Länder-Koordinationsprozessen, sodass der Begriff Experteninterviews an dieser Stelle bewusst gewählt wurde (Kruse 2014: 176). Auf diese Weise soll die Perspektive der Länder-Exekutiven auf die Gesetzgebungsprozesse im Bundesrat stärker als bisher in die Analyse einbezogen werden, um somit der Politics-Dimension größeren Raum in der Analyse einzuräumen. Methodisch übernimmt die Auswertung der Interviews vor allem die Funktion einer Validierung der Hypothesen beziehungsweise Erwartungen an die Positionierungen der Landesregierungen in den einzelnen Gesetzgebungsprozessen, die sich durch die Modifikation der Heuristik ergeben haben. Dadurch lässt sich eine größere Analysetiefe erreichen und Erkenntnisse über Interessendurchsetzung und die horizontale Politikverflechtung der Länder im formalen und informellen Bundesratsverfahren gewinnen.

Qualitative Interviewformen zeichnen sich durch das Spannungsverhältnis zwischen Strukturierung und Offenheit aus – bei dieser Feststellung handelt es sich um den beschriebenen Minimalkonsens dieser Methodenform, die ansonsten über eine große Variationsbreite verfügt (Helfferich 2014: 561). In diesem Promotionsvorhaben wird ein problemzentriertes, leitfragengestütztes und strukturiertes Experteninterview konzipiert. Dabei handelt es sich um eine qualitative, diskursiv-dialogische Methode, die als Wissensgenerierung über problematisierte Sachverhalte und Entscheidungssituationen fungiert (Witzel/ Reiter 2012: 4). Diskursiv-dialogisch ist die Kommunikationssituation des Interviews zu verstehen, bei der der Interviewer anhand von Frage-Antwort-Nachfrage (oder gegebenenfalls Konfrontation mit einer These) mit dem Interviewten interagiert, um sich dem Erkenntnisinteresse zu nähern. Zentral sind dabei die Leitfragen, die die in den Fallstudien identifizierten Themenspektren widerspiegeln und auf eine Validierung der generierten Hypothesen abzielen. Gleichwohl sind auch offene Fragestellungen adressiert, um den Blick auf bislang nicht prioritär fokussierte Aspekte zu öffnen. Ferner konkretisieren Nachfragen den Gegenstand, die sich aus den Analyseergebnissen speisen.

Ausgangspunkt für den Bedarf an in Interviews gewonnene Perspektiven der Länder-Exekutiven sind Zugangsprobleme, wie die einzelnen Länder in Plenarsitzungen des Bundesrates abstimmen. In den Protokollen wird lediglich das aggregierte Ergebnis festgehalten, nicht das individuelle Abstimmungsverhalten der Länder. Auf diese Weise lässt sich die Positionierung der jeweiligen Landesregierungen zu einzelnen Maßnahmen nicht vollständig nachvollziehen.

Zwar sind einige Länder dazu übergegangen ihr Abstimmungsverhalten zu veröffentlichen.[29] Allerdings reicht der Erhebungszeitraum nicht bis ins Jahr 2011 zurück; zudem bilden die Länder ihr Abstimmungsverhalten stark uneinheitlich ab und der Zeitpunkt (Stammjahr) differiert zum Teil stark, seitdem das Abstimmungsverhalten abgebildet wird.

Bei den Interviewpartnern handelt es sich um Mitarbeiter sowohl aus den Staatskanzleien, die entweder inhaltlich mit der Energiepolitik befasst sind, oder in den Bundesratskoordinationsreferaten tätig sind, als auch aus Fachministerien. Die Interviewpartner weisen ferner variierende Hierarchieebenen auf. Die Interviews wurden anonymisiert verarbeitet.

Die Auswahl der Länder-Exekutiven, mit deren Vertretern Interviews geführt wurden, richtete sich nach der Analyse der ökonomischen und politischen Interessenkomponenten (siehe dazu Abschnitt 3.9 sowie die einzelnen Fallstudien). Länder, denen aufgrund der Interessenrekonstruktion ein veritables Interesse an dem Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien zugeschrieben wurde, wurden entsprechend in die Auswahl einbezogen. Auf diese Weise ist eine Vollerhebung an Interviews mit Länder-Exekutiven nicht notwendig. Gleichwohl hat sich eine Reihe von Zugangsproblemen gezeigt: einerseits waren nicht alle in Frage kommenden und kontaktierten potenziellen Interviewpartner zu einem Interview bereit (teilweise war es dann möglich, Hintergrundgespräche zu führen), andererseits haben nicht alle Interviewpartner sämtliche in diesem Promotionsvorhaben analysierten Gesetzgebungsprozesse auf ihren jeweiligen Positionen begleitet und konnten dementsprechend nur zu einer begrenzten Anzahl von Novellierungsprozessen Auskunft geben. Besonders deutlich ist dies für das EEG 2012 zu Tage getreten: hier konnte nur ein Interviewpartner Aussagen treffen. Ähnlich eingeschränkt aussagekräftig verhält es sich mit der dritten EnWG-Novelle aus dem Jahr 2012. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick zu den geführten Interviews.

Tabelle 1: Überblick zu den geführten Interviews

	Hintergrundgespräch	EEG 2012	PV-Novelle[30]	3. EnWG-Novelle	EEG 2014	EEG 2017
BW			x	x	x	x
BY	x					
MV		x	x	x	x	x
NW			x		x	x

[29] Dazu zählen : Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Niedersachsen, Rheinland-Pfalz, Schleswig-Holstein, Saarland, Sachsen, Thüringen (BR 2017).

[30] Ergänzend zu den hier durchgeführten Interviews wurde auf die Erkenntnisse der im Rahmen der Masterarbeit „Das Erneuerbare-Energien-Gesetz als Steuerungsinstrument der Energiewende – ein problemlösungsorientiertes Policy-Design? Eine steuerungstheoretische Analyse der Photovoltaik-Novelle 2012“ (Zitzler 2013a) geführten Interviews zurückgegriffen. Die Perspektive der Länder wurde durch einen Vertreter der bayerischen Staatsregierung repräsentiert.

SA	x					
SH					x	x
SN					x	x
TH	x				x	x

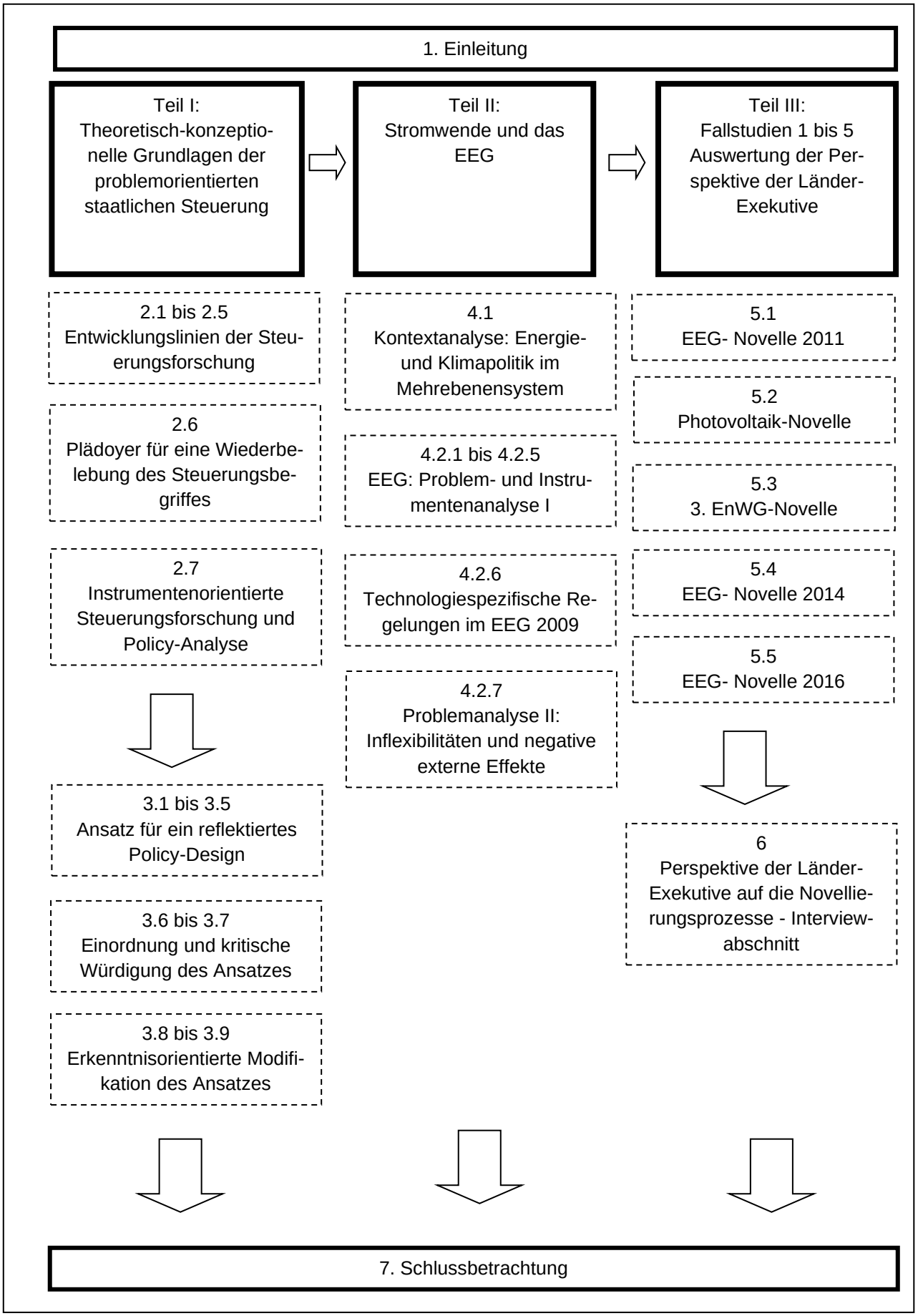
Quelle: eigene Darstellung[31]

Der Überblick legt transparent dar, wo die belastbarsten Aussagen zu erwarten sind und wo die verschiedenen Perspektiven der Länder ein facettenreiches Gesamtbild erzeugen. Aufgrund der sich eingestellten Lücken in der Interviewerhebung können einzelne Aussagen nicht vorbehaltlos verallgemeinert werden – dieser limitierende Faktor ist dem Autor bewusst.

Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick zum Gang der Untersuchung.

[31] Die Interviews wurden im ersten Halbjahr 2017 angefragt und durchgeführt. In diesem Zeitslot war es nicht möglich, einen Vertreter der Exekutive der Länder BB, HE, NI, RP für ein Interview zu gewinnen, was aus Erkenntnisgesichtspunkten zu bedauern ist.

Abbildung 1: Gang der Untersuchung



Quelle: eigene Darstellung

2 Theoretische Grundlagen: Entwicklungslinien der Steuerungsforschung

Das Denken über staatliche Steuerung hat sich in den letzten Jahrzehnten mehrfach transformiert. Dies bezieht sich nicht nur auf die Wahrnehmung der am Steuerungsprozess beteiligten Akteure und auf die handlungsstrukturierende Bedeutung von Institutionen, sondern auch auf die Struktur-Prozessmuster selbst, die durch eine neu erkannte Komplexität und durch Interdependenzen charakterisiert sind. Ebenfalls wurde in der politikwissenschaftlichen Steuerungsforschung eine lange verbürgte Grundfeste erschüttert: gesellschaftliche Problemlagen werden nicht nur der gemeinwohlverträglichsten Lösung wegen adressiert, sondern auch um originär (macht-)politische Ziele der handelnden Akteure zu verwirklichen. Staat und Steuerung galten nicht nur in der Hochphase der Steuerungsforschung in den 60er bis 70er Jahren als „siamesische Zwillinge“, auch die jüngere Steuerungslandschaft ist geprägt durch das Mantra: „Ohne Steuerung kein Staat – ohne Staat aber auch keine Steuerung“ (Voigt 2001: 141). Die auf selbstregulierende Prozesse abstellende Governance-Forschung konterkariert jedoch diese Ansicht und setzt dem entgegen, dass der Staat maßgeblich an Einfluss verloren hat und an dessen Stelle gesellschaftliche Selbststeuerungspotenziale getreten sind (so bspw. Rhodes 1997). Demnach ist zu fragen, ob überhaupt eine normative Erwartungshaltung seitens der Bürger gegenüber dem Staat bleibt, als zentrale Problemlösungsinstanz zu fungieren.[32]

Diese diametral entgegengesetzten Blickwinkel auf staatliche Steuerung sollen exemplarisch die Kontroverse in der Steuerungslandschaft veranschaulichen – der steuernde Staat ist in der Wissenschaft ein vieldiskutiertes Phänomen. Eine ganze Reihe von unterschiedlichen politikwissenschaftlichen Subdisziplinen, wie die Policy-Analyse sowie die Steuerungs- und Governance-Forschung, hat sich mit dem Komplex des Regierens, staatlich organisierter Problemlösung und den diese Prozesse kennzeichnenden Akteurskonstellationen auseinandergesetzt. Die variierenden Perspektiven und die durch differierende Annahmen getriebenen Erkenntnisinteressen fragmentieren den Forschungsstand. Die Entwicklungslinien der Steuerungsforschung und zu dieser in Abgrenzung formulierenden Disziplinen zeichnen dabei ein Bild, dass mittlerweile deutlich positiver anmutet als es der Stand zum Milleniumsumbruch hätte vermuten lassen. Aus einem ausgeprägten Steuerungspessimismus ist ein vorsichtiger Optimismus geworden, dass von einigen Vorreitern auf die Formel zugespitzt wird: erfolgreiche Steuerung ist möglich, solange sie nur informiert vorgenommen wird (Dose 2008a: 20). Dieses Argument soll im Folgenden entwickelt werden. Dazu bedarf es der Beleuchtung, welchen Weg der Begriff staatliche Steuerung in der Vergangenheit zurückgelegt hat, welche zentralen Konzepte,

[32] Die Literatur zur Wirtschafts- und Finanzkrise 2008/09 zeigt jedoch, dass dies sehr wohl noch der Fall ist und in Krisenzeiten sich sogar verstärkt (Heinze 2009: 24).

aber auch Kritikpunkte sich damit verbinden und welche Anstrengungen unternommen wurden, den Steuerungsbegriff zu modernisieren.

Bevor dieser Schritt jedoch gegangen werden soll, rücken im Folgenden die Wahrnehmungsmuster des steuernden Staates in den Fokus der Betrachtung. Insbesondere die Leitbilder über die Rolle des Staates haben hierfür eine zentrale Bedeutung, da sie Ausdruck von materiellen Rahmenbedingungen und deren diskursiv-ideeller Bearbeitung sind (Bieling 2009: 235) und demnach eine Analyse der Zuschreibungen der Handlungsfähigkeit des Staates als Akteur in Steuerungsprozessen ermöglichen.

2.1 Wahrnehmungsmuster des steuernden Staates: Leitbilder und Paradigmenwandel

Staatliche Leitbilder sind Ausdruck der politisch-institutionellen und politökonomischen Bedingungen einer Zeitepoche und somit eingebettet in einen historischen Kontext. Für einen historischen Abriss über den Wandel des Wesens des steuernden Staates leisten sie die notwendige Komplexitätsreduktion, ohne dabei die typisierenden Charakteristika dieses historischen Kontextes auszublenden. Nach Heinrich sind Leitbilder durch ein „dialektisch aufeinander bezogenes Ensemble von Zielvorstellungen sowie Wahrnehmungs- und Deutungsmustern, die konkreten Situation eine bestimmte „Relevanzstruktur“ zuschreiben,“ gekennzeichnet (Schneider 1992: 4f.). Bieling führt diesen Gedanken wie folgt weiter:

„Sie [Leitbilder; S.Z.] haben eine historische, eine macht- und interessengeleitete wie auch eine kommunikativ vermittelte Sinndimension. Als Ziel- und Strategiekonzepte zur Etablierung und Fortentwicklung politischer Ordnungsstrukturen, d.h. von Institutionen und Verfahren, entfalten sie zuweilen eine Eigendynamik, die sich sowohl als „Gerinnung von Macht- und Interessenkonstellationen“ wie auch als „Kristallisation von Sinnbezügen“ interpretieren lässt“ (Bieling 2010: 42). Konform geht dieses Leitbildverständnis mit dem zweiten wesentlichen Referenzpunkt in der entsprechenden Literatur,[33] Peter Halls Begrifflichkeit liest sich ganz ähnlich:

„More precisely, policymakers customarily work within a framework of ideas and standards that specifies not only the goals of policy and the kind of instruments that can be used to attain them, but also the very nature of the problems they are meant to be addressing. Like a *Gestalt*, this framework is embedded in the very terminology through which policymakers communicate about their work, and it is influential precisely because so much of it is taken for granted and unnameable to scrutiny as a whole. I am going to call this interpretive framework a policy paradigm” (Hall 1993: 279).

[33] Giesel führt an, dass es keinen konsensuellen Leitbildbegriff in der Politikwissenschaft gebe. Ebenso wenig existiere ein zusammenhängender Diskurs über Leitbilder als Kategorie in der Politikwissenschaft. Auch lasse ein Bezug der verschiedenen Konzepte aufeinander vermissen, sodass eine systematische Auseinandersetzung in dieser Frage kaum möglich erscheint (Giesel 2007: 77). Dennoch stellen sich die Leitbildkonzepte von Schneider und Hall als so wirkmächtig dar – auch wenn sie mittlerweile nicht mehr als Konzepte der jüngeren Politikwissenschaft gelten können –, dass mit ihnen die wesentlichen Referenzpunkte in der Literatur benannt sind.

Leitbilder sind im öffentlichen Diskurs nicht konkurrenzlos, die Qualität eines Leitbildes ist stetig umkämpft, oftmals existieren mehrere dieser komplexen Relevanzstrukturen nebeneinander. Dementsprechend kann es zu temporären Überlappungen kommen bis ein hegemonial wahrgenommenes Leitbild an Erklärungskraft verliert und durch ein anderes ersetzt wird (Bandelow 2003: 105f.; Berman 2013).[34]

Eine Vielzahl von Leitbild-Typologien in der Politikwissenschaft versuchen den steuernden Staat in seiner Entwicklung fassbar zu machen und in seiner Entwicklung abzubilden. Bei den Inhalten dieser Leitbildvariationen kommt es deshalb zu Überschneidungen; ein in der Literatur oftmals verwendetes Schema, das ebenfalls von Braun aufgegriffen wird, soll deshalb im Folgenden als Bezugspunkt dienen. Braun differenziert die Entwicklung des Staates in fünf grundlegende Leitbilder, namentlich der *Interventionsstaat (a)*, der *minimale Staat (b)*, der *moderierende Staat (c)*, der *Steuerungsstaat (d)* und der *kooperative Staat (e)*. Für die Leitunterscheidung dieser fünf systematisierten Relevanzstrukturen spannt Braun die Ausgestaltung der Leitbilder über die Pole horizontale, gesellschaftliche Selbstorganisation und vertikale, staatliche Organisation auf. Nach Brauns Einschätzungen war dabei vor allem die politisch-ideologische Auseinandersetzung von ‚Plan' und ‚Markt' prägend und somit die Frage, wie gesellschaftliche Ressourcen verteilt werden sollten (Braun 2001: 103). Nun deckt diese Leitbild-Typologie den Forschungsstand jüngeren Datums nicht ab und lässt damit Überlegungen in der Betrachtung außen vor, die jedoch für diese Arbeit einen nicht zu vernachlässigenden Mehrwert enthalten. Aus diesen Gründen wird die Darstellung an einigen Punkten – so beispielsweise durch Ausführungen zum Gewährleistungsstaat – ergänzt. Ferner eröffnet der behauptete Kernwiderstreit von Plan und Markt den Anschluss an polit-ökonomische Leitbildüberlegungen, sodass immer wieder Parallelen dazu gezogen werden sollen (Bieling 2009, 2010). Dieser Argumentationsgang geht mit der Feststellung konform, dass (aktive) Gesellschaftsgestaltung untrennbar mit dem (modernen) Wohlfahrtsstaat verknüpft ist (Rüb/ Seifer 2007: 163).

(a) Der Interventionsstaat

In der Rückbetrachtung wird dieses Leitbild – auch betitelt als DRIS (Demokratischer Rechts- und Interventionsstaat) – in den Stand des „goldenen Zeitalters" (Hurrelmann u.a. 2007) gehoben und als Ausgangspunkt und Vergleichsgröße für staatliche Transformationsprozesse herangezogen (Hurrelmann u.a. 2007; Leibfried/ Zürn 2006; Genschel/ Leibfried 2008; kritisch dazu Schuppert 2008b – darauf wird noch zurückzukommen sein).
Der Interventionsstaat zeichnet sich vor allem dadurch aus, dass er vom Primat der Politik gegenüber der Wirtschaft ausgeht, somit reichen die Wurzeln dieses Staatsverständnisses bis

[34] Diese Funktionslogik erinnert nicht nur an den Veränderungsprozess hegemonialer Diskurse von Hajer (1993), sondern auch an den Wandel von Policy Images bei Baumgartner und Jones (1991; Baumgartner 2013).

in die 20er und 30er Jahre des 20. Jahrhunderts zurück (Braun 1995: 612). Verteilungs- und Koordinationsfunktion innerhalb der Gesellschaft wird von einem starken Staat übernommen, der als Garant für Wohlfahrtsoptimierung begriffen wird und dem ein reformtechnokratisches Politikverständnis zugrunde liegt. Dieses Verständnis ist durch eine prinzipielle Machbarkeit und von Steuerungsmöglichkeiten gesellschaftlicher Entwicklungsprozesse gekennzeichnet (Burth/ Görlitz 1998: 110; Bruder 1989: 770). Aktive Gesellschaftssteuerung sollte durch den planenden Staat betrieben werden – die intentionalen Eingriffe in gesellschaftliche Entwicklungsprozesse war mit dem Label „aktive Politik" (Mayntz/ Scharpf 1973) beschrieben und machte den Kern des DRIS aus. Demnach waren die Planungen[35] nicht auf einzelne Politikbereiche beschränkt, sondern eine Gesamtplanung sollte diesen Anspruch gerecht werden (Schubert 1994: 454). Aus diesen Gründen geht es fehl, von einem Steuerungsoptimismus zu sprechen, da die Frage nach einem Scheitern der Gesellschaftssteuerung noch gar nicht aufkam und gestellt wurde.

Im Leitbild des Interventionsstaates war der Staat die unhinterfragte, zentrale Steuerungsagentur, die im Zeichen einer Rationalisierung der Politik eine Modernisierung ihrer Binnenorganisation der Ministerialverwaltung[36] vornahm und sich der integrierten Aufgaben- und Finanzplanung sowie Ziel- und Programmplanungssysteme verschrieb – entscheidend war aus dieser Perspektive, dass der Staat über ausreichend personelle und finanzielle Ressourcen verfügte (Mayntz 2010a: 38; Braun 2001: 105f.). Summa summarum wurde vor allem in den 60er Jahren eine Planungseuphorie für diese (kurze) Epoche konstatiert (Braun 1995: 612f.; Mayntz 1997a: 263; Dose 2008a: 23).

Auf zweifache Weise war der Interventionsstaat deshalb von der kontinental-europäischen Tradition geprägt (Grimm 1993). Zum einen wurde das Bild des DRIS maßgeblich von der nach vertikalen Beziehungen fragenden Subordinationstheorie bestimmt. Das Verhältnis zwischen Staat und Gesellschaft wurde demnach durch eine obrigkeitsstaatliche Perspektive gekennzeichnet, die den staatlichen Interessen den Vorzug vor gesellschaftlichen gab und in dem vertikalen Beziehungsgeflecht den Staat über die Gesellschaft einordnete (Döhler 2007: 51), was mit einer etatistischen Gesellschaftssteuerung verbunden wurde (Burth/ Görlitz 1998: 118). Zum anderen verband sich dies mit dem Verständnis, „Politik nicht als Herrschaft, als Nutzung von Macht im eigenen oder dem Interesse einer Klasse, sondern als Handeln im öffentlichen Interesse" (Mayntz 2006: 12)[37] zu begreifen. Die Rechtfertigung dafür zog sich aus der Logik, dass nur der Interventionsstaat fähig war, gesellschaftliche Probleme zu lösen. Dies

[35] Politische Planung kann nach Dose entlang zweier Funktionen definiert werden. „Sie soll helfen: (a) den Handlungsspielraum von Regierung und Verwaltung gegenüber einer komplexer gewordenen Umwelt mit ihrem oftmals widersprüchlichen Funktionsanforderungen an den Staat zu sichern und zu erweitern, sowie (b) die Rationalität des politisch-administrativen Entscheidungsprozesses mit Hilfe des Aufbaus von verwaltungsinternen Aufgaben-, Ziel- und Programmplanungssystemen nachhaltig zu steigern" (Dose 2007: 403).

[36] Die 1968 eingesetzte Projektgruppe „Regierungs- und Verwaltungsreform" erarbeitete solche Reformkonzepte (Treiber 1994: 374; Bogumil/ Jann 2009: 300).

[37] Dies ging mit der stillschweigenden Prämisse demokratischer Legitimität einher, die als Konsequenz eine Abkopplung der staatlichen Steuerungsdebatte von demokratietheoretischen Fragen nach sich zog (Mayntz 2006).

spiegelte sich in Überlegungen in der Technokratiediskussion zum „technischen Staat“ (Schelsky 1965 nach Braun 1995: 613), in dem im politischen Entscheidungsprozess angelegten Irrationalitäten durch die Bindung an wissenschaftlich-technologischen Sachverstand aufgefangen werden sollten.

Der Interventionsstaat weist in seinen Steuerungsmustern als Leitbild Parallelen zu dem Leitbild des keynesianischen Wohlfahrtstaates auf, der das Verhältnis zwischen Staat und Wirtschaft kennzeichnet. Während sich die Nachkriegsjahre durch einen eingehegten Liberalismus kennzeichneten, der mit einer politischen Kontrolle des Währungs- und Finanzsystems und auf einen Interessenausgleich zwischen Arbeitgeber und -nehmer gerichteten Sozialstaat sowie korporatistischer Institutionen einherging, sorgte die Konjunkturkrise von 1967 dafür, dass der Staat erstmalig eine aktive, antizyklische Konjunktursteuerung in Kombination mit einem Ausbau des Sozialstaates betrieb (Bieling 2009: 236; Dose 2007: 404).
In der politischen Praxis zeigte sich jedoch schon bald eine mangelnde Problemlösungsfähigkeit. Die Ölkrise 1973 und ihre Folgen standen als Fanal für die in den 70er Jahren einsetzenden Krisenerscheinungen und einer Phase von wirtschaftlicher Stagnation, hoher Inflation und zunehmender Arbeitslosigkeit. Diese Enttäuschungserfahrungen reihten sich neben einer wachsenden Staatsverschuldung und strukturellen Anpassungsproblemen ein, sodass das Ende des „kurzen Traum[s] immerwährender Prosperität“ (Lutz 1984) ausgerufen wurde. Deshalb wurde die keynesianische Wohlfahrtstaatspolitik als Kontrapunkt zur staatlichen Planungseuphorie gedeutet, denn die sich entzündende Kritik an dem Leitbild identifizierte in einem überforderten Wohlfahrtsstaat und zu starken Gewerkschaften die Ursache für die konjunkturelle Schwächephase (ebd.: 236). Damit verband sich der Befund vom Staatsversagen und den Unregierbarkeits-Thesen[38] wohlfahrtsstaatlicher Demokratien. Die Stoßrichtung dieser Kritik ließ sich zum einen in den kapitalismuskritischen zum anderen den pluralismuskritischen Ansätzen verorten (Burth/ Görlitz 1998: 11ff.; kritisch zu den Unregierbarkeits-Theorien Offe 1979). Bezogen auf die drei als wesentlich beschriebenen staatlichen Funktionen konnten die Unregierbarkeits-Thesen erstens festgemacht werden als mangelnde Durchsetzung politischer Herrschaft im Sinne der Ordnungsfunktion aufgrund eines als zu wirkmächtig begriffenen ‚Verbändestaates‘ (Burth/ Görlitz 1998: 15f.). Zweitens wurde der Sozialstaat in der Krise gesehen, da die mit steigenden Erwartungen konfrontierte Wohlfahrtssicherungsfunktion einer Finanzkrise und somit defizitärer Finanzierung ausgesetzt war (Mayntz 1987: 90) – die expansive Dynamik des keynesiansichen Wohlfahrtsstaates wurde als dessen großes Problem erkannt (Hennis 1976). Drittens wurde im Kontext der Gestaltungsfunktion des Staates ein

[38] Voigt definiert Unregierbarkeit als „Zustand einer Gesellschaft, in dem das politisch-administrative System nicht (mehr) in der Lage ist, offensichtlich negative Verhältnisse in wesentlichen Bereichen der Gesellschaft zum positiven zu wenden“ (Voigt 1993: 312). Als exemplarische Vertreter dieser Position vgl. Hennis, Graf Kielmansegg und Matz (1977, 1979).

Steuerungsversagen bilanziert, da die identifizierten sozioökonomischen und ökologischen Probleme ungelöst blieben (Voigt 1993: 312ff.; Burth/ Görlitz 13f.).[39]

Auch unterhalb dieser auf einer Metaebene geführten Diskussion um Staatsversagen wurde der steuerungstheoretische Anspruch des Interventionsstaates zunehmend kritisch gesehen. Hauptverantwortlich dafür waren einerseits die Befunde und Erkenntnisse der Implementationsforschung[40] und andererseits der sogenannten Verrechtlichungsdebatte.
Mitte der 70er Jahre erlangte die Implementationsforschung in Deutschland[41] erhebliche wissenschaftliche Aufmerksamkeit. Insbesondere der gleichnamige Forschungsverbund konnte eindrucksvoll darlegen, dass für die ausbleibenden Erfolge in der Problemlösung vor allem Vollzugsdefizite der Programme verantwortlich waren (Mayntz 1983b: 16). Mayntz kategorisierte die möglichen Ursachen für Vollzugsdefizite in Implementationsprobleme seitens der Vollzugsinstanzen, Motivationsprobleme seitens der Adressaten, Wissensprobleme im Hinblick auf die steuerungsrelevanten Wirkungszusammenhänge und Steuerbarkeitsprobleme mit den verfügbaren Instrumenten in bestimmte Systemprozesse zielgerichtet einzugreifen (Mayntz 1987: 96f.).[42] Es wurde somit offenbar, dass die vormalige ausschließliche Konzentration auf die Steuerungsfähigkeit des Staates durch die personelle und finanzielle Ressourcenausstattung als Voraussetzung für erfolgreiche Steuerung nicht ausreichend war und sich nicht nur auf intelligente und umfassende Planungen beschränkte. Vielmehr brachte diese umfängliche Gesamtplanung eine Überforderung des Regierungs- und Verwaltungsapparates mit sich (ebd.; Mayntz 1987: 96f.; Derlien 1993: 504f.). Demgegenüber rückten durch die Berücksichtigung der Vollzugsprozesse der Programme die Adressaten politischer Programme und die Struktur des jeweiligen Politikfeldes in den Blick (Mayntz 1980a: 3f.). Als zentrale Faktoren, die auf den Implementationsprozess wirkten und über Erfolg oder Misserfolg eines politischen Programms entscheiden konnten, wurden die Merkmale der Durchführungsinstanzen, die Leistungs- und Normadressaten sowie die Merkmale des zu implementierenden Programms identifiziert (Mayntz 1980b: 242f.). Dementsprechend kann konstatiert werden, dass die Implementationsforschung die Steuerbarkeit eines Regelungsfeldes als Kategorie in die wissenschaftliche Analyse einführte. Maßgebliches Systematisierungskriterium der

---

[39] Treffend fassen Burth und Görlitz die unterschiedlichen Kritikpunkte wie folgt zusammen: „Ob das Steuerungsversagen […] an der öffentlichen Verarmung, am Klassenantagonismus, an den Kosten des Wohlfahrtsstaates, an den gesellschaftlichen Ansprüchen, an den konkurrierenden Machtzentren, an den veränderten Rahmenbedingungen oder an institutionellen Defiziten festgemacht wird, stets wird damit zugleich Unregierbarkeit konstatiert […]“ (Burth/ Görlitz 1998: 16).

[40] Immanente Entwicklungen in der Steuerungstheorie hatten zusätzlich die Steuerungsfähigkeit des Staates in Frage gezogen (beispielhaft Lindblom 1959, 1979). Das Konzept des Sich-Durchwurschtelns („the science of muddling through“) wies auf die Kontinuität des Problemlösungsprozesses hin und dass Probleme kaum je vollständig gelöst werden. Vielmehr handele es sich bei politischen Prozessen um unkoordinierte, kleinschrittige Veränderungsprozesse („disjointed incrementalism“).

[41] Zu der Entwicklung der Implementationsforschung im US-amerikanischen Kontext, die sich im Vergleich zu Deutschland um einige Jahre früher vollzog, vgl. Wollmann (1980: 11ff.) sowie Windhoff-Hèritier (1980: 8f.).

[42] Wissensprobleme treten natürlich auch – und dort besonders folgenreich – in der Programmformulierung auf, also einen Schritt vor der Implementation. Mangelhaftes Steuerungswissen wurde in der Steuerungsforschung oft als eine Quelle von Steuerungsversagen thematisiert.

Implementationsforschung war die Programmform; es wurde zwischen regulativen Programmen, Finanzhilfeprogrammen, Anreizprogrammen und persuasiven Programmen differenziert (Mayntz 1983b).[43] Das Systematisierungskriterium wurde von dem dominierenden Instrument in dem jeweiligen Programm abgeleitet. Allerdings erlaubte gerade diese Kategorisierung keine generalisierenden Aussagen, da die Programmformen über eine mangelhafte Trennschärfe verfügten und die auftretenden Probleme eines Programms sich eben nicht durch das dominante Instrument typisieren ließen (Mayntz 1983b: 9f.; für den amerikanischen Kontext vgl. Nispen/ Ringeling 1998: 205f.) Die begrenzte Leistungsfähigkeit dieser Kategorisierungsbemühungen kann als eine wesentliche Ursache gelten, weshalb der Instrumentenansatz in Deutschland in einer steuerungstheoretischen Sackgasse endete (Dose 2008a: 56f.).
In der Verrechtlichungsdebatte wurde die Krise der regulativen Politik ausgerufen (Mayntz 1983a: 71f.), womit sie an die Befunde der Implementationsforschung anschlussfähig war und die Stoßrichtung einer planungs- und steuerungsskeptischen Haltung noch verstärkte. Die Verrechtlichungsdebatte zeichnete die vermeintlichen Grenzen der Steuerung durch Recht nach, da aufgrund steigender Regelungsdichte und -tiefe Gesetze zunehmend an Wirksamkeit verlören (Hill 1990: 55; König/ Dose 1993a: 20f.; Schuppert 1990: 74).[44] Als Reaktion darauf diversifizierte der Staat als Steuerungsakteur sein Instrumentenrepertoire und setzte zunehmend auf Anreize und Überzeugung (Mayntz 1987: 98). In der wissenschaftlichen Auseinandersetzung mit den Schwächen des Rechts kam es zudem zu einer Diskussion um alternative Rechtsformen, wie die mediale Steuerung nach Görlitz (1995) und Druwe (1994) oder Teubners reflexives Recht (1982, 1989) ebenso wie Teubners und Wilkes dezentrale Kontextsteuerung (1984), die an dieser Stelle allerdings keine weitere Rolle spielen sollen – vor allem, weil sie sich aus einer systemtheoretischen Tradition speisen (Dose 2008a: 69ff.).

Der Glanz des Leitbildes *Interventionsstaat* ermattete somit nicht nur durch die politische Praxis und die der Staatstätigkeit, sondern auch im wissenschaftlichen Diskurs herrschte bald Konsens darüber, dass die Fiktion eines staatlichen Steuerungszentrums aufzugeben sei und dass der Interventionsstaat als Leitbild überholt war, womit auch die politische Planung als idealisiertes Konzept ausgedient hatte (Prätorius 2003: 11; Braun 2001: 105f.; Braun/ Giraud 2009: 160; Mayntz 2010a: 38), denn die Vorstellung ist jedenfalls diskreditiert, dass „komplizierte politisch-ökonomische Zusammenhänge von zentralen Instanzen nach stimmigen Prinzipien gesteuert werden [können]“ (Grande/ Eberlein 1997: 10). In der wissenschaftlichen Auseinandersetzung begann daraufhin ein Suchprozess, welches das ‚richtige‘ Leitbild sei, um

[43] Diese Differenzierung der Instrumente im deutschen Kontext der Implementationsforschung geht konform mit der grundlegenden Kategorisierung der instrumentenbezogenen Steuerungsforschung (vgl. bsph. Bagchus 1998; De Bruijn/ Hufen 1998; Eliadis/ Hill/ Howlett 2005; Vedung 1998; Rist 1998).

[44] Mittlerweile herrscht allerdings eine weit weniger skeptische Haltung zu dieser Frage vor. Beiträge zur Verrechtlichungsdebatte konnten zeigen, dass es vor allem auf die Ausgestaltung des Rechts ankommt – mithin also eine differenziertere Betrachtung von Nöten ist und nicht per se geurteilt werden kann (Dose 2006c: 504 und 518). In diesem Beitrag finden sich sowohl ein Überblick über die Verrechtlichungsdiskussion als auch empirische Nachweise für die Steuerungsfähigkeit des Rechts.

dem Problemdruck zu begegnen. Deshalb kommen Staatsbildern neben ihrer Analysefunktion auch eine Politikfunktion zu, da sie durch „einen starken ideologisch-politischen Impetus“ (Voßkuhle 2001: 498 zitiert nach Schuppert 2005b: 18) staatliches Handeln zu prägen versuchen. Dementsprechend kam es zu einer Ausdifferenzierung von Leitbildern des steuernden Staates, die gegeneinander konkurrierten und sich temporär auch überlappten.

(b) Der minimale Staat

Die Konsequenz der Perzeption des überforderten Staates war dessen Verschlankung. Mit diesem veränderten Staatsverständnis vollzog sich eine „Wende zum Markt“ (Mayntz 1997a: 266). Dieser wurde als idealer Koordinations- und Verteilungsmechanismus im Sinne einer spontanen Evolution stilisiert, was nach einer deutlichen Reduktion der staatlichen Interventionen verlangte und mit einer Beschränkung auf regulative Politik einherging – somit redistributive und distributive Politiken quasi ausschloss (Braun 2001: 106)[45] − und den Staat auf die Sicherstellung eines optimalen Ablaufs von Marktprozessen beschränkte (Braun/ Giraud 2009: 160; Färber 1993: 239). Diese Entwicklung war gleichbedeutend mit einer Enthierarchisierung und einer Abkehr vom Top-Down Ansatz des steuernden Staates (Grimm 1990: 23; Mayntz 1997a: 264, 2008: 44). Nicht nur setzten sich diese Überzeugungen in weiten Teilen der Politikwissenschaft – die Neue Politische Ökonomie war hier tonangebend – durch, sondern prägten auch nachhaltig die Politik der beiden nächsten Jahrzehnte. Schlagworte, wie der „neoliberale Konsens“ (Mayntz 1997a: 267; Czada 2003: 19, 2007: 76f.) oder die Reagonomics sowie schlanker Staat (Voigt 2001:137; Mayntz 2010a: 39), welche mit Privatisierung und Deregulierung einhergingen, verdeutlichten dies. Allerdings wurde die Erfahrung gemacht – und auch empirisch nachgewiesen −, dass Privatisierung staatliche Regulierung nach sich zieht (Mayntz 1997a: 267; Dose 2008a: 16). Dies steht allgemein im Zusammenhang mit der Feststellung, dass „[f]unktionierende Märkte offenbar politische und soziale Voraussetzungen [haben], die sie nicht selbst erzeugen können“ (Czada 2007: 69) und demnach eine staatliche Einbettung notwendig ist (Heinze 2009: 13f.; Dose 2008a: 120).

Nicht nur der Staat, sondern auch die Wirtschaftspolitik war diesem massiven Leitbildwandel ausgesetzt. „Der diskursive und politische Erfolg marktliberal-angebotsorientierter Modernisierungskonzepte hatte mithin im Scheitern zuvor praktizierter keynesianischer Strategien seine Grundlage und schien mit der scharfen Kritik am bürokratisch organisierten, jedenfalls zu generösen Wohlfahrtsstaat und der durch die Gewerkschaften geförderten Überregulierung der Arbeitsmärkte auch eine passende, zukunftsgerichtete Antwort zu präsentieren“ (Bieling 2009: 236). In den 70er und 80er Jahren kam es demnach zu einer neokonservativen Gegenrevolution zum Keynesianismus, die das interventionistische Paradigma einerseits vom Monetarismus, andererseits

[45] Den Termini, die auf eine Typologisierung Lowis zurückgehen, wird sich später ausführlich gewidmet.

von der Angebotspolitik in die Zange nahm (Nahamowitz 1993: 252). Mit dem Leitbild des schlanken Wettbewerbsstaates konzentrierte sich der Staat auf seine unmittelbaren Kernaufgaben und eröffnete den Selbstheilungskräften des Marktes und der Privatinitiative des freien Unternehmertums wieder neue Handlungsräume (Bieling 2009: 237; Hirsch 1998: 27f.). Deutschland hinkte der internationalen politischen Dynamik allerdings etwas hinterher, da die Beharrungskräfte der tradierten wohlfahrtsstaatlichen Institutionen noch wirkmächtig waren und erst mit der Zeit überwunden wurden. So beschleunigte sich erst in den 90er Jahren der Entstaatlichungs- und Privatisierungsprozess (Bieling 2008: 542f.; Schneider/ Tenbrücken 2004)[46]. Dem waren drei Faktoren ursächlich: Erstens machte sich die intensivierte europäische Integration mit einer Vertiefung des EG-Binnenmarktes bemerkbar, so wurden viele Infrastrukturdienstleistungen zu der Zeit liberalisiert – auch die Strom- und Gasversorgung (Hirschl 2008: 205f.; Eising 2000) –, zweitens wirkte eine erhöhte Privatisierungserlöse erwartende Finanzmarktdynamik in diese Richtung und drittens löste ein als politisch wahrgenommener Krisendiskurs rund um den deutschen Reformstau Aktivitäten aus (Bieling 2009: 237f.).

Im Leitbild des minimalen Staates kam mit der wahrgenommenen Überforderung des Staates ein ausgewachsener Steuerungspessimismus zum Vorschein, der lange Zeit den wissenschaftlichen Diskurs dominierte. Dose spricht in diesem Zusammenhang sogar von einem doppelten Steuerungspessimismus in Theorie und Praxis (Dose 2008a: 18).

(c) Der moderierende Staat

Die Steuerungsskepsis des minimalen Staates ist dem Diskurs um den moderierenden Staat gemein. Der Markt wurde nicht von allen Vertretern der wissenschaftlichen Zunft als Heilsbringer verstanden, vielmehr wurden neben dem Staat auch ihm als normativer Bezugspunkt Dysfunktionalitäten zugeschrieben. In der Konsequenz wurde eine ordnungsbildende Quelle jenseits von Staat und Markt gesucht. Fündig wurden diese Selbstorganisationstheoretiker in der *Gemeinschaft* als normativer Fluchtpunkt,[47] die im Sinne von

[46] Bundeskanzler Helmut Kohl verkündete zwar 1982 in einer Regierungserklärung, den Staat auf seine primären Aufgaben zurückführen zu wollen, jedoch kam es vorläufig zu keiner wirklichen Aufgabenkritik. Aufgrund vereinigungsbedingter Lasten und einer hohen Arbeitslosigkeit wiederholte Kohl 1994 diese Erklärung, da nur so der Staat in der Lage sei, seine originären Aufgaben effizient zu erfüllen. In dessen Konsequenz wurde 1995 der Sachverständigenrat „Schlanker Staat" ins Leben gerufen (Lamping u.a. 2002: 12f.). Dieser vertrat ebenfalls die These, dass der überforderte Staat nur gesunden könne, wenn er sich auf seine Kernaufgaben konzentriert. Um Missverständnisse im deutschen Kontext vorzubeugen, muss konstatiert werden, dass der Schlanke Staat neo- und ordoliberale Elemente enthält, die sich aus Ideen zum Minimalstaat (angelsächsische Interpretation) und der Deutschen Idee der Sozialen Marktwirtschaft speisten (ebd.: 14).

[47] Neben den sozialen Ordnungsmodellen Staat, Markt und Gemeinschaft zogen eine Reihe von Autoren auch die Verbände als Ordnungsgröße heran, um Phänomene von Systemen eines ausgehandelten Interessenausgleichs und politischer Konzertierung erklären zu können (beispielhaft Streeck/ Schmitter 1996: 125f.) Dies war nicht die einzige Erweiterung um alternative soziale Ordnungsmodelle, so werden auch Netzwerke mittlerweile in diesen Rang erhoben (überblicksartig Kenis/ Raab 2008: 133).

gesellschaftlicher Eigenverantwortung und Selbstorganisation[48] als ein Gegenpol zu Staat und Markt konstruiert wurde (Braun 2001: 108). Damit das Selbststeuerungspotenzial der Gesellschaft als effektiver Koordinationsmechanismus genutzt werden konnte, sollte der Staat sich auf die Position des Moderators zurückziehen, der nur Organisationsformen und Verfahren entwickelt, die Selbststeuerung und Koordination erlauben – Eingriffe seitens des Staates in die spontane Ordnungsbildung innerhalb der *Gemeinschaft* verbieten sich deshalb (Braun 2001: 110f.; Wiesenthal 2006: 130); eine Gedankenfigur, die sich dieses Leitbild mit dem des minimalen Staates gemeinsam teilt. Dementsprechend sollte der Staat als ehrlicher Makler in Verhandlungsprozessen zwischen gesellschaftlichen Akteuren auftreten, als „manager in the middle" (Schuppert 1998: 41), als „Moderator der laufenden Prozesse" (Fürst 1987 zitiert nach Wiesenthal 2006: 130). Demokratietheoretisch fand dies auch Niederschlag im Kommunitarismus Barbers, der auf eine stärkere Eigenverantwortung der Bürger und die damit einhergehende Entwicklung von in Verantwortungsgemeinschaften eingebrachtem Gemeinsinn rekurriert (Barber 1994)[49]. Neben der normativen Schlagseite dieses Leitbildes speist sich das Bild des moderierenden Staates aus zwei wesentlichen Quellen: zum einen Überlegungen der Systemtheorie und zum anderen Befunde der Policy-Forschung.

Die modernisierungstheoretischen Überlegungen gaben dem Leitbild und seinem normativen Charakter starke Impulse, vor allem die Systemtheorie Luhmann`scher Provenienz. Mit dieser gesellschaftstheoretischen Einbettung wurde ein Bild einer polyzentrischen Gesellschaft gezeichnet, was endgültig die Subordinationstheorie negierte und den Staat zum Primus inter pares degradierte. Luhmann konstatiert in seiner autopoetischen Variante der Systemtheorie die Grenzen jeglicher Steuerung, da der Staat aufgrund funktionaler Differenzierung als ein gleichrangiges Teilsystem[50] neben anderen zu verstehen ist (Luhmann 1989: 324ff.; Voigt 2001: 298 f.)[51]. Letztlich kann damit Steuerung nur Selbststeuerung sein, während eine Fremdsteuerung nicht möglich ist, da diese Kommunikationssequenzen in der Regel nicht anschlussfähig an die systemspezifischen Informationsverarbeitungsprozesse sind. „Das politische System hat in dieser Hinsicht keine Ausnahmeposition; auch die Politik kann nur sich selbst steuern […]" (Luhmann 1989: 334), da es keine gesamtsystemische Orientierung entwickeln könne. Allerhöchsten können über Differenzminimierungsprogramme Pertubationen

[48] In diesem Kontext in Abgrenzung zum Marktmodell und dessen Selbstregelung zu verstehen, denn mit Selbstorganisation ist nicht die ‚unsichtbare Hand' gemeint, sondern die „(reflexive) Subpolititisierung der Gesellschaft" (Beck 1993: 216 zitiert nach Braun 2001: 108).

[49] In Deutschland wurde diese US-dominierte und von dort importierte Kommunitarismus-Debatte im sozialpolitischen Kontext rezipiert und in der Diskussion um Bürgerengagement wahrgenommen (Lamping u.a. 2002: 18).

[50] Dabei handelt es sich bei den Teilsystemen um kommunikativ offene, aber operativ geschlossene autopoetische Systeme, die sich selbst nach Maßgabe ihrer eigenen Struktur reproduzieren. Zwecks Komplexitätsreduktion sind die Teilsysteme durch eine System-Umwelt-Grenze, die durch einen jeweils spezifischen binären Code konstituiert ist, gekennzeichnet (Luhmann 1989: 324ff.; Luhmann 1997: 92ff.).

[51] Für einen Überblick über die kritische Auseinandersetzung mit den Arbeiten von Luhmann, insbesondere nach seiner ‚Radikalisierung', vgl. Lange/ Braun 2000: 76ff.

beziehungsweise Irritationen ausgelöst werden, die den Selbststeuerungsprozess stören, ihn aber nicht in eine Richtung lenken können (Wilke 2014: 4f.; Braun 2001: 110). Diese Sichtweise wuchs sich zu einem Steuerungsagnostizismus aus (Schmidt 2003: 158)[52] und trug maßgeblich dazu bei, dass die steuerungspessimistische Grundhaltung gegenüber dem Staat als handelnder Akteur zementiert wurde – zumal die Systemtheorie in der wissenschaftlichen Auseinandersetzung zu der Zeit eine gewisse Dominanz erlangte (Voigt 2001: 136).

Darüber hinaus tauchte die Policy-Forschung mit ihren empirischen Befunden den steuernden Staat in ein neues Licht, denn zunehmend fanden Selbstverwaltungsformen vor dem Hintergrund des Subsidiaritätsgedankens sowie privatrechtlich organisierte Dienstleistungen im Dritten Sektor Beachtung, was nicht in die gängigen Steuerungskonzeptionen zu passen schien (Mayntz 1997a: 267, 1997b: 69f.). In der Konsequenz des Leitbildes des moderierenden Staates gewannen auch neo-korporatistischen Entscheidungsstrukturen an praktischer Bedeutung (Czada 1994), in diesem Kontext wurde auch von privaten Interessenregierungen gesprochen (Streeck/ Schmitter 1996: 142ff.)[53]. In der Politikwissenschaft fiel diese Entwicklung zudem mit einer stärkeren Aufmerksamkeit für Verhandlungen in Policy-Netzwerken zusammen. Das vermehrte Aufkommen von diesen Policy-Netzwerken wurde in zweifacher Weise gedeutet: einerseits als Indikator für einen schwachen Staat, andererseits als Zeichen der Sensibilisierung für die erhöhte Komplexität politischer Herrschaft und der damit einhergehende zunehmende Konsensbedarf in modernen Gesellschaften (Mayntz 1996: 474).

(d) Der Steuerungsstaat

Mit der Dominanz der gesellschaftszentrierten Theorien verlor der Staat zunehmend an Bedeutung. Erst mit einer Paradigmenverschiebung erwachte das Interesse für den Staat neu – „bringing the state back in" (Evans/ Rueschemeyer/ Skocpol 1985 zitiert nach Voigt 2001:

[52] Wilke betrachtet diese Diskussion nicht nur aus einer theoretischen Warte aus. „Diese steuerungsskeptische Perspektive, die direkt auf Grenzen des Regierens zielt, hat zunächst nichts mit systemtheoretischen Grundannahmen zu tun, vielmehr ist sie schlicht von einer überwältigenden empirischen Evidenz diktiert" (Wilke 2014: 5). Er verbindet dies vor dem Hintergrund zunehmender Komplexität mit dem Plädoyer für eine Selbststeuerung gesellschaftlicher Subsysteme: „Um überhaupt eine Art Regierungsfähigkeit wieder erlangen zu können, muss die Politik von der Überlastung mit ebenso planlosen wie notwendig erfolglosen Interventionen in alle nur denkbaren gesellschaftlichen Problemfelder befreit werden" (ebd.: 105). Denn Steuerung ist unter gewissen Voraussetzungen möglich – dass das Gegenteil als Kernannahme der Systemtheorie unterstellt wird, führt Wilke auf die Simplifizierung Luhmann`scher Thesen zurück (ebd.: 34f.). „Versteht man Steuerung als Kontextsteuerung im Sinne einer Verknüpfung von Selbststeuerung auf Basis operativer Geschlossenheit und kontextuellen Rahmenbedingungen, die von anderen Leistungssystemen gesetzt werden können, dann sehe ich keinen Grund, die Möglichkeit politischer Steuerung zu bestreiten" (ebd.: 67). Jedoch betont Wilke, dass im Normalfall nicht davon auszugehen ist, dass beabsichtigte Interventionen als Steuerungsimpulse tatsächlich auswirken, da die Leitdifferenz des zu beeinflussenden Systems jegliche Pertubation in seinen eigenen Operationsmodus transformiert (ebd.). Aus diesen Gründen wird die systemtheoretische Steuerungsliteratur im weiteren Gang der Argumentation vernachlässigt, da von einem solchen Steuerungsverständnis keine wesentlichen Erkenntnisgewinne für einen handlungstheoretisch befruchteten Ansatz zu erwarten sind (so auch Dose 2008a: 17f.; König/ Dose 1993a: 12).

[53] Dies ist an dieser Stelle nicht als Widerspruch zu deuten, da zwar der Bezugspunkt des sozialen Ordnungsmodells nicht die Gemeinschaft, sondern im Sinne Streeck und Schmitters der Verband ist. Die Diskussion um eine Alternative zwischen Staat und Markt als soziale Ordnungsmuster wird auch von neo-korporatistischen Theorien aufgegriffen, mit denen es adäquat gelingen soll, einen Gleichgewichtszustand zwischen den sozialen Ordnungsmodellen abzubilden (Streeck/ Schmitter 1996: 142).

138) lautete nun das Motto, womit sich eine erste Renaissance des Staates verband. Während der minimale und der moderierende Staat sich über eine gleichsam interventionsskeptische Stoßrichtung auszeichneten, war das Steuerungsmodell des Steuerungsstaates dem Anspruch nach wesentlich am Interventionsstaat ausgerichtet: Der Staat sollte mehr sein als das bloße Bereitstellen von Opportunitätsstrukturen. Vielmehr sollte er wieder die Entwicklung von Zieldefinitionen selbst in die Hand nehmen. Allerdings sollte er sich dabei „auf das ‚steering' beschränken und nicht gleichzeitig ‚rowing' betreiben" (Braun 2001: 113). Als Königsweg wurde demnach auch nicht die Stärkung (im Sinne eines Ausbaus) der Ministerialverwaltung angesehen, sondern die Delegation von Aufgaben an nicht-staatliche Organisationen, da auch hier die Einschätzung dominierte, dass gesellschaftliches Selbstentfaltungspotenzial staatlichen Interventionen überlegen sei. Der Überzeugung dieses Leitbildes nach, sollte auf diesem Weg die Steuerungseffizienz staatlichen Handelns gesteigert werden (ebd.: 112), denn dieser Logik folgend hat der Staat „uncovered lower cost and higher efficiency means of achieving its collective ends. Given that these organizations may have greater legitimacy with public service clients than more bureaucratic public sector organizations the governance capacity may actually be increased rather than decreased" (Peters 1998: 9). Dies war gleichbedeutend mit einer Verengung des staatlichen Zuständigkeitsbereichs, weil folgerichtig distributive und redistributive Politik auch hier an Bedeutung verlieren. Zu Beginn der 80er Jahre fällt damit der Ursprung der Analyse, dass sich Regulierung zunehmend zur dominanten Form der Staatstätigkeit entwickelt (Döhler/ Wegrich 2010: 31ff.). Dementsprechend wird der moderne Staat immer mehr als *regulierender* Staat gedeutet (Majone 1997; auch Grande 1997)[54].

Dennoch stand das Ausloten von Möglichkeiten zur Steigerung staatlicher Effizienz im Fokus des Diskurses um den Steuerungsstaat. Die als bedroht wahrgenommene Steuerungsfähigkeit sollte durch Dezentralisation in der Staatsorganisation sowie Delegation und Partizipation der Steuerungsadressaten bewahrt werden (Braun 2001: 111ff.). Der daran anschließende Diskurs um eine mangelnde staatliche Leistungsfähigkeit war Bezugspunkt der Reformbemühungen um das New Public Management (NPM), das eine Modernisierung der Staatsorganisation anstrebte. Das NPM fußte auf einer Übertragung privatwirtschaftlicher Organisations- und Managementprinzipien in den öffentlichen Sektor und wurde in Deutschland vor allem in Gestalt des Neuen Steuerungsmodells rezipiert (Barkowsky 2014: 76f. und 191ff.; Jann/ Wegrich 2010: 183; Benz 2008a: 307ff.).

[54] „The regulatory state is characterised by pluralism, diffusion of power, and extensive delegation of tasks to non-majoritarian institutions like the independent agencies or commissions" (Majone 1997: 159). Majone begreift den regulierenden Staat somit „as external or market regulator, and as internal regulator of decentralised administration" (ebd.: 139). Müller macht deutlich, dass es sich bei dem regulierenden Staat keinesfalls nur um ein anglo-amerikanisches Phänomen handelt. Vielmehr ist der regulierende Staat auch sehr deutlich in Deutschland ausgeprägt (Müller 2002: 3).

Parallel dazu verschoben sich auch in den 90er Jahren die wirtschaftspolitischen Schwerpunktsetzungen. Das Leitbild des aktivierenden Staates schwappte in einem Diffusionsprozess nach Deutschland, wirtschafts-, sozial- und arbeitsmarktpolitische Reformen in Dänemark, den Niederlanden und Großbritannien waren dem sogenannten Dritten Weg jenseits eines keynesianischen Wohlfahrtsstaates auf der einen und eines schlanken Wettbewerbsstaates auf der anderen Seite in Deutschland vorausgegangen und dienten als Orientierung (Bieling 2009: 238). Die Anstrengungen unter dem Leitbild des aktivierenden Staates standen ganz im Zeichen einer kooperativen Verhaltenssteuerung der Staatsbürger und Marktteilnehmer, um wirtschaftliche Produktivitätspotenziale zu mobilisieren (ebd.), und somit eine neue Verantwortungsteilung – anstelle einer Staatsentlastung in Form einer Reduzierung von öffentlichen Aufgaben – zwischen Staat und Gesellschaft herbeizuführen; im Kern zielt das Konzept auf eine Mischung aus staatlicher Gesamtverantwortung und bürgerschaftlicher Selbsttätigkeit (Lamping u.a. 2002: 29)[55].

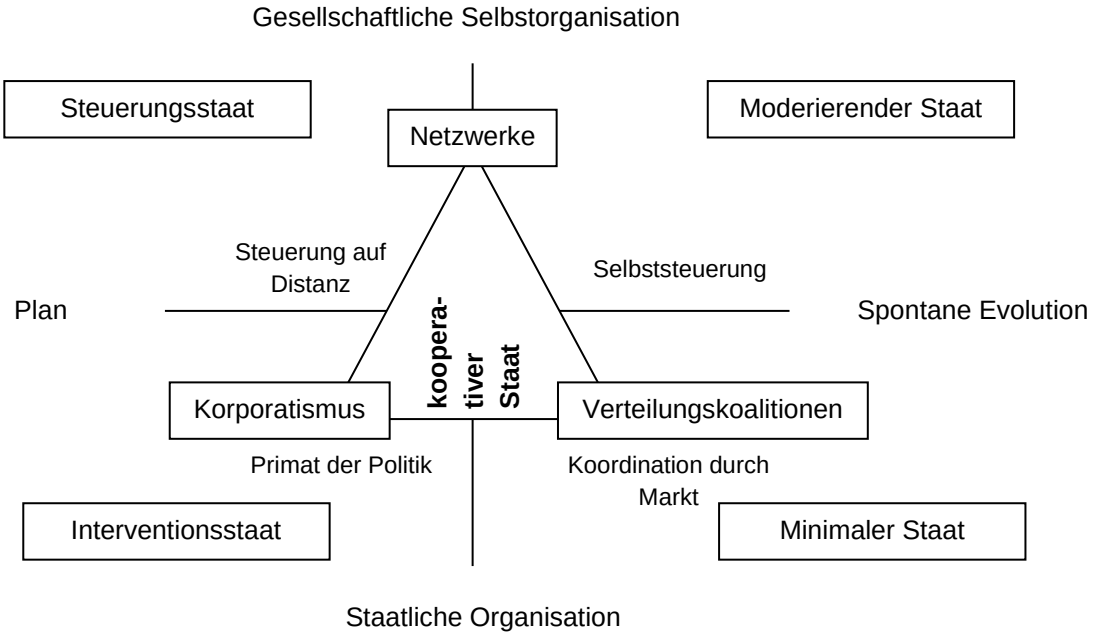
(e) Kooperativer Staat

Die bisherige Diskussion stellte relativ abstrakt die nach den jeweiligen Leitbildern anders beantwortete Frage dar, wie Verteilungs- und Koordinationsprozesse um gesellschaftliche Ressourcen zwischen den normativen Referenzpunkten Staat, Markt und Gemeinschaft verteilt sein sollten. Damit wird aber nur ein Teil der Steuerungsdebatte wiedergegeben. Empirische Befunde in der Policy-Analyse und die an Zugkraft gewinnende Governance-Debatte brachten ein weiteres Leitbild hervor (Braun/ Giraud 2009: 170), das ein Entweder-Oder der Koordinationsmodi ausschloss – stattdessen vielmehr eine Verschränkung von staatlichem und gesellschaftlichem Handeln identifizierte und den Steuerungsprozess als „Government with Society“ (Braun 2001: 116.)[56] beschrieb. Dieses Leitbild – der kooperative Staat – hat sich mittlerweile als das dominante etabliert; nicht zuletzt, weil es an die verschiedenen Rollen des Staates in den entsprechenden Leitbildkontexten anschlussfähig ist und die scheinbar vormalige strikte Trennung der Steuerungsdiskurse überlagert. Braun visualisiert diesen Gedanken treffend, was nachfolgend dargestellt ist.

[55] Bei dem Leitbild des aktivierenden Staates handelte es sich – wenn auch nicht ausschließlich – vor allem um ein sozialdemokratisches Projekt, das nachhaltigen Einfluss auf die Regierungsagenda von Gerhard Schröder genommen hat. Weitere sozialpolitische Konzepte bewegten sich in Abgrenzung zu diesem Leitbild (vgl. dazu Blätte/ Zitzler 2014).

[56] Sinngemäß auch Mayntz (2010: 39f.) sowie Dose (2008a: 16f.).

Abbildung 2: Der Kooperative Staat im Schnittpunkt von vier idealtypischen Steuerungsmodellen



Quelle: Braun 2001: 117

Die Steuerungsidee, die sich mit dem kooperativen Staat verbindet, ist ursprünglich für den Bereich der Wirtschaft entwickelt worden (Ritter 1979), allerdings zeigten sich mit netzwerkartigen Strukturen überlagerte Verhandlungssysteme auch zunehmend in anderen Politikfeldern und mithin im gesamten staatlichen Handlungszusammenhang – politische Steuerung wurde somit bedeutend voraussetzungsvoller (Voigt 1995a: 13), weil unter diesen Voraussetzungen staatliche Handlungsfähigkeit als schwindend begriffen wurde (Voigt 1995b: 35f.). In der Literatur wurde dies mit einem Wandel rechtlicher Handlungsformen aufgebarbeitet, die sich durch ein kooperatives Element auszeichneten (Schulze-Fielitz 1993)[57], es wurde auch vom kooperativen Recht (Dose/ Voigt 1995) oder von der kooperativen Verwaltung (Benz 1994) gesprochen. Dabei wird der Tatsache Rechnung getragen, dass der Staat kein unitarischer Akteur ist, sondern ein in sich fragmentiertes, differenziertes Geflecht, mit nur teilweise hierarchisch miteinander verbundenen Akteuren, die wiederum in vielfältiger Weise mit gesellschaftlichen Akteuren in Kontakt stehen (Mayntz 2006: 15; Braun/ Giraud 2009: 161). Kollektive Sachverhalte werden zunehmend im Zusammenwirken von staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren geregelt. Diese kooperativen Steuerungsmuster sind nicht in jedem Politikfeld gleich stark ausgeprägt. „Vielmehr ist kooperatives Handeln des Staates vor allem dort zu erwarten, wo der Staat sich mächtigen Kontrahenten […] gegenübersieht oder wo er an Ergebnissen interessiert

[57] Nahamowitz verweist jedoch darauf, dass aus einer rechtswissenschaftlichen Perspektive diese Befunde als nicht allzu neuartig gelten können (Nahamowitz 1995: 126ff.). Demgegenüber verweist Becker darauf, dass „[k]onsensuale bzw. kooperative Normsetzung das Gravitationszentrum des kooperativen Staates [bildet]“ (Becker 2005: 62).

ist, die er allein nicht realisieren kann […]“ (Voigt 1995a: 23)[58]. Ausdruck findet dies in einer Gleichzeitigkeit und einem Nebeneinander von verschiedenen Regelungsformen, die von der rein staatlichen bis hin zu rein zivilgesellschaftlichen reichen (Nahamowitz 1995: 122f.; Mayntz 2010a: 39). Zudem sind diese in der politischen Praxis nicht durch Isolation gekennzeichnet, sondern sie sind miteinander verschränkt, was Interdependenzen zwischen ihnen steigert (Braun/ Giraud 2009: 171f.). In diesen Kontext wird die zunehmende Verwendung von weichen Formen der politischen Steuerung eingeordnet (Le Galès 2011). Auch wenn Akzeptanzsicherung und Kompromissfindung unter den netzwerkartigen Leitbildbedingungen des kooperativen Staates an Gewicht gewinnen, so verschwinden Interessendivergenzen zwischen staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren jedoch nicht aus dem politischen Prozess. Einerseits machen Netzwerke zwar die Gleichrangigkeit zwischen den teilnehmenden staatlichen und nichtstaatlichen Akteuren deutlich, andererseits zwingen Freiwilligkeit und Exit-Optionen den Staat Verhandlungen in den Schatten der Hierarchie zu stellen. Oft sichert erst diese Drohkulisse, eine Regelung zur Not auch als autoritative Ersatzmaßnahme – im Sinne einer einseitig verbindlichen Entscheidung – zu treffen, die (konsensuale) Entscheidungsfindung. Erst der Schatten der Hierarchie sichert also Kooperationsanreize (Börzel 2008; Töller 2008; Héritier/ Lehmkuhl 2008)[59]. Jedoch gilt es auch dessen steuerungstheoretischen Voraussetzungen zu beachten, denn in dieser Frage lässt sich ein klares Paradox beobachten: Zwar wird in der Literatur oftmals davon ausgegangen, dass der Staat gezwungen ist zu kooperieren, weil er in seinen hierarchischen, autoritativen Interventionsformen eingeschränkt ist. Dies widerspricht jedoch der Prämisse, „dass Kooperation nur zustande kommt, inhaltlich gehaltvoll ist und auch umgesetzt wird, wenn und insofern der Staat glaubwürdig drohen kann, andernfalls hierarchisch zu intervenieren“ (Töller 2012a: 429). Töller schränkt in diesem Sinne die positive Konnotation des Potenzials vom Schatten der Hierarchie ein, da im Hinblick auf die Infragestellung der Steuerungsfähigkeit des Staates der steuerungstheoretische Diskurs in der Literatur versagt hat, weil in der Vergangenheit – auch getrieben von einer gewissen Empirieferne – stets

[58] Dose unterstreicht vor allem den Punkt, dass der Trend zur Kooperation nicht überschätzt und mit einem Verschwinden der regulativen Politik als Ausdruck eines hierarchischen Elementes gleichgesetzt werden sollte. Vielmehr weisen empirische Befunde im Bereich des deutschen Immissionsschutzrechts daraufhin, dass regulative Politik nicht an Bedeutung abgenommen hat (Dose 2003: 28f.; 1997).

[59] Allerdings weist Töller in einer Studie zum kooperativen Staatshandeln im Bereich der Umweltpolitik auf folgendes hin: Seit Mitte der 1980er Jahre resultierte ein Trend zum kooperativen Staatshandeln in der Umweltpolitik vor allem aus einer substanziellen rechtlichen Unsicherheit, auch bedingt durch eine Supranationalisierung des Politikfeldes, über die noch verbliebenen nationalen Handlungsmöglichkeiten auf diesem Feld. Die intensiv fortschreitende Europäisierung in der Umweltpolitik lässt der Exekutive seit den 1990er Jahren kaum Spielraum für „gesetz- oder verordnungsgebende Enthaltsamkeit gegen regulatives Entgegenkommen der Wirtschaft“ (Töller 2012a: 426). Zudem formuliert Töller die Übernutzungsthese, die erklären soll, warum der quantitative Umfang der Umweltvereinbarungen zurückgegangen ist. Ein wesentlicher Erklärungsfaktor ist demnach, dass kooperative Handlungsformen in den 90er Jahren – vor allem aus ideologischen Gründen – überstrapaziert wurden und insbesondere durch unsachgemäße und ungeeignete Verwendung in Misskredit gebracht worden sind (ebd.: 428). „Damit muss die in der Literatur verbreitete These von der Bedeutungs- und Mengenzunahme kooperativer Staatstätigkeit, die dann auch eine kategoriale Neubeschreibung des Staates als kooperativem Staat rechtfertigen würde, für den hier untersuchten Bereich [Umweltvereinbarungen; S.Z.] als klar widerlegt gelten“ (ebd.: 424).

die Möglichkeiten staatlicher Steuerung, mit dem kooperativen Element des Schattens der Hierarchie zu operieren, systematisch überschätzt wurden (ebd.: 431).

Der Staat wird unter diesen Voraussetzungen zunehmend zu einem Interdependenzmanager (Genschel/ Zangl 2008: 450f.; Braun 2001: 123f.). Auch diesem Bild ist es geschuldet, dass unter solchen Bedingungen Steuerung nur noch prozessual erfassbar wird, die vormalige so eindeutige Trennung zwischen Steuerungssubjekt und Steuerungsobjekt verwischt in ihrer Klarheit (Braun 2001: 120; Mayntz 2006: 14). Mit diesem Phänomen beschreibt der kooperative Staat eine strukturelle Konfiguration, indem er auf die Akteurskonstellationen abstellt. Die strukturelle Konfiguration der Akteure hat jedoch auch Auswirkungen auf die Funktions- und Verantwortungswahrnehmung bei der Herstellung kollektiv verbindlicher Entscheidungen und der Leistungsbereitstellung von Gütern (Mayntz 2008: 44; Schuppert 2011: 18f.). In den Politik-, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften hatte seit Mitte der 1990er Jahre dies die Konsequenz, von einem Gewährleistungsstaat zu sprechen (Schuppert 2005a, 1997; Hoffmann-Riem 2006). Die funktionale Dimension von Staatlichkeit schlägt sich dementsprechend in der Vorstellung des Staates nieder, „der zwar die Gewährleistung für die Erfüllung öffentlicher Aufgaben übernehme, aber nicht mehr davon [ausgehe], dass er diese Aufgaben zwingend selbst zu erfüllen [habe]“ (Benz/ Dose 2010a: 23)[60]. „Während die Idee der Daseinsvorsorge eine staatliche Tätigkeit schlicht voraussetzte, fragt das Konzept der Gewährleistungsverantwortung vor allem nach dem notwenigen Minimum staatlichen Einflusses“ (Hermes 2005: 117).

Insbesondere in diesem Punkt zeigt sich die Überlappung der verschiedenen Leitbilder und dass sich nicht immer Paradigmenbrüche, sondern vielmehr Fortentwicklungen ergeben. So unterstreicht Bieling, dass der Gewährleistungsstaat die Funktionsweise des aktivierenden Staates unter dem Gesichtspunkt der Entstaatlichung und Verwaltungsmodernisierung akzentuiert und präzisiert (Bieling 2009: 238). „Dem Leitbild des Gewährleistungsstaates liegt mithin die Idee zugrunde, dass sich mit Blick auf die Reorganisation öffentlicher Dienstleistungen der Staat vom Versorgungsmonopolisten zum Versorgungsmanager wandelt“ (ebd.). Um die Qualität und einen Mindestumfang der Versorgungsleistungen sicher zu stellen, kommt der Staat seiner verfassungsrechtlichen Pflicht nach, indem er einen funktionsfähigen Regulierungsrahmen zur Verfügung stellt (Hermes 2005: 118f.): „Gewährleistungsverantwortung ist vor allem Regulierungsverantwortung“ (Schuppert 2005b: 18). Damit entspricht der Staat aber auch immer weniger der Figur des Leistungsstaates, vielmehr gewinnt Regulierung immer mehr als Kategorie der Staatstätigkeit an Bedeutung (Döhler/ Wegrich 2010: 31)[61]. Staatliche

[60] Dem entspricht, dass die formelle und materielle Privatisierung in den 80er und 90er Jahren stark angestiegen ist, die funktionale Privatisierung – in der eine öffentliche Leistung zwar öffentlich bereitgestellt wird, jedoch privat produziert wird – hat sich hingegen seit Mitte der 90er Jahre stark verbreitet (Obinger u.a. 2010: 215ff.).

[61] Ähnlich wie bei den politikwissenschaftlichen Leitbegriffen Steuerung oder Governance hat sich auch bei Regulierung kein einheitliches Verständnis in der Wissenschaft herausgebildet. Dementsprechend wird Regulierung sowohl als staatliches Instrument als auch als analytisches Konzept verstanden (Döhler/ Wegrich 2010).

Entscheidungsvorgaben für private Akteure müssen allerdings die Erkenntnis aus der Policy-Forschung berücksichtigen, dass nicht jedes Handeln staatlich angeordnet werden kann (Dose 2008a: 282; Scharpf 1983: 101). „Um die Organisationsmacht privater Akteure bei der Herrschaftsausübung nutzen zu können, bedarf es in der Regel eines vom Staat vorgegebenen Entscheidungsrahmens, weil private Akteure sich nur dann für Organisationsakte in Dienst nehmen lassen, wenn dies für sie auch profitabel ist“ (Genschel/ Zangl 2008: 447).

2.2 Neuauflage des Interventionsstaates?

In der jüngeren Vergangenheit wurde vermehrt eine Frage nach einem weiteren Leitbildwandel gestellt – befindet sich der Staat auf dem Weg zu einem neuen Interventionsstaat? Es ist jedenfalls einerseits ein wiedererstarktes politikwissenschaftliches Interesse an der Rolle des Staates[62] und andererseits ein vermehrtes Wiederaufkommen von interventionistischer Rhetorik in der Praxis zu bilanzieren. Dies lässt auch die Beschäftigung mit staatlicher Steuerung in einem neuen Licht erscheinen.

Katalysator für die Frage nach einem neuen Interventionsstaat war die globale Wirtschafts- und Finanzkrise 2008/09. Einige Beobachter sahen darin das Scheitern eines zentralen Bestandteils des modernen neoliberalen Narrativs: die Zusammensetzung der Gesellschaften aus Märkten. „Nach einer Ära des Antietatismus, in welcher der Staat sowohl in Wirtschaft als auch Gesellschaft auf dem Rückzug war, erschallt in der tiefgreifendsten Wirtschaftskrise seit 1929 neuerdings der Ruf nach dem eingreifenden, regelnden und steuernden Staat“ (Dimmler/ Pichler 2009a: 7). Zwar wirkte er zuweilen wie ein Getriebener und die neue Staatstätigkeit erscheint deswegen von enormen unmittelbarem Handlungszwang provoziert, gleichwohl „[wuchsen in] der Finanzkrise dem Staat neue Flügel“ (Hassel/ Lütz 2010: 251). Dennoch lassen sich Anzeichen für eine „pragmatische Einstellung gegenüber staatsinterventionistischen Politikinstrumenten, die die früher stark ideologisch gefärbten Vorbehalte gegenüber dem Staat relativieren“ (ebd.: 253; auch Wieland 2011: 172f.), finden. Der Staat bedient sich des Instrumentenkastens der gemischten Ökonomie, obwohl dieser seit den 70er Jahren nicht mehr geöffnet wurde: Verstaatlichung, aktive Konjunkturpolitik und marktbeschränkende Regulierung. Die Finanzmarktkrise kann deshalb als Wendepunkt in der Definition staatlicher Aufgabenbereiche angesehen werden und eine Reihe von Autoren identifiziert darin eine Renaissance keynesianischer Konzeptionen (Bieling 2010: 53; Lemke/ Schaal 2014: 16; Hassel/ Lütz 2010). Zwar wird von Anhängern eines schlanken Wettbewerbsstaates der Staat in der Krise eher als Katastrophenschützer wahrgenommen, ohne in ihm ein Wirtschaftsgestalter zu sehen, der sich zudem nach der Stabilisierung des Finanzsystems auf seine ihm zugedachte Rolle zurückzuziehen hat. Demgegenüber stehen Forderungen nach einem demokratischen

[62] Stellvertretend für viele Heinze 2009; Leibfried 2010; Hassel/ Lütz 2010; Dimmler/ Pichler 2009a; Altvater u.a. 2010.

Sozial- und Interventionsstaat, der die entfesselten Marktkräfte in die Schranken weist und Investitionslücken schließt (Bieling 2009: 241).

Im Diskurs um die Rolle des Staates in Deutschland zeichnete sich gegenüber den minimalistischen Staatskonzepten bereits seit Mitte der 2000er Jahre eine Verschiebung der Kräfteverhältnisse ab. Die sich mehrenden sozialen Probleme, die ausgeprägte Privatisierungsskepsis in der deutschen Bevölkerung und die vielen negativen sozialen Folgewirkungen des selbstregulierenden Marktes, die es politisch zu korrigieren galt, blieben nicht ohne Konsequenzen. „Es hat sich mittlerweile die Auffassung bereit gemacht, dass der Gewährleistungsstaat vielfach nicht mehr in der Lage sei, flächendeckende, zuverlässige, qualitativ hochwertige und preisgünstige Infrastrukturdienstleistungen sicherzustellen“ (ebd.: 239). Demgegenüber kam es bislang aber nicht zu einem grundlegenden Paradigmenwechsel in einem Hall`schen Verständnis. Allerdings kann ein Wandel zweiter Ordnung auf der Ebene einer Neujustierung des Sets politischer Instrumente konstatiert werden. Zudem scheint es so als würde eine sozial und ökologisch orientierte Konzeption des Staatsinterventionismus an Zustimmung gewinnen (Bieling 2010: 53f.). Die neu gewonnene Handlungsfähigkeit des Staates, reicht zwar über die reine Rettung der Marktwirtschaft hinaus, weist jedoch im Vergleich zum Leitbild des Interventionsstaates deutliche Unterschiede auf. Hassel und Lütz erwarten für die Finanzmarktregulierung, dass „[u]nter den Bedingungen globaler Märkte staatliche Eingriffe den Interessen des nationalen Standorts [folgen] und durch die Notwendigkeit der Kooperation mit anderen Staaten beschränkt [sind]. Für die Zukunft erwarten [sie], dass der Staat in diesem Sinne die neu gewonnen Eingriffsmöglichkeiten weiter erhalten wird, um den nationalen Standort im globalen Kapitalismus zu schützen“ (Hassel/ Lütz 2010: 251). Dabei war auch klar, dass die auf Finanzunternehmen abzielende Reregulierungsmaßnahmen sich nicht nur im nationalen Kontext vollziehen konnten, da angesichts der globalen Ausdehnung und hohen internationalen Verflechtung der Finanzmärkte sich dies als nicht ausreichend darstellte (Mayntz 2010b: 181). Dies bleiben nicht die einzigen skeptischen Stimmen. „Allerdings wäre es naiv, bereits die Bereitschaft für ein umfassendes staatliches Interventionsmanagement durchweg positiv zu bewerten“ (Bieling 2009: 240). Auch Heinze warnt vor einer neuerlichen Überschätzung des Staates, da die staatliche Steuerungsfähigkeit nicht automatisch steigt – auch wenn er, um eine traditionelle Phrase aufzugreifen, nicht den Staat, sondern den Markt *entzaubert* sieht (Heinze 2009: 205f.). Ferner werden Hoffnungen auf die Rückkehr zu einem ‚starken‘ Staat auch durch diverse verwaltungswissenschaftliche Studien der letzten Jahre zunichte gemacht (Heinze 2013: 66).[63] Darüber hinaus wirken die Grenzen der Fiskalpolitik – und die auch zur Bewältigung der Krise angehäuften Defizite – als Kontrastpunkt zu einer neu gewonnenen Handlungsfähigkeit eines Interventionsstaates dem alten Verständnis nach (Streeck 2010: 172; Streeck/ Mertens 2010).

[63] Stattdessen setzt Heinze auf aktive Gesellschaftsteuerung. „Für den Umbauprozess [des aktivierenden Sozialstaates; S.Z.] in Richtung einer besseren Balance zwischen Staat, Markt und „aktiver“ Gesellschaft liegt aber kein Drehbuch vor“ (Heinze 2013: 66).

Leitbildveränderungsprozesse vollziehen sich nicht zwingend universell, sondern sind zuweilen auch politikfeldspezifisch oder können politikfeldspezifische Ausprägungen annehmen. Während die Finanzpolitik starke Aufmerksamkeit in der politikwissenschaftlichen Auseinandersetzung erfahren hat, wurde den Umwälzungsprozessen in der Energiepolitik lange Zeit zu wenig Beachtung geschenkt. Was zweifelsfrei überraschend anmutet, sind doch die Entscheidungen rund um die Energiewende mit der deutlich gewandelten Rolle des Staates einhergegangen. Um diesen Wandlungsprozess angemessen beschreiben zu können, ist der Verweis auf die historisch gewachsenen Strukturen und deren Pfadabhängigkeiten in der Energiewirtschaft essentiell.

Bis in die 90er Jahre prägte das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1935 die energiewirtschaftliche Landschaft, erst 1998 wurde es novelliert. Das EnWG schloss Wettbewerb zwischen den Energieversorgungsunternehmen (EVU) aus und zementierte eine Abschottung der Märkte durch den Ausschluss dritter Energieanbieter vom Netz der gebietsbeherrschenden Monopolunternehmen (Illing 2012: 184). In der Folge entstanden starke vertikal integrierte Verbundunternehmen, die rein privatwirtschaftlich oder mit staatlichen Einflüssen gemischtwirtschaftlich organisiert waren – wie RWE, PreußenElektra oder das Bayernwerk. Ungeachtet dessen sicherte das EnWG 1935 dem Staat weitreichende Kontroll- und Lenkungsmöglichkeiten des Wirtschaftszweiges, Preis- und Investitionsaufsicht und Genehmigungsvorbehalte für die Gewerbeausübung stehen symptomatisch dafür (Krisp 2008: 23f.). Die Energiewirtschaft bildete in diesem Sinne stets eine Ausnahme und zeigte starke Beharrungskräfte gegenüber einer ausgreifenden Wettbewerbspolitik. Das 1957 in Kraft getretene Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen sah eine Bereichsausnahme vor, die die Energiewirtschaft dem Kartellrecht entzog (ebd.: 32). Gleichwohl führt das Bild einer staatlich organisierten Energiewirtschaft in die Irre. Auch für die Energiepolitik der 60er bis 90er Jahre kann demnach konstatiert werden, dass weder eine Laissez-Faire-Politik noch eine Position des direkten Interventionismus prägend waren. Vielmehr wurde in der Literatur dem Staat die Rolle als Fallweise begründeter moderater Interventionist zugeschrieben (Düngen 1993: 38). Die sektorale Regelungsstruktur, die in der Energiewirtschaft identifiziert wurde, lässt sich demnach als korporatistische Regelungsstruktur charakterisieren, die sich auf starke Interessenkonvergenzen zwischen Staat und Stromwirtschaft stützt (Mautz 2012: 151f.). Veränderte Rahmenbedingungen und eine stärker am Wettbewerb ausgerichtete Politik, getrieben durch Europäisierung[64] und

[64] Die den staatlichen Einfluss begrenzende Europäisierung der deutschen Energiepolitik war historisch gesehen vor allem für die Steinkohlefrage relevant. Mit dem Auslaufen des EGKS-Regimes im Jahr 2002 fiel eine Möglichkeit weg, den Steinkohlesektor zu subventionieren – unionsrechtliche Beihilferegelungen verhinderten dies (Illing 2012: 190f.). Jedoch wirkten verschiedene Bundesregierungen darauf hin, die Steinkohlesubventionierung länger möglich zu machen und arbeiteten an einer Ausweitung der europarechtlichen Fördergrundlagen, sodass das Subventionsregime erst 2018 endgültig ausläuft (ebd.: 224f.). Jedoch konnten auch auf anderen energiepolitischen Handlungsfeldern, wie beispielsweise der Energieversorgungssicherheit, europäische Lenkungsversuche einzelstaatlicher Energiepolitik bilanziert werden. Vgl. zu den Entwicklungslinien der europäischen Energiepolitik Fischer 2011: 39ff.

Liberalisierung[65], wandelten die staatliche Aufgabenwahrnehmung im Energiesektor (Hirschl 2008: 136ff.; Eising 2000). So manifestierte sich das Modell des Gewährleistungsstaates im Bereich der netzgebundenen Infrastrukturen (Hermes 2005: 130). Des Weiteren spiegelte sich dieses Leitbild des Staates insbesondere auch in dem Atomkonsens im Jahr 2000, der eine ausgehandelte Novellierung des Atomgesetzes mit dem Gegenstand eines Atomausstiegs vorsah. Die Aushandlung zwischen Staat und Privatwirtschaft hatte eine besondere Qualität – ohne das Verhandlungsergebnis bewerten zu wollen – und konnte als Ausdruck eines Strukturmerkmals angesehen werden, das starke korporatistische Elemente im Verhältnis zwischen Energiewirtschaft und Staat wiederbelebte (Illing 2012: 194; Becker 2005: 230ff.[66]). Manche Beobachter gehen deshalb soweit, nicht der Liberalisierung, sondern der Verbreitung der erneuerbaren Energien die entscheidenden Strukturveränderungen in der Stromwirtschaft im Hinblick auf den dominanten Steuerungsmodus zuzuschreiben (Mautz 2012: 154) – wobei hier angemerkt werden soll, dass diese Einschätzung sicherlich nicht durchweg stichhaltig ist und zeitlich nicht vor 2011 verortet werden sollte.

Trotz Liberalisierung war die Energiewirtschaft stets durch einen starken staatlichen Einfluss gekennzeichnet, der einen vollständigen Wettbewerb verhinderte. So kam es unter der rot-grünen Bundesregierung zu staatlich durchgesetzten Konzentrationsprozessen, die ordnungspolitisch kritisch zu beurteilen waren. Obwohl eine Fusion von E.ON und Ruhrgas aufgrund einer dadurch entstehenden marktbeherrschenden Stellung sowohl von dem OLG Düsseldorf als auch von dem Bundeskartellamt untersagt wurde, intervenierte das Bundeswirtschaftsministerium in Form einer Ministererlaubnis. „Der Einsatz der Bundesregierung für die Fusion verdeutlichte ihre Neigung, durch industriepolitische Eingriffe den Markt zu koordinieren“ (Illing 2012: 197f.).

Zu den verschiedenen Phasen der deutschen Energiepolitik kann zwar ein nicht zu vernachlässigender Staatseinfluss auf die Energiewirtschaft beobachtet werden – „[d]er Blick auf die Intensität der Eingriffe in energiewirtschaftliche Strukturen verdeutlicht den Umfang staatlicher Lenkung für die Sicherung der deutschen Energieversorgung“ (ebd.: 261) – jedoch muss in der historischen Betrachtung die Variationen der verschiedenen Regierungskoalitionen in Rechnung gestellt werden. Entsprechend der Parteiendifferenzthese der Staatstätigkeitsforschung kann je nach Regierungsparteien und deren Koalitionsprogrammen parallel auftretende Stabilität durch Konstanten in der verfolgten Politik sowie Instabilitäten durch Brüche konstatiert werden, symptomatische Beispiele sind die durch Konsens geprägte Kohlepolitik und durch Konflikt gekennzeichnete Kernenergienutzung (Illing 2012). Andere Darstellungen

[65] Der Prozess der Liberalisierung nahm mit den ersten beiden Energiebinnenmarktpaketen konkrete Gestalt an. Vgl. dazu Stüdemann 2014: 100ff.

[66] Als weiteres Beispiel für kooperativ ausgehandelte Gesetze in der Energiepolitik kann das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz von 2001 gelten, mit dem die Bundesregierung und die deutsche Wirtschaft einen Beitrag zur Reduzierung von CO_2-Emissionen leisten wollten und was als Ergänzung zur Vereinbarung zur Klimavorsorge aus dem Jahr 2000 beschlossen wurde (Becker 2005: 245ff.).

kommen zu einem ähnlichen Ergebnis – „Parties do matter“ (Drummer u.a. 1990: 378) in der Energiepolitik. Für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien lässt sich dies besonders anschaulich feststellen. So stellte eine rot-grüne Bundesregierung die Förderung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als Nachfolger des Stromeinspeisegesetzes auf neue Füße. Mit dem als Kontextsteuerung beschreibbaren Regulierungsmuster wird ein staatlicher Rahmen für privatwirtschaftliche Investitionen bereitgestellt, der Potenziale der gesellschaftlichen Selbstregulierung heben soll und deshalb auch strukturell als Politiknetzwerk gekennzeichnet werden kann. Auf diese Weise entsteht ein steuerungspolitischer Dualismus, der neben korporatistischen Elementen netzwerkartige Elemente setzt und somit für eine Pluralisierung und Dezentralisierung in der Stromwirtschaft sorgt (Mautz 2012: 155ff.).

Für ein Zwischenfazit im Hinblick auf die Rolle des Staates als Steuerungsakteur lässt sich folgendes anführen: „Die vielfältigen Eingriffe und Anreizsysteme verdeutlichen die herausragende Position des Staates für die Energiewirtschaft, die mit der hohen Bedeutung des Gutes Energie für die Gesamtwirtschaft legitimiert wird. Weil die Energiewirtschaft für die Funktionalität der Ökonomie so wichtig ist, zeigt sich die Bundesregierung bereit, die Versorgung mit Energie nicht alleine auf marktwirtschaftliche Prozesse zu gründen, sondern per staatliche Förderung und Regulierung die Entwicklung der Energiewirtschaft in eine bestimmte Richtung zu lenken“ (Illing 2012: 263).

Die Energiewende bedeutete allerdings eine Zäsur. Mit ihr hat der Staat einen politischen Zielkatalog für eine Transformation des gesamten Energieversorgungssystems beschlossen. Da der Staat mit der Entscheidung zur Energiewende nicht selber zum Produzenten des jeweiligen Gutes wird, ist er zur Realisierung der Energiewende auf die Kooperation privater Akteure angewiesen. Genschel und Zangl weisen darauf hin, dass eine zunehmende Einmischung des Staates und ein Zurückfordern von vormals im Zuge von Selbstregulierung oder Liberalisierung abgetretener Entscheidungskompetenzen in staatsnahen Sektoren[67] auch ein Rückgang privater Entscheidungskompetenz bedeutet (Genschel/ Zangl 2008: 440). Dementsprechend geht die Energiewende mit tiefgreifenden Eingriffen in Marktprozesse und eine Umverteilung von Marktchancen der Akteure der Energiewirtschaft einher. Zwar wird (noch) von Verstaatlichung abgesehen,[68] ein großer Unterschied zur Finanzmarktpolitik, doch gibt es erstaunliche, vor allem parteipolitische Positionen betreffende Parallelen. Nicht nur ist es überraschend beziehungsweise aus einer Perspektive von noch vor zehn Jahren irritierend, dass unter einer CDU geführten Bundesregierung Banken verstaatlicht werden (Dreier/ Friedrich/ Hesse 2011: 445), auch in der Energiepolitik lassen sich Entscheidungen eines FDP-Wirtschaftsminister beobachten, die vor dem Hintergrund seiner parteipolitischen Zugehörigkeit nicht zu erwarten waren. Im sogenannten „Wintergesetz“ (§ 13a der Novelle des EnWG vom 20. Dezember

[67] Zum Begriff siehe Mayntz/ Scharpf 1995a. Die Energiewirtschaft zählt zu diesen, unter anderem auch aufgrund der Ableitung der Infrastrukturverantwortung aus dem Grundgesetz (Hermes 2005: 118).

[68] Mit dem Einrichten eines staatlichen Fonds für die Risikobewältigung der Endlagerung des Atommülls lässt sich gleichwohl mittlerweile eine gegenteilige Beobachtung machen.

2012), wird festgelegt, dass die Stilllegung von unrentablen Kraftwerken mindestens zwölf Monate im Voraus durch die Betreiber der Bundesnetzagentur (BNetzA) angezeigt werden müssen, die im Anschluss nach einer Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) über die Systemrelevanz im Hinblick auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit kriteriengeleitet über die Stilllegung entscheidet. So kann die BNetzA den Betrieb eines Kraftwerkes gegen den Willen des Betreibers unter Berücksichtigung kostenbasierter Entschädigung anweisen (EnWG § 13a).[69] Für die Marktteilnehmer in der Energiewirtschaft, die sich an Renditeerwartungen und nicht an der Hoffnung auf Entschädigung orientieren, repräsentierte diese staatliche Intervention „einen Kulturschock" (Fest 2015: 18). Dieses Verfahren konfrontiert die Kraftwerksbetreiber mit erheblichen Unsicherheiten (ZfK 2013: 1) und wird auch von der Monopolkommission – wenn auch als eine notwendige Maßnahme charakterisiert – als wettbewerbspolitisch und ordnungspolitisch zweifelhaft bewertet (Monopolkommission 2013: 205). Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit ist ein zentrales Element des energiepolitischen Zieldreiecks[70], weshalb angesichts der unvorhergesehenen Sofort-Abschaltung von rund 8.000 MW Kernkraftkapazität im Jahr 2011, den bis 2022 weiteren vom Netz gehenden Kernkraftwerken und dadurch vor allem regional entstehenden Kapazitätsengpass südlich der Mainlinie, das Wintergesetz und die dieses konkretisierende Reservekraftwerksverordnung wohl seine Berechtigung haben (Löschel u.a. 2014: 134). Allerdings geht damit auch eine Verschiebung der Verantwortlichkeiten für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit einher: die BNetzA gewinnt durch ihre neuen Kompetenzen Verantwortung für die Stromversorgung und wandelt sich auf diese Weise von einem externen Moderator in der Marktaufsicht zu einem eigentlichen Mitspieler auf den Elektrizitätsmärkten[71] – was an verschiedenen Stellen als „recht einschneidende Markteingriffe" (Löschel u.a. 2012: 81) und als „grundsätzlich problematisches Instrument" (Löschel u.a. 2014: 130) bewertet wurde, da die Fähigkeit des Marktes eingeschränkt wird, das Problem Versorgungssicherheit angemessen zu adressieren.

Zu dem Gedanken der Liberalisierung liegt dieses Maß von staatlichem Einfluss auf unternehmerische Entscheidungen konträr. Gleichwohl lassen sich nicht nur auf der Ebene der Detailregelung interventionistische Tendenzen ausmachen. Auch einem diesem übergeordneten Argument gilt es Beachtung zu schenken: „Da die Wettbewerbsfähigkeit von Strom aus erneuerbaren Energieträgern gering ist, die fortschreitende Dominanz dieser Form der

[69] Am 12. Juni 2013 hat die Bundesregierung mit der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) das sogenannte Wintergesetz präzisiert. Hier wird unter anderem eine jährlich zu ermittelnde Netzreserve bestimmt. Ursprünglich hatte die ResKV eine vorläufige Gültigkeit bis 2017 (Löschel u.a. 2014: 130), jedoch haben die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen die Bundesregierung bewogen, die ResKV in ihrer Gültigkeit über 2017 hinaus zu verlängern (BReg 2015: 3). In dem verabschiedeten Strommarktgesetz ist unter anderem vorgesehen, dass die Netzreserve die Bewirtschaftung von Netzengpässen ermöglicht bis der geplante Netzausbau der Nord-Süd-Trassen realisiert ist (Stelter/ Ipsen 2016: 486).

[70] Zum Begriff und seinen wesentlichen Elementen Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit vgl. Pittel 2012.

[71] Aus den Gründen ihrer dominanten Stellung in vielfältigen Planungsfragen, mit denen sich auch politische Bewertungsfragen wie in der Netzentwicklungsplanung einstellen, wird bereits die verfassungsrechtliche Frage nach deren ausreichender demokratischer Legitimation gestellt (Hermes 2015: 52f.).

Energieerzeugung aber gewünscht wird, bedarf es einer staatlicher Intervention, um den Zubau der erneuerbaren Energien zu steuern“ (Monopolkommission 2013: 22)[72]. Noch schärfer urteilt der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung – die Wirtschaftsweisen: „[D]ie Energiewende [ist] mit ihren konkreten Zielvorgaben eine inhärent planwirtschaftliche Festlegung, deren Realisation sich nicht von allein einstellen wird. Und somit sind auch alle Fördersysteme, die zur Zielerreichung eingerichtet werden, vor allem eines: Subventionssysteme. Sie haben daher als Instrumente nichts mit Marktwirtschaft zu tun“ (SVR 2013: 428).

Diese Ausführungen können an dieser Stelle nur exemplarisch sein und weisen keinen systematisch vollumfänglichen Charakter auf. Sie sind vielmehr ein Fingerzeig, der die gewandelte Rolle des Staates in der Energiewende beschreibt – ein Fingerzeig den es jedoch zu beachten gilt. Allerdings leidet das gezeichnete Bild unter erheblichen Verkürzungen, wenn ausschließlich auf die inhaltliche Dimension fokussiert wird und die Akteurskonstellationen vernachlässigt werden. Diese entsprechen sehr wohl den strukturellen Konfigurationen des kooperativen Staates. Staatliche und nicht-staatliche Akteure arbeiten in verschiedensten Arenen zusammen, nicht zuletzt um Informationen zu generieren und für notwendige Akzeptanz zu werben. „Die Bundesregierung hat diesem Umstand nicht zuletzt dadurch Rechnung getragen, dass sie versucht, die verschiedenen Akteurgruppen in die Entscheidungsprozesse einzubinden und ihnen so eine Beteiligung zu ermöglichen. Die Plattformen der Energiewende der Bundesministerien sind dafür Beispiele[73] oder auch die Unterstützung inter- und transdisziplinärer Forschungsplattformen wie das IASS [Institute for Advanced Sustainability Studies; S.Z.]“ (SRU 2013: 121).

2.3 Zwischenresümee: Wandel von Kontextbedingungen des steuernden Staates

Die Rechts- und Staatswissenschaften betonen nicht grundlos die Relativität des Staatsbegriffes – *der* Staat ist ein abstraktes Gebilde und doch zugleich mehr als nur eine Gedankenfigur, *der* Staat verkörpert eine ganzheitliche Idee und ist stets nur aus konkreten historisch-kulturellen Konstellationen zu begreifen. Ferner ist er nicht per se handlungsrelevant, sondern „[p]raktisch erheblich werden nur Institutionen, Normen, Akte und Prozesse, in denen sich diese Idee verkörpert […]“ (Isensee 2011: 59)[74]. Staatlichkeit unterliegt zudem

[72] So heißt es auch: „Zwar ist eine gewisse Technologieförderung vor allem im Bereich der Grundlagenforschung ökonomisch durchaus zu rechtfertigen, allerdings erscheint fraglich, warum im Bereich angewandter Forschung und Entwicklung gerade bei erneuerbaren Energien die Innovationstätigkeit der Unternehmen ohne eine erhebliche staatliche Förderung grundsätzlich zu gering sein soll“ (Monopolkommission 2013: 120).

[73] „Regierungsseitig wurden zusätzlich zu den bestehenden formalen Entscheidungsstrukturen auf Ressortebene Koordinationsplattformen zu zentralen Fragen der Energiewende etabliert, die eine Beteiligung der betroffenen Interessengruppen sicherstellen sollen. Dabei ist die Plattform Erneuerbare Energien unter Federführung des BMU vor allem für die Weiterentwicklung des EEG verantwortlich und bereitet diese fachlich vor. Daneben gibt es unter Federführung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die Plattform Zukunftsfähige Energienetze und das Kraftwerksforum“ (SRU 2013: 117).

[74] Dennoch kann der moderne Staat inhaltsleer entlang der Drei-Elemente-Lehre Jellineks als organisierter Handlungs- und Wirkungszusammenhang verstanden werden, der sich aus Staatsgebiet, Staatsvolk und Staatsgewalt konstituiert (Isensee 2011: 61). In Form der Staatsgewalt, die als dauerhafte Herrschaftsordnung charakterisiert ist, wird eine „unverzichtbare Voraussetzung“ für staatliche Steuerung beschrieben, auch wenn eine dauerhafte Herrschaftsordnung sich nicht alleine darauf reduzieren ließe (Voigt 2001: 135 zitiert nach Böckenförde 1976: 192ff.). Eine darüber hinaus gehende theoretisch-konzeptionelle Definition des abstrakten Gebildes

augenscheinlich einer permanenten Veränderung (Benz 2008a: 324, 2012: 241). In der wissenschaftlichen Auseinandersetzung provozierte dies die Frage nach der Handlungsfähigkeit respektive der Steuerungsfähigkeit des Staates. Einschätzungen zu diesem Diskussionsgegenstand stellen sich in der Literatur keinesfalls konsensual dar, es findet sich vielmehr eine große Bandbreite: Von der Rechtswissenschaft, die quasi dogmatisch die staatliche Handlungsfähigkeit nicht in Frage stellt (Voigt 2001: 136; Hoffmann-Riem 2006), über – wie bereits aufgezeigt – modernisierungstheoretische, insbesondere systemtheoretische Auffassungen, die einem Steuerungspessimismus die Oberhand zu gewinnen halfen, bis hin zu Thesen in den Staatswissenschaften, die den Niedergang des Staates konstatieren (beispielhaft Ohmae 1996; Reinhard 1999; überblicksartig Benz 2008a: 259f.) oder gar seine Existenz ablehnen (Klawitter 1992: 193f.). Die Urteile wurden einerseits durch differierende Theoriebrillen auf die Wirklichkeit und andererseits durch tatsächlich gewandelte Rahmenbedingungen befeuert. Gemeinsam ist den unterschiedlichen Bewertungen im Zeitverlauf eines: der Anspruch eines Staatsinterventionismus wurde aufgegeben, es kristallisierte sich heraus, dass Planungsillusionen und linear-hierarchische Steuerungsmodelle nicht wirksam waren. Dies spiegelt sich deutlich in dem kontinuierlich vollziehenden Leitbildwandel des steuernden Staates. Wird demnach nach einer Dominanz der vorgestellten staatlichen Steuerungsmodelle gefragt, kann mit Braun und Giraud zugespitzt zweierlei geantwortet werden: „Rückblickend lässt sich simplifizierend behaupten, dass ein Wechsel von einem interventionistischen Bild des Staates zu einerseits einem (neo-) liberalen und andererseits zu einem kooperativen Typus des Staates stattgefunden hat“ (Braun/ Giraud 2009: 160)[75]. In der Konsequenz bedeutete dies staatliche Selbstbeschränkung, nicht zuletzt, weil durch netzwerkartige Strukturen gesellschaftliche Selbstorganisation und Selbstregelung gestärkt wurde und sich der Staat aus Handlungsfeldern zurückzog und eine neue Verantwortungsteilung zwischen staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren etablierte. Daraus jedoch einen dauerhaften staatlichen Autonomieverlust zu folgern, der gleichbedeutend mit einem Verlust an staatlicher Steuerungsfähigkeit ist, ist zweifelsfrei voreilig (Dose 2008a: 34f.). Vielmehr wird in der Literatur der Umstand diskutiert, dass aus den netzwerkartigen strukturellen Konfigurationen sogar eine Stärkung der staatlichen Steuerungsfähigkeit einhergeht, da sich somit ein Resonanzboden für den Staat ergibt, seine Informationskapazitäten zu erhöhen, Transaktionskosten in Verhandlungen zu senken und Akzeptanz und dementsprechend auch die Durchsetzung von getroffenen Entscheidungen zu generieren (Mayntz 1996; Dose 2008a). Demgegenüber kann auch darauf verwiesen werden,

Staat kann hier nicht geleistet werden. In der Literatur findet sich die einhellige Meinung, dass Staatstheorien ihren Gegenstand zudem nicht mehr in Gänze abbilden können (Benz 2008b: 72; Voigt 2001: 143; Klawitter 1992). Es lassen sich Versuche identifizieren, diesen Zustand durch dem eigenen Anspruch nach primitive Staatstheorien zu überwinden; allerdings können diese Versuche nur für die Rechts-, nicht für die Politikwissenschaft bilanziert werden (Haack 2012). Zum Staatsbegriff siehe darüber hinaus beispielhaft Benz (2008) und Breuer (1998).

[75] Die Frage, ob dieser Wandel tatsächlich stattgefunden hat oder ob sich lediglich die wissenschaftliche Aufmerksamkeit für kooperative Formen des Regierens, die eigentlich schon bestanden, soll an dieser Stelle ausgeblendet werden (Mayntz 2009b: 11).

dass der alte Grundsatz der Steuerungsforschung, der ein Mehr an staatlicher Autonomie mit einer gesteigerten Steuerungsfähigkeit gleichsetzte, keine Gültigkeit mehr beanspruchen kann (Dose 2008a: 115f.). Dieser Befund erklärt sich vor allem durch das *Paradox der Schwäche*, eine These, die von einem Autonomiegewinn für den Nationalstaat ausgeht, obwohl durch Kompetenzverlagerungen im Zuge der europäischen Integration vom Mitgliedstaat auf die Europäische Union Steuerungsverluste zu erwarten gewesen wären (ebd.: 202; Grande 1995: 355f.). Politikfeldspezifische Untersuchungen jüngeren Datums problematisieren den Diskussionszusammenhang um Steuerungsfähigkeit und die Schwäche des Staates im Kontext von Kooperation im Schatten der Hierarchie. Kooperation seitens des Staates erfolgt durchaus aus einer Position der Schwäche heraus, wobei allerdings das Kooperieren nicht ursächlich für die Schwäche verantwortlich ist, sondern vielmehr Ausdruck und Konsequenz staatlicher Schwäche ist (Töller 2012a: 431) – es muss dementsprechend betont werden, dass es keine Hinweise darauf gibt, dass Kooperation einen langfristigen Effekt auf die Schwächung des Staates hat (ebd.: 420).

Dieser Aspekt verweist schon auf einen wichtigen Faktor der hier schon oft angesprochenen gewandelten Rahmenbedingungen staatlichen Handelns. Ohne die schon oft geführte Diskussion über die Postmoderne an dieser Stelle nachzeichnen zu wollen, ist dies doch ein Punkt den Zürn von einer postmodernen Staatlichkeit sprechen lässt (Zürn 1996: 36). Überblicksartig verweisen verschiedene Autoren auf unterschiedliche Faktorenbündel gewandelter Kontextbedingungen des steuernden Staates, die in ihrer Kombination den Nationalstaat unter erheblichen Anpassungsdruck setzen. Dose nennt die Inkongruenz von Problementstehung und Problemlösungsraum im Zuge von Denationalisierungsprozessen, die Mehrebenenverflechtung nach innen (föderale Dimension) und außen (Verflechtung von Bund und Ländern mit der Europäischen Ebene) sowie die Aufweichung der Trennung zwischen Staat und Gesellschaft (Dose 2008a: 88f.). Benz führt die Trends zur „Internationalisierung beziehungsweise Globalisierung, Regionalisierung, Individualisierung und Pluralisierung“ (Benz 2008a: 265) an. Trotz unterschiedlicher Terminologie bezeichnen diese Schlagworte doch ähnliche Entwicklungen und überschneiden sich in ihren Aussagen. Summa summarum führten sie zu einer Auseinandersetzung mit außer- und überstaatlichen Handlungsformen und somit zu einer Überprüfung des tradierten Staatsverständnisses (Hesse 2011: 13f.). Des Pudels Kern liegt demnach in einem staatlichen Autonomieverlust nach innen und außen. Wird ein genauerer Blick auf die einzelnen Kontextbedingungen des steuernden Staates geworfen, lässt sich folgendes bilanzieren:

Erstens wird die innere Souveränität[76] des Nationalstaates durch die Entgrenzung zwischen Staat und Gesellschaft in Frage gestellt. Die kooperativen Formen des Regierens sind

[76] Der Souveränitätsbegriff ist trotz seiner Zentralität in Staatsdebatten keineswegs unumstritten und entspringt einer spezifischen Staatstheorie einer bestimmten historischen Phase (Benz 2012: 226; überblicksartig auch

Ausdruck von dieser Entwicklung und wurden mit Bezug auf die Neokorporatismusforschung und die Bedeutung gesellschaftlicher Interessensgruppen für die Wahrnehmung öffentlicher Aufgabenerfüllung bereits skizziert.

Zweitens wird dies durch die Mehrebenenverflechtung im Bundesstaat verstärkt. Es liegt auf der Hand, dass der Föderalismus in Deutschland nicht als neuartige Entwicklung beschrieben werden kann. Nichtsdestotrotz ist es durch die Föderalismuskommission I und II zu veränderten Regelsystemen gekommen, die sogar sektorspezifische Entflechtungen nach sich gezogen haben. Jedoch wurde durch die implementierte Schuldenbremse im Grundgesetz staatlicher Handlungsspielraum auch eingeschränkt. Deutlicher wird die Qualität der Mehrebenenverflechtung mit Hinblick auf die Europäische Union, die mit zunehmender europäischer Integration eine Reihe von Zwangsverhandlungssystemen und freiwilligen Verhandlungen eingeführt hat (Benz 2009: 134ff., 2010). Durch ein so spezifisch entstehendes institutionelles Setting[77], in dem Entscheidungsprozesse zwischen sich durch heterogene Interessen auszeichnende Mitgliedstaaten eingebettet sind, – das durchaus anfällig für Blockaden ist – verliert der Nationalstaat auch nach außen Souveränität.

Der Superlativ in dieser Darstellung der Autonomieverluste des steuernden Staates bilden jedoch drittens die Formen des Regierens jenseits des Nationalstaates (Zürn 1998). Ausschlaggebend dafür sind die von Zürn bezeichneten Denationalisierungsprozesse, die für eine eingeschränkte Problemlösungskapazität der Nationalstaaten ursächlich verantwortlich sind (ebd.: 16f.). Es lässt sich dabei von einem Auseinanderfallen von Problementstehungs- und Problemlösungsraum sprechen, der Nationalstaaten dazu zwingt, auf einer trans- oder supranationalen Ebene in Regimen mit anderen Staaten zu verhandeln und zu kooperieren – Problemlösungen erscheinen ansonsten ausgeschlossen (Janning 2008: 116f.). Diese Prozesse werden in der Literatur in den Kontext von Globalisierungsprozessen einsortiert (Grande 2001). Mittlerweile haben sich die Einschätzungen, was diese Prozesse für die Autonomie des Nationalstaates bedeuten, merklich ausdifferenziert; zunehmend wird zwischen globalisierungstheoretischen und -skeptischen Positionen unterschieden (Mayer/ Knoblich 2011; ähnlich Mackert 2006: 38f.). Während Globalisierungstheoretiker eine Schwächung des Nationalstaates bilanzieren, da sie eine immer stärkere Einschränkung auf die nationale Wirtschaftspolitik und eine effektive makroökonomische Steuerungspolitik erkennen wollen, identifizieren Globalisierungsskeptiker hingegen Autonomieabgaben, die jedoch kompensiert werden können, sodass sich netto kein Autonomieverlust einstellt (ebd.: 36f.). Demnach steht in der Bilanz

Grimm 2009: 99ff.). Zu den historischen und philosophischen Wurzeln des Souveränitäts-Begriffes siehe überblicksartig und beispielhaft Mackert (2006: 47ff.). Hier wird die Position vertreten, dass es sich bei Souveränität nicht um ein zu verabsolutierendes Konzept handelt, sondern dass sie eine Variable ist, die vielmehr unterschiedliche Grade aufweisen kann und von Faktoren wie situative, innerstaatliche, internationale und rechtliche Aspekte bestimmt ist (ebd.: 51; vgl. auch Krasner 1999, der verschiedene Souveränitäts-Formen unterscheidet).

[77] Aus einer rechtswissenschaftlichen perspektive lässt sich hier auch eine Pluralisierung des Rechts anführen, da der Staat in der Figur als Mitglieds-Staat (!) über keine autonome Rechtsordnung im engen Sinne verfügt, sondern sich das Recht aus mehreren Quellen speist und sich als ein ineinander verwobenes Ganzes darstellt (Wahl 2006: 95f. zitiert nach Schuppert 2008b: 336).

die „Zerfaserung des Staates“, überwölbt von einer strukturellen Unsicherheit in einer postnationalen Konstellation (Leibfried/ Zürn 2006: 54f.), einer Verteidigung der Handlungsspielräume des Nationalstaates gegenüber, die durch Analysen geprägt ist, welche die Bedeutung des Staates herausstreicht und vor dem Hintergrund neuer Steuerungsmöglichkeiten und transnationaler Regime die Funktionsfähigkeit dieser Regime entscheidend von der Kooperationswilligkeit des Staates abhängig macht (Grande 2003: 286ff.; Genschel/ Zangl 2008: 447). „Ein Staat, der sich für die internationale politische und ökonomische Integration entscheidet, muss sich bestimmten Zwängen unterwerfen und akzeptiert eine Veränderung seiner Handlungsspielräume. Die Vorstellung aber, er verlöre seine zentrale Position als Regulierungs-, Interventions- und Koordinierungsinstanz, schlägt fehl. Der Nationalstaat – und dies mag eine der zentralen Paradoxien des Nationalstaates in der Globalisierung sein – bleibt die zentrale Instanz in der globalisierten Welt. Auch wenn er Kompetenzen abgibt, auch wenn transnationale Zusammenarbeit neben der Erweiterung seines Wirkbereiches gleichsam seine Handlungsfähigkeit einschränkt, auch wenn er sich Zwängen durch die wirtschaftliche Integration beugen muss: Der Staat bleibt Entscheidungsträger und koordinierendes Organ, denn er stellt die Quelle politischer Legitimität und die zentrale soziale Bezugsgröße dar“ (Mayer/ Knoblich 2011: 40).
Zudem erscheinen die Globalisierungsprozesse nicht als unpolitische, vom Schicksal getriebene Entwicklung, vielmehr hat der Nationalstaat maßgeblichen Einfluss auf diese Prozesse und entscheidet über internationale politische und ökonomische Integration oder Desintegration (ebd.: 30; Mayntz/ Scharpf 2005: 239).

Abgesänge auf die Staatlichkeit oder eine Marginalisierung des Staates gehen somit mithin fehl (Prätorius 2003: 11f.; Mayntz 2008: 54f.; Benz 2008a: 259ff.). Trotz äußerer und innerer Restriktionen bleibt der Staat die alleinige Institution mit integrierender Kraft, der die „disparaten staatlichen wie nicht-staatlichen Herrschaftsakte zusammenhält und zu einer ‚Herrschaft‘ zusammenfügt“ (Genschel/ Zangl 2008: 430f.). Dabei gibt es Voraussetzungen nicht-staatlicher Herrschaft, die nur der Staat in der Lage ist zu garantieren (ebd.). Vielmehr lässt sich argumentieren, dass ein Formwandel der Staatlichkeit zu beobachten ist und sich demnach auch die eingesetzten Steuerungsressourcen[78] den neuen Gegebenheiten anpassen. So lässt sich die These vertreten, dass weder der Umfang der Staatsaufgaben noch die Steuerungsfähigkeit des Staates signifikant abnehmen, hingegen die Komplexität der öffentlichen Aufgaben zunehmen (Benz 2008a: 267; Grande 2008: 8f.). Eine Veränderung ist also demnach nicht quantitativ, sondern nur qualitativ festzustellen und schlägt sich auch in einem gewandelten Staatsaufgabenverständnis nieder. Der Staat strukturiert sich neu, um vor veränderten Rahmenbedingungen handlungsfähig zu bleiben (Pierre/ Peters 2000: 196f.; Schuppert 2008b: 340f.). Dies vollzieht sich nicht nur organisational, sondern damit geht auch ein Wandel in dem Einsatz von Steuerungsinstrumenten einher. So wird vermehrt auf weiche Instrumente gesetzt,

[78] Der Begriff verweist nach Dose auf die Knappheitsprobleme staatlicher Steuerung und ersetzt bewusst den Begriff der Steuerungsmedien (beispielsweise Recht oder Geld) (Dose 2008a: 118).

wie Persuasion oder Anreizmechanismen (Fürst 1990: 294ff.; Salamon 2002a: 15f.; Braun/ Giraud 2009: 178f.). Ein Bereich staatlicher Aktivität, in dem einhellig ein Staatswandel konstatiert wird, ist die unternehmerische Tätigkeit des Staates; in der OECD-Welt befindet sich der unternehmerisch tätige Staat seit 1980 in erheblichem Maße auf dem Rückzug (Obinger u.a. 2010: 228). „Erst die globale Finanzkrise im Jahr 2008 markierte eine Trendwende. Die seitdem aufgespannten Rettungsschirme für den Finanzsektor sowie die vereinzelte Teilverstaatlichung von Industriebetrieben und Finanzinstituten sind Beleg für eine zumindest vorübergehende Wiederkehr des unternehmerisch tätigen Staates“ (ebd.: 209).

Das Faktum Staatswandel ist weniger ein Gegenstand kontroverser Debatten, vielmehr trifft die auf die theoretische Lesart beziehungsweise die Einordnung zu (Grande 2008: 8). Zwangsläufig drängt sich im Anschluss daran eine methodische Frage auf, die in der Wissenschaft bereits einige Aufmerksamkeit auf sich gezogen hat: Wie misst man den Wandel des Staates? Schon der Bezugspunkt, mit dem die zu analysierenden Entwicklungen zu vergleichen ist, ist dabei ausschlaggebend und hat erheblichen Einfluss auf das Ergebnis. Eine prominente Vergleichsgröße respektive Status quo ante ist – wie bereits in den Ausführungen zum Leitbildwandel des steuernden Staates angeführt – der DRIS der 60er und 70er Jahre des 20. Jahrhunderts (Genschel/ Leibfried/ Zangl 2006: 1f.). Dieses so bezeichnete goldene Zeitalter des Nationalstaates wird nicht ohne Widerspruch als die zentrale Vergleichsgröße akzeptiert, bedeutete dies doch, dass das goldene Zeitalter nur 20 Jahre währte. Darüber hinaus gehe damit eine starke Blickverengung einher, die die Wahrnehmung staatlicher Wandlungsprozesse prägt, weil jede Veränderung nach dem goldenen Zeitalter nur als „Verfallsgeschichte“ (Schuppert 2008b: 333)[79] begriffen werden kann. Ferner wird dementsprechend ein wenig zutreffendes Bild eines Zyklus von Aufstieg und Niedergang des Staates gezeichnet, was vor allem eben in jenem selektiven historischen Bezugspunkt wurzelt und dazu verleitet, die Wandlungsprozesse entlang *einer* Ausprägungsform der Staatlichkeit zu stilisieren (Benz 2012: 226f.). Einen Vorteil hat der Bezugspunkt DRIS jedoch, denn dieses Staatsverständnis ist der Schlüssel für das Normalstaatsverhältnis. Genschel und Leibfried sprechen von einem „kognitiven Magnetismus“, einer Prägung der „kognitiven und normativen Normalvorstellungen davon, wie Staatlichkeit ‚eigentlich‘ organisiert sein sollte“ (Genschel/ Leibfried 2008: 366) – der DRIS wirkt in diesem Sinne nach, auch wenn er wie aufgezeigt schon lange in dieser Form vergangen ist.

[79] Für geeigneter hält Schuppert in einer Veränderungsperspektive (nicht einer Erosionsperspektive) die vier Schlüsselmonopole des Staates – das staatliche Gewaltmonopol, das Rechtsetzungs- und Rechtdurchsetzungsmonopol, das staatliche Steuermonopol und das staatliche Religions- und Kirchenmonopol – als Bezugspunkt für die Darstellung staatlicher Wandlungsprozesse zu wählen (Schuppert 2008b: 334).

2.4 Definitionsvariation politischer Steuerung

Oftmals werden Staatskonzepte und Steuerungstheorie in der Politikwissenschaft als eine Einheit behandelt, die sich aufgrund von vorhandenen Schnittmengen kaum sinnvoll separiert voneinander betrachten lassen. Autoren wie Ellwein oder Voigt unterstreichen diesen Zusammenhang, denn „im weitesten Sinne ‚steuert' jeder Staat und zu allen Zeiten" (Ellwein 1987: 200). Voigt erklärt den Steuerungsanspruch des Staates sogar zur conditio sine qua non: „Ein Staat, der nicht versucht, im Innern wie nach außen hin zu steuern, ist kaum vorstellbar. Ein solcher Staat erscheint geradezu als Widerspruch in sich" (Voigt 2001: 133). Wie skizziert, haben sich die Wahrnehmungsmuster des steuernden Staates und ebenfalls die Reflexion dessen in der Vergangenheit mehrfach gewandelt, dementsprechend lassen sich drei große theoretisch-konzeptionelle Paradigmenwechsel feststellen: Von der Planung über die Steuerung bis hin zur Governance. Dabei vollzog der Wandel in der wissenschaftlichen Terminologie den Wandel der reellen Bedingungen von Staatlichkeit und Steuerungsprozessen nach. Dementsprechend lassen sich die Paradigmenwechsel auch nicht nur auf den Blick durch verschiedene Theoriebrillen zurückführen, die nur unterschiedliche Aspekte der unveränderten Wirklichkeit beleuchten. Vielmehr ist die veränderte Begrifflichkeit Ausdruck einer veränderten Realität (Benz/ Dose 2010a: 14).

Die Interventionsformen und -prozesse im klassischen Wohlfahrtsstaat, der sich durch aktive Politik auszeichnete, wurden unter den Begriff der politischen Planung subsumiert (Lange/ Braun 2000: 20). Mit dem gewandelten Staatsverständnis und einer Abkehr vom Interventionsstaat, zeichnete sich auch ein erster Paradigmenwechsel ab: „Der Begriff der politischen Steuerung verdrängte zu Beginn der 80er Jahre den Begriff der Planung als Metapolicy. Diese Variation der Fachterminologie, nach von Beyme (1995: 197) „...der kleinste gemeinsame Nenner nach Abkehr von der Planungseuphorie...", hatte nicht nur kosmetischen Charakter, sondern auch inhaltliche Konsequenzen" (Lange/ Braun 2000: 22). Zu Beginn dieses Paradigmenwechsels wurde die Begrifflichkeit der politischen Steuerung nur als semantische, undefinierte Abgrenzung zur politischen Planung verwendet (Mayntz 1987: 91f.). Dies kann als eine Ursache gelten, weshalb sich politische Steuerung schnell zu einem *Catch-all*-Begriff in den Sozialwissenschaften entwickelte, der in den unterschiedlichsten Verwendungskontexten Anklang fand (Lange/ Braun 2000: 18). Im Vordergrund stehen im Folgenden handlungstheoretische Steuerungskonzepte, die im Gegensatz zu systemtheoretischem Verständnis den Grenzen von Steuerung zwar Beachtung schenken, jedoch eine positive Grundhaltung gegenüber staatlicher Steuerung aufweisen – Steuerung wird in der Handlungstheorie nicht grundheraus abgelehnt und für unmöglich erklärt. „Jenseits der Frage von Begriffsbestimmungen und Begriffsverknüpfungen muß indessen deutlich bleiben, daß die unterschiedlichen Auffassungen von Steuerung auch solche in

der Sache sind. Die Unterschiede beziehen sich auf die Möglichkeiten der Steuerung überhaupt […]“ (König/ Dose 1993a: 12)[80].

Mayntz kommt der große Verdienst zu, den Steuerungsbegriff an die Akteursperspektive rückgebunden zu haben; sie legte eine wegweisende Definition vor, die den Steuerungsbegriff einerseits in seiner Reichweite begrenzte, andererseits ihn somit aber auch aus der Beliebigkeit führte. Mayntz versprach sich damit, das diffuse Nebeneinander der Steuerungsverständnisse als „eine Art des Handelns, [..] als Prozeß und [..] als eine Systemfunktion“ zu überwinden, was aus der doppelten Verwurzelung des Steuerungsbegriffes in der System- und Handlungstheorie herrührte (Mayntz 1987: 92f.). Mit ihrer Definition politischer Steuerung ging eine Differenzierung von Steuerungssubjekt, das ein individueller oder kollektiver Akteur sein kann, und Steuerungsobjekt, das sich über eine eigendynamische Entwicklung und autonome Existenz charakterisieren lässt, einher. Dabei weist das Steuerungssubjekt Steuerungsziele auf, die es verfolgt und eine intendierte Zustandsveränderung des Steuerungsobjektes anstrebt. Die Intentionalität des Handelns ist ein entscheidendes Wesensmerkmal, nicht der Steuerungserfolg – der sich einstellen oder eben nicht einstellen kann. Damit wird eine systematische Trennung zwischen Steuerungshandeln und Steuerungswirkung realisiert. Dennoch ist die Vorstellung der Wirkungsbeziehungen zwischen Steuerungsaktivitäten und -ergebnissen für dieses Steuerungsverständnis konstitutiv und kann als maßgebliche Voraussetzung für die Maßnahmenwahl, die das angestrebte Steuerungsziel verwirklichen soll, gelten (ebd.)[81]. Diese Definition wird eine fast schon technokratische Qualität zugeschrieben, die sich in der Konsequenz auch gegen den Begriff der Selbststeuerung wendet (König/ Dose 1993a: 9).
Etwas knapper, aber ebenfalls weitgehend akzeptiert (Dose 2008a: 37) definiert Scharpf, politische Steuerung „als intentionale Handlungskoordination zur gemeinwohlorientierten Gestaltung der gesellschaftlichen Verhältnisse“ (Scharpf 1998: 63). Gemeinsam sind den beiden Definitionen die Betonung einer Steuerungsabsicht bei einer untergeordneten Rolle der Steuerungswirkung, Steuerungsmöglichkeiten erscheinen nicht als omnipotent, vielmehr muss das Verhältnis von Steuerungszielen, Steuerungsressourcen und Steuerungsrestriktionen Beachtung finden. Dieses Zusammenspiel ermöglicht erst politische Steuerung. Damit stellt Scharpf auch heraus, dass nicht alle Formen der Fehlsteuerung als Steuerungspathologien

[80] Ebenfalls werden die Überlegungen zur politischen Kybernetik, die in den 50er und 60er Jahren in der Systemtheorie aus den Ingenieur- und Mathematikwissenschaften entlehnt wurde, hier nicht weiter rezipiert. Politische Kybernetik weist ein kausal-lineares deterministisches Steuerungsverständnis auf, das in sich geschlossenen Regelungsprozessen abläuft und eine gezielt herbeigeführte Verhaltensänderung bei den Adressaten im Sinne einer Steuerungskette proklamiert (Burth/ Görlitz 1998: 8f.). Zwar ging die politische Kybernetik von einer Steuerbarkeit der Gesellschaft aus, doch spielte sie nach dem Aufkommen der steuerungsskeptischen Systemtheorie keine Rolle mehr, nicht zuletzt weil ihre Annahmen zu simplifizierend waren (Voigt 1993: 292).

[81] Dose weist zu Recht darauf hin, dass trotz der Leistungsfähigkeit dieser Definition nicht alle Steuerungsadressaten abgebildet werden können. So blendet dieser frühe Versuch, Steuerung zu präzisieren, noch aus, dass Institutionen Regelungsgegenstand sein können (Dose 2008a: 42).

charakterisiert werden können (ebd.)[82]. Braun deutet den Begriff in diesem Sinne ähnlich aus: „Der Steuerungsbegriff betont lediglich den Versuch der aktiven politischen Beeinflussung von Handlungssystemen und deutet bereits auf die autonome Dynamik der Steuerungsobjekte hin, die diesen Versuch vereiteln können“ (Braun 1995: 611). In der Scharpf`schen Definition kommt bereits ein Problem der Policy-Analyse deutlich zum Vorschein, was an späterer Stelle im Hinblick auf den Problemlösungsbias diskutiert werden soll – denn Politik verfolgt mehr Ziele, insbesondere Machterhaltung, als nur die Maximierung des Gemeinwohls.

Ein weiteres Verständnis politischer Steuerung bietet Voigt an, das sich trotz des Rückgriffs auf den Systembegriff handlungstheoretisch verorten lässt. „Vorläufig ließe sich politische Steuerung als der Versuch des politischen Systems definieren, auf ein anderes System, [...] in der Absicht einzuwirken, dort Zustandsveränderungen zu bewirken. Nicht der Steuerungserfolg, sondern die Steuerungsabsicht wäre damit konstitutiv für den Tatbestand politische Steuerung“ (Voigt 1993: 291). Im Gegensatz zu Steuerungskonzeptionen, die staatliche Beteiligung am Steuerungsprozess für konstitutiv halten (König/ Dose 1993b: 519f.), grenzt sich Voigt von einem direkten Bezug auf den Staat ab und verwendet stattdessen die Begrifflichkeit des politisch-administrativen Systems, die eine Berücksichtigung von Parteien als Ausgangspunkt von Steuerungsimpulsen berücksichtigt (Voigt 1993: 291; Dose 2008a: 38f.).

Trotz Unterschiede im Detail zwischen diesen verschiedenen Begriffsverständnissen, sind sie doch im Großen und Ganzen kompatibel und gehen miteinander konform, da ihr Kern die Intentionalität beziehungsweise die Steuerungsabsicht ausmacht sowie der Steuerungserfolg nicht als konstitutiv erklärt wird. Auch wenn Steuerung scheitern kann, steht doch ein expliziter oder impliziter Gemeinwohlbezug im Vordergrund. Der Output rückt somit bei den Definitionen in den Fokus, es kann davon gesprochen werden, dass der Input vernachlässigt wird. In diese Tradition des ‚alten‘ Steuerungsbegriffes stellte sich auch Dose mit einer ersten, vorläufigen Definition von Steuerung, indem er den Begriff als „intentionale und kommunikative Handlungsbeeinflussung mit dem Ziel der gemeinwohlorientierten Gestaltung“ (Dose 2003: 20f.) erklärte.

Einen Bruch mit diesem Verständnis in der handlungstheoretisch-orientierten Steuerungsforschung führten Mayntz und Scharpf selbst herbei, der zeitlich mit der oben skizzierten Diskussion um den kooperativen Staat zusammenfällt und in diesem Kontext aufgeht. Eine wahrgenommene, zunehmend gesteigerte Eigendynamik der Steuerungsobjekte ließ sie davon ausgehen, dass das Objekt als zu steuernder gesellschaftlicher Sektor nicht mehr gegenüber dem Subjekt handlungsunfähig sei (Mayntz/ Scharpf 1995a: 12f.) – wie Dose darlegt, war diese Diagnose jedoch bereits schon in der ursprünglichen Definition von Mayntz angelegt und findet demgegenüber seinen Ursprung in dem Forschungsinteresse von Mayntz und Scharpf an

[82] Für eine Problematisierung des Koordinationsbegriffs den Scharpf verwendet und dessen Konsequenzen vgl. Dose 2008a: 37f.

staatsnahen Sektoren (Dose 2008a: 39f.). Demnach unterscheiden Mayntz und Scharpf Regelungsfelder mit unterschiedlicher Ausprägung des Organisationsgrads von Leistungserbringern, was sie zu der Rekonstruktion von steuerungsrelevanten Konstellationen als Politiknetzwerke führt. Staatliche und nicht-staatliche Akteure bildeten dementsprechend auch Querkoalitionen aus, was in der Konsequenz dazu führt, dass die Unterscheidung von Steuerungssubjekt und -objekt im Begriff ist, sich aufzulösen. Damit distanzieren sich Mayntz und Scharpf auch begrifflich von ihren früheren Arbeiten, in denen sie die Reichweite des Steuerungsbegriffes als zu begrenzt erachten und ihn deshalb durch den weiteren Begriff der Regelung (governance) ersetzen (Mayntz/ Scharpf 1995a: 16)[83]. Staatsnahe Sektoren sehen sie demzufolge funktional geprägt von einer Regelungsstruktur (Governance Structure) und einer Leistungsstruktur (Industry Structure) (ebd.).

Die Debatte um das richtige Verständnis von politischer respektive staatlicher Steuerung hat darüber hinaus dazu beigetragen, ihre Qualität und Erfolgsvoraussetzungen besser zu verstehen. So wird Steuerbarkeit in der Literatur vor allem abhängig von den jeweiligen Politikfeldstrukturen, die sich durch das institutionelle Setting, die Akteurskonstellationen und den Organisationsgrad der Steuerungsadressaten konstituieren, beschrieben (Mayntz 1987: 104f., 1997a: 275ff.; Dose 2008a: 32f.). Dagegen wird die Steuerungsfähigkeit in Abhängigkeit von den Faktoren *zur Verfügung stehendes Steuerungswissen*, *institutionelle Bedingungen,* welche Handlungskorridore definieren, die *jeweilige Konstellation politischer Akteure mit ihren je eigenen Interaktionslogiken* sowie die *jeweils zu lösenden gesellschaftlichen Problemen* gesehen (Dose 2008a: 33). Dennoch wies die ‚alte' Steuerungsforschung eine Reihe von Defiziten auf, die die Disziplin vor dem Hintergrund der gewandelten Rahmenbedingungen staatlicher Steuerung schnell zu überfordern schien. Dementsprechend scheint es, als wenn einem ausufernden Steuerungsbedarf moderner Gesellschaften eine nicht ausreichende Steuerungsfähigkeit des steuernden Staates gegenübersteht (Dose 2003: 32). Dose, der sich diesem Thema systematisch in einer Reihe von Arbeiten gewidmet hat, legt dazu folgenden Katalog von Leerstellen der Steuerungsforschung vor[84]:

1. Das Denationalisierungsproblem, das sich in einem Auseinanderfallen von Problemwirkungsraum und Problemlösungsraum äußert und den Nationalstaat zunehmend in seiner Handlungsfähigkeit herausfordert.
2. Das Ausblenden des institutionellen Settings, welches die Handlungsbeschränkungen und -optionen determiniert[85].

[83] Mayntz hielt zum Zeitpunkt der im Ausklingen begriffenen 1990er Jahre eine Differenzierung von Nöten. Innerhalb des Nationalstaates musste das Hinzutreten weiterer staatlicher Handlungsformen neben der Hierarchie und der Inkorporation nicht-staatlicher Akteure in netzwerkartige politische Entscheidungsprozesse nicht zwingend zu einer Ablösung des Steuerungsbegriffes führen. Auf internationaler Ebene sah sie schon damals hingegen alle Voraussetzungen dafür erfüllt (Mayntz 2009c [1998]: 21f.).

[84] Für Nachweise zu dem folgenden Katalog vgl. Dose 2003: 32ff. und Dose 2008a: 18f.

[85] Dose selbst schränkt diese Aussage für den Akteurszentrierten Institutionalismus (AI) ein (Dose 2008a: 19); der Ansatz AI wird in dem Beitrag Mayntz/ Scharpf 1995b erläutert.

3. Eine mangelhafte systematische Analyse des zur Lösung anstehenden gesellschaftlichen Problems.
4. Daran anschließend eine unzureichende auf das Problem bezogene, oftmals auf Versuch und Irrtum zurückgehende strategische Auswahl von Steuerungsinstrumenten.
5. Die Unterbelichtung von regulierungstechnischen Steuerungsaspekten, so beispielsweise wie ein zielgerichteter Einsatz von sekundären Elastizitäten im Vollzug auszusehen hat, und die Vernachlässigung der Ausgestaltung von konkreten Maßnahmen in einem Policy-Design.
6. Der Umgang mit Nicht-Wissen.
7. Die Unterentwicklung einer systematischen Aufbereitung von Steuerungswissen über die zur Verfügung stehenden Steuerungsinstrumente. So fehlte es an einer Systematik der spezifischen Stärken und Schwächen sowie Erfolgsfaktoren der Steuerungsinstrumente.
8. Zudem der nicht konzeptionell berücksichtigte Widerstand gegen staatliche Maßnahmen, der im politischen Prozess Einigungskosten nach sich zieht und somit die Durchsetzbarkeit der jeweiligen Maßnahmen maßgeblich beeinflusst.

Die hier aufgeführten Defizite waren neben den gewandelten, gesellschaftlichen, staatlichen und internationalen Rahmenbedingungen ursächlich dafür verantwortlich, dass der Steuerungsbegriff in der Wissenschaft zur Disposition stand. Zwei wesentliche Reaktionen darauf konnten beobachtet werden: zum einen, der Versuch den Steuerungsbegriff zu modernisieren, zum anderen, den Steuerungsbegriff durch einen neuen Leitbegriff – namentlich: Governance – zu ersetzen. Der Spur des weiteren Paradigmenwechsels soll gleich nachgegangen werden, denen der Modernisierungsbemühungen kann erst im Anschluss gefolgt werden, da diese Anstrengungen als Abgrenzung zum Governance-Begriff vorgenommen wurden.

2.5 Von der Steuerungs- zur Governance-Theorie ...

Gleich zu Beginn dieser Erörterung soll betont werden, dass Steuerung und Governance sich als zentrale theoretische Leitbegriffe nicht gegenseitig ausschließen, sondern dass sie sich vielmehr sinnvoll ergänzen können. Sie vermögen Komplementäre zu sein, da es zwischen ihnen lediglich zu Akzentverschiebungen von einem handlungstheoretischen zu einem institutionalistischen Verständnis gekommen ist (Mayntz 2006: 16). Darüber hinaus teilen beide Leitbegriffe eine gemeinsame Tradition und intrinsische Motivation, da die Governance-Perspektive in weiten Teilen „noch immer stark von Ambitionen politischer Steuerung getragen wird oder diese sogar steigert“ (Haus 2010a: 457). Die Frage ist also nicht ob, sondern wie eine theoretische Annäherung der beiden Konzepte vollzogen werden kann, um theoretische Synergieeffekte zu erzeugen. Die Beantwortung dieser Frage ist ein anleitendes Motiv bei den nachfolgenden Ausführungen.

Prägend für den Steuerungsbegriff waren vor allem zwei wesentliche Elemente, einerseits die Differenzierung in Steuerungssubjekt und -objekt sowie andererseits der Gemeinwohlbezug. Im Steuerungsbegriff war damit zwangsläufig eine Output-Orientierung eingeschrieben, welche die Input-Dimension der Politik vernachlässigte und in den Hintergrund drängte (Mayntz 2006: 13f.).[86] Jedoch richtete sich das Interesse spätestens seit Mitte der 90er Jahre zunehmend auf den Input-Aspekt, da sich die Rahmenbedingungen staatlicher Handlungsfähigkeit veränderten – es sei nochmals auf Denationalisierungs- und Globalisierungsprozesse (Zürn 1998; Dose 2003: 35f.) sowie den zunehmenden Anteil Privater an öffentlicher Aufgabenerfüllung verwiesen (Benz/ Dose 2010a: 26f.).

Der Steuerungsbegriff war allerdings immer weniger in der Lage, diese Entwicklungen angemessen zu reflektieren. Denn wenn Steuerungsadressaten in Netzwerken und Verhandlungssystemen an der Produktion von Regelungen beteiligt sind, die sie selber binden, verschwindet die vormals deutliche Differenzierung von Steuerungssubjekt und -objekt (Mayntz 2006: 13). So vollzog sich mit der Veränderung der politischen Wirklichkeit auch ein terminologischer Wandel in der Wissenschaft (Benz/ Dose 2010a: 14f.; Mayntz 2008: 45) – dies leitete den Anfang vom Ende des altgedienten Steuerungsbegriffes ein. Der Begriff Governance trat an seiner statt und löste ihn als Leitbegriff ab – doch nicht ohne selber zu einem der kontroverstesten Begriffe der zeitgenössischen Politikwissenschaft zu werden (Peters 2011: 467). In der Literatur erlebte der Begriff einen nachhaltigen Aufstieg und erlangte spätestens nach dem Milleniumswechsel eine deutliche Dominanz in der wissenschaftlichen Auseinandersetzung. Dabei lassen sich zahlreiche Verwendungskontexte identifizieren; Rhodes unterscheidet beispielsweise sechs (Rhodes 1997: 46ff.), Benz und Dose sogar sieben unterschiedliche Verwendungsweisen: Enumerativ sind dies (1) der Governance-Begriff in der Institutionenökonomie, (2) Governance als soziales Ordnungsmuster, (3) Good Governance, (4) der Governance-Begriff in der Policy-Forschung sowie (5) in der Regierungslehre und der Verwaltungswissenschaft, (6) Global Governance sowie (7) Governance in analytischer Perspektive (Benz/ Dose 2010a: 17ff.).[87]

Diese gewisse Diffusität beziehungsweise Ambiguität des Begriffes war zwar auch Gegenstand kritischer Auseinandersetzung – so fragte Offe beispielsweise nach dem „empty signifier“ (Offe 2008) –, jedoch beförderte dies auch die Durchsetzung von Governance als Schlagwort; wobei sich die Diagnose nicht verändert hat – Governance bleibt ein „anerkannt uneindeutiger Begriff“ (Schuppert 2008a). Unter anderem trug dies auch dazu bei, dass mit Governance die Hoffnung auf ein Brückenkonzept (Blatter 2006) verbunden war, ja sogar das somit eine Überbrückung destruktiver Gräben zwischen theoretischen Ansätzen ermöglicht wird

[86] In der Literatur lässt sich deshalb auch die Gleichsetzung von Steuerung und Government (im Sinne einer etatistischen Gesellschaftssteuerung) finden (Bröchler/ Blumenthal 2006).

[87] Auf die unterschiedlichen Verwendungsweisen wird an dieser Stelle nicht näher eingegangen. Es wurden jedoch eine ganze Reihe von seitenstarken Sammelbänden zu den Thematiken veröffentlicht, vgl. dazu Schuppert 2006; Benz u.a. 2007a; Brunnengräber/ Walk 2007; Schuppert/ Zürn 2008; Benz/ Dose 2010c.

(Haus 2010a: 458, auch Colebatch 2009). Trotz der Vielfalt der Verwendungsweisen des Governance-Begriffes, schälte sich doch ein gemeinsamer Kern heraus. Zum einen sensibilisierte der Begriff für die gewachsene Komplexität und Interdependenzen in modernen Gesellschaften (Benz/ Dose 2010a: 21f.; Haus 2010a; Dimmler/ Pichler 2009b). Zum anderen ist Governance vom Begriffskern im Stande, die Verschränkung von staatlichem und gesellschaftlichem Handeln abzubilden und der Tatsache Rechnung zu tragen, dass kollektive Sachverhalte zunehmend im Zusammenwirken von staatlichen und nicht-staatlichen Akteuren geregelt werden – dies spiegelt sich im Leitbild des kooperativen Staates wider (Voigt 1995b; Mayntz 2010: 39). Mit dem kooperativen Staat ist vor allem eine strukturelle Konfiguration bezeichnet, die auf spezifische Akteurskonstellationen abstellt: Der vertikale top-down Regelungsprozess hat sich zu einem mehrheitlich horizontalem gewandelt, in dessen wissenschaftlichen Auseinandersetzung Regelungsstrukturen in den Vordergrund rücken (Schuppert 2011: 18; Mayntz 2008: 44).[88]

Um das Begriffsverständnis von Governance an dieser Stelle explizit zu präzisieren, sollen einige konträre Definitionen dargestellt werden. Ein wesentlicher Ursprungsort von Governance war die Anglo-Governance-School, die maßgeblich von Rhodes geprägt wurde. Rhodes verbindet Governance mit einem sehr schmalen Begriffsverständnis, um sich gegen Government, also einer etatistischen Gesellschaftssteuerung, abzugrenzen. Als zentral sieht er das horizontale Element des Governance-Begriffes an und verknüpft dies mit der Betrachtung von interorganisatorischen Netzwerken, die durch das Zusammenfallen von Steuerungssubjekt und Steuerungsobjekt resultieren. Im Fokus stehen die horizontalen Koordinationsprozesse zwischen nicht-staatlichen Akteuren, der Staat verliert hier erheblich an Bedeutung (Rhodes 1996: 660f.). Für Rhodes trägt der Begriff die Bedeutung, „that governance refers to 'self-organizing, interorganizational networks' and [i] argue these networks complement markets and hierarchies as governing structures for authoritatively allocating resources and exercising control and co-ordination (ebd.: 652)[8990]. Mit einem einprägsamen Bild hat Kooiman die ‚neue' Konzeption des Regierens beschrieben, das sich von einem Einbahnstraßen- zu einem

[88] Rüb und Seifer vertreten demgegenüber die Position, dass Governance nicht wesensverwandt mit den Entwicklungen im kooperativen Staat ist, vielmehr setzt sich der Begriff von der Entscheidungsfindung im kooperativen Staat klar ab (Rüb/ Seifer 2007: 169) – zurückzuführen dürfte dies einerseits auf ein differierendes Governance-Verständnis sein; andererseits auch weil der kooperative Staat nicht als Fixum, „sondern [als] ein historisch-spezifisches und politiksektorabhängiges Phänomen" (ebd.) gedeutet wird.

[89] Um dieses Verständnis zu schärfen, soll auf weitere Ausführungen Rhodes verwiesen werden: „'Governance' means there is no one centre but multiple centres; there is no sovereign authority because networks have considerable autonomy" (Rhodes 1997: 109). Rhodes verknüpfte mit diesem Verständnis das Bild des "hollowing out of the state".

[90] Der zunehmend an Einfluss gewinnende Diskurs zu *governance by networks* zog jedoch auch eine kritische Auseinandersetzung nach sich. Der in diesem Diskurs vertretenden These, dass Governance durch Netzwerke eine Depolitisierung von staatlicher Steuerung bedeute, da sie konsensorientiert, problembezogen und unter Einbezug staatlicher und nicht-staatlicher Akteure abläuft (Börzel 2011: 51ff.; kritisch dazu Kjaer 2011: 107ff.), wird entgegengestellt, dass Netzwerke mit einer intrinsischen Instabilität behaftet seien und zudem Unsicherheit über die sozial konstruierten Grenzen zwischen der privaten und öffentlichen Sphäre erzeugen (Larsson 2013: 112).

Gegenverkehrmodell wandele (Kooiman 2006: 153). Kooiman lässt sich mit seinem Verständnis von Governance als „socio-political governance“ (Kooiman 1993a) ebenfalls der engen Verwendung von Governance als Gegenbegriff zu Government und staatlicher Steuerung zurechnen: „Instead of relying on the state or the market, socio-political governance is directed to the creation of patterns of interaction in which political and traditional hierarchical governing and social self-organization are complementary, in which responsibility and accountabilty for interventions is spread over public and private actors“ (Kooiman 1993b: 252).

Auch wenn diese Governance-Verständnisse zu ihrer Zeit sicherlich ihre Berechtigung hatten, lassen sie sich doch in ihrer Aussagekraft als begrenzt beschreiben. Insbesondere die Arbeiten der Anglo-Governance-School betrachten deskriptiv die Veränderungen der Staatstätigkeit, des Regierungshandelns und der Verschiebung von gesellschaftlichen Kräfteverhältnisse in Großbritannien – in ihrer Aussagekraft sind sie eng an die historische Konstellation der 1990er und beginnenden 2000er Jahre gebunden (Marinetto 2003). Zudem werden durch diese Begriffsverwendung klassische hierarchische Formen des Regierens ausgeblendet, ohne jedoch, dass diese aus der staatlichen und politischen Realität verschwunden wären. Angemessener scheint es demnach zu sein, Governance in einer mittleren Verwendungsweise auszudeuten, wie es Mayntz getan hat: Auf den Nationalstaat bezogen meint Governance dann, „das Gesamt aller nebeneinander bestehenden Formen der kollektiven Regelung gesellschaftlicher Sachverhalte: von der institutionalisierten zivilgesellschaftlichen Selbstregelung über verschiedene Formen des Zusammenwirkens staatlicher und privater Akteure bis hin zu hoheitlichem handeln“ (Mayntz 2006: 15).[91]

Der Sachverhalt, dass Probleme nicht mehr allein durch den Staat bearbeitet werden, sondern auch zur Angelegenheit der Zivilgesellschaft geworden sind, darf dabei nicht überinterpretiert werden. Wird ein sehr weites Governance-Verständnis herangezogen, das sich auf Koordinationsmechanismen sozialer Ordnung bezieht, kann darauf verwiesen werden, dass der Staat die Funktionsfähigkeit der anderen Governance-Mechanismen – je nach Konzept sind dies der Markt (Wettbewerb), Netzwerk, Verhandlungen und Verbände – durch wichtige Steuerungsleistungen sichert und somit eine übergeordnete Rolle für sich beanspruchen kann (zusammenfassend Dose 2008a: 94ff.).

Vergegenwärtigt man sich das von der Steuerungstheorie zu Governance verschobene Erkenntnisinteresse, lässt sich festhalten: „Der Fokus der Steuerungstheorie [...] hat sich von Fragen der stringenten Implementation politischer Programme über den Versuch der Identifikation passender Instrumente hin zur Thematisierung des komplexen Designs von Regelungsstrukturen verschoben“ (Haus 2010a: 459). Im Sinne einer Meta-Governance geht es demnach um die intentionale Gestaltung von Regelungsstrukturen, um so die Voraussetzungen

[91] Dies geht konform mit Zürns Konzeptualisierungen zu Global Governance, der den Staat noch immer in seinem Regierungsmodell aus *governance by, with and without government* präsent hält (Zürn 1998: 169ff.).

zur effektiven Problemlösung zu schaffen. „Es ist somit nicht verwunderlich, dass Governance in der vorherrschenden Sicht immer noch durch den Rekurs auf den Steuerungsbegriff erläutert oder synonym damit verwendet wird“ (ebd.: 469).

Aufgrund der Ambiguität des Begriffes ist dies dennoch nicht die einzige Lesart von Governance. Wird danach gefragt, wie sich die Governance-Forschung entwickelt hat, verbietet sich vielmehr eine Pauschalisierung als Antwort darauf, denn es gilt insbesondere neben den unterschiedlichen Verwendungsweisen auch Governance-Kulturen zu unterscheiden, die das Grundverständnis von Governance jeweils beeinflussen. So unterscheidet sich die amerikanische Governance-Diskussion zum Teil deutlich von der auf Regelungsstrukturen abstellenden deutschen Governance-Debatte – Governance wird dort aus der Perspektive einer „original steering conception“ (Benz/ Dose 2010a: 22) vielmehr als politische Steuerung unter veränderten Vorzeichen verstanden (Pierre/ Peters 2000; Salamon 2002a; Kjaer 2004: 3; Pierre 2006: 484)[92]. Die Governance-Landschaft ist unabhängig von ihrer Kultur von einer gewissen Exekutivorientierung geprägt. In der jüngeren Vergangenheit haben mehrere Versuche stattgefunden, diesen Zustand zu überwinden. Ausgehend von einem analytischen Governance-Begriff hat sich eine Entwicklung vollzogen, die sich auf die Institutionentheorie im Sinne einer Meta-Governance (Haus 2010b), Governance aus einer interpretativen Perspektive (Bevir/ Rhodes 2010) im Zuge des interpretativen Turns in der Policy-Analyse (Hay 2011), als Demokratietheorie (Heinelt 2008 und 2010) sowie auf das Bestreben, Government durch Governance in der Politischen Theorie zu ersetzen (bereits Stroker 1998; Peters 2011a, 2011b; kritisch dazu: Heinelt 2011; Bevir/ Krupicka 2011; Schmalz-Bruns 2012). Peters argumentiert in diesem Zusammenhang, dass wenn Governance nur adäquat konzeptualisiert wird, sie ein Grundstein einer bedeutsamen und aussagekräftigen Politischen Theorie sein kann (Peters 2011a: 63). Die konsensuale adäquate Konzeptualisierung des Governance-Konzeptes ist allerdings ein wesentliches Hindernis auf diesem Weg. Wie aufgezeigt wurde, ist die Spannweite der Verwendungskontexte und Verständnisse von Governance groß, insbesondere die Rolle staatlicher Akteure ist dabei umstritten. Dementsprechend formuliert Peters: „Effective governance, except in very rare exceptions, therefore, may be better provided with the involvement of state actors, and hence governance is an essentially political concept, and one that requires thinking about the forms of public action. The tendency of some contemporary theories of governance to read the state out of that central position in governance therefore appear misguided” (Peters 2011a: 64). Darüber hinaus wird die Hoffnung betont, dass Governance über Disziplinen-Grenzen hinaus als integrative Kraft wirkt (ebd.: 67f.). Dennoch wird Peters von verschiedensten Seiten aus kritisiert; seine Annahmen seien zu vage und er überwinde nicht die Ambiguität des Governance-Begriffes – die er selber angeprangert hat und als Ursache für die Popularität des Konzeptes ausmacht (Heinelt 2011: 458f.). Bevir und Krupicka sehen ferner die Ansprüche von

[92] Allerdings finden sich auch Differenzen in der europäischen politikwissenschaftlichen Rezeption des Konzeptes, da die Anglo-Governance-School andere Schwerpunkte setzt als die kontinental-europäischen Konzepte.

Governance als Politische Theorie überdehnt: „It does not try (and we should not try) to combine different strands of governance theory into a one-size fits all typology" (2011: 452). Eine weitere Schwierigkeit geht mit einer Mikro-Fundierung von Governance einher – zweifelsfrei eine Voraussetzung, um in den Stand der Politischen Theorie erhoben zu werden. Governance-Theorien fokussieren für gewöhnlich die Meso-Ebene, da sie primär auf Strukturen und Prozesse als Erklärungsgröße abstellen. Peters verbindet deshalb mit seiner Theorie das Risiko, „becoming excessively functionalist and also of emphasizing structure over agency" (Peters 2011b: 469) – einer der Gründe weshalb er als soziologischer Institutionalist beschrieben wird (Bevir/ Krupicka 2011: 451). Bevir und Rhodes setzen einen Gegenpol hierzu, indem sie einen interpretativen Governance-Ansatz entwickeln. Strukturen haben hier keine deterministische Wirkung auf das Individuum, vielmehr stellt sich das Handeln als eine von Kontingenzen geprägte individuelle Entscheidung dar, abhängig von den jeweiligen Überzeugungen (*beliefs*) und Dilemmata, die den Erfahrungshorizont des Individuums prägen (Bevir/ Rhodes 2010).
In dieser Form hat sich Governance jedoch vollständig von der Steuerungstradition losgelöst und verlässt damit den Pfad, der für die vorliegenden Zwecke erkenntnisgewinnend zu sein verspricht, weshalb er an dieser Stelle ebenfalls verlassen werden soll. Es bleibt jedoch auf den normativen Charme des Governance-Begriffes zu verweisen, der sich in den Versuchen manifestiert, eine Governance-Demokratie- beziehungsweise Politische Theorie zu entwickeln. Auch hierin wird der Fokus auf effektive Problemlösung auf Kosten der Steuerungstradition zurückgedrängt und durch die Perspektive auf gesellschaftliche Willensbildungsprozesse, die nicht mehr staatlich domestiziert sind, sondern vielmehr von der Idee der kollektiven Selbstbestimmung durch horizontale, gesellschaftliche Selbstregierung durchdrungen werden, ersetzt. Damit einher geht aber eine Verklärung der theoretischen Perspektive. Schmalz-Bruns weist darauf hin, dass Governance zwar als Projektionsfläche normativer Erwartungen dient, die Strukturmerkmale von Governance aber keinesfalls normativ eigenschaftslos sind, hingegen ihnen ein gewisser Kern eingeschrieben ist. „Diese Einsicht muss die Feststellung der grundbegrifflichen Eignung von Governance als wesentlicher Bezugs- resp. Fluchtpunkt politischer Theoriebildung erheblich belasten, so dass schon an dieser Stelle einiges dafür spricht, den Begriff öffentlicher Herrschaft erneut an diese Stelle zu rücken [...]" (Schmalz-Bruns 2012: 17). Ferner sind den Strukturmerkmale von Governance wesentliche Probleme – wie die transparente Zurechenbarkeit von Entscheidungen (*accountability*) oder bei den Bedingungen der Wahrnehmung individueller Rechtspositionen wie kollektiver Selbstbestimmungsrechte – imprägniert (Schmalz-Bruns 2012: 26ff.). Aus diesen Gründen ist eine vorbehaltlose Analyse mittels des Governance-Konzeptes kritisch zu prüfen.

Benz und Dose haben demgegenüber an einer Theorie mittlerer Reichweite gearbeitet, der sich im Folgenden zugewandt werden soll. Sie setzen an der Governance-Analyse an und versuchen darauf aufbauend eine Policytheorie zu entwickeln, die Erkenntnisse für die Policy-

Forschung bereitstellen soll. Die Governance-Analyse ist dabei in einem Drei-Ebenen-Modell aufgebaut, dass sich in die Konzepte der Governance-Mechanismen, der Governance-Formen und der Governance-Regime gliedert[93]. Diese Konzepte geben ein Kategoriengerüst an die Hand, das komplexe Struktur-Prozess-Konstellationen beschreibt, in denen sich kollektives Handeln vollzieht. Mit diesem Kategoriengerüst lassen sich Politikergebnisse in verschiedenen Kontexten erklären; „[v]on einer Theorie, die Aussagen über den Zusammenhang von Governance und Policies enthält, sind wir damit noch ein ganzes Stück entfernt“ (Benz/ Dose 2010b: 268). Benz und Dose beschränken auch den Anspruch ihrer Überlegungen, da Wirkungen von Governance auf Politikergebnisse nur zu benennen sind, wenn Aussagen zu spezifischen Typen von Governance-Regimen getroffen werden. Dies führt sie zu dem Schluss:

„Die Komplexität, die mit der Governance-Analyse in den Blick kommt, scheint Theoriebildung unmöglich zu machen. Generelle Aussagen über den Zusammenhang von Strukturen, Prozessen und Politikergebnissen, wie sie die Policyforschung anstrebt, scheinen ausgeschlossen zu sein. In der Tat ist damit einer allgemeinen Theorie der politischen Steuerung und Koordination die Grundlage entzogen. Theoriebildung ist gleichwohl möglich, sie setzt jedoch ein höheres Maß an Differenzierung nach Konstellationen kollektiven Handelns voraus, als dies in der politikwissenschaftlichen Policyforschung bisher erkennbar ist, wobei nicht nur in traditioneller Manier nach Politikfeldern oder Policytypen, sondern auch nach Strukturtypen und -kombinationen zu unterscheiden wäre“ (Benz/ Dose 2010b: 273).

Dennoch vermögen die Überlegungen zum analytischen Governance-Begriff auch die instrumentenbezogene Steuerungsforschung befruchten, „[d]enn nun ließe sich untersuchen, welche Effekte die unterschiedlichen Governance-Formen auf die Wirkung der verschiedenen Instrumente haben. So dürfte der Einsatz des Instrumentes Information unter Wettbewerb anders wirken als unter Hierarchie. Eine Präzisierung der Steuerungsforschung in diese Richtung steht bislang aus“ (Benz/ Dose 2010b: 254) – ein wichtiger Hinweis, der an dieser Stelle zwar Beachtung finden soll, jedoch in dem vorliegenden Promotionsvorhaben ebenfalls nicht bearbeitet werden kann.

2.6 ... und zurück zur Steuerung?

Trotz – oder eben gerade weil – der Governance-Begriff den ‚Mainstream‘ in der Politikfeldforschung ausmacht, wurde vielseitige Kritik an den verschiedenen Facetten des Begriffes, insbesondere in seiner Funktion als dichotomer Gegenbegriff (Pierre 2000: 2f.; Colebatch 2009: 60f.) zu Government-Konzepten respektive politischer Steuerung, geäußert. Die Thesen der Governance-Konzepte sprechen dem Staat oftmals eine bedeutende Rolle innerhalb der Policy-Prozesse ab, gesellschaftliche Selbstregelung trete an dessen Stelle – ebenso finde eine neue Generation von Policy-Instrumenten Verwendung, die den Staat zusätzlich aus dem Spiel nehme. Die Instrumente wurden als Indikatoren für einen staatlichen Wandlungsprozess gedeutet beziehungsweise als Ausdruck neuer Formen von Governance gewertet (Howlett

[93] Für eine Darstellung des Governance-Begriffes als analytisches Konzept, der sogenannte Ansatz der Hagener Schule, siehe auch Benz u.a. 2007b.

2009: 77f.; Jordan/ Wurzel/ Zito 2005)[94]. Während diese Thesen zu Beginn noch wenig Widerspruch provozierten, finden sich mittlerweile eine ganze Reihe von Beiträgen in der Literatur, die diese Sichtweise entschieden zurückweisen. Der Staat bleibt weiterhin ein wichtiger Akteur in politischen Prozessen – auch wenn sich seine Rolle gewandelt hat (Marinetto 2003: 600f.; Dose 2006c)[95]. Auch für den Instrumenten-Einsatz gilt, dass ein zu enger Blick ausschließlich auf die Verwendung von neueren Instrumenten zu einem logischen Fehlschluss führt; treffend wurde dies so beschrieben: Der Forscher wird Opfer seiner Faszination für die Neuartigkeit der Instrumente, ohne dabei jedoch die Realität adäquat zu erfassen (Le Galès 2011: 153). Salamon (2002), Hood und Margetts (2007) sowie Dose (2008a) haben mit umfangreichen Klassifikationen von Policy-Instrumenten aufgezeigt, dass der Staat sich noch umfänglich seiner altgedienten – auch auf Hierarchie basierenden – Instrumente bedient. Darüber hinaus sind viele der neuen Policy-Instrumente oder kooperativen Regierungsformen gar nicht so neu, sondern sind durch den Staat schon viele Jahrzehnte zum Einsatz gebracht worden (Marinetto 2003; Larsson 2013: 102f.; Kjaer 2011: 102).[96]

Dennoch hat sich der Staat in seiner Funktionserfüllung gewandelt und wie gezeigt wurde, gibt es unterschiedliche Ansätze diesen Wandel zu reflektieren. In der Auseinandersetzung mit dem Aufstieg des Governance-Konzeptes hat sich die steuerungstheoretische Begrifflichkeit jedoch verändert – es wurden nachhaltige Modernisierungsbemühungen unternommen, um die Voraussetzungen zu schaffen, den Begriff in der politikwissenschaftlichen Diskussion wieder Anschlussfähigkeit einzuräumen. Ansatzpunkt dafür bildeten die ‚toten Winkel' der Governance-Konzepte. „Die Konzentration auf Regelungsstrukturen verdeckt den Blick auf handelnde Akteure mit ihrer Zielsetzung und damit letztlich im modernen Regieren auch das Problem der Macht" (Göhler u.a. 2010: 692; auch Mayntz 2001).

Obwohl der altgediente Steuerungsbegriff eben diese Handlungsdimension präsent hält, wurde er doch aufgegeben, weil er scheinbar unzertrennlich mit dem unzeitgemäßen Anspruch auf eine absolute Hierarchie verbunden bleibt. Göhler und Kollegen weisen jedoch darauf hin: „Im hierarchischen Verständnis mag der Steuerungsbegriff obsolet geworden sein, in der Abkehr vom Anspruch einer alles regelnde Hierarchie und schließlich in seiner radikal nicht-hierarchischen und horizontalen Fassung bleibt er umso mehr auf der Tagesordnung" (Göhler u.a. 2010: 693). Als Angebot präsentieren Göhler und Kollegen das Konzept der „weichen Steuerung" (Göhler/ Höppner/ De La Rosa 2009a). „*Weiche Steuerung* liegt dann vor, wenn intentionale Machtausübung nicht-hierarchisch, also horizontal erfolgt" (Göhler u.a.

[94] Lascoumes und Le Galès sprechen hingegen davon, dass das *White Paper on Governance* der EU-Kommission aus dem Jahre 2001 ein „remarkable example of the somewhat naive expectations raised by „new" or „innovative" policy instruments of improvements in the effectiveness and democratization of this polity" ist (2007: 1).

[95] Weitere exemplarische Bezüge: Müller/ Wright 1994; Bevir 2011: 460; Capano/ Howlett/ Ramesh 2015: 316.

[96] Magnier weist sogar darauf hin, dass auf der europäischen Ebene das totgeglaubte Konzept des Plans („spartial planning") wieder größerer Beliebtheit erfreut, aber auch als Instrument in der Stadt- und Landesplanung nicht wegzudenken ist (Magnier 2012: 192f.).

2010: 694; Hervorhebung im Original). Das Element der Intentionalität findet sich hier wieder, wie es auch in den klassischen Definitionen Verwendung fand (Göhler/ Höppner/ De La Rosa 2009b: 19f.). Allerdings weist diese Konzeption von weicher Steuerung deutliche Unterschiede zu anderen Verständnissen auf, da sie explizit keine staatliche Steuerung ist, sondern vielmehr in Räumen begrenzter Staatlichkeit für Steuerungserfolge sorgen soll. Also gerade dort wo kein funktionierender Staat über hierarchische Strukturen in Regelungsfelder intervenieren kann, weshalb der Schwerpunkt auf horizontalen Steuerungsprozessen liegt (Göhler u.a. 2010: 693)[97].

Für den hier angestrebten Zweck einer Wiederbelebung des staatlichen Steuerungsbegriffes, erscheinen diese Modernisierungsbemühungen aus diesem Grund nicht weiter zu tragen – rückt doch gerade die Rolle des Staates in den Mittelpunkt des Interesses. Jedoch weist das Konzept der weichen Steuerung den Weg in die richtige Richtung, denn es wird sich vehement für eine Beibehaltung des Steuerungsbegriffes ausgesprochen. Die Governance-Perspektive hat viele Erkenntnisse bereitgestellt und das Denken über politische Prozesse verändert. Regelungsstrukturen sind an die Stelle des Steuerungshandelns getreten, „in denen öffentliche und private, hierarchische und netzwerkartige Formen der Regelung zusammenwirken. Es bleibt allerdings die Frage, ob mit dieser Verschiebung der Perspektive das Steuerungsproblem beseitigt ist. Wie soll Governance steuern, ohne zu steuern?“ (Göhler 2010: 35).

Eine Wiederbelebung des Steuerungsbegriffes scheint nur gelingen zu können, wenn er folglich von der Bürde der verabsolutierenden Hierarchie befreit wird. In der Literatur wurde sich diesem Problem bereits gewidmet. Demnach schlägt Dose vor, politische Steuerung als „Erfüllung öffentlicher Aufgaben durch staatliche und private Akteure“ zu verstehen, wobei „die Beteiligung des Staates konstitutiv [ist]“, da ihm „zumindest in wichtigen Teilen die intentionale und kommunikative Handlungsbeeinflussung [obliegt]“ (Dose 2008a: 42). Auf diese Weise wird die Handlungsdimension präsent gehalten und dem Steuerungsproblem begegnet, dass nur einem Akteur – dem Steuerungssubjekt – eine Steuerungshandlung zugeschrieben werden kann. Auch wenn Doses Steuerungsverständnis an vielen Elementen der traditionellen Begrifflichkeit festhält – so wird auch hier die Gesetzgeberperspektive gewählt wie es dem alten Steuerungsbegriff ebenfalls zu eigen war (Rüb/ Seifer 2007: 167; Mayntz/ Scharpf 1995a) – wird doch auch eine Brücke zu neueren Ansätzen geschlagen. Diese Definition beinhaltet somit sowohl den Input- als auch den Output-Aspekt von Politik und ist dementsprechend an die Forschung über den kooperativen Staat sowie der durch die Governance-Forschung gewonnenen Erkenntnisse anschlussfähig – im Sinne einer stärkeren Betonung von Institutionen und

[97] Göhler und Kollegen stellen auf diskursive Machttheorien ab, um die Machtdimension in ihrem Konzept präsent zu halten. Zentrale Bezugspunkte sind die Arbeiten von Foucault und Habermas. Dementsprechend werden Steuerungsformen in diskursiven Praktiken, Argumenten und Symbolen gesehen, die die Handlungskorridore der Steuerungsadressaten so gestalten sollen, dass das Verhalten effektiv im Sinne der Steuerungsintention beeinflusst wird (Göhler/ Höppner/ De La Rosa 2009a).

kooperativen Arrangements. Auch dadurch werden die verschiedenen Unzulänglichkeiten der älteren Steuerungs-Konzepte überwunden und in dem Policy-Design[98]-Ansatz von Dose integriert, der auf seinem Steuerungsverständnis aufbaut und der im weiteren Argumentationsgang detailliert vorgestellt werden soll. Jedoch geschieht dies auf Kosten einer Selbstbeschränkung des Ansatzes, da der modernisierte staatliche Steuerungsbegriff in seiner Reichweite beziehungsweise seinem Anspruch reduziert ist – so deckt er keine gesellschaftliche Selbststeuerung beziehungsweise Selbstorganisation ab.

2.7 Instrumentenbezogene Steuerungsforschung und Probleme in der Policy-Analyse

Die instrumentenbezogene Steuerungsforschung beschäftigt sich mit dem konkreten Handlungsrepertoire des Staates, mit dem Instrumentenkasten staatlicher Steuerung. Obwohl die Beschäftigung mit eben diesen Instrumenten für die praktische Politikgestaltung, ebenso wie für die Policy-Analyse, eine große Bedeutung hat, spiegelt sich dieser Aspekt jedoch kaum angemessen in der wissenschaftlichen Auseinandersetzung wider. Die Auswahl von Instrumenten und deren Einsatzbedingungen sind oftmals nur ein nachrangiger Aspekt in der Policy-Analyse (Lascoumes/ Le Galès 2007: 8), mit nur eingeschränkter oder marginaler Erklärungskraft, eine Variable unter vielen, wie dies zum Beispiel in Sabatiers *Advocacy Coalitions Framework* zu beobachten ist (Sabatier 1993, 1999). Dabei nehmen Policy-Instrumente seit jeher in der Policy-Design-Literatur einen zentralen Platz ein, da sie in ihrer Summe den Werkzeugkasten ausmachen, mit dem politische Akteure die tatsächlichen Public Policies, sprich Gesetze und Programme, gestalten und formen müssen. Die grundlegende Idee des Policy-Designs ist demnach, eine instrumentengeprägte Maßnahme zu kreieren die in einer gewünschten Art und Weise wirkt (Howlett 2011b: 13). Policy-Design kann als „the effort to more or less systematically develop efficient and effective policies through the application of knowledge about policy means gained from experience, and reason, to the development and adoption of courses of action that are likely to succeed in attaining their desired goals or aims" (Bobrow 2006: 78) bezeichnet werden. Howlett bilanziert einen Niedergang der Policy-Design- und Instrumenten-Literatur nach der Mitte der 1990er Jahre. Auch wenn die Überlegungen zum Policy-Design in den Anfängen der ‚Policy Sciences' der 50er Jahre verwurzelt sind, begannen sich Forschungsinteressen weg von staatszentrierten Betrachtungen der Design-Perspektive hin zu dezentralisierten Perspektiven der Governance- und Globalisierungs-Studien zu entwickeln – obwohl gerade diese zunehmend herausfordernden, weil in ihrer Komplexität gesteigerten, Rahmenbedingungen eine Stärkung der Design-Perspektive als sinnvoll erscheinen lassen (Howlett 2014a: 189ff., 2011a).

[98] Zum Begriff Policy-Design und dem zugrunde liegenden Verständnis siehe auch Bobrow 2006 sowie Howlett 2014b.

Die Diagnose, dass Instrumenten zu wenig Beachtung geschenkt wird, darf dennoch nicht als Forschungslücke für den Bereich der Steuerungsinstrumente missinterpretiert werden, denn tatsächlich handelt es sich um einen sehr umfassend untersuchten Gegenstand – auch wenn Desiderate geblieben sind. In Deutschland beschäftigten sich eine Reihe von Autoren mit der Bestandsaufnahme von Instrumenten, wie dies beispielsweise sehr früh der Forschungsverbund Implementationsforschung getan hat (Mayntz 1983c). Darüber hinaus wurden Instrumente aus den verschiedensten wissenschaftlichen Perspektiven interdisziplinär beleuchtet und kategorisiert (König/ Dose 1993c; Dose 2008a) – nicht zuletzt ist die Auseinandersetzung mit den Instrumenten staatlicher Steuerung auch nicht aus den Lehrbüchern der Politikfeldanalyse wegzudenken (Braun/ Giraud 2009). Im europäischen Kontext haben sich darüber hinaus vor allem niederländische Autorengruppen in Zusammenarbeit mit US-amerikanischen und kanadischen Kollegen mit Systematisierungen hervorgetan (Bemelmans-Videc/ Rist/ Vedung 1998; Peters/ Nispen 1998b). Des Weiteren sind im amerikanischen Kontext die Arbeiten von Hood (stv. Hood/ Margetts 2007), Salamon (2002b) und Eliadis, Hill und Howlett (2005b) aufzuführen. Jedoch bleibt in der Breite (sic!) zu diagnostizieren, dass in der Policy-Analyse Fragen der Instrumentierung bisweilen zu wenig Aufmerksamkeit zu Teil wird.[99] Die instrumentenbezogene Steuerungsforschung ist an diesem Befund nicht ganz unschuldig, da sie sich in weiten Teilen durch ein strikt funktionales Verständnis des Einsatzes von Instrumenten auszeichnet: Die Auswahl von Instrumenten erscheint demnach technisch determiniert, die Entscheidung richtet sich danach, welches Instrument welches Problem am effektivsten zu lösen vermag (Lascoumes/ Le Galès 2007: 2 und 8). Effektivitätsbetrachtungen übten dementsprechend lange Zeit eine Dominanz in der Forschungsdisziplin aus (Eliadis/ Hill/ Howlett 2005a: 5f.; Peters/ Nispen 1998a: 2; Nispen/ Ringeling 1998: 212).[100]

In der Literatur lässt sich keine ausgeprägte Kohärenz in Bezug auf Definitionen von Instrumenten beobachten (De Bruijn/ Hufen 1998: 13), vielmehr kann bilanziert werden, dass eine ganze Bandbreite von variierenden Verständnissen und Annahmen über das Wesen und Wirken von Instrumenten existieren. Instrumente lassen sich deskriptiv-analytisch erfassen und als Instrumente erster Ordnung, wie beispielsweise Ge- und Verbote sowie positive und negative finanzielle Anreize, und zweiter Ordnung, wie beispielsweise die Bereitstellung materieller oder personeller Infrastruktur und die Metasteuerung, beschreiben, die die grundlegenden staatlichen Handlungsformen repräsentieren (Dose 2008a: 243). Ähnlich definiert Salamon Instrumente: „A tool of public action is an identifiable method through which collective action is

[99] Die entgegengesetzte Sichtweise ist konsequenterweise, „that instruments are a crucial element of the design of a program, and of governance, but not necessarily the only – or even the most central – element in governing" (Peters 2005: 363).

[100] Dominanz in der Betrachtung bedeutet in diesem Fall allerdings nicht, dass es keine weiteren Bewertungskriterien von Instrumenten gegeben hätte. Bemelmans-Videc ergänzt Effektivität um Effizienz, Legalität und Demokratie-Konformität (Bemelmans-Videc 1998: 7; ähnlich van der Doelen 1998: 129f. und Ringeling 2005: 187f.), Wurster führt darüber hinaus Kompatibilität und Praktikabilität, Kohärenz und Konsistenz sowie Nachhaltigkeit an (Wurster 2013: 355). Der von Dose vorgelegte Bewertungskriterienkatalog wird an späterer Stelle vorgestellt und diskutiert.

structured to address a public problem" (Salamon 2002a: 19).[101] De Bruijn und Hufen zeigen ferner die Möglichkeit auf, Instrumente einerseits als *Zweck* („*object*") zu begreifen, eine Perspektive, die stark durch die Rechtswissenschaft geprägt ist, oder andererseits als Aktivität zu verstehen; „a collection of policy activities that show similiar characteristics, focused on influencing and governing social processes" (De Bruijn/ Hufen 1998: 14).

Demgegenüber stehen stärker sozial-konstruktivistisch ausgerichtete Verständnisse, die über das Konzept als staatliche Handlungsform hinausgehen und die Herrschaftsverhältnisse zusätzlich beleuchten. Lascoumes und Le Galès verstehen unter einem Public Policy Instrument, „a device that is both technical and social, that organizes specific social relations between the state and those it is addressed to, according to the representations and meanings it carries. It is a particular type of institution, a technical device with the generic purpose of carrying a concrete concept of the politics/society relationship and sustained by a concept of regulation" (Lascoumes/ Le Galès 2007: 4).[102] Lascoumes und Le Galès führen somit eine politische Soziologie von Instrumenten ein, die die machtpolitischen Auswirkungen von Instrumentierungen in den Blick nimmt und die Politisierungs- oder Depolitisierungs-Dynamiken beleuchtet, die mit dem Einsatz von bestimmten Instrumenten verbunden sind. Instrumente stellen demnach kondensiertes Wissen über die Art der sozialen Kontrolle und Funktionsweise im Verhältnis zwischen den Herrschenden und den Beherrschten bereit. Instrumente sind keine neutralen Einrichtungen, sie produzieren jeweils spezifische Effekte, die unabhängig von dem verfolgten Ziel sind, und Public Policy durch ihre je eigene Logik strukturieren.

Braun und Giraud konstatieren ebenfalls, dass Instrumente Träger genereller Vorstellungen über die Rolle des Staates in der Gesellschaft, jeweils abhängig von kulturellen und historischen Bedingungen, sind (Braun/ Giraud 2009: 160).

Für die in diesem Promotionsvorhaben anvisierten Zwecke führt dieses Verständnis jedoch zu weit. Allerdings schlüsselt nicht nur das grundlegende Verständnis von Steuerungsinstrumenten deren Charakteristika auf, sondern darüber lässt sich auch durch die in der Vergangenheit zahlreich vorgenommenen Klassifikationen etwas lernen. Hood identifiziert drei maßgebliche Traditionen beziehungsweise Entwicklungslinien, in die sich die instrumentenbezogene Steuerungsforschung einteilen lässt: erstens Ansätze, die Instrumente als Werkzeuge beschreiben („*institutions-as-tools approach*"), zweitens Ansätze, die die Selektionsmechanismen von Steuerungsinstrumenten beschreiben („*politics-of-instrumentality approach*") und drittens

[101] Dieses Verständnis findet sich noch bei einer Reihe weiterer Autoren: Eliadis/ Hill/ Howlett 2005a: 4; Howlett 2005.

[102] Instrumente werden als soziale Institutionen verstanden, womit noch nicht die konkrete Ausgestaltung einer Maßnahme gemeint ist, die der sozialen Institution untergeordnet ist. „Instruments really are institutions, as they partly determine the way in which the actors are going to behave; they create uncertainties about the effects of the balances of power; they will eventually privilege certain actors and interests and exclude others, they constrain the actors while offering them possibilities; they drive forward a certain representation of problems. The social and political actors therefore have capacities for action that differ widely according to instruments chosen" (Lascoumes/ Le Galès 2007: 9).

Ansätze, die die grundlegenden Steuerungsressourcen als Kategorie setzen („*generic policy instruments approach*“) (Hood 2007: 133).

Der „*institutions-as-tools approach“* zeichnet sich vor allem dadurch aus, dass er institutionengeleitet ist und die fragmentierte Struktur des Staates mitdenkt, die sich in den verschiedenen Organisationsformen spiegelt, in denen öffentliche Dienstleistungen bereitgestellt werden. Als einer der prominentesten Vertreter dieses Ansatzes kann Lester Salamon gelten, der mit seinem Werk „The Tools of Government“ (2002b) ein Paradigmenwechsel des Instrumentenansatzes hin zur „New Governance“ ausruft (Hood 2007: 133f.). Es seien vor allem indirekte Instrumente, die zunehmend zum Einsatz kämen und den Werkzeugkasten der staatlichen Steuerung umfangreich erweitern; darüber hinaus fände zum einen eine Delegation von Aufgaben an unabhängige Regulierungsagenturen statt und zum anderen ein Einbezug nichtstaatlicher Akteure. Instrumente verfügten über ihre eigene „political economy“ und zeichneten sich durch verschiedene Dimensionen aus – die Direktheit, Sichtbarkeit, den Grad des ausgeübten Zwanges sowie die Automatisierung des Vollzugs der Intervention (Salamon 2002a)[103]. Jedoch bleibt bei Salamon noch vollkommen unberücksichtigt, wie die jeweiligen Instrumente im Einzelnen konkret ausgestaltet sind, sprich wie deren Design aussieht, wovon jedoch zwangsläufig deren Wirksamkeit abhängt (Dose 2008a: 86).

Hingegen beschäftigt sich der *„politics-of-instrumentality approach“* damit, was die Auswahl von Instrumenten beeinflusst und wie sich Selektionslogiken von Instrumentierungen erklären lassen (Hood 2007: 136). Hat jede Epoche ihre eigenen, von den Entscheidungsträgern favorisierten, weil einer dominanten Ideologie entsprechenden, Instrumente? Oder ist die Wahl eines Instrumentes doch eher im spezifischen Einzelfall mit variierenden Kontextvariablen zu suchen? Diese *instrument-choice* Perspektive wurde maßgeblich durch die Arbeiten von Linder und Peters geprägt (1989,1998), die die subjektiven Wahrnehmungen und die politischen, auch ideologischen Abwägungsprozesse von Entscheidern in den Fokus ihrer Betrachtungen rückten. Demnach ließen sich vier verschiedene ‚Schulen‘ unterscheiden, die je eigene Selektionslogiken aufweisen. Erstens die „*instrumentalists*“, die nach einer technokratischen Rationalität bestimmten Problemen bestimmte Instrumente – gekennzeichnet durch Attribute, die das Problem optimal adressieren – zuweisen. Weil der Kontext in dieser Auswahllogik ausgeblendet bleibt, liegt folglich ein universeller Determinismus zwischen Problem und Instrument vor (Linder/ Peters 1998: 37f.). Zweitens die „*proceduralists*“, die sich im Gegensatz dazu durch einen strikten Partikularismus charakterisieren lassen, denn durch die Dominanz der Besonderheiten und der Komplexität des Einzelfalles ist ein universeller Instrumenteneinsatz nicht möglich – vielmehr wird der politische Prozess zentral (ebd.: 38). Die „*contingentists*“, die

[103] Dose hält diese Kategorisierung für defizitär und zeigt auf, dass nicht alle staatlichen Interventionsformen widerspruchsfrei in dieses Schema einsortiert werden können (Dose 2008a: 85ff.).

drittens ein Instrument an einen Typ von Aufgabe anpassen, dessen Design den politischen Prozess prägt (ebd.: 39) sowie viertens die „*constitutivists*“, die Instrumente als geronnene soziale Praktiken zu einer bestimmten Zeit begreifen. Die Selektion richtet sich einerseits nach der zugeschriebenen Bedeutung und der Interpretation der Situation und andererseits nach dem ideologischen und institutionellen Hintergrund der Entscheider (ebd.: 40).
In dieser Klassifizierung spiegelt sich die Entwicklung wider, dass sich die Wahrnehmung und die Analyse der Instrumentierung sich von einem allein auf Ziel-Mittel-Rationalität abstellenden Auswahlprozess über eine zunehmende Berücksichtigung von kontextsensitiven Variablen bis hin zu einem institutionellen Ansatz verschoben haben, der auf die Prozessdimension von Instrumenten abzielt und nicht mehr alleine die Effektivität als Bewertungskriterium heranzieht (Bagchus 1998: 48ff.; De Bruijn/ Hufen 1998: 15f.).
Auch ist dieser Ansatztradition der Bruch mit der Vorstellung zu verdanken, dass Instrumente neutralen Charakter aufweisen und nur im Sinne eines technokratischen Vollzugs staatlichen Handelns zu deuten sind (Le Galès 2011: 143). „Tools are anything but neutral; they are highly normative" (Ringeling 2005: 185). Auf die Frage, ob Instrumente mehr sind als nur Mittel zum Zweck, muss deren politischer Charakter als Antwort betont werden (Nispen/ Ringeling 1998: 206).

Der *„generic policy instruments approach”* ist im Gegensatz zu den hier präsentierten Ansatztraditionen ‚Institutionen-frei‘, die Klassifikationen, die sich dieser Tradition zuordnen lassen, orientieren sich an den Instrumenten zugrunde liegenden Steuerungsressourcen. Dabei ist eine Dreigliederung klassisch; es wird unterschieden zwischen Anreiz, Zwang und Überzeugung. In der Literatur wird die Typologisierung von Vedung – „carrots, sticks and sermons“ (Vedung 1998) – in diesem Sinne als besonders wirkmächtig angesehen (Hood 2007: 138). Auch wenn diese Klassifizierung das Verständnis über die Wirkungsweise von Instrumenten geschärft hat und zweifelsfrei Steuerungswissen produziert wurde, wurde doch von unterschiedlichen Stimmen die Unterkomplexität dieser Kategorisierungsbemühungen kritisiert (Hood 2007: 139; Dose 2008a: 244f.; Howlett/ Rayner 2007: 3).

Die instrumentenbezogene Steuerungsforschung zeichnet sich somit durch eine nicht zu vernachlässigende Heterogenität aus, die zwar einerseits dadurch eine gewisse Diffusität in ihren Forschungsergebnissen hervorbringt, andererseits den Auswahlprozess und den Einsatz von Instrumenten aus vielen verschiedenen Perspektiven beleuchtet – auf der Suche nach Steuerungswissen kann dies zweifellos als Gewinn gelten. Zudem sind die Ansätze nicht immer so trennscharf einzuordnen wie es hier geschehen ist, Hood – dem hier gefolgt wurde – betont vielmehr, dass Überlappungen nicht Ausdruck von Konkurrenz zwischen den Ansätzen, sondern als Synergien zu begreifen sind (Hood 2007: 135).

Darüber hinaus haben sich die verschiedenen Ansätze der Instrumentenforschung in der Vergangenheit vor allem darüber ausgezeichnet, Instrumente und deren Effekte isoliert zu betrachten. Aus dem Blickwinkel der Komplexitätsreduktion hat dies sicherlich seine Berechtigung, die Instrumentierung stellt sich in der Praxis jedoch deutlich komplexer dar. Zweifelsfrei wurde in der Instrumentenforschung dem nach und nach Rechnung getragen. So wurden Mechanismen identifiziert, die von einer relativ basalen Kombination von positiven und negativen Anreizen (von der Doelen 1998: 139f.)[104] bis hin zu einer vertikal oder horizontal wirkenden Kombination von Instrumenten, die zusätzlich sequentiellen Charakter aufweisen und der Verwendungslogik von der Freiwilligkeit bis zum Zwang folgen (Bemelmans-Videc/ Vedung 1998; del Rio/ Howlett 2013)[105]. Dose reflektiert diese Erkenntnisse beispielsweise mit seinen Bewertungskriterien „Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft" und „Zukunftsfähiges Gesamtkonzept", denen sich später ausführlich gewidmet wird.[106]

Demnach hat dieser Arm der Steuerungsforschung nicht nur eine Reihe von Klassifikationen und Analysetools für Policy-Instrumente hervorgebracht (Howlett 2005), sowie die Auswahlmotive von Instrumenten der Entscheidungsträger beleuchtet (Linder/ Peters 1998), sondern darüber hinaus ebenfalls Erkenntnisse über den Lebenszyklus von Instrumenten vermittelt. Instrumente haben eine natürliche ‚Halbwertszeit', da mit der Zeit unintendierte Effekte zunehmen – auch verursacht durch das Lern- und Anpassungsverhalten der Adressaten (*law of diminishing effectivness*). Demzufolge tendieren Policy-Entscheider dazu, auf an Wirksamkeit verlierende Maßnahmen reflexhaft mit Nachbesserungen, meist Verschärfungen, zu reagieren (‚more of the same' – *law of policy accumulation*) (In`t Veld 1998: 154ff.).

In der jüngeren Vergangenheit wird eine neue Generation von Instrumentenstudien identifiziert, die auch als „*new policy design orientation*" in der Literatur qualifiziert wird (Howlett/ Mukherjee 2015; Howlett 2014a). Mit dem neu aufgeflammten Forschungsinteresse im Hinblick auf die Analyse von Policy Design wird der Blick auf die Komplexität von Instrumenten-Mixen, aber auch vor allem von Policy-Mixen in einem Politikfeld gelenkt. Damit rücken vor allem die

[104] Dabei macht der Autor auf einen Effekt der Instrumentierung aufmerksam, dem sich ebenfalls Dose in seinem Policy-Design-Ansatz widmet – hier wird der Zusammenhang zwischen dem Widerstand gegenüber einer Policy und dessen Erfolg thematisiert: „In optimizing the simulative and repressive elements by packaging the instruments, the policymaker will have to opt for the lesser of two evils. On the one hand, a repressive instrument arouses so much public resistance that it will be difficult to implement, and therefore will be not effective. On the other hand, a stimulating instrument, which is accepted by the public and has a large legitimacy, will not really lead to instrument-induced changes of the desired behavior" (von der Doelen 1998: 144).

[105] Mit vertikaler Instrumentierung ist gemeint, dass mehrere Instrumente sich in ihrem Vollzug aufeinander beziehen und erst die unterste Ebene den Regelungsadressaten erreicht – quasi die Regulierung der Regulierung (Bemelmans-Videc/ Vedung 1998: 257ff.). Demgegenüber bezeichnet das horizontale Kombinieren von Instrumenten den Mechanismus, wenn mehrere Instrumente parallel auf eine Zielgruppe ausgerichtet sind und gleichzeitig wirken (ebd.: 262f.).

[106] del Rio und Howlett greifen die Differenzierung von horizontalen und vertikalen Kombinationen von Instrumenten-Mixes und Policy-Konstellationen auf, um technische und administrative Probleme bei der Kombination von unterschiedlichen Instrumenten und politischen Zielen identifizieren zu können. Die Autoren formulieren die Kritik, dass bislang die Policy-Design-Studien diese Dimensionen nur defizitär berücksichtigen (del Rio/ Howlett 2013: 5ff.).

Wechselwirkungen zwischen Instrumenten sowie im Optimum deren Synergien oder im gegenteiligen Fall deren interne Konflikte und kontraproduktive Effekte in den Fokus.[107] Wurde noch zu Beginn dieser neuen Forschungsrichtung zentral nach der Kohäsion und Kohärenz als Designgestaltungskriterien gefragt (Howlett/ Rayner 2007; del Rio/ Howlett 2013), verschob sich das Interesse zudem auf den temporalen Aspekt des Policy-Formulierungsprozesses, der wiederum Rückwirkungen auf die Designgestaltung hat. Somit wurden noch intensiver die Kontextualität und die Pfadabhängigkeiten von Policy-Mixen innerhalb bestehender Policy-Landschaften ausgeleuchtet. Dazu zählt auch, welche Gestaltungsfreiheiten Policy-Designer besitzen – anders formuliert, wie leicht es fällt, den politischen Status quo zu ändern und die vorhandenen Widerstände zu überwinden (Howlett/ Mukherjee 2015; Howlett/ Rayner 2013)[108].

Unabhängig von der Vielschichtigkeit der Instrumentenforschung hat sich jedoch ein Konsens herauskristallisiert, die Vorstellung, dass wohl definierte Probleme auf wohl definierte Lösungen treffen, abzulehnen. Es lässt sich auch von einer „post-instrumentalists"-Phase sprechen (ebd.: 141); rein instrumentelle Vorstellungen haben sich somit überlebt, während gleichzeitig in Analysen die Faktoren Frames und Deutungsmuster an Gewicht gewonnen haben. Darüber hinaus ist auch aus der Agenda-Setting Literatur bekannt, dass Probleme nicht immer nur nach Lösungen suchen, sondern dass auch umgekehrt Lösungen sich auf die Suche nach Problemen begeben (Kingdon 1995).

Dabei steht die Kategorie *Problem* in der Policy-Analyse im Fokus[109] (deLeon/ Martell 2006: 32), weshalb vor allem die Steuerungsforschung im Gegensatz zur Governance-Analyse gewinnbringend zu sein verspricht. „Im Unterschied zur Policy-Forschung beginnt allerdings die explizit der Governance-Perspektive verpflichtete Forschung selten mit einem bestimmten lösungsbedürftigen Problem, um dann nach möglichen Wegen zu seiner Bewältigung zu fragen, sondern setzt analytisch bei den Regelungsinstanzen an" (Mayntz 2009a: 10). Demgegenüber

[107] Vor allem Forschungsbemühungen zur Umwelt- und Energiepolitik setzten sich intensiv mit dem vorhandenen Policy-Mix und deren Wechselwirkungen auseinander (del Rio 2014, 2010; Jordan u.a. 2012) – womit die Politikwissenschaft dieses Feld wenigstens ein bisschen den Ökonomen streitig macht.

[108] Die Entwicklung und der eingebettete Formulierungsprozess von Policy-Designs wird in der Literatur mit den Kategorien *replacement, layering, drift* oder *conversion* erfasst. *Replacement* meint dabei das Design eines komplett neuen Mixes, ein Szenario was kaum in der Praxis vorzufinden ist. Werden Pfadabhängigkeiten und gewachsene Strukturen berücksichtigt, dann meint *layering*, dass neue Design-Elemente (Ziele oder Instrumente) einem bestehenden Set neu hinzugefügt werden. Problematisch dabei ist jedoch, dass zumeist Inkongruenzen zwischen den Zielen und Inkonsistenzen bei den Instrumenten zur Folge hat. Vorteilhaft kann dies dennoch sein, weil somit Widerstände von politisch einflussreichen Interessengruppen, die bestimmte Elemente eines Designs vehement verteidigen, überbrückt werden können. Demgegenüber wird mit *conversion*, ein Prozess erfasst, in dem die Instrumente des Designs konstant gehalten werden, allerdings neue Ziele formuliert werden. Zwischen den alten Instrumenten und den neuen Zielen steigt dann gleichwohl das Risiko von Inkonsistenzen. Auch diese Anpassungsstrategie kann erfolgreich bei der Reduktion von politischen Widerständen sein, da Einflussgruppen die Wahrnehmung vermittelt bekommen können, dass ‚ihr' Instrument durch die neue Verwendungsweise gestärkt wird. Zu guter Letzt bezeichnet der *drift*, die Konstanz eines Designs bei sich gleichzeitig stark verändernden Rahmenbedingungen, sodass der Impact des Designs und dessen intendierte Wirkung sich ändern dürften (Howlett/ Mukherjee 2014: 63ff.; Howlett/ Rayner 2013: 176f.).

[109] Demgegenüber weist Howlett darauf hin, dass Autoren wie Bardach und Salamon die Problemorientierung als analytisch hinderlich in der Policy-Analyse einordnen und stattdessen das Instrument als Analyseausgangspunkt einer jeden Policy sehen (Howlett 2014: 191).

kann insbesondere die instrumentenbezogene Steuerungsforschung einen wichtigen Beitrag in der Policy-Analyse zur Problemanalyse und zur effektiven -lösung leisten, vor allem wenn die Instrumentierung auf die Probleme direkt bezogen wird. Schon die Implementationsforschung macht darauf aufmerksam, dass nicht nur ein mangelhafter Vollzug eine Ursache für ein Scheitern des Interventionsversuchs, sondern dass auch die Auswahl der ‚falschen' Instrumente ursächlich sein kann (Winter 2006: 152). Doch was heißt in diesem Fall ein ‚falsches' Instrument? Die Einsicht, dass die Definition des Problems den politischen Prozess treibt und in bestimmte Richtungen lenkt, hat sich mittlerweile in der Literatur durchgesetzt – weshalb auch eine fehlerhafte Problemdefinition zu einem Instrumentenversagen führen kann (Rist 1998: 155). Wie ein Sachverhalt als ein Problem wahrgenommen wird, wurde breit aufgearbeitet – konstruktivistische Zugänge zu dieser Frage gewannen in der Vergangenheit dabei an Gewicht (stv. für viele Rochefort/ Cobb 1994; Hoppe 2010: 66ff.). Probleme sind demnach Wahrnehmungsmuster der sozial konstruierten Realität und somit zeit- und kontextabhängig. In der instrumentenbezogenen Steuerungsforschung schlägt sich dies durch die Berücksichtigung folgender Faktoren nieder: „The understanding of the policy problem is shaped by how the policymaker views the target population and also present and prior experiences with policy instruments that addressed this problem. The focus on instrument is linked to both the definition of the problem and the presumption about the target of the instrument. Finally, the behaviors and values of the target population help define the policy problem as well as influence the decision on which instrument to employ to impact the target" (Rist 1998: 157). Damit nähert sich die Instrumentenforschung Fragen, die in der Agenda-Setting- und Framing-Literatur bislang allzu oft vernachlässigt werden – wie wird mit Problemen, die erst einmal auf der politischen Agenda stehen, durch Entscheidungsträgern umgegangen? „The psychological and sociological elements of the problem may have been well defined, but this information does not necessarily enable governments to make good public-policy decisions about how to solve the problem that has been constructed. Indeed, the social construction of the problem, which is crucial for its inclusion on the political agenda, may mash more than it reveals about the underlying problem" (Peters/ Hoornbeek 2005: 84). Mit dieser Analyse wird auf ein Desiderat in der instrumentenbezogenen Steuerungsforschung verwiesen, denn die Instrumentenforschung beschäftigt sich vor allem mit einer Verbindung von Policy-Instrumenten und Policy-Evaluation, hingegen kann die Verbindung von Policy-Problemen und Instrumenten in der Policy-Design-Literatur als unterentwickelt gelten (ebd.: 77). Dabei wurde schon früh der Zusammenhang zwischen erfolgreicher Steuerung und der Klarheit über die zu lösenden Probleme erkannt (Dose 2001: 316f.; Peters 2000; Mayntz 2008: 43); ferner war auch die Anleitung der Steuerungssubjekte bei der Auswahl von passenden Instrumenten im Hinblick auf die jeweilige Problemkategorie lange Zeit eine Leerstelle in der Steuerungslandschaft (Linder/ Peters 1989: 48f.; Dose 2008a: 77). Auch die von Peters vorgelegte umfassende Systematisierung von gesellschaftlichen Problemen (Peters 2000; Peters/ Hoornbeek 2005) konnte dieses Defizit nicht überwinden. Zwar sind nach der Einschätzung in der Literatur Peters angebotene

Problemkategorien[110] in der Lage das Problemverständnis von Entscheidern zu strukturieren – insbesondere, weil die Problemkategorien die Auswirkungen der Problemeigenschaften auf den politischen Prozess transportieren sollen (Peters/ Hoornbeek 2005: 86) –, jedoch wird damit noch immer keine Hilfestellung zur Auswahl von problemspezifischen Instrumenten gegeben (Dose 2008a: 77). Erst Dose gelingt es mit seinem Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design (2008a; 2006b), dieses Forschungsdesiderat befriedigend zu adressieren.
Dementsprechend hat die instrumentenbezogene Steuerungsforschung einen wertvollen Beitrag dazu geleistet, den skizzierten Steuerungspessimismus zu überwinden. Zugespitzt lässt sich der neue Optimismus auf die Formel bringen, erfolgreiche Steuerung ist möglich, solange sie nur informiert genug vollzogen wird. Dies hebt die Bedeutung von politikfeld-, institutionen- und instrumentenspezifischen Steuerungswissen hervor. Der Steuerungspessimismus wird zum Teil auch durch einen Desaster-Bias erklärt, der in der Forschungslandschaft erkennbar wird – Aufmerksamkeit ziehen vor allem Negativbeispiele auf sich (Hupe/ Hill 2006: 14).

Ein weiteres Bias spielt in der Auseinandersetzung um die Problemlösungsorientierung der Instrumentenforschung respektive der Steuerungsforschung eine zentrale Rolle. Somit kann noch einmal der Bogen zurück geschlagen werden zu der Entwicklung von der Steuerungs- zur Governance-Theorie, denn insbesondere, weil es zu keinem radikalen Bruch, sondern es viel eher zu einer Akzentverschiebung zwischen den beiden Leitkonzepten gekommen war, teilen sich beide Perspektiven eine analytische Leerstelle – das Problemlösungsbias (Mayntz 2001: 18f.). Diese selektive Betrachtung des politischen Prozesses, die ursprünglich auf das kontinental-europäische Staatsverständnis zurückgeht, hat den Interventionsstaat ‚überlebt'. Demnach wird von den Prämissen ausgegangen, dass einerseits Politik ihrem Wesen nach auf Gemeinwohlorientierung abzielt, mithin sowohl politische Steuerungsversuche

[110] Peters und Hoornbeek charakterisieren Probleme entlang von sieben Kriterien beziehungsweise Dimensionen, wobei die Problemeigenschaften sowohl objektiv als auch subjektiv bestimmt sind (Peters/ Hoornbeek 2005): (1) Die Lösbarkeit eines Problems bezeichnet einerseits Eigenschaften in zeitlicher Hinsicht – handelt es sich bei dem Problem um ein chronisches, das immer wieder auf der Agenda steht? – und andererseits bildet das Kriterium politische und technologische Aspekte ab. Existieren anhaltende politische Widerstände gegen bestimmte Lösungen und welche technischen Optionen stehen zur Verfügung, das Problem einer Lösung zuzuführen? Aus diesen Gründen gilt es, der Beständigkeit von Lösungen Beachtung beizumessen (ebd.: 88f.). (2) Die Komplexität des Problems, die sich in die politische und programmatische Komplexität aufgliedert. Zum einen ist hier bedeutsam welche Akteure, deren Anzahl und deren Interessen im politischen Prozess involviert sind sowie zum anderen wie sich die technische Dimension der anvisierten Problemlösung abbilden lässt (ebd.: 90ff.). (3) Das Ausmaß und die Reichweite des Problems, sowie (4) die Teilbarkeit des Problems, die sich durch eine Diffusität oder Konzentration der anfallenden Kosten und Nutzen auszeichnet (ebd.: 94f.). (5) Die Monetarisierbarkeit des Problems, was ausdrückt, ob eine Lösung des Problems mit finanziellen Mitteln erreicht werden kann. Allerdings ist die Ressourcenausstattung des Staates dafür entscheidend, ebenso müssen die Interventionshypothesen stimmen, da ansonsten der Einsatz von Geld als Problemlösung auf eine sich selbstverstärkende ‚schiefe Bahn' führt. „Money as a fungible ressources makes the intervention of government apparently easier, but it may make the choice too easy" (ebd.: 96). (6) Der Umfang der Handlungen, die die Kapazitäten der Regierung mittelbar beeinflussen, da wenige Akteure mit gleichgerichteten Handlungen eher erfolgreich kontrollierbar sind als viele Akteure mit diversifizierten Aktivitäten (ebd.: 97). Falls der Staat nicht über ausreichende, problemabhängige Kapazitäten zur Regelung verfügt, sollten Instrumente gewählt werden, die weniger ressourcenintensiv sind. (7) Institutionelle Interdependenzen zwischen staatlichen Organisationseinheiten, wie sie beispielsweise bei Querschnittsproblemen auftreten, die durch mehrere Ministerien federführend bearbeitet werden (ebd.: 99).

Problemlösungsprozesse *sind* als auch andererseits Governance-Regelungsstrukturen existieren, um optimale Problemlösung zu gewährleisten. Indes handelt es sich auch um eine Frage der Perspektive: „In dieser technokratisch-gouvernementalen Problemlösungsperspektive macht sich die Politikfeld- und Policy-Forschung zumeist gewissermaßen die Gedanken der Regierenden, sieht die Probleme mit deren Augen und orientiert sich an deren Erfolgs- und Effektivitätskriterien“ (Greven 2008: 27)[111]. Gleichwohl erscheinen diese Annahmen unvollständig und nicht geeignet, den politischen Prozess vollständig zu charakterisieren, da dadurch der Blick auf Machtfragen und Herrschaftsaspekte verloren geht (ebd., 2008: 55f.; Benz u.a. 2007b: 18f.). Per se ist eine selektive Betrachtungsweise nicht problematisch – der Blick durch eine wissenschaftliche Linse zeichnet sich vielmehr zwangsläufig dadurch aus –, erst wenn die Perspektive sich durch fehlendes Bewusstsein kennzeichnet, wie beim Problemlösungsbias gegeben zu sein scheint, besteht die Gefahr, Fehlschlüssen zu erliegen (Mayntz 2001: 24). Die Idealisierung des politischen Prozesses in der Politikfeldanalyse, verengt den Prozess des Regierens funktional auf die Problemlösung. „Mit einer solchen Fehldeutung von Politik als technischem Problemverarbeitungsprozess würden die wahren Mechanismen politischer Prozesse verschleiert und somit nicht kritisch analysiert“ (Töller 2012b: 175). In der Literatur wurde dies mit weiteren Schlagworten belegt: Schimank spricht von einer „Rationalitätsfiktion“ (Schimank 2000: 97f.) und Töller will die Instrumentenkasten-Philosophie als „naiver Instrumentalismus“ (Töller 2012b: 177) verstanden wissen: Die Vorstellung, dass am Gemeinwohl orientierte Politiker dasjenige Instrument auswählen, das für ein definiertes Problem am besten geeignet ist, sei schlicht falsch. Vielmehr transportieren Instrumente, wie oben bereits dargelegt, normative Vorstellungen, wie die Welt sein soll. „Policy-Instrumente sind keinesfalls rein technische Mittel zur Erreichung politischer Ziele, sondern in sich und in ihren zugrunde liegenden ideologischen Konzepten schon politisch“ (ebd.: 177f.)[112]. Nicht zu Letzt aus diesen Gründen erzeugt oder verstärkt Politik auch Probleme (Greven 2008: 27f.), sei es durch strategische Kalküle des Machterhalts oder im Wortsinn der Symbolpolitik – nicht zwingend muss mit politischem Handeln Problemlösung intendiert sein (Voigt 1993: 310) [113].

[111] Die Rechtswissenschaft hat dieser Perspektive entsprechend einen weniger kritischen Blick auf den Problemlösungsbias. So kann es weder verwundern, dass der Rechtsanwender sich nicht von dem rechtsnormativen Auftrag der Problemlösung abwenden darf, noch dass auch der Rechtssetzer diesem verpflichtet ist, weshalb die Konzentration auf Problemlösung im Gesetzgebungskontext nicht verwunderlich ist (Hoffmann-Riem 2006: 198).

[112] Töller sieht in ihrem Ansatz eigendynamischer politischer Prozesse ein Konzept, den Problemlösungsbias zu überwinden. Die Erklärungsfaktoren (1) Akteure und ihre Handlungen, (2) Institutionen, (3) Problemstrukturen, (4) (Instrumenten-)Alternativen und (5) situative Aspekte haben demnach Einfluss auf politische Ergebnisse (Töller 2012b 180ff.). „Eigendynamik ist das Gegenkonzept zur Problemlösung: Akteure verhalten sich in politischen Prozessen so, wie es ihrer eigenen Dynamik entspricht“ (ebd.: 180).

[113] Mit Lukes lässt sich ergänzen, dass Institutionen, präziser Entscheidungsverfahren, für die Zwecke des Machterhalts auch darauf geformt sein können, bestimmte Probleme nicht auf die politische Agenda rücken zu lassen, damit keine Steuerungsversuche unternommen werden (Lukes 2005: 20f.). Auch die ‚Machtblindheit‘ der Governance-Perspektive kann weiter differenziert werden, da sehr wohl asymmetrische Beziehungsgeflechte in Verhandlungssystemen konzeptualisiert werden können (Benz u.a. 2007b: 19).

Dose gesteht auch für seinen Policy-Design-Ansatz „[eine] ganz bewusst[e] spezifisch[e] Verkürzung“ ein, weil in seiner Konzeption davon ausgegangen wird, dass „es einen funktionierenden Mechanismus gibt, der auf demokratisch legitimierte Weise diejenigen gesellschaftlichen Probleme benennt, die es zu analysieren und zu lösen gilt“ (Dose 2008a: 21). Legitimation kann zudem durch ‚gute‘ Politikergebnisse gesichert werden, wobei es auch auf die „Fähigkeit zur Lösung von Problemen“ (Scharpf 1999: 20 zitiert nach Dose 2008a: 21) ankommt um dieser *output*-Legitimation gerecht zu werden. Deshalb argumentiert Dose, dass „Legitimitätssicherung immer [aber] auch Herrschaftssicherung [ist]“ (Dose 2008a: 21), da effektive Problemlösung nicht nur dem Gemeinwohl dienen muss, sondern auch zum Selbstzweck der Machtsicherung angestrebt werden kann. Gerade weil der Policy-Design-Ansatz eine Verbesserung, mithin eine Rationalisierung der Problemlösung zum selbsterklärten Ziel hat, und deshalb auf eine differenzierte und systematische Bestimmung der Steuerungsprobleme abstellt, die sich nicht nur auf eine Anbiederung der Herrschaftssicherung reduzieren lässt (ebd.: 21f.), bleibt der Ansatz kritisch gegenüber dem politischen Prozess.

3 Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design: Problemorientierte staatliche Steuerung

Die dargestellten Entwicklungslinien in der Policy-Analyse, der Steuerungs- und Governance-Theorie, der Instrumentenforschung sowie der Konzepte zur gewandelten Rolle des Staates werden von Dose aufgegriffen und in seinem Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design gebündelt. Der Ansatz, dem ein holistischer Charakter zugeschrieben werden kann, versucht staatliche Steuerung neu zu konzipieren und auf der Basis einer differenzierten und systematischen Problemanalyse präskriptiv-analytisch auszurichten. Neben der schon angesprochenen Entwicklung von analytischen Problemkategorien, eröffnet der Ansatz die Möglichkeit eines informierten Instrumentenshoppings und dem damit kombinierten Bezug von spezifischen, zur Lösung geeigneter Instrumente auf jeweilige Problem-Typen, ferner bietet der Policy-Design-Ansatz eine Methodik an, um maßnahmenspezifische Steuerungskonzeptionen kritisch beleuchten zu können.

Ausgangspunkt der Überlegungen war die Bestandsaufnahme, dass trotz einem gestiegenen Steuerungsbedarf moderner Gesellschaften, trotz zunehmender Komplexität von Problemlagen und für die Problemlösung relevante Handlungsbedingungen, die politische Praxis scheinbar in ihren eigenen Ritualen gefangen ist – der Staat scheint immer weniger in der Lage zu sein, Probleme adäquat zu lösen (Dose 2008a: 15). Entscheider sind allzu selten in der Lage, Probleme nachhaltig zu adressieren, zu häufig wird nur an Symptomen kuriert. Nicht zuletzt scheint eine mangelhafte strategische Auswahl von Steuerungsinstrumenten verantwortlich zu sein, die entweder auf vorhandene instrumentelle Lösungen setzt oder sogar oftmals auf Versuch und Irrtum zurückgeht – zuweilen auch entlang von bestehenden Steuerungstraditionen

(ebd.: 18, 2001: 316f.) verläuft und auf „vergangenheitsdeterminierte Prozess[e]“, sprich Pfadabhängigkeiten, (Werle 2007: 119; Peters 2005: 354)[114] abstellt. „Problemadäquates Steuern wird damit zum Zufall, nicht jedoch zum absichtsvollen Handeln“ (Dose 2008a: 18). Diese Diagnose unterschätzt jedoch die Möglichkeiten, die sich mit dem Potenzial eines analytischen Zugangs zu staatlicher Steuerung verbinden, denn Steuerungserfolge sind nicht nur notwendig, sondern auch grundsätzlich erreichbar, „wenn nur differenziert genug vorgegangen wird“ (ebd.). Mit dieser Feststellung verbinden sich zwei Selbstverständnisse des Policy-Design-Ansatzes: Erstens entspricht der Selbstwahrnehmung des Ansatzes, die Anleitung für ein effektives Policy-Design zu schaffen; demnach wird der Fokus auf die Effektivität und Effizienz von materiellen staatlichen Handlungen gelegt (ebd.: 20f., 2008b: 80f.) – dies entspricht dem traditionellen Selbstverständnis der Steuerungstheorie (Burth/ Görlitz 2001: 7f.). Zweitens verbindet sich nach eigener Aussage mit dem Ansatz die Hoffnung, der Policy-Forschung wieder zu mehr praktischer Relevanz zu verhelfen. Ein enormer Beratungsbedarf bei politischen Entscheidungen erscheint vor dem Hintergrund sich stetig als komplexer darstellender Problemkonstellationen evident (Dose 2008c: 186). Beratungsanspruch und die Fähigkeit, Handlungsempfehlungen zu formulieren, alleine ist noch keine ausreichende Qualität, vielmehr geht es um die Wahrnehmung der wissenschaftlichen Ergebnisse in der Praxis – denn mit diesem Schritt ist ein Kernelement der Policy Analyse benannt, wie deLeon es anschaulich formuliert: „[W]ithout access to the ear of policy makers, the [policy] sciences lose their sine qua non“ (deLeon 2006: 48).

Darüber hinaus greift der Design-Ansatz den sich neu etablierenden Steuerungsoptimismus der jüngeren Vergangenheit auf, „aufgeklärte Steuerung“ (Dose 2008a: 20) wird als ein Fanal der Abgrenzung gegenüber pessimistischeren Sichtweisen gesetzt. Dementsprechend liest sich das anleitende Erkenntnisinteresse des Ansatzes für ein reflektiertes Policy-Design wie folgt: „Welche Faktoren müssen staatliche Entscheider bei der Lösung gesellschaftlicher Probleme berücksichtigen?“ (ebd.: 24). Um diese auf den ersten Blick so simpel erscheinende Frage angemessen und umfassend beantworten zu können, besteht der Policy-Design-Ansatz aus mehreren Elementen, die im Folgenden aufgeschlüsselt werden sollen.

Erstens zeichnet sich der Ansatz durch ein theoretisches Grundverständnis aus, das durch eine Verknüpfung der handlungstheoretischen und neo-institutionalistischen Perspektive geprägt ist, um die theoretisch-analytischen Verkürzungen der älteren Steuerungsansätze zu überwinden (Dose 2006a: 24). Der analytische Ansatzpunkt ist zweitens die Steuerungskonzeption des Policy-Designs, welches sich durch die Interventionshypothesen konstituiert.

[114] Bei dem Konzept der Pfadabhängigkeit handelt es sich ursprünglich um ein Konzept der Neoklassik, für die Bedeutung in den Sozialwissenschaften vergleiche beispielsweise Werle 2007: 122ff.

Drittens systematisiert der Ansatz gesellschaftliche Problemlagen, die analytischen Problemkategorien zugeführt werden. Viertens offeriert der Policy-Design-Ansatz ein informiertes Instrumentenshopping, das einerseits eine angemessene, auf der Problemdiagnostik basierenden ursachenadäquate Instrumentierung anbietet sowie andererseits die Instrumentenwahl mittels einem Set aus Bewertungskriterien und den mit der Instrumentierung und deren konkreten Ausgestaltung verbundenen Einigungskosten analytisch fassbar macht.
Mit diesem Gerüst einer mehrstufigen Analysearchitektur gelingt eine modernisierte Aufarbeitung staatlicher Steuerungsbemühungen unter den politischen Bedingungen des 21. Jahrhunderts im föderalen Mehrebenensystem.

3.1 Theoretische Perspektive: Verknüpfung von Handlungs- und Institutionentheorie

Der Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design trägt den Charakterzug ein „dezidiert neo-institutionalistisch aufgeladene[r] handlungstheoretische[r] Ansatz“ (Dose 2008a: 114) zu sein. Die aus beiden Perspektiven prägenden Faktoren – einerseits Akteure und andererseits Institutionen – werden zusammengedacht und spielen in der Analysearchitektur eine zentrale Rolle. Die Idee beide Perspektiven zusammenzubringen ist zwar nicht grundsätzlich neu, nichtsdestotrotz erscheint ein solches Vorgehen angemessen zu sein, um die politische Wirklichkeit staatlicher Steuerung analytisch abbilden zu können. Mayntz und Scharpf haben mit ihrem Akteurszentrierten Institutionalismus eine ähnlich ausgerichtete Forschungsheuristik vorgelegt (Mayntz/ Scharpf 1995b). Dennoch lassen sich Unterschiede zwischen den Konzepten feststellen. Zum einen weitet der Policy-Design-Ansatz den Blick für analytische Problemkategorien und den direkten Bezug von Instrumenten darauf (Dose 2008a: 24). Zum anderen konstatiert Dose für seinen Ansatz eine „ausgeprägte Sparsamkeit“ (ebd.), weil Akteure nur im Hinblick auf steuerungswissenschaftliche Aspekte Berücksichtigung finden, wie beispielsweise durch den Einbezug von Einigungskosten und potenziellen gesellschaftlichen Widerständen (ebd.). Auch wenn die grundlegende Terminologie der traditionell handlungstheoretisch ausgerichteten Steuerungsforschung – Steuerungssubjekt, -objekt und Steuerungsintention – nicht aufgegeben wird, stellt der Policy-Design-Ansatz doch ein Brückenschlag[115] zwischen der Steuerungs- und Governance-Theorie dar. Es wurde bereits betont, dass diese beiden bedeutenden Leitperspektiven sich nicht gegenseitig ausschließen, sondern ergänzen können. Denn insbesondere die wegfallende Differenzierung zwischen Steuerungssubjekt und -objekt in der Governance-Perspektive geht auf der einen Seite zu Lasten des analytischen

[115] Diese Brückenfunktion des Ansatzes wird auch begrifflich deutlich. Da der Ansatz sich an der angloamerikanischen Instrumentendiskussion um Salamon anlehnt, gab Dose ihm zunächst das Label New Governance (vgl. Dose 2006c, 2008b). Dies verweist mehr darauf, dass Institutionen einen Unterschied machen als auf eine Fokussierung von Regelungsstrukturen, wie vor allem im deutschen Governance-Diskurs zu beobachten ist. Dose verweist selber darauf, dass diese Begriffsverwendung im Kontext der deutschen Diskussion zu Missverständnissen aufgrund der differierenden Betrachtung geführt hat, weshalb er seinen Ansatz nachträglich mit staatlicher Steuerung labelte (Dose 2008a: 18). Nichtsdestotrotz macht dies − wie schon skizziert − den gemeinsamen Entstehungskontext aus Steuerungs- und Governance-Theorie deutlich.

Ansatzpunktes für die Steuerungsproblematik (Mayntz 2006: 17). Auf der anderen Seite füllt die Erkenntnis des Neo-Institutionalismus[116], dass Institutionen sowohl handlungsbeschränkend als auch -ermöglichend wirken können, eine Lücke in den Konzeptionen der traditionellen Steuerungskonzeptionen – für das Steuerungssubjekt kann dieses Wissen von großem Wert sein (Dose 2008a: 166f.).

Hervorzuheben ist darüber hinaus, dass das theoretische Verständnis von Steuerung keiner disziplinären Beschränkung auferlegt wird, sondern umfassend aus einer interdisziplinären Perspektive konzipiert wird.[117] Letztlich ist Steuerungswissen der Schlüssel zu einer erfolgreichen staatlichen Steuerung, aus welcher Quelle es extrahiert und systematisiert wird, ist konsequenterweise zweitrangig (Dose 2003: 21, 2008a: 121).

3.2 Aufbau und Analyse von Steuerungskonzeptionen

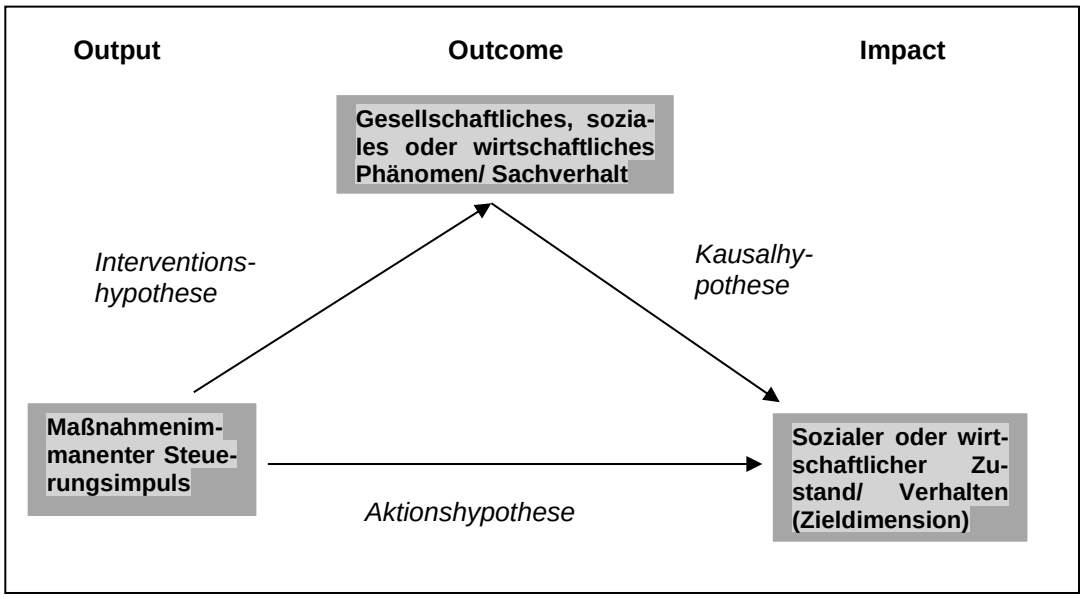
Die Steuerungskonzeptionen eines Policy-Designs zeigen dessen Wirkungsweise auf. Da der Policy-Design-Ansatz jedoch nicht dem Analysefokus der Implementations- oder der traditionell ausgerichteten Public-Policy-Studien folgt und hingegen auf der Maßnahmenebene ansetzt, wird die Steuerungskonzeption auf der niedrigsten zu analysierenden Ebene rekonstruiert: der Instrumentenebene und deren konkrete Ausgestaltung im Einzelfall (Dose 2008a: 242). Dementsprechend wird der der Steuerungskonzeption zugrundeliegende Wirkungspfad nachgezeichnet, welcher sich ausgehend von dem durch die Intervention ausgelösten Steuerungsimpuls bis hin zu den intendierten Steuerungswirkungen erstreckt. Die Grundidee ist die „berechtigte Annahme, dass jede Steuerungskonzeption implizite oder explizite Hypothesen über das erwartete Verhältnis einer Policy zu einem anvisierten Zweck enthält“ (ebd.: 125). Auf diese Weise gelingt eine deutlich genauere ex ante Abschätzung oder ex-post Evaluation der Wirksamkeit einer staatlichen Maßnahme als wenn die Analyse auf der Programmebene abzielt (ebd.: 242). Beachtung finden sollte die Tatsache, dass sich Steuerungskonzeptionen verschiedener Maßnahme im Sinne einer vertikalen Instrumentierung in ihrer Wirkung aufeinander beziehen können oder direkt aufeinander aufbauen – verfehlt eine Maßnahme ihr Ziel, ist mit einem Scheitern der gesamten Steuerungskette zu rechnen. Um Steuerungsversuche deshalb eine größere Effektivität zu verleihen und nachhaltige Problemlösung zu ermöglichen, sollte eine Rekonstruktion der Steuerungshypothesen erfolgen. Auf diese Weise wird ein analytischer Zugriffspunkt gewonnen, mit dem die Hypothesen auf Plausibilität und intendierte und unintendierte Nebenfolgen geprüft werden können. Diese Prüfung entlang von dem zur Verfügung stehenden Steuerungswissen erscheint notwendig, da es offensichtlich ist, dass die Hypothesen nicht unter jeden Bedingungen Gültigkeit besitzen – insbesondere gilt dies für die impliziten Annahmen der

[116] Zum Begriff und den verschiedenen Ausrichtungen siehe stellvertretend für viele Schimank (2007).

[117] Vgl. zum Steuerungskonzept als Querschnittsphänomen Burth/ Görlitz (2001: 9f.) sowie Hesse/ Wahl/ Wille (1990: 310f.), König/ Dose (1993b: 156f.) und Voigt (1993: 289f.).

Steuerungshypothesen. Die Steuerungskonzeption einer staatlichen Maßnahme kann in die Kausal-, Interventions- und Aktionshypothese differenziert werden (ebd.: 125f.; Rossi/ Freeman 1993: 119ff.). Diese drei Steuerungshypothesen stehen in einem Dreiecksverhältnis zueinander, wie nachfolgend visualisiert wird.

Abbildung 3: Analytische Rekonstruktion einer Steuerungskonzeption



Quelle: Eigene Darstellung nach Dose (2008a), S. 125ff.

Das Ziel einer jeden Steuerungskonzeption ist die herbeizuführende Änderung eines sozialen oder wirtschaftlichen Zustands beziehungsweise Verhaltens. Dementsprechend geht die *Kausalhypothese* davon aus, dass ein kausaler Zusammenhang zwischen einem gesellschaftlichen, sozialen oder wirtschaftlichen Phänomen und der Zieldimension besteht – eine Veränderung des Phänomens bewirkt folglich eine Veränderung des sozialen oder wirtschaftlichen Zustands (Dose 2008a: 125, 2008c: 177). „At the heart of any impact model is a set of ideas about how the social problem being treated is brought about in vivo, without the intervention of the program to be designed" (Rossi/ Freeman 1993: 120). Für den postulierten Wirkungszusammenhang muss das Phänomen durch eine Intervention veränderbar sein. Demnach setzt der maßnahmenimmanente Steuerungsimpuls an dieser Prämisse an; die *Interventionshypothese* bezeichnet die vermutete Wirkung des Impulses auf das durch die Kausalhypothese bekannte Phänomen (Dose 2008a: 126, 2008c: 177f.). Die *Aktionshypothese* beschreibt schließlich die tatsächlich zu beobachtende Wirkung der Policy – der Steuerungsimpuls bewirkt den anvisierten Zweck (Dose 2008a: 126f.). Währenddessen die Aktionshypothese das Wahrnehmungsmuster einer Intervention spiegelt, weist der Wirkungszusammenhang zwischen der Interventions- und der Kausalhypothese darauf hin, dass die angenommene Wirkungskette an mehreren Stellen verzerrt oder unterbrochen werden kann. Steuerungsbedingungen besitzen keine ceteris paribus Gültigkeit, ebenso wenig wie sich Policies unter Laborbedingungen implementieren lassen. Die isolierte Überprüfung der Plausibilität der einzelnen Hypothesen stellt sicher, dass Fehlschlüsse im Policy-Design identifiziert werden können. Darüber hinaus nehmen nur allzu oft vom Interventionsmodell unabhängige Entwicklungen Einfluss auf die skizzierte Wirkungskette, sodass der Impact sich nicht einstellen kann. Auch diese intervenierenden Variablen können unter

Zuhilfenahme des zur Verfügung stehenden Steuerungswissens aufgedeckt werden. Der Abschätzung von wirkungsmächtigen, aber vom Interventionsmodell nicht direkt beeinflussten, Variablen kommt für den Steuerungserfolg eine große Bedeutung zu (ebd.: 129f.). Die Rekonstruktion der Steuerungshypothesen erleichtert dabei eine strukturierte Analyse des Policy-Designs der einzelnen staatlichen Maßnahmen und bietet eine Hilfestellung bei der Identifikation von entscheidenden Fragen an:

„1. Ist das eingesetzte Instrument (Interventionshypothese) grundsätzlich geeignet, um das zugrunde liegende Problem zu lösen? Wird lediglich am zu beobachtenden Symptom oder an den tatsächlichen Ursachen des Problems angesetzt?

2. Sind die institutionellen Rahmenbedingungen auf nationalstaatlicher, europäischer und internationaler Ebene ausreichend beachtet worden?

3. Sind die instrumentenspezifischen Probleme und insbesondere die Voraussetzungen für deren erfolgreichen Einsatz berücksichtigt worden?

4. Wie hoch sind die antizipierten Einigungskosten? Sind diese hoch, reichen der politische Wille und die politische Durchsetzungsfähigkeit aus, um die gesellschaftlichen Widerstände zu überwinden?

5. Wie sind die verschiedenen instrumentellen Lösungen vor dem Hintergrund eines Kranzes an Bewertungskriterien zu beurteilen?“ (Dose 2008b: 83).

3.3 Systematisierung und Analyse gesellschaftlicher Problemlagen

Eine strukturierte und umfassende Analyse des Policy-Designs und den ihr zugrunde liegenden Steuerungskonzeptionen scheint nur gelingen zu können, wenn eine systematische und aussagekräftige Diagnose gesellschaftlicher Probleme der Analyse vorangestellt wird. Demzufolge widmet sich der Policy-Design-Ansatz einer Problemdiagnostik, wie in der Public Policy Literatur stets gefordert wurde. Problemlagen werden über eine wohlfahrtsökonomische Ableitung von Marktversagen analytisch erfasst und zu Kategorien verdichtet. Im Gegensatz zu den Bestrebungen der klassischen Wohlfahrtsökonomik stehen nicht normative Erwägungen im Vordergrund, in welchen Bereichen staatliches Handeln angebracht sein könnte und in welchem Umfang sich diese Handlungen erstrecken sollten (Dose 2008a: 140). Hingegen „werden nicht nur gesellschaftliche Problembereiche benannt, in denen staatliches Handeln zu prüfen ist, sondern gleichzeitig werden erste *ursachenadäquate* Hinweise auf Ansatzpunkte zur Problemlösung gegeben“ (ebd.: 140f.; Hervorhebung im Original). Entsprechend weist die Problemdiagnostik zwei zentrale Funktionen auf: Erstens lassen sich nicht nur die empirisch beobachtbaren Probleme in systematische Kategorien einsortieren, sondern es werden auch bereits Hinweise auf die jeweiligen Spezifika des zu lösenden Problems gegeben, an denen angesetzt werden kann (ebd.: 138). Zweitens werden gesellschaftliche Bereiche, in denen die Notwendigkeit staatlichen Handelns festgestellt wird, über die wohlfahrtsökonomische Bestimmung von Marktversagen, die auf

dem neoklassischen Modell der vollständigen Konkurrenz beruht, identifiziert. Dieses mikroökonomische Modell – das als Standardansatz der ökonomischen Theorie zur Analyse von Märkten gilt (Fritsch 2011: 25) – beruht auf einer Vielzahl von anspruchsvollen Annahmen[118], wie Märkte in einem theoretischen Ideal funktionieren. Das Wohlfahrtsoptimum wird dabei definiert als maximierte Konsumenten- und Produzentenrente in der Ökonomie. Weichen die realisierten Renten von diesem Maximum ab, weil keine optimale (Faktor-)Allokation der verfügbaren Ressourcen gegeben ist, kann ein Marktversagen identifiziert werden. Die Bestimmung von Marktversagen ist dabei auf verzerrte Preis- und Knappheitssignale zurückzuführen.

Daran anschließend gilt es zu prüfen, ob das konstatierte Marktversagen durch staatliche Interventionen auszugleichen ist. Auch wenn die Diagnose geteilt wird, dass marktwirtschaftliche Koordination in bestimmten Fällen Defizite aufweist und es nahezuliegen scheint, diese Fehlallokationen durch staatliche Eingriffe auszugleichen, so muss doch ein gewichtiger Hinweis beachtet werden: „Die Schwächen des einen von zwei konkurrierenden Koordinationsinstrumenten bilden [..] noch keine hinreichende Begründung für die Leistungsfähigkeit des anderen“ (Wille 1990: 259). Darum kann es nicht als gesichert gelten, dass der Staat in der Lage ist, bessere Lösungen anzubieten. „Vielfach tritt an die Stelle des Marktversagens Staatsversagen“ (Dose 2008a: 140). Ursächlich für die ebenfalls zu diagnostizierende Koordinationsmängel des Staatsversagens werden in der Literatur eine Reihe von Gründen aufgeführt: ob dies nun kulturelle oder institutionelle Beschränkungen sind (Gupta 2011: 65ff.), politische Beschränkungen – die sich im Eigennutzenaxiom der Politiker und durch die an eine Legislatur gebundene Amtszeit spiegeln (ebd.: 63f.; Wille 1990: 261ff.; Wolf 1987: 53ff.) – oder die nicht im ausreichenden Maße zur Verfügung stehenden relevanten Informationen über die Präferenzen der Haushalte sowie die Kostenstrukturen der Unternehmen (Gupta 2011: 66f.; Fritsch 2011: 73f.). Ferner müssen die Transaktionskosten der staatlicherseits ergriffenen Maßnahmen und die sich durch die Durchführung ergebenden Wohlfahrtsverluste – die Aufbringung von finanziellen Mitteln führt zu weiteren Allokationsverzerrungen – mit ins Kalkül gezogen werden (Fritsch 2011: 74 und 370f.). Wie bei den Ausführungen zum regulativen Staat schon Erwähnung fand, stellt der Staat darüber hinaus den Ordnungsrahmen für marktwirtschaftliche Prozesse

[118] Die Annahmen des neoklassischen Modells sind im Einzelnen (1) die gegebene Ressourcenausstattung, (2) die konstante Produktionstechnik (keine Verfahrensinnovationen) und konstante Produktpalette (keine Produktinnovationen), (3) gegebene und im Zeitverlauf konstante Präferenzen, (4) formale Freiheit der Wahl zwischen Alternativen (Produktionsfreiheit, Investitionsfreiheit, Freiheit der Berufswahl, freie Konsumwahl), (5) die Homogenität der Güter (keine sachlichen, persönlichen und räumlichen Präferenzen), (6) eine atomistische Marktstruktur (sehr viele kleine Anbieter und Nachfrager mit jeweils geringem Marktanteil), (7) die vollständige Markttransparenz bei symmetrischer Informationsverteilung (vollständige und kostenlose Information sämtlicher Marktakteure über Gutseigenschaften und Preise), (8) unbegrenzte Mobilität sämtlicher Produktionsfaktoren und Güter; insbesondere freier Marktzu- und Marktaustritt, (9) die unbegrenzte Teilbarkeit sämtlicher Produktionsfaktoren und Güter, (10) eine unendliche Reaktionsgeschwindigkeit (kein Zeitbedarf für Anpassungsprozesse) sowie (11) keine unfreiwilligen Austauschbeziehungen (Abwesenheit technologischer externer Effekte) (Fritsch 2011: 26).

bereit; diese Tatsache mündet zuweilen in der Extremposition, dass aufgrund der qualitativen Abhängigkeit marktwirtschaftlicher Prozesse von der staatlichen Rahmenordnung so gut wie jedes Markt- als Staatsversagen gedeutet werden kann (kritisch zu dieser Position Wille 1990: 272f.). Weder führt diese Sichtweise analytisch zu realitätsnäheren Ergebnissen noch erscheint es ordnungspolitisch sinnvoll, sich normativ unkritisch mit Koordinationsprozessen der Marktwirtschaft auseinanderzusetzen. Demgegenüber verdient die Beobachtung allerdings Beachtung, dass zweifelsfrei Staatsversagen in einem gewissen Umfang die Funktionsfähigkeit von Marktprozessen negativ beeinträchtigt. Indes gilt es, trotz analytischer Trennung von Markt- und Staatsversagen, die Interdependenzen zwischen beiden Phänomenen Rechnung zu tragen – auch um zu vermeiden, sich auf einem „ideologische[m] Karussell“ wiederzufinden (ebd.: 273).

Die wohlfahrtökomische Bestimmung von Marktversagen verdichtet Problemlagen systematisch nach folgenden Kategorien, es werden (technologische) positive wie negative externe Effekte, Unteilbarkeiten und Irreversibilitäten (dadurch abgeleitet auch Marktmacht durch Monopolstellung), Informationsmängel sowie Anpassungsmängel unterschieden (Dose 2008a: 140). Auch wenn es in der wirtschaftspolitischen Literatur kein Kriterium gibt, mit dem sich die Grenze des Marktversagens mit wissenschaftlicher Exaktheit bestimmen ließe, weist Fritsch doch in diesem Kontext darauf hin, dass die benannten Kategorien Märkte in ihrer Funktionsweise maßgeblich beeinflussen. „Um jedoch ein Mindestmaß an Rationalität wirtschaftspolitscher Entscheidungsprozesse sicherzustellen, sollte man bei der Begründung staatlicher Eingriffe explizit argumentieren, inwiefern Ursachen für gravierende Einschränkungen in der Funktionsweise bestimmter Märkte vorliegen oder ob das Marktergebnis etwa aus verteilungspolitischen Gründen korrigiert werden sollte. Eine solche Fundierung wirtschaftspolitischer Entscheidungen ermöglicht insbesondere ursachenadäquate Eingriffe und beugt bloßem wirtschaftspolitischen Aktionismus vor“ (Fritsch 2011: 72).

Nicht nur in der Public Policy Analyse sind dabei wohlfahrtsökonomische Analysen ein bewährtes Mittel (stv. für viele Gupta 2011: 52ff.), auch werden explizit in der wirtschaftswissenschaftlichen Analyse energiewirtschaftlicher Zusammenhänge Probleme danach klassifiziert (Häder 2010). Aus diesem Grund erscheint die im Policy-Design-Ansatz integrierte Problemanalyse nicht nur adäquat, sondern auch an bestehende Diskussionen anschlussfähig.

Im Folgenden werden diejenigen Problemkategorien näher beleuchtet, die für die nachfolgenden Analysen gesetzgeberischer Tätigkeit im Zuge der Energiewende entscheidend sind (vgl. darüber hinaus Dose 2008a: 141-165).

3.3.1 Externe Effekte

Externe Effekte können grundlegend nach positiven oder negativen Auswirkungen differenziert werden. Es lassen sich Externalitäten identifizieren, wenn Annahmen des neoklassischen Modells der vollständigen Konkurrenz insofern verletzt sind, dass Markteilnehmer nicht für von ihnen verursachten Kosten aufkommen müssen oder dass Markteilnehmer für von ihnen bei Dritten erzeugten Nutzen nicht entlohnt werden – demnach finden sich in der Nutzenfunktion eines Akteurs außer dessen eigenen Aktionsparametern Variablen wieder, die nicht vollständig von ihm, sondern von anderen Akteuren kontrolliert werden. Demzufolge wird unter solchen Bedingungen von einem Marktversagen ausgegangen, da keine optimale Faktorallokation mehr gegeben ist (Fritsch 2011: 80f.). An dieser Stelle wird sich auf die Darlegung von technologischen externen Effekten beschränkt, da sie für die Beeinträchtigung der Funktionsweise von Marktmechanismen ausschlaggebend sind[119]. Technologische externe Effekte liegen vor, „wenn ein direkter physischer Zusammenhang zwischen den Nutzen- oder Produktionsfunktionen verschiedener Akteure vorliegt, und dieser nicht durch einen Marktmechanismus ausgeglichen wird“ (Dose 2008a: 141). Externalitäten setzen demnach den Preismechanismus außer Kraft, der die relative Knappheit von Ressourcen und Gütern auf Märkten anzeigt. Sobald der Preis nicht mehr in der Lage ist, die Informationen sowohl über den gesellschaftlichen Nutzen von Gütern als auch über deren tatsächlichen Produktionskosten in Gänze abzubilden, kann der Markt keine optimalen Koordinationsleistungen mehr erbringen, worauf es in der Folge zu Fehlallokationen kommt (Sturm/ Vogt 2011: 15f.; Weimann 2009: 134f.). Externe Effekte können ferner zeitnah als auch mit Verzögerung zu ihrer Verursachung auftreten, sodass bei diesen intertemporalen externen Effekten die Wirkung sich erst in einer mittel- oder langfristigen Perspektive zeitigt (Dose 2008a: 141f.).

Auch wenn sowohl positive als auch negative externe Effekte sich ursächlich auf nicht vollständig definierte Eigentumsrechte respektive auf ein Versagen des Ausschlussprinzips zurückführen lassen, demzufolge ein externer Nutzer auch ohne Gegenleistung nicht von der Nutzung eines Gutes ausgeschlossen werden kann (Weimann 2009: 133; Fritsch 2011: 90), unterscheiden sie sich in ihrer Wirkungsrichtung – während bei negativen externen Effekten stets Marktteilnehmern Schaden entsteht, gewähren positive externe Effekte weiteren Marktteilnehmern zusätzlich zu dem verursachenden Akteur einen Nutzen. Dementsprechend werden im Fall von negativen externen Effekten soziale Zusatzkosten auf die Gesellschaft externalisiert, weil der Verursacher keinen oder einen nicht angemessenen Preis für deren Verursachung bezahlt. Daraufhin wird das aus einer gesamtgesellschaftlichen Perspektive zu einem zu niedrigen Preis produzierte Gut in einer zu großen Menge

[119] Darüber hinaus lassen sich pekuniäre und psychologische externe Effekte anführen, die im vorliegenden Fall unterdessen keine Rolle spielen. Für eine Erläuterung siehe Fritsch (2011: 81).

produziert, was die Verzerrung in der Ressourcenallokation spiegelt (Fritsch 2011: 85f.; Dose 2008a: 141f.). Ein Phänomen, das sich mit eingeschränkten Eigentumsrechten und negativen externen Effekten verbindet, wird in der Literatur als „Tragik der Allmende“ bezeichnet. Allmendegüter zeichnen sich einerseits durch eine den Knappheitsverhältnissen nicht angemessene entgeldlose Nutzung aus und andererseits durch eine gewisse Rivalität in der Nutzung, sobald ein gewisser Auslastungsgrad erreicht ist. Die Tragik der Allmende besteht in der aus diesen Merkmalen resultierenden Übernutzung des Gutes bis es schließlich nicht mehr zur Verfügung steht (Fritsch 2011: 92f.). Demgegenüber treten bei positiven externen Effekten ressourcenallokative Ineffizienzen auf, die zu einer – volkswirtschaftlich bewertet – zu geringen Menge des bereitgestellten Gutes führt, da der Preis für die Bereitstellung dieses Gutes ebenfalls zu gering ist (ebd.: 86f.). Ein Phänomen, das sich in diesem Kontext häufig beobachten lässt, besteht im Zusammenhang mit öffentlichen Gütern und kollektiven Entscheidungen – die Trittbrettfahrerproblematik. Solange Akteure von Leistungen profitieren ohne Gegenleistungen zu erbringen, hat dieser Akteur einen geringen Anreiz, freiwillig zu den Kosten des jeweiligen Gutes beizutragen. In der Konsequenz werden von dem betreffenden Gut zu wenige Einheiten produziert, sodass aus gesamtwirtschaftlicher Sicht die bereitgestellte Menge zu gering ausfällt oder das Angebot sogar gar nicht zu Stande kommt (ebd.: 90ff.).
Eine auf eine ursachenadäquate Problemlösung fixierte staatliche Steuerung muss demnach darauf ausgerichtet sein, die externen Effekte tendenziell zu internalisieren, um dem Preis und damit dem Markt seine allokationseffiziente Funktion zurückzubegeben (Dose 2008a: 141; Fritsch 2011: 99).[120] Folglich muss der nicht im Preis abgebildete Zusatznutzen bei positiven externen Effekten in den Preismechanismus integriert werden, während bei negativen externen Effekten dies für die anfallenden Zusatzkosten gilt.

Der Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design erweitert diese wohlfahrtsökonomische Bestimmung von Externalitäten als Problemkategorie um policy-analytische Überlegungen, indem Probleme entlang ihrer räumlichen Struktur differenziert werden. So lassen sich die Struktur der Problementstehung, der Problemwirkung und der Problemlösung unterscheiden (Dose 2008a: 143). „Verhältnismäßig wenige Schwierigkeiten bestehen für staatliche Steuerung, wenn die Strukturen weitgehend deckungsgleich sind, wenn also diejenigen Akteure, die für die Problementstehung verantwortlich sind, auch mit der Wirkung konfrontiert sind und dann auch in der Lage sind, innerhalb ihrer Jurisdiktion für eine Lösung zu sorgen“ (ebd.). Indes ist dieses Problem-Szenario keinesfalls der Regelfall, vielmehr fallen die

[120] In der Energieökonomik wird dieser Ausgleichsprozess theoretisch mit dem Coase-Theorem beschrieben, in dem die Marktteilnehmer Grenzvermeidungskosten in Höhe der Grenzschadenskosten vereinbaren. Zu den daran anschließenden Quantifizierungsproblemen von negativen externen Effekten siehe Erdmann/ Zweifel (2010: 155ff.).

Strukturen unter den Bedingungen einer globalisierten Welt zunehmend auseinander. Systematisch lassen sich drei Problemstruktur-Konstellationen differenzieren:
Die erste Konstellation ist durch die Deckungsgleichheit von Problementstehungs- und -wirkungsstruktur gekennzeichnet, bei einer diese Strukturen mindestens umfassenden Problemlösungsstruktur. Dadurch dass der zur Verfügung stehende Problemlösungsraum der adäquaten Problemwirkungsstruktur entspricht, liegt der relativ einfache Fall staatlicher Steuerung vor – Externalitäten können ursachenadäquat begegnet werden (ebd.: 144) – die jeweiligen Visualisierungen der Problemkonstellationen finden sich nachfolgend.

Problementstehungsstruktur **=** Problemwirkungsstruktur **≤** Problemlösungsstruktur

Die zweite Konstellation wird durch eine dominante Problementstehungsstruktur charakterisiert, die weiter ausfällt als die Problemwirkungs- und -lösungsstruktur, die in diesem Fall deckungsgleich sind. Eine adäquate Problemlösungsstruktur muss demzufolge ausgeweitet werden, bis sie der Problementstehungsstruktur entspricht (ebd.).

Problementstehungsstruktur **>** Problemwirkungsstruktur **=** Problemlösungsstruktur

Die dritte Konstellation repräsentiert auch die größte Herausforderung für eine ursachenadäquate staatliche Steuerung, die externe Effekte als Problemkategorie adressiert, da die Problementstehungsstruktur deckungsgleich mit der Problemwirkungsstruktur und diese gleichzeitig umfassender als der Problemlösungsraum sind. In diesem Fall kann ein Nationalstaat im Alleingang ein Problem nicht lösen, da sowohl die Wirkung als auch die Entstehung seines Problems sich seinem Kompetenz- beziehungsweise Regelungsbereich entzieht (ebd.: 143).

Problementstehungsstruktur **=** Problemwirkungsstruktur **>** Problemlösungsstruktur

3.3.2 Anpassungsmängel

Das neoklassische Modell der vollständigen Konkurrenz betrachtet ausschließlich statische Situationen, in denen sich bereits ein Gleichgewicht eingestellt hat. Zurückzuführen ist dies auf die Annahmen des Models, wonach alle Marktteilnehmer über eine unendliche Reaktionsgeschwindigkeit verfügen sowie eine vollständige Faktormobilität gegeben ist. Ungeachtet dieses theoretischen Ideals stellt sich die Realität ganz anders dar, Marktprozesse sind hingegen durch dynamische Prozesse gekennzeichnet, in denen sich zuweilen kein Gleichgewicht einstellen muss. Nicht immer lassen die Reaktionen der Marktteilnehmer bei bestehenden Angebots- oder Nachfrageüberhängen eine Beseitigung des Ungleichgewichtes zu, denn Märkte reagieren nicht unendlich schnell auf die Veränderung wichtiger Parameter (Dose 2008a: 158; Fritsch 2011: 288f.). Um Hinweise auf die ursachenadäquate

Problemlösung bei Anpassungsmängeln gewinnen zu können, erscheint es geboten, mehrere Konstellationen zu unterscheiden. Zum einen sind dies die Fälle, in denen auf fallende Preise mit einem steigenden Angebot reagiert wird – dies lässt sich auch als anomales Anbieterverhalten bezeichnen, was zu Instabilität des sich neu einstellenden Marktgleichgewichtes führt. Zum anderen lassen sich Fälle benennen, in denen nicht angemessen auf eine Veränderung der Nachfrage reagiert werden kann, Märkte sind dann durch eine mangelhafte Flexibilität gekennzeichnet. Die verschiedenen Konstellationen werden unter dem Gesichtspunkt geprüft, dass staatliche Interventionen dann geboten erscheinen, wenn Märkte aufgrund von Anpassungsmängeln Ungleichgewichtssituationen nicht in Richtung eines neuen Gleichgewichts überwinden können – wobei allerdings eine Einschränkung stets zu beachten ist um Aktionismus in der staatlichen Steuerung zu vermeiden: Optimale Flexibilität ist eine Frage des Zeithorizontes, weshalb nicht in jedem Fall von Marktversagen gesprochen werden kann (Fritsch 2011: 305f.).

Anomales Anbieterverhalten, das sich entlang von einem inversen Verlauf der Angebots- aber auch der Nachfragekurve beschreiben lässt, führt zu einem instabilen oder nur tendenziell schwach ausgeprägten Gleichgewicht. Im Gegensatz zu einem anomalen Verhalten, hat ein normales Verhalten zur Konsequenz, dass Anbieter und Nachfrager in Ungleichgewichtssituationen auf Preisschwankungen mit einer Veränderung ihrer angebotenen beziehungsweise nachgefragten Menge reagieren. Im Fall von fallenden Preisen wird somit erwartet, dass die angebotene Menge reduziert wird, während normal reagierende Nachfrager gleichzeitig ihre Nachfrage ausdehnen (Dose 2008a: 158; Fritsch 2011: 292f.). Verhält sich ein Akteur nun anomal, dehnt er demgegenüber die angebotene Menge trotz sinkender Preise aus und reduziert die angebotene Menge bei steigenden Preisen. Anomale Anbieterreaktionen, dies gilt auch für Nachfragerverhalten, verstärken ein bestehendes Ungleichgewicht, da sowohl Nachfrage- als auch Angebotsüberhänge stetig ausgeweitet werden und die Abweichung von der gleichgewichtigen Preis-Mengen-Kombination zunimmt (Fritsch 2011: 293[121]). Jedoch treten anomale Marktreaktionen in Deutschland nur in den seltensten Fällen auf; ungeachtet dessen setzt eine ursachenadäquate Problemlösung auf den Abbau dieser Form der Anpassungsmängel, was hingegen nicht zu einem eindeutigen wirtschaftspolitischen Instrumentarium führt. Vielmehr sind nicht wenige Maßnahmen umstritten, wie das Setzen von Mindestpreisen zum Beispiel in Form des Mindestlohns auf dem Arbeitsmarkt, und richten sich zudem nach Politikfeldern (Fritsch 2011: 297).

[121] Instabilitäten des Gleichgewichtszustandes werden nicht nur durch anomale Anbieter- oder Nachfragerverhalten ausgelöst, sondern auch durch sogenannte Cobweb-Prozesse, die auf spezifische Erwartungsbildung bei zeitlich verzögerter Angebotsanpassung zurückzuführen sind (Fritsch 2011: 297ff.), und spekulative Blasen, die sich durch starke Preisschwankungen durch Spekulationswellen kennzeichnen (ebd.: 301ff.). Auf die beiden zusätzlich benannten Ursachen soll hier nicht weiter eingegangen werden.

Eine weitere Konstellation von Anpassungsmängeln ist durch Nachfrageschwankungen und damit einhergehende Inflexibilität des Marktes beschrieben. Auf einem idealen Markt folgen auf eine verstärkte Nachfrage ein erhöhter Preis sowie eine Ausweitung des Angebots. Indes kann nicht auf jede Nachfrageschwankung sofort angemessen reagiert werden, die Produktion von nachgefragten Gütern benötigt Zeit und es ist nicht immer möglich, die Nachfrage mit einem verstärkten Import zu befriedigen. Solche Flexibilitätsmängel sind Ausdruck verletzter Annahmen der uneingeschränkten Faktormobilität und der unendlichen Reaktionsgeschwindigkeit des Modells der vollständigen Konkurrenz (Dose 2008a: 159). In der Literatur wird darauf verwiesen, dass nicht jede Inflexibilität ein Problem darstellen muss. Folglich stellt nicht maximale, sondern nur optimale Flexibilität ein sinnvolles wirtschaftspolitisches Ziel dar. Damit geht allerdings die in der Praxis oftmals nur schwer zu beantwortende Frage einher, inwiefern in einer bestimmten Konstellation und in welchem Ausmaß eine Abweichung vom Flexibilitätsoptimum zu bestimmen ist (Fritsch 2011: 306). Anpassungsprobleme in Form von Flexibilitätsmängeln treten insbesondere in Strukturkrisen auf, wenn sich Anpassungsprozesse durch eine langfristig zurückgehende Nachfrage mit dem somit einhergehenden Aufbau von massiven Überkapazitäten charakterisieren lassen (ebd.: 307). „Die Überkapazitäten führen zu einem anhaltenden Verfall der Preise, so dass die Anbieter ihre Kosten nicht mehr decken können; aus Sicht der Anbieter sind die Preise *ruinös*“ (ebd., Hervorhebung im Original). Eine Konsequenz des massiven Preisverfalls ist ruinöse Konkurrenz auf diesem Markt. Diesem Anpassungsprozess liegt ein Mechanismus zugrunde, in dem Marktaustrittsbarrieren verhindern, dass die ineffizientesten Anbieter den Markt kostenlos verlassen. Solche, eine effiziente Marktselektion verhindernde Barrieren, gehen auf eine weitere analytische Problemkategorie der Wohlfahrtökonomik zurück, den Irreversibilitäten[122]. Diese Irreversibilitäten haben versunkende Kosten (sunk costs) zur Folge, die aus Investitionen resultieren, die sich nicht zu einem anderen als dem ursprünglichen Produktionszweck umwidmen lassen (Dose 2008a: 148f.; Fritsch 2011: 182ff. und 307f.). Ruinöse Konkurrenz vor dem Hintergrund hoher versunkender Kosten bewirkt, dass nicht der ineffizienteste Anbieter mit den höchsten Preisen den Markt verlässt, sondern der Anbieter mit den niedrigsten sunk costs – es kommt zu einer *falschen* Reihenfolge in der Marktselektion. Gesamtwirtschaftlich betrachtet kommt es somit zu einer Ressourcenfehlallokation, die wenig wünschenswert erscheint (Dose 2008a: 149)[123]. Entsprechend empfiehlt sich in diesem speziellen Fall von Strukturkrisen die

[122] An dieser Stelle wird nur auf diese analytische Problemkategorie zurückgegriffen, weil sich Wechselwirkungen zu Anpassungsmängeln ergeben. Irreversibilitäten spielen für die Diskussion von natürlichen Monopolen, wie sie beispielsweise in der Netzinfrastruktur der Energiewirtschaft vorliegen, eine bedeutsame Rolle. Für eine Darstellung der analytischen Problemkategorie Irreversibilitäten und Unteilbarkeiten vgl. Dose 2008a: 145ff.

[123] Dieser Logik liegt eine Differenzierung der Kostenbestandteile des Anbieters in reversible und irreversible Kosten zugrunde. Da wie skizziert bei einem Marktaustritt die irreversiblen Kosten versinken, wird der Anbieter für eine gewisse Zeit im Markt verbleiben, solange wie die zu erzielenden Preise über den der reversiblen Kosten liegen (Fritsch 2011: 308f.).

ursachenadäquate Problemlösung von Anpassungsprozessen mittels Flexibilitäts- und Mobilitätshilfen, im Sinne der Erleichterung des Marktaustritts, zu steuern, was auf Abwrack- oder Stilllegungsprämien hinauslaufen kann (ebd.: 150; Fritsch 2011: 312).

3.4 Informiertes Instrumentenshopping: Bewertungskriterien und Einigungskosten

Die policy-analytische Umdeutung des wohlfahrtsökonomischen Marktversagen-Ansatzes liefert nicht nur erste Hinweise auf eine ursachenadäquate Problemlösung, sondern fungiert auch als ein Bezugspunkt für eine problemorientierte Instrumentierung staatlicher Steuerung. Wenn nicht nur an Symptomen von Problemen kuriert werden und stattdessen an den tieferliegenden Problemursachen angesetzt werden soll, bedeutet ursachenadäquate Problemlösung demnach, dass externe Effekte tendenziell internalisiert, Unteilbarkeiten und Irreversiblilitäten ebenso wie Informations- und Anpassungsmängel abgebaut werden müssen. Ungeachtet dessen reicht die Umdeutung des Marktversagen-Ansatzes nicht aus, um diese Instrumentierung abschließend erklären und rechtfertigen zu können. Um die Auswahl des effektiv erscheinenden Instrumentes nachvollziehbar zu begründen, bedarf es weiterer Bewertungskriterien, einer Stärken-Schwächen-Betrachtung des Instrumentariums sowie der Blick auf den institutionellen Kontext. Denn es kann durchaus der Fall sein, dass institutionelle Vorgaben eine ursachenadäquate Lösung ersten Grades verhindern, sodass eine Lösung zweiten Grades gesucht werden muss (Dose 2008a: 164f.).

Dem steuernden Staat, repräsentiert durch politische Entscheider, steht ein ganzes Bündel von Instrumenten für die Problemlösung zur Verfügung. Der Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design behandelt materiell-rechtliche Ge- und Verbote, Anzeige- und Genehmigungspflichten, normsetzende Absprachen, positive und negative finanzielle Anreize, Information und Beratung, Überzeugung sowie Metasteuerung (für eine detaillierten Betrachtung jedes einzelnen Instrumentes vgl. Dose 2008a: 247-399). Damit dieser Werkzeugkasten staatlicher Steuerung optimal eingesetzt werden kann, ist es notwendig, die Stärken und Schwächen der einzelnen Instrumente sowie die Situation, in der sie effektiv wirken, zu identifizieren. Die Steuerungstheorie, die Implementations- sowie die Policy- Forschung haben in den letzten Dekaden erhebliches Wissen darüber zusammengetragen – so gibt Howlett zu Recht den Hinweis, dass in der Beschäftigung mit jeglichen Elementen vom Policy-Design das Rad nicht neu erfunden werden muss, sondern dass auf einen umfangreichen Satz Literatur und Erkenntnissen aufgebaut werden kann (Howlett 2011b: 19). Eine der wesentlichen Leistungen des Dose`schen Ansatzes ist es, die losen Enden zusammengebunden und dieses Steuerungswissen systematisiert sowie um eigene empirische Ergebnisse erweitert zu haben. Diese Systematisierung des Steuerungswissens ist die Grundlage für ein „informiertes Instrumentenshopping“ (Dose 2008b: 90). Dabei steht stets der Rekurs auf die Problemlösungsfähigkeit des Instrumentes durch den Bezug auf die Problemdiagnose im

Fokus. Auf diese Weise soll vor wenig erfolgversprechendem Steuerungsaktivismus geschützt werden. Für dieses Vorhaben ist es unerlässlich und ausschlaggebend, die Analyseebene in der Public Policy Forschung zu evolutionieren. Wie bereits skizziert, wird durch die Orientierung an der einzelnen Maßnahme als die niedrigste mögliche Analyseebene die steuerungstheoretische Sackgasse der traditionell auf die Programmebene abstellenden Implementationsforschung verlassen. Bis dato rekurrierten Analysen auf die Programmebene und klassifizierten Policies entlang des dominierenden Instrumentes innerhalb eines Programms. Die begrenzte Leistungsfähigkeit dieses Vorgehens kann als eine wesentliche Ursache bilanziert werden, weshalb der Instrumentenansatz in Deutschland in einer steuerungstheoretischen Sackgasse endete. Nur durch die Erweiterung des Instrumentenansatzes können Aussagen zu den Wirkungen der einzelnen Instrumente getroffen werden, was sich besonders auf den gesellschaftlichen Widerstand bezieht, denn dafür geht der Blick auf der Programmebene verloren (Dose 2008a: 56ff.).

Das informierte Instrumentenshopping reflektiert vor allem die Mehrdimensionalität politischer Entscheidungen und schafft Sensibilität für die Vielschichtigkeit des komplexen Auswahlprozesses staatlicher Handlungsalternativen. Dose kennzeichnet seinen Ansatz aus diesen Gründen auch als präskriptiv-analytisch, da von diesem auch wertende Positionierungen vorgenommen werden – dieser folglich auch eine Orientierungsfunktion aufweist. Dem entspricht ein dem Ansatz inhärentes ‚Transparenzversprechen', da die Gewichtung der Bewertungskriterien, die das Analyseurteil letztlich anleiten, offengelegt wird. Daraus resultiert eine gewisse Relativität der Prüfkriterien (ebd.: 22). Ferner ist die Verwendung der Bewertungskriterien situativ und je nach Sachlage im Einzelfall zu prüfen. Das konkrete Design einer Maßnahme hat erheblichen Einfluss auf die Auswahl der einzelnen Kriterien, es erscheint dementsprechend nicht sinnvoll, routinemäßig stets die gesamte Palette an Bewertungskriterien zur Prüfung anzulegen. Enumerativ bezieht der Policy-Design Ansatz neun Kriterien zur Bewertung heran:

1. Sicherstellung der Gefahrenabwehr,
2. Kosteneffizienz,
3. dynamische Effizienz,
4. Treffsicherheit,
5. Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens,
6. finanzielle Lasten,
7. Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung,
8. Verwaltungsaufwand sowie
9. zukunftsfähiges Gesamtkonzept (ebd.: 230-237).

In unterschiedlichen Entscheidungssituationen können verschiedene Kriterien gegenläufig sein, weshalb eine Abwägung zwischen ihnen vorgenommen werden muss. Neben einer

präskriptiven Ausrichtung, gewährt der Policy-Design-Ansatz auch eine analytische Hilfestellung, indem Prüfkriterien als absolut oder relativ qualifiziert werden. Als absolut lässt sich nur das Kriterium ‚Sicherstellung der Gefahrenabwehr' charakterisieren, dessen Prüfung ausschließlich in die Kategorien „Ja" oder „Nein" gruppiert werden können (ebd.: 229). Dies resultiert aus der staatlichen objektiv-rechtlichen Pflicht nach Art. 2 Abs. 2 Satz 1 GG zur Abwehr von Gefahren, wonach auch schon eine „entfernte Wahrscheinlichkeit eines Gefahreneintritts die Schutzpflicht des Gesetzgebers auslösen" (ebd. 231)[124] kann. Grundsätzlich sind alle anderen Bewertungskriterien als relativ zu qualifizieren, es sei denn, sie nehmen eine maximale Ausprägung an. Beispielsweise kann dies zum einen bei einer nicht gegebenen Treffsicherheit der Fall sein, also wenn die Policy unwirksam ist oder sogar gegenteilige Effekte eintreten, oder zum anderen prohibitiv hohe Einigungskosten zu diagnostizieren sind.

Gängige politikwissenschaftliche Kriterien wie Fairness, Verteilungsgerechtigkeit, Gleichheit oder Bedürftigkeit werden nicht in der Analyse berücksichtigt, da es „nicht Aufgabe von Policy-Forschung sein [kann], die eigenen Werturteile an die Stelle politischer Werturteile zu setzen" (ebd.: 230). An der Stelle von durch eine solche Berücksichtigung ausgelöste normative analytische Verzerrung wird mit einem Mix aus Kriterien der klassischen Instrumentenevaluation, wirtschaftswissenschaftlicher sowie verwaltungswissenschaftlicher Kriterien, die letztendlich alle auch Einfluss auf die Bewertung im politischen Prozess nehmen, gearbeitet. Als ein Prüfkriterium der Instrumentenevaluation ist die Treffsicherheit aufzuführen, die nach dem Grad der Zielerreichung und Problemlösung fragt, ebenso inwiefern unintendierte oder sogar gegenteilige (*perverse effects*) Effekte eintreten (Vedung 2006: 407f.). Für die Policy-Design-Analyse ist das auch als Effektivität bezeichnete Kriterium unzweifelhaft eines der zentralen (Dose 2008a: 233). Effizienzbasierte Kriterien entspringen wirtschaftswissenschaftlichen Kontexten, der Policy-Design-Ansatz unterscheidet zwischen der Kosteneffizienz und der dynamischen Effizienz. Während die Kosteneffizienz die volkswirtschaftlichen Kostensenkungen einer staatlichen Maßnahme in den Blick rückt, wobei der Normadressat über die geeigneten Mittel selbst entscheiden kann, fokussiert die dynamische Effizienz auf die Anreizwirkung der Maßnahme, technologische Innovation zu induzieren (ebd.: 232f.). Die Prüfkriterien Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens, finanzielle Lasten, Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung, Verwaltungsaufwand sowie das Vorliegen eines zukunftsfähigen Gesamtkonzeptes lassen sich als verwaltungswissenschaftliche Kriterien charakterisieren, die alle entweder die

[124] Dabei gilt es zu beachten, dass nicht nur das Grundgesetz dem Gesetzgeber Schutzpflichten auferlegt, sondern dass ebenfalls europarechtliche Vorgaben eine Konkretisierung des Schutzprinzips enthalten, die den Bereich der Vorsorge abdecken. Eine Grenzziehung zwischen diesen beiden Bereichen erscheint hingegen nicht trennscharf möglich (Dose 2008a: 231 mit weiteren Literaturbelegen).

Steuerungsfähigkeit des Steuerungsakteurs oder dessen kulturelle und institutionelle Organisationsform betreffen.

Durch den Einbezug einer Vielzahl unterschiedlicher, jeweils andere Aspekte staatlicher Steuerung betreffende Bewertungskriterien wird es möglich, Zielkonflikte im Steuerungsprozess zu identifizieren (Wurster 2013: 355). So eröffnet die Kompatibilitätsbetrachtung horizontal wirkender Instrumente den Blick auf durch Zielkonflikte verursachte Hindernisse in der Steuerungslandschaft. Dies trägt einer These Rechnung, die einen wesentlichen Zusammenhang zwischen der Wirkung von bestehenden und noch zu implementierenden Politikprogrammen postuliert – policy determines policy (Prätorius 1997: 286). „In zunehmenden Maße werden Policies in Umwelten platziert, deren wichtigste Strukturen durch frühere und zeitgleiche Policies geprägt sind. Ein wesentlicher Kontext von Policies sind somit – Policies“ (ebd.: 297). Ferner werden auch nicht alle Prüfkriterien gleichzeitig zur vollsten Zufriedenheit erreicht werden können. Beispielsweise ist es nicht verwunderlich, wenn bei dem Instrument „materiell-rechtliches Verbot“ eine hohe Treffsicherheit (wünschenswert) mit einem hohen Verwaltungsaufwand und haushaltsrelevanten finanziellen Lasten einhergeht (nicht wünschenswert), weil eine entsprechende Kontrolldichte gewährleistet werden muss, um überhaupt eine Abschreckungswirkung entfalten zu können (Dose 2008a: 251). Darüber hinaus vermittelt die Betrachtung staatlicher Interventionen über das Set an Bewertungskriterien aber auch eine Vorstellung von notwendigen und hinreichenden Bedingungen einer erfolgreichen staatlichen Steuerung; so zum Beispiel im Fall des erforderlichen Steuerungswissens, das als grundlegende Voraussetzung für eine hohe Treffsicherheit angesehen werden kann – nicht nur für den Bereich der Gefahrenabwehr ist dies essentiell (ebd.: 234).

3.4.1 Positive finanzielle Anreize

Der typische Einsatzbereich von positiven finanziellen Anreizen erstreckt sich einerseits auf die Subventionierung von Marktaktivitäten und andererseits auf die Ergänzung von regulativen Programmen oder Maßnahmen, die mit hohen politischen Einigungskosten versehen sind. Aufgrund der geringen Einigungskosten ergibt sich auch keine politikfeldspezifische Gebundenheit, sondern das Instrument findet in einer Vielzahl von Politikbereichen Anwendung (König/ Dose 1993a: 99; Dose 2008a: 440). Unter positiven finanziellen Anreizen kann die materielle Beeinflussung der Adressaten verstanden werden, um ein erwünschtes Verhalten zu aktivieren oder eine unerwünschte Verhaltensveränderung zu verhindern. Die Anreizwirkung ist bedeutsam, denn „[n]icht jedes Handeln lässt sich staatlich anordnen“ (Dose 2008a: 282). Daran schließt eine Differenzierung von positiven finanziellen Anreizen nach deren zugrunde liegendem Typus der Niveau- oder der Richtungssteuerung an. Während die Niveausteuerung auf die Aufnahme beziehungsweise Verstärkung einer bestimmten

Aktivität zielt, soll die Richtungssteuerung eine Aktivität in eine bestimmte Richtung lenken, was allerdings eine eindeutige, anspruchsvolle Konditionierung der bereitgestellten Mittel voraussetzt. Aus diesem Grund kann in der politischen Praxis die voraussetzungsvolle Richtungssteuerung, die zudem einen auf die Erfüllung der Förderbedingungen gerichteten erhöhten Kontrollaufwand nach sich zieht, weitaus seltener beobachtet werden, als die leichter zu implementierende Niveausteuerung (ebd.: 283).

Trotz der in der Praxis zu bilanzierenden häufigen Verwendung des Instrumentes, muss konstatiert werden, dass positive finanzielle Anreize vor dem Hintergrund der analytischen Problemkategorien in nur sehr wenigen Fällen ursachenadäquate Lösungen anbieten. Einen ursachenadäquaten Einsatz erfahren positive finanzielle Anreize zum einen als Abwrack- oder Stilllegungsprämie zur Reduzierung von Sunk Costs, was zum Abbau von Irreversibilitäten beitragen kann, zum anderen ermöglichen sie die Überwindung von absoluten Unteilbarkeiten bei finanziell aufwendigen Aktivitäten sowie ferner die tendenzielle Internalisierung von positiven externen Effekten. Zudem fungieren positive finanzielle Anreize als Lösungen zweiten Grades, falls das zu lösende Problem vor dem Hintergrund der Problemstruktur als nicht lösbar erscheint. Demgegenüber wird in der Steuerungspraxis das Instrument oftmals nicht ursachenadäquat eingesetzt, was in vielen Fällen nicht unerhebliche Nebenwirkungen nach sich zieht (ebd.: 287f.).

Mit dem Einsatz von positiven finanziellen Anreizen verbinden sich schließlich drei typische Probleme. Erstens zählt dazu ein hoher Finanzbedarf, der vor dem Hintergrund knapper Ressourcenausstattung des Staates zu Zielkonflikten mit anderen staatlichen Maßnahmen und somit zu Opportunitätskosten führen dürfte. Des Weiteren lässt sich zweitens die Gefahr von kontra-intendierten Effekten aufführen, die sich in der Zementierung von bestehenden Verhältnissen äußern und Anpassungsprozesse hinauszögern oder gar vollständig verhindern – ein Phänomen, das in stark subventionierten, von Strukturkrisen geforderten Branchen festzustellen ist (ebd.: 283f.; Fritsch 2011: 185ff.). Im Kontext von kontra-intendierten Effekten muss auch zur Kenntnis genommen werden, dass obwohl es sich bei positiven finanziellen Anreizen in Form von Subventionen grundlegend um einen ökonomischen Mechanismus handelt, es doch keinesfalls stets als ein marktkonformer Eingriff bezeichnet werden kann.[125] Stattdessen gehen oftmals auch verzerrende Effekte mit dieser Instrumentierung einher; dies gilt vor allem für die Fälle, in denen nicht ursachenadäquate Lösungen favorisiert werden – beispielsweise bei der angestrebten Internalisierung von negativen externen Effekten mit positiven finanziellen Anreizen wie es sich in der Praxis der Umweltpolitik zuweilen darstellt. Nicht nur entstehen in diesem Fall oftmals erhebliche Mitnahmeeffekte, die darüber hinaus zu einer verminderten dynamischen Effizienz führen, weil

[125] Als ein Beispiel dafür können die Strukturerhaltungssubventionen für die nicht mehr wettbewerbsfähige Steinkohle in Deutschland in den 2000er Jahre gelten.

die Höhe des gewährten Subventionssatzes die Verbreitung von technologischen Innovationen mit niedrigeren Grenzvermeidungskosten hemmt – schließlich würde in einem solchen Fall der Subventionssatz absinken (Fritsch 2011: 116). Ungeachtet dessen können die aufgewendeten Mittel Allokationsverzerrungen bewirken, was zu Wohlfahrtverlusten führen kann (ebd.; Färber 1993: 244; Hennecke 1993: 382); der Zusammenhang mit dem hohen Finanzbedarf wird dadurch deutlich.

Als drittes Problem kann eine ungleiche Zugangsverteilung zu Subventionen identifiziert werden. Große Nachfrager nach Subventionen sind gleich doppelt bevorteilt: einerseits erlaubt es deren Größe, größere Spezialisierungsmöglichkeiten und Förderkompetenzen vorzuhalten sowie andererseits sie auch ein attraktiverer Partner für die staatliche Verwaltung sind, da sie weniger Beratungsaufwand bedeuten und sie durch den Abruf großer Fördersummen den Gesamtaufwand verringern (Dose 2008a: 283f.; König/ Dose 1993a: 98f.; Hucke 1983: 83f.). Darüber hinaus lässt sich ein weiteres der Richtungssteuerung spezifisches Problem identifizieren, denn in diesem Fall liegt eine besonders hohe Anforderung an die staatliche Steuerungsfähigkeit vor. Schließlich müssen ausreichende und qualitativ angemessene Informationen über eine zukunftsträchtige Richtung des zu beeinflussenden Handelns vorliegen. Im Vergleich zur Niveausteuerung verbindet sich damit zwar auch ein höheres Steuerungspotenzial, jedoch steigt aufgrund der informationellen Voraussetzungen der Richtungssteuerung auch die Wahrscheinlichkeit von Fehlsteuerung, da in der Praxis oftmals nicht genügend Informationen vorliegen (Dose 2008a: 284).

Demgegenüber lassen sich zwei wesentliche Erfolgsfaktoren des Instrumentes benennen: die angemessene Höhe des finanziellen Anreizes einerseits sowie die erfolgreiche Information über die Existenz darüber andererseits. Die angemessene Höhe des finanziellen Anreizes und dessen Wirkung ist maßgeblich von der bestehenden Angebots-beziehungsweise Nachfrageelastizität abhängig, mithin somit von den Präferenzstrukturen der jeweiligen Adressatengruppe. Steuerungsprobleme resultieren nicht selten aus Fehleinschätzungen zu diesen Aspekten (Dose 2008a: 285; Färber 1993: 243; König/ Dose 1993a: 97). Wenn die Präferenzstrukturen der Adressaten nicht in ausreichendem Maße bekannt sind, lässt sich die optimale Höhe oftmals nur in einem iterativen Prozess bestimmen. Dieser Anpassungsprozess der Höhe nach dem Schema aus Versuch und Irrtum wird auch als Standard-Preis-Ansatz bezeichnet (Dose 2008a: 285)[126]. Im Hinblick auf die Bestimmung der Höhe des finanziellen Anreizes lässt sich das Instrument weiter ausdifferenzieren, die Zusammensetzung des Anreizes kann in die Motivations- und die Regelungskomponente unterschieden werden. Während die Motivationskomponente die an die Adressaten gerichtete Geldzahlung betrifft, umfasst die Regelungskomponente die an die Zahlung geknüpfte Verhaltensänderung (ebd.; Scharpf 1983: 101). Ausgehend von dieser Differenzierung

[126] Zum Standard-Preis-Ansatz siehe Fritsch (2011: 111f.).

lassen sich drei Szenarien unterscheiden, die Aufschluss über die Wirkung des Instrumentes geben. Erstens kann es sich um einen *offensichtlich* unwirksamen Anreiz handeln, wenn die Motivationskomponente nicht stark genug ausgeprägt ist, um die Regelungskomponente zu bewirken. In diesem Fall wurde die Höhe des Anreizes zu gering festgesetzt. Zweitens kann *verdeckte* Unwirksamkeit vorliegen. In diesem Fall ist die Motivationskomponente überflüssig, weil das Eintreten der Regelungskomponente nicht von einem monetären Anreiz abhängig ist und sich auch unabhängig davon eingestellt hätte. In diesem Szenario treten nicht intendierte Mitnahmeeffekte auf. Drittens lässt sich ein Anreiz als w*irksam* bilanzieren, wenn die Motivationskomponente die Kosten einer Aktivität so reduziert, dass die Regelungskomponente zur Geltung kommt und zusätzlich ein effizientes Kosten-Nutzen-Verhältnis vorliegt (Dose 2008a: 286).

Des Weiteren ist der zweite wesentliche Erfolgsfaktor die erfolgreiche Information über die Existenz eines finanziellen Anreizes. Daran schließt sich die Unterscheidung in kurz- und langfristig wirkende Anreize an. Dabei gilt vor einem lerntheoretischen Hintergrund, dass Anreize als Instrument umso wirksamer sind, je dauerhafter sie angelegt sind, da Adressaten Zeit für Anpassungsprozesse benötigen (Scharpf 1983: 107f.). Jedoch gilt es das Gesetz der abnehmenden Wirksamkeit zu beachten (In`t Veld 1998: 154f.), das nicht als Paradox der instrumentenspezifischen Steuerungsforschung einzuordnen ist – vielmehr kann von einem schwer bestimmbaren Kipppunkt gesprochen werden, nach dem Adressaten Gegenstrategien zu einer Maßnahme entwickeln. Wenn hingegen kurzfristig wirkende Anreize vorliegen, erscheint deshalb eine aktive Implementation sinnvoll, ebenso gilt dies für den Fall, wenn es sich bei der Adressatengruppe um kleine Förderempfänger handelt (Dose 2008a: 286f.; Scharpf 1983: 110f.).

Werden die Bewertungskriterien als Prüfmaßstab für ein lösungsorientiertes Policy-Design angelegt, kann konstatiert werden, dass positive finanzielle Anreize nicht für das absolute Kriterium der Sicherstellung der Gefahrenabwehr geeignet sind. Das Charakteristikum des Instrumentes ist die Freiwilligkeit der Inanspruchnahme, zumal die Regelungskomponente sich nicht zwingend einstellen muss. Deshalb ist das Instrument ungeeignet, um auf einen unmittelbaren Handlungsdruck zu reagieren. Empirische Analysen legen nahe, dass ebenfalls das Kriterium der Treffsicherheit negativ zu bewerten ist. Nicht nur wird in dieser Frage auf die Effektivität abgestellt, sondern auch auf unintendierte Effekte, welche bedingt durch die jeweilige, fehlerhaft eingeschätzte Präferenzstruktur der Adressaten auftreten können. Ineffizienter Ressourceneinsatz und Mitnahmeeffekte sind oftmals die Konsequenz. Das Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens kann demnach als herausfordernd gelten. Fließen die finanziellen Mittel aus einem öffentlichen Haushalt ab, so treten auch eindeutige Nachteile bei dem Kriterium der finanziellen Lasten auf. Der zu erwartende Verwaltungsaufwand variiert je nach konkretem Design des Anreizes; umso komplexer sich die

Regelungskomponente gestaltet, desto höher stellt sich der Verwaltungsaufwand dar. Damit kann die instrumentenspezifische Annahme der Wirtschaftswissenschaften zurück gewiesen werden, wonach sich mit diesem Instrument überhaupt keine Verwaltungskosten ergeben. Bei positiven finanziellen Anreizen spielt das Kriterium der Kosteneffizienz, das sich auf die gesamtvolkswirtschaftliche Kostenreduktion der Umsetzungskosten der staatlichen Maßnahme bezieht, (eigentlich) keine Rolle (Dose 2008a: 288f.).
Die Liste der positiven Bewertungen fällt demgegenüber deutlich kürzer aus. Einerseits weist das Instrument eine hohe Kompatibilität mit der bestehenden deutschen Steuerungslandschaft auf, was sich auch in der langen Tradition dieser Instrumentierung spiegelt. Demnach sind nur geringe Implementationsschwierigkeiten zu erwarten. Andererseits ergeben sich je nach Ausgestaltung unterschiedlich große Vorteile bei dem Kriterium der dynamischen Effizienz. Wenn Gelder in Abhängigkeit von der Ausprägung der Regelungskomponente bewilligt werden, kann dies ein Anreiz darstellen, ständig nach besseren Lösungen zu suchen und somit Innovationspotenziale zu heben. Darüber hinaus besitzt das Instrument klare Vorteile, wenn es gilt politische Widerstände abzubauen und politische Kosten zu reduzieren (ebd.).

3.4.2 Materiell-rechtliche Ge- und Verbote

Materiell-rechtliche Ge- und Verbote sind Teil der regulativen Steuerung (Dose 2008a: 247) und sind in ihrer Form als unpersönlich formulierte Verhaltensvorschrift zu beschreiben, die sich an bestimmte Normadressaten richtet (ebd.: 250; Mayntz 1983a: 51). Aufgrund der direkten Steuerung durch das Recht wird eine Einordnung als klassisches Instrument staatlicher Steuerung in der Literatur vorgenommen (Wurster 2013: 352f.; Braun/ Giraud 2009: 162). Die Funktion von materiell-rechtlichen Ge- und Verboten ist die standardmäßige Regelung einer großen Anzahl von Einzelfällen. Je nach konkreter Ausgestaltung des Instrumentes kann der vollziehenden Verwaltung oder der Rechtsprechung differierender Bewertungsspielraum eingeräumt werden, sodass je nach Offenheit der Vorprogrammiertheit der Entscheidungsfindung strikt-regulative sowie flexibilisierte Ge- und Verbote voneinander unterschieden werden können. Der zentrale Unterschied dieser beiden Ausprägungen des Instrumentes ist die Existenz von sekundären Elastizitäten, die in der flexibilisierten Form durch unbestimmte Rechtsbegriffe Beurteilungs- und Anpassungsspielräume zulassen. Das Einräumen von Ermessen durch die vollziehenden Organe ermöglicht auch stärker Einzelfallgerechtigkeit durchzusetzen (Dose 2008a: 248ff.). Darüber hinaus kann das Instrument weiter differenziert werden, je nachdem ob die Durchsetzung von den regulativen Normen ausschließlich den Organen der Rechtssicherung vorbehalten ist oder ob auch administrative Vollzugsinstanzen an der Implementation beteiligt sind (Mayntz 1983a: 52). Der letztere Fall stellt sich als deutlich komplexer heraus, sodass die sich einstellenden

Erfolgsfaktoren und Problemstellungen abhängig von dem jeweiligen Rechtsnormbefolgungs-Typus sind: es wird zwischen der Rechtsnormbefolgung durch Abschreckung oder durch Selbstbindung unterschieden (Dose 2008a: 251ff.). Da in diesem Promotionsvorhaben lediglich materiell-rechtliche Gebote im Vordergrund stehen, die ein Anspruchsverhältnis zwischen privaten Akteuren regeln[127], ohne dass administrative Vollzugsinstanzen eingebunden sind, wird auf eine detailliertere Darstellung dieser Typen verzichtet.[128]

Das Instrument ist besonders vielseitig einsetzbar und auch wenn es nicht für alle Steuerungsaufgaben geeignet erscheint, bietet es doch für ein ganzes Bündel von analytischen Problemkategorien ursachenadäquate Lösungen an. Im Fall von negativen externen Effekten bietet das Instrument die tendenzielle Internalisierung an, wie es beispielsweise im Umweltrecht zu beobachten ist. Ferner werden zweitens ursachenadäquate Lösungsangebote bei Anpassungsmängeln sowie drittens bei Unkenntnis und strategischer Ungewissheit bereitgestellt (ebd.: 260f.)[129].

Eine Prüfung der dem Policy-Design-Ansatz zur Verfügung stehenden Bewertungskriterien zeigt, dass materiell-rechtliche Ge- und Verbote Vorteile bei der Gefahrenabwehr, Treffsicherheit und finanziellen Lasten aufweisen, wenn die Erfolgsfaktoren beachtet werden. Darüber hinaus zeichnet sich das Instrument durch eine hohe Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft aus, weil es sich nahtlos in die deutsche Rechts- und Verwaltungskultur einfügt. Zudem kann der Anspruch an das benötigte Steuerungswissen in der Regel als überschaubar gelten, denn in den meisten Fällen stellen sich die geregelten Wirkungszusammenhänge übersichtlich dar. Falls demgegenüber nicht ausreichend Steuerungswissen zur Verfügung steht, bietet es sich an über sekundäre Elastizitäten diesen Mangel auszugleichen, weil im Vollzugsprozess oftmals dieses Wissen generiert werden kann. Nachteile des Instrumentes ergeben sich hingegen bei den Bewertungskriterien Kosteneffizienz und dynamische Effizienz, weil unabhängig vom jeweiligen Einzelfall jedem Normadressat die gleichen Verpflichtungen auferlegt werden. Die Kriterien Verwaltungsaufwand und Einigungskosten sind abhängig von der jeweiligen Ausgestaltung der Maßnahme – wobei für die Ausprägung der Bewertungskriterien in der Regel folgender Zusammenhang gilt: strikt-regulative Gebote ziehen einen geringeren Verwaltungsaufwand, dafür aber

[127] Konkret handelt es sich hierbei um das sogenannte Vorrangprinzip sowie die Netzanschlussverpflichtung aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das den EEG-Anlagenbetreibern einklagbare Rechte gegenüber den Netzbetreibern einräumt. Für eine detailliertere Erörterung wird in dem empirisch-analytischen Teil dieser Arbeit zurückzukommen sein.

[128] Für die Umwelt- und Energiepolitik spielt die Rechtsnormbefolgung durch Abschreckung gleichwohl eine bedeutende Rolle, denn das Bundesimmissionsschutzrecht kann dieser zugeordnet werden. Dose hat sich dieser Problematik ausführlich an verschiedenen Stellen gewidmet (Dose 2008a: 251ff., 1997), sodass hier lediglich auf diese Arbeiten verwiesen wird.

[129] Darüber hinaus lässt sich bei einem über die Zeit verminderten Ausmaß an Irreversibilität von Investitionen anführen, dass Deregulierung ursachenadäquat sein kann – also das Zurücknehmen von materiell-rechtlichen Ge- und Verboten (Dose 2008a: 260f.).

höhere Einigungskosten nach sich, während bei der flexibilisierten Ausgestaltung der umgekehrte Zusammenhang festzustellen ist (ebd.: 264).

3.5 Politische Widerstände und Einigungskosten: die Wirkungs- und Änderungsklassifizierung

Die instrumentenbezogene Steuerungsforschung klammerte über eine lange Zeit in ihren Analysen die politischen Widerstände und die daraus resultierenden Einigungskosten aus (Dose 2003). Nicht nur wurde ihnen aus Gründen der Simplifizierung keine Beachtung geschenkt, es fehlte auch an einer handhabbaren Methodik, um die Einigungskosten prospektiv oder ex post evaluierend abzuschätzen. Dabei reflektieren Einigungskosten eine maßgebliche intervenierende Variable im politischen Prozess, ohne die eine realitätsgetreue Erklärung von Politikergebnissen zum Scheitern verurteilt ist. Deshalb „handelt es sich bei [den Einigungskosten] um ein wichtiges Entscheidungskriterium für die Instrumentenwahl“ (Dose 2008a: 25). Einigungskosten halten zusätzlich zudem die Akteursdimension und deren Interessen in der Analyse präsent, somit können sie als ein wichtiges Element in der Handlungstheorie gelten. „Versuche staatlicher Steuerung stoßen in unterschiedlichem Maße auf gesellschaftlichen Widerstand. Der Widerstand dürfte in hohem Maße davon abhängen, wie stark die jeweiligen Interessen [der Akteure; S.Z.] berührt werden“ (ebd.: 217). Die unterschiedliche Höhe von gesellschaftlichen Widerständen schlägt sich in unterschiedlich hohen Einigungskosten nieder, die das Steuerungssubjekt als maßgebliche Größe im Abwägungsprozess zwischen verschiedenen Politik-Alternativen zu berücksichtigen hat. Einigungskosten entstehen sowohl in der Phase der Politikformulierung, um eine Übereinkunft zwischen den beteiligten Akteuren erzielen zu können, als auch in der Phase der Politikimplementation, um einen erfolgreichen Vollzug zu gewährleisten. Falls Widerstände extrem ausgeprägt sind, können die Einigungskosten prohibitiv hoch sein, was eine Einigung unwahrscheinlich werden lässt. Um das Auftreten solcher Situationen möglichst zu vermeiden, ist es unerlässlich Widerstände beziehungsweise Einigungskosten ex ante abschätzen zu können (ebd.: 217f.; Dose 2008b: 87f.). Die Vorhersage von den letztendlichen Gewinnern oder Verlierern des politischen Prozesses einer staatlichen Maßnahme ist dabei nicht das Ziel, es geht vielmehr darum, einen Maßstab zu entwickeln, um die Durchsetzbarkeit einer staatlichen Maßnahme bewerten zu können. Der Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design fokussiert deshalb auf den Widerstandswillen und dessen Organisierbarkeit seitens der Adressaten – Faktoren die durch das Design einer Maßnahme direkt beeinflusst werden (Dose 2008a: 225). Auf diese Weise gelingt es, nicht nur die Durchsetzungschancen einer Policy ex ante zu prognostizieren, sondern auch ex post zu erklären.

Im Policy-Design-Ansatz werden Einigungskosten auf der Grundlage des Leitsatzes, dass die Erwartungshaltung der im politischen Prozess beteiligten Akteure über die materiellen

Politikinhalte und deren Wirkungen den politischen Prozess strukturieren, konzeptualisiert. Kern dieses Vorgehens ist eine Wirkungs- und Änderungsklassifizierung, die auf Lowis These „*Policies determine Politics*“ (Lowi 1972: 299) basiert. Mittlerweile ist dieser Grundsatz in der Politikwissenschaft grundsätzlich anerkannt, jedoch wird dabei nicht von einem deterministischen Zusammenhang ausgegangen (Benz 1997: 303). Hingegen wurde in der Vergangenheit der Zusammenhang zwischen Politikinhalten und Politikstrukturen makroanalytisch erklärt. „Theoretische Erklärungen aber erforderten die Untersuchung der mikropolitischen Prozesse, der Handlungen und Interaktionen der Akteure, die mit spezifischen Aufgaben und Problemen im Rahmen organisatorischer Strukturen unter Einsatz geeigneter Strategien umgehen“ (ebd.: 304). Lowi argumentiert dementsprechend individualistisch, da er das Konfliktniveau eines politischen Prozesses durch die von Akteuren erwartete oder tatsächliche Wirkung einer Maßnahme bestimmt sieht. Policies werden demnach zu Interpretationsmuster, die für Akteure handlungsanleitend sind (ebd.: 307f.). „It is not the actual outcomes but the expectations as to what the outcomes can be that shape the issues and determine their politics“ (Lowi 1964: 707). In der Konsequenz kann nicht von einer objektiven Einschätzbarkeit der Einigungskosten ausgegangen werden, weil sowohl normative als auch kognitive Wahrnehmungsmuster von staatlichen Steuerungsversuchen die Interpretationsmuster herausbilden – dieser Prozess ist subjektiv geprägt und abhängig von der jeweiligen individuellen Perzeption der Auswirkung staatlicher Steuerungsmaßnahmen. Deshalb ist es essentiell, nicht die Steuerungsintentionen in den Blick zu nehmen, sondern die tatsächlichen Veränderungen (Dose 2008a: 218f.). An der grundlegenden Typologie Lowis – der sich gleich zugewendet werden soll – wurde Kritik im Hinblick auf eine mangelnde Trennschärfe der Policy-Typen geübt, was zu den verschiedensten Versuchen führte, Weiterentwicklungen zu erreichen.[130] Die Forschungsperspektive des Policy-Design-Ansatzes überbrückt diese kategorialen Unschärfen, indem die Blickrichtung der Sicht der jeweiligen Betroffenen auf eine staatliche Maßnahme entspricht und jede Betroffenengruppe für sich betrachtet wird (Dose 2008a: 219). Demnach nehmen Adressaten staatlicher Maßnahmen diese entweder als distributiv, regulativ oder redistributiv wahr. Damit ist eine Dimension der zweidimensionalen Wirkungs- und Änderungsklassifizierung benannt. Die dreigliedrige Policy-Typen-Differenzierung beschreibt das Ausmaß an zu erwartenden Konfliktniveau, das sich mit den staatlichen Maßnahmen verbindet.[131] Aufgrund der

[130] In der Literatur existieren eine Reihe von Versuchen Lowis Typologisierung weiterzuentwickeln, die in diesem Promotionsvorhaben auf Erkenntnisgewinn überprüft wurden (Lowi 1964; Salisbury 1968; Salisbury/ Heinz 1970; Lowi 1972; Sabatier 1975; Ripley/ Franklin 1976; Hayes 1978; Jann 1981, 1982; Windhoff-Hèritier 1987; Dose 1987; Champney 1988; überblicksartig König/ Dose 1993a: 45-61; Benz 1997; Beyme 1997; Dose 1997; Heinelt 2007; Dose 2008a). Im Kapitel 3.9 wird auf die in diesem Promotionsvorhaben vorgenommene Modifikation detailliert er eingegangen.

[131] Es finden sich in der Literatur pauschalisierende Darstellungen, die einen deterministischen Zusammenhang zwischen dem Policy-Typ und der staatlichen Instrumentierung suggerieren – beispielsweise wird demnach zur Umsetzung redistributiver Policies mit Instrumenten staatlichen Zwangs (Ge- und Verbote, Besteuerung) reagiert, während distributive Policies durch weichere Instrumente (Angebots- und Informationsprogramme)

Einwirkung auf die Durchsetzbarkeit der Maßnahmen, erhält man somit ein Analysewerkzeug, um die Handlungs- und Machtpotenziale des Staates abzuschätzen (Nicholson 2002: 163f. zitiert nach Heinelt 2007: 110). Distributive Policies können nach Lowi als verteilende Politik charakterisiert werden, wobei nicht in bestehende Rechtspositionen negativ eingegriffen wird. Regulative Policies greifen zwar ebenfalls nicht in bestehende Rechtspositionen ein, muten demgegenüber den Adressaten dennoch Belastungen in der Zukunft zu. Redistributive Policies sind als umverteilende Politik zu kennzeichnen, die zum einen in die bestehenden Rechtspositionen von klar abgrenzbaren Gruppen eingreifen und ihnen somit eine Belastung aufbürden sowie zum anderen Gruppen durch die Maßnahme – oftmals nur diffus – profitieren (Lowi 1964, 72; Dose 2008a: 220f.). Wird Lowi gefolgt, so bilden die Policy-Typen eigene Machtarenen aus, die über je spezifische Charakteristika verfügen. So zeichnet sich die durch redistributive Policies geprägte Arena durch hohe Konfliktintensität und einer Polarisierung der Gewinner und Verlierer aus, die klar zu erkennen sind, während im Gegensatz dazu die durch distributive Policies konstituierte Arena über Konsensorientierung und das Nichtvorhandensein einer Opposition gekennzeichnet ist (Heinelt 2007: 110)[132]. Werden diese Annahmen auf die Wirkungsklassifizierung von Policies übertragen, lassen sich die Einigungskosten wie folgt prognostizieren beziehungsweise erklären: Zum einen generieren distributive Policies keinen oder nur einen sehr geringen gesellschaftlichen Widerstand. Zum anderen ziehen regulative Policies Widerstände mittlerer Ausprägung nach sich, während des Weiteren der Einsatz redistributiver Policies einen erheblichen Widerstand provoziert (Dose 2008a: 220f.). Doch alleine die vermutete Wirkung einer Policy kann die Widerstände und Einigungskosten noch nicht zuverlässig und vollständig erklären. Hiermit steht zusätzlich das Design der Maßnahme in einem direkten Erklärungszusammenhang, denn das Ausmaß der angestrebten Änderungen ist darüber hinaus ein wesentlicher Faktor. Der Wirkungszusammenhang stellt sich als vergleichsweise simpel dar: „eine geringe Änderung lässt relativ geringe Einigungskosten, eine mittlere Änderung mittlere und eine große Änderung lässt hohe Einigungskosten entstehen“ (ebd.: 222). Die

geregelt werden (Wurster 2013: 354). Gleichwohl lassen sich mehrere Gegenargumente zu dieser Position aufführen. Zum einen stellt sich die Instrumentierung deutlich differenzierter dar, der Einsatz von Instrumenten ist nicht alleine von dem Policy-Typ abhängig. Vielmehr nehmen die Problemkategorie, die erwartbaren Widerstände und der kognitive Hintergrund des Entscheiders zusätzlichen Einfluss auf die Instrumentenwahl. Zum anderen scheint die aufgezeigte Zuordnung von Instrumenten zu Policy-Typen einem nicht zutreffenden Schwarz-Weiß-Schema zu entsprechen. So lassen sich Verbote sowohl bei regulativen Policies finden (Immissionsschutz) sowie positive finanzielle Anreize bei redistributiv wirkenden Policies (wie dies bspw. beim EEG der Fall ist – vgl. dazu den Empirieteil dieser Arbeit). Ferner ist die Wirkung der Policy beziehungsweise sind die damit verbundenen Widerstände eine Frage der konkreten Ausgestaltung der Maßnahmen und nicht bereits schon deren Auswahlursache – bei der hier kritisierten deterministischen Darstellungsweise lässt sich von einer falschen Kausalität sprechen. Wird vom Problem aus gedacht, dann kann dies vermieden werden.

[132] In der Literatur wird sich auch mit den Auswirkungen der Zeitperspektive auf die wahrgenommenen Wirkungen von Policies gewidmet. Lowi selbst gesteht ein, dass in langfristiger Perspektive wahrscheinlich alle Policies als redistributiv wahrgenommen werden können, da es stets Akteure geben wird, die mehr Kosten als Nutzen bilanzieren können (Lowi 1964: 690). Kellow zieht zur Beantwortung der Frage, warum bestimmte Policies als redistributiv und andere als regulativ wahrgenommen werden, das bewusste framen von politischen Alternativen durch Entscheider als Erklärung heran (Kellow 1988: 720f.) – das Relabeling von Policies wird dementsprechend auch als Machtstrategie beschrieben (Windhoff-Hèritier 1987: 56f.).

Extrempositionen werden dementsprechend von einer distributiven Policy mit großem Verteilungsausmaß und einer redistributiven Policy mit weitreichender Veränderung gebildet, während im ersten Fall kein Widerstand auftreten sollte, sind die Widerstände bei Letzterem als sehr ausgeprägt einzustufen. Die Wirkungs- und Änderungsklassifizierung bietet eine Typologisierung von Widerständen an, wie in der nachfolgenden Tabelle noch einmal übersichtlich dargestellt ist.

Tabelle 2: Erwartbare Ausprägung von Widerständen nach der Wirkungs- und Änderungsklassifizierung

Wirkungsklassifizierung **Änderungsklassifizierung**	*distributiv*	*regulativ*	*redistributiv*
gering	sehr gering	mittel	groß
mittel	kaum vorhanden	beachtlich	sehr groß
groß	nicht vorhanden	groß	extrem ausgeprägt

Quelle: Eigene Darstellung nach Dose (2008a: 220ff.)

Die Darstellung verdeutlicht, dass es sich bei der Angabe der Ausprägung des Widerstandes um eine relative Größe handelt; absolut lässt sich der Widerstandsausprägung keinen Wert beimessen – es erscheint angemessen zu sein, stattdessen von Widerstandsintervallen zu sprechen, in denen die jeweilige Ausprägung anzusiedeln ist. In der Realität sind die Gruppierungen auch nicht so starr wie hier in der Abbildung suggeriert, Übergänge können fließend sein, was insbesondere für die Widerstandsausprägung zwischen regulativen Policies mit großem Änderungsniveau und redistributiven Maßnahmen mit niedrigem Veränderungsgrad Gültigkeit beanspruchen kann. In beiden Fällen ist nämlich von einer starken Ausprägung des Widerstands der Adressaten auszugehen.
Staatliche Maßnahmen haben in der Regel mehr als eine Zielgruppe, die Betroffenheitsbeziehungen stellen sich oftmals als vielseitig dar. Über die Primäradressaten hinaus sollten auch die nur mittelbar Betroffenen in der Analyse berücksichtigt werden, sodass eine Reihe von Zweit- oder sogar Drittadressaten in den Blick rücken. Jedoch zeichnen sich die verschiedenen Zielgruppen durch unterschiedliche Eigenschaften und Strukturen aus, die wiederum Auswirkungen auf den Widerstandswillen und die letztendliche Organisierbarkeit des Widerstandes Einfluss nehmen.

Die zwischen den Zielgruppen wahrgenommene Verteilung von Kosten und Nutzen spielt für die Organisierbarkeit von Widerstand oder Unterstützung für eine Policy eine zentrale Rolle. Der Policy-Design-Ansatz geht dabei von folgendem Zusammenhang aus: „Je nachdem, ob die Kosten und der Nutzen konzentriert oder weit verteilt anfallen, ist mit einer

unterschiedlichen Organisierbarkeit der Interessen und auch der Ernsthaftigkeit der Interessenvertretung zu rechnen. Generell lässt sich vereinfachend festhalten, dass der Anreiz und die Fähigkeit, Widerstand bzw. Unterstützung zu organisieren, bei einer weit verteilten bzw. diffusen Verteilung der Kosten bzw. des Nutzens relativ gering ist. Widerstand bzw. Unterstützung wird erst interessant, wenn Kosten bzw. Nutzen konzentriert anfallen“ (ebd.: 223). Dementsprechend reflektiert die Kosten-Nutzen-Verteilung einer staatlichen Maßnahme eine intervenierende Variable, die die Durchsetzungschancen einer Policy stark beeinflusst. Die internen Strukturen der betroffenen Adressatengruppen prägen zwar deren Organisationsfähigkeit, aber erst die wahrgenommenen Kosten führen zu einer starken Mobilisierung. So kann in Extremfällen, in denen Kosten konzentriert auftreten und der Nutzen demgegenüber nur diffus verteilt ist, eine Maßnahme in der öffentlichen Wahrnehmung so viel Gegenwind bekommen, dass sie letztlich als kaum durchsetzbar eingeschätzt werden muss – obwohl der volkswirtschaftliche Nutzen die Kosten der kleinen, betroffenen Primärzielgruppe weit übersteigt. Die nachfolgende Vier-Felder-Matrix schlüsselt die Auswirkungen der Kosten-Nutzen-Verteilung noch einmal übersichtlich auf.

Tabelle 3: Kosten- und Nutzen Verteilung der vermuteten Wirkungen einer Maßnahme in ihrer Wirkung auf Anreize zu Interessenwahrnehmung und die Organisierbarkeit der Interessen

		Kosten	
		konzentriert	diffus
Nutzen	konzentriert	Großer Anreiz zur Interessenwahrnehmung Relativ leichte Organisierbarkeit der Interessen	Geringer Anreiz zum Widerstand, großer Anreiz zur Unterstützung Relativ schwierige Organisierbarkeit des Widerstandes, relativ leichte Organisierbarkeit der Unterstützung
	diffus	Großer Anreiz zum Widerstand, geringer Anreiz zur Unterstützung Relativ einfache Organisierbarkeit des Widerstandes, relativ schwierige Organisierbarkeit der Unterstützung	Geringer Anreiz zur Interessenwahrnehmung Relativ schwierige Organisierbarkeit der Interessen

Quelle: Dose (2008a), S. 224

Die Wirkungs- und Änderungsklassifizierung sowie die Auswirkungen der Kosten-Nutzen-Verteilung auf die Organisierbarkeit von Widerstand zeichnen die Blaupause für die *eine* Seite des Steuerungsprozesses – mit Rückgriff auf diese analytischen Werkzeuge gelingt es, das Regelungsfeld in steuerungsrelevanter Hinsicht zu charakterisieren. Die *andere*

Seite ist die des Steuerungssubjektes, das über eine als kurzfristig stabil geltende politische Durchsetzungsfähigkeit verfügt. Die Durchsetzungsfähigkeit ist mit den potenziellen oder tatsächlichen Einigungskosten abzugleichen. Auf diese Weise lassen sich mit Hilfe des Policy-Design-Ansatzes unüberwindbare Widerstände im Vorfeld einer Maßnahme identifizieren oder ex post erklären. Bei unmittelbarer Steuerungsbedürftigkeit ist es entsprechend zu empfehlen, die Instrumentierung an den Grad der Durchsetzungsfähigkeit anzupassen. Indes muss selbst bei einer niedrig ausgeprägten staatlichen Durchsetzungsfähigkeit nicht jeder konfliktträchtige Steuerungsvorstoß scheitern. Policy-Windows, Skandale und andere externe Ereignisse können einerseits Handlungskorridore schaffen, um Widerstände überwinden zu können (ebd.: 225f.). Andererseits lassen sich mit internen Strategien die Maßnahmen so ausgestalten, dass mit Rückgriff auf eine offene Zielformulierung, sekundäre Elastizitäten (unbestimmte Rechtsbegriffe) sowie eine prozedurale Programmierung Widerstände kompensiert werden können. Auch wenn diese Strategien eine Durchsetzung erleichtern, entstehen allerdings in der Implementationsphase dadurch Probleme, die sich zu ernsthaften Vollzugsdefiziten auswachsen können (ebd.: 226f.).

Nachdem der Policy-Design-Ansatz in politikwissenschaftliche Diskurse zur besseren Rechtssetzung eingeordnet, kritisch gewürdigt sowie im Kontext des institutionellen Settings mit besonderer Berücksichtigung der Wirkungen von quergelagerten Mehrheitsverhältnissen zwischen Bundestag und Bundesrat vor dem Hintergrund der Landesinteressen beleuchtet wird, wird die Wirkungs- und Änderungsklassifizierung auf das Erkenntnisinteresse dieser Dissertation hin modizifizert. Das Kapitel 3.9 schließt deshalb – nach einem gedanklichen Sprung – an 3.5. an und rundet damit die theoretisch-konzeptionellen Grundlagen dieser Arbeit ab.

3.6 Verortung im Better Regulation Diskurs

Der Policy-Design-Ansatz hat – wie bislang ausführlich dargelegt – einen doppelten Fokus: einerseits auf die Effektivität von Problemlösung sowie andererseits auf die Wahrnehmungen von Problemlösungsmaßnahmen im politischen Prozess und deren Auswirkungen. Dem Selbstverständnis des Ansatzes liegt es zugrunde, die Qualität von staatlichen Interventionen und Handlungen zu erhöhen. Dieses Ziel hat der Ansatz mit dem Better Regulation Diskurs gemein. Seit spätestens den 90er Jahren ist ein Trend erstarkt, der vor allem von internationalen und supranationalen Organisationen vorangetrieben wurde, die Qualität staatlichen Handelns, schwerpunktmäßig der Steuerung durch Recht, zu befördern. Die OECD strebte in ihrem Einsatz für eine rechtsförmige und nachhaltige, im Sinne eines Verhinderns von scheiternden Policies, internationale Standardsetzung an (OECD 1995, 2000). Die Bemühung um eine erhöhte Regulierungsqualität war erfolgreich, bis 2008 hatten alle OECD-Staaten eine entsprechende Programmatik implementiert (OECD 2009: 99)

– Deutschland galt allerdings als Nachzügler (Wegrich 2010: 8). Im europäischen Kontext entstand mit dem Mandelkernbericht ein Papier ähnlicher Stoßrichtung, das als Gesamtstrategie alle Phasen der Gesetzgebung einschloss (BMI 2001). In der Diskussion um diesen Reformansatz werden oftmals die Schlagworte bessere Rechtssetzung, effektive Regulierung, Gesetzesfolgenabschätzung, Deregulierung sowie Bürokratieabbau synonym verwendet oder vermischt. Ursache dafür ist auch die Verwurzelung dieses Reformdiskurses in den Diskussionen um eine Verschlankung des Staates; Better Regulation knüpft darüber hinaus an lange als überholt geltende Überlegungen der Planungs- und Steuerungsansätze an. Ungeachtet dessen handelt es sich beim Better Regulation Diskurs um eine Fortsetzung von Deregulierungs- und Entbürokratisierungs-Ansätzen (ebd.: 13), die eine gewisse Modernisierung erfahren haben. Deshalb wird die Reformdiskussion als nicht ganz neu bewertet (Wegrich 2009: 11) – allerdings hebt sie sich durch die Betonung der ex ante Dimension davon ab (Wegrich 2010: 50). Recht soll nicht im Nachhinein optimiert werden, sondern ausgehend von der Diagnose von systematischen Defiziten in der Regulierungspraxis (ebd.: 31f.) schon vor dem Standardsetzungsprozess ansetzen. Diesem Verständnis nach kann Better Regulation als Regulierung zweiter Ordnung gelten – die Regulierung der Regulierer steht im Vordergrund (ebd.: 17). Aus diesem Grund bedeutet Better Regulation als Reformdiskurs auch mehr als nur Deregulierung (Wegrich 2009: 12f.). Eine zielführende Definition wurde von Wegrich vorgeschlagen: „Better Regulation ist ein Reformansatz mit dem Anspruch, in praktisch allen Politikfeldern die Art und Weise der Formulierung bzw. Durchsetzung von Regulierungen (bzw. „Recht“ im weiteren Sinne) nachhaltig zu verändern. Die besondere Herausforderung besteht dabei darin, jenseits spezieller Regulierungsinhalte die Regulierungsqualität zu verbessern“ (Wegrich 2010: 86). In Deutschland können in den Jahren 2000 und 2009 Meilensteine im Sinne des Reformansatzes benannt werden, hier ist in einem ersten Schritt die Folgenabschätzung als Kerninstrument von Better Regulation in die Gemeinsame Geschäftsordnung der Bundesministerien (GGO) aufgenommen und in einem zweiten Schritt eine Nachhaltigkeitsprüfung in der GGO verankert worden (ebd.: 35; Konzendorf 2006). Da allerdings fehlende Durchsetzungsmechanismen in den Ministerien für entsprechende Prüfungen fehlten, beschränkte sich die Anwendung von Folgenabschätzungen zu Beginn auf eine Formalie. Auch aus diesem Grund gab das Bundesministerium des Inneren (BMI) 2009 eine Arbeitshilfe zur Gesetzesfolgenabschätzung (GFA) heraus (BMI 2009). Als ein institutionalisiertes, ganz im Sinne des Reformansatzes zu verstehendes Organ ist der 2006 ins Leben gerufene Normenkontrollrat (Wegrich 2010: 35). Trotz aller Widrigkeiten wird in der Literatur Better Regulation als neues an Dominanz gewinnendes verwaltungspolitisches Leitbild beschrieben, das weit mehr ist als eine „kurzfristige Modewelle der Reformpolitik“ (Wegrich 2009: 74). Es wird bilanziert, dass das NPM als verwaltungspolitisches Leitbild an Bedeutung verloren hat. Währenddessen Governance die entstandene Lücke im Hinblick auf die Kooperationsmechanismen zwischen öffentlichem, privatem und dem sogenannten

dritten Sektor gefüllt hat, griff Better Regulation die output-Dimension der NPM-Diskussion auf und entwickelt auch Aspekte der Governance-Diskussion fort (Wegrich 2009: 74). Im Fokus der GFA steht die Bereitstellung von Informationen über die antizipierten oder ex post beobachtbaren Auswirkungen – auch nicht intendierter Nebenfolgen – der Normierungsabsichten von Regulierungsmaßnahmen (Konzendorf 2005). Da alle Phasen des Gesetzgebungsprozesses einem Optimierungsprozess zu unterziehen sind, werden drei Varianten der GFA unterschieden: erstens und dem Rechtssetzungsprozess vorgelagert die prospektive GFA, die die Normierungsabsicht und eventuelle Alternativen kritisch prüft, zweitens die begleitende GFA, die sich parallel zum Gesetzgebungsprozess vollzieht und Kriterien wie Vollzugspraktikabilität, Befolgbarkeit, Verständlichkeit, Kosten-Nutzen-Relationen sowie institutionelle und rechtliche Funktionalitäten als Bewertung ansetzt, sowie drittens die retrospektive Gesetzgebung, die den Grad der Zielerreichung und einen sich eventuell ergebenden Novellierungsumfang misst (Böhret/ Konzendorf 2001: 8ff.; Konzendorf 2005: 462ff.).

Der Policy-Design-Ansatz verfolgt ebenso wie die Bemühungen um eine bessere Rechtssetzung die Rationalisierung von Gesetzgebungsprozessen als Leitprinzip. Mit einer systematischen Analyse des Steuerungsansatzes und der Normierungsabsicht unter Zugrundelegung von aufbereitetem instrumenten- und politikfeldspezifischen Steuerungswissen soll somit reflexhafte und eine auf mediale Zyklen abstellende Politisierung von gesellschaftlichen Problemlagen entgegen gewirkt werden (Döhler/ Wegrich 2010: 39f.; Dose 2001: 316, 2008: 17f.). An dieser Stelle soll die Frage unbeantwortet gelassen werden, ob es realistisch erscheint, den politischen Prozess von seinem an kurzen Zeitrhythmen orientierten Ablauf zu befreien und staatliche Steuerungsprozesse hin zu mehr Verwissenschaftlichung und weniger Politisierung zu bewegen – ein gewisses Maß an Skepsis erscheint angebracht. In einem entscheidenden Punkt unterscheidet sich der Policy-Design-Ansatz jedoch deutlich von der auf die GFA fokussierte Diskussion um bessere Rechtssetzung: Durch den expliziten Einbezug und die Berücksichtigung von politischen, weil auf Interessen und auf Widerständen basierenden Einigungskosten beruhenden, Abwägungsprozessen wird über die streng rationalisierte GFA hinausgegangen, die oftmals noch Regelungsalternativen vorschlägt, die im politischen Prozess nicht vermittelbar sind (Wegrich 2010: 54f.). Soll das Scheitern von Policies allerdings verhindert werden, müssen die davon betroffenen Interessen eine Berücksichtigung erfahren.

3.7 Kritische Würdigung des Ansatzes für ein reflektiertes Policy-Design

Der problemdiagnostische Policy-Design-Ansatz füllt in der Politikwissenschaft zentrale Forschungslücken im Bereich der Policy Analyse und der Instrumentenforschung, die nicht nur auf eine Systematisierung von vorhandenem Steuerungswissen aufbaut, sondern auch auf

eine besondere Problemorientierung und einer analytischen Verknüpfung von Problemkategorien mit darauf ursachenadäquat abzielenden Instrumenten zurückgeht. Steuerung, die unter den Bedingungen von Unsicherheit und Nichtwissen komplexeste Problemlagen regelt, bedarf darum einer klaren Problemorientierung, die zudem ein breites Problemverständnis an den Tag legt – das heißt Steuerungswissen aus verschiedensten Disziplinen nutzbar zu machen. Die hier skizzierten Entwicklungslinien führen zu der Erkenntnis, Steuerungsprozesse nur mit einem holistischen Ansatz analysieren zu können. Jedoch liegt es in der Natur der Sache, dass es trotz dieser sehr wertvollen Erweiterungen der Theorielandschaft zu konzeptionellen Verkürzungen kommt und der Ansatz die eine oder andere Schwachstelle aufweist – mit der sich im Folgenden kritisch auseinandergesetzt werden soll.

Um zudem einem Missverständnis vorzubeugen, dass sich aus einer wertenden Perspektive ergeben kann und an dem Problem der Entpolitisierung von Gesetzgebungsprozessen ansetzt, sei auf folgende Feststellung verwiesen: „Freilich will Dose die Ausgestaltung materieller Politik nicht im Endergebnis vorschreiben. Er stellt aber immerhin eine Analysemethode zur Klärung der Frage bereit, welche Instrumente in welcher Problemlage welche Vor- und Nachteile bei der Problemlösung zeitigen“ (Meyer 2009: 119). Dabei lässt sich in der Praxis beobachten, dass oftmals nicht das Instrument gewählt wird, was eine ursachenadäquate Problemlösung verspricht, gerade weil Ursachen, die im politischen Prozess und seiner Logik zu suchen sind, eine optimale Problemlösung verhindern.

Des Weiteren schließen sich zwei Probleme, einerseits in Bezug auf die wohlfahrtsökonomische Problemsystematisierung und andererseits im Hinblick auf die Bewertungslogik von Policies, an diese Betrachtungsweise an. Die wohlfahrtökonomische Analyse zur Bestimmung von Marktversagen eignet sich besonders für die Analyse von wirtschaftspolitischen oder wirtschaftsnahen Politikfeldern wie beispielsweise die Umweltpolitik. Wird ein gesellschaftliches Phänomen jedoch als moralisch- oder gerechtigkeitsaufgeladenes Problem beschrieben, kommt der Ansatz an seine Grenzen (wie beispielsweise Sterbehilfe). Zudem sind die Grenzen bei mancher Problemursache zwischen Markt- und Staatsversagen fließend, sodass eine eindeutige Zuordnung von Problemkategorien schwierig erscheint – dies gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass der Ansatz keine Problemkategorien für Staatsversagen vorhält. In Fragen der Energiepolitik kann demgegenüber sehr gut mit dem analytischen Handwerkszeug gearbeitet werden, weil die wohlfahrtökonomischen Problemkategorien sich als passgenau darstellen.

Ein weiterer Kritikpunkt der von einem sozialwissenschaftlich-konstruktivistischen Standpunkt aus vorgetragen werden mag, sieht sich im konstruktivistischen Zugang zu Problemen begründet. Zum einen wird aus dieser Perspektive der Ausgangspunkt der Analyse in Form der Sicht des Gesetzgebers nicht geteilt, zum anderen mag aus dieser Perspektive auch der wohlfahrtökonomische Zugang zu politisch definierten Problemen zweifelhaft

erscheinen, da letztendlich durch diesen Analyseschritt eine vermeintlich optimale Lösung der Marktversagenslogik bereits eingeschrieben ist – wobei sich diese vielmehr als kontingent darstellen dürften. Dieser Kritik tritt der Policy-Design-Ansatz insofern entgegen, als dass er Raum für eine kritische Auseinandersetzung der Problembeschreibung des Gesetzgebers in der Plausibilitätsprüfung der Steuerungshypothesen vorsieht. Ist der Autor der Meinung, um eine Zustandsveränderung des zu adressierenden gesellschaftlichen Phänomens herbeizuführen sei eine andere Problemwahrnehmung notwendig, bietet der Ansatz dafür Artikulationsspielraum.

Um den Komplex der Problemwahrnehmung aus analytischer Perspektive abzuschließen, bleibt auf den weiterhin bestehenden Problemlösungsbias zu verweisen. Es sei dennoch noch einmal darauf verwiesen, dass die kritisierte Instrumentenkasten-Philosophie – auch wenn nicht auf eine naive Art und Weise angestrebt – dem Policy-Design-Ansatz zugeordnet werden kann; allerdings wird mit dem Einbezug von gesellschaftlichen Widerständen und politischen Einigungskosten die wesentlichen Vorbehalte entkräftet.

Damit ist das Instrumentenverständnis des Ansatzes thematisiert, und auch hier scheint der Policy-Design-Ansatz Konstruktivisten einen Angriffspunkt zu bieten. Zwar verkörpert dieses Verständnis nicht die reine Lehre der 80er und 90er Jahre, dennoch ist das Instrumentenverständnis tendenziell instrumentell ausgerichtet. Auch wenn in den Abwägungsprozess der Instrumentenbewertung einige Gesichtspunkte einfließen, wird noch zu wenig der politischen Natur von Instrumenten, den zugrunde liegenden Wertvorstellungen und kulturellen Ausdeutungen dieser politischen Werkzeuge Beachtung geschenkt. Die Frage der Instrumentierung ist keine rein technische; Dose selbst verweist darauf – Instrumente haben eine eigene politische Ökonomie, wonach sie durch ihre Eigenschaften unabhängig vom Politikfeld ihren Erfolg beeinflussen (Dose 2008a: 84). Ungeachtet dessen hat sich das Instrumentenverständnis in jüngeren, insbesondere anglo-amerikanischen Publikationen von dem Verständnis der alten Schule emanzipiert. Im Policy-Design-Ansatz wird thematisiert, wie Instrumente mittelbar den politischen Prozess strukturieren, Lascoumes und Le Galès hingegen versuchen beispielsweise darüber hinaus zu zeigen, wie Instrumente die politischen Inhalte strukturieren. Allerdings gilt es auch relativierend den unterschiedlichen Fokus zu beachten, während Dose sich auf die Problemlösung und die Wirkung von Instrumenten konzentriert, richtet sich das Interesse von Lascoumes und Le Galès vor allem auf den Wandel von politischen Inhalten über lange Zeiträume – sie begreifen Instrumente als Indikatoren, die Wandel anzeigen oder erklären können (Lascoumes/ Le Galès 2007: 17f.).

Gleichwohl erweist sich der Ansatz anschlussfähig an die neue Design-Orientierung innerhalb der Policy Analyse a là Howlett und Kollegen. Zwar ist der Ansatz problemorientierter staatlicher Steuerung weniger an dem Formulierungsprozess der Inhalte interessiert, weshalb hier ein blinder Fleck in der Analyse zu diagnostizieren ist, doch ist er zeitgemäß in der

Berücksichtigung von institutionellen und kontext-abhängigen Faktoren, ebenso wie in er Thematisierung von Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten innerhalb eines Policy-Mixes sowie zwischen verschiedenen Policies in der bestehenden Steuerungslandschaft aufgrund des dafür vorgesehenen Bewertungskriteriums.
Dabei macht doch gerade die amerikanische Implementations- und Evaluationsforschung einen wichtigen Anknüpfungspunkt vom Policy-Design-Ansatz aus, von denen der Pragmatismus übernommen wird. Ziel ist dabei die Tradition der Ambivalenz in der deutschen Policy-Forschung zu überwinden, einerseits auf Problemlösung zu fokussieren und andererseits praxisferne Politikempfehlungen zu geben. Dem Weg über das Aufgreifen von als einfach beschriebenen Modellen der amerikanischen Disziplinen wird jedoch mit Skepsis begegnet, ob auf diese Weise die konsensual geteilte Diagnose einer gesteigerten gesellschaftlichen Komplexität Rechnung getragen werden kann (Janning/ Toens 2008: 15f.).

3.8 Institutionelles Setting und Mehrheitskonstellationen im föderalen Mehrebenensystem

Neben der Akteursorientierung trägt der Policy-Design-Ansatz auch das Charakteristikum einer neo-institutionalistischen Ausrichtung. Damit berücksichtigt der Ansatz Handlungsrestriktionen und -optionen, die sich aus dem vorgefundenen institutionellen Setting ergeben können. Des Weiteren können Restriktionen durch spezifische Akteurskonstellationen entstehen (Dose 2008a: 166), die wiederum von dem institutionellen Kontext abhängig sind – denn gegenläufige Mehrheiten in Bundestag und Bundesrat haben bei zustimmungsbedürftigen Gesetzen eine größere Relevanz als bei Einspruchsgesetzen. Darüber hinaus spielt die verfassungsrechtlich normierte Kompetenzverteilung im föderalen Mehrebenensystem eine zentrale Rolle, derer sich nachfolgend zugewandt werden soll. Nicht schriftlich fixiert sind die Verwaltungs- und Steuerungstraditionen, wobei eine Harmonisierung der Steuerungskonzeption auf die vorliegenden Traditionen vorteilhaft ist, wenn negative Auswirkungen vermieden werden sollen (ebd.: 189f.).

Von besonderer steuerungstheoretischer Relevanz ist die Kompetenzverteilung zwischen Bund und den Ländern sowie das institutionelle Setting, das den Gesetzgebungsprozess strukturiert. Die Kompetenzverteilung im deutschen Mehrebenensystem unterliegt einem Spannungsverhältnis zwischen Verbund und Trennung (Dose 2008a: 170; Blätte/ Hohl 2013: 208). Das in Deutschland gewachsene föderale Verbundsystem weist Bund und Ländern für jeweils gleiche Aufgabenbereiche unterschiedliche Funktionen zu; während der Bund in den meisten Politikfeldern die Gesetzgebungskompetenz inne hat, sind die Länder für die Ausführung und den Vollzug der Gesetze zuständig. Die Länder verfügen deshalb über eine nicht in ihrer Bedeutung zu unterschätzende Verwaltungskraft, die aus einer steuerungstheoretischen Perspektive Beachtung finden sollte. In der Konsequenz befördern die Mitwirkungsrechte der

Länder sowie die Kompetenzteilung in der Gesetzgebung[133] das Spannungsverhältnis aus Verbund und Trennung (Kropp 2010: 55). Für zustimmungsbedürftige Gesetze sind die verfassungsrechtlichen Hürden höher als für Einspruchsgesetze – es wird deswegen auch von einem geteilten Vetorecht gesprochen, da je nach Gesetzesmaterie dem Bundesrat die Möglichkeit eines absoluten beziehungsweise suspensiven Vetos offen steht (Leunig 2010: 89). Die Rolle des Bundesrates in Gesetzgebungsprozessen und die Wahrnehmung dieser Einspruchs- und Vetomöglichkeiten dominiert dementsprechend die Forschung über dieses Organ (Sturm/ Müller 2013: 143f.). Bevor sich diesem Forschungsstand näher gewidmet werden soll, werden Ausführungen zu einigen rudimentären Charakteristika und Funktionen des Bundesrates vorangestellt.

Die Zusammensetzung des Bundesrates durch Vertreter der Landesregierungen spiegelt den Charakter des Exekutivföderalismus wider (Kropp 2010), wobei der Begriff schon die starke Rolle der Landesregierungen im föderalen Verhandlungssystem betont. Die Stimmverteilung innerhalb des Bundesrates berücksichtigt die unterschiedlichen Größen und Bevölkerungszahlen der Länder und ist entsprechend einem Treppenmodell nachempfunden: Der Sockel wird durch drei Stimmen gebildet, ab zwei Millionen Einwohnern wird die erste Stufe mit vier Stimmen genommen, die zweite Stufe entspricht fünf Stimmen ab sechs Millionen Einwohnern und das Podest wird ab sieben Millionen Einwohnern bei sechs Stimmen erreicht (Schmidt 2012: 671). „Die großen Länder verfügen zwar nicht über eine Mehrheit, können aber gemeinsam von einer Sperrminorität Gebrauch machen, die sie vor einer Ausbeutung ihrer Wirtschaftskraft durch die kleineren Länder schützen soll“ (Kropp 2010: 49f.). Folgendes gilt es jedoch bei der Repräsentanz von Landesinteressen gleich welcher Größenordnung zu beachten: „Der Bundesrat ist am Zustandekommen aller Bundesgesetze beteiligt; er ist kein Länderorgan, entsprechend gehört es nicht zu seinen Aufgaben, gemeinsame Anliegen der Länder zu bearbeiten und deren Lösungsstrategien zu entwerfen. Vielmehr stellt er als föderales Bundesorgan eine Art Bindeglied zu den Ländern dar, das die bundesstaatliche Ordnung bewahren und die Interessen der Länder in den politischen Prozess auf Bundesebene einbringen soll“ (Jun 2010: 339). Dem Wesen nach repräsentiert der Bundesrat das fehlende Herrschaftszentrum im politischen System Deutschlands und spiegelt die vielfältigen Kooperationsbedürfnisse im Mehrebenensystem; aus diesem Grund bringen manche Autoren diese Eigenschaften auf den Begriff der „föderalistischen Konsensdemokratie“ (Lhotta 2003: 18). In der Literatur wird immer wieder die Individualität des deutschen Systems betont, weshalb der Bundesrat aus diesem Grund als „föderales Bundesorgan sui generis“ (Leunig 2010: 87) beschrieben werden kann, da er keine

[133] Die Gesetzgebungskompetenzen liegen in der *ausschließlichen Gesetzgebungskompetenz des Bundes* – wie der Name bereits verrät – beim Bund, in der *konkurrierenden Gesetzgebung* solange bei den Ländern, wie der Bund nicht Regelungen erlassen hat – denn hier gilt ‚Bundesrecht bricht Landesrecht‘; allerdings verfügen die Länder ebenfalls über eine ausschließliche Gesetzgebungskompetenz (Schlüter 2010: 57ff.). Dabei müssen dem Bund im Sinne des Grundgesetzes die Gesetzgebungsbefugnisse explizit zugestanden werden, ansonsten verbleiben diese bei den Ländern (Blätte/ Hohl 2013: 208).

Parlamentskammer im eigentlichen Sinne aufgrund seiner Zusammensetzung ist. Vielmehr verfügt er über eine gewaltenhemmende Funktion und sorgt dafür, dass die regionalen Belange und Interessen nicht aus den politischen Abwägungsprozessen durch den Bund verdrängt werden können (ebd.: 87f.). Im internationalen Vergleich ist dabei ein ungewöhnlich hohes Ausmaß an Entscheidungsverflechtung im deutschen Föderalismus zu beobachten, das sich insbesondere durch eine komplexe Nivellierung von Steuer- und Finanzkraftunterschieden zwischen den Ländern kennzeichnet (Jun 2010: 338). Zwei wesentliche Strukturmerkmale, die Anlass für und Gegenstand von mannigfaltiger Theoriebildung waren, entfalten im Besonderen eine prägende Wirkung: „Mit der Kombination aus konsensorientiertem Föderalismus und konkurrenzorientiertem Parteienwettbewerb bildet die Bundesrepublik eine Ausnahme unter westlichen Demokratien“ (Strünck 2012: 4).

Seit längerem war in der historischen Entwicklung des deutschen Föderalismus eine Tendenz zur Unitarisierung und Verschmälerung der Landeskompetenzen feststellbar, es kam zu einer regelrechten Zentralisierung von Zuständigkeiten beim Bund (Jun 2010: 336f.; Blätte/ Hohl 2013: 208; Lehmbruch 2002). Dieser Trend wurde mit der Föderalismusreform I aus dem Jahr 2006 etwas durchbrochen. Mit dieser Reform waren eine Re-Föderalisierung und eine Aufgabenentflechtung verbunden. Klares Ziel war dabei, die enorme Zahl von zustimmungsbedürftigen Gesetzen zu reduzieren, die als Blockadegrund in der deutschen Gesetzgebung galten und als Ausdruck eines Zwangsverhandlungssystems charakterisiert wurden (Kropp 2010: 12f.; Jun 2010: 348). In der Literatur wird die Änderung des Art. 84 GG[134] als bedeutender Schritt zur Erreichung dieses Ziels beschrieben, der in der Vergangenheit als maßgebliches Einfalltor für Zustimmungsgesetze galt – dadurch konnte auch faktisch eine Reduzierung dieser Gesetzeskategorie erreicht werden (Jun 2010: 348; Schmidt 2012: 660f.). Quantitativ schlägt sich dies in einer Reduktion der Quote von Zustimmungsgesetzen von 53 auf 39 Prozent nieder (Schmidt 2012: 661)[135]. Dies ist einer der Gründe für die abwechselnden Forschungskonjunkturen von positiven und negativen Einschätzungen der im deutschen föderalen Mehrebenensystem angelegten Reformfähigkeit, um dem hohen Reformbedarf im politischen System zu begegnen. Darüber hinaus variieren die Einschätzungen mit der Wiedervereinigung und vor allem einer zunehmenden Europäisierung sowie – dieser Aspekt ist für das vorliegende Erkenntnisinteresse von besonderer Relevanz – den quergelagerten Mehrheitsverhältnissen zwischen Bundestag und Bundesrat (Kropp 2010: 10). In der Literatur wird vermehrt die Einschätzung vertreten, dass der Bundesrat nicht als destruktives Organ, also als

[134] Art.84 GG alt sah bereits die Zustimmungsbedürftigkeit eines Gesetzes vor, wenn die Einrichtung der landeseigenen Behörden und Verwaltungsverfahren bei der Ausführung von Bundesgesetzen geregelt werden, sodass bereits eine verfahrensrechtliche Vorschrift die Zustimmungsbedürftigkeit auslöst. Die Neufassung des besagten Artikels weist den Ländern in diesem Fall ein Abweichungsrecht vor, weshalb erst bei einer Verweigerung dessen durch den Bund der Tatbestand der Zustimmungsbedürftigkeit in Kraft tritt (Schmidt 2012: 661).

[135] Bestandsaufnahme von Ende 2011. In den ersten Jahren nach der Umsetzung der Föderalismusreform I dominierte eine skeptische Sichtweise auf die Effektivität der Reform, erst nach und nach kam es zu einer Entspannung in der Bewertung (Höreth 2007: 731) bis schließlich von einem Erfolg gesprochen wird.

kein Blockierer, im Gesetzgebungsprozess auftritt – vielmehr kann konstatiert werden, dass in der Vergangenheit weder die variierenden Zustimmungsbedürftigkeitsquoten von Gesetzen noch unterschiedliche parteipolitische Mehrheiten in Bundestag und Bundesrat zu einer Entscheidungsblockade im Bundesrat geführt haben (Jun 2010: 344; Leunig 2003a; Leunig 2003b: 791). In der historischen Perspektive wird die These der Blockadegefahr vor allem quantitativ entwertet: nur rund ein Prozent aller Gesetze seit Bestehen der Bundesrepublik Deutschland wurden vom Bundesrat blockiert. Einschränkend gilt es dazu anzumerken, dass bei diesem Befund keine qualitative Gewichtung der Gesetzesvorhaben vorgenommen wird und dass sowohl Widerstand antizipierende sowie Kompromiss-Strategien, eventuell sogar der Verzicht auf blockadeanfällige Gesetze, zu diesem Befund führen (Strünck 2012: 9; König/ Bräuninger 2005; Burkhart/ Manow 2006: 7f.). Darüber hinaus werden in absehbar konfliktträchtigen Gesetzesvorhaben eine gewisse Handelsspanne eingebaut, um Kompromisse eingehen zu können, ohne die Position der Bundesregierung zu sehr zu verwässern (Leunig 2003a: 63).

Das institutionelle Setting sieht zwar im Bundesrat einen möglichen Vetopunkt vor, dieser ist jedoch eine „konstitutionelle Opportunitätsstruktur“ (Lhotta 2003: 19), deren Inanspruchnahme abhängig von Entscheidungen politischer Akteure ist. Institutionen tragen demnach nicht intrinsisch einen Vetoeffekt in sich, sondern dieser obliegt den Handlungen von Akteuren. „Der Bundesrat ist für die Regierungspolitik gelegentlich sicher eine unbequeme Hürde. Er kann aber nie die gesamte Regierungspolitik zum Stillstand bringen oder gar die Regierung stürzen. Der Bundesrat ist kein ostinaler Veto-Player, nicht einmal in Phasen umgekehrter Mehrheiten“ (ebd.: 22). Die Kompromisszwänge im föderalen System führen somit vor allem zu langen informellen Verhandlungen, an deren Ende auch die Anrufung des Vermittlungsausschusses[136] stehen kann – vor allem aber politische Lösungen, „die in ihrer Reichweite hinter dem Willen der amtierenden Bundesregierung und der sie stützenden Bundestagsfraktionen zurückbleiben“ (Kropp 2010: 62).

An vielen Stellen dieser Ausführungen blitzen schon die beiden den deutschen Föderalismus dominierenden Strukturmerkmale hervor: erstens der Strukturbruch zwischen „dualistischem Parteienwettbewerb mit hohem Konkurrenzdruck und verflochtenem Verbundföderalismus unter hohem Kooperationsdruck“ (Strünck 2012: 7f.; Lehmbruch 2000) sowie zweitens die Politikverflechtung zwischen den Ebenen. Bereits in den 70er Jahren formulierte Lehmbruch die Strukturbruchthese, die das kooperative Element des deutschen Föderalismus im Bundesrat durch den konfliktgeprägten Parteienwettbewerb überlagert und dominiert sah, was zu suboptimalen Politikergebnissen führt (Lehmbruch 1976). Die Strukturbruchthese findet sich in der

[136] Der Vermittlungsausschuss kann als Scharnier zwischen Bundestag und Bundesrat gelten; dies nicht nur aufgrund seiner Zusammensetzung, sondern vor allem weil dieses Organ einen kooperativen Interessenausgleich ermöglicht – nicht zuletzt weil Koppelgeschäfte über Politikfeldgrenzen hinweg verabredet werden (Kropp 2010: 56).

Literatur viel zitiert und kann immer noch Berechtigung beanspruchen – auch wenn sie im Vergleich zu ihrer Geburtsstunde deutlich voraussetzungsvoller erscheint. So muss die These mittlerweile in zweierlei Richtung eingeschränkt werden: Einerseits hat sich das deutsche Parteiensystem deutlich weiter entwickelt und durchlief einen Fragmentierungs- und Pluralisierungsprozess, was insbesondere für die Länder gilt, in denen es leichter für neue Parteien ist sich durchzusetzen als dies im Bund der Fall ist. Demnach ist der Parteienwettbewerb weit weniger dualistisch, die deutliche Lagerbildung hat sich entspannt[137]. Andererseits müssen gleichgerichtete und divergierende Mehrheiten zwischen Bundesrat und Bundestag unterschieden werden. Bei gleichgerichteten Mehrheiten ist deutlich seltener eine Überlagerung des Gesetzgebungsprozesses durch den Parteienwettbewerb zu erwarten, jedoch sind divergierende Mehrheiten eher die Regel als die Ausnahme in Deutschland (Strünck 2012: 7ff.). „Der von Lehmbruch diagnostizierte Strukturbruch stellt sich vor allem dann ein, wenn es den Oppositionsparteien im Bundestag gelingt, die von ihnen geführten Landesregierungen im Bundesrat „auf Linie“ zu bringen““ (Kropp 2010: 70). Demgegenüber zeigt die Empirie allerdings, dass es die Bundesparteien schwer haben, von oben hierarchisch in die Landesparteien hineinzuregieren (ebd.). Vor allem muss die Opposition im Bundestag die föderalen Interessen ihrer an Landesregierungen beteiligten regionalen Parteigliederungen berücksichtigen, wenn sie im Parteienwettbewerb geschlossen erscheinen will. Eine Strategie, die aus bundespolitischen Gründen auf reine Konfrontation setzt und die Problemlösung komplett vernachlässigt, ist oftmals zum Scheitern verdammt und erzeugt hohe elektorale Kosten (Leunig 2003b: 789; Burkhart/ Manow 2006: 10).

Die verschiedenen Kritikpunkte an der Strukturbruchthese lassen einen zweiten Blick als lohnenswert erscheinen. In der Literatur wird dem föderalen Parteiensystem und dem Parteienwettbewerb in Deutschland nicht nur ein negativer, sondern durchaus auch ein positiver Effekt auf Interessenausgleich und den Umgang mit verflochtenen Problemen beigemessen; Parteien können dabei als Verhandlungskorridore innerhalb des föderalen Systems aufgrund ihrer über mehrere Ebenen erstreckenden Organisation fungieren (Kropp 2010: 57f.). Unabhängig davon, welche Position eingenommen wird, teilen beide Sichtweisen doch den Aspekt, „dass externe Effekte und zeitliche Restriktionen wie Wahlkämpfe und nahende Bundestagswahlen negative Effekte haben“ (Leunig 2003b: 780). Von Relevanz sind allerdings nicht nur die Bundestagswahlen, sondern insbesondere auch die Landtagswahlen, die aufgrund ihrer Häufigkeit fast eine permanente Wahlkampfsituation herbeiführen; zudem sind sie in ihrer Bedeutung nicht zu unterschätzen, wenn sie die Zusammensetzung des Bundesrates beeinflussen (Zohlnhöfer 2010: 397). Des Weiteren sind auch die Machtverhältnisse innerhalb der Parteien von Bedeutung und nicht nur die Kräfteverhältnisse im Parteienwettbewerb (Strünck 2012: 8).

[137] So bewirkt die Ausdifferenzierung regionaler Parteiensysteme eine verstärkte Interaktionen und diversifizierte Bündnismöglichkeiten zwischen den Parteien. In der Konsequenz bedeutet dies eine gestiegene Anzahl von Koalitionen, die quer zum bipolaren Parteienwettbewerb im Bundestag liegen (Kropp 2010: 63).

So sehen sich vor allem die CDU und SPD, aber auch die anderen Bundesparteien, innerhalb ihrer eigenen Partei einer heterogenen Interessenlage konfrontiert, die miteinander in Konflikt stehen können und sich deshalb oftmals nur schwer ausgleichen lassen (Kropp 2010: 78). „Dass die Landesverbände der Parteien sehr unterschiedliche Präferenzen und Ziele verfolgen, hängt wesentlich mit den in den vergangenen Jahren gewachsenen wirtschaftlichen Asymmetrien [zwischen den Ländern; S.Z.] zusammen“ (ebd.).
Dennoch kommt der bundesstaatlichen Parteienstruktur eine konfliktminimierende Funktion zu, da die institutionellen Eigeninteressen der Länder die parteipolitische Konfrontation entschärfen können (Leunig 2003b: 788) – zumal keineswegs die Positionen der Landesregierungen stets durch bundespolitische Interessen bestimmt werden. „[I]m Gegenteil: dort, wo parteipolitische Interessen mit Landesinteressen kollidierten, war den Landespolitikern das „landespolitische Hemd“ allemal näher als die „parteipolitische Jacke““ (ebd.: 784; auch Renzsch 1995: 172f.); eine Tatsache, die sowohl für gleichgerichtete Mehrheiten als auch für divergierende Mehrheiten Gültigkeit beanspruchen kann. „Hier wird deutlich, dass es häufig gar nicht die oft im Visier von Wissenschaftlern und Publizistik stehenden divergierenden Mehrheiten sind, die es den Ländern schwer machen, ihre Interessen durchzusetzen. Vielmehr ist es die Erwartung an ein parteikonformes Verhalten der R-Länder in Zeiten gleichgerichteter Mehrheiten, die es diesen deutlich erschwert, eigene Positionen zu realisieren“ (Leunig/ Träger 2012b: 306). Auch Kropp betont das Spannungsverhältnis der verschiedenen Rollenerwartungen, denen sich Ländervertreter im Bundesrat ausgesetzt sehen (Kropp 2010: 54).

Allerdings steht nicht ausschließlich das Verhältnis von Parteiensystem zu staatlichen Institutionen in der Gesetzgebung im Fokus der Forschung, sondern auch in welchem Verhältnis die verschiedenen Exekutiven der Länder untereinander und zum Bund stehen. Dabei lässt sich eine vertikale und eine horizontale Verflechtung im deutschen Mehrebenensystem bilanzieren (Strünck 2012: 11f.). In der Föderalismusforschung ist mit dem Begriff der Politikverflechtung der nächste Forschungsschwerpunkt benannt. Während kooperativer Föderalismus das Charakteristikum der Freiwilligkeit trägt, zeichnet sich Politikverflechtung durch ein Zwangsverhandlungssystem aus, das Akteuren aufgrund von verfassungsrechtlichen Vorgaben und institutionalisierten Normen Vetomacht zubilligt (Kropp 2010: 12). Politikverflechtung kann dabei als „besondere Form der Koordination zwischen Bund und Ländern [beschrieben werden; S.Z.]. Diese verhandeln in einem institutionellen Kontext, in dem Kompetenzen geteilt sind und nur gemeinsam ausgeübt werden können, wobei zugleich alle Gebietskörperschaften vertreten sein müssen. […] Ist dies nicht der Fall, können weder Bund noch einzelne Länder einseitig den Status quo ändern. In diesem Sinne besteht Politikverflechtung in einem institutionalisierten, multilateralen System von Zwangsverhandlungen“ (Benz/ Detemple/ Heinz 2013: 155). Die Theorie der Politikverflechtung geht ursprünglich auf Scharpf und Kollegen zurück (Scharpf/ Reissert/ Schnabel 1976), die dieses institutionalisierte Setting nicht willkürlich entstanden sahen, sondern als logische Antwort auf Mehrebenen-Probleme verstanden wissen wollten, die nicht optimal durch Ein-Ebenen-

Entscheidungsstrukturen bearbeitet werden könnten (ebd.: 29). Schon damals identifizierten die Autoren verschiedene Restriktionen, die, wenn nicht abgebaut, die Politikverflechtung dazu tendieren lässt, anstatt eine optimale Problemlösung zu gewährleisten, das politische System in eine Selbstblockade zu führen (ebd.: 55). Daraus resultiert folglich ein Strukturdilemma, das in der sogenannten Politikverflechtungsfalle aufgeht. Scharpf erläutert das Phänomen wie folgt: „eine zwei oder mehr Ebenen verbindende Entscheidungsstruktur, die aus ihrer institutionellen Logik heraus systematisch [...] ineffiziente und problem-unangemessene Entscheidungen erzeugt, und die zugleich unfähig ist, die institutionellen Bedingungen ihrer Entscheidungslogik zu verändern – weder in Richtung auf mehr Integration noch in Richtung auf mehr Desintegration“ (Scharpf 1985: 350 zitiert nach Benz 2009: 61)[138]. Dennoch folgen aus der Politikverflechtung im deutschen Bundesstaat nicht zwangsläufig Blockaden (Scheller 2008: 31f.; Benz 2009: 108). Nicht nur haben politische Akteure Erfahrung im Umgang mit dem Strukturdilemma und ein ganzes Set von verschiedenen Strategien, um die Blockadegefahr zu überwinden (Dose 2008a: 171ff.; Benz 2009: 169ff.), auch die deutsche Verfassungskultur tendiert zu einer kooperativen Praxis und steht einseitigem Entscheiden und Wettbewerbsföderalismus entgegen (Benz/ Detemple/ Heinz 2013: 156f.). Zudem variieren Politikverflechtungsmuster und stellen sich je nach Politikfeld unterschiedlich ausdifferenziert dar, die im Einzelnen unterschiedlich funktionieren und in denen die Blockadegefahr unterschiedlich ausgeprägt ist (ebd.: 158; Scheller/ Schmid 2008). Pauschalisierte Urteile sind aus diesem Grund wenig zweckdienlich und darüber hinaus nicht zeitlos, da die Variationen sich mit der Zeit wandeln, ihre Funktionsbedingungen wie ihre faktische Funktionsweise ändern (ebd.).

Werden primär zustimmungsbedürftige Gesetze in den Analysen berücksichtigt, kann ein Forschungsstand bilanziert werden, der den staatlich-politischen Willensbildungsprozess des Bundes maßgeblich von den Mehrheitsverhältnissen im Bundesrat abhängig macht (Leunig 2003a: 71) – auch wenn die Effekte der Föderalismusreform I diese These etwas relativieren mag. Stets findet sich dieser Logik entsprechend und somit im gleichen Atemzug angeführt die Annahme, dass bei Einspruchsgesetzen keine Verhandlungen mit der Opposition notwendig seien; vielmehr liege der Fokus der Regierungskoalition auf einer Übereinkunft mit den ihr parteipolitisch äquivalenten Landesregierungen, um nicht den Eindruck entweder innerparteilicher Konflikte oder koalitionsinterner Differenzen zu erzeugen (Leunig 2003a: 58f.). An dieser Stelle soll schon der Hinweis erfolgen, dass im späteren Verlauf der Fallstudienanalyse gezeigt wird, dass für die Gesetzgebungsprozesse der Energiewende – insbesondere der Novellierung des EEG – dies keine Gültigkeit beanspruchen kann. Stattdessen wird zu Zeiten divergierender Mehrheiten eine Einigung mit den Landesregierungen, die in einem Teil sich

[138] Ein oft gegen die Theorie der Politikverflechtung angeführtes Argument stellt die These der Rigidität der Verflechtungsmuster in Frage. Die Theorie des dynamischen Föderalismus betont, dass sich Machtverlagerungen auf andere Ebenen auch ohne Verfassungsreformen möglich sind. Entsprechende Dynamiken können ausgelöst werden, wenn sich die Rolle von Parteien im Bundesstaat verändert (Benz/ Detemple/ Heinz 2013: 157).

parteipolitisch im Bundestag in der Opposition befindend, im Bundesrat aufgrund externen Drucks angestrebt, um eine Anrufung des Vermittlungsausschusses zu verhindern. Dies gilt auch zu Zeiten einer großen Koalition, die im Bundestag zwar über fast uneingeschränkte Handlungs- und Machtpotenziale verfügt, sich im Bundesrat aber dennoch Landesregierungen gegenübersieht, die ihre eigenen Interessen zu verteidigen wissen – so zeigt auch der Rückblick auf das erste schwarz-rote Regierungsbündnis, dass der Bundesrat als Vetospieler nicht automatisch ausfällt (Stüwe 2008).

Eine in der vergleichsweise jüngeren Vergangenheit aufgestellte beachtenswerte These im Hinblick auf die Bedeutung sowie den Einfluss der Mehrheitsverhältnisse auf die Gesetzgebungstätigkeit und das Blockadepotenzial im deutschen Föderalismus ist die der legislativen Autolimitation bei eindeutigen Mehrheiten. Burkhart und Manow gehen davon aus, dass bei divergierenden Mehrheiten zwischen Bundestag und Bundesrat, die klar und deutlich ausfallen, die Bundesregierung nicht auf eine hohe Konfliktintensität setzt und stattdessen sich in gesetzgeberischer Selbstbeschränkung übt. Diese Autolimitation ist umso höher, je stärker die Stellung der in der Opposition vertretenden Parteien ist. Hingegen ist eine starke parteipolitische Konfrontation zu erwarten, wenn die Mehrheitsverhältnisse knapp und unübersichtlich sind. In einem solchen Fall versucht die Regierung mit einem wenig kompromissbereiten Gesetzesentwurf im Bundesrat eigene Mehrheiten zu finden, im Zweifel auch mit dem Versuch, Landesregierungen aus dem Oppositionslager heraus zukaufen (Burkhart/ Manow 2006: 14f.). Weil ein häufiger Effekt von Vetomacht ein antizipatorischer ist (ebd.: 6), sehen die Autoren die Position bestätigt, dass der bundesdeutsche Föderalismus von erheblichen Blockadepotenzialen belastet ist – auch wenn beziehungsweise gerade weil sich dies quantitativ nicht anhand einer hohen Anzahl von gescheiterten zustimmungsbedürftigen Gesetzen nachweisen lässt (ebd.: 26). In ihrer historisch-quantitativen Untersuchung prüften sie auch den Einfluss von zeitlichen Restriktionen wie Wahlkämpfe auf die Konfliktintensität in der Gesetzgebung. Entgegen der gängigen politischen Intuition und Erwartungshaltung hatten anstehende Wahlen selbst bei Einspruchsgesetzen keinen konfrontationswahrscheinlichkeitssteigernden Effekt, stattdessen nahm vor einer Bundestagsneuwahl die Konfrontation zwischen Regierung und Opposition sogar signifikant ab (ebd.: 24). Ungeachtet dessen lassen sich qualitativ leicht Gegenbeispiele zusammentragen, bei denen ein Scheitern als Teil eines Blame Game und als Signal legislativer Initiativen an das eigene Lager vorprogrammiert ist (ebd.: 15) – es sei nur an die Strompreisbremse Peter Altmaiers (CDU) als Bundesumweltminister im Frühjahr 2013 erinnert, die als Beispielhaft exerzierte Blame-Game-Strategie gelten kann (Zitzler 2013c; Brinkmann 2013).

In den bisherigen Ausführungen war an mehreren Stellen von gleichgerichteten und divergierenden Mehrheiten die Rede, weshalb im Folgenden in die Diskussion um eine geeignete Operationalisierung von Mehrheitsverhältnissen im Bundesrat eingestiegen werden soll. Hier

wird dem begrifflichen Verständnis von Leunig gefolgt; dementsprechend sind unter gleichgerichteten Mehrheiten Zeiträume zu verstehen, „in denen die Parteien, die die Mehrheit im Bundestag haben und die Bundesregierung stellen, auch über eine numerische Mehrheit der Länderstimmen im Bundesrat verfügen“ (Leunig 2003a: 74), während unter divergierenden Mehrheiten Zeiträume zu verstehen sind, „in denen die Parteien der Bundestagsopposition gemeinsam mindestens über eine „Sperrminorität“ der Länderstimmen verfügen, das heißt, dass die entsprechend der Bundesregierung gebildeten Landesregierungen über keine eigene Mehrheit im Bundesrat verfügen“ (ebd.). Eine solche Differenzierung macht eine Kategorisierung der jeweiligen Landesregierungen notwendig, die sich in der Literatur allerdings nicht unumstritten darstellt. Oftmals findet sich als gängige Differenzierung das AB(C)-Schema, wobei die A-Länder als SPD-geführte Landesregierungen, die B-Länder als CDU geführte Landesregierungen und die C-Länder als Große Koalitionen klassifiziert werden (Wagschal 2001). Demgegenüber hat sich mit dem ROM-Schema eine Alternative etabliert (Lehmbruch 1998; Strohmeier 2004):

- R-Länder: „Länder, deren Regierungen parteipolitisch kongruent zur Bundesregierung zusammengesetzt sind, bzw. von einer der im Bund regierenden Parteien alleine gebildet werden“
- O-Länder: „Länder, deren Regierungen ausschließlich von mindestens einer der sich im Bund in der Opposition befindlichen Parteien gebildet werden“
- M-Länder: „Länder, in deren Regierungen sowohl Parteien der Bundestagsmehrheit als auch der Bundestagsopposition vertreten sind“ (Leunig 2003a: 75).

Grundsätzlich gilt es zu beachten, dass die Art der Operationalisierung Auswirkungen auf die tatsächliche Berechnung der Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat hat. Auch wenn das ROM-Schema als das adäquatere Modell beschrieben wurde, war es dennoch nicht frei von Kritik, sodass die strukturellen Schwächen und Inkonsistenzen des Modells – wie werden Koalitionen kategorisiert, die aus Parteien gebildet werden, die nicht im Bundestag vertreten sind? – durch eine Modifikation überwunden werden mussten. Leunig schlägt vor, eben solche aus diesen Koalitionen gebildeten Landesregierungen als M-Länder zu klassifizieren, da die politische Identität der Landesregierung mit der Bundesregierung noch nichts über die endgültige Positionierung aussagt und stattdessen durch Unsicherheit geprägt ist (Leunig 2006: 412f.)[139]. Die Bewandtnis einer adäquaten Operationalisierung der Mehrheitsverhältnisse gilt der Prognose

[139] König und Bräuninger vertreten demgegenüber die Position, auf eine generelle Klassifikation von Mehrheitsverhältnissen im Bundesrat zu verzichten, da je nach Politikfeld auch koalitionsintern die Partnerparteien andere Positionen zueinander einnehmen können (König/ Bräuninger 1997, 2005: IXf.). Auch hier bietet die Energiepolitik reichlich Anschauungsmaterial, wenn auf die schwarz-gelbe Regierung und die Koalitionsstreitigkeiten zwischen dem FDP-geführten Bundeswirtschaftsministerium und dem CDU-geführten Bundesumweltministerium zurückgeblickt wird. Jedoch gilt es zu beachten, dass die koalitionsinternen Konflikte spätestens nach einem Kabinettsbeschluss soweit eingehegt sein sollten, dass eine Klassifizierung von Mehrheitsverhältnissen als legitim und zweckdienlich erscheint.

vom Stimmverhalten der Länder – eben für diese sind die institutionellen Stimmregelungen und deren Auswirkungen von besonderem Interesse. So sind Mehrheiten im Bundesrat nach Art. 52 Abs. 3 GG immer absolute Mehrheiten, da Enthaltungen stets als Nein-Stimmen gewertet werden. Aus diesem Grund existieren divergierende Mehrheiten nicht nur bei positiven Mehrheiten der Opposition, sondern bereits wenn das Lager der Bundesregierung über keine eigene Mehrheit im Bundesrat verfügt. Negative Mehrheiten der O-Länder führen demnach zu Blockaden im Gesetzgebungsprozess, wenn sich M-Länder aufgrund der Neutralitätsklausel in deren Koalitionsverträgen enthalten. In einem solchen Fall muss sich die Bundesregierung um M- oder O-Länder bemühen, um eine eigene Mehrheit herstellen zu können (Leunig 2003a: 75f.). Schließlich hängt der Verhandlungsverlauf im Gesetzgebungsprozess wesentlich von den Mehrheitsverhältnissen ab, da bei gleichgerichteten Mehrheiten die R-Länder frühzeitig in eine geschlossene Front eingereiht werden müssen, will die Bundesregierung eine eigene Mehrheit sichern; eine Einigung durch Absprachen in dem R-Länder-Lager ist ausreichend (ebd.: 219). Hingegen scheinen weder eine frühzeitige Information der O-Länder, noch eine frühe Übereinkunft mit den R-Ländern bei divergierenden Mehrheiten eine erfolgversprechende Strategie für die Bundesregierung zu sein, da sie letztlich den Verhandlungsspielraum bei Fragen hoher Konfliktintensität einschränkt (ebd.: 81). In einem solchen Fall ist die Stabilität der Stimmenmehrheit eines Lagers entscheidend, denn sie entscheidet über den Konfrontationskurs gegenüber der Bundesregierung. In diesem Sinne ist die jeweilige Blockademacht für einzelne Länder, gleich ob es sich um R-, O- oder M-Länder handelt, ausschlaggebend, die zweifelsfrei ansteigt, wenn ein Land durch eine Enthaltung ein Gesetz verhindern kann (ebd.: 237).

Die Föderalismusforschung hat ein beachtliches Bündel an Steuerungswissen zusammengetragen, das auch strategisch nutzbar zu machen ist. Die Ausführungen führen zu der Frage zurück, wann Landesregierungen parteipolitische strategische Erwägungen den eigenen inhaltlichen Interessen vorziehen. Zusätzlich stellt sich die Frage, wie Länder ihre Interessen unter den verschiedenen Umständen durchsetzen können. In vielen Fragen „[schmälert] die Heterogenität der Länder die Aussichten auf ein konzertiertes Vorgehen der Länder gegenüber dem Bund: Stellungnahmen des Bundesrates spiegeln nicht allgemeine „Landesinteressen“, sondern spezifische „Länderinteressen“ wider“ (Blätte/ Hohl 2013: 210). Der Begriff „Landesinteresse“ ist in der Literatur jedoch keineswegs unproblematisch. „Auf die Bundesrepublik übertragen stellt sich die Frage, ob sich konkrete Interessen von Gliedstaaten definieren lassen, die relativ unabhängig sind von Wahlergebnissen und den Interessen politischer Parteien. Solche Interessen müssten mit dem Staatsaufbau, den Ressourcen sowie der Wirtschafts- und Sozialstruktur der jeweiligen Bundesländer so eng verbunden sein, dass ihnen Landesregierungen unabhängig von ihrer parteipolitischen Zusammensetzung folgen. Hinzu kämen dann noch gemeinsame Interessen aller Bundesländer gegenüber dem Bund“ (Strünck 2012: 6f.). Ähnliche Wegweiser finden sich an anderer

Stelle: Landesinteressen können demnach spezifisch oder allgemein sein und spezifisch einerseits auf wirtschaftsgeographische Bedingungen (z.B. Küstenland) sowie andererseits auf die finanzielle Situation eines Landes abstellen. Zudem sind allgemeine föderale Interessen anzuführen, die allen Ländern im Verhältnis zum Bund gemein sind, wie beispielsweise die Verhinderung von Regelungen, die negative finanzielle Auswirkungen auf die Länder haben oder Kompetenzverlagerungen vorsehen (Leunig 2010: 100). Selbst wenn die spezifischen Interessen um weitere strukturelle Variablen wie die Arbeitslosenquote oder den Grad der Verschuldung ergänzt werden (Leunig/ Träger 2012a: 19), bleibt die Bestimmung der jeweiligen Interessen auf den Einzelfall beschränkt und Generalisierungen nicht zugänglich. Daran schließt sich dann eine Gewichtungsfrage an, ob in den Auseinandersetzungen im Bundesrat eher föderale Konflikte, die auf von parteipolitischer Zusammensetzung unabhängigen Interessen basieren, oder Parteipolitik[140], die auf „Handlungsmotiven von Landesregierungen, die auf inhaltlich-programmatischen Positionen oder strategischen Überlegungen der sie tragenden Parteien“ (ebd.) beruhen. Auch diese Gewichtungsfrage ist in der Literatur keinesfalls konsensual eingeschätzt. So manche Veröffentlichung sieht eine klare Dominanz und Überlagerung von parteipolitischen Konflikten über horizontale und vertikale Konflikte im deutschen Föderalismus (Bräuninger/ Gschwend/ Shikano 2010: 229). Dementsprechend wird davon ausgegangen, dass in vielen Streitfällen die Parteidisziplin der Landesregierungen überwiegt und die landesspezifischen Interessen sich nicht gegen die widerstrebenden parteipolitischen Motive durchsetzen können (ebd.: 225f.)[141]. Demgegenüber wird die Sichtweise vertreten, dass der potenzielle Widerstreit von Landesinteressen und Parteiinteressen kein Ebenenkonflikt wie bei Bräuninger und Kollegen ist, sondern ein Konflikt innerhalb einer Landesregierung, die stets zu entscheiden hat, ob eher den Landesinteressen oder strategischen Parteiinteressen nachgegeben werden soll (Leunig/ Träger 2012a: 22). Aus dieser Perspektive erscheinen die bundesdeutschen föderalen Gesetzgebungsverfahren deutlich weniger von Parteipolitik beherrscht zu sein. Auf diese Weise kann gezeigt werden, dass sich Landesinteressen gerade wegen parteipolitisch aufgeladenen Sachkonflikten durchsetzen lassen (ebd.: 305). Es lässt sich somit ein deutlich differenzierteres Urteil zu der Frage erreichen, ob Landesinteressen durch Parteipolitik verdrängt werden. Daran schließt sich ein bemerkenswerter Befund an: Zwar kann es wenig überraschen, dass bei divergierenden Mehrheiten parteipolitische Sachkonflikte als Konfliktstruktur vorherrschen, dafür ist es umso beachtenswerter, dass in Zeiten gleichgerichteter Mehrheiten, die ebenenübergreifenden parteiinternen Konflikte oftmals klar

[140] Der Vollständigkeit halber und um die notwendige Präzision sicherzustellen, sei darauf verwiesen, dass Leunig und Träger in ihren Studien föderale und sachpolitische Konflikte differenzieren. Föderale Konflikte gehen auf den Widerstreit zwischen Landes- und Bundesinteressen zurück, während sachpolitische Konflikte auf programmatischen und strategischen Interessensabwägungen beruhen, die wiederum in parteipolitische Sachkonflikte, ebenenübergreifende parteiinterne Sachkonflikte und ebenenübergreifende koalitionsinterne Sachkonflikte differenziert werden können (Leunig/ Träger 2012a: 20f.).

[141] Maßgebliche Kritik an dieser Sichtweise wird aufgrund einer wenig trennscharfen Operationalisierung von Sach- und Parteipolitik geäußert, die zu diesen Ergebnissen dann quasi zwangsläufig führt (Leunig/ Träger 2012a: 18ff.).

und deutlich zu Tage treten. Leunig und Träger sehen deshalb die Annahme von Renzsch, dass Parteien im deutschen Föderalismus danach streben, sich im Interesse des parlamentarischen Machterwerbs und -erhalts möglichst geschlossen darzustellen, als relativierungswürdig an (ebd.: 303).

3.9 Rekonstruktion von Länderinteressen: Die Modifikation der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung

Es stellt sich die Frage, wie die Interessen der Länder im staatlichen Steuerungsprozess der Energiewende nachgezeichnet werden können und wie die Effekte der Interessenartikulation konzeptionell erfasst werden können. Auch wenn das für diese Arbeit primäre analytische Handwerkzeug, der Policy-Design-Ansatz nach Dose, bereits Zweit- und Drittbetroffene in der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung zur Operationalisierung von politischen Widerständen berücksichtigt, wird hier die Prämisse vertreten, dass aufgrund des institutionellen Kontextes und der Kompetenzverteilung in der Energiepolitik eine Modifikation der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung für das Erkenntnisinteresse dieser Arbeit zweckdienlich erscheint. Grundlegend basiert dies auf der Annahme, dass die Länder aufgrund des politischen wie geographischen Interessengeflechts in Fragen der Energiewende ihre Interessen mit Nachdruck wahrnehmen werden. Es ist davon auszugehen, dass die Regelungsmaterie *Energiewende* sich durch eine hohe föderale Konfliktintensität auszeichnet. Zurückzuführen ist dies auf das Phänomen, dass sich in Deutschland nicht nur *eine* Energiewende vollzieht, sondern der Prozess der Transformation des Energieversorgungssystems in 16 einzelne Energiewenden zerfällt. Wirtschaftlich ist ein Standortwettlauf um Unternehmen und Fördermilliarden entbrannt, politisch zeugen die Energie- und Klimaschutzkonzepte von 16 sich parallel vollziehenden Energiewenden (Wurster/ Köhler 2016: 308; Dietsche 2013: 49; Schreurs/ Steuwer 2015: 60), da die Bundesländer mit ihren Konzepten die Ausbauziele des Bundes weit übertreffen. Die Länderinteressen stehen denen des Bundes damit klar entgegen. So streben beispielsweise die nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern an, ein Vielfaches ihres Energiebedarfes in Form erneuerbarer Energien zu erzeugen (Landesenergierat Mecklenburg-Vorpommern 2013: 6f.; Landesregierung Schleswig-Holstein 2013).[142] Im Süden der Republik blockiert Bayern in Fragen des Netzausbaus (Zitzler 2014).

Nicht nur diese empirischen Beobachtungen geben einen Fingerzeig, insbesondere die Institutionenökonomik hat den Blick darauf geöffnet, wie sehr die Energiewende regionale Verteilungswirkungen produziert, die regionale Erzeugungs- und Wertschöpfungsmuster über die Zeit verändert sowie neue Lastverteilungen schafft (Gawel/ Korte 2015: 146ff.). Die

[142] Schleswig-Holstein ruft sogar das Ziel aus, 300 bis 400 Prozent des eigenen Strombedarfs durch Erneuerbare bis 2020 zu erzeugen (Landesregierung Schleswig-Holstein 2013: 10).

Transformation des Energieversorgungssystems führt dabei aufgrund des Auseinanderfallens von Erzeugungs- und Verbrauchszentren zu interregionalen Zahlungsströmen in Form der EEG-Umlagenzahlungen. Nicht zuletzt, weil die Landespolitik diesen Mittelflüssen regionalpolitische Bedeutung zuschreibt, werden dadurch scheinbare Gewinner und Verlierer der Stromwende identifiziert – so schließt Bayern regelmäßig mit einem großen jährlichen positiven Saldo im Hinblick auf den durch das EEG induzierten Mittelzufluss ab, während diese Betrachtung Nordrhein-Westfalen regelmäßig als den mit Abstand größten Netto-Zahler ausweist (ebd.: 148ff.). Dabei sind diese Zahlen ökonomisch wenig aussagekräftig, „vielmehr [..] ein volkswirtschaftlich kaum relevantes Artefakt, das wohl in erster Linie interessenpolitisch erklärbar ist“ (ebd.: 152). Stattdessen treten die Wertschöpfungseffekte vor Ort in einem gänzlich anderen Umfang auf und orientieren sich am abhängigen regionalen Anteil an der Wertschöpfungskette der betriebenen Anlagen, weshalb darin die eigentlichen volkswirtschaftlichen Verteilungseffekte zu suchen sind (ebd.: 155f.).[143] Letztendlich handelt es sich dabei allerdings noch immer nur um Bruttoeffekte, denn ab einem gewissen Zeitpunkt erfolgt der Kipppunkt, an dem nicht mehr zwei parallele Energieversorgungssysteme – ein konventionelles und ein erneuerbares – bestehen, sondern die konventionelle Stromerzeugung zunehmend durch die erneuerbare substituiert wird (ebd.: 159f.).[144]

Darüber hinaus lenkt die Institutionenökonomik den Blick auf das Koordinationsproblem der Stromwende: „An die Stelle eines abgestimmten Ausbaus, der möglichst kostengünstig den gewünschten Gesamt-Zielkorridor beschreibt und Systeminterdependenzen (z.B. beim Netzausbau) angemessen mitberücksichtigt, tritt so ein ineffizienter und zielverfehlender Standortwettlauf“ (ebd.: 162f.). Die durch das nicht gedeckelte EEG-Förderregime sich verstärkende Pull-Dynamik eines möglichst weitreichenden regionalen Ausbaus schlägt sich auch in den Szenarien in den Netzentwicklungsplänen der ÜNB nieder, die teilweise auf den Zielen der Länder beruhen (ÜNB 2012b: 49-52; ÜNB 2013c: 40-43; ÜNB 2014b: 47-50).[145] Zudem zeigen weitere Hochrechnungen, dass mit Stand 2013 die gewichteten Ausbauziele der Länder das 35-Prozent-Ziel des Bundes deutlich übererfüllen und sich daraus im Jahr 2020 bereits ein Ausbauanteil von 54 Prozent an dem Bruttostromverbrauch ergäbe (Schmidt/ Weigert 2014). Aus dieser

[143] Auch wenn die Installation sowie der Anlagenbetrieb oftmals die Stufe mit der größten Wertschöpfung darstellt, lässt sich dies für die Beschäftigungseffekte nicht eindeutig beantworten. Ferner ist das Wertschöpfungspotenzial einer EEG-Anlage standortspezifisch, da es nicht allein durch die meteorologischen Bedingungen geprägt ist, sondern auch durch die regionale Wirtschaftsstruktur, die wiederum die Zweitrundeneffekte – also wohin das zugeflossene Kapital weiterfließt – maßgeblich bestimmt; Ballungsräume sind aus Wertschöpfungspotenzialgesichtspunkten gegenüber strukturschwachen Regionen im Vorteil. Des Weiteren ist zu konstatieren, dass an den Erzeugungsstandorten auch die mit dem Betrieb der Anlagen direkt verbundenen externen Kosten anfallen (ökologische Effekte und Änderung der Landschaftsästhetik etc.), gleichwohl diese Effekte nur schwerlich monetarisierbar sind und sich in Kapitalflüssen nicht ausdrücken lassen (Gawel/ Korte 2015: 157ff.).

[144] Gawel und Korte merken dazu an, dass bereits auf Bundesebene eine solche Betrachtung nach Nettoeffekten stark umstritten ist und für eine disaggregierte Betrachtung auf Landesebene noch komplexer ausfällt, sodass nur tendenzielle Angaben zu den regionalen Verteilungswirkungen der EEG-Förderpolitik zu machen sind – zumal in eine Nettobetrachtung zusätzlich das Verdrängen von privaten Investitionen durch die Investition in EEG-Anlagen zu berücksichtigen wäre (Gawel/ Korte 2015: 160).

[145] Das Szenario C weist in den Netzentwicklungsplänen einen besonders großen Zubauüberschuss von erneuerbaren Energien aus im Vergleich zu den Zielen der Bundesregierung.

Perspektive stellt sich das EEG den Ländern als „attraktive Möglichkeit für eine regionale Wirtschaftsförderung zu Lasten Dritter [dar], allerdings auf Kosten der überregionalen Gesamteffizienz des Ausbaus“ (Gawel/ Korte 2015: 163). Die dieser Sichtweise zugrunde liegende Theorie der Bund-Länder-Koordination im Hinblick auf einen effizienten Ausbau der erneuerbaren Energien ist spieltheoretisch geprägt und identifiziert eine Dilemmasituation durch ein „Kartellspiel“. Länder haben einen Anreiz, von der Freifahrer-Option Gebrauch zu machen und die eigene Position durch Ausweitung der Produktion zu stärken.[146] Kollektive Rationalität steht in diesem Fall gegen individuelle Rationalität, denn ein Anbieterkartell kann eine gemeinsame Optimallösung nur erreichen, wenn jedes Kartellmitglied die jeweiligen internen Produktionsquoten einhält – andernfalls droht dem Kartell Instabilität, was zu Ineffizienz und politischer Reformblockade führen kann (ebd.: 164f.). Ferner existiert lediglich ein Ausbauziel für die Bundesebene, was nicht auf die Länder anteilig heruntergebrochen wird. Es darf stark bezweifelt werden, dass es im Bund gelingen könnte, eine konsensuale Verabredung der Länder mit der Bundesregierung zu treffen, die klar regelt, wie die Ausbaudynamik in jedem Bundesland sich zu gestalten hat.

Es sind aber nicht nur die Interessen der Länder, die als starkes Motiv für eine politische Auseinandersetzung im Bundesrat sorgen, sondern auch die institutionellen Handlungskorridore, die die Länder je nachdem in eine mehr oder weniger starke Verhandlungsposition versetzen und den Ländern Einfluss auf den Regulierungsrahmen der Energiewende gewähren. Im Bereich der durch steuerlich angereizten Energieeffizienz besteht beispielsweise Zustimmungsbedürftigkeit durch den Bundesrat, wie es im Konflikt rund um die Gebäudesanierung eine prominente Rolle gespielt hat. Auch wenn es sich bei Reformen des EEG *lediglich* um Einspruchsgesetze handelt (Altrock/ Oschmann/ Theobald 2011: §64, Rn. 10), können beachtenswerte Abstimmungen beobachtet werden, die den Einfluss der Länder spiegeln. Für die Thematik der EEG-Reformen spielt die Zeitdimension eine wichtige Rolle, weshalb durch Verzögerungen aufgrund von Verhandlungen die Länder Zugeständnisse erzwingen können (SRU 2013: 126). So hat die Mehrheit der unionsgeführten Länder im Mai 2012 gegen den damaligen Umweltminister Norbert Röttgen (CDU) im Bundesrat gestimmt, obwohl dieser gleichzeitig Spitzenkandidat ihrer Partei in NRW war. Die Anrufung des Vermittlungsausschusses mit einer Zweidrittelmehrheit nur wenige Tage vor der Landtagswahl bescherte Röttgen eine machtpolitische Niederlage in einer medial sensiblen Phase (Zitzler 2013a). Landesinteressen wurden anscheinend vor die Interessen der Partei gestellt.
Damit der Einfluss verschiedener Mehrheitskonfigurationen zwischen Bundestag und Bundesrat vor dem Hintergrund der föderalen Interessenstrukturen auf die Wirksamkeit

[146] Trotz der Unabdingbarkeit von freiwilliger Kooperation der Länder, die kaum legislativ eingefordert werden kann, werden erste Koordinierungsfortschritte in den Energiegipfeln zwischen Bund und Ländern gesehen (Schreurs/ Steuwer 2015: 60).

energiepolitischer Maßnahmen festgestellt werden kann, ist methodisch auf einen Vergleich zwischen dem Kabinettsbeschluss zum Gesetzesentwurf – nachfolgend als Regierungsentwurf bezeichnet – und der endgültig verabschiedeten Version des Gesetzes abzustellen. Trotz einer antizipativen Wirkung bestimmter Bundesrats-Mehrheitskonfigurationen auf die Konfliktintensität von Gesetzesentwürfen, treten die Konfliktlagen in der Frühphase eines Gesetzes zu Tage. Der Referentenentwurf fungiert in der Literatur oftmals als Ausgangspunkt um föderale Verhandlungen nachzuzeichnen, denn davon ausgehend werden Positionen durch wechselseitige inhaltliche Veränderungen und Annäherungen geräumt, sodass ein Kompromiss möglich wird (Leunig 2003a: 228). Demgegenüber wird hier der Kabinettsbeschluss als Referenzpunkt gewählt, weil einerseits aus methodischen Gründen der Gesetzesanalyse die Bundesregierung als einheitlicher Akteur konstruiert wird. Häufig ist zu beobachten, dass der Referentenentwurf in der Ressortabstimmung zwischen dem federführenden Ministerium und den weiteren beteiligten Ministerien umstritten ist. Im Kabinettsbeschluss wurden die potenziell vorliegenden koalitionsinternen oder parteipolitischen Konflikte innerhalb der Bundesregierung bereits ausgeräumt und in einem im Konsens gefassten Kabinettsentwurf verabschiedet. Es wird gleichwohl nicht davon ausgegangen, dass sämtliche regierungsinternen Konflikte für den weiteren Gang des parlamentarischen Verfahrens restlos behoben sind, dennoch kann der Kabinettsentwurf als Leitlinie und Orientierungsmaßstab für die Positionierung in weiteren Verhandlungen mit Bundestag und Bundesrat gelten. Andererseits kann nicht per se verallgemeinert werden, welche Entwurfsversion den größeren Konfliktgrad aufweist. Dies dürfte maßgeblich vom Einzelfall abhängen, im Speziellen welche Koalitionspartner welche parteipolitischen Positionen aufweisen und wie weit diese voneinander entfernt liegen.

Methodisch können so die Fallstudien in einem Vergleich kulminieren, der den Kabinettsentwurf dem letztlich beschlossenen Gesetz auf Maßnahmenebene gegenüberstellt und somit den abgeschätzten Einfluss auf die Problemlösung feststellt. Diese Änderungen zu erfassen und zu operationalisieren, leistet einen Beitrag dazu, den Einfluss der föderalen Beziehungsmuster auf die Wirksamkeit der Maßnahmen im Sinne einer effektiven Problemlösung abzuschätzen. Dabei stellt sich wiederum die Schwierigkeit, Einfluss, den die Länder über den Bundesrat auf die Problemlösungsfähigkeit der in Gesetze gegossenen Maßnahmen zur Energiewende ausüben, qualitativ scharf zu erheben. Es gilt zu beachten, dass in einem parlamentarischen Verfahren der Bundestag ebenfalls Änderungen vornimmt und dem Bundesrat nicht die Rolle als alleiniges legislatives Korrektiv zukommt. Eine verursacherscharfe Ausdifferenzierung der Änderungen, zumal es zu Überlappungen innerhalb dieses Prozesses kommt und Willensbildungsprozesse sich nicht losgelöst von einander vollziehen, dürfte den Rahmen der Arbeit sprengen. Vielmehr soll systematisch erfasst werden, welche Punkte des jeweiligen Kabinettsbeschlusses von den Ländern (und explizit von welchen) kritisiert und geändert werden

bzw. auf welche Art und Weise. Der Fokus bei der Nachzeichnung von Einfluss verschiebt sich somit eher auf eine deskriptive Erfassung, welche Änderungsqualität im Detail vorliegt.

Was nun aber das Interesse der einzelnen Länder zu einzelnen Regelungsaspekten der Energiewende konkret ausmacht, muss im jeweiligen Einzelfall bestimmt werden. Dabei kann auf keinen abstrakten Interessenbegriff abgestellt werden wie er in der Föderalismus-Literatur zuweilen Verwendung findet. Die oberflächliche Kategorisierung nach landesspezifischen, länderübergreifenden und parteipolitischen Interessen (Zohlnhöfer 2010: 392f.) erscheint dem vorliegenden Erkenntnisinteresse nicht zu genügen. Darüber hinaus sind Interessen nach dem hier zugrunde gelegten Verständnis keine exogenen Größen, sondern dem politischen Prozess endogen – demnach können sie im Zeitverlauf durchaus je nach Bundesland und der Farbenlehre der Landesregierung variieren. Damit stellt sich die Herausforderung, wie die Interessen der Länder im Bundesrat angemessen rekonstruiert werden können. Anknüpfungspunkt soll dafür Andrew Moravcsiks Arbeiten zu mehrebenengenerierten Interessen der Nationalstaaten im EU-Integrationsprozess bieten. Moravcsik geht – verkürzt gesagt – ebenfalls davon aus, dass die Interessen nicht stabil und unveränderlich, sondern entscheidend von nationalstaatsinternen Willensbildungsprozessen beeinflusst sind. Der Prämisse entsprechend, dass die Regierungen auf Machterhalt setzen, werden eher Positionen eingenommen, die sich den Interessen von einflussreichen Industrien beziehungsweise die sie vertretenden Verbänden annähern. Auch wenn in der Mehrebenenpolitik ein Primat von Wirtschaftsinteressen zu konstatieren ist, so spielen dennoch politische Erwägungen ebenfalls eine Rolle (Moravcsik 1998: 6, 24f.)[147].

Diese ersten Grundüberlegungen sollen wie folgt erweitert werden: Der Interessenbegriff soll zu diesem Zweck in zwei zentrale Komponenten zerlegt werden: zum einen sollen politische und zum anderen sollen wirtschaftliche Elemente Berücksichtigung finden. Den Überlegungen Moravcsiks folgend wird in dieser Dissertation die Hypothese vertreten, dass die wirtschaftlichen Interessen gegenüber den politischen Interessen relative Dominanz zugeschrieben werden kann – auch weil die Reflexion der energiewirtschaftlichen Struktur eines Landes und die damit verbundenen Wertschöpfungsinteressen auf die politische Interessenformulierung Einfluss gewinnt. Beide Komponenten lassen sich weiter ausdifferenzieren und durch Indikatoren spezifizieren. Indikatoren für die politische Komponente können wiederum in eine prozedurale Dimension und in eine energiepolitisch-inhaltliche Dimension unterschieden werden, wobei insbesondere die letztgenannte Dimension als die politische Selbstbindung einer Landesregierung auf eine zukünftige Entwicklung innerhalb des Handlungsfeldes erneuerbare Energien

[147] Diese Herleitung von nationalen Interessen im Integrationsprozess der Europäischen Union ist nicht nur als evidenzbasiert gelobt worden (Caporaso in Wallace u.a. 1999: 160), sondern auch mit kritischen Stimmen bedacht worden – so sieht Wallace insbesondere die politischen Faktoren innerhalb der Länder und deren Einfluss auf den Interessenartikulation unterbelichtet (Wallace u.a. 1999: 156).

charakterisiert werden kann. Beide Dimensionen der politischen Interessenkomponente bilden zudem den Parteienwettbewerb im föderalen Bundesstaat ab. Die Indikatoren für die prozedurale Dimension sind 1. die parteipolitische Zusammensetzung, 2. die Klassifizierung nach dem ROM-Schema sowie 3. die horizontale Politikverflechtung. Mit diesen Indikatoren sind vor allem die bundespolitische Orientierung sowie die Länder-Länder-Kooperation einer Landesregierung erfasst. Die energiepolitisch-inhaltliche Dimension rekurriert auf die quantitativen Zielfixierungen für den Ausbau von erneuerbaren Energien im Allgemeinen oder auf technologiespezifischer Ebene, die sich 1. in Koalitionsverträgen, 2. in Energiekonzepten und 3. in Klimaschutzkonzepten finden lassen. Darüber hinaus können 4. technologiespezifische Regelungsbestimmungen (beispielsweise Windenergieerlasse) landespolitischen Handlungsspielraum zur weiteren Förderung oder Hemmung des Ausbaus von erneuerbaren Energien-Technologien identifizieren.

Demgegenüber steht die wirtschaftliche Interessenkomponente, die maßgeblich den Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien in seiner Status quo-Ausprägung abbilden soll. Ein methodisches Ideal wäre den Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien für ein jeweiliges Land durch den Anteil des Umsatzes am BIP der jeweiligen erneuerbaren Energien-Branche zu bestimmen und diesen mit den Branchen zu vergleichen, die die größten Anteile des Umsatzes am BIP halten. In der Praxis stößt dieser methodische Anspruch indes auf zwei wesentliche Hindernisse: zum einen ist die Datenqualität von industriepolitischen Angaben zu erneuerbaren Energien unbefriedigend, weil die Datenverfügbarkeit lückenhaft ist. So weist die offizielle Statistik die erneuerbare Energien-Branche bzw. deren Einzelsparten nicht als eigenständigen Wirtschaftszweig aus. Ein Rückgriff auf entsprechende wissenschaftliche Studien steht entgegen, dass diese nicht umfangreich für alle Länder über den entsprechenden Zeitraum vorliegen. Zum anderen sind die Angaben der Bundesländer zu deren erneuerbaren Energien-Branche unterschiedlich gegliedert und deshalb nicht unmittelbar vergleichbar, wie auch andere Länder-Vergleichsstudien anmerken (Diekmann u.a. 2012: 11).

Demnach gilt es über ein Indikatorenset als Proxy zum methodischen Ideal, die wirtschaftliche Interessenkomponente adäquat abzubilden. Dazu wurde die Gesamtheit von 18 Einzelindikatoren zu vier übergeordneten Indikatorensets verdichtet, die 1. den Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien im Allgemeinen, 2. den Wirtschaftsfaktor Windenergie, 3. PV sowie 4. Bioenergie erfassen. Sechs verschiedene Einzelindikatoren werden zur Erfassung des Indikatorensets Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien im Allgemeinen herangezogen. Aus der amtlichen Statistik lässt sich einerseits der klimaschutzbezogene Umsatz entnehmen, unter dem die Aufwendungen für erneuerbare Energien subsumiert sind; allerdings muss einschränkend Erwähnung finden, dass auch die Umsätze, die durch Energieeffizienzmaßnahmen anfallen, dort mit einfließen (Statistische Ämter der Länder 2015: 15).

Jedenfalls stellt dies einen weichen Indikator dar, um den Wirtschaftsfaktor einschätzen zu können. Andererseits wird mit dem Indikator Anteil an der Bruttostromerzeugung von erneuerbaren Energien, die (energie)wirtschaftliche Bedeutung der erneuerbaren Energien für ein Bundesland widergespiegelt. Darüber hinaus werden durch die absoluten Beschäftigungszahlen der erneuerbaren Energien-Branchen sowie deren Anteil an der Gesamtbeschäftigung die Bedeutung für das jeweilige Land als Arbeitsplatzstandort entlang der Wertschöpfungskette beschrieben. Zudem gibt die Verteilung der Fördermilliarden zwischen den Bundesländern einen Überblick über deren wirtschaftlichen Bedeutung, weil damit auch Kapitalabflüsse bzw. -zuflüsse bilanziert werden können, die über die Anteile am Vergütungsaufkommen sowie dem jeweiligen Saldo der EEG-Zahlungsflüsse[148] zu fassen sind.

Tabelle 4: Indidaktorenset zur Bestimmung der Interessen am Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien im Allgemeinen

Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von erneuerbare Energien im Allgemeinen						
Platzierung	Umsätze mit Klimaschutzbezug pro 1000 Euro BIP	Anteil EE an Bruttostromerzeugung	Bruttobeschäftigung EE-Branche	Anteil der Bruttobeschäftigung der EE-Branche an den Erwerbstätigen	Anteil an der EEG-Vergütung	Saldo der EEG-Zahlungsströme in Mio.

Quelle: eigene Darstellung

Die drei technologiespezifischen Ausprägungen des Wirtschaftsfaktors erneuerbare Energien setzen sich jeweils aus vier Einzelindikatoren zusammen: 1. der Anteil an der jeweiligen Technologiesparte an der Bruttostromerzeugung, 2. aus der kumulierten technologiedifferenzierten installierten Leistung, die die Bedeutung des Landes als Investitionsstandort für eine Technologie aufzeigt, woran nicht nur die getätigten Investitionen, sondern auch die lokale Wertschöpfung – Gewerbesteuereinnahmen, Betrieb und Wartung, Handwerk etc. – näherungsweise abzuschätzen ist; 3. die Bruttobeschäftigung in der jeweiligen Technologiesparte sowie 4. der Anteil der Bruttobeschäftigten an der Gesamtzahl Erwerbstätige in dem jeweiligen Land.

Tabelle 5: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion einer Technologiebranche, hier bsph. Windenergie

Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Windenergie				
Platzierung	Anteil Windstromerzeugung an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung Onshore-Wind MW kum	Bruttobeschäftigung Windenergie	Anteil der Bruttobeschäftigung der Windenergie-Branche an den Erwerbstätigen

[148] Der Saldo der EEG-Zahlungsflüsse lässt sich als Differenz zwischen den Vergütungszahlungen, die in ein Bundesland fließen, und der Umlagezahlung durch die Letztverbraucher, die den Abfluss von Kapital repräsentiert, bezeichnen.

Quelle: eigene Darstellung

Für die Interessenrekonstruktion der Länder folgt methodisch die Bildung von Rangfolgen der Länder innerhalb dieser vier Indikatorensets nach ihren jeweiligen Ausprägungen. Anschließend werden im Vergleich zum Bundesdurchschnitt[149] die in den jeweiligen Indikatoren überdurchschnittlich platzierten Länder identifiziert. Länder, die lediglich in einer geringen Anzahl von Indikatoren überdurchschnittlich performen, werden somit aus der Analyse aussortiert. Übrig bleiben diejenigen Länder, die in mindestens der Hälfte der Einzelindikatoren eines Indikatorensets überdurchschnittlich platziert sind, da für sie angenommen werden kann, dass diese ein veritables Interesse an dem Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien haben. Das Heranziehen von Einzelindikatoren alleine ist demgegenüber nicht aussagekräftig genug, um die wirtschaftliche Bedeutung dieser Branche für ein Land nachzeichnen zu können. Auch wird über die Vielzahl von Indikatoren sichergestellt, dass die Mehrdimensionalität des Wirtschaftsfaktors erneuerbare Energien abgebildet werden kann. Des Weiteren soll eine 50-Prozentquote der Indikatoren gewährleisten, dass nicht analytisch vorgegeben wird, welche Dimensionen relevanter sind als andere. Dazu sei angemerkt, dass eine Normierung der Einzelindikatoren nicht zu anderen Analyseergebnissen führt.[150]

Je nach Indikatorenset kann sich ein anderes Bild ergeben, das die heterogene Interessenstruktur der Länder im Hinblick auf den Wirtschaftsfaktor widerspiegelt. Es sei noch einmal angemerkt, dass damit lediglich die wirtschaftliche Komponente des Interessenbegriffes definiert ist, die einen Zustand bzw. die historische Entwicklung abbildet. Länder die bis dato unterdurchschnittlich im Hinblick auf die verschiedenen Indikatoren platziert sind, können durchaus ein Interesse daran haben, in ihrer Entwicklung aufzuholen. Allerdings wird dies von der politischen Interessenkomponente abgedeckt, da diese politische Zielvorstellungen, die auf eine zukünftige Entwicklung gerichtet sind, erfasst – auch wenn sich zweifelsfrei mit einem solchen Prozess wiederum wirtschaftliche Effekte einstellen.

Anschließend werden dann entsprechend der geographischen Regionen – wobei die zwei wichtigeren Pole Nord- und Süddeutschland sind, weil hier am deutlichsten die Dargebotsabhängigkeit der EE zum Tragen kommt (bessere Windverhältnisse im Norden, stärkere Sonneneinstrahlung im Süden) – die Länder je nach Kategorie zusammengefasst. Bezüglich der geographischen Regionen sei auf die Besonderheit dieser Einteilung verwiesen, dass Mecklenburg-Vorpommern aufgrund der Küstenverhältnisse zu Norddeutschland gerechnet wird, sodass die geographischen Regionen West- und Ostdeutschland zu ‚Restkategorien' werden

[149] Andere statistische Maße, wie beispielsweise der Median, sind als Alternative zum Bundesdurchschnitt nicht zu bevorzugen, da sie die Tendenz aufweisen, die Fallzahl der zu analysierende Länder auszuweiten, ohne eine größere Aussagekraft zu entfalten.

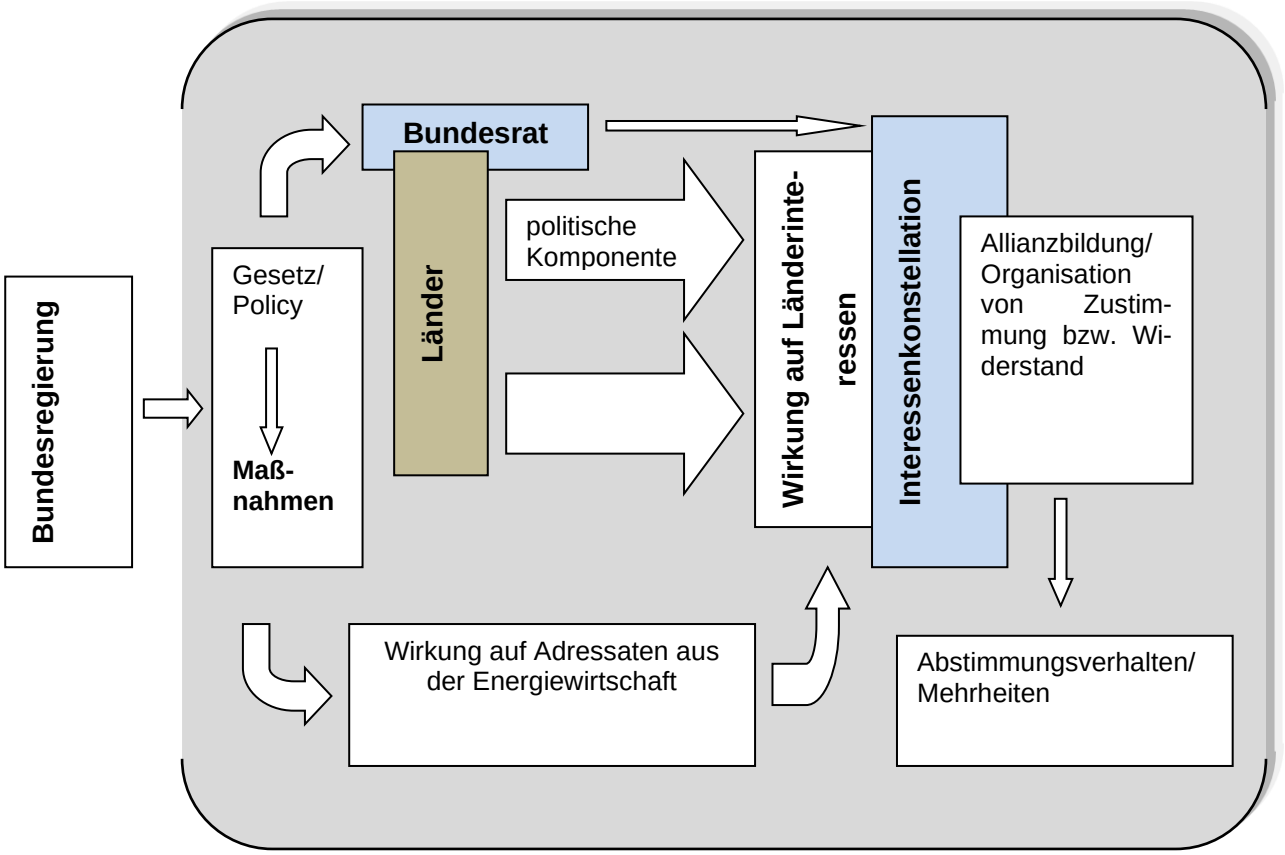
[150] Methodisch wurde in diesem Schritt eine Normierung zwischen den Einzelindikatoren vorgenommen. Dazu wurden die jeweiligen Spitzenreiter in den Einzelrankings der Indikatoren als Maßstab definiert und sämtliche andere Länder-Platzierungen dementsprechend normiert. Abschließend wurde eine Addition der Einzelwerte vorgenommen und mit dem Durchschnitt abgeglichen. Das Ergebnis der Normierung war identisch mit dem durchgeführten Verfahren, weshalb auf eine Normierung verzichtet wird.

– ohne dass damit eine weitere Wertung verbunden wäre. Es gilt auch zu betonen, dass nicht die geographische Region unmittelbar die wirtschaftliche Interessenstruktur determiniert, sondern dass umgekehrt die Ausprägung des jeweiligen Wirtschaftsfaktors dazu führt, dass Länder in entsprechende geographische Kategorien zur Komplexitätsreduktion zusammengefasst werden. Dies erscheint allein deswegen sinnvoll, weil davon ausgegangen werden kann, dass aufgrund vergleichbarer Strukturen auch ähnliche wirtschaftliche Interessenlagen vorliegen.[151]

In einem weiteren Schritt werden dann die antizipierten Auswirkungen eines Gesetzentwurfes mit den zwei Interessenkomponenten in Verbindung gebracht. Es ist dann vor allem entscheidend, wie die durch die Indikatoren als maßgeblich identifizierten Wirtschaftsakteure subjektiv die zu analysierenden Maßnahmen im Sinne der Wirkungs- und Änderungsklassifizierung bewerten und welcher Widerstand dagegen demzufolge zu erwarten ist. Dies beeinflusst durch eine Art Feedback-Schleife stark die Interessen des jeweiligen Landes. Werden die wirtschaftlichen und die politischen Interessen als Handlungsmotive der Länder konzipiert, erlaubt dieses Vorgehen, Hypothesen und Erklärungsansätze für die Positionierung der Länder im Gesetzgebungsverfahren zu entwickeln. Trotz Heterogenität der Länder existieren doch in geographische Regionen Interessenüberschneidungen, was die Allianzenbildung im Bundesrat erleichtert. Deshalb – und darüber hinaus aus Gründen der Komplexitätsreduktion – sollen aus der Interessenvielfalt Akteurskoalitionen aggregiert werden, die politisch gleichgerichtet handeln. Dadurch soll es möglich werden, sehr genau das Abstimmungsverhalten der Länder zu antizipieren beziehungsweise rückblickend zu erklären. Vor allem füllt es die Erklärungslücke, weshalb Länder massiv gegen Regelungen rebellieren, die sie selber nicht direkt betreffen. Ziel dieser Verdichtung der Interessenkonstellationen im Bundesrat ist eine typologisierende Theorie (George/ Bennett 2005), die entlang von Typengruppen Aussagen über das Entscheidungsverhalten der Länder in energiepolitischen Gesetzgebungsverfahren treffen kann. Die folgende Abbildung visualisiert diese Zusammenhänge.

[151] Vor dem Hintergrund der langfristigen Transformationsaufgabe des Energieversorgungssystems, die mit der Energiewende einhergeht, werden auch gegebenenfalls allgemeine energiewirtschaftliche Indikatoren aufgeführt – wie bspw. die Rolle der Kohle, insbesondere der Braunkohle oder die der Kernenergie.

Abbildung 4: Einfluss der ländereigenen Interessen auf den Gesetzgebungsprozess



Quelle: eigene Darstellung

4 Die deutsche Energiewende im Stromsektor und das EEG

4.1 Kontextanalyse: Energie- und Klimapolitik im internationalen Mehrebenensystem

Auch wenn die Energiewende in Deutschland zuallererst ein nationales Projekt ist, ist sie doch nicht unabhängig von den politischen Entwicklungen im Mehrebenensystem – dies kann insbesondere für die europäische Energie- und Klimapolitik und die internationalen Klimaverhandlungen Gültigkeit beanspruchen. Wie in den theoretisch-konzeptionellen Grundlagen beschrieben, ist dies auf die spezielle Problemkonstellation zurückzuführen, weil die Problemlösungsstruktur in Fragen des Klimaschutzes kleiner ist als der Problemenstehungsraum und die -wirkungsstruktur. Nationale Regelungen stoßen an Grenzen, das Klima nicht. Der anthropogen verursachte Klimawandel ist dabei übergreifender Bezugspunkt einer Politik, die sich auf die Fahnen geschrieben hat, bis zum Ende des 21. Jahrhunderts den weltweiten Temperaturanstieg auf zwei Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen.[152] Der Prozess der Klimaschutzverhandlungen nahm mit dem sogenannten Erdgipfel 1992 in Rio de Janeiro seinen Anfang. Dort wurde die, zwar noch rechtsunverbindliche, Klimarahmenkonventionen der Vereinten Nationen (UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change) beschlossen und erste Zusagen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen abgegeben. Auch wenn dieser Gipfel bereits ein wichtiger Schritt auf dem Weg der Problemadressierung war, folgte der eigentliche Meilenstein erst 1997 mit dem Klimagipfel in Kyoto, auf dem das – für die teilnehmenden Staaten – erste völkerrechtlich verbindliche Klimaschutzprotokoll verabschiedet wurde. Für Deutschland sah das Kyoto-Protokoll über den Zeitraum der Verpflichtungsperioden bis 2012 eine Reduktion des Emissionsausstoßes von 21 Prozent vor.[153] Auf dem Klimagipfel in Kopenhagen im Jahr 2009 gelang es in den internationalen Verhandlungen nicht, dem Kyoto-Protokoll eine über das Jahr 2012 hinausgehende rechtlich verbindliche Perspektive zu geben. Für die Klimaschutzinitiativen galt der Gipfel als große Enttäuschung, und auch die EU schien in den Verhandlungen marginalisiert worden zu sein. Erst auf dem Nachfolgegipfel in Cancún 2010 gelang es erstmals, das 2 Grad-Ziel im Konsens zu formulieren, was jedoch nichts an der rechtlichen Qualität dieser freiwilligen Klimaschutz-Selbstverpflichtungen der Nationalstaaten änderte. Das im Jahr 2012 auslaufende Kyoto-Protokoll wurde 2011 in einer zweiten Verpflichtungsperiode bis 2020 verlängert. Auch wenn die Kyoto-Architektur im Wesentlichen bestehen blieb, musste mit dem Ausscheiden maßgeblicher Treibhausgasemissionen-Emittenten ein deutlich verringertes Ambitionsniveau verzeichnet werden; neben der EU waren nur noch wenige Industrieländer dabei. Die fehlenden

[152] Trotz dieser politisch angestrebten Obergrenze zeigen Szenarien, dass mit einer großen Wahrscheinlichkeit, mit einem vier Grad Temperaturanstieg zu rechnen ist (Weltbank 2014).

[153] Das Kyoto-Protokoll trat jedoch erst 2005 in Kraft, nachdem die erforderlichen Voraussetzungen erfüllt waren. Es bedurfte der Ratifikation von 55 Staaten, die mindestens 55 Prozent der Treibhausgasemissionen der Industrieländer von 1990 abdeckten (Harmeling/ Bals/ Burck 2015: 42).

Einigungen auf ein globales Post-Kyoto-Regime und ein Abkommen, was verbindlich die Klimaschutzanstrengungen nach 2020 koordiniert, setzte die internationale Klimapolitik erheblich unter Druck, auf dem Gipfel 2015 in Paris – die 21. COP (Conference of the Parties) – einen Durchbruch zu erreichen, weil die Zeit für ein wirkungsvolles Gegensteuern des globalen mittleren Temperaturanstiegs schlicht auslief (Harmeling/ Bals/ Burck 2015: 41-50). Vor dem Hintergrund eines kontinuierlichen Anstiegs der CO2-Emissionen seit 1990 bis 2014 um über 40 Prozent, trotz verstärkter Reduktionsbemühungen, wird nur allzu oft davon gesprochen, dass sich die internationale Klimapolitik in einer Sackgasse befände (Weidner 2014: 83).

Während die internationalen Klimaverhandlungen festzustecken schienen, entfaltete die EU auf diesem Feld eine nicht unerhebliche Dynamik. Die Klimapolitik gewann seit den 2000er Jahren als energiepolitisches Handlungsfeld enorm an Bedeutung für die EU (Fischer 2011: 43f.). Der Klimaschutz ist das am weitesten harmonisierte Handlungsfeld europäischer Energiepolitik, insbesondere weil dieser eine stark zentralisierte Entscheidungsfindung aufweist (Gawel/ Strunz/ Lehmann 2014: 166f.). Die rechtsverbindlichen Reduzierungsverpflichtungen auf internationaler Ebene wurden deswegen nicht nur national umgesetzt, sondern auch von der Europäischen Union konsolidiert und Reduktionszusagen als Verhandlungsgegenstand auf der internationalen Bühne eingesetzt. Die EU strebte eine internationale Vorreiterrolle an, die im Sinne eines „Führung durch Beispiel“ (Harmeling/ Bals/ Burck 2015: 50) realisiert werden sollte. Neben diesen strategischen Erwägungen erscheint es zudem sachdienlich geboten, eine möglichst ambitionierte Klimapolitik zu betreiben, da es mittlerweile wissenschaftlicher Konsens ist, dass die volkswirtschaftlichen Kosten der Vermeidung von Klimaschäden niedriger sind als deren nachträgliche Kompensation (DLR/ izes/ ECOFYS/ Klinski, Stefan/ WI 2011: 8). Dementsprechend hat der Europäische Rat im Jahr 2007 drei bindende Schlüsselziele – die 20-20-20-Ziele – für den Klimaschutz ausgegeben:

1. „Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % bis 2020 – oder sogar um 30 % gegenüber 1990, sofern ein internationales Abkommen zustande kommt.
2. Verringerung der Energienachfrage um 20 % durch bessere Energieeffizienz und
3. ein verbindliches Ziel in Höhe von 20 % für den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch der EU bis 2020“ (ebd.; Richtlinie 2009/29/EG).

Im Sinne des 2-Grad-Ziels setzt sich die EU sogar das Ziel, langfristig bis 2050 die Treibhausgasemissionen (THG-E) um 80-95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren, was zweifelsfrei als die ambitionierteste Zielsetzung der Industrieländer gelten kann – allerdings bislang eine Absichtsbekundung darstellt und noch nicht rechtlich verbindlich ist. Jedoch besteht im Querschnitt der Mitgliedstaaten kein einheitliches Instrumentarium diese Ziele zu erreichen. Die Mitgliedstaaten sind vielmehr durch heterogene Teilziele und unterschiedlich anspruchsvolle Ambitionen gekennzeichnet (Gawel/ Strunz/ Lehmann 2014: 167f.).

Das wohl zentralste Instrument auf dem langfristigen Zielpfad der EU ist das europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS), das die entsprechenden Wegmarken definiert und THG-Reduktionsmengen an Zeiträume rückbindet. Das EU-ETS beinhaltet in seiner Reichweite THG-Emissionsbegrenzung für die Anlagen der Energiewirtschaft, der emissionsintensiven Industrie, sowie des Luftverkehrs und setzt ein maximales THG-Ausstoßniveau von 1.720 Mio. t CO_2Äq im Jahr 2020 fest, was einer Reduktion von 21 Prozent gegenüber dem Bezugsjahr 2005 entspricht (Löschel u.a. 2012: 115). Der Emissionshandel wird oftmals als effizientestes Instrument zur THG-Vermeidung charakterisiert (bsph. Sinn 2008; SVR 2009: 239), weil Emissionen dort vermieden werden, wo die geringsten Vermeidungskosten anfallen. Der Handel von Verschmutzungsrechten, den Emissionshandelszertifikaten, ermöglicht es Marktteilnehmern, die höhere Vermeidungskosten als der CO_2-Zertifikatepreis aufweisen, Zertifikate zuzukaufen und auf eine tatsächliche Emissionsvermeidung zu verzichten. Hingegen werden die Markteilnehmer mit niedrigeren Vermeidungskosten Emissionen einsparen und überschüssige Zertifikate verkaufen (Monopolkommission 2009: 56f.; Löschel u.a. 2012: 115). Allerdings entsprang eine – vor allem politisch geführte Debatte – darum, ob das Instrument erheblich an Funktionsfähigkeit eingebüßt habe, weil in den vergangenen Jahren ein massiver Preisverfall der Zertifikate zu verzeichnen war, der sich erheblich auf die nunmehr fehlende Anreizwirkung für CO_2-arme Technologien auswirkte. Gleichwohl werden die Reduktionsziele durch den CO_2-Emissions-Cap verbindlich erreicht. Die Rezession in Europa in den Jahren 2008 bis 2010, eine fehlerhafte Ausgestaltung von Kompensationsmaßnahmen innerhalb des Mechanismus (bspw. Anrechenbarkeit von außer-europäischen Emissionsminderungen) sowie von Beginn an eine zu großzügige Zuteilung von Zertifikaten gepaart mit der Übertragung von Zertifikatsüberschüssen auf die nächste Handelsperiode (sogenanntes Banking) haben dazu geführt, dass bis zum Jahr 2014 ein erheblicher Überschuss an Zertifikaten aufgelaufen ist (de Perthuis/ Trotignon 2013; Grosjean u.a. 2014) – in Summe 2,5 Milliarden, was etwa dem 1,3-fachen einer Jahresmenge des EU-ETS entspricht (Agora Energiewende 2015c: 10). Diese Reihe von Ursachen führte dazu, dass der Preis von rund 28 Euro/t CO_2 in 2008 auf 5 Euro/t CO_2 in 2013 einbrach und bis zum Jahr 2017 die 10 Euro-Marke nicht mehr überschritten hat[154]. Die Erwartungen der Marktteilnehmer lassen auf ein weiterhin niedriges Zertifikatspreisniveau schließen (Löschel u.a. 2014: 30)[155], insbesondere weil die Überallokation der Zertifikatemengen bis 2030 nicht abgebaut sein wird (Gawel 2016: 356).

[154] Für die Ursachendiskussion ist es nicht unerheblich darauf zu verweisen, dass der Effekt der Wechselwirkungen zwischen EU-ETS und EE-Zielen und deren dynamischer Ausbau – anders als oftmals angenommen – auf das Preisniveau nur moderat ausgeprägt ist. Auch wenn diese Wechselwirkungen einen nachweisbar signifikanten Einfluss haben, ist dieser doch erheblich kleiner als in Simulations-Studien bislang angenommen wurde. Stattdessen zeigen ex-post Analysen, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Rezession und konjunkturelle Schwankungen) am validesten den Preisverfall erklären können (Koch u.a. 2014: 683f.).

[155] Dies lässt sich daraus schließen, dass die Differenzen für Futures – ein Produkt auf dem Terminmarkt der Strombörse – für die Lieferzeitpunkte Dezember 2014 und Dezember 2016 kaum noch ins Gewicht fallen (Löschel u.a. 2014: 30).

„Die Folge dieses Überschusses ist einfach zu beschreiben: Wo keine Knappheit herrscht, kann auch kein Markt mit einem signifikanten Marktpreis entstehen. Der ursprüngliche Gedanke des Emissionshandels („*cap-and-trade*“) geht dadurch verloren, dass die ausgegebene Zertifikatemenge keinerlei begrenzende Wirkung entfaltet und insofern für das Handeln der Marktakteure kaum eine Rolle spielt“ (Agora Energiewende 2015c: 10, Herv. i. O.).

Der Funktionslogik des Zertifikatemodells nach bleiben Knappheitssignale in Form hoher Preise aus, solange ausreichend Verschmutzungsrechte auf dem Markt erworben werden können (Erdmann 2017: 12). Die Situation ab Mitte des Jahres 2017 muss demgegenüber differenzierter bewertet werden, denn seitdem ist ein deutlicher Preisanstieg zu verzeichnen: Mitte 2019 lag der Preis bei rund 28 Euro (UBA 2019). Die Regulierung der 4. Handelsperiode wirft somit ihren Schatten voraus und hat einen merklichen Preiseffekt.

Die große Bedeutung des Emissionshandels für Deutschland ergibt sich vor allem daraus, dass die erfassten Sektoren nahezu die Hälfte der gesamten THG-Emissionen in Deutschland umfassen – was folglich im Umkehrschluss bedeutet, dass dieser Bereich der europäischen Mengenregulierung sowie der auf EU-Ebene vereinbarten Mengenzielen untersteht und somit für nationale Regelungen nur untergeordnete Eingriffspotenziale bestehen (Löschel u.a. 2014: 34). Neben der so beeinflussten Emissionsmenge speist sich die Bedeutung des Emissionshandels darüber hinaus aus der nationalen Finanzierungswirkung für den Energie- und Klimafonds. Dem Fonds obliegt die Aufgabe, nationale Programme, wie beispielsweise Energieeffizienz-Maßnahmen durch energetische Gebäudesanierung, die Förderung der Elektromobilität oder der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, zu finanzieren. Für die deutsche Bundesregierung ergab sich aus dem niedrigen Zertifikatpreisniveau ein finanzielles Ausstattungsproblem des Fonds.[156] Es hat den Anschein, dass das EU-ETS den Bedarf einer stetigen Finanzierungsgrundlage für diese wichtigen Aufgaben im Transformationsprozess des deutschen Energieversorgungssystems nicht gerecht werden kann (Löschel u.a. 2012: 118f.).

Die Bereiche die nicht von dem Emissionshandel adressiert werden, unterliegen nationalen Minderungszielen über das sogenannte Effort Sharing in der europäischen Regulierung: In diesem Rahmen wurde für Deutschland eine verbindliche Emissionsminderungszielmarke von 14 Prozent bis 2020 gegenüber dem Bezugsjahr 2005 vereinbart (ebd.: 115). Werden die beiden Minderungsziele hochgerechnet, kann daraus ein starkes Signal für den Klimaschutz durch die Bundesregierung abgeleitet werden, denn Deutschland müsste bis 2020 nur 33 Prozent THG-Emissionsminderung erreichen – stattdessen ist im Energiekonzept aus dem Jahr 2010 jedoch ein Ziel von 40 Prozent verankert (ebd.:116)[157]. Wird folglich das institutionelle Setting der deutschen Energiepolitik betrachtet, kann folgender Schluss gezogen werden:

[156] Die Mittelausstattung blieb mit Durchschnittseinnahmen von 7,50 Euro/t CO_2 deutlich hinter den Kalkulationen von 17 Euro/t CO_2 für das Jahr 2012 zurück.

[157] Deutschland befindet sich bei der Zielerfüllung auf einem guten Weg. Die Ziele der Handelsperiode 2008 bis 2012 des europäischen Emissionshandelssystems wurden übererfüllt – statt der zugesagten Minderung um 21 Prozent wurden 25 Prozent erreicht (Löschel u.a. 2014: 25). Aufgrund des sogenannten Energiewende-Paradoxes, der vermehrten Kohleverstromung und dem damit steigenden THG-Ausstoß, kann diese Feststellung

„Die Transformation des Energiesystems in Deutschland ist eng mit der europäischen Klimaschutzpolitik verbunden. Das europäische Emissionshandelssystem und das sogenannte Effort Sharing mit nationalen Zielvorgaben bilden einen übergeordneten Rahmen. Bei der Verfolgung der nationalen Klimaschutzziele ist dieser Rahmen zu beachten und mögliche Interdependenzen sind zu prüfen“ (Löschel u.a. 2012: 114).

Besonders weitreichende Wechselwirkungen existieren zwischen nationalen CO_2-Vermeidungsinstrumenten und dem europäischen Emissionshandel. Durch die je nach Handelsperiode eingezogene Obergrenze ist die Gesamtmenge der zulässigen CO_2-Emissionen europaweit festgesetzt. Nationalstaatlich ambitioniertere Fördermaßnahmen zur weitergehenden Emissionsreduktion laufen aus diesem Grund ins Leere (Sinn 2008; Löschel u.a. 2012: 115f.).[158] Nationale Maßnahmen haben deshalb vor allem einen preissenkenden Effekt. Für die sehr ambitionierten Klimaschutzziele Deutschlands stellt dies ein Problem dar:

„Wenn die in Deutschland dem Emissionshandel unterworfenen Anlagen ihre Emissionen nicht über das derzeitige europäische Mengenziel hinaus reduzieren, müssten die Emissionen in den nicht vom Emissionshandel betroffenen Sektoren in Deutschland weitaus stärker als die bisher vereinbarte Minderung von 14 % gegenüber dem Jahr 2005 zurückgehen, wenn das nationale Emissionsminderungsziel noch erreicht werden soll“ (Löschel u.a. 2014: 34).

Zwar weist das Handlungsfeld erneuerbarer Energien im Vergleich zum Bereich des Klimaschutzes ebenfalls eine bindende Zieldimension bis 2020 aus. Im Gegensatz zum Emissionshandel als zentralisiertes Instrument zur Zielerreichung setzen die Mitgliedstaaten auf dezentralisierte Ansätze. Die Richtlinie 2009/28/EG bestimmt einen verbindlichen durchschnittlichen Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 20 Prozent bis zum Jahr 2020 für die EU (Geden/ Fischer 2014: 13). Jeder Mitgliedstaat muss zu diesem Zweck verbindliche Unterziele erreichen: Deutschland strebt mit 18 Prozent im Vergleich dazu ein leicht unterdurchschnittliches erneuerbare Energien-Ausbauziel im Energiekonzept 2010 an. Demnach ergeben sich im Stromsektor keine deutschen Singularitäten bis zum Jahr 2020. Bemerkenswert ist hingegen das große Ausbautempo, da das Ausgangsniveau als niedrig zu charakterisieren ist. Darüber hinaus setzt der nationale Förderrahmen für erneuerbare Energien sehr ambitionierte Langfristziele (60 Prozent erneuerbare Energien-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch bis 2050), wohingegen die EU im Bereich der erneuerbaren Energien nicht über eine ebensolche Zielperspektive verfügt (Gawel/ Strunz/ Lehmann 2014: 168f.).

allerdings nicht für die nationalen Ziele gelten. Die Entwicklung der CO_2-Emissionen steht einer 40 Prozent Reduktion klar entgegen und die ergriffenen Maßnahmen (Stand 2014) laufen Gefahr, das Ziel nicht erreichen zu können – vielmehr beläuft sich die prognostizierte Reduktionsmenge auf 33 bis 34 Prozent (BMWi 2014b: 123; Löschel u.a. 2014: 19). Bereits im Jahr 2018 stand fest, dass die Ziele nicht mehr erreibar sind. Im Koalitionsvertrag der Großen Koalition wurde deshalb das politisch gesetzte nationale Ziel gekippt und eine Zielerreichung für den Beginn der 2020er Jahre in Aussicht gestellt.

[158] Aus einer politikwissenschaftlichen Perspektive dazu auch grundlegend del Rio (2010).

Auch für den Bereich der Energieeffizienz sind bis 2020 die Mitgliedstaaten durch den Art. 7 der Richtlinie 2012/27/EG verpflichtet, ihren durchschnittlichen jährlichen Energieverbrauch zwischen 2014 und 2020 um jährlich 1,5 Prozent zu senken. Auf diese Weise soll das 20 Prozent-Energieeffizienzziel erreicht werden. Die Energieeffizienz-Richtlinie macht allerdings den Mitgliedstaaten keine Auflagen oder Vorgaben im Hinblick auf die instrumentelle Umsetzung. Ferner kann das Effizienzziel als das schwächste der drei formulierten Zielwegmarken gelten, es wurde von den Staats- und Regierungschefs im europäischen Rat eher als indikativer Richtwert als rechtsverbindliches Soll angesehen (Geden/ Fischer 2014: 13).
Die Bundesregierung setzt die Richtlinie vor allem mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) aus dem Jahr 2014 um. Dort wird das Ziel fixiert, den Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 gegenüber 2008 um 20 Prozent zu senken und bis 2050 zu halbieren. Der NAPE umfasst auch eine Strategie sowie diverse Maßnahmen, um dieses Ziel zu erreichen.

Insgesamt kann als Zwischenfazit festgehalten werden, dass die EU für die Handlungsfelder Klimaschutz, erneuerbare Energien sowie Energieeffizienz rechtsverbindliche Ziele bis 2020 definiert hat, den Mitgliedstaaten aber weitgehend Handlungsfreiheit in den mitgliedsstaatenspezifischen Unterzielen einräumt. Für die nationale Klima- und Energiepolitik ist dies folglich ein übergeordneter Rechtsrahmen. Verbindliche langfristige Ziele liegen demgegenüber noch nicht auf europäischer Ebene vor. So lassen sich die über die rechtsverbindlichen Verpflichtungen hinausgehenden Klimaschutzzusagen der Bundesregierung sowohl auf nationaler als auch auf europäischer bzw. internationaler Ebene mit politisch bindender Qualität bewerten, jedoch sind diese rechtlich nicht einforderbar (Löschel u.a. 2014: 20). Kritiker sehen in ambitionierteren nationalen Zielen sogar einen latenten Widerspruch zu den europäischen Rechtsverpflichtungen (Geden/ Tils 2013: 27f.). Im Hinblick auf Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Zieldimensionen ist ein solches Urteil zwar nicht völlig von der Hand zu weisen, jedoch steht es der Kompetenzordnung und den europäischen Verträgen entgegen, denn nach Art. 194 AEUV können sich die Mitgliedsstaaten der EU nationale Ziele setzen. Wird ein Blick voraus gewagt, kann konstatiert werden, dass 2014 und 2015 relevante Meilensteine für die mittelfristige Perspektive bis 2030 markierten. 2014 einigte sich die EU-Kommission mit dem europäischen Rat auf das Energie- und Klimapaket 2030. 2015 wurde in Paris ein erster globaler Klimavertrag im Rahmen der COP der UNFCCC verhandelt, der verbindliche THG-Reduktionsziele nach 2020 vorsieht, der am 4. November 2016 in Kraft treten konnte. Die Ergebnisse sollten zweifelsfrei Auswirkungen auf den Handlungsspielraum nationaler Energie- und Klimapolitik haben. In diesem Zuge war es auch nicht ausgeschlossen, dass Deutschland – trotz einer sehr ambitionierten Energiewende-Politik – in einzelnen Sektoren weitergehende Maßnahmen zu beschließen haben wird (Nitsch 2016; Höhne u.a. 2016). Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass es sich bei dem Klimavertrag von Paris – auch wenn Kritiker darauf verweisen, dass die angekündigten Anstrengungen nicht ausreichen werden, um die

gesteckten Ziele zu erreichen (Quaschning 2016: 34; Nitsch 2016) – um den ambitioniertesten bis dato abgeschlossenen Vertrag handelt, der auch erstmalig das 2-Grad-Ziel in den Vertragstext mit aufgenommen hat und in der Formulierung sogar darüber hinaus geht. Es findet sich der Verweis, dass Anstrengungen unternommen werden sollen, den Temperaturanstieg auf möglichst 1,5 Grad zu begrenzen. Dazu soll auch in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts eine Treibhausgas-Neutralität, was auf eine Dekarbonisierung der gesamten Volkswirtschaft hinaus läuft, erreicht werden. Trotz des verbindlichen Charakters des Vertrags, muss darauf verwiesen werden, dass es keine vorgeschriebenen nationalen Emissionsminderungsziele mehr gibt, sondern vielmehr jedes Vertragsmitglied so viel für den Klimaschutz unternehmen soll, wie es kann (UNFCCC 2015).

Die Verhandlungen über einen Rahmen für die Energie- und Klimapolitik der EU nach 2020 standen unter gänzlich anderen Voraussetzungen als dies noch 2007 der Fall war. Mit der langanhaltenden Wirtschafts- und Staatsschuldenkrise in der EU haben sich die Prioritäten in vielen Mitgliedstaaten sowohl unter wirtschafts- als auch europapolitischen Gesichtspunkten verschoben. Zudem lässt sich beobachten, dass die vormalige Euphorie einer gewissen Ernüchterung in der Energie- und Klimapolitik gewichen ist. Dazu haben ferner negative Erfahrungen im Rahmen der UNFCCC-Verhandlungen die Skepsis wachsen lassen, in der Klimapolitik unilateral in Vorleistung zu gehen (Geden/ Fischer 2014: 23). Der im Entscheidungsprozess um ein Energie- und Klimapaket 2030 erwartete Paradigmenwechsel einerseits weg von einer integrierten Energie- und Klimapolitik mit einer verbindlichen Zieltrias aus Emissionsminderung, Ausbau der EE und Steigerung der Energieeffizienz sowie andererseits durch eine Relativierung des „Primats der Nachhaltigkeitsorientierung“ mit einer gewissen Aufgabe „der noch gültige[n] Transformationsprogrammatik“ (ebd.: 24) stellte sich mit den EU-Gipfelergebnissen vom 23. Oktober 2014 mehr oder weniger ein. Zwar kam es wie von der EU-Kommission ursprünglich angestrebt (EU Com 2014) zu einer moderaten Verschärfung der europäischen Klimapolitik, jedoch kann dies nur Gültigkeit für das THG-Emissionsminderungsziel beanspruchen. Der europäische Rat billigte auf dem Gipfel das verbindliche Ziel, die EU-internen Emissionen gegenüber 1990 bis 2030 um 40 Prozent zu reduzieren (Europäischer Rat 2014)[159]. Demgegenüber wurde mittelbar die Zieltrias fallengelassen, da verbindliche Ziele für den EE-Ausbau und die Energieeffizienz aufgegeben wurden. Bis 2030 sollten nunmehr jeweils ein EE-Anteil am Energieverbrauch der EU und eine Steigerung der Energieeffizienz von mindestens 27 Prozent erreicht werden. Bei dem Energieeffizienzziel wird explizit von einem indikativen Ziel gesprochen; das EE-Ziel soll verbindlich für die EU gelten (ebd.). Gleichwohl

[159] Allerdings lässt sich das Ambitionsniveau durchaus kritischer beurteilen als es die rein quantitative Verdopplung des Emissionsminderungsziels auf den ersten Blick vermuten lässt. Bereits 2011 konnten 17,6 Prozent Reduktion realisiert werden. Diese frühen Erfolge haben gleichwohl nicht zu einer Zielanpassung für 2020 geführt (Geden/ Fischer 2013: 4). Mittlerweile geht die EU-Kommission davon aus, dass mit rund 24 Prozent Emissionsreduktion gegenüber 1990 das Ziel deutlich übererfüllt wird (EU Com 2015: 4), weshalb auch der Weg zum 2030 Ziel kürzer erscheint.

verliert es diesen verbindlichen Charakter, da es keine Einzelziele für die Mitgliedstaaten mehr geben soll, weshalb dieser Rahmen die Zielerreichung nicht mehr garantieren kann. Insgesamt gesehen hat die europäische Energie- und Klimapolitik beträchtlich an Schwung verloren; Beobachter stellen bereits die Frage, ob ein Ende der Vorreiterrolle der EU in der internationalen Klimapolitik zu diagnostizieren sei, denn ihre Ziele seien nicht ambitioniert genug und seit der Wirtschaftskrise schien die EU auf einen deutlich mutloseren Kurs eingeschwenkt zu sein (Harmeling/ Bals/ Burck 2015: 51f.).

Die verstärkte Berücksichtigung der Effekte der europäischen Energie- und Klimapolitik auf das Energiepreisniveau – insbesondere vor dem Hintergrund eines deutlichen Preisspreads zu anderen Wirtschaftsregionen, wie beispielsweise den USA – haben auch Rückwirkungen auf die angestrebte Reform des EU-ETS. Die politische Sorge um die europäische Wettbewerbsfähigkeit steht in einem Spannungsverhältnis zu einem nachhaltig wirksamen Maßnahmenpaket, dass dem EU-ETS seine Funktionsfähigkeit zurückgibt. So wurde 2014 das sogenannte „backloading“ beschlossen, wodurch vorübergehend 900 Millionen Zertifikate aus dem Markt genommen wurde. Diese Reparaturmaßnahme wurde nach kontroverser politischer Debatte im Jahr 2015 adaptiert. Anders als ursprünglich vorgesehen,[160] wurden die durch das backloading adressierten Zertifikatemengen in die ebenfalls neu eingeführte Marktstabilitätsreserve[161] eingestellt und somit der Verfügung des Marktes bis mindestens in die vierte Handelsperiode hinein entzogen (Gawel 2016: 356). Ferner soll ab 2021 die jährlich zur Verfügung stehende Zertifikatemenge um 2,2 Prozent reduziert werden. Dennoch wurde die Erwartung geäußert, dass die großen Überschüsse bis 2030 im EU-ETS bestehen bleiben, was das System als wirkungsvolles Klimaschutzinstrument quasi negiert (Agora Energiewende 2015c: 11ff.). Tatsächlich bleibt es abzuwarten, welche Effekte sich einstellen, denn anders als von manchen Beobachtern angenommen, ist das Preisniveau mittlerweile stark angestiegen.
Der Beitrag der dem Emissionshandel unterliegenden Sektoren zum gesamten EU-Reduktionsziel beliefe sich in der vierten Handelsperiode von 2021 bis 2030 auf ein Minus von 43 Prozent zum Emissionsemittierungsreferenzjahr 2005. Für Deutschland besteht insofern eine Kompatibilität mit den europäischen Zielvorgaben, als dass im gleichen Zeitraum die emissionshandelspflichtigen Unternehmen ihre Emissionen um 44 Prozent reduzieren sollen (Löschel u.a. 2015: 117f.).

Ein Faktor der zwar nicht dem Kompetenzgefüge des Mehrebenensystems entspringt, dennoch als exogener Faktor auf die nationale Klimaschutz- und Energiepolitik wirkt, ist die

[160] Ursprünglich stellte dies keine permanente Verknappung der Zertifikate dar, denn 2019 und 2020 sollen diese Zertifikate dem Markt wieder zugeführt werden.
[161] Die Marktstabilitätsreserve wird 2019 in Kraft treten und damit können jährlich bis zu zwölf Prozent der Überschuss-Zertifikate aus dem Markt genommen und in der Reserve eingelagert werden. Sobald der Überschuss unter ein bestimmtes Volumen sinkt, werden die Zertifikatemengen wieder zur Auktion freigegeben (Gawel 2016: 356).

Entwicklung der internationalen Energiepreise. Der zu beobachtende Verfall von Energiepreisen auf den Weltmärkten war in den Energieszenarien in 2010 sowie 2011 nicht erwartet worden, sodass die formulierten Ziele des Energiekonzeptes schwieriger zu erreichen sein dürften.

Abbildung 5: Internationale Energiepreise 2015 - Prognose und Wirklichkeit

		2008	Prognose 2015	Ist 2015	Differenz
Ölpreis	US Dollar/Barrel	94	90	50	-44,4%
Rohöl	Euro/Tonne	484	495	356	-28,1%
Erdgas-Grenzübergangspreis	ct/kWh	2,7	2,4	2,0	-16,7%
Kraftwerkskohle	Euro/Steinkohleeinheit	112	82	68	-17,1%

Quelle: Löschel u.a. 2016: 12

Emissionsseitig wirkte sich die Entwicklung der Energiepreise besonders negativ auf den Kraftwerkssektor aus, weil durch die auseinanderstrebenden Preise für Kohle und Gas die Erdgasverstromung durch Braun- und Steinkohleverstromung zurückgedrängt wurde.[162] Gleichwohl ist langfristig ein starker Zusammenhang zwischen der Klimaschutzpolitik der Dekarbonisierung und der Entwicklung von Rohstoffpreisen zu konstatieren. Eine langfristig zurückgehende Nachfrage dürfte einen Angebotsüberhang schaffen, der preisdämpfende Effekte mit sich bringt. Für die Klimaschutzpolitik kann dies als besondere Herausforderung gelten, weil Energieeffizienz- sowie erneuerbare Energien-Investitionen an relativer Attraktivität verlieren (Löschel u.a. 2016: 13).

In einem kurzen Zwischenfazit lässt sich somit festhalten, dass eine Reihe von potenzierenden und restriktiven Faktoren existiert, die aus der Perspektive eines Nationalstaates die Handlungsmöglichkeiten zur Gestaltung einer Energiewende beeinflussen. Zu den ermöglichenden Faktoren zählt vor allem die Existenz von politischen Initiativen auf globaler und supranationaler Ebene für ein stärkeres Klimaschutzengagement, auch wenn die Ziele auf den Ebenen unterschiedliche Rechtsverbindlichkeit aufweisen. Dennoch werden dadurch Märkte geöffnet, was eine Lernkurvenrendite für klimafreundliche Technologien verspricht. Insbesondere der EU kommt für Deutschland dabei eine große strategische Relevanz beim Prozess der Energiewende zu. Demgegenüber stehen gleichwohl zwei wesentlich einschränkende Faktoren. Zum einen ist dies die Phasenweise zu beobachtende Dysfunktionalität des EU-Emissionshandelssystems, das keine ausreichend starken Anreize für klimaschonende Investitionen gesetzt hat. Zum anderen lässt sich die Entwicklung der internationalen Energiepreise anführen,

[162] Der Anteil der Erdgasverstromung an der Bruttostromerzeugung in Deutschland sank von 2010 von einem Höchstniveau von 14,1 Prozent auf 9,6 Prozent im Jahr 2015 (Löschel u.a. 2016: 13). Dieser Trend wurde 2016 allerdings durchbrochen, da der Erdgasverstromungsanteil auf 12,1 Prozent anstieg (Agora Energiewende 2017a: 11f.).

die ebenfalls die Attraktivität in alternative Investitionen im Vergleich zu konventioneller Energie schmälert.

4.2 Übergeordnete Problem- und Instrumentenanalyse für den Regelungsrahmen des EEG

4.2.1 Problemanalyse I: Dominanz externer Effekte

Genuine Determinanten der Energiepolitik existieren nicht per se, sondern variieren in historischen Phasen; vielmehr sind sie Ergebnis politischer Auseinandersetzungen, die sich um die sozialen, ökonomischen, ökologischen, kognitiven, rechtlichen und technischen Faktoren drehen (Laumanns 2004: 279f.). Staatliche Eingriffe in das Energieversorgungssystem werden in Deutschland seit den 1980er Jahren unter Bezugnahme auf das energiepolitische Zieldreieck gerechtfertigt, das sich aus dem Spannungsverhältnis aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit herausbildet – auch wenn die politischen Maßnahmen in ihrer Qualität variieren, so weist der Bewertungsmaßstab, trotz gewandelter historischer Konstellationen, doch eine Konstanz auf. Die Beschlüsse im Zuge der beschleunigten Energiewende aus dem Jahr 2011 ändern daran nichts (BMWi/ BMU 2012: 11ff.)[163]. Das bereits im Jahr 2010 beschlossene Energiekonzept der Bundesregierung – das erste seiner Art in der deutschen Energiepolitik, das einen langfristigen Zielhorizont ins Auge fasste – führt dementsprechend dazu aus:

„Die Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Es wird dabei vor allem um die Umsetzung eines zentralen politischen Ziels für unser Energiesystem der Zukunft gehen: Deutschland soll in Zukunft bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen und hohem Wohlstandsniveau eine der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt werden“ (BReg 2010a: 3).

Umweltprobleme sind die stärksten Push-Faktoren des politischen Leittrends der Nachhaltigkeit (Pufè 2014: 23). Das Energiekonzept der Bundesregierung bekennt sich folglich zu einer nachhaltigen Energieversorgung als Oberziel, sieht dies jedoch auch durch die globalen Veränderungen auf den Energiemärkten herausgefordert. Die globalen Trends steigender Energienachfrage in den einzelnen Sektoren führten zu steigenden Energiepreisen, auch die sichere Energieversorgung wird vor dem Hintergrund einer steigenden Energieimportabhängigkeit kritisch bewertet (BReg 2010a: 3) – Entwicklungen die in Abhängigkeit von der *peak oil*-

[163] Versorgungssicherheit wird durch die Bundesregierung im Hinblick auf die Importabhängigkeit, die gesicherte Kraftwerksleistung zur Deckung der Jahreshöchstlast, der Netzstabilität sowie der Versorgungsqualität (SAIDI-Index) operationalisiert (BReg 2010a: 11f.). Wirtschaftlichkeit wird vor allem im Hinblick auf die Preise und Kosten verstanden, die sich für Kraft- und Brennstoffe ergeben, zudem wird die Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Industriezweige auch auf Belastungs-Ausnahmeregelungen zurückgeführt (ebd.: 12f.). Umweltverträglichkeit des Energieversorgungssystems wird über die Treibhausgas-Emissionen, insbesondere CO_2, definiert (ebd.: 14f.). Normiert wird das energiepolitische Zieldreieck in § 1 des EnWG.

Diskussion zusätzlich an Relevanz gewinnen (Brunnengräber/ Di Nucci 2014b: 17)[164]. Vor allem kann das Energiekonzept 2010 der Bundesregierung als zentraler nationaler Bezugspunkt einer Umsetzungsstrategie der Transformation der Energieversorgung hin zu einem kohlenstoffarmen System gelten, in dem Treibhausgasemissionen drastisch reduziert werden sollen. Diesen Schritt gebieten die Klimaschutzziele, die sich die Bundesregierung einerseits selbst gesetzt hat (BReg 2010a: 4f.), die aber auch andererseits in Wechselwirkung zu den europäischen und internationalen Klimaverhandlungen stehen (DLR/ Fraunhofer IWES/ IfnE 2011: 4f., 2012: 43f.). Das Energiekonzept sieht dabei folgende Entwicklungspfade vor, um die Klimaschutzziele zu erreichen:

Abbildung 6: Entwicklungspfade des Energiekonzepts der Bundesregierung 2010

	2020	2030	2040	2050
Klimaschutzziele: Minderung der THG-Emissionen (gegenüber 1990)	- 40 %	- 55 %	- 70 %	- 80-95 %
Anteil erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch	18 %	30 %	45 %	60 %
Anteil erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch	35 %	50 %	65 %	80 %
Reduktion des Primärenergieverbrauchs (gegenüber 2008)	20 %	bei Steigerung der Energieproduktivität gemessen am Endenergieverbrauch um 2,1 %/a		50 %
Reduktion des Bruttostromverbrauchs (gegenüber 2008)	10 %			25 %
Reduktion des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor (gegenüber 2005)	10 %			40 %
Sanierungsrate Gebäudebestand	Verdopplung der Sanierungsrate von knapp 1 % auf 2 %/a des gesamten Gebäudebestandes			

Quelle: eigene Darstellung nach BReg 2010a: 4f.

Die quantitative Darstellung dieser Entwicklungspfade zeigt einerseits die Bedeutung der Energieeffizienz auf, andererseits die wesentliche Rolle des Ausbaus der erneuerbaren Energien für den Stromsektor, denn immerhin ist die Stromerzeugung mit 40 Prozent der größte Treibhausgas-Emittent in Deutschland (DLR u.a. 2011: 8).

Für das gesamte Energieversorgungssystem gilt, dass bei der Verbrennung beziehungsweise Umwandlung von fossilen Energieträgern CO_2-Emissionen entstehen. Finden sich diese

[164] Der Begriff *peak oil* bezeichnet dabei den Zeitpunkt, an dem das Ölfördermaximum erreicht ist. Von da an sind sinkende Förderquoten zu beobachten, die zu einer Verknappung des Angebots führen – mit allen negativen Konsequenzen auf Preise und Versorgungssicherheit, was in sicherheitspolitischen Einschätzungen sogar mit erheblichen Konfliktrisiken bewertet wird. Allerdings ist das Erreichen des globalen *peak oil* umstritten und wahrscheinlich erst ex-post feststellbar (Planungsamt der Bundeswehr 2012: 6f.). Spätestens durch den Fracking Boom in den USA haben sich die Annahmen zu peak oil jedoch grundlegend gewandelt (Grasselt 2015: 2), denn technologische Entwicklung hat das Öl-Angebot durch unkonventionelle Förderung stark ausgeweitet, was vor allem den fehlerhaften Bezug der peak-oil-These auf konventionelle Ölquellen offenbart (Brandis 2015: 36).

entstehenden Folgekosten (Gesundheitsschäden für den Menschen, Umweltauswirkungen etc.) nicht ausreichend in den Preisfunktionen am Markt berücksichtigt, können aus einer wohlfahrtökonomischen Perspektive negative externe Effekte diagnostiziert werden. Nun ist diese Erkenntnis nicht neu; im nationalen Kontext existieren seit Jahren eine ganze Reihe von Maßnahmen, die eine Internalisierung von negativen externen Effekten anstreben und eine ökologische Lenkungswirkung entfalten sollen (Löschel u.a. 2012: 109; Gawel/ Purkus 2015: 78f.) – dazu zählen beispielsweise die Energie-, Strom-, Kraftfahrzeug- oder Kernbrennstoffsteuer. Auch das EU-Emissionshandelssystem weist den Treibhausgasemissionen einen marktlich ermittelten Preis zu und gewährleistet die Handelbarkeit von Verschmutzungsrechten, was ebenfalls zu einer Internalisierung externer Kosten beiträgt. Die (abgeschätzten) tatsächlichen externen Kosten der heutigen Energiebereitstellung variieren je nach getroffenen Annahmen und Modellrechnungen stark, ein wissenschaftlicher Konsens über die Höhe ist nicht zu verzeichnen. So ergeben sich eine große Bandbreite von nahe null bis zu mehreren hundert Euro/t CO_2 (BMWi/ BMU 2012: 103). Eine Quantifizierung des Umweltbundesamtes beziffert die Klimaschäden auf 40 bis 120 Euro/t CO_2 (UBA 2012). Konkretere Schätzungen mit einer geringeren Spannweite gehen von etwa 80 bis 85 Euro/t CO_2 aus (ZSW u.a. 2011: 78; Krewitt/ Schlomann 2006: 35f.).

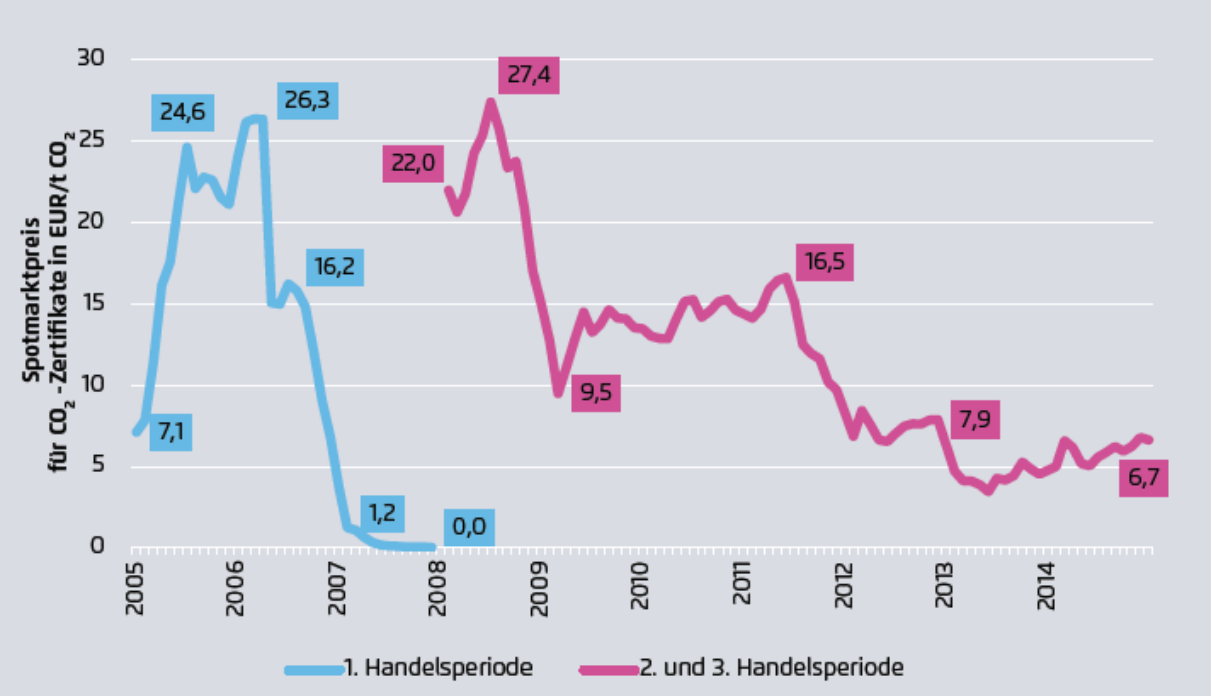
Abstrahiert kann konstatiert werden, dass in den europäischen Energieversorgungssystemen zu viele THG-Emissionen volkswirtschaftlich zu einem zu geringen Preis emittiert werden. Der ursachenadäquate Problemlösungsansatz, der dem Verursacherprinzip gerecht wird, ist eine Bepreisung der CO_2-Emissionen von Energieerzeugnissen. Eine solche CO_2-Bepreisung gilt als treffsicher und marktkompatibel, da sie eine direkte Lenkungswirkung auf das Akteursverhalten ausübt und dem Klimaschutz dient sowie gleichzeitig eine indirekte Lenkungswirkung auf weitere Ziele, wie beispielsweise im Bereich der Energieeffizienz, entfaltet (Gawel/ Purkus 2015: 80; Aldy/ Stavins 2011: 4f.; WBGU 2011: 190ff.). Trotz der dargestellten offensichtlichen Quantifizierungsprobleme verdeutlicht die Entwicklung der CO_2-Zertifikatepreise, dass das europäische Emissionshandelssystem keine ausreichende Internalisierung gewährleisten kann – das Preisniveau der Zertifikate ist dafür augenscheinlich zu niedrig und vermag nicht einmal ansatzweise die Höhe der Klimakosten des fossil-konventionellen Energieversorgungssystems abzudecken.[165]

Über die drei Handelsperioden des EU-ETS zeigt sich eine unterschiedliche Entwicklung des Preisniveaus mit erheblichen Schwankungen und Varianzen. Die erste Handelsperiode von 2005 bis 2007 war durch die ersten Erfahrungen mit dem Instrument gekennzeichnet. Nachdem die EU-Mitgliedstaaten 2005 eine großzügige Zuteilung von kostenlosen Zertifikaten an

[165] Zu Recht wurde darauf verwiesen, dass diese Entwicklung eigentlich nicht verwundern darf, wenn davon ausgegangen wird, dass bis zum Ende der Handelsperiode bis 2020 die angestrebten THG-Reduktionsziele erreicht werden. Der Funktionslogik des Zertifikatemodells nach bleiben Knappheitssignale in Form hoher Preise aus, solange ausreichend Verschmutzungsrechte auf dem Markt erworben werden können (Erdmann 2017: 12).

die Industrie in ihren nationalen Allokationsplänen, die an die EU-Kommission gemeldet werden müssen, vorgenommen hatte, stellte sich bei der ersten Evaluation 2006 heraus, dass die ausgegebenen Zertifikatsmengen den tatsächlichen CO_2-Ausstoß der Industrie überkompensierte, woraufhin der Preis von über 25 Euro/t CO_2 auf etwa die Hälfte mit 15 Euro/t CO_2 absank, um im Verlauf des Jahres 2007 sogar auf null Euro/t CO_2 einzubrechen. Demgegenüber stieg der Zertifikatspreis in der zweiten Handelsperiode von 2008 bis 2012 zu Beginn auf 27 Euro/t CO_2, was vor allem aus verschärften Prüfkriterien der nationalen Allokationspläne und einer eingeschränkten Anrechenbarkeit von außer-europäischen Emissionsreduktionen (Joint Implementation sowie Clean Development Mechanismus) resultierte. Doch die Wirtschaftskrise 2008/09 bescherte dieser Phase eines mittleren Preisniveaus nur eine kurze Dauer, der Konjunktureinbruch sorgte für ein massives Überangebot von Zertifikaten. Entsprechend sank der Preis auf 7 Euro/t CO_2 im Jahr 2012 ab (Agora Energiewende 2015c: 5). Die dritte Handelsperiode von 2013 bis 2020 startete mit einem Überschuss von rund zwei Milliarden Zertifikaten, genug um den gesamten CO_2-Ausstoß der dem EU-ETS unterliegenden Sektoren für das Jahr 2013 zu bedienen (Löschel u.a. 2012: 117). Als Element des EU-Klimaschutzpakets 2020 wurde in dieser Handelsperiode eine Reform des EU-ETS vollzogen, die vorsah, die Menge der auszugebenden Zertifikate europaweit festzulegen und nicht mehr durch die Mitgliedstaaten bestimmen zu lassen. Zudem wurde eine jährliche Reduktion der Zertifikatemenge von 1,74 Prozent implementiert; des Weiteren wird nur noch eine Minderheit der Zertifikate kostenlos verteilt, die Mehrheit unterliegt seit 2013 einem Auktionsmechanismus. Trotz dieser und weiterer Reformmaßnahmen wurde bilanziert, dass das tatsächliche Emissionsniveau erneut unter dem der ausgegebenen Verschmutzungsrechten lag. In der Konsequenz war zwischenzeitlich ein Preis von lediglich 3 Euro/t CO_2 zu verzeichnen – der seit 2014 um rund 6 bis 8 Euro Euro/t CO_2 pendelt – (Agora Energiewende 2015c: 5f.); es kann kaum noch von einer Lenkungswirkung des Instrumentes gesprochen werden, da kaum Anreize zur Emissionsvermeidung bestehen (Löschel u.a. 2012: 116).

Abbildung 7: Entwicklung des CO2-Zertifikatepreises (Spotmarkt) 2005-2014



Quelle: Agora Energiewende 2015c: 6

„Der Emissionshandel gerät daher in Gefahr, klimapolitisch wirkungslos zu werden. Weder werden Anreize für die am Emissionshandel beteiligten Bereiche zur Emissionsminderung gegeben, noch geht von den resultierenden Zertifikatspreisen ein Anreiz zu Investitionen bspw. zur Verbesserung der Energieeffizienz aus. Die Gefahr einer Diskreditierung dieses effizienten marktwirtschaftlichen Systems ist unübersehbar“ (Löschel u.a. 2014: 32).[166]

Stattdessen findet sich als politisch institutionalisierte Internalisierungsstrategie externer Effekte im Energieversorgungssystem ein in sich nicht konfliktfreier Policy-Mix aus steuerlichen (diverse Energiesteuern) und außersteuerlichen Instrumenten, wie beispielsweise die Fördermaßnahmen von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien, der in seiner Kombination zu Verzerrungen von Marktentscheidungen führt (Gawel/ Purkus 2015: 88ff.).

Es bleibt festzuhalten, dass die finanziellen oder fiskalischen Internalisierungsstrategien alleine als nicht ausreichend erscheinen. Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern besitzen die erneuerbaren Energien eine positive Netto-CO_2-Bilanz, insbesondere die fluktuierenden erneuerbaren Energie-Quellen Wind und Sonne sind klimaneutral (ZSW u.a. 2011: 102f.)[167].

[166] Es wurde bereits darauf verwiesen, dass sich die Situation im EU-ETS seit Mitte 2017 anders darstellt und es zu einem signifikanten Preisanstieg gekommen ist.

[167] Zwar weisen Wind- und Photovoltaik-Anlagen keine rohstoffbasierten Emissionen auf wie dies bei der Biomasse der Fall ist. Die Substitutionsfaktoren fossiler Energieträger für die Biomasse, Wind und PV sind jedoch auf einem vergleichbaren Niveau. Berücksichtigt man zusätzlich zu den vermiedenen t $CO_{2Äq}$ aus dem Stromsektor durch erneuerbare Energien auch die Menge an vermiedenen t $CO_{2Äq}$ für den Wärmesektor, kann sich die Biomasse von der Photovoltaik aufgrund ihrer Vielseitigkeit in den Einsatzbereichen absetzen; währenddessen die Windenergie hingegen deutlich die substitutionsstärkste EE-Quelle bleibt (IfnE u.a. 2014: 16f.). Je nach Art der Bioenergieanlage variiert das THG-Reduktionspotenzial zudem erheblich. Während die Stromerzeugung aus Festbrennstoffen die positivste Klimabilanz der Biomasse hat, weist die Verstromung von Biomethan das geringste THG-Reduktionspotenzial auf (DBFZ 2011: 72f.).

Deshalb ist aus klimapolitischen Gesichtspunkten die Substitution von fossil bereitgestellter Energie durch Energie auf erneuerbarer Basis eine notwendige Ergänzung und langfristig, insbesondere vor dem Hintergrund des politisch formulierten Zielhorizontes, als Systemwechsel im Energieversorgungssystem angezeigt. Mit dieser langfristigen Transformation zu einem kohlenstoffarmen Energieversorgungssystem in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist der Weg der erfolgreichen Internalisierung externer Effekte aufgezeigt (Häder 2010: 100f.). „Der energiepolitisch angestrebte Rollenwechsel der EE von der Nische hin zu einer Führungsposition kann als eine „erzwungene" Internalisierung externer Kosten der bisherigen, konventionellen Energieerzeugung verstanden werden" (DLR/ Fraunhofer IWES/ IfnE: 32).

Der Kern der deutschen Energiewende ist diese langfristige Systemtransformation, die bislang weniger stark marktlich betrieben, sondern vor allem von der Politik forciert wird. Das Energiekonzept 2010 auf dem die beschleunigte Energiewende beruht – der Großteil der Ziele wurden adaptiert und fortgeschrieben, einige weiterentwickelt – ist breit angelegt und bezieht sich auf alle Sektoren. Nur wenn in jedem der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr die Ziele erreicht werden, kann die Energiewende zu einem Erfolg geführt werden (Löschel u.a. 2012: 122f., 2014: 70). In der öffentlichen Diskussion lag der Fokus nach dem Energiewendebeschluss auf dem Stromsektor (Löschel u.a. 2014: 70), nicht zuletzt, weil dort die realisierten Fortschritte am augenscheinlichsten waren. Die Darstellung der Problemanalyse folgt an dieser Stelle dieser verkürzten Rezeption, ohne die Bedeutung der Anstrengungen auf anderen Feldern zu vergessen.
Seit dem Jahr 2000 adressiert das EEG die Förderung von EE im Stromsektor in Deutschland. In der Gesetzesbegründung heißt es im Paragraph 1 Absatz 1 EEG,

„Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern" (EEG 2012).

Neben dem primären Ziel der Reduktion negativer externer Effekte der bislang weitgehend fossil getragenen Stromwirtschaft lässt sich auch eine Reihe von weiteren sekundären Zielen anführen. Wie in der Gesetzesbegründung deutlich wird, werden mit dem EEG auch positive externe Effekten aus einer wohlfahrtökonomischen Perspektive adressiert. Bei diesen Nutzenwirkungen des Förderrahmens für erneuerbare Energien handelt es sich erstens um die Schonung von fossilen Energieträgern, um deren Verfügbarkeit auch nachfolgenden Generationen noch zu gewährleisten. Zweitens handelt es sich um die Förderung von Innovationen und eine stetige Weiterentwicklung der erneuerbaren Technologien, um auf diese Weise die in vielfältigen Bereichen bestehende Technologieführerschaft deutscher erneuerbarer Energien Unternehmen zu erlangen beziehungsweise sichern; sowie drittens um die Verminderung von

Energieimporten. Auf diese Weise soll durch eine verringerte Abhängigkeit von Energieimporten aus den instabilen Regionen in der Welt ein Beitrag zur Erhöhung der Energiesicherheit geleistet werden (ZSW u.a. 2011: 77f.), was in der Konsequenz zu einer erhöhten Versorgungssicherheit führt (IfnE u.a. 2014: 11).

Diese positiven externen Effekte sind gleichwohl schwer zu quantifizieren und werden zudem in der wissenschaftlichen Bewertung durchaus nicht durchweg ohne Skepsis betrachtet. Die Schonung fossiler Energieträger fällt für Deutschland nicht sonderlich stark ins Gewicht. Deutschland ist kein ressourcenreiches Land; die Ölvorkommen in der Nordsee sind überschaubar, ebenso wie die Gasvorkommen. Ausschließlich Kohle – insbesondere die Braunkohle, für die Deutschland eines der größten weltweiten Abbaugebiete darstellt – ist in nennenswertem Umfang verfügbar (Haas/ Schlesinger 2010). Sind heimische fossile Energievorkommen in ihrer Bedeutung folglich begrenzt, steigen dementsprechend die Energieimporte. Energiesicherheit ist für jeden Staat eine bedeutende Größe, nicht nur für das Energieversorgungssystem, sondern für die gesamte Volkswirtschaft. Dennoch wird die Formulierung des politischen Ziels der Reduzierung von Energieimporten als kurzsichtig kritisiert. Für die deutsche Volkswirtschaft sind die Energieimporte grundsätzlich kein volkswirtschaftliches Problem, da Deutschland ein Leistungsbilanzüberschuss aufweist. Eine Verringerung der Importe führe nur zu einem steigenden Überschuss, gleichzeitig nehmen die internationalen Handelsungleichgewichte zu und den Energieexporteuren werden die Mittel entzogen, deutsche Produkte zu kaufen (Löschel u.a. 2012: 83). Auch sei Deutschland als Volkswirtschaft Energieexporteuren nicht hilflos ausgeliefert, trotz einer hohen Importquote und somit Abhängigkeit. Es gelte zu beachten, dass Abhängigkeiten wechselseitiger Natur seien und demnach sich eine solche Handelsbeziehung stabilisiere (Löschel u.a. 2014: 144f.).

Im Hinblick auf die Innovationsimpulse durch das EEG kann ebenfalls kein wissenschaftlicher Konsens erzielt werden. Während die Expertenkommission Forschung und Innovation in einem Gutachten dem EEG „keine messbare Innovationswirkung“[168] (EFI 2014: 52) zuschreibt, schließt die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ diese Wirkung nicht aus, sieht jedoch den Bedarf, ein geeignetes Indikatorensystem zur Messung der Innovationseffekte zu entwickeln[169] (Löschel u.a. 2012: 112, 2014: 179ff.). Ferner betonen eine

[168] Die Expertenkommission trifft diese Aussage aufgrund empirischer Studien, die keinen positiven Zusammenhang zwischen der Einspeisevergütung im EEG und der Innovationswirkung feststellen konnten. Insbesondere die feste Einspeisevergütung des EEG verhindere Innovationsanreize, weil die Vergütung sich nach Durchschnittskosten richte und somit ein Innovator zwar die Risiken zu tragen habe, jedoch nur die Einnahmen auf Basis der bestehenden Technologien zugrunde legen könne. Des Weiteren seien die Patentanmeldungen im Bereich der erneuerbaren Energien in ihrem Umfang enttäuschend (EFI 2014: 52).

[169] Der Verweis auf die Menge von Patentanmeldungen oder die Aufwendungen im Bereich von Forschung und Entwicklung allein reiche nicht aus, um die Komplexität von Innovationsprozessen zu erfassen. Stattdessen seien auch der Vergleich zur Entwicklung von Patentanmeldungen in nicht-grünen Bereichen bedeutsam, um die Dynamik im Bereich der erneuerbaren Energien abschätzen zu können – dies gilt auch für den internationalen Vergleich (Löschel u.a. 2014: 181).

ganze Reihe von Forschungsarbeiten – auch explizit im Gegensatz zu dem EFI-Gutachten – die erhebliche Innovationswirkung des EEG (Ragwitz u.a. 2014; Walz/ Ragwitz 2011).
Darüber hinaus verbindet sich mit der Nutzendiskussion des EEG auch stets der politische Verweis auf die positiven Effekte auf die Beschäftigung[170] (CDU/ CSU/ FDP 2009: 27; BMWi/ BMU 2012: 105f.). Solche in der politischen Debatte geworfenen Schlaglichter auf die Auswirkungen der Förderpraxis der erneuerbaren Energien auf die Arbeitsplätze sind einerseits sicherlich formal richtig und lassen sich durch Statistik belegen. Demnach war der Beschäftigungsstand in der erneuerbaren Energien Branche im Jahr 2011 im Vergleich zu 2010 um vier Prozent gewachsen, von 367 000 auf 382 000 (BMWi/ BMU 2012: 107). So lassen sich zweifelsfrei erhebliche Impulse durch das EEG auf die Entwicklung der Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien als indirekte ökonomische Auswirkung bilanzieren – ein weiterer Anstieg des Beschäftigungsstandes wurde erwartet (ZSW u.a. 2011: 87; GWS u.a. 2011: 193ff.; BMWi 2014a). Demgegenüber werden diese Zahlen andererseits jedoch relativiert, weil es sich nicht um Nettobeschäftigung im Energiesektor handelt. Vielmehr geben die Bruttozahlen des ‚grünen Sektors' keinen Überblick über die tatsächlichen gegenteiligen Auswirkungen auf gleichzeitig auftretende Beschäftigungsrückgänge in anderen Sektoren (Löschel u.a. 2012: 107).
Unbestritten hat die Förderung der erneuerbaren Energien im Stromsektor – trotz aller Zweifler in der wissenschaftlichen Diskussion – auch heute schon erhebliche Nutzenwirkung. Eine langfristige Perspektive lässt ferner einen weiter ansteigenden Nutzen erwarten, da mit einem emissionsarmen Energieversorgungssystem nicht nur geringere externe Kosten auftreten, sondern auch der auf nahezu grenzkostenfreien erneuerbaren Quellen – die zentralen Säulen des zukünftigen Energieversorgungssystems werden Wind- und solare Strahlungsenergie sein – beruhende Strommarkt wird geringere Preise aufweisen (Löschel u.a. 2012: 104f.).

4.2.2 Kostenaspekte und -diskussion rund um das EEG

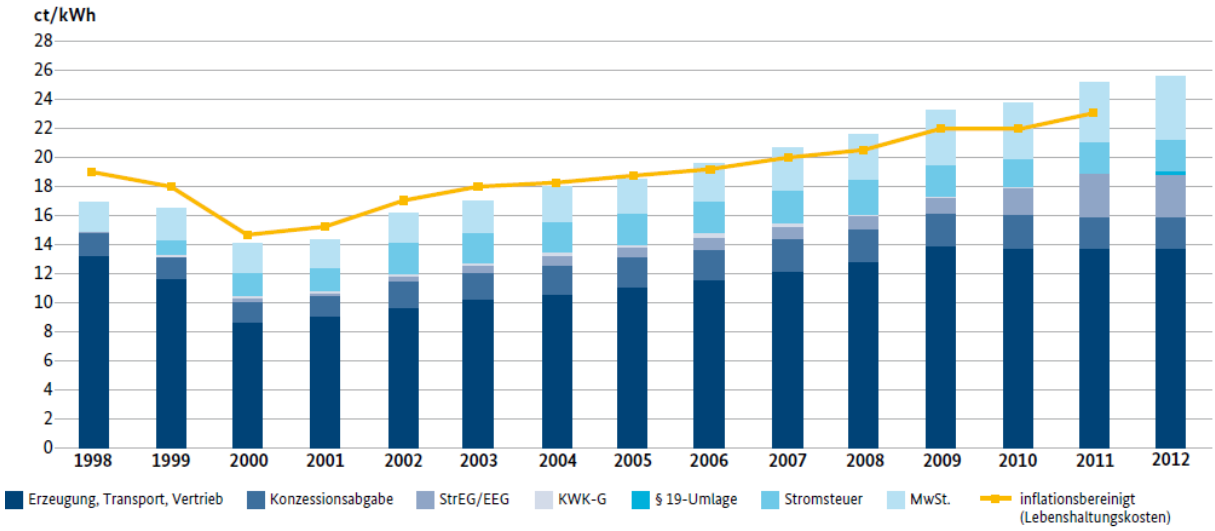
Den positiven externen Effekten stehen die Kosten des Förderregimes der erneuerbaren Energien im Stromsektor gegenüber. Die gesetzliche Fördergrundlage bildet das EEG. Bevor auf die einzelnen Indikatoren eingegangen wird, die die Kostendimension abbilden, gilt es zu konstatieren, dass die öffentliche Auseinandersetzung mit der Energiewende lange Zeit fast ausschließlich von der Kostendiskussion rund um das EEG beherrscht war (Löschel u.a. 2014: 70; Grasselt 2013). Dieser Befund kann umso mehr Gültigkeit beanspruchen, je höher die Kostenindikatoren stiegen. In den Jahren 2013 und 2014 wurde in dieser Debatte der vorläufige Höhepunkt erreicht. Gleichwohl hatte sich auch bereits in den Jahren 2010 und 2011 ein erheblicher Handlungsdruck aufgebaut. Die Warnungen vor steigenden Kostenbelastungen

[170] Ferner nimmt der Monitoringprozess der Energiewende durch die Bundesregierung auch Bezug auf weitere gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende, wie beispielsweise die angestoßenen Investitionen und Wachstumseffekte (BMWi/ BMU 2012: 104ff.).

und die Forderung nach einer Ausrichtung der Energiewende am Kriterium der Effizienz kamen nicht nur aus der Wirtschaft (exemplarisch BDI 2011; DIHK 2011), sondern auch aus der Politik. Auch Teile der Wissenschaft positionierte sich mahnend, beispielsweise appellierten 2010 ein Zusammenschluss von namenhaften Energiewissenschaftlern an die „Rettung des EEG“ (Erdmann u.a. 2010). Die den Positionierungen zugrunde liegenden Motivlagen waren dabei durchaus unterschiedlich; während die einen im EEG ein mittlerweile reformbedürftiges Erfolgsrezept sehen (ebd.), plädieren die anderen aufgrund der Effizienzmängel des Förderinstrumentes für einen Systemwechsel (acatech 2012).

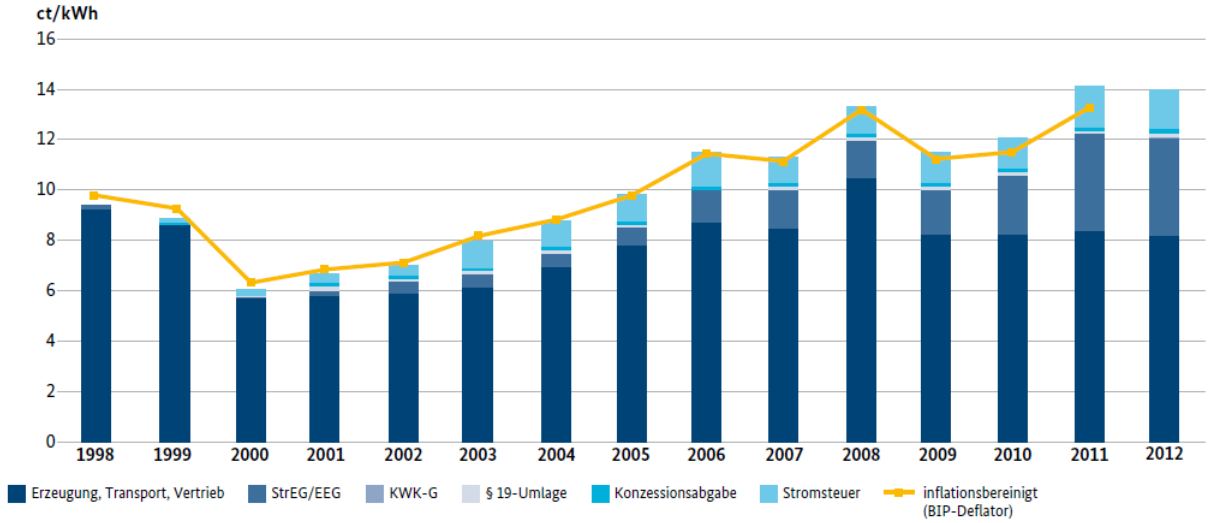
Hintergrund für die Kostendiskussion rund um das EEG war der Anstieg der Strompreise für Haushaltskunden sowie für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland seit den 2000-Jahren, für die stromintensive Industrie kann ebenfalls ein Strompreisanstieg beobachtet werden. Jedoch fehlen die statistischen Erhebungen für dieses Segment, innerhalb dessen je nach Kunde und den jeweilig erfüllten gesetzlich definierten Kriterien verschiedene Entlastungsregelungen greifen (BMWi/ BMU 2012: 87ff.). Die nachfolgenden Abbildungen verdeutlichen diesen Trend. Im europäischen und internationalen Vergleich müssen die Strompreise für die verschiedenen Segmente als hoch bewertet werden, sodass in diesem Kontext die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie thematisiert wird – verschiedene Entlastungsregelungen werden unter Verweis auf diesen Aspekt gerechtfertigt (ebd.: 91ff.).

Abbildung 8: Strompreis für Haushaltskunden



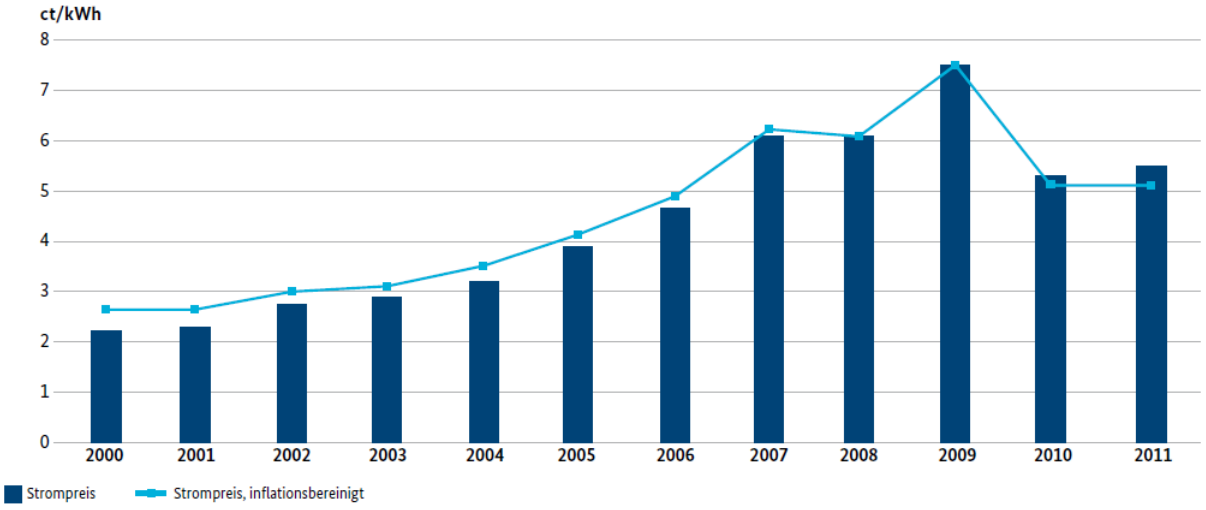
Quelle: BMWi/ BMU 2012: 87

Abbildung 9: Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden



Abnahmefall für Mittelspannungsseitige Versorgung; Abnahme von 100 kW/1600 h bis 4000 kW/5000 h ohne Entlastungsregelung
Quelle: BMWi/ BMU 2012: 88

Abbildung 10: Entwicklung des Strompreises für stromintensive Industriekunden



Abschätzung für einen durchschnittlichen Strombezug von 330 000 MWh
Quelle: BMWi/ BMU 2012: 89

Der dargelegte Strompreisanstieg für die verschiedenen Sektoren hat zweifelsfrei nicht die (alleinige) Ursache in dem Ausbau der erneuerbaren Energien oder gar der Energiewende. Vielmehr zeigt sich eine erhebliche Verteuerung fossiler Brennstoffe als ein signifikanter Erklärungsfaktor. Gleichwohl ist seit dem Bestehen des EEG der Preisbestandteil der Förderkosten der erneuerbaren Energien beständig angewachsen: „Die EEG-Umlage trug erheblich zu den Preiserhöhungen dieser Endverbraucher bei“ (BMWi/ BMU 2012: 88). Bei einem etwas detaillierteren Blick auf den Strompreis lässt sich dieser in drei wesentliche Kostenelementen aufgliedern: 1. die staatlich induzierten Elemente, wie Steuern, Abgaben und Umlagen; 2. die staatlich regulierten Elemente (Netzentgelte) sowie 3. die marktgetriebenen Elemente, d.h. Erzeugung und Vertrieb. Werden die staatlich induzierten und regulierten Elemente

zusammengefasst, sind in Summe über 60 Prozent der aggregierten Ausgaben der Elektrizitätsversorgung staatlich determiniert beziehungsweise beeinflusst (Tendenz stetig steigend), während ein immer geringer werdender Ausgabenposten durch das Geschehen auf den Strommärkten bestimmt wird. Die staatlich induzierten Ausgabenelemente machen immerhin rund 35 Prozent aus, wovon die EEG-Umlage als Bestandteil den größten Anteil hat (Löschel u.a. 2012: 102f.). Als Veranschaulichung sollen die Kostenelemente des Jahres 2011 herangezogen werden.

Abbildung 11: Aggregierte Ausgaben der Elektrizitätsversorgung nach Bestandteilen im Jahr 2011

	Mrd. Euro	Anteil %
Gesamtausgaben	**63,6**	**100,0**
Staatlich induzierte Elemente	**22,0**	**34,5**
Davon		
Stromsteuern	7,2	11,4
Konzessionsabgaben	2,2	3,4
EEG-Umlage (EEG-Differenzkosten)	12,3	19,4
KWK-G	0,2	0,3
Staatlich regulierte Elemente	**17,6**	**27,7**
Davon		
Netzentgelte Übertragungsnetz	2,2	3,5
Netzentgelte Verteilnetz	15,4	24,2
Marktgetriebene Elemente	**24,0**	**37,8**
Davon		
Marktwert EEG-Strom	4,4	6,9
Erzeugung und Vertrieb	19,6	30,9

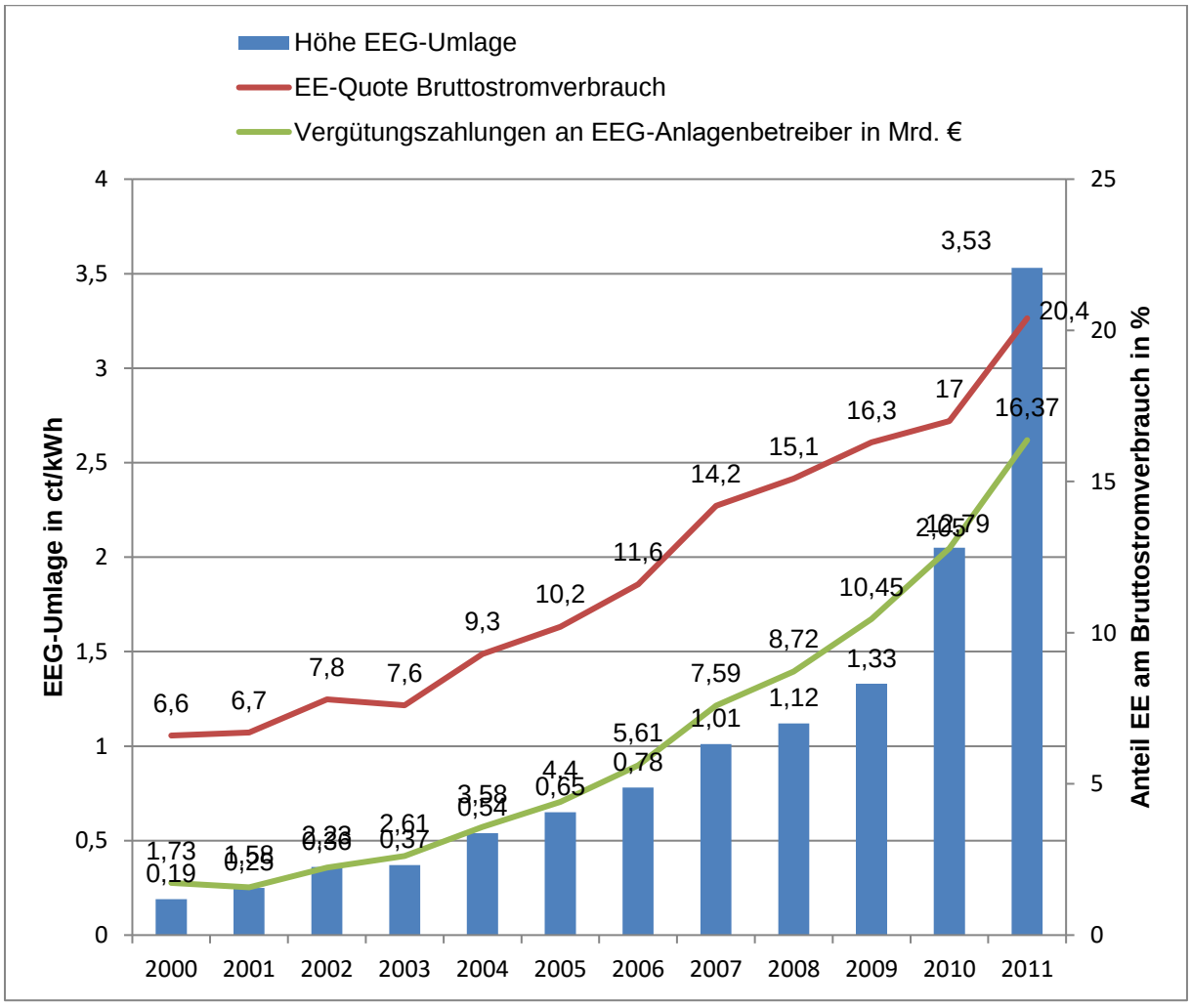
Quelle: Löschel u.a. 2012: 103

Entsprechend der steigenden Bedeutung, aufgrund des kontinuierlichen Anstiegs der EEG-Umlage seit dem Bestehen des Gesetzes, hat dies die Kostendiskussion rund um das EEG befeuert. Die EEG-Umlage finanziert den Ausbau der erneuerbaren Energien und wird aus diesem Grund oftmals als Indikator für die Kosten der erneuerbaren Energien – und sogar in der medialen Auseinandersetzung fälschlicherweise für die Kosten der gesamten Energiewende – herangezogen[171] (Mayer/ Burger 2014: 2; Agora Energiewende 2015b: 7). Mit dem Anstieg der EEG-Umlage ist die Diskussion um die Bezahlbarkeit von Strom verknüpft. Für diese Problemanalyse wird nachfolgend die Entwicklung bis 2011 dargestellt – die weitre

[171] An späterer Stelle wird der Frage nachgegangen, ob sich die EEG-Umlage tatsächlich als geeigneter Kostenindikator anbietet.

Entwicklung im Zeitverlauf wird in den chronologisch dargestellten Fallstudienanalysen erörtert. Im Jahr 2000 belief sich die EEG-Umlage auf 0,19 ct/kWh, was einem Ausbaustand der erneuerbaren Energien von rund sechs Prozent am Bruttostromverbrauch entsprach. Dieser Anteil erhöhte sich im Jahr 2011 auf 20 Prozent, damit verband sich äquivalent ein Anwachsen der EEG-Umlage auf 3,53 ct/kWh. In dieser Entwicklung lässt sich eine beschleunigte Dynamik erkennen, denn bis 2009 stieg die EEG-Umlage näherungsweise proportional zu den Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber an, während demgegenüber seit 2010 die Umlage deutlich schneller angestiegen ist als die Fördersumme (Mayer/ Burger 2014: 2). Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht diese Entwicklungen.

Abbildung 12: Entwicklung der EEG-Umlage, des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch sowie der EEG-Vergütungszahlungen



Quelle: eigene Darstellung nach Mayer/ Burger 2014: 2; Destatis 2014

Mit steigender EEG-Umlage begann auch eine Auseinandersetzung um die Bezahlbarkeit des Stroms in Deutschland, die nicht die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit im Blick hatte, sondern die soziale Komponente adressierte (Techert/ Niehues/ Bardt 2012: 508f.; Löschel/ Flues/ Heindl 2012: 516f.): wie groß ist der gesellschaftliche Umverteilungseffekt und förderte das

EEG Energiearmut? Nachfolgend ist die jährliche Belastung von privaten Haushalten durch die EEG-Umlage und deren Anteil an dem Haushaltsstrompreis dargestellt.

Tabelle 6: Jahresbelastung eines durchschnittlichen Haushaltes durch die EEG-Umlage in Euro/a

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Jahresbelastung eines durchschnittlichen Haushaltes (3500 kWh/a)	6,65	8,75	12,6	12,95	18,90	22,75	27,3	35,35	39,2	46,55	71,75	123,55

Quelle: eigene Berechnungen, Angaben exklusive Umsatzsteuerbelastung

Tabelle 7: Anteil der EEG-Umlage am Gesamt-Strompreis für Haushaltskunden (3500 kWh/a)

	2000	2001-2003	2004	2005-2007	2008	2009	2010	2011
Anteil der EEG-Umlage am Haushaltsstrompreis in %	1 [1]	zwischen 1 bis 3	3 [1]	zwischen 3 bis 5	5,4 [2]	5,2 [3]	8,8 [4]	13,7 [5]

Quelle: eigene Darstellung nach [1] BMU 2011A: 138; [2] BNetzA 2008: 107, 2009: 113, 2010: 101, 2011: 146[172]

Zum einen haben Studien gezeigt, dass das EEG in seiner Wirkung zwar regressiv ist, jedoch der redistributive Effekt als quantitativ gering eingeschätzt werden muss (Grösche/ Schröder 2011: 18; Gawel/ Korte 2012: 512f.), zum anderen muss gleichzeitig konstatiert werden, dass einkommensschwache Haushalte durch die steigende EEG-Umlage überproportional belastet werden und deren Anteil des Strompreises an den Konsumausgaben schneller wächst als bei einkommensstarken Haushalten (Neuhoff u.a. 2012: 5f.; Lehr/ Dosdrowski 2013; Bardt/ Niehues 2013: 213ff.). Auch wenn der Effekt zu diesem Zeitpunkt noch überschaubar erscheint, ist doch bei steigender EEG-Umlage in Zukunft eine problematische Entwicklung zu erwarten, da es sich bei Strom um ein gesellschaftliches nicht substituierbares Gut handelt. Lösungsmöglichkeiten zur Abfederung potenziell auftretender sozialer Härten müssen demgegenüber außerhalb des EEG gesucht werden und sind mit Instrumenten der Sozialpolitik zu adressieren (Neuhoff u.a. 2012: 7ff.) – aus diesem Grund wird diese Diskussion hier nicht vertieft; es muss jedoch zugestanden werden, dass es sich bei der Thematik klar um einen nicht-intendierten Nebeneffekt des EEG handelt.

4.2.3 Die EEG-Umlage, Differenzkosten und der Börsenstrompreis

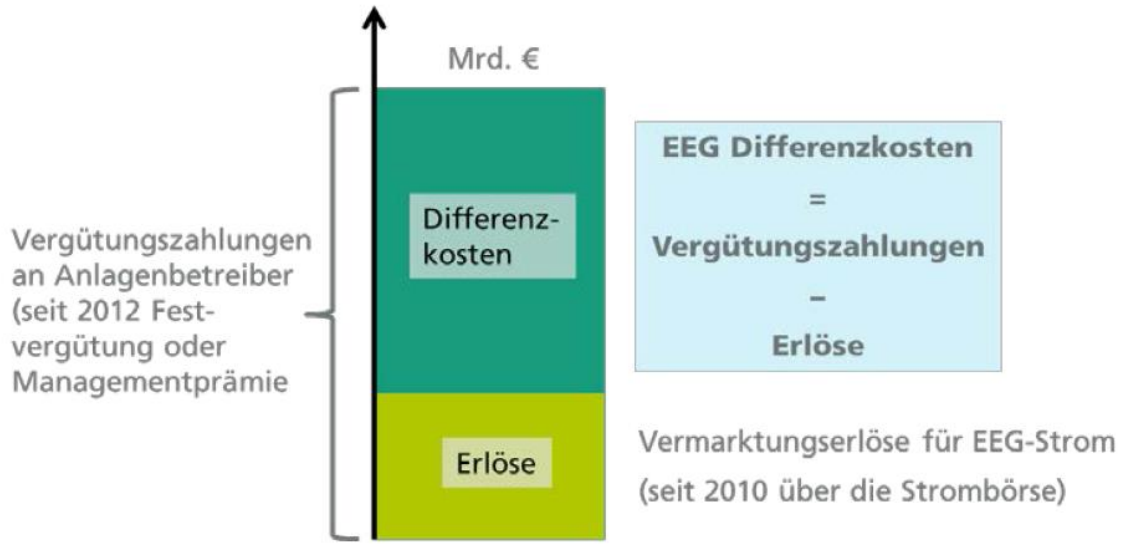
Das EEG hat eine beachtliche monetäre Umverteilungswirkung entfaltet. Von im Jahr 2000 vormals der überschaubaren Summe von 1,73 Mrd. Euro sind die EEG-Vergütungszahlungen

[172] Die Kompetenz für die Überwachung und Prüfung des Elektrizitätssektors hat die Bundesnetzagentur erst im Jahr 2006 erhalten. Bis 2007 hat sie in ihren Monitoringberichten die Abgaben „Konzessionsabgabe, EEG-Umlage und KWK-Zuschlag“ integriert aufgeführt (BNetzA 2007: 86), sodass in dieser Darstellung Datenlücken entstehen.

an die EEG-Anlagenbetreiber im Jahr 2011 auf insgesamt 16,37 Mrd. Euro hochgeschnellt. In dieser Zeitspanne hat sich das Verhältnis von den EEG-Vergütungszahlungen und der erneuerbaren Quote am Bruttostromverbrauch stark verschoben – während sich zwischen 2000 und 2011 der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch etwas mehr als verdreifacht hat, ist die Summe der Vergütungszahlungen mehr als um das neunfache angestiegen.

Die Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber sind zwar durch das EEG determiniert, da in dem Gesetz die Vergütungssätze je Kilowattstunde technologiespezifisch definiert werden; sie alleine bestimmen jedoch nicht die Höhe der EEG-Förderung. Vielmehr sind dafür die EEG-Differenzkosten verantwortlich. Diese bilden sich aus den Vergütungszahlungen abzüglich der an der Strombörse vermarkteten erneuerbaren Energie-Mengen und den damit realisierten Erlösen (entspricht dem Marktwert der erneuerbaren Energien).

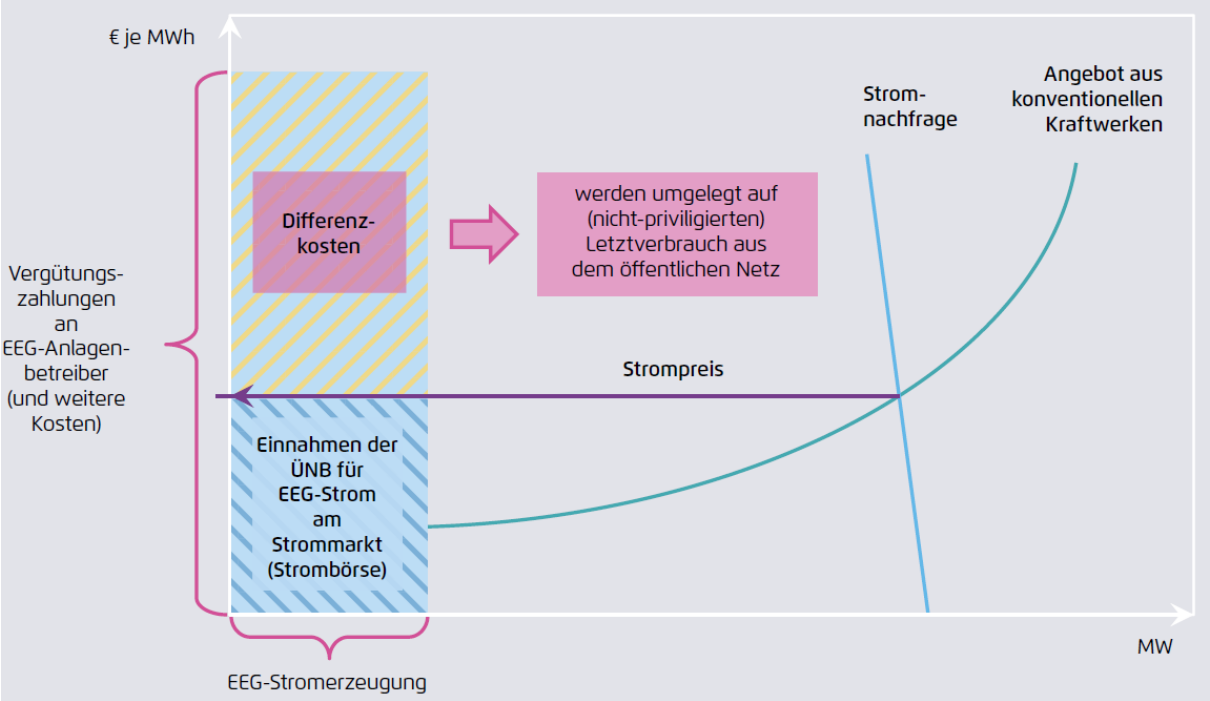
Abbildung 13: Berechnung der EEG-Differenzkosten



Quelle: Mayer/ Burger 2014: 3

Seit 2010 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den erneuerbar erzeugten Strom den EEG-Anlagenbetreibern abzunehmen und vor- und untertägig an der Strombörse (EEX Leipzig) zu veräußern (Nestle/ Reuster 2012: 7; Hauser u.a. 2011: 5f.). Damit hat auch der Strombörsenpreis einen erheblichen Einfluss auf die EEG-Differenzkosten, denn je kleiner der Marktwert des erneuerbaren Stroms an der Börse ausfällt, umso höher ist die Differenz zur im EEG geregelten Vergütung, die durch die EEG-Umlage ausgeglichen werden muss. Dieser Zusammenhang kann wie folgt veranschaulicht werden:

Abbildung 14: Zusammenhang zwischen Strompreis und Vergütungszahlungen (qualitative Darstellung)



Quelle: Agora Energiewende 2015b: 9

Das EEG-Vergütungssystem hat demnach eindeutig zuordenbare Einnahmen- und Ausgabenkomponenten. Auf der Einnahmeseite stehen wie dargestellt einerseits die Vermarktungserlöse an der Strombörse, andererseits die Einnahmen aus den Zahlungen der EEG-Umlage durch die Strom-Letztverbraucher, die durch einen bundesweiten Wälzungsmechanismus erfasst wird (Hauser u.a. 2011: 5). Dieser Wälzungsmechanismus wird durch die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) spezifiziert und auf diese Weise in einem fünfstufigen Umlagesystem organisiert. Auf der ersten Stufe wird das Verhältnis zwischen EEG-Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber (VNB) geregelt. Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, den erneuerbar erzeugten Strom vom Anlagenbetreiber abzunehmen und entsprechend der im EEG festgelegten Sätze zu vergüten. Der VNB erhält von dem regelzonenverantwortlichen ÜNB auf der zweiten Stufe für die Weiterleitung des EEG-Stroms einen finanziellen Ausgleich. Auf der dritten Stufe stellen die vier ÜNB untereinander einen Belastungsausgleich her, um eine ungleichmäßige Belastung einer einzelnen Regelzone zu vermeiden. Nach diesem horizontalen Ausgleich wird der EEG-Strom an der Börse vermarktet. Der durch den Vermarktungsprozess auftretende Fehlbetrag zu den EEG-Vergütungszahlungen wird von den ÜNB auf der vierten Stufe[173] durch die Erhebung der EEG-Umlage bei jedem

[173] Mit der Novelle des EEG 2009 und der AusglMechAV 2010 wurde die vierte Stufe umfassend reformiert und von einer physikalischen Wälzung, bei der die Stromlieferanten verpflichtet waren, den EEG-Strom auch physikalisch von den ÜNB abzunehmen, auf ein rein finanzielles Ausgleichsystem umgestellt (Rostankowksi 2010: 126; Horst/ Hauer 2012: 15f.). Diese Neufassung des Ausgelichmechanismus wurde im Evaluationsprozess als ausgesprochen erfolgreich bewertet, da die Ziele der Reform im Wesentlichen erreicht wurden. So wurden die Risiken, die sich für die Stromvertriebe aus der rollierenden physikalischen Wälzung ergaben, eliminiert, die

Stromlieferanten, der das öffentliche Netz nutzt, ausgeglichen. Abschließend wird auf der fünften Stufe der nicht-privilegierte Letztverbraucher[174] durch seinen Stromlieferanten durch die EEG-Umlage belastet (BNetzA 2010a; Fraunhofer ISI u.a. 2011: 196ff.).
Die Ausgabenseite im EEG-System ist somit maßgeblich durch die EEG-Vergütungszahlungen bestimmt. Gleichwohl fließen noch weitere Kostenbestandteile in das Umlagesystem mit ein, denn im Vermarktungsprozess fallen Ausgaben für die personelle und technische Handelsinfrastruktur an. Ferner entstehen Kosten für eventuelle Prognoseabweichungen, Profilservice und für die notwendige vor- und untertägige Ausgleichsenergie im EEG-Bilanzkreis sowie für Zinszahlungen (Hauser u.a. 2011: 5; Nestle/ Reuster 2012: 7).

Für die EEG-Umlage gilt es zudem festzuhalten, dass es sich bei ihrer Festlegung um eine Prognose handelt. Weicht die tatsächliche Entwicklung des Börsenpreises für Strom, die antizipierten Witterungsbedingungen und die Zubaumenge der erneuerbaren Energien von den zugrunde gelegten Annahmen ab, so schlägt sich dies auf dem EEG-Konto nieder. Mögliche Über- oder Unterdeckungen des Kontos müssen entsprechend in den Folgejahren berücksichtigt werden[175]. Auf diese Weise auftretende Be- oder Entlastungen haben jedoch im engeren Sinne nur mittelbar ihren Ursprung im Ausbau der erneuerbaren Energien – vielmehr muss die Ursache in der Prognoseabweichung gesucht werden. Um eine Unterdeckung des Kontos unwahrscheinlicher werden zu lassen beziehungsweise im Optimum dies zu vermeiden, kann eine Liquiditätsreserve als Bestandteil der EEG-Umlage erhoben werden, die Belastungen seitens der ÜNB durch Prognoseabweichungen abfedern soll (Hauser/ Harms 2011: 5ff.; Agora Energiewende 2015b: 10).

Die Entwicklung des Börsenpreises in den Jahren 2010 und 2011 wurde in den Prognosen näherungsweise treffsicher abgeschätzt; es kam 2010 zu einer geringfügigen Abweichung der Planungsgrundlagen nach oben, währenddessen 2011 die Abweichung minimal nach unten zeigte. Die Prognose legte einen durchschnittlichen Base-Börsenstrompreis von 49,8 Euro/MWh für 2010 und 50,3 Euro/MWh für 2011 zugrunde (Prognos 2010:9; IE Leipzig 2010a: 3). Tatsächlich realisierte sich 2010 ein durchschnittlicher Base-Börsenstrompreis im Jahr 2010 von 44,7 Euro/MWh, 2011 ein Preis von 51,1 Euro/MWh (BMWi 2014b: 22). Damit

---

Transparenz im Wälzungssystem erheblich gesteigert sowie die Effizienz des Ausgleichmechanismus erhöht. Einzig weiter bestehender systematischer Schwachpunkt bleibt die Isolierung des Marktsignales, das innerhalb des Wälzungsmechanismus die erneuerbaren Energien nicht erreicht (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 202ff.). Zudem ist durch die Systemumstellung als Nebeneffekt ein Rückgang der Vermarktungserlöse aufgetreten (Mayer/ Burger 2014: 13f.).

[174] Nicht-privilegierte Letztverbraucher sind vor allem Haushaltskunden, Kunden im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie industrielle Kunden, die sich nicht durch in der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) des EEG festgelegten Kriterien auszeichnen. Die BesAR soll die stromintensive Industrie in Deutschland vor einer unverhältnismäßigen Belastung im internationalen Wettbewerb bewahren (Kachel 2012).

[175] Die EEG-Umlage wird von den ÜNB stets im Oktober für das kommende Jahr festgelegt. Aufgrund von saisonalen Effekten vor allem im Bereich der solaren Strahlungsenergie kann dieser Zeitpunkt zu einer ‚künstlichen' Überbelastung des EEG-Kontos führen, da in den Sommermonaten die verhältnismäßig teure Photovoltaik-Energie das Konto belastet, ohne dass dies in den PV-schwachen Wintermonaten ausgeglichen werden kann (Hauser/ Harms 2011: 6f.).

hatte sich der Preis für Strom an der Börse nach der Wirtschaftskrise 2008/09 erholt. Nachdem 2008 der Trend ansteigender Realpreise für Strom seinen Höhepunkt erreichte und dann aufgrund des konjunkturell bedingten Rückgangs der Stromnachfrage massiv einbrach, konnte in dem Zeitraum zwischen 2009 und 2011 steigende Preise beobachtet werden – das Vorkrisenniveau wurde jedoch nicht erreicht (Mayer/ Burger 2014: 4f.; BMWi/ BMU 2012: 86). Die ex ante prognostizierten Differenzkosten für die Jahre 2010 und 2011 beliefen sich auf 8,2 Mrd. Euro im Jahr 2010 und 12,41 Mrd. Euro im Jahr 2011, ex-post ergaben sich jedoch tatsächliche EEG-Differenzkosten von 9,52 Mrd. Euro (2010) und 12,77 Mrd. Euro (2011), was in Summe einen Fehlbetrag von mehr als 1,5 Mrd. Euro im EEG-System nach sich zog (BMWi 2015a: 10). Der realisierte Marktwert belief sich auf 3,46 Mrd. Euro im Jahr 2010 und 4,44 Mrd. Euro im Jahr 2011 (ebd.: 8). In den Jahren 2010 und 2011 wurde in der Zukunft noch mit einem steigenden Börsenpreisniveau kalkuliert (IE Leipzig 2010b: 3, 2011: 5), was steigende Markterlöse der erneuerbaren Energien erwarten ließ.

Für die Problemanalyse ist es bedeutsam darauf zu verweisen, dass die Studien im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG kurz- und mittelfristig weiter steigende EEG-Differenzkosten und somit auch eine steigende EEG-Umlage prognostizierten (ZSW u.a. 2011: 81f.). Dementsprechend schlug sich diese Problemwahrnehmung auch beim Gesetzgeber nieder: im Erfahrungsbericht 2011 wurde explizit auf aufgelaufene Fehlentwicklungen verwiesen und eine stärkere Kosteneffizienz angemahnt. Trotz der exogenen Einflussfaktoren auf die Höhe der EEG-Umlage, wird mit dem Verweis auf die Steigerung der durchschnittlichen Vergütung von erneuerbaren Strom von 8,5 ct/kWh im Jahr 2000 auf 15,5 ct/kWh im Jahr 2010 auch eine systemendogene Ursache identifiziert (BReg 2011a: 7f.).

Tabelle 8: Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütung von 2000 bis 2011

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Durchschnittliche EEG-Vergütung in ct/kWh	8,5	8,7	8,9	9,2	9,4	10,2	11,3	11,8	12,7	14,4	16,3	18,3

Quelle: BMWi 2015a: 7[176]

Im Bericht wird darauf verwiesen, dass insbesondere die Investitionen in die verhältnismäßig teuren Technologien Photovoltaik und Biomasse dazu beitragen, eine umlagesteigernde Wirkung auszulösen. Der Erfahrungsbericht 2011 bringt deutlich das Motiv der Bundesregierung zum Ausdruck, aufgetretene Überförderung von erneuerbaren Technologien abzubauen und die Kostenbelastung von Haushalten und Industrie zu begrenzen (ebd.). Die Bundesregierung

[176] Die Abweichungen der Angaben zu denen im Erfahrungsbericht 2011 ergeben sich aufgrund der ex-post Validierung der eingespeisten EEG-Strommengen.

ging sogar so weit, im Juni 2011 das politische Versprechen abzugeben, EEG-Umlage bei 3,5 ct/kWh zu stabilisieren (Zitzler 2013a: 51; Bode 2013: 3). Merkel äußerte sich wie folgt im Bundestag: „Die EEG-Umlage soll nicht über ihre heutige Größenordnung hinaus steigen; heute liegt sie bei etwa 3,5 Cent pro Kilowattstunde“ (Bundestag 2011: 12962)[177].

Bevor die systemimmanenten Probleme in Form von Mitnahmeeffekten, Überförderung und Inflexibilitäten des bestehenden Fördersystems beschrieben werden, ist es unerlässlich die wesentlichen Strukturmerkmale des EEG und die entscheidenden Förderbestimmungen einzelnen erneuerbarer Technologien, die analysiert werden sollen, der bestehenden Rechtslage darzustellen.

4.2.4 Instrumentenanalyse: Strukturmerkmale des EEG und rechtlicher Förderrahmen

Der wesentliche Zweck des Gesetzes ist die Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung und die Reduzierung volkswirtschaftlicher Kosten durch die langfristigen externen Effekte (§ 1 Abs. 1 EEG 2009). Bis 2020 sollen nach dem EEG 2009 ein 30 Prozent Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung realisiert werden (§ 1 Abs. 2 EEG 2009)[178]. Im Novellierungsverlauf dynamisiert sich diese Zielgröße. Um diese Zieldimensionen zu erreichen, ist die Grundlegende Systematik des Gesetzes auf den Anwendungsbereich ausgerichtet:

„[Das] Gesetz regelt,

1. den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas im Bundesgebiet [...] an die Netze für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität,
2. die vorrangige Abnahme, Übertragung, Verteilung und Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber und
3. den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms“ (§ 2 EEG 2009).

Äquivalent dazu ist das EEG durch drei prägende übergeordnete Strukturmerkmale gekennzeichnet:

1. Per materiell-rechtlichem Gebot wird den Netzbetreibern zum einen die Verpflichtung auferlegt, EEG-Anlagen an das Netz anzuschließen und ggf. den dafür erforderlichen Netzausbau vorzunehmen (§ 5 EEG 2009) – diese Verpflichtung garantiert einem EEG-Anlagenbetreiber ein einklagbares Recht (Oschmann 2010: 117).
2. Zum anderen sind Netzbetreiber verpflichtet, die „vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien“ vorzunehmen, „d.h.

[177] Das dieses Versprechen wahrscheinlich nicht einzuhalten sein würde, prognostizierten die ÜNB bereits 2010 und 2011 in ihren EEG-Mittelfristprognosen (ÜNB 2011).

[178] Im Laufe der verschiedenen Novellierungsprozesse des EEG wird dieses Ziel über die Jahre kontinuierlich angehoben, was an den entsprechenden Stellen in den hier diskutierten Fallstudien jeweils dargestellt wird.

erneuerbarer Strom genießt einen Einspeisevorrang gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern“ (BMU 2011A: 4). Mit dem gemäß § 8 EEG 2009 geregelten Vorrangprinzip soll sichergestellt werden, dass bei Netzengpässen der erneuerbare Strom dennoch abgenommen und weitergeleitet wird (Altrock/ Vollprecht 2011: 233).[179]

3. Darüber hinaus wird den EEG-Anlagenbetreibern der von ihnen erzeugte Strom mit einer Laufzeit von 20 Jahren (plus Inbetriebnahmejahr) kostendeckend fest vergütet (§ 16 EEG 2009).

Die Strukturelemente des EEG sind maßgeblich durch die Instrumente materiell-rechtliches Gebot und positiver finanzieller Anreiz gekennzeichnet. Die Ausgestaltung der Instrumente garantiert den wohl bedeutendsten Erfolgsfaktor des EEG, der den dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien erst möglich machte: das große Ausmaß an Investitionssicherheit (Salje 2012: 74f.). Die materiell-rechtliche Beschaffenheit des Vorrangprinzips sowie die der technologiespezifisch garantierten 20-jährigen Strommengen-Vergütung in Kombination mit einer an Vertrauensschutz orientierten Rechtssetzungstradition sichert eben diese Investitionssicherheit in einem erzeugungsorientierten Fördermodell.[180] Dabei weisen die Elemente der EEG-Systematik die Netzanschlussverpflichtung[181] und die vorrangige Abnahmepflicht seit ihrem Bestehen eine hohe Kontinuität auf. Demgegenüber hat der positive finanzielle Anreiz im Laufe der verschiedenen EEG-Novellen in seiner Ausgestaltung deutlich größere Anpassung erlebt, weshalb der Fokus der Darstellung auf diesem Instrument liegen soll. Darüber hinaus lässt sich sicherlich konstatieren, dass das Vorrangprinzip die Qualität einer notwendigen Bedingung einnimmt, während die garantierte Vergütung als hinreichende Bedingung für einen dynamischen Ausbau der Erneuerbaren bewertet werden kann – denn schließlich bestimmt die Höhe des wirtschaftlichen Anreizes über das Ausbautempo vor dem Hintergrund der Attraktivität der Investition. Gleichwohl schafft das Vorrangprinzip erst die Voraussetzung dafür, dass der finanzielle Anreiz seine Wirkung voll entfalten kann.

[179] Laut wissenschaftlichen Evaluationsstudien hat das Vorrangprinzip dazu beigetragen, Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreibern zu verhindern, weil durch die rechtlichen Vorgaben die Bereitschaft der Netzbetreiber zu einem entsprechenden Anschluss deutlich gesteigert wurde (DWG/ Bio Consult SH 2011: 152f.).

[180] Zu einer verfassungsrechtlichen Herleitung des Vertrauensschutzprinzip aus dem Grundgesetz, das sich als „Schutz des Vertrauens in den Fortbestand des Rechts oder einer bestimmten rechtlichen Position, einschließlich des Schutzes von Vertrauensbetätigungen in Gestalt von (vermögensrelevanten) Dispositionen“ (Papier/ Krönke 2012: 4) begreifen lässt, vgl. Papier/ Krönke 2012.

[181] Das Gebot der Netzanschlussverpflichtung gemäß EEG 2009 arbeitet mit sekundären Elastizitäten, um den einzelfallspezifischen Regelungskomplexen gerecht zu werden. Dabei ist nicht der Netzanschluss per se variabel, sondern der tatsächliche Netzverknüpfungspunkt. Dazu heißt es, dass der vorrangige Anschluss an das Netz an der Stelle zu erfolgen hat, „die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist“ (§ 5 Abs. 1 EEG 2009). Die weiteren Absätze des § 5 EEG 2009 definieren die Rechte und Pflichten der Anlagenbetreiber sowie der Netzbetreiber. Rechtliche Auseinandersetzungen drehen sich deshalb vor allem um den tatsächlichen Netzverknüpfungspunkt, und weniger um den Netzanschluss an sich (BBH u.a. 2014: 128ff.).

Ein weiteres Element, das die Investitionssicherheit zusätzlich stärkt und sich auf den Betrieb der Anlage bezieht, sind die Regelungen zum Einspeisemanagement und zum Schadensersatz (§§ 11, 12 EEG 2009). Trotz Vorrangprinzip in der Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms, kann es aus netztechnischen Stabilisierungserwägungen geboten sein, EEG-Anlagen abzuregeln[182]. Liegt ein Netzengpass vor und droht eine Überlastung des Netzes durch eine erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien, ist es den Netzbetreibern gestattet, EEG-Anlagen mit einer Leistung über 100 kW insofern zu regeln, das sichergestellt ist, dass die größtmögliche Strommenge aus EEG-Anlagen abgenommen werden kann. Netzbetreiber, die ihren Netzausbau-, -verstärkungs- und -optimierungsverpflichtungen nicht nachgekommen sind, müssen den durch das Einspeisemanagement betroffenen EEG-Anlagenbetreibern den nicht eingespeisten Strom entschädigen – die Entschädigungszahlungen werden nicht über die EEG-Umlage, sondern über die Netzentgelte auf die Letztverbraucher umgelegt (ECOFYS 2011: 15)[183]. „Das Einspeisemanagement vermittelt zwischen dem politisch gewollten Vorrang Erneuerbarer Energien und der gleichzeitig mit hoher Priorität bewerteten Stabilität des elektrischen Energiesystems“ (DWG/ Bio Consult SH 2011: 34).

Im Regelungsbereich des EEG liegen fünf verschiedene erneuerbare Energie-Technologien[184]: Wasserkraft (§ 23 EEG 2009), Biomasse (§ 27 EEG 2009), Geothermie (§ 28 EEG 2009), Windenergie (§ 29-31 EEG 2009) sowie solare Strahlungsenergie (§ 32-33 EEG 2009). Diese unterschiedlichen Technologien werden jeweils spezifisch vergütet, d.h. je nach den technologisch variierenden Stromgestehungskosten, unterscheidet sich dementsprechend die Vergütungshöhe. Ferner wird innerhalb einer Technologieform differenziert vergütet, so wird beispielsweise zwischen Onshore-Wind (im Binnenland oder an der Küste) und Offshore-Wind (Windenergie auf See) oder zwischen Photovoltaik Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden. Zudem weisen einige Technologiebereiche diverse Boni-Regelungen mit Lenkungswirkung auf, die die jeweilige Vergütungshöhe beeinflussen, und sind des Weiteren von spezifischen Regelungsinhalten (beispielsweise das Referenzertragsmodell bei der Windenergie) gekennzeichnet, die das Komplexitätsniveau des EEG massiv erhöhen (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 50ff.)[185].

[182] Dies gilt auch für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und Grubengas.

[183] Unabhängig des Einspeisemanagements im EEG bleiben die Regelungen der §§ 13 und 14 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wirksam, d.h. sollten Einspeisemanagementmaßnahmen nicht ausreichen, um die Stabilität des Netzes zu gewährleisten, und netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen ebenfalls keinen Erfolg in diesem Sinne zeitigen, können EEG-Anlagen auch nach EnWG abgeregelt werden. In einem solchen Fall werden keine Entschädigungszahlungen fällig (ECOFYS u.a. 2011: 9f.; DLR u.a. 2011: 137ff.).

[184] Aufgrund der eingeschränkten Bedeutung und zur Vereinfachung der Darstellung wird an dieser Stelle die Förderung von Klär-, Deponie- und Grubengas durch das EEG ausgeblendet (§ 24-26 EEG 2009), vgl. auch zur energiewirtschaftlichen Bedeutung ZSW u.a. 2011: 9-45.

[185] Das Komplexitätsniveau des EEG stand oftmals in der Kritik, durch zu komplexe Rechtsnormen die Abwicklung des EEG unnötig zu erschweren und die Transaktionskosten bei Anlagenbetreibern und Netzbetreibern zu erhöhen. Dennoch ist der Aspekt bedeutsam, dass „eine gewisse Komplexität der Normen sinnvoll und erforderlich ist, um die von den Normen des EEG angestrebte Steuerungswirkung zu entfalten“ (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 507).

Im EEG 2009 existieren darüber hinaus mehrere Vergütungsmodelle. Der Regelfall ist dabei die feste Einspeisevergütung, in der der EEG-Anlagenbetreiber gegen Abgabe des erneuerbare erzeugten Stroms an die Netzbetreiber einen festen technologiespezifischen Vergütungssatz erhält (§ 16 EEG 2009). Unter der Geltung des EEG 2009 wurde die dominierende Mehrheit der EEG-Anlagen über dieses Modell vergütet. Alternativ kann Strom aus erneuerbaren Energie-Anlagen auch an Dritte vermarktet werden, dies betrifft das Fördermodell der Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009). In diese Vermarktungsform kann ein Anlagenbetreiber nach fristgerechter Befolgung der Anzeigepflicht beim jeweiligen Netzbetreiber wechseln, der Weg zurück in die Festvergütung steht kalendermonatlich jedoch offen. Mit dem EEG 2009 ist somit erstmalig die Direktvermarktung gesetzlich geregelt, die Fassungen von 2000 und 2004 adressieren diesen Tatbestand nicht (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 52f.). Die Direktvermarktung kann mit dem bilateralen Verkauf von Ökostrom-Zertifikaten (d.h. außerbörslich im „Over the Counter"-Handel (OTC)) kombiniert werden, da der wirtschaftliche Anreiz in diesem Fördermodell geringer ist als in der Festvergütung (ebd.: 17f.). Eine weitere Form der Direktvermarktung – und nicht zu verwechseln mit der Vermarktung von Ökostrom-Zertifikaten – ist das sogenannte Grünstromprivileg (§ 37 Abs. 1 EEG 2009). „Durch die Nutzung des § 37 wird ein zweites privat organisiertes Wälzungssystem organisiert" (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 46), denn die Energieversorgungsunternehmen (EVU), die eine 50 Prozentquote in ihrem Lieferportfolio erneuerbar erzeugten Strom aufweisen können, sind von der Zahlung der EEG-Umlage befreit, d.h. sie nehmen nicht an dem etablierten EEG-Wälzungsmechanismus teil. Die Befreiung von der Zahlung der EEG-Umlage gilt dann für das gesamte Lieferportfolio nach dem „Alles-oder-nichts"-Prinzip, wonach die Quote für den Befreiungstatbestand zwingend zu erfüllen ist (Klemm 2011:65).[186]

Um einerseits Lerneffekte und Kostenreduktionen auf der Angebotsseite berücksichtigen zu können sowie andererseits diese Effekte anzureizen, ist im EEG 2009 eine degressive Ausgestaltung der Vergütungssätze festgelegt. Diese kontinuierliche jährliche Vergütungsabsenkung vollzieht sich technologiedifferenziert (§ 20 EEG 2009), d.h. je nach Lernkurvenpotenzial der erneuerbaren Technologie sinkt die Vergütungshöhe langsamer oder schneller. Durch diese iterativen Anpassungsprozesse der geeigneten Vergütungshöhe kann auf die Marktentwicklung reagiert werden. Für das Bewertungskriterium der dynamischen Effizienz ist dieser Punkt entscheidend. Gleichwohl bestimmt die konkrete Ausgestaltung der technologiespezifischen Maßnahmen in diesem Bereich deren konkrete Wirksamkeit, weshalb an späterer Stelle sich dieser Thematisierung zugewandt werden soll.

[186] Mit dem Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien vom 1. Mai 2011 war bereits eine Neuregelung des Grünstromprivilegs vorgesehen, die zum 1. Januar 2012 in Kraft trat. Die Neufassung sah vor, den Befreiungstatbestand einzuschränken und die Ermäßigung von der EEG-Umlage auf maximal 2 ct/kWh zu begrenzen (Klemm 2011: 65).

Eine Regelung des EEG, die ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf die Vermarktungsform des erneuerbar erzeugten Stroms hat, ist das Doppelvermarktungsverbot (§ 56 EEG 2009). Grundsätzlich erscheint es einleuchtend, dass Strom aus EEG-Anlagen nicht mehrfach verkauft werden darf – dieser Regelungstatbestand soll vor allem verhindern, dass solcher Strom nicht mehrfach in verschiedene Bilanzkreise eingestellt wird. Wenn mehr Strom im Gesamtsystem ausgewiesen als tatsächlich erzeugt wird, drohen Stabilitätsprobleme (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 297f.). Ein stabiler Netzbetrieb erfordert das ständige Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung (Leistungsbereitstellung) und Stromabnahme (Last), wofür die ÜNB in ihrer Regelzone verantwortlich sind. Zu diesem Zweck schreiben sie Ausgleichsenergie auf den Regelenergiemärkten aus (ebd.: 125f.). Allerdings werden durch das Doppelvermarktungsverbot EEG-Anlagen, die sich in der festen Einspeisevergütung befinden – in der Direktvermarktung ist dies möglich, gleichwohl nicht finanziell attraktiv –, von den Regelenergiemärkten ausgeschlossen (ebd.: 304f.)[187]. Die Sinnhaftigkeit dieser Regelung wurde in der Diskussion um die Weiterentwicklung des EEG jedoch bestritten. Einen wirtschaftlichen Ausschluss von EEG-Anlagen von Regelenergiemärkten bedeutet gleichfalls, die Verhinderung von einer größeren Übernahme von Systemverantwortung durch die erneuerbaren Energien. Diese Thematik berührt die Differenzierung von erneuerbaren Energien in regelbare und fluktuierende erneuerbare Energieträger. Während regelbare erneuerbare Energien sich durch eine bedarfsorientierte Verfügbarkeit auszeichnen – dabei fallen allerdings Brennstoffkosten an wie im Fall der Biomasse –, sind fluktuierende erneuerbare Energien durch ihre Dargebotsabhängigkeit charakterisiert – simpel ausgedrückt: Windenergie produziert nur Strom, wenn der Wind weht, und PV nur wenn die Sonne scheint. Dementsprechend eignen sich fluktuierend einspeisende EEG-Anlagen erst langfristig für die Übernahme von Systemverantwortung, regelbare erneuerbare Energien können demgegenüber auch positive Regelenergie bereitstellen, da sie sich in ihren Eigenschaften nicht von konventionellen Kraftwerken unterscheiden (DLR u.a. 2011: 17f.).

Die Kosten, die durch die Vergütung im Rahmen des EEG entstehen, werden auf die Gruppe der Letztverbraucher umgelegt. Dies vollzieht sich durch den bereits dargestellten Wälzungsmechanismus (§§ 34-39 EEG 2009). Die Letztverbrauchergruppen werden in diesem Zuge nicht gleichmäßig belastet, denn es existieren Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes[188], die im internationalen Wettbewerb stehen. So

[187] Für die positive Regelenergie, die im Falle einer Unterdeckung eines Bilanzkreises abgerufen wird, stellt das Doppelvermarktungsverbot eine klare Hürde für EEG-Anlagen dar. Bei der negativen Regelenergie, die abgerufen wird, solle sich zu viel Strom im Bilanzkreis befinden, handelt es sich zum damaligen Zeitpunkt um eine Grauzone. Es wurde entgegen dem Gesetzeszweck nach § 56 EEG, der verhindern soll, dass EEG-Anlagen eine weitere Einnahmequelle parallel zu der Einspeisevergütung erhalten, davon ausgegangen, dass das Doppelvermarktungsverbot im Fall einer Kontrahierung von negativer Regelenergie nicht greift, weil auf die Einspeisung von EEG-Strom verzichtet wird – und somit keine EEG-Vergütung beansprucht wird (Fraunhofer ISI u.a. 304f.).

[188] Neben dem produzierenden Gewerbe sind auch Schienenbahnen von der BesAR entlastet (§ 42 EEG 2009).

lassen sich nicht-privilegierter und privilegierter Letztverbrauch unterscheiden – letzterer wird durch die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) im EEG geregelt (§ 40 EEG 2009). Die Belastungen aus dem EEG-Umlagesystem sind für stromintensive Unternehmen auf 0,05 ct/kWh begrenzt, wenn der Stromkostenanteil der Unternehmen mehr als 15 Prozent an der Bruttowertschöpfung ausmacht und an einer Abnahmestelle 10 GWh Stromverbrauch im Jahr übersteigt (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 222f.). Aufgrund dieser starren Schwelle bestand die Gefahr, dass die Regelung der BesAR einen Zielkonflikt mit Anstrengungen im Bereich der Energieeffizienz erzeugte. Für einige Unternehmen konnte ein ökonomischer Anreiz entstehen, den Stromverbrauch künstlich zu erhöhen, um somit unter die Regelung der BesAR zu fallen und EEG-Umlage einsparen zu können. Deshalb wurde im EEG 2009 erstmalig die zusätzliche Zertifizierung eines Energiemanagementsystems festgeschrieben, um dieser Problematik vorzubeugen (Neuhoff u.a. 2013: 5f.).

4.2.5 Systematische Instrumentenanalyse

Das EEG-Fördersystem ist ein Umlagesystem, das den Letztverbraucher – näherungsweise (Verzerrungen sind durch Privilegierungstatbestände begründet) – verursachergerecht belastet. Obwohl die in diesem Umlagesystem umverteilten Mittel (dies bezieht sich auf die jeweiligen EEG-Differenzkosten) mit der ökonomischen Wirkung einer Subvention gleichzusetzen sind, kann konstatiert werden, dass im verwaltungsrechtlichen Sinne kein Subventionstatbestand vorliegt, weil dafür unmittelbar oder mittelbar staatliche Haushaltsmittel eingestellt sein müssten. Für das Bewertungskriterium der „finanziellen Lasten für die öffentliche Hand“ ist dieser Punkt von Bedeutung. Anstatt dass der Staat für seine energiepolitisch gesteckten Ziele ein steuerfinanziertes System organisiert, das den Bundeshaushalt jährlich erheblich belasten würde, erzielt der Staat sogar noch Einnahmen aus dem EEG-Umlagesystem, weil die Umlage umsatzsteuerpflichtig ist (Bardt u.a. 2012: 4f.). Weil nicht nur die wirtschaftliche Last der Förderung Privaten auferlegt wird, sondern auch die organisatorische Abwicklung des Umlagesystems innerhalb eines Vertragsverhältnisses im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus ohne materiellen Anknüpfungspunkt zur öffentlichen Hand erfolgt, kann die Förderschematik des EEG als „subventionierende Preisregelung“ gekennzeichnet werden (Altrock 2002: 107). Der Logik eines positiven finanziellen Anreizes entsprechend handelt es sich bei der Vergütungszahlung um die Motivationskomponente. Demgegenüber ist der Anspruchserwerb auf Vergütung an die Erzeugung von erneuerbaren Strom geknüpft, was als Regelungskomponente bezeichnet werden kann. Es sei darauf hingewiesen, dass das erzeugungsorientierte Fördermodell die Arbeit in Form von Strommengen als essenzielle Größe begreift und nicht bereits die Investition in Kapazität.

Der positive finanzielle Anreiz, der einen garantierten, festen, über 20 Jahre kostendeckenden Einspeisetarif darstellt, ist auch deshalb ein Instrument der Preissteuerung[189]. Positive finanzielle Anreize werden instrumentensystematisch nach der Niveausteuerung sowie der Richtungssteuerung unterschieden. Das EEG 2009 weist beide Steuerungselemente auf – mit einem Schwerpunkt auf der Niveausteuerung. Von einer Niveausteuerung lässt sich sprechen, da das EEG nicht einzelne Technologien favorisiert oder gar die Förderung auf wenige Technologien verengt, vielmehr erhalten alle erneuerbaren Energien-Technologien eine spezifische kostendeckende Förderung, was durch die technologiespezifischen Vergütungssätze sichergestellt wird. Neben der Technologiedifferenziertheit des EEG schreibt das EEG auch keine Anteile bestimmter regenerativer Technologien fest, der erneuerbare Mix ist somit nicht gesetzlich determiniert. Im Gegensatz dazu adressiert der Gesetzgeber mit dem Förderrahmen nur einen allgemeinen Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Dass unter diesem Gesichtspunkt das EEG als ein sehr erfolgreiches Instrument bewertet werden kann, wurde bereits dargelegt.
Dennoch finden sich auch Richtungssteuerungselemente im EEG, denn innerhalb der technologiespezifischen Vergütung finden sich eine Reihe von Boni-Regelungen, die den Ausbau von vom Gesetzgeber als wünschenswert eingestuften Technologievariationen anreizen sollen und somit eine Lenkungswirkung entfalten, was noch zu zeigen sein wird.

Die Ausbauerfolge lassen darauf generell schließen (in den Fallstudien erfolgen Quantifizierungen), dass der zentrale Erfolgsfaktor des positiven finanziellen Anreizes – dessen ausreichende Höhe – als gegeben bezeichnet werden kann. Die weiteren Ausführungen werden zeigen, dass sich mehrheitlich sogar eine Überförderung und dadurch Mitnahmeeffekte eingestellt haben. Nicht zu Letzt aus diesem Grund, lässt sich ausgehend von der Prämisse der individuellen Nutzenmaximierung der Investoren, auf die Erwirtschaftung einer ausreichenden Renditehöhe je nach Marktsegment schließen. Deshalb werden durch die 20-jährige kostendeckende Vergütung die Präferenzstrukturen der verschiedenen Adressatengruppen nahezu egalisiert.

[189] Das Gegenmodell einer Mengensteuerung ist entlang der im EEG festgelegten Ausbauziele theoretisch umsetzbar. In der Diskussion um einen alternativen Steuerungsmechanismus im EEG wurde deshalb oftmals ein Quotensystem bemüht, das beispielsweise Stromproduzenten einen gewissen Anteil am Erzeugungsportfolio aus erneuerbaren Energien gesetzlich vorschreibt (Quote) – hier sind verschiedene Ausgestaltungen des Modells denkbar. Der Nachweis der Quote wird über ein Zertifikatesystem vollzogen, das die Grünstromeigenschaften handelbar macht. In einem solchen Zertifikatesystem ist der Preis dann variabel und bestimmt sich im Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage. Verfechter dieses Modells erhoffen sich im Vergleich zum EEG eine größere Kosteneffizienz (Bardt/ Niehues/ Techert 2012: 5f.). Diese in der Theorie durchaus berechtigte Hoffnung, scheint sich in der Praxis jedoch als unbegründet zu erweisen. Erfahrungen mit Quotenmodellen aus dem europäischen Ausland zeigen, dass mit steigenden Investitionsrisiken und folgerichtig steigenden Förderkosten für die Endkunden zu rechnen ist. Ferner besteht die Gefahr, dass die langfristigen erneuerbaren Energien-Ausbauziele verfehlt werden, da in der Breite die dynamische Effizienz reduziert wird (Diekmann u.a. 2012: 18f.; Weber/ Hay 2012: 48f.).

Die Strukturelemente des EEG stellen in Summe sicher, dass das Risiko der Investitionsentscheidung nahezu vollständig minimiert wird. Das doppelte Vorrangprinzip und die feste Einspeisevergütung sorgen dafür, dass EEG-Anlagenbetreiber weder ein Absatz-, also Mengenrisiko[190], noch ein Preisrisiko zu tragen haben.[191] Insbesondere die Ausgestaltung des positiven finanziellen Anreizes und in der Folge das fehlende Preisrisiko bedingen allerdings, dass sich keine allokative Effizienz einstellen kann, weil die garantierte Vergütung einen Regelungsrahmen schafft, der temporäre Stromüberproduktionen wahrscheinlich werden lässt. EEG-Anlagenbetreibern fehlt schlicht der Anreiz, bedarfsorientiert – also orientiert an der Nachfragekurve – einzuspeisen. Demgegenüber fördert das EEG ein Betreiberverhalten, das die eingespeisten Kilowattstunden erneuerbar erzeugten Strom maximiert – schließlich fallen dann die größten Vergütungszahlungen an. Die Kosten des Gesamtsystems geraten auf diese Weise jedoch vollkommen aus dem Blick. Unter dem Stichwort Marktintegration wird dies noch an mehreren Stellen diskutiert.

Wird sich einer ersten abstrakten Bewertung des EEG aus der Perspektive der Heuristik problemorientierter staatlicher Steuerung zugewandt, erscheint das EEG nur als eingeschränkt problemorientiertes Policy-Design. Die materiell-rechtlichen Gebote, die im EEG Anwendung finden, legen die Basis für die Funktionsfähigkeit des zentralen Steuerungsinstrument: den positiven finanziellen Anreiz. Gleicht man diesen mit den bislang identifizierten analytischen wohlfahrtökonomischen Problemkategorien ab, muss konstatiert werden, dass der positive Anreiz zwar geeignet erscheint, die positiven externen Effekte, die durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien entstehen, zu internalisieren. Jedoch ist für den zentralen Gesetzeszweck, die Internalisierung negativer externer Effekte, das Instrument positiver finanzieller Anreiz nicht ursachenadäquat geeignet. Demgegenüber kann der Einsatz des Instruments materiell-rechtliches Gebot als ursachenadäquate Problemlösung für die tendenzielle Internalisierung der negativen externen Effekte bewertet werden. Entscheidend für diese Beurteilung ist, dass das Vorrangprinzip den Vorzug der Einspeisung von THG-armen erneuerbar erzeugtem Strom gewährleistet, der konventionellen THG-belasteten Strom aus dem Stromversorgungssystem verdrängt.

Die bisherigen Ausführungen konnten zeigen, dass das EEG im Hinblick auf eine tendenzielle Internalisierungsstrategie nur als eine nachrangige Problemlösung zu bewerten ist. Über die Differenzkosten im EEG-Umlagesystem wird zumindest eine verursachergerechte Belastung der Letztverbraucher erreicht, auch wenn es gewisse Verzerrungen durch

[190] Einschränkend sei angemekrt, dass sich dies gleichwohl nicht auf das Mengenrisiko durch das Wetter bezieht. Bei den fluktiuerenden erneuerbaren Energien PV und Wind kann dieses Erzeugungsrisiko relevant werden.

[191] Gleichwohl ist ein Investment nicht vollkommen risikolos. Neben technischen Defekten, die die antizipierte Lebensdauer der Anlage verkürzen, sind es vor allem Dargebotsrisiken bei fluktuierenden erneuerbaren Energien (bspw. windschwache Jahre) oder Substratkostensteigerungen bei der Biomasse.

Ausnahmeregelungen gibt. Gleichwohl ist das EEG ein starkes Markteinführungsinstrument für die erneuerbaren Energien.

Dieses erste Urteil, das sich vor allem auf den übergeordneten Gesetzeszweck bezieht, muss allerdings weiter differenziert werden. Das EEG ist ein technologiedifferenziertes Instrument, weshalb es auf die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Maßnahmen ankommt und aus diesem Grund weitere Bewertungen von Nöten sind.

4.2.6 Technologiespezifische Regelungen des EEG 2009

Äquivalent zu der Eingrenzung des Gegenstandes der Fallstudienauswahl beschränkt sich im Folgenden die Darstellung nur auf die wichtigsten erneuerbaren Energieformen für die Stromerzeugung beziehungsweise auf jeweils diejenigen, die in der Retrospektive sich im Wettbewerb durchsetzen konnten und über das größte Potenzial in Deutschland verfügen – namentlich sind dies die Windenergie (On- wie Offshore), die Biomasse und die PV. Dabei werden die Regelungen des EEG 2009 dargestellt, in der Fassung wie sie vor der EEG-Novelle im Jahr 2011 Gültigkeit besaßen: damit markieren diese den Ausgangspunkt für die Fallstudienanalyse. Die Rechtsentwicklung und die unterschiedlichen Steuerungsansätze werden über die verschiedenen Novellierungen fortentwickelt sowie detailliert untersucht, sodass sich am Ende ein Gesamtbild von mehrjähriger Rechtssetzung im Bereich der Förderung von erneuerbaren Energien ergibt.

4.2.6.1 Windenergie im EEG 2009

Für eine Darstellung der gesetzlichen Förderbestimmungen ist es unerlässlich, die Windenergie in Windenergie an Land (Onshore) und Windenergie auf See (Offshore) zu unterscheiden.

Windenergie an Land

Eine erste bedeutende Differenzierung bei der technologiespezifischen Vergütung von Onshore-Wind ist die in eine erhöhte Anfangsvergütung und eine vergleichsweise niedrige Grundvergütung. Gemäß § 29 EEG 2009 beläuft sich die Anfangsvergütung auf 9,2 ct/kWh und die Grundvergütung auf 5,03 ct/kWh. Im Vergleich zum EEG 2004 wurden diese Vergütungssätze deutlich angehoben, um den Ausbau der Windenergie an Land zu dynamisieren und gestiegene Materialkosten aufzufangen (DWG/ Bio Consult SH 2011: 54f.).

Zudem hatten die Boni „Repowering-Bonus“ und „Systemdienstleistungs-Bonus“ (SDL-Bonus) eine vergütungssteigernde Wirkung, wurden diese denn in Anspruch genommen. Der SDL-Bonus wurde 2009 erstmalig in das EEG eingeführt. Der Bonus kann von Windanlagenbetreibern bezogen werden, falls die Anlagen über die in der Systemdienstleistungsverordnung definierten Kriterien zur Netzregelung verfügen. Für Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind, ist eine entsprechende technische Nachrüstung freiwillig, für

Neuanlagen ab dem 1. Januar 2009 verpflichtend (§ 6 Abs. 2 EEG 2009). Der Bonus beläuft sich auf 0,5 ct/kWh für Neuanlagen und wird für die gesamte Dauer der Anfangsvergütung gezahlt, für nachgerüstete Bestandsanlagen beträgt der SDL-Bonus 0,7 ct/kWh und wird über die Dauer von fünf Jahren gezahlt (DWG/ Bio Consult SH 2011: 56).
Der Repowering-Bonus kann parallel zum SDL-Bonus bezogen werden, auch hier erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh. Repowering meint das Ersetzen alter durch neue Anlagen. Dazu gelten gewisse Voraussetzungen. Die Anlagen müssen gemäß § 30 EEG 2009 im selben oder angrenzenden Landkreis ersetzt werden, mindestens zehn Jahre nach der Inbetriebnahme der Altanlagen den Neubetrieb aufnehmen sowie mindestens das zweifache, aber maximal das fünffache der installierten Leistung der Altanlage aufweisen. „Insgesamt lässt sich konstatieren, dass die Vergütungsbedingungen für Repoweringprojekte durch die Einführung des Bonus deutlich verbessert wurden. [...] Begründet wurde die Verbesserung der Anreizbedingung im Repoweringbereich dadurch, dass ein Großteil des zukünftigen Windenergieausbaus in Deutschland durch Repoweringprojekte realisiert werden soll“ (ebd.: 57f.), ein entscheidender Grund dafür ist die zunehmende Flächenknappheit.

Gemäß § 20 Abs. 2 Nr. 7b EEG 2009 ist die Degression auf ein Prozent pro Jahr festgesetzt. Zusätzlich gilt es zu beachten, dass neben diesem Degressionsfaktor die Inflation ebenfalls degressiv auf die Vergütungshöhe wirkt. Im EEG 2009 wurde im Vergleich zu 2004 die Degressionshöhe abgesenkt, da bei dem nunmehr erreichten technischen Entwicklungsstand der Windenergie nicht mehr erhebliche Kostensenkungspotenziale gesehen wurden. Der Degressionsfaktor wirkt sich auf die Vergütungshöhe über die Zeit aus, so waren 2012 eine Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh und eine Grundvergütung von 4,87 ct/kWh zu erwarten (ebd.: 55).

Der Windenergiezubau wird standortabhängig über das EEG gesteuert, um möglichst den Onshore Ausbau auf die effizientesten Standorte zu konzentrieren. Dies wird über das Referenzertragsmodell realisiert, das eine standortdifferenzierte Vergütung ermöglicht. Anlagen, die an einem windstarken Standort installiert werden, fallen schneller aus der erhöhten Anfangsvergütung in die Grundvergütung als Anlagen, die an windschwächeren Standorten installiert werden – hier wird die Bezugsdauer der erhöhten Anfangsvergütung verlängert. Gleichwohl kennt das EEG 2009 eine Referenzertrags-Untergrenze, die als Mindestvergütungsschwelle angesehen werden kann. Gemäß § 29 Abs. 3 EEG 2009 sind Netzbetreiber nicht verpflichtet, Windenergieanlagen zu vergüten, die an einem Standort installiert wurden, der nicht mindestens 60 Prozent des Referenzertrages aufbringt. Diese sogenannte 60-Prozentregelung „schreibt demnach eine minimale Standortqualität für die Windenergienutzung in Deutschland vor. Intention des Gesetzgebers ist es hierbei, einen Windenergieausbau an Standorten zu vermeiden, die aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient genutzt werden

können“ (ebd.). Das Referenzertragsmodell[192] funktioniert nach folgender Maßgabe: an sehr ertragsreichen Standorten beläuft sich die Zeit der Anfangsvergütung auf fünf Jahre, danach wird die Grundvergütung gezahlt. Für weniger ertragsstarke Standorte verlängert sich die Anfangsvergütung um jeweils zwei Monate für je 0,75 Prozent des Referenzertrages, den der reale Ertrag der Anlage 150 Prozent des Referenzertrages unterschreitet (§ 29 Abs. 2 EEG 2009).

Windenergie auf See

Die Struktur der Offshore-Vergütung ist der der Onshore sehr ähnlich. Auch hier wird zwischen einer Anfangs- und Grundvergütung unterschieden sowie eine standortabhängige Vergütungskomponente integriert. Die Vergütungshöhe hat im Vergleich zur Vergangenheit eine deutliche Attraktivitätssteigerung erfahren und wurde angehoben; die Anfangsvergütung für Offshore-Wind beträgt in den ersten 12 Jahren 13 ct/kWh, die Grundvergütung dann 3,5 ct/kWh (§ 31 EEG 2009).
Um zusätzlich den ökonomischen Anreiz zu verstärken und der Offshore-Windenergie zu einer stärkeren Zubaudynamik zu verhelfen, wurde mit dem EEG 2009 der Sprinterbonus eingeführt, der Anlagen, die bis Ende 2015 in Betrieb gehen, eine um 2 ct/kWh erhöhte Anfangsvergütung gewährt. In kombinierter Betrachtung mit der Degressionshöhe, die ab dem 1. Januar 2015 fünf Prozent pro Jahr betragen sollte – in der Anfangsphase war aufgrund mangelnder Erfahrung mit der noch relativ jungen Offshore-Technologie die Degression ausgesetzt –, strebt der Gesetzgeber einen zeitnahen Durchbruch des Windenergieausbaus auf See an (DWG/ Bio Consult SH 2011: 58f.).

Der Förderrahmen für die Offshore-Windenergie kennt ebenfalls eine standortdifferenzierte Vergütung. Dabei wird nicht zwischen windstärkeren und -schwächeren Standorten wie im Fall von Onshore-Wind unterschieden – auf See sind im Vergleich deutlich bessere Windverhältnisse zu erwarten –, sondern im Offshore-Bereich sind die wesentlichen Faktoren die Entfernung zur Küste und die Wassertiefe. Die Anfangsvergütung verlängert sich ab 12 Seemeilen für jede weitere Seemeile um 0,5 Monate und um 1,7 Monate für jeden vollen Meter ab einer Wassertiefe von 20 Metern (ebd.: 59).

4.2.6.2 Vergütung der Stromerzeugung aus Biomasse

Das Vergütungssystem für die Biomasse wurde mit dem EEG 2009 weiter ausdifferenziert und hat damit eine gewisse Komplexität erreicht, die sich aus mehreren Leistungsklassen und der Kumulierbarkeit der zu beziehenden Boni ergibt. Gemäß § 27 Abs. 1 EEG 2009 staffelt sich

[192] „Der Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über dem Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Metern“ (Anlage 5 Referenzertrag EEG 2009). In dieser Anlage wird ebenfalls die Referenzanlage, deren Leistungskennlinie und die Errechnung des Referenzertrages bestimmt.

die Stromerzeugung aus Biomasse in vier Leistungsklassen, die jeweils unterschiedlich vergütet werden: 1. bis einschließlich 150 kW_{el}, 2. bis einschließlich 500 kW_{el}, 3. bis einschließlich 5 MW_{el} und 4. bis einschließlich 20 MW_{el}. Die höchste Grundvergütung erhalten Anlagen der niedrigsten Leistungsklasse mit 11,67 ct/kWh, woraufhin die Vergütung mit zunehmenden Anlagenleistungsäquivalent absinkt, wobei die Vergütung bis zur Klassengrenze erfolgt – für Anlagen ab einer Leistungsklasse von 5 MW_{el} besteht nur ein EEG-Vergütungsanspruch, wenn der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) erzeugt wird (DBFZ 2011: 9f.).

Daneben existiert eine Reihe von Bonusregelungen:

1. Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo-Bonus), der in der Höhe zwischen 2,5 und 13 ct/kWh gewährt wird, wenn Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen, Gülle und Landschaftspflegematerial erzeugt wird. Über eine Positivliste wird für die verschiedenen Biomassetypen die Vergütung differenziert. Der festen Biomasse wird einerseits in jeweiliger Abhängigkeit von der Anlagengröße und Herkunft des Rohstoffs eine Vergütung zwischen 2,5 und 6 ct/kWh eingeräumt. Andererseits erhalten Biogasanlagen zusätzlich zu dem Basisbonus von 4 bis 7 ct/kWh einen Bonus für die Verstromung von Gülle in Höhe von 1 bis 4 ct/kWh, insofern der spezifische Anforderungen an den Substratanteil erfüllt sind, sowie einen Bonus von 2 ct/kWh für den Einsatz von Landschaftspflegemittel. Ferner werden für Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke bis zu einer installierten Leistung von 150 kW_{el} ein Bonus in Höhe von 6 ct/kWh gewährt (ebd.: 11).
2. Der Technologie-Bonus, der für Anlagen mit einer Leistungsklasse bis einschließlich 5 MW_{el} gewährt wird, wenn diese eine Reihe von innovativen Anlagentechniken einsetzen oder auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas einsetzen. Weitere Voraussetzungen für die Zahlung des Bonus in Höhe von 2 ct/kWh (1 ct/kWh für Biogasaufbereitungsanlagen) sind die teilweise Wärmenutzung und das Erreichen eines elektrischen Wirkungsgrades von mindestens 45 Prozent (ebd.).
3. Der KWK-Bonus, beläuft sich auf 3 ct/kWh und fördert die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallende Wärme, was die Effizienz der Anlage erhöht (ebd.).

Zusätzlich zu den bestehenden Boni kann Anlagen bis zu einer Leistungsgrenze von 500 kW_{el} eine Vergütungserhöhung von 1 ct/kWh gezahlt werden, wenn diese nach dem BImschG genehmigungspflichtig sind sowie bestimmte Vorgaben der TA-Luft einhalten (ebd.: 10).

Die Degression ist auf 1 Prozent pro Jahr festgesetzt, im Bereich der Biomasse gilt dies nicht nur für die Vergütungshöhe, sondern auch für die einzelnen Boni (ebd.: 9). Während die Untergrenze des leistungsabhängigen Biomasse-Vergütungssystems in 2012 bei 7,56 ct/kWh in der größten Leistungsklasse und ohne den Bezug von Boni erreicht wird, lässt sich die

Obergrenze in 2012 für Biogasanlagen bis 150 kW_{el}, die alle Boni an Anspruch nehmen, mit 29,77 ct/kWh beziffern (ebd.: 11f.).

Abbildung 15: Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse nach dem EEG 2009

Anlagen-leistungs-äquivalent	Grund-vergütung[b] Inbetriebnahme-jahr: 2009	Bonusvergütung[b]												Vergütungserhöhung für Emissionsminderung Biogas
		KWK[1]		innovative Technologien[2]			NawaRo[3]							
					Biogasaufbereitung[2]		therm.-chem. Konversion			bio-chem. Konversion				
		Inbetrieb-nahme ab 2009	Inbetrieb-nahme vor 2009		bis 350 Nm³/h	bis 700 Nm³/h	Holz	Holz aus KUP + LP	Pflanzen-öl[5]	Basis	LP-Bonus (überwiegend LP-Material)	Güllebonus (≥30%) Klein-anlagen	Güllebonus (≥30%) Bio-methan	
≤ 150 kW_{el}	11,67	+ 3,0	+ 3,0	+ 2,0	+ 2,0	+ 1,0	+ 6,0	+ 6,0	+ 6,0	+ 7,0	+ 2,0	+ 4,0	0	+ 1,0
≤ 500 kW_{el}	9,18	+ 3,0	+ 3,0	+ 2,0	+ 2,0	+ 1,0	+ 6,0	+ 6,0		+ 7,0	+ 2,0	+ 1,0	0	+ 1,0
≤ 5.000 kW_{el}	8,25	+ 3,0	+ 2,0	+ 2,0	+ 2,0	+ 1,0	+ 2,5	+ 4,0		+ 4,0				
≤ 20.000 kW_{el}[c]	7,79	+ 3,0	+ 2,0											

Quelle: DBFZ 2011: 13

4.2.6.3 Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie

Der Förderrahmen für die Photovoltaik (PV) gestaltet sich ebenfalls komplex. Es wird nach leistungsabhängigen Kriterien und der Installationsart (Aufdach- oder Freiflächenanlage) differenziert, teilweise in den einzelnen Kategorien nach weiteren Merkmalen variierend vergütet. Die erste grundsätzliche Unterscheidung, die das EEG 2009 trifft[193], ist die, ob es sich um eine Freiflächen- oder Aufdachanlage handelt. Die Kategorie Freiflächenanlagen definiert sich über die bebaute Fläche, die entweder als versiegelte Fläche, als Konversionsfläche oder als Ackerfläche ausgewiesen sein muss (§ 32 Abs. 3 EEG 2009). PV-Anlagen, die auf diesen Flächen installiert wurden, erhalten eine Vergütung von 31,94 ct/kWh. PV-Anlagen an oder auf Gebäuden (hier: Aufdachanlagen) werden leistungsabhängig vergütet. Das EEG 2009 kennt vier verschiedene Leistungsklassen im Bereich der PV:

1. Anlagen bis einschließlich einer Leistung von 30 kW werden mit 43,01 ct/kWh,
2. Anlagen bis einschließlich einer Leistung von 100 kW werden mit 40,91 ct/kWh,
3. Anlagen bis einschließlich einer Leistung von 1 MW werden mit 39,58 ct/kWh,
4. Anlagen ab einer Leistung von über 1 MW werden mit 33 ct/kWh vergütet (§ 33 Abs. 1 EEG 2009).

Im EEG sind für die PV im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Technologien die schärfsten Degressionsfaktoren vorgesehen. Für PV-Freiflächenanlagen und PV-Aufdachanlagen ab einer Leistung von 100 kW ist die Degressionshöhe für das Jahr 2010 auf 10 Prozent (2011: 9 Prozent) festgesetzt, während für PV-Aufdachanlagen bis zu einer Leistung von 100 kW die Degression 8 Prozent im Jahr 2010 (2011: 9 Prozent) beträgt (§ 20 Abs. 2 Nr. 8a und b EEG 2009).

[193] Im EEG 2009 ist der Fassadenbonus, den das EEG 2004 noch vorgesehen hatte, gestrichen worden (ZSW u.a. 2014: 89).

Der Förderrahmen der PV im EEG 2009 hält ein weiteres Alleinstellungsmerkmal im Vergütungssystem der erneuerbaren Energien bereit. Die Anpassung der Vergütungshöhe ist nämlich nicht in Stein gemeißelt, sondern das EEG 2009 sieht erstmalig gemäß § 20 Abs. 2a eine Degressionsanpassung auf Basis der tatsächlich installierten Leistung innerhalb eines Jahres vor.[194] Diese zubauabhängige Steuerung der Degression firmiert auch unter dem Namen „atmender Deckel“ (IE Leipzig u.a. 2011: 215).

Tabelle 9: Atmender Deckel nach EEG 2009

	Unterschritten: Verringerung der Degression um	Degressionsanpassungsunabhängiger Zubaukorridor	Überschritten: Erhöhung der Degression um
2009	1 Prozentpunkt	1.000 MW bis 1.500 MW	1 Prozentpunkt
2010	1 Prozentpunkt	1.100 MW bis 1.700 MW	1 Prozentpunkt
2011	1 Prozentpunkt	1.200 MW bis 1.900 MW	1 Prozentpunkt

Quelle: Eigene Darstellung nach § 20 Abs. 2a EEG 2009

Die Degressionshöhe kann dementsprechend nach unten oder oben angepasst werden, wenn der definierte Ausbaukorridor jeweils unter- oder überschritten wird.

Darüber hinaus sind die Regelungen für die Eigenverbrauchsvergütung im EEG 2009 zu beachten, die ebenfalls neu in diese EEG-Fassung aufgenommen wurden. Strom, der in einer PV-Aufdachanlage bis einschließlich 30 kW[195] erzeugt und anschließend selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe verbraucht wird, erhält einen verringerten Vergütungssatz von 25,01 ct/kWh (IE Leipzig u.a. 2011: 139f.).

Die Regelungen zur PV sind im EEG aufgrund der Marktentwicklung der Bereich, der die häufigsten gesetzgeberischen Interventionen aufweist. So war die Anpassung der Vergütungssätze nicht unumstritten, sodass unter der Beteiligung des Vermittlungsausschusses das Erste Gesetz zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes vom 11. August 2010 (rückwirkendes Inkrafttreten zum 1. Juli 2010; auch EEG 2010 genannt) verabschiedet wurde. In dieser EEG-Novelle wurden erhebliche Änderungen zu den Regelungen des atmenden Deckels sowie der Eigenverbrauchsvergütung wirksam (ebd.: 218).
In den Regelungen zur Eigenverbrauchsvergütung entfiel die 30 kW Leistungsbegrenzung und wurde stattdessen auf 500 kW ausgeweitet. Zudem wurde eine 30 Prozentgrenze in das Eigenverbrauchsvergütungssystem eingeführt, die einen erhöhten Eigenverbrauchsanteil anreizen sollte. Dazu wurde eine Reduktion des Abzugs auf den für die jeweilige PV-Anlage

[194] Die Bemessungsgrundlage ist der Zubau der Monate Oktober, November und Dezember des Vorjahres sowie die Monate des laufenden Jahres bis einschließlich September, sodass im Oktober jeden Jahres die Degressionssätze bekannt gegeben werden (IE Leipzig u.a. 2011: 215).
[195] Mit dem EEG 2010 wurde diese Leistungsgrenze auf 500 kW ausgeweitet.

geltenden EEG-Vergütungssatz bis 30 Prozent Eigenverbrauch von 16,38 ct/kWh auf 12 ct/kWh über 30 Prozent Eigenverbrauch gewährt (ebd.: 140).

Für die PV wurde ferner eine zweistufige Sonderdegression eingeführt. Zum 1. Juli 2010 wurde als erste Stufe für Dachanlagen die Vergütung rückwirkend um 13 Prozent gesenkt und für Konversions-Freiflächenanlagen um 8 Prozent, während für alle übrigen Freiflächenanlagen eine Degression von 12 Prozent festgesetzt wurde. Die zweite Stufe griff zum Oktober 2010 und senkte die Vergütungssätze nochmals einheitlich um weitere 3 Prozent ab. Danach sollte ab dem 1. Januar 2011 eine einheitliche Degression in Höhe von 13 Prozent gelten (ZSW u.a. 2014: 89).

Um die Funktionsfähigkeit des atmenden Deckels zu erhöhen, wurde ein neuer Zielkorridor des PV-Zubaus definiert, der nun zwischen 2.500 und 3.500 MW liegt. Damit wurde im Vergleich zu den Regelungen des EEG 2009 der Maximalwert für 2010 mehr als verdoppelt, wobei ebenfalls die Schwankungsbreite wesentlich breiter gefasst wurde. Demgegenüber handelt es sich um einen statischen Korridor, der nicht mehr über jährliche Steigerungsraten verfügt. Gleichwohl wurde die Degressionsanpassung in Abhängigkeit von der Über- bzw. Unterschreitung des Zielkorridors dynamisiert. Während aufgrund einer Sonderregelung für das Jahr 2010[196] die Degression je nach Zubau im Jahr 2011 zwischen 4 und 13 Prozent betragen konnte (Basisdegression von 9 Prozent), lag sie im Jahr 2012 in der Spannbreite zwischen 1,5 und 21 Prozent. Grundlage war die Regelung des atmenden Deckels der ausgehend vom Zielkorridor eine Überschreitung in 1.000er MW-Schritten mit jeweils einer Degressionssteigerung von 3 Prozentpunkten vorsah, während eine Unterschreitung in 500 MW-Schritten eine Degressionsabmilderung von 2,5 Prozentpunkten zur Folge hatte (IE Leipzig u.a. 2011: 219).

[196] Für 2010 wurde eine Sonderregelung getroffen, die vorsah, dass bei einer Überschreitung des Korridors pro zusätzliche 1000 MW die Degression um jeweils einen Prozentpunkt ansteigen sollte. Im Falle der Unterschreitung des Korridors um 500 MW sollte die Degression um jeweils einen Prozentpunkt reduziert werden. Auch wurde die Bemessungsgrundlage einmalig anders berechnet (IE Leipzig u.a. 2011: 218).

Tabelle 10: Atmender Deckel nach EEG 2010 für das Kalenderjahr 2012

	Unterschritten um 500 MW-Schritte: Verringerung der Degression um	Degressionsanpassungs-unabhängiger Zubaukorridor	Überschritten um 1.000 MW-Schritte: Erhöhung der Degression um
1. Schritt	2,5 Prozentpunkte. 500 MW Unterschreitung	2.500 MW bis 3.500 MW	3 Prozentpunkte bis 1.000 MW Überschreitung
2. Schritt	5 Prozentpunkte. 1.000 MW Unterschreitung		6 Prozentpunkte bis 2.000 MW Überschreitung
3. Schritt	7,5 Prozentpunkte. 1.500 MW Unterschreitung		9 Prozentpunkte bis 3.000 MW Überschreitung
4. Schritt	-		12 Prozentpunkte bis 4.000 MW Überschreitung

Quelle: Eigene Darstellung nach IE Leipzig u.a. 2011: 219

Des Weiteren wurde die Förder-Kategorie Freiflächenanlage neu definiert. Während die Förderung von Freiflächenanlagen auf Ackerflächen unter Rücksichtnahme auf Übergangsregelungen gestrichen wurde, wurde die Förderung von Freiflächenanlagen längs von Autobahnen oder Schienenbahnen neu in die Förder-Kategorie aufgenommen (ZSW u.a. 2014: 89).

Die Änderungen des EEG 2010 waren indes nicht die letzten gesetzgeberischen Anpassungen des Förderrahmens der PV, denn mit dem Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien vom 1. Mai 2011 (EEG 2011) – mit dem die Richtlinie 2009/28/EG umgesetzt wurde – wurde eine weitere Verschärfung der zubauabhängigen Degressionskomponente implementiert. Dabei wurde die Struktur des atmenden Deckels beibehalten, allerdings wird mit dem Überschreiten des Korridors bei 7.500 MW eine weitere Stufe eingezogen. In diesem Fall beträgt die zusätzliche Degression insgesamt 15 Prozentpunkte zur Basisdegression von 9 Prozent. Für 2012 ergaben sich damit eine neue Degressionsspannweite von 1,5 Prozent für einen Zubau kleiner 1.500 MW und 24 Prozent für einen Zubau größer 7.500 MW (IE Leipzig u.a. 2011 220f.; Klemm 2011: 64)[197].

4.2.7 Problemanalyse II: Inflexibilitäten und negative externe Effekte im Stromversorgungssystem/ durch den bestehenden Regelungsrahmen

Die Problemanalyse im Rahmen der Heuristik der problemorientierten staatlichen Steuerung kann nicht bei dem als relativ allgemein zu charakterisierenden Gesetzeszweck, in Form von der Reduktion von Klima- und Umweltschäden, stehen bleiben, sondern muss auch die

[197] Zudem wurde erneut eine Sonderregelung für das Jahr 2011 festgelegt, um eine unterjährige Anpassung der Vergütungssätze als Reaktion auf die Marktentwicklung zu ermöglichen. Dazu wird die Bemessungsgrundlage erneut anders berechnet: Ergibt der Zubau für die Monate März, April und Mai 2011 multipliziert mit dem Faktor 4 in der Summe eine Überschreitung des angestrebten Zielkorridors wird der Degressionsschritt, der zum 1. Januar 2012 fällig würde, auf den 1. Juli 2011 vorgezogen (IE Leipzig u.a. 2011: 220f.).

Auswirkungen des bestehenden Regelungsrahmen für das Zusammenspiel von konventionellen und erneuerbaren Energieträgern sowie die auf diese Weise entstehenden Rückwirkungen auf das Gesamtsystem in den Blick nehmen. Das systemische Zusammenwirken verschiedener Stromerzeugungstechnologien und deren Einbettung in einen rechtlichen Rahmen werden im Hinblick auf bestehende Inflexibilität und negative externe Effekte untersucht.

4.2.7.1 Systemische Problemlagen

Auch oberhalb der technologiespezifischen Regelungen lassen sich mangelnde Treffsicherheit und Mitnahmeeffekte im EEG 2009 bilanzieren. Dabei ist es bedeutsam im Vorfeld darauf zu verweisen, dass die diagnostizierten negativen externe Effekte nicht im engeren Sinne den erneuerbaren Energien zuzuschreiben sind, sondern vielmehr dem Förderrahmen, dem sie unterliegen.

4.2.7.1.1 Vermarktung im Rahmen des Grünstromprivilegs nach § 37 EEG 2009

Seit dem Bestehen des Grünstromprivilegs im EEG 2000 dient vor allem das Argument, dass EVU, die mehrheitlich in ihrem Lieferportfolio Strom aus EEG-Anlagen aufweisen, dem Verursacherprinzip entsprechend dem Klimaschutz Genüge tun, als Begründung der Regelung. Auf diese Weise sollten innovative Vermarktungswege gefördert werden und zur Entwicklung eines eigenen Marktsegmentes beitragen – was auch gelang. Allerdings veränderte der reformierte Wälzungsmechanismus 2010 die Rahmenbedingungen für das Grünstromprivileg vollständig, da die physikalische Abnahme des EEG-Stroms entfiel (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 47). Wie bereits dargestellt, etabliert das Grünstromprivileg als Vermarktungsform ein privat etabliertes Wälzungssystem neben dem EEG-Ausgleichsmechanismus, da die Letztverbraucher, die Strommengen nach § 37 EEG 2009 abnehmen, den Bonus in Höhe von einerseits 50 Prozent erneuerbarer Energien sowie 50 Prozent konventionell erzeugter Strommenge multipliziert mit der EEG-Umlage – aufgrund des Befreiungstatbestandes – finanzieren. Dadurch wird dem EEG-Wälzungssystem Differenzkosten entzogen und in eine private Wälzung überführt. Diese Bonus-Höhe ist deutlich größer als die verschobenen Differenzkosten und belastet deshalb die EEG-Umlage. Je nach Annahmen und Modellrechnung beläuft sich die absolute Erhöhung der EEG-Umlage als Folge einer Nutzung des Grünstromprivilegs für das Jahr 2011 um 0,1 bis 0,5 ct/kWh. Äquivalent dazu pendelt die monetäre Belastung zwischen 300 Mio. Euro und 1,2 Mrd. Euro (ebd.: 46f.). Diese Spannweite der potenziellen Belastungen zeigte den gebotenen Handlungsbedarf an, insbesondere vor dem Hintergrund der Erwartung weiter steigender Kosten dieses Systems. Von der Streichung des Grünstromprivilegs über die Begrenzung der Umlagebefreiung bis zur modularen Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs werden in den wissenschaftlichen Empfehlungen eine Reihe von Alternativen diskutiert (ebd. 50f.).

4.2.7.1.2 Markt- und Systemintegration von erneuerbaren Energien

Dem Grünstromprivileg wird im Vergleich zu den verursachten Kosten zugutegehalten, dass es ein erfolgreiches Instrument der Marktintegration ist, weil dadurch ein neues Marktsegment mit innovativen Geschäftsmodellen rund um die Vermarktung von erneuerbaren Energien entstanden ist. Die Marktintegration wird grundsätzlich als eine zukünftige Kernaufgabe der Transformation des Energieversorgungssystems angesehen, was primär auf zwei zentrale Argumente zurückgeführt wird. Einerseits „[ist] [d]as derzeitige Energieversorgungssystem für sehr hohe Anteile erneuerbarer Energien an der Stromversorgung nicht ausgelegt und muss entsprechend der [...] Ausbauziele erneuerbarer Energien weiterentwickelt werden“ (BReg 2011b: 91). Die Erneuerbaren entwickeln sich demnach von einer vormaligen Nischentechnologie zur das System dominierenden Stromerzeugungsform – ein Grund, weshalb die Gedankenfigur der Integration von manchen Autoren als zu verkürzt abgelehnt wird: „Es geht nicht um eine Integration der erneuerbaren Energien in ein im Kern unverändert bleibendes System; es geht vielmehr um eine umfassende Systemtransformation mit einer völlig veränderten Systemrationalität“ (Leprich 2012: 17). Andererseits wird die Marktintegration als entscheidend beschrieben, weil der dem EEG zugrunde liegende Fördermechanismus für die erneuerbaren Energien einen außermarktlichen Schutzbereich errichtet hat. „Dabei entkoppelt die für 20 Jahre garantierte, feste EEG-Einspeisevergütung EE-Produzenten einerseits von marktlichen Preissignalen, während der Einspeisevorrang andererseits die Wirksamkeit marktlicher Mengensignale suspendiert“ (Gawel/ Purkus 2013: 44). Dementsprechend laufen marktliche Knappheitssignale ins Leere, die nur reaktiviert werden können, wenn für alle Stromerzeugungstechnologien ein einheitlicher Gleichgewichts-Strompreis gilt (ebd.). Die Marktintegration kann dabei als Brückenfunktion zur Systemintegration gedacht werden, denn vor dem Hintergrund steigender Anteile erneuerbarer Energien im Stromversorgungssystem müssen diese zunehmend in der Lage sein, einen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems zu leisten (BReg 2011b: 91). „Langfristig ist aber der Austritt der EE aus dem o.g. marktfreien Schutzbereich und der Eintritt in die Sphäre unmittelbarer Marktsteuerung auch in einem optimierten Gesamtsystem alternativlos“ (Gawel/ Purkus 2013: 45).

Das EEG sah in den Fassungen von 2004 und 2009 die Möglichkeit der Direktvermarktung vor – ohne diese jedoch näher gesetzlich zu regeln. Demnach konnte ein EEG-Anlagenbetreiber zu Börsenstrom-Hochpreiszeiten entscheiden, seinen EEG-Strom direkt zu vermarkten und ansonsten die feste Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen. Dieser Mitnahmeeffekt findet sich in der Literatur unter dem Schlagwort „Rosinenpicken“ (Lehnert 2012: 5).

Vor dem Hintergrund dieser Darlegungen sind zwei übergeordnete Verständnisse von dem Begriff Marktintegration zu differenzieren – dieses ist nämlich mitnichten in der Literatur einheitlich. Zum einen kann ein kurzfristiges Verständnis identifiziert werden, dem eine verstärkte Ausrichtung der Einspeisung von erneuerbaren Energien an den Preissignalen des

Strommarktes zugrunde liegt, womit sich die Hoffnung verbindet, die Effizienz der Vermarktung von Erneuerbaren zu steigern und somit Kostensenkungspotenziale realisieren zu können. Um Überangebotssituationen auf dem Strommarkt zu vermeiden, spielt in dieser Dimension von Marktintegration die bedarfsorientierte Einspeisung eine zentrale Rolle – der sich gleich zugewandt wird. Demgegenüber wird zum anderen auf ein langfristiges Verständnis von Marktintegration rekurriert. Dabei wird die wettbewerbliche Bestimmung der Vergütung und Steuerung von Investitionsentscheidungen im Bereich der erneuerbaren Energien als essentiell bewertet, damit es zu Kostensenkungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien kommen kann (Purkus u.a. 2014: 8f.). Eine solche langfristige Marktintegration ist mit der Preissteuerung des EEG unvereinbar.

4.2.7.1.3 Bedarfsorientierte Einspeisung

Unter dem geltenden Rechtsrahmen haben EEG-Anlagenbetreiber nicht den Status von regulären Marktakteuren inne. Das EEG befreit mit seinen elementaren Strukturprinzipien die Anlagenbetreiber von jeglicher Verantwortung auf der Angebotsseite. Das Vorrangprinzip und die garantierte Einspeisevergütung setzen weder technische noch ökonomische Anreize, die Einspeisung von erneuerbar erzeugtem Strom bedarfsgerecht vorzunehmen – d.h. sich an der bestehenden Nachfrage zu orientieren. Unabhängig von den herrschenden Marktbedingungen besteht demgegenüber ein Anreiz, die Menge der eingespeisten Kilowattstunden zu maximieren. Dieses EEG-Anlagenbetreiberverhalten wird auch als ‚*produce and forget*'-Prinzip charakterisiert (Wustlich/ Müller 2011: 38f.). Sowohl das Energiekonzept der Bundesregierung als auch der Kabinettsbeschluss für die EEG-Novelle im Jahr 2011 fordern hingegen eine bedarfsorientierte Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (BReg 2010a: 7; BReg 2011b: 94). Wird der Rechtsrahmen berücksichtigt, ist der Begriff bedarfsgerecht beziehungsweise bedarfsorientiert – die hier synonym verwendet werden – keinesfalls selbsterklärend. Zwar signalisiert die Bedarfsorientierung, dass die Stromerzeugung in einem Zusammenhang mit der Stromnachfrage gebracht wird – Einspeisung und Ausspeisung müssen sich in einem Stromversorgungssystem aufgrund netztechnischer Vorgaben stets in einem Gleichgewicht befinden. Die Diskussion um die Rolle der erneuerbaren Energien dreht sich vor allem um deren Abregelung, wenn der erzeugten Strommenge keine ausreichende Nachfrage gegenüber steht. Darüber hinaus stehen die Optionen einerseits der Speicherung von überschüssigem Strom andererseits der Verlagerung der Nachfrage – soweit möglich – zur Verfügung. Die Alternativen zur Abregelung von Erzeugungsanlagen lassen sich rein nach Kostengesichtspunkten entscheiden. Wird hier die bereits eingeführte Differenzierung von regelbaren und auf Brennstoffen basierenden (REE) sowie fluktuierenden, nahezu grenzkostenfreien erneuerbaren Energien (FEE) zugrunde gelegt, muss betont werden, dass regelbare regenerative Erzeugungsformen prinzipiell identisch mit konventionellen Anlagen behandelt werden können.

Dementsprechend spitzt sich die Diskussion um eine Abregelung von Erneuerbaren auf die fluktuierenden EEG-Anlagen zu (DLR u.a. 2011: 22).
Grundsätzlich lassen sich drei Situationen unterscheiden, in denen es geboten sein kann, Erzeugungsanlagen, die zum einen keine variable Kosten aufweisen und zum anderen über eine positive CO_2-Bilanz verfügen, abzuregeln.

1. Netzrestriktion: Eine weitere Einspeisung von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien führt zu einer Instabilität des Stromnetzes. Dies soll durch Regelungen zum Einspeisemanagement im EEG verhindert werden.
2. Stabilitätsrestriktion: Die Systemstabilität ist durch das Herunterfahren von konventionellen Kraftwerken gefährdet, weil bestimmte Systemdienstleistungen nicht mehr erbracht werden können.
3. Nachfragerestriktion: Das Angebot von FEE-Strommengen ist größer als die Gesamtnachfrage; eine Situation, die sich erst in der Zukunft vermehrt einstellen dürfte (ebd.: 22f.).

Die Stabilitätsrestriktion kennzeichnet aktuell die relevanteste Konstellation bei der Problematik der bedarfsgerechten Einspeisung. Als Ergänzung zu einer Systemkomponente, die durch einen großen Anteil FEE-Erzeugung gekennzeichnet ist, bieten sich Komponenten an, die schnell und flexibel ihre Leistung an- und abfahren können, um auf die schwankende Einspeisung von FEE reagieren zu können – wie beispielsweise Gas- und Dampfturbinenkraftwerke. Demgegenüber ist das heutige konventionell dominierte Stromversorgungssystem jedoch von großen, inflexiblen Kraftwerken (Kernenergie, Braun- und Steinkohle) maßgeblich geprägt, die ihre Leistung nicht mehr als auf etwa die Hälfte ihres Potenzials herunterregeln können. An- und Abfahrtsprozesse rufen zudem zusätzliche Kosten hervor. Aus diesem Grund akzeptieren diese unflexiblen konventionellen Kraftwerke bis zu einem gewissen Maße sehr niedrige Preise, die sich an der Strombörse zu Zeiten eines hohen Angebots, das auf eine niedrige Nachfrage trifft, herausbilden. Diese Kosten lassen sich ebenso als Abwehrkosten beschreiben, wie sich die konventionellen Großkraftwerke aufgrund ihrer Eigenschaften als „starre Fremdkörper“ in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgungssystem charakterisieren lassen (DLR u.a. 2011: 23).
„Falls keine Netz-, Stabilitäts- oder Nachfragerestriktionen bestehen, entspricht die bedarfsgerechte Einspeisung der FEE-Anlagen der maximalen Einspeisung, d.h. eine Abregelung der Anlagen ist in der Regel weder volkswirtschaftlich noch ökologisch sinnvoll. Bei Stabilitätsrestriktionen ist je nach Inflexibilität der konventionellen Anlagen eine differenzierte Lastenteilung vorstellbar“ (ebd.).
Dies führt zu dem Schluss, dass bedarfsgerechte Einspeisung vor dem Hintergrund des Vorrangprinzips des EEG zu einer maximalen Verdrängung von konventionell erzeugtem Strom führt, solange sich noch konventionelle Kraftwerke am Netz befinden, die nicht für die Systemstabilität benötigt werden. Im Umkehrschluss zu der häufig in der politischen Debatte

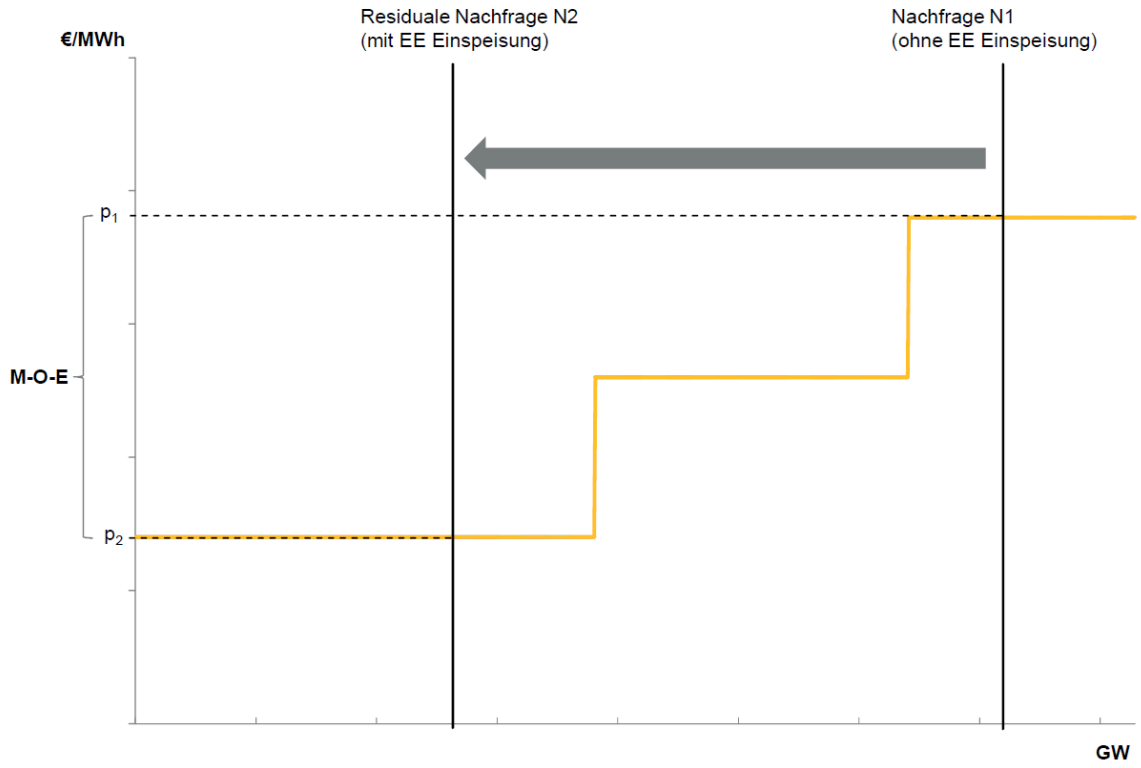
verwendeten Bedeutung des Terminus meint bedarfsgerechte Einspeisung dann die sich verändernde Rolle von konventionellen Großkraftwerken in einem auf FEE basierenden System, das über eine gänzlich andere Rationalität verfügt als das bisher bestehende Stromversorgungssystem (ebd.: 24f.).

4.2.7.1.4 Merit-Order-Effekt

Während sich die Dimension der bedarfsgerechten Einspeisung vor allem auf die Verschiebung von erzeugten Mengen nach der jeweiligen Erzeugungsart bezieht, haben die sich neu einstellenden ‚Kräfteverhältnisse' auf dem Strommarkt auch eine preissenkende Wirkung. Den fluktuierenden erneuerbaren Energien wird über den sogenannten Merit-Order-Effekt eine preisdämpfende Wirkung auf den börslichen Handel mit Strom unterstellt. Stark vereinfacht kann festgestellt werden, dass ceteris paribus je mehr grenzkostenfreier erneuerbar erzeugter Strom eingespeist wird, umso stärker sinkt der Börsenstrompreis. Die Merit-Order bezeichnet dabei die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke nach deren kurzfristigen Grenzkosten[198]. Es wird stets dasjenige Kraftwerk preissetzend, das gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu bedienen – der sich auf diese Weise einstellende Preis gilt für alle anderen zum Zuge kommenden Anbieter (Prinzip des „uniform pricing"). Die Einsatzreihenfolge entwickelt sich demnach über Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten bis zu denen mit hohen variablen Kosten (beispielsweise Gaskraftwerke). Eine verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energien verdrängt Kraftwerke mit hohen variablen Kosten aus der Merit-Order und verschiebt die Angebotskurve nach links, sodass Kraftwerke mit niedrigeren Grenzkosten preissetzend werden (Frantzen/ Hauser 2012: 25f.; Fürsch/ Malischek/ Lindenberger 2012: 2f.).

[198] „Die Grenzkosten bestimmen sich aus den Brennstoffkosten inklusive der Kosten für CO_2-Zertifikate und dem jeweiligen Wirkungsgrad des Kraftwerkstyps" (Frantzen/ Hauser 2012: 25).

Abbildung 16: Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien



Quelle: Fürsch/ Malischek/ Lindenberger 2012: 3

Mit dem Merit-Order-Effekt geht ein monetärer Umverteilungseffekt einher. Während den Stromerzeugern Einnahmen entzogen werden, reduzieren sich die Ausgaben der Stromlieferanten beziehungsweise der Stromverbraucher. In Summe wurde der Effekt für das Jahr 2012 mit rund 4,9 Mrd. Euro beziffert (Sensfuß 2013: 8). Indes gilt es darauf zu verweisen, dass zwar ein wissenschaftlicher Konsens über die Wirkungsweise des Merit-Order-Effektes erzielt ist, jedoch gilt dies nicht für dessen Höhe, die noch stark nach den zugrunde gelegten Annahmen schwankt. Für das Jahr 2012 kann dementsprechend ein Merit-Order-Effekt von minus 0,89 ct/kWh festgestellt werden, während sich die Absenkung des Börsenstrompreises im Jahr 2011 innerhalb der Spannweite von 0,56 und 1,14 ct/kWh befindet (BMWi 2014e: 37). Auch wenn es sich bei der preissenkenden Wirkung um einen volkswirtschaftlich wünschenswerten Effekt handelt (Oschmann 2010: 119f.), so sorgt doch ein sinkendes Börsenstrompreisniveau dafür, dass die Erlöse aus dem Verkauf der erneuerbaren Energien zurückgehen. Ein sinkender Marktwert der Erneuerbaren führt somit zu höheren EEG-Differenzkosten, die sich wiederum in einer höheren EEG-Umlage niederschlagen. Dieser Zusammenhang lässt sich anhand eines Modells auf 0,2 ct/kWh beziffern[199], die die EEG-Umlage durch den Merit-Order-Effekt steigt (Nestle/ Reuster 2012: 29).

[199] Grundlage der Berechnung ist, dass der Merit-Order-Effekt 1 ct/kWh beträgt.

Über die Zeit hinweg wird sich das Ausmaß des Merit-Order-Effektes schmälern, denn die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkspark und das Zusammenspiel mit den FEE beeinflusst maßgeblich die strompreisdämpfende Wirkung der erneuerbaren Energien (Fürsch/ Malischek/ Lindenberger 2012: 7f.). Verändert sich die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkspark in Richtung mehr Flexibilität, sinkt tendenziell der Merit-Order-Effekt. „Langfristig reduzieren sich die Senkungswirkung [auf den Börsenstrompreis; S.Z.], da zunehmend Grundlastkraftwerke mit geringeren Grenzkosten geringere Anteile am Kraftwerksmix halten werden und stattdessen weniger kapitalintensive, dafür aber mit höheren Grenzkosten operierende Kraftwerke an Bedeutung zunehmen“ (IfnE u.a. 2014: 14).

4.2.7.1.5 Vermarktungswege und negative Preise

Der Ablauf der Transformation des Stromversorgungssystems wird auch grob als zwei-phasiger Prozess beschrieben: die erste Phase war von einem hohen und dynamischen Zubau von erneuerbaren Energien gekennzeichnet, der sich jedoch recht konfliktfrei vollzog. Währenddessen sich die zweite Phase durch weiter steigende Anteile insbesondere der PV und Windenergie charakterisieren lässt, die zunehmend in Konkurrenz zu den konventionellen Kraftwerken treten und einen Systemkonflikt heraufbeschwören (Grashof/ Weber 2013: 4). Ursächlich dafür sind die verschiedenen Eigenschaften der Erzeugungsformen und deren zunehmende Inkompatibilität. Indes ist es nicht nur die Inflexibilität des konventionellen Kraftwerkparks, sondern auch das bestehende Marktdesign, das den Konflikt verschärft.

Grundlegend lassen sich drei Typen von Märkten unterscheiden: 1. Großhandelsmärkte, auf denen ausschließlich Strommengen gehandelt werden (‚Energy Only‘-Märkte), 2. Regelenergiemärkte zur Frequenzhaltung, auf denen Leistung gehandelt und situationsabhängig Arbeit abgerufen wird, sowie 3. Systemdienstleistungsmärkte (über die Erbringung von Arbeit und die Bereitstellung von Leistung hinausgehend). Die Regelenergie- und Systemdienstleistungsmärkte dienen zur Absicherung der Großhandelsmärkte, um deren Funktionsfähigkeit sowie die Systemstabilität garantieren zu können (DLR u.a. 2011: 26f.; Frontier Economics/ Formaet 2014: 45ff.). Auf den Großhandelsmärkten werden die Strommengen gehandelt, die letztendlich vom Verbraucher bezogen werden. Hier ist eine weitere Differenzierung angezeigt, denn Strom wird hier einerseits börslich Day-ahead – also vortägig basierend auf entsprechenden Prognosen – und Intraday – sprich untertägig im Viertelstundentakt – gehandelt sowie andererseits langfristig in bilateralen Over-the-Counter-Geschäften (OTC) auf dem Terminmarkt. Während die konventionellen Kraftwerksbetreiber ihren Strom an allen drei Markttypen anbieten und auf den ‚Energy Only‘-Märkten größtenteils am Terminmarkt ihre Strommengen vermarkten, ist der Zugang für erneuerbare Energien, spezifischer für die FEE, auf den börslichen Handel beschränkt (Frontier Economics/ Formaet 2014: 51ff.).

In der Fahrweise der konventionellen Kraftwerke ist neben den technischen Voraussetzungen auch ein betriebswirtschaftlicher Faktor für eine faktisch gegebene Inflexibilität des

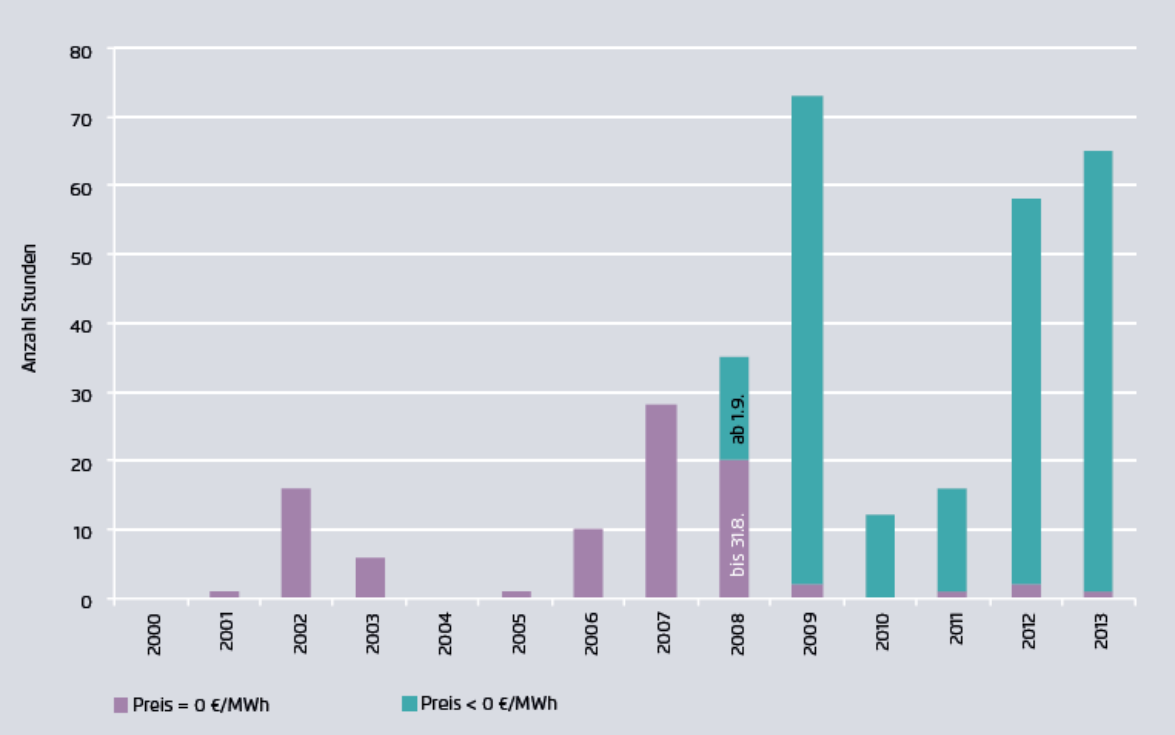
konventionellen Kraftwerkparks gegeben. Neben einer marktorientierten an langfristigen Absatzstrategien ausgerichteten Fahrweise haben auch die monatlichen Ausschreibungen von Primär- und Sekundärreserve erheblichen Einfluss auf die Fahrweise konventioneller Kraftwerke. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass die Entscheidung der jeweiligen konkreten Fahrweise lange vor und unabhängig von dem tatsächlichen Aufkommen von FEE-Mengen getroffen wurde. Ferner werden an den Kurzfristmärkten (börslicher Handel) deutlich weniger Produktionsentscheidungen getroffen, als es den Anschein haben mag (DLR u.a. 2011: 27f.). Auf dem Spotmarkt werden zwar regelmäßig Make-or-Buy-Entscheidungen zur Erlösoptimierung getroffen, in denen Stromerzeuger je nach börslichem Preisniveau den in langfristigen Lieferverträgen zugesagten Strom entweder selber produzieren oder zukaufen können, was demgegenüber aber nur bei ausreichend flexiblen Kraftwerkskapazitäten möglich ist und auch anderweitige Begrenzungen hat. Über 90 Prozent des gehandelten konventionellen Stroms wird über den OTC-Markt abgewickelt. Der Spotmarkt hat zusätzlich zur Make-or-Buy-Entscheidung, die Funktionen einerseits einen Ausgleich von einer Über- oder Unterdeckung von Bilanzkreisen zu erreichen sowie andererseits die Korrektur von Fehlmengen des langfristig im Voraus eingekauften Stroms durch die Händler zu gewährleisten (ebd.: 30; Frontier Economics/ Formaet 2014: 52f.). Der preisdämpfende Merit-Order-Effekt wirkt zunächst nur auf dem Spotmarkt; inwiefern sich die Preissenkung auch auf den OTC-Markt durchschlägt ist nicht zweifelsfrei geklärt – auch wenn die Vermutung geäußert wird, dass sehr wohl ein preissenkender Effekt zu erwarten ist (Frantzen/ Hauser 2012: 28).
Aufgrund der Handelsbeschränkung auf den Spotmarkt entstehen den FEE systematische Vermarktungsnachteile wie beispielsweise die mangelnde Preisabsicherung durch Termingeschäfte. Darüber hinaus sind die Charakteristika der FEE (1. fluktuierende Erzeugung, 2. nur kurzfristige Prognostizierbarkeit, 3. nahezu keine Grenzkosten sowie 4. hoher Gleichzeitigkeitsfaktor der Erzeugung) auch ein Hindernis für die Vermarktung am Spotmarkt. Währenddessen die Vermarktungserlöse von FEE am Intraday-Markt aufgrund deren Eigenheiten nicht gesteigert werden können, wurde in der Literatur gezeigt, dass Vermarkter konventioneller Erzeugung durch strategisches Bieten einen Marktvorteil erlössteigernd ausspielen können (Grashof/ Weber 2013: 26f.).

In der Systemtransformation spielen Flexibilität und diese anreizende Flexibilitätssignale eine wichtige Rolle. Negative Börsenstrompreise sind in der Theorie dazu geeignet, einen ökonomischen Druck auf konventionelle Kraftwerksbetreiber auszuüben, diese flexibler zu fahren (DLR u.a. 2011: 30f.; BMWi 2014d: 21). Ein negativer Börsenstrompreis bedeutet, dass das Preisniveau unter 0 ct/kWh gefallen ist und die Stromerzeuger nicht mehr für eingespeiste Strommengen vergütet werden, sondern für deren Abnahme zahlen müssen. „Negative Preise am Strommarkt sind per se nichts Negatives, sondern die konsequente Weiterführung des

marktwirtschaftlichen Prinzips, dass Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen" (Agora Energiewende 2014dd: 71).

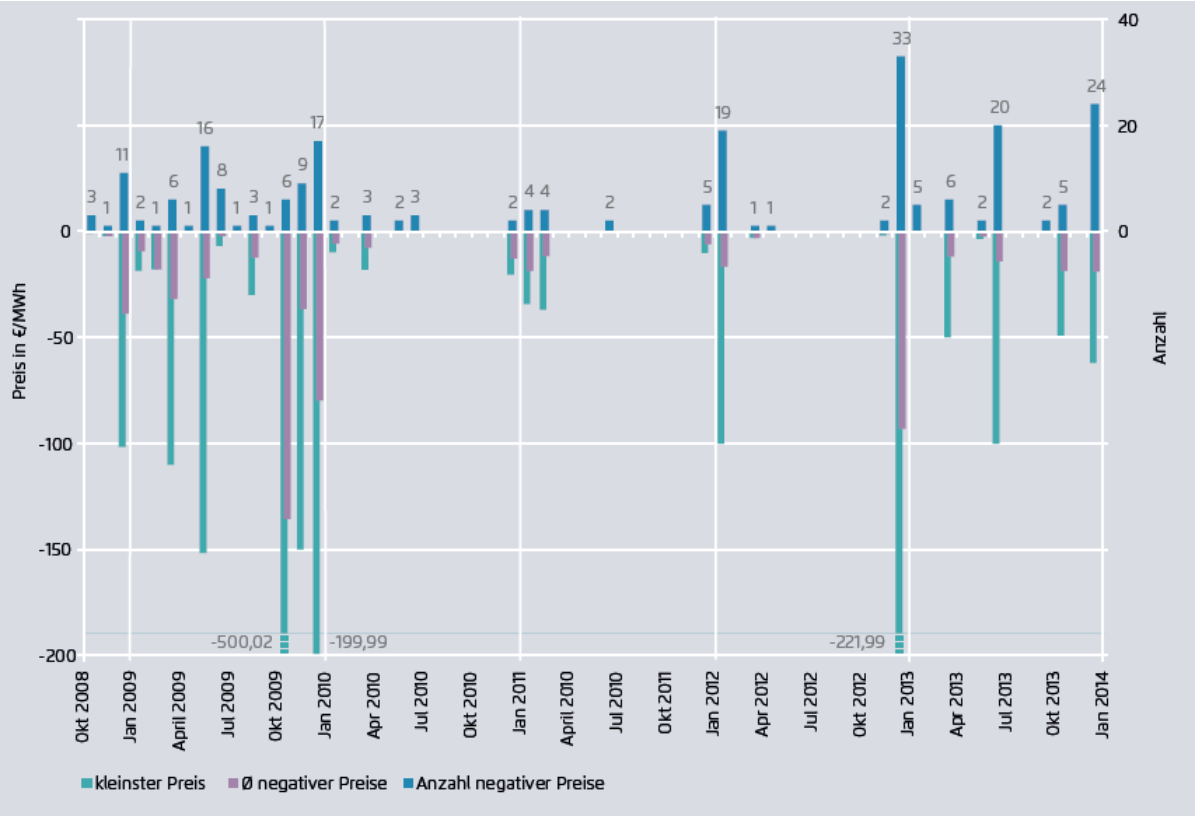
Ab dem 19. Dezember 2007 waren negative Preise am Intraday-Handel möglich; bedeutsamer war indes die Regelung, die zum 1. September 2008 für die Day ahead-Börsenauktion Gebote mit negativen Preisen einführte, welche am 22. Dezember 2008 erstmalig auftraten (DLR u.a. 2011: 30f.). „Der volkswirtschaftliche Sinn dieser Maßnahme liegt darin begründet, bei Überproduktion genügend große Anreize zu schaffen, nicht notwendige Erzeugungskapazitäten tatsächlich vom Netz zu nehmen bzw. Anreize zu schaffen, den Stromverbrauch entsprechend dem Stromangebot zu verlagern“ (Agora Energiewende 2014d: 16). Die bisherigen Anreize schienen dafür nicht ausreichend zu sein. Negative Preise bei einem Angebotsüberhang traten in der Vergangenheit jedoch nicht allzu häufig auf. Während das Jahr 2009 in diesem Sinne einen Negativrekord mit über 70 Stunden aufstellte, trat das Phänomen der negativen Preise in den Jahren 2010 und 2011 seltener auf, um dann seit 2012 wiederum häufiger in Erscheinung zu treten. Auch das negative Preisniveau hatte 2009 mit minus 500 Euro/MWh den höchsten Ausschlag, hingegen trat die höchste Anzahl von Stunden mit negativen Preisen Weihnachten 2012 auf.

Abbildung 17: Häufigkeit von Null- oder negativen Preisen in der EEX-/ EPEX-Day-ahead-Auktion



Quelle: Agora Energiewende 2014d: 16

Abbildung 18: Auswertung von Stunden mit negativen Preisen in der EEX-/ EPEX-Day-ahead-Auktion



Quelle: Agora Energiewende 2014d: 17

Der Regelungsrahmen sieht vor, dass die ÜNB den EEG-Strom nicht nur nach § 2 EEG vorrangig abnehmen, übertragen und verteilen müssen, sondern dass dieser Strom auch unlimitiert zum niedrigsten Preis in der Day-ahead-Auktion einzustellen. Derzeit beliefe sich dies im Maximum auf minus 3000 Euro/MWh. De facto stellen sich jedoch Preise an der Day-ahead-Auktion im Preisintervall von minus 350 und minus 150 Euro/MWh ein, da § 8 AusglMechAV in Ausnahmefällen eine Preislimitierung erlaubt. Andernfalls wird die Belastung für Stromverbraucher und EEG-Umlage als zu hoch angesehen (ebd.: 18ff.) – denn negative Preise belasten aufgrund der dann anfallenden hohen Differenzkosten die EEG-Umlage erheblich. „Bei negativen Preisen zahlen die Übertragungsnetzbetreiber nicht nur die Einspeisevergütung an die Anlagenbetreiber, sondern auch für die Abnahme des EEG-Stroms an der Börse“ (ebd.: 65).

Negative Preise spiegeln die Inflexibilität von Stromerzeugung und Stromverbrauch wider, weshalb auf der Angebotsseite eine Rangfolge für die Abschaltung von Kraftwerken bei nicht ausreichender Nachfrage entsprechend ihrer Inflexibilitätskosten (Abschaltkosten) angegeben werden kann. Für konventionelle Kraftwerke zeigt sich, dass – sofern es sich nur um einzelne Stunden handelt – Preise bis minus 60 Euro/MWh akzeptabel sind, um einen Ab- und Wiederanfahrtsvorgang zu vermeiden. Stundenpreise zwischen Null und 10 Euro/MWh sind damit auch erklärbar und können mehrere Stunden von den Kraftwerksbetreibern durchgehalten

werden (ebd.: 26). Inflexibilität im Kraftwerkspark kostet Geld und die „negativen Börsenpreise dienen als Ventil, diese Kosten über die EEG-Umlage zu sozialisieren und sie nicht den Kraftwerksbetreibern aufzubürden“ (DLR u.a. 2011: 32).

Die Ursache negativer Preise wird häufig in den erneuerbaren Energien gesehen, da das Phänomen oftmals mit Zeiten großer Einspeisemengen erneuerbar erzeugten Stroms zusammenfällt – bei gleichzeitig auftretenden Situationen niedriger Nachfrage. Diese Zuschreibung geht jedoch fehl, wie die Forschung zeigen konnte. Es sind nicht die Erneuerbaren, der Vorwurf traf besonders die fluktuierenden erneuerbaren Energien, sondern die Struktur des konventionellen Kraftwerkparks, die das Börsenphänomen verursachen. Neben betriebswirtschaftlicher und technologischer Inflexibilität konventioneller Kraftwerke[200] sind ferner kontrahierte Wirkleistung für die Systemstabilität ursächlich für negative Preise verantwortlich, die einen starren Sockel konventioneller Erzeugungsleistung kreiert. Die Struktur des Kraftwerkparks führt dazu, dass sich nahezu kontinuierlich 20 bis 25 GW konventionelle Kraftwerke am Stromnetz befinden (Agora Energiewende 2014dd: 29f.). Des Weiteren wurde für die erste Hochphase negativer Preise ein Marktversagen konstatiert, das auf eine mangelnde Lernkurve der Stromerzeuger, die sich von der neuen Marktsituation überrascht zeigten, zurückgeführt wurde (DLR u.a. 2011: 31) – aus einer wohlfahrtsökonomischen Perspektive lagen also Anpassungsmängel vor. Mittlerweile haben sich zwar gewisse Lerneffekte eingestellt, allerdings lassen sich negative Preise nicht oder nur sehr schlecht prognostizieren, solange diese nicht in großer Häufigkeit auftreten (Agora Energiewende 2014dd: 28).

Auch wenn die Verantwortungszuschreibung für negative Preise zu den erneuerbaren Energien nicht sachgerecht ist, so bleibt doch die finanzielle Belastung des EEG-Umlagesystems. Zu Beginn des Prozesses der beschleunigten Energiewende war diese Belastung zwar noch begrenzt und von untergeordneter Bedeutung, jedoch hat der Ausblick auf mögliche Entwicklungen Handlungsbedarf angezeigt. Insbesondere vor dem Hintergrund einer politischen Diskussion, die stark auf die Effizienz und die Kostendimension der Energiewende abstellte, gewann dieser Umstand an Relevanz. Zudem muss konstatiert werden, dass das EEG 2009 keinerlei Anreize gesetzt hatte, auf negative Preise zu reagieren. Das ‚*produce and forget*‘-Prinzip stellte sich vielmehr einem Vermeidungsverhalten von negativen Preisen diametral entgegen. Mit Blick in die Zukunft lässt sich festhalten, dass mit steigendem Anteil erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung vermehrt Situationen auftreten werden, die mit negativen Preisen enden können. Prognosen gehen davon aus, dass 2022 bis zu 1200 Stunden im Jahr durch eine erneuerbare Energien Lastquote von 65 Prozent zu charakterisieren sind sowie sich 150 Stunden durch eine 100-prozentige Bedarfsdeckung aus den Erneuerbaren

[200] „Die deutschen Kern- und Braunkohlekraftwerke reagieren zwar in einem limitierten Bereich flexibel auf das Auftreten negativer Preise. Auch in Zeiten negativer Preise haben die Kernkraftwerke immer mit mindestens 65 % ihrer verfügbaren Kapazität Strom produziert, bei Braunkohlekraftwerken lag dieser Wert bei 40-50 Prozent“ (Agora Energiewende 2014dd: 12).

ergeben. Wenn keine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkparks erreicht wird, ist mit einer massiven Ausweitung des Auftretens negativer Preise zu rechnen, was in der Konsequenz zu hochgradigen volkswirtschaftlichen Ineffizienzen führt (ebd.: 71f.). Damit ist eine Problematik berührt, die weit über den Regelungsbereich des EEG hinaus reicht. Einerseits kann der starre Sockel von konventioneller Leistung abgeschmolzen werden, wenn die erneuerbaren Energien sukzessive mehr Systemverantwortung übernehmen und sich bislang verschlossene Märkte für diese öffnen. In der Vergangenheit wurde andererseits das Urteil artikuliert, dass im bestehenden Strommarktdesign es nicht gelingt, einen zusätzlichen ökonomischen Druck zur Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken aufzubauen. Druck im Sinne einer maximalen Abregelung von konventionellen Anlagen wird vor allem durch den Vorrang des erneuerbar erzeugten Stroms aufgebaut, der jedoch durch die Konzentration der Vermarktung von erneuerbaren Energien auf die Kurzfristmärkten konterkariert wird (DLR u.a. 2011: 33)[201].

4.2.7.1.6 Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 und Härtefallregelung nach § 12 EEG 2009

Als ein weiterer negativer externer Effekt im Zusammenhang mit dem Ausbau der erneuerbarer Energien, sind die Entschädigungszahlungen für EEG-Anlagenbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements zu werten. EEG-Anlagen können von den Netzbetreibern geregelt werden, sollten Netzengpässe drohen. Dafür fallen dann Entschädigungszahlungen an, die auf die Netzentgelte umgelegt werden können. Die Ausfallarbeit nach § 11 EEG 2009 belief sich im Jahr 2010 auf 127 GWh (BNetzA 2011b: 28) und steigerte sich im Jahr 2011 auf 421 GWh (BNetzA/ Bundeskartellamt 2012: 59). Dementsprechend entwickelten sich auch die Kosten der Einspeisemanagementmaßnahmen, die von rund 10 Mio. Euro auf 33,5 Mio. Euro anwuchsen. Dabei machte die Ausfallarbeit an der gesamten EEG-Einspeisemenge nur 0,16 Prozent im Jahr 2010 und 0,41 Prozent im Jahr 2011 aus (BReg 2014: 3). Auch wenn die Summen im Vergleich zu den Systemkosten als klein erscheinen, handelt es sich doch um Ineffizienzen im System.

4.2.7.2 Kosten außerhalb des EEG: systemische Integrationskosten

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist mit weiteren indirekten Kosten verbunden, die für das Gesamtsystem anfallen, jedoch außerhalb des direkten Regelungsbereiches des EEG liegen. Aus diesem Grund soll auf diese Kosten kein Fokus gelegt, sie jedoch auch nicht vollständig vernachlässigt werden. Im Zusammenhang mit den beschriebenen Inflexibilitäten im Stromsystem sind die Redispatch-Maßnahmen zu nennen. Kosten, die durch solche

[201] Diese Analyse führt in der Konsequenz zu der Empfehlung, die negativen Börsenpreise aufgrund einer nicht vorhandenen beziehungsweise nicht ausreichenden Lenkungswirkung abzuschaffen, weil nicht nur die Treffsicherheit nicht gegeben ist, sondern auch Nebeneffekte in Form finanzieller Belastungen für das Gesamtsystem damit einhergehen (DLR u.a. 2011: 33).

Maßnahmen entstehen, resultieren aus den Eingriffen der ÜNB in die Fahrweise von Kraftwerken, um die Frequenzhaltung oder die Systemstabilität gewährleisten zu können. Dies sind vor allem zusätzliche Brennstoffkosten, die durch häufigere Anfahrtsvorgänge beziehungsweise mehr Teillastbetrieb der konventionellen Kraftwerke entstehen (ZSW u.a. 2011: 76). Redispatch-Kosten sind zwar nicht direkt den erneuerbaren Energien anzulasten, fallen jedoch durch deren starke Ausbaudynamik, vor allem durch das hohe Zubautempo an, das die anderen Systemkomponenten vor erhebliche Anpassungsherausforderungen stellt. In den letzten Jahren haben die Redispatch-Eingriffe erheblich zugenommen. Die ÜNB haben im Jahr 2010 an 39 Tagen über 364 Stunden Leistungsanhebungen durchgeführt, während es an 90 Tagen mit 1447 Stunden zu Leistungsabsenkungen kam (BNetzA 2011b: 27). Dabei sind Kosten von 48 Mio. Euro entstanden. 2011 kam es bereits zu insgesamt 5000 Stunden vorgenommener Redispatch-Maßnahmen, die Kosten von rund 129 Mio. Euro nach sich zogen (BReg 2014: 4). In der ex post Betrachtung kann bestätigt werden, dass die damalige Erwartung von weiter steigenden Kosten sich bestätigte.

Darüber hinaus fallen indirekte Ausbaukosten über den Netzanschluss beziehungsweise Netzausbau an. Aus mehreren Gründen fällt in dieser Frage eine Quantifizierung jedoch schwer. Zum einen ist der insgesamt bilanzierte Netzausbaubedarf nicht alleine dem Ausbau der erneuerbaren Energien zuzuschreiben. Die deutsche Netzinfrastruktur ist in die Jahre gekommen, Investitionszyklen enden und bedürfen einer Erneuerung. So zeigt die Altersstruktur der Höchstspannungsebene den erheblichen Investitionsbedarf: im Durchschnitt belief sich im Jahr 2009 in der 380 kV-Infrastruktur das Alter auf über 35 Jahre, in der 220 kV-Infrastruktur sogar über 50 Jahre (BNetzA 2011a: 33). Auch die viel beachteten dena Netzstudien I und II stammen aus den Jahren 2005 und 2010 (dena 2005, 2010) und wurden somit noch vor den Energiewendebeschlüssen erstellt. Je nach Ausbauszenario ergeben sich so Kosten von 1 bis 1,6 Mrd. Euro für den Übertragungsnetzausbau, die jedoch nicht alleine den Erneuerbaren anzurechnen sind (ZSW u.a. 2011: 76f.). Ferner zieht der Ausbau erneuerbarer Energien zum anderen nicht zwingend einen Netzausbau nach sich. Vielmehr können je nach Grad der Dezentralität der Energieversorgung die Erneuerbaren helfen, Netzausbaubedarf zu vermeiden (Agora Energiewende 2013a).

Unabhängig von diesen systemischen Fragen können jedoch die Kosten für den Netzanschluss der Offshore-Windparks angegeben werden. Wird ein Ausbau von 14 GW bis 2020 zugrunde gelegt, muss dafür mit 340 Mio. Euro jährlich gerechnet werden – ein Ausbauniveau, das unter den gegebenen Rahmenbedingungen als überschätzt zu gelten hat (BReg 2011b: 99; ZSW u.a. 2011: 77).

5 Empirisch-analytische Untersuchung der Fallstudien: Gesetzgebung im Stromsektor und die Förderung erneuerbarer Energien

5.1 Fallstudie 1: Die EEG-Novelle 2011/ Das EEG 2012

5.1.1 Problemanalyse

Die Problemanalyse setzt direkt an der Diskussion der übergeordneten Darstellung der systemischen Problemlagen sowie den identifizierten analytischen Problemkategorien des EEG an.

Diesem Motiv folgend adressiert die Novelle des EEG im Sommer 2011 zwei zentrale Probleme des Transformationsprozesses des Stromversorgungssystems, einerseits ist dies die Kosteneffizienz der Förderung der erneuerbaren Energien, andererseits deren Markt- und Systemintegration. Die Bundesregierung beschreibt diese Problemlagen in ihrem Kabinettsbeschluss als die zentralen Ziele der Novelle, denn nicht nur muss das Energieversorgungssystem fortentwickelt werden, um einen höheren Anteil erneuerbare Energien aufzunehmen, auch das EEG muss weiterentwickelt werden, damit diese Herausforderung bewältigt werden kann (BReg 2011b: 91). Somit wird der Reform des EEG insgesamt eine große Bedeutung in der beschleunigten Energiewende beigemessen: „Diese Novelle stellt einen zentralen Baustein für die Transformation der Energieversorgung und für den Einstieg in das regenerative Zeitalter dar“ (ebd.: 1). Zur Kosteneffizienz wird in dem Kabinettsbeschluss ausgeführt: „Die Differenzkosten des EEG beliefen sich 2010 nach aktuellen Schätzungen auf etwa 9 Mrd. Euro. In Anbetracht dieses Gesamtvolumens ist eine möglichst effiziente Förderung erforderlich, um die resultierenden finanziellen Belastungen für die privaten Haushalte und Unternehmen zu begrenzen. Hier ist es in den letzten Jahren zu Fehlentwicklungen gekommen [...]“ (ebd.: 93). Für die Markt- und Systemintegration als strategische Leitlinie der Novelle soll die Marktintegration als eigenständige Säule innerhalb des EEG verankert werden: „Mit zunehmendem Anteil an der Stromversorgung gewinnt die Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und den Stromverbrauchern an Bedeutung. Das Energiekonzept der Bundesregierung fordert vor diesem Hintergrund eine bedarfsgerechte Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ (ebd.: 94).

Im Folgenden sollen die Entwicklungen im Bereich der einzelnen erneuerbaren Technologiearten dargestellt werden. Dabei werden die verschiedenen Maßnahmen in den einzelnen Regelungsbereichen vor allem im Hinblick auf die Treffsicherheit sowie die sich ergebenden Überförderungen und Mitnahmeeffekten des materiellen Rechtsrahmens diskutiert.

5.1.1.1 Problemlagen der verschiedenen erneuerbaren Technologiesparten

Die Bedeutung der Kostendiskussion rund um das EEG wurde bereits unterstrichen. Es wurde deutlich gemacht, dass eine Reihe von Faktoren auf die Förderkosten einwirkt, wie beispielsweise der Börsenstrompreis. Dennoch tragen zweifelsfrei die erneuerbaren Energien selbst zu

einem Anstieg der EEG-Differenzkosten bei. Der erhebliche Anstieg der Differenzkosten nach 2008 ist vor allem auch auf die große Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien zurückzuführen. In dieser Entwicklung ist es zu einer kontinuierlichen Übererfüllung der politisch gesteckten Ziele gekommen. Während im EEG 2004 ein Mindestziel von 12,5 Prozent erneuerbarer Energien-Quote in 2010 vorgegeben wurde, wurde dieses Ziel bereits im Jahr 2007 erfüllt, woraufhin sich im Jahr 2010 ein tatsächlicher Ausbaustand der Erneuerbaren von 17 Prozent am Bruttostromverbrauch realisierte. Der Anstieg der EEG-Differenzkosten in diesen Jahren ist auch direkte Folge von der Zusammensetzung des erneuerbaren Energien-Mixes, denn die relativ teuren Technologien PV und Biogas wurden in dieser Zeit stark zugebaut (ZSW u.a. 2011: 76). Aus diesem Grund gilt für die Gestaltung des Vergütungssystem: „Die vergütungsrelevanten Änderungen betreffen alle Sparten. Signifikante Auswirkungen auf die EEG-Differenzkosten sind aber primär durch die Anpassungen in den „teuren“ Sparten Biomasse, Photovoltaik und Offshore-Wind bedeutsam“ (ebd.: 80). Es lässt sich demnach eine Überförderung in einzelnen Bereichen der Erneuerbaren bilanzieren, die gleichwohl im Spannungsfeld mit der Garantie einer kostendeckenden Vergütung steht, was Anpassungen des Vergütungssystems anspruchsvoll für das vorliegende Steuerungswissen erscheinen lässt.

5.1.1.2 Entwicklungen im Bereich der Windenergie

Der Ausbau der Windenergie ist für das Erreichen der Energiewende-Ziele und die Zielvorgaben des EEG maßgeblich. Trotz Herausforderungen im Bereich von windstarken Standorten der Onshore-Windkraft, einem hinter den Erwartungen zurückbleibenden Repowering sowie einer starken Verzögerung der Offshore-Windenergie und – gerade in diesem Kontext zu sehenden – einem spürbar zurückhaltenden Investitionsverhalten aufgrund der Auswirkungen der Finanzkrise, verfügt die Windenergie in Gänze über ein großes Potenzial, technologisch wie ökonomisch (DWG/ Bio Consult SH 2011: 8f.).

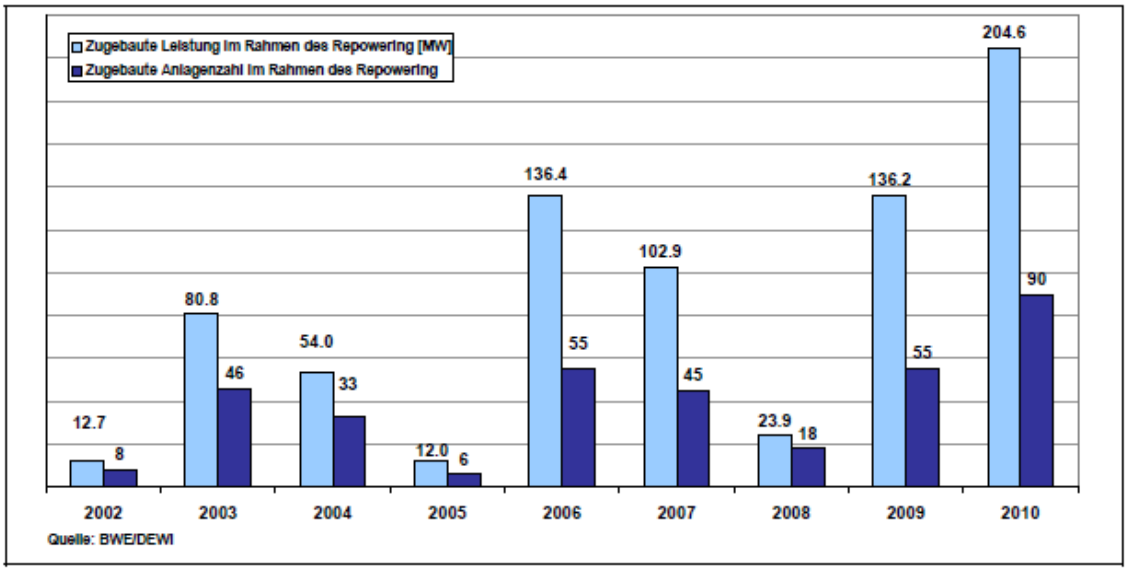
Das Flächenpotenzial von windstarken Standorten, die insbesondere an der Küste anzutreffen sind, ist mit zunehmender Ausbaudynamik der Onshore-Windenergie kleiner geworden, weil an diesen sehr effizienten Standorten der Ausbau der Windenergie begann. Mit der aufkommenden Knappheit von diesen ertragreichen Standorten wurde ein Trend angestoßen, den Ausbau ins windschwächere Binnenland zu verlagern (ebd.: 13). Für die diesen Trend unterstützende Zubausteuerung sind im EEG das Referenzertragsmodell und die standortabhängige Vergütung verantwortlich. Dabei muss für das EEG 2009 konstatiert werden, dass Standorte mit einer Güte von 60 bis 75 Prozent des Referenzertrags nicht wirtschaftlich bebaubar sind, was in der Konsequenz erheblich die Zubaumöglichkeiten im Binnenland einschränkt (ebd.: 161).

„Zwar ist das Referenzertragsmodell ein Mittel, um eine Standortdifferenzierung vorzunehmen und damit den Ausbau auch an windschwächeren Standorten zu ermöglichen, aber ab einer Standortqualität von 82,5 % wird die maximale Dauer der erhöhten Anfangsvergütung (20 Jahre) erreicht. Das bedeutet,

dass ab diesem Punkt keine zusätzliche standortdifferenzierte Förderung erfolgt, sondern dass alle Standorte mit einer Standortqualität < 82,5 % erhöhte Vergütung über 20 Jahre erhalten“ (ebd.: 162). Infolgedessen wurde in der wissenschaftlichen Expertise zur Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes 2011 eine Modifikation des Referenzertragsmodells empfohlen, um eine auskömmliche Vergütung von Binnenlandstandorten zu gewährleisten. Deshalb wird in diesem Zuge auch die 60 Prozent-Regelung zur Diskussion gestellt und eine Abschaffung empfohlen (ebd.: 163).

Durch das Repowering werden alte Anlagen durch neue leistungsstärkere Windenergieanlagen ersetzt. Damit wird eine optimalere Auslastung der Flächen erreicht sowie durch neuere Technologie durch regelbare Anlagen die Netzintegration erleichtert. Zudem kann durch das Ersetzen von vielen Altanlagen durch eine geringere Anzahl von Neuanlagen auch die Akzeptanz vor Ort gestärkt werden, was ein kommunalpolitisch relevanter Aspekt ist, da es auf diese Weise zu einer Entspannung im Landschaftsbild kommt. Trotz der vielen Vorteile des Repowering ist dessen Entwicklung hinter den Erwartungen zurückgeblieben, was unter anderem an einem hohen Planungsaufwand liegt (ebd.: 15).

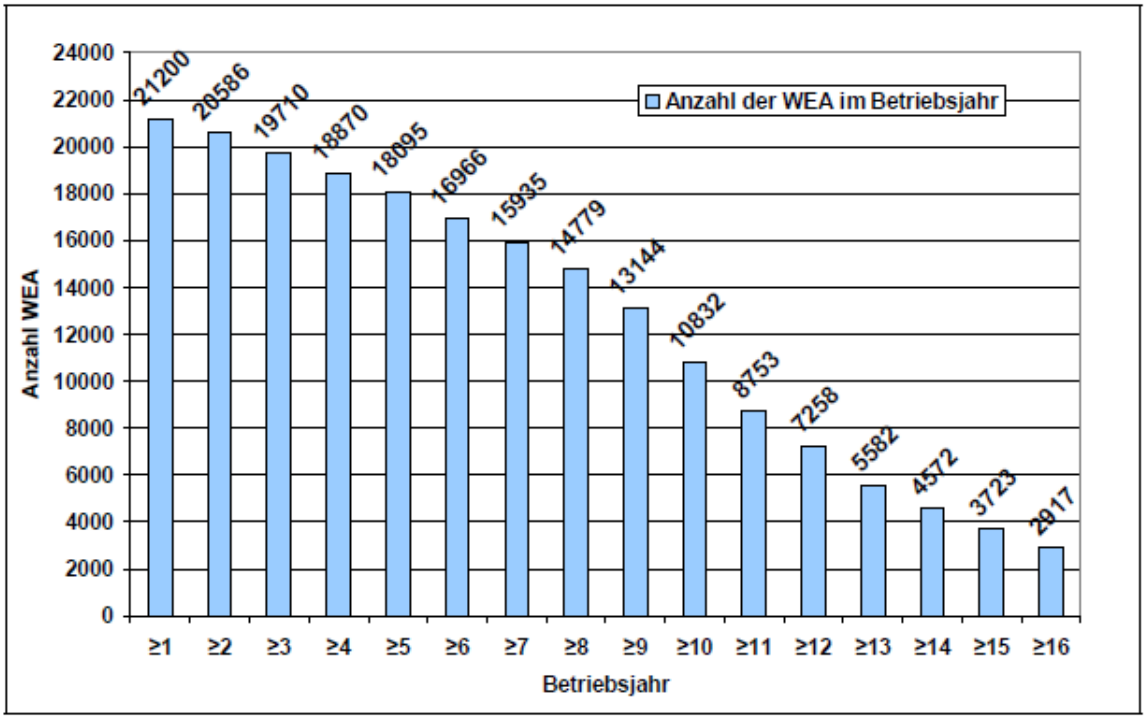
Abbildung 19: Entwicklung des Repowering in Deutschland im Zeitraum 2002 bis 2010



Quelle: DWG/ Bio Consult SH 2011: 16

Das Repowering-Potenzial wird dabei als groß eingeschätzt, was nicht nur für die Leistungsklassen gilt, sondern insbesondere für die Altersstruktur des Anlagenbestandes. Während einerseits die Anlagen in den 1990er Jahren eine durchschnittliche Leistung von 500 kW aufwiesen, werden 2010 am Häufigsten Anlagen aus den 2-3 MW Leistungsklassen installiert. Andererseits kommt der Repowering-Bonus für Anlagen in Frage, die älter als zehn Jahre sind, was zum Stand Ende 2010 für 10800 Anlagen Gültigkeit beanspruchen kann. Daraus folgt unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des EEG, dass theoretisch etwa 85 Prozent der Altanlagen repowering-fähig sind (ebd.: 17f.).

Abbildung 20: Altersstruktur der in Deutschland installierten Windenergieanlagen



Quelle: DWG/ Bio Consult SH 2011: 18

Der ökonomische Mechanismus des Repowering-Anreizes bei dem Ersetzen von Altanlagen innerhalb ihrer Lebensdauer lässt Neuprojekte dann wirtschaftlich attraktiv erscheinen, wenn diese nicht nur die Kosten für die Neuinstallation, sondern zusätzlich auch eine Kompensation der Einnahmen aus den letzten Betriebsjahren der Altanlage erwirtschaften kann. Die Intention des Repowering-Anreizes innerhalb des EEG ist deshalb, ein möglichst frühzeitiges Ersetzen von Alt- durch Neuanlagen zu ermöglichen. Im Gegensatz dazu widerspricht ausdrücklich das Repowering von Anlagen nach ihrer Lebensdauer der Intention des Repowering-Bonus. Deshalb ist es von Nöten, um Mitnahmeeffekte bei Altanlagen, die kurz vor dem Ende ihrer Nutzungsdauer stehen, im geltenden Repowering-Rechtsrahmen eine Altersgrenze für Altanlagen von maximal 17 Jahren einzuführen (ebd.: 169f.).

Ein weiterer im Rahmen des EEG für die Windenergie gewährter Bonus ist der Systemdienstleistungs-Bonus (SDL-Bonus). Gegenüber dem Repowering-Bonus wurde keine Modifikation der Bonus-Gestaltung vorgeschlagen, sondern dessen Abschaffung (ebd.: 166). Hintergrund ist einerseits dessen Erfolg, andererseits die mittlerweile entstehenden Mitnahmeeffekte. Gemäß des § 6 EEG 2009 besteht eine Verpflichtung für Anlagenbetreiber ihre Windenergieanlagen entsprechend der SDL-Verordnung technisch auszurüsten, um deren Netzverträglichkeit zu erhöhen. Der SDL-Bonus war vorgesehen, um für einen Übergangszeitraum die zusätzlich anfallenden Kosten aufzufangen und getätigte Investitionen nicht zu entwerten – für Neuanlagen soll der Bonus 2013 auslaufen. Dabei kann der SDL-Bonus als sehr erfolgreich bewertet werden, denn zum einen konnte nach anfänglichen Startschwierigkeiten im Bereich

der Nachweisverfahren der technischen Voraussetzungen eine hohe Verbreitung der Inanspruchnahme festgestellt werden und zum anderen wurden die technischen Vorgaben durch die Anlagenhersteller adaptiert und deren Anlagen der SDL-Verordnung entsprechend optimiert. Damit sind die Kosten der Regelungstechnik bereits in dem Preis für Neuanlagen integriert und müssen nicht mit einem separaten Bonus kompensiert werden (ebd.: 165f.)[202]. Das Fortbestehen des SDL-Bonus führt deshalb zu Mitnahmeeffekten.

Für die Windenergie auf See kann ein erheblicher Ausbaurückstand diagnostiziert werden. Bereits 2002 hat die damalige Bundesregierung mit der „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“ (BReg 2002) ein Ausbauziel von 20.000 MW bis 2020 formuliert. In dem Leitszenario 2010, an dem sich unter anderem das Energiekonzept der Bundesregierung orientiert, wird lediglich die Hälfte dieser installierten Leistung bis 2020 für möglich gehalten, es wird folglich von 10.000 MW ausgegangen (DWG/ Bio Consult SH 2011: 23). Dennoch lässt sich davon sprechen, dass die Offshore-Windenergie nach den Plänen der Bundesregierung eine tragende Säule des zukünftigen Stromversorgungssystems einnehmen soll. Gleichwohl wurde im Jahr 2009 erst das erste Testprojekt installiert (Testfeld alpha ventus mit 12 Offshore-Anlagen), während im Jahr 2010 die ersten beiden kommerziell betriebenen deutschen Offshore-Windparks installiert wurden (Baltic I und Bard Offshore 1) – aufgrund von Verzögerung bei der Netzanbindung musste die Inbetriebnahme allerdings auf 2011 verschoben werden. Im Gegensatz dazu belaufen sich die Planungen für den Ausbau der Offshore-Windkraft auf 1658 genehmigte Anlagen in der Nordsee und 267 genehmigte Anlagen in der Ostsee (ebd.: 24ff.).
Um eine Dynamisierung des Offshore-Windenergieausbaus zu bewerkstelligen, wurden im EEG 2009 die Vergütungssätze angehoben und zusätzlich der Sprinterbonus eingeführt. Es ist zu beachten, dass im EEG 2009 erstmalig der Offshore-Technologie eine eigene Vergütungskategorie gewährt wurde – bis dato wurde sie mit den gleichen Vergütungssätzen wie Onshore-Wind bedacht, was den immensen Schwierigkeiten des Offshore-Ausbaus im Hinblick auf größere Projektrisiken sowie geografische Gegebenheiten mit großer Entfernung zur Küste und Wassertiefen nicht gerecht werden konnte. Dennoch ist erscheinen die gegebenen Rahmenbedingungen noch nicht ausreichend, um die Ausbaugeschwindigkeit zu steigern. Deshalb wird eine Stärkung des ökonomischen Anreizes empfohlen (ebd.: 175).

5.1.1.3 Entwicklungen im Bereich der Bioenergie

Die Bioenergie ist ein Oberbegriff für feste, flüssige und gasförmige Biomasseanlagen. Wie bereits dargestellt ist das Vergütungssystem im EEG 2009 äußerst komplex und staffelt sich

[202] Für Bestandsanlagen muss konstatiert werden, dass das bestehende Potenzial nicht in Gänze entsprechend der SDL-V nachgerüstet wird. Dieser Umstand ist vor allem zeitlichen Restriktionen geschuldet, weshalb wissenschaftliche Expertise empfiehlt, den SDL-Bonus für Bestandsanlagen für einen Übergangszeitraum von drei bis vier Jahren fortzuführen, um das vorliegende Potenzial nicht ungenutzt zu lassen (DWG/ Bio Consult SH 2011: 167f.).

nach verschiedenen Kriterien und Boni-Regelungen. Der bestehende Regelungsrahmen ist deshalb nicht nur äußerst intransparent, sondern weist auch diverse Ineffizienzen auf – nicht zuletzt durch eine Reihe von Mitnahmeeffekten (DBFZ 2011: 96f.). Das Vergütungssystem reizt vor allem die Installation von kleinen Anlagen an, was durch entsprechende Ausbautrends bestätigt wird, die dann den höchsten Fördersatz beziehen (ebd.: 21f.). „Faktisch erfolgte der Zubau in den vergangenen Jahren [..] schwerpunktmäßig im Bereich der hochvergüteten Anlagen“ (BMWi 2015d: 9), die über den NawaRo-Bonus eine einsatzstoffbezogene erhöhte Vergütung erhielten, da sich im Wesentlichen die Stromerzeugung aus Biomasse in Biogasanlagen unter Einsatz landwirtschaftlich erzeugter nachwachsender Rohstoffe vollzog.
Aus diesen Gründen hält die wissenschaftliche Forschung im Vorfeld des EEG-Erfahrungsberichts 2011 eine Gesamtüberholung des Vergütungssystems für notwendig, die auf der nach Leistungsklassen differenzierte Unterscheidung zwischen Grundvergütung und zwei verschiedenen Rohstoffklassenvergütung basiert (DBFZ 2011: 106ff.).[203]

Der Trend hin zu kleineren Anlagen, der sich seit dem EEG 2009 etabliert hat, ist im Hinblick auf die Kostendegression und die dynamische Effizienz zudem problematisch. Kostensenkungspotenziale sind bei Bioenergieanlagen vor allem im Bereich der Investitionskosten zu erwarten, die durch die Grundvergütung abgedeckt werden. Dabei ist das Potenzial begrenzt, da die geringen Produktionszahlen der Anlagen und die individuelle Bauweise Skaleneffekte im Wege stehen. Ein weiterer Zubau individueller Anlagen im kleinen Leistungsbereich verschärft dies zusätzlich und muss deshalb aus Steuerungsgesichtspunkten hinterfragt werden (ebd.: 91).
Darüber hinaus ließe sich die Effizienz der Rohstoffnutzung durch Bioenergieanlagen steigern, wenn Anforderungen an eine Mindestwärmenutzung definiert und verbindlich festgeschrieben werden. Eine Nichteinhaltung dieser Vorgaben kann mit einem Abzug auf die Grundvergütung belegt werden (ebd.: 97).

Die Richtungssteuerung ist für das Steuerungswissen anspruchsvoll, im EEG 2009 wurde mit diversen Boni eine spezifische Technologieförderung betrieben. „Die Markteinführung von Einzeltechnologien war in der Vergangenheit nur eingeschränkt erfolgreich; teilweise bestehen bei den Technologien erhebliche Risiken oder Fehlanreize (z. B. Trockenfermentation, Vergasungstechnologien)“ (ebd.: 99). Vor diesem Hintergrund erschien es geboten, die Ausgestaltung des Technologie-Bonus zu hinterfragen.

Für Bioenergieanlagen ab einer installierten Leistung von 5 MW erhält das Grünstromprivileg eine wirtschaftlich existenzielle Bedeutung. Aufgrund der verhältnismäßig hohen EEG-Umlage und der Befreiung von dieser für das gesamte Erzeugungsportfolio ab einer erneuerbaren

[203] Die Details dieser Vorschläge können an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt werden, vgl. dazu DBFZ 2011: 106ff.

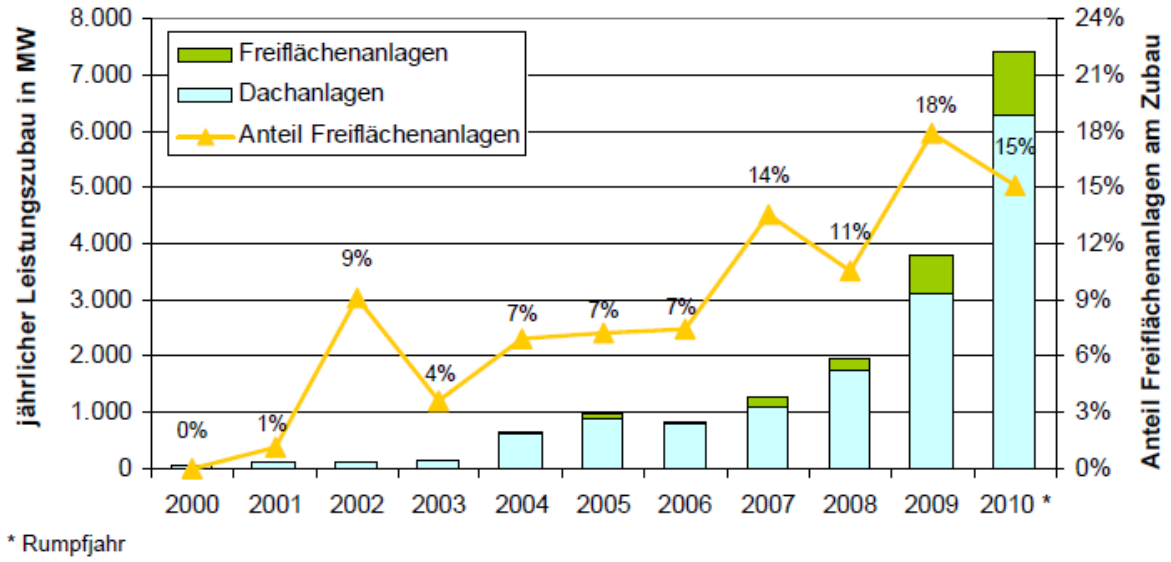
Energien-Quote daran von 50 Prozent besteht auch hier Handlungsbedarf aufgrund zum Teil großer Mitnahmeeffekte (ebd.: 100f.). Eine grundsätzliche Problematisierung des Grünstromprivilegs erfolgt weiter unten.

5.1.1.4 Entwicklungen im Bereich der PV

Die PV gilt unter dem EEG 2009 als die teuerste Erzeugungsform erneuerbarer Energien. Von den im Jahr 2009 insgesamt gezahlten EEG-Vergütungen von 10,8 Mrd. Euro entfallen 29 Prozent auf die PV. Demgegenüber konnte die PV allerdings nur einen Anteil von rund 9 Prozent an der gesamten EEG-Strommenge des Jahres 2009 realisieren – ein deutliches Kosten-Nutzen-Missverhältnis. Zwar verbilligte die Degression den weiteren Zubau, so konnte die mittlere EEG-Vergütung für den Anlagenbestand von 53 ct/kWh im Jahr 2005 bis zum Jahr 2009 auf rund 48 ct/kWh fallen, dennoch blieb die PV auf Jahre die teuerste Erzeugungsform – trotz positiven Ausblicks. Denn der vermehrte Ausbau von PV-Freiflächenanlagen, die aufgrund deren installierter Leistung und den damit verbundenen Skaleneffekten ein geringeres Vergütungsniveau aufweisen, lässt eine weitere Absenkung des mittleren Vergütungswertes erwarten, ebenso wie der sich im Jahr 2010 deutlich abzeichnende Preisverfall für PV-Module (IE Leipzig u.a. 2011: 12f. und 51f.). Unabhängig von den zu erwartenden Kostenreduktionspotenzialen hatte sich bereits ein gewaltiger Kostenberg der PV aufgetürmt, die kumulierte PV-Förderung der Jahre 2000 bis 2011 unter Berücksichtigung der 20-jährigen Vergütungsdauer beläuft sich auf über 100 Mrd. Euro (Frondel/ Schmidt/ Vance 2012: 12).

Der Preisverfall für die PV-Systempreise hatte eine große Ausbaudynamik zur Folge, woraufhin in den Jahren 2009 bis 2011 eine besonders hohe Anlagenzahl zu relativ hohen Vergütungssätze installiert wurde – für das Jahr 2011 wurde ein vorläufiger Rekord von rund 8.000 MW installierter Leistung erreicht (BMWi 2015e: 1). Damit wurde der Zielkorridor von maximal 3.500 MW installierter Leistung nicht nur 2009 überschritten, in den Jahren 2010 und 2011 wurde dieser mehr als verdoppelt. Die Entwicklung der Jahre 2000 bis 2010 ist nachfolgend dargestellt.

Abbildung 21: Entwicklung des jährlichen Leistungszubaus nach Dach- und Freiflächenanlagen (ohne Fassadenanlagen)

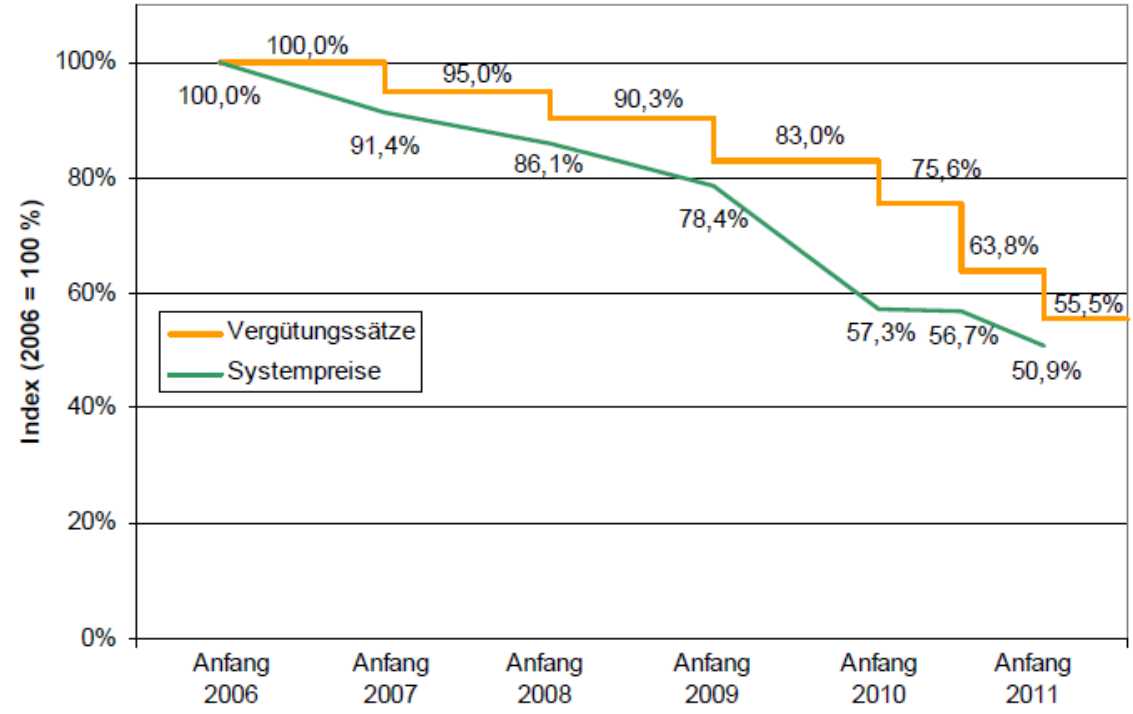


* Rumpfjahr

Quelle: IE Leipzig u.a. 2011: 11

Das Verhältnis der Entwicklung der Systempreise und der intentional (mit Wirkung ab 2009) zubauabhängigen Degressionssteuerung macht deutlich, dass die Bundesregierung mit einer Situation konfrontiert war, in der er trotz mehrerer Interventionen und verschärfter Vergütungsabsenkungen der Marktentwicklung nicht schnell genug folgen konnte.

Abbildung 22: Entwicklung von Systempreisen und EEG-Vergütungssätzen für Dachanlagen bis 100 kW

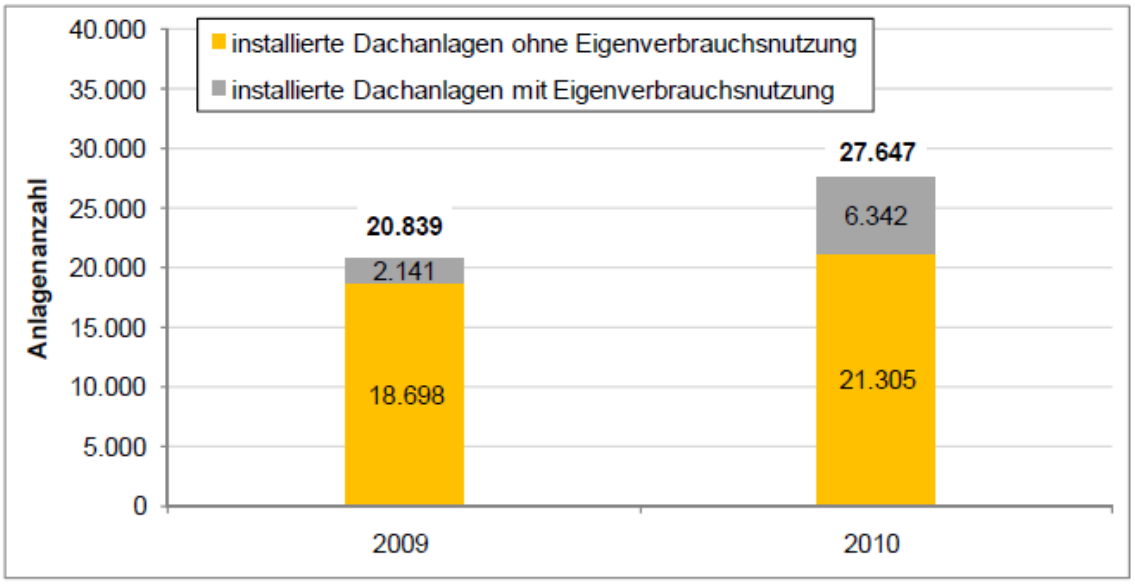


Quelle: IE Leipzig u.a. 2011: 212

Die Abbildung macht deutlich, dass es zu erheblichen Mitnahmeeffekten aufgrund von Überförderung in nicht zu vernachlässigender Höhe gekommen ist – insbesondere in den Jahren 2009 und 2010. Dies brachte in der politischen und wissenschaftlichen Diskussion die Funktionsweise des atmenden Deckels auf die Agenda. „Die degressive Ausgestaltung der Vergütungssätze ist ein erfolgreiches Instrument zur kontinuierlichen Absenkung der spezifischen Differenzkosten im Jahresrhythmus, auf das Zubauvolumen hat sie jedoch keinen direkten Einfluss“ (IE Leipzig u.a. 2011: 210). Auch wenn der atmende Deckel mit dem EEG 2010 und EEG 2011 bereits reformiert wurde – neben einer Verschärfung der Degressionsschritte bei Überschreitung des Zielkorridors und der Einführung von halbjährlichen anstelle von jährlichen Anpassungsschritten, um durch unterjährige Degression eine Überförderung abzubauen oder im besten Fall gar zu vermeiden (ebd.: 220f.) –, wurden weitere Adaptionen des Instrumentes angemahnt. So sollte die unterjährige Vergütungssatzanpassung noch flexibler in Quartalsschritten erfolgen, um eine Verstetigung des Marktes zu erreichen und auftretende Nachfragespitzen zu glätten (ebd.: 228f.). Darüber hinaus sahen die wissenschaftlichen Empfehlungen eine Verordnungsermächtigung vor, die die Bundesregierung in die Lage versetzen sollte, ergänzend zu den Regelungen des atmenden Deckels in die Anpassung der Vergütungssätze eingreifen zu können, um kurzfristige Handlungsoptionen zu gewinnen (ebd.: 305; Fraunhofer ISI u.a. 2011: 189ff.).

Des Weiteren standen neben dem PV-Vergütungssystem weitere Regelungen zur PV im EEG in der Diskussion, prominent wurden die Regelungen zum Eigenverbrauch von durch PV erzeugtem Strom in Frage gestellt. Dabei stellen die Regelungen zum Eigenverbrauch einen zusätzlichen Anreiz dar, den PV-Ausbau zu forcieren (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 78). Es gilt zu beachten, dass der Eigenverbrauch als ein Bruch in der EEG-Fördersystematik zu charakterisieren ist, da EEG-Vergütungszahlungen an den Anlagenbetreiber fließen, ohne dass dieser dafür Strommengen in das öffentliche Netz einstellt. In den EEG-Ausgleichsmechanismus gehen auf Grundlage dieser Regelung keine Strommengen, sondern nur EEG-Vergütungszahlungen ein. Strukturell sind die Regelungen zum PV-Eigenverbrauch deshalb mit einer Prämie für erneuerbaren Energien-Strom gleichzusetzen (ebd.: 83). Unter den Rahmenbedingungen des EEG 2009 spielte die Inanspruchnahme des PV-Eigenverbrauchs zwar nur eine untergeordnete Rolle, doch wurden mit der Verstärkung der Anreizwirkung im EEG 2010 auch deren Anwendung verbreitert (IE Leipzig u.a. 2011: 140ff.).

Abbildung 23: Vergleich der Eigenverbrauchsnutzung unter der Wirkung des EEG 2009 und 2010



Quelle: IE Leipzig u.a. 2011: 142

In der Prognose wird eine weiter zunehmende Nutzung der Eigenverbrauchsregelung erwartet. Energiewirtschaftlich entstehen durch die Eigenverbrauchsregelung kostenseitige Ent- und Belastungen im Gesamtsystem. Für das EEG-Umlagesystem ergibt sich einerseits eine Entlastung, die für das Jahr 2011 auf rund 65 Mio. Euro hochgerechnet wurde. Dieser Effekt stellt sich ein, da auf eigenverbrauchten Strom nur ein reduzierter Vergütungssatz zu entrichten ist. Allerdings macht die Summe nur eine Reduktion von 1 Prozent der fälligen Vergütungszahlungen aller PV-Anlagen bis zu einer Leistung von 1 MW aus. Die Belastungen treten demgegenüber an anderer Stelle im Energieversorgungssystem auf: bei der Konzessionsabgabe, den Netznutzungsentgelten (doppelter Effekt: niedrigere Einnahmen sowie steigende Investitionskosten), der Stromsteuer, der KWK-Umlage, der Umsatzsteuer sowie beim Börsenwert für PV-Strom. Darüber hinaus wird das EEG-Umlagesystem nicht nur entlastet, sondern auch belastet, weil für den eigenverbrauchten Strom keine EEG-Umlage zu entrichten ist, was die privilegierte Strommenge erhöht. Die so entstandenen Kosten müssen dementsprechend auf die nicht-privilegierten Letztverbraucher umgelegt werden. Insgesamt liegt beim Ent- und Belastungsvergleich ein negativer Saldo vor, da sich die Belastungen für das Gesamtsystem auf 79 Mio. Euro belaufen (ebd.: 165ff.). Über das Verhältnis der Höhe dieser Belastung – in der Differenz 14 Mio. Euro zum Vergleich von mehr als 12 Mrd. Euro EEG-Differenzkosten im Jahr 2011 – lässt sich sicherlich trefflich streiten; dabei darf indes nicht aus den Augen verloren werden, dass diese Zahlen sich bei einem verhältnismäßig geringem Nutzungsgrad der Eigenverbrauchsregelung ergeben. Bei steigendem Haushaltsstrompreis und hoher EEG-Umlage lässt sich auch eine deutlich größere Anreizwirkung feststellen, sodass sich mit größerer Verbreitung des Eigenverbrauchs auch eine größere Sprengkraft für das energiewirtschaftliche Gesamtsystem diagnostizieren lässt – weshalb der angezeigte Handlungsbedarf

sicherlich seine Berechtigung hat. Die wissenschaftlichen Empfehlungen zur Optimierung der Regelungen des Eigenverbrauchs sahen vor, zum einen die Abschaffung der 30 Prozent-Schwelle gekoppelt mit einem insgesamt höheren Abzugsbetrag auf die EEG-Vergütungszahlung vorzunehmen und zum anderen die Inanspruchnahme auf größere Leistungsklassen auszuweiten, also die 500 kW-Schwelle zu kippen (ebd.: 183ff. und 302f.).

5.1.2 Institutionelles Setting

5.1.2.1 Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem

In der Kontextanalyse wurde bereits der Mehrebenencharakter europäischer Energie- und Klimapolitik beschrieben. In der Analyse des institutionellen Settings für die EEG-Novelle im Jahr 2011 sollen hier die wesentlichen Rahmenbedingungen des europäischen und nationalen Rechtsrahmens zusammengefasst werden.

Europäischer Rechtsrahmen

Der Vertrag von Lissabon hat der EU-Kommission gegenüber den Mitgliedstaaten einen erheblichen Gewinn an Handlungsfähigkeit in der Energiepolitik eingebracht, denn „nun [wurde] erstmals eine explizite primärrechtliche Kompetenz der Europäischen Union in Fragen der Energiepolitik festgehalten“ (Fischer 2011: 46)[204]. Allerdings besitzt die EU-Ebene dafür keinen ausschließlichen Kompetenztitel, sondern im Energiebereich ist nach Art. 4 Abs. 2 lit. i) AEUV eine geteilte Zuständigkeit vorgesehen (Schlacke 2015: 113f.; Schneider 2010: 301). Mit dem Kapitel zur Energiepolitik wird dennoch eine Lücke im Vertragswerk geschlossen, was auch als „Meilenstein“ (Schneider 2010: 311) für die europäische Energiepolitik gedeutet wird.[205] Gleichwohl kommt es zu Überlappungen und Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen energie- und umweltrechtlicher Rechtssetzungsbefugnis, denn auf den Regelungsbereich der Art. 191 und 192 AEUV wurden bislang die energiepolitische Maßnahmen mit Begründungsbezug auf Klimaschutzauswirkungen gerechtfertigt (Schlacke 2015: 103f.).[206]

Trotz des neuen Energiekompetenztitels regelt der Lissabon-Vertrag klar, dass die Mitgliedstaaten über die Zusammensetzung des Energiemixes sowie ihrer einzelstaatlichen

[204] Dabei ist der Hinweis bedeutsam, dass die erweiterten europarechtlichen Befugnisse noch nicht per se eine stärker harmonisierte europäische Energiepolitik schaffen, sondern der Vertrag erst mit Leben gefüllt werden muss und somit sein Impact stark von den Handlungen der maßgeblichen Akteure innerhalb des Institutionengefüges abhängt (Fischer 2011: 50).

[205] Dennoch muss darauf verwiesen werden, dass die Historie der europäischen Energiepolitik voll von Beispielen steckt, in welcher Form die EU die fehlenden expliziten Rechtssetzungsbefugnissen gegenüber den Mitgliedstaaten kompensiert hat und unionale Rechtsakte erlassen hat (Schlacke 2015: 108). Im Bereich der erneuerbaren Energien wurde seitens der EU dafür nicht nur die EE-Richtlinie oder die Umweltschutzkompetenz, sondern auch die Rechtsangleichungskompetenz herangezogen (ebd.: 120).

[206] Auswirkungen haben die Abgrenzungsschwierigkeiten vor allem auf die Optionen mitgliedstaatlicher Schutzverstärkungsmaßnahmen, die die umweltrechtlichen Bereiche in Form eines sogenannten nationalen Alleingangs kennen, während der Art. 194 AEUV dies nicht eröffnet. Aus dem Grund der vorliegenden Überlappung der Regelungsbereiche und einem Interesse der Akteure je nach Strategie Handlungskorridore zu öffnen, ergibt sich kein Mehr an Rechtssicherheit bei der Wahl der energiepolitischen Rechtsgrundlage durch das Hinzutreten des Art. 194 AEUV (Schlacke 2015: 117).

allgemeinen Struktur der Energieversorgung selbst verfügen (Art. 194 Abs. 2 AEUV). Diese Betonung der nationalen Souveränität schiebt einer einheitlichen europäischen Energiepolitik einen starken Riegel vor – es zeichnet sich bereits ab, dass die Mitgliedstaaten stärker von dem Souveränitätsvorbehalt Gebrauch machen werden (Schlacke 2015: 128).[207] Zwar findet sich im Vertragstext eine Zieldimension europäischer Energiepolitik, die in dem vorliegenden Zusammenhang von besonderem Interesse ist: Die Energiepolitik der Union verfolgt die „Förderung der Energieeffizienz und von Energieeinsparungen sowie Entwicklung neuer und erneuerbarer Energiequellen“ (Art. 194 Abs. 1 lit. c) AEUV). Auch wenn deutlich sichtbare Europäisierungstendenzen in der Zieldimension beim Ausbau der erneuerbaren Energien vorliegen, sind somit die Entscheidungsbefugnisse dezentralisiert und die Entscheidungshoheit bei den Mitgliedstaaten angesiedelt, was sich auf der Instrumentenebene durch einen relativ heterogenen Policy-Mix widerspiegelt (Gawel/ Strunz/ Lehmann 2014: 168f.). Zudem sind für „den Stromsektor [..] insbesondere eine einheitliche europäische Technologiepolitik oder eine europaweite Allokation von Erzeugungskapazitäten mangels Kompetenztitel für die europäische Gesetzgebung gar nicht möglich“ (ebd.: 176). Dennoch hat der Lissabon-Vertrag insgesamt für die Energiepolitik innerhalb der EU, die „Auslegungs- und Abgrenzungsprobleme nicht beseitigt, sondern verschärft“ (ebd.: 175 zitiert nach Schlacke 2013: 10). Die neu hinzugewonnenen Kompetenzen wurden von der EU-Kommission genutzt, um Harmonisierungsbemühungen der nationalen Fördersysteme für erneuerbare Energien nach vorne zu treiben, jedoch stieß dies auf erheblichen Widerstand der Mitgliedstaaten, die sich in den politischen Auseinandersetzungen durchsetzen konnten. Dementsprechend stellt sich die Union als „Gemeinschaft mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten in der Welt der Erneuerbaren“ (Fischer 2011: 206) dar.

Obwohl neben kompetenzrechtlichen auch inhaltliche Konfliktlinien zwischen der EU-Kommission und den Mitgliedstaaten existieren, hat die EU-Ebene doch Steuerungsmöglichkeiten, die faktisch erhebliche Lenkungswirkung auf die Entwicklung der nationalen Energiesysteme entfalten können. Maßgeblich können europäische Strategien in der Energiepolitik als wichtiger Bedeutungsträger identifiziert werden, denn sie fungieren als „Transmissionsriemen zwischen der vertraglichen Ausgangslage auf der einen und der Politikgestaltung durch die Entwicklung rechtlicher Instrumente auf der anderen Seite“ (ebd.: 87).

Als übergeordnete Strategien können bis 2020 das Richtlinien- und Zielpaket für Klimaschutz und Energie der EU (20/20/20 Ziele) 2009/29/EG sowie daran anknüpfend bis 2030 der EU-Klima- und Energierahmen 2030 gelten[208]. In diesen Texten gibt sich die EU die Ziele in den

[207] Für eine Darstellung der gesamten Kompetenzen der EU-Ebene im Bereich der Energiepolitik siehe beispielhaft Stüdemann 2014: 107ff.

[208] Es sei darauf verwiesen, dass der Klima- und Energierahmen 2030 erst im Jahr 2014 verabschiedet wurde und deshalb natürlich für die Gesetzesgenese im Jahr 2011 noch keine Wirkung entfaltete. Um eine vollständige Darstellung der europarechtlichen Rahmenbedingungen leisten und um an späterer Stelle auf Redundanzen verzichten zu können, sollte an dieser Stelle eine integrierte Betrachtung erfolgen.

Bereichen Reduktion der CO_2-Emissionen, Ausbau der erneuerbaren Energien und Steigerung der Energieeffizienz vor. Während bis 2020 die Vorgaben rechtsverbindlich sind und Ziele für jedes einzelne Mitgliedsland vorgegeben werden, ist dies im Zeitraum von 2020 bis 2030 nicht mehr grundlegend der Fall – ausschließlich gilt dies für die Klimaschutzziele. Es findet demnach eine Renationalisierung in den Zielsetzungen statt (Hakkarainen 2013: 94), die die Handlungsspielräume der Einzelstaaten erweitert.

Zudem sind eine Reihe weiterer Richtlinien auf europäischer Ebene von den Nationalstaaten zu beachten, wenn nationale erneuerbare Energiepolitik betrieben wird:[209]

- Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG

Diese Richtlinie kann als eine der zentralen Maßnahmen angesehen werden, ein Element die 20/20/20-Ziele zu erfüllen. Zu diesem Zweck sieht die Richtlinie erstmals verbindliche nationale Zielvorgaben vor. Die Mitgliedstaaten müssen in nationalen Aktionsplänen darlegen, wie sie die definierten Ziele erreichen wollen. Für Deutschland wurde bis 2020 ein verbindliches Ausbauziel der erneuerbaren Energien von einem 18 Prozentanteil am Bruttoendenergieverbrauch festgesetzt.[210]

Des Weiteren spielt bei der europarechtlichen Bewertung einzelstaatlicher Förderprogramme deren Gewährleistung der europäischen Grundfreiheiten eine wichtige Rolle, im Falle der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien ist dies die Warenverkehrsfreiheit[211]. Demnach hat der für nationale Erzeugungsanlagen geschaffene Rechts- und Förderrahmen immer auch das Potenzial, den grenzüberschreitenden Handel zu beeinflussen und diskriminierend zu wirken. Allerdings rechtfertigt die Richtlinie 2009/28/EG nationalstaatliche Maßnahmen zur Förderung der Erneuerbaren – auch wenn diese eine diskriminierende Wirkung entfalten (Müller 2014: 21f.). Somit ist die auf erneuerbare Energien Anlagen im Inland gerichtete Förderung im Rahmen des EEG mit dem Europarecht vereinbar (BReg 2011b: 114).

- Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG
- Europäische Stromhandelsverordnung (EG) Nr. 714/2009

[209] Darüber hinaus wurden aufgrund der Rechtsqualität von europäischen Richtlinien die inhaltlichen Vorgaben in nationales Recht umgesetzt.

[210] Dabei gibt die Richtlinie „den Mitgliedstaaten nicht ein bestimmtes Fördersystem zwingend vor, sondern bildet lediglich einen groben Rahmen, der eine Vielzahl von Fördersystemen und Maßnahmen zulässt“ (Klemm 2011: 61). In Deutschland wurde die Richtlinie durch das Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien aus dem Jahr 2011 umgesetzt, das jedoch auch von der europäischen Ebene unabhängige Regelungen implementierte (ebd.). Für die nationale Ebene gilt es darüber hinaus allerdings zu beachten, dass die Erneuerbare-Energien-Richtlinie Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige Bioenergieträger im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung (bspw. für Palmöle) einführt, die von einer einzelstaatlichen Maßnahme beachtet werden müssen. Demgegenüber gibt es auf EU-Ebene keine verbindlichen Nachhaltigkeitskriterien für feste oder gasförmige Biomasse (Krug 2014: 229f.).

[211] Nach Art. 34 AEUV soll die Warenverkehrsfreiheit den innergemeinschaftlichen Handel sichern und verbietet deshalb alle mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sowie aller Maßnahmen gleicher Art und Wirkung.

Ziel der Richtlinie ist die Schaffung eines einheitlichen Strombinnenmarktes. Sie regelt Vorschriften zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom, „um in der Gemeinschaft für die Verbesserung und Integration von durch Wettbewerb geprägte Strommärkte zu sorgen“ (2009/72/EG: 62). Ferner stellt sie den Markzugang, die Organisation und Funktionsweise des Elektrizitätssektors sowie die wettbewerbsrechtlichen Vorschriften klar.
Die Verordnung spezifiziert die Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG und soll für eine Verbesserung des Wettbewerbs im grenzüberschreitenden Stromhandel sorgen.

- Europäisches Beihilferecht Art. 107 und 108 AEUV
- Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen

Zur Gestaltung der nationalen Energiepolitiken ist das europäische Beihilferecht das wohl schärfste Schwert der EU-Kommission. Ganz allgemein stellt das Beihilfenverbot eine strukturelle Restriktion nationaler Energiepolitik dar (Schneider 2010: 253). Die fehlenden Kompetenzen der EU in diesem Politikfeld können zwar nicht vollends durch dieses Instrument kompensiert werden, jedoch eröffnen sich der EU-Kommission erhebliche Spielräume der Einflussnahme – das deutsche EEG ist insbesondere davon betroffen. Staatliche oder aus staatliche Mitteln gewährte „Beihilfen gleich welcher Art“ (Art. 107 Abs. 1 AEUV), die den Wettbewerb verfälschen sind mit dem Binnenmarkt unvereinbar. Einerseits führt der Lissabon-Vertrag eine Reihe von zulässigen Beihilfen auf – wie zur Beseitigung von Umweltkatastrophen –, andererseits können unter bestimmten Voraussetzungen Beihilfen als kompatibel mit dem Binnenmarkt angesehen werden, wenn damit beispielsweise die Förderung „wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse“ (Art. 107 Abs. 3b AEUV) bewirkt wird. Die Förderung des Ausbaus gehört zweifelsfrei zu diesen europäischen Interessen, die sich alleine aus den Beschlüssen des Rates ableiten lassen (Frenz 2012: 34). Ausnahmeregelungen für die energieintensive Industrie zählen gleichwohl nicht zwangsläufig dazu, weshalb spezifische Regelungsbereiche des EEG einer Überprüfung im beihilferechtlichen Sinne als nicht unantastbar erscheinen. Bis dato haben aber die relevanten europäischen Institutionen die Vereinbarkeit des EEG mit den Beihilferegelungen festgestellt. Im März 2001 formulierte der Europäische Gerichtshof seine Konformitätsentscheidung mit den Beihilferegelungen zum deutschen Stromeinspeisegesetz, das in seiner wesentlichen Konstruktion identisch mit dem EEG war. Daraufhin entschied auch die Europäische Kommission im Mai 2002, dass das EEG „keine staatliche Beihilfe im Sinne des Europarechts darstellt“ (BReg 2011b: 114; auch Müller 2014: 21f.; Theobald/ Theobald 2013: 524f.) – wobei der Klarheit halber angeführt werden sollte, dass das EEG sehr wohl beihilferechtliche Tatbestände erfüllt, was auch durch das Gericht der Europäischen Union bestätigt wurde (EuG Rs. *T-47/15)*, diese jedoch in einer Abwägungsentscheidung der EU-Kommission als legitim eingestuft wurden.

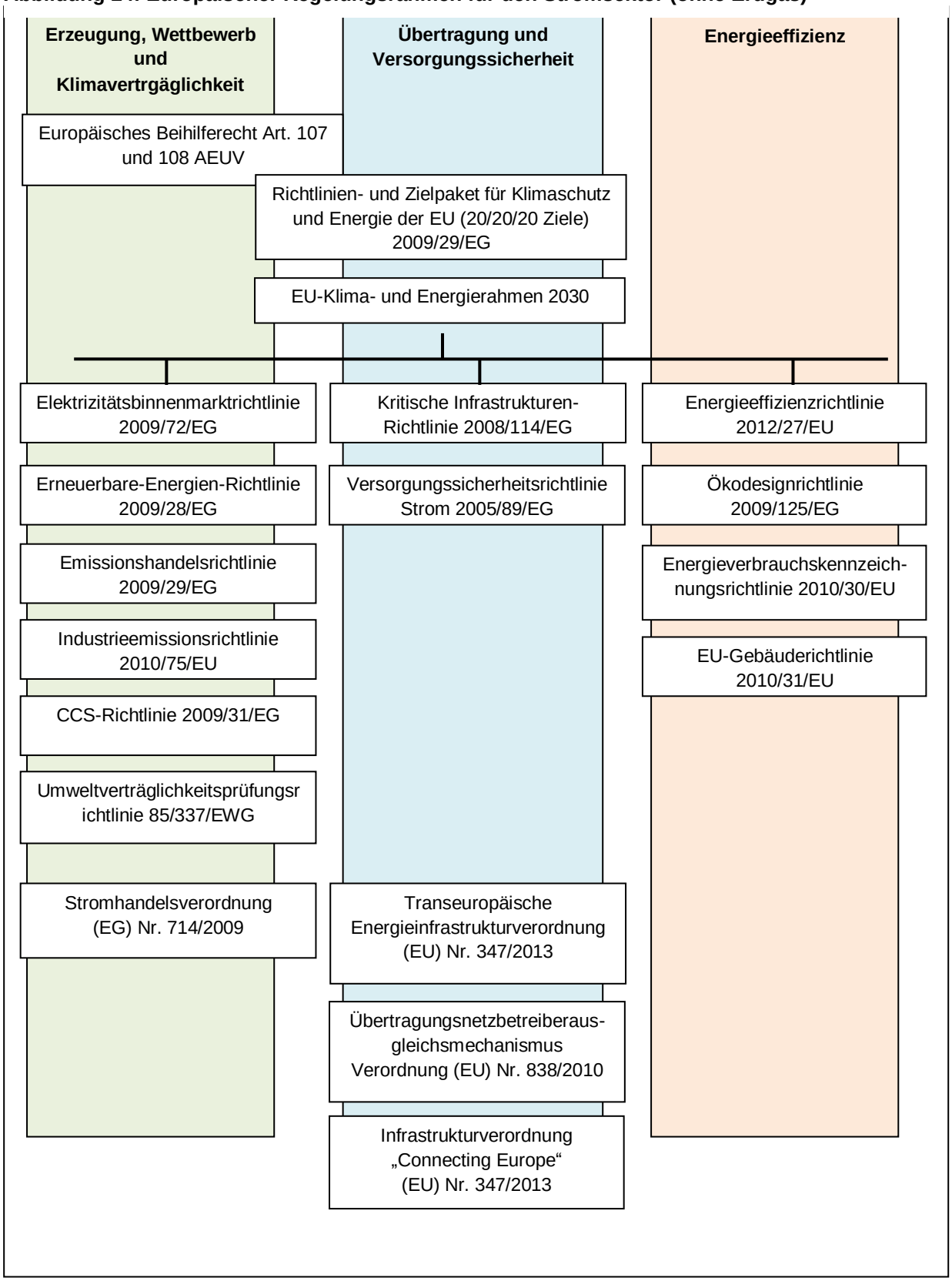
Die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen entfalten zwar keine Außenwirkung, gleichwohl binden sie die EU-Kommission bei der Beurteilung von Beihilfeprüfungen.

Auch wenn sowohl die Bundesregierung als auch die europäische Kommission zum Formulierungszeitpunkt des EEG 2012 von dessen Kompatibilität mit dem unionalen Beihilferecht (Art. 107 ff. AEUV) und der Warenverkehrsfreiheit (Art. 34 AEUV) ausgingen, änderte sich dies zum einen seitens der europäischen Kommission spätestens zum 18. Dezember 2013. An diesem Tag wurde ein förmliches Prüfverfahren gegen das EEG 2012 eröffnet. Dabei stand vor allem die Besondere Ausgleichsregelung, die die stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes entlastet, im Fokus der Kritik und wurde als rechtswidrige staatliche Beihilfe eingeschätzt (EU com 2013). Dies führte übergangsweise zu Rechtsunsicherheit bei der betroffenen Industrie, weil Rückforderungen im Raum standen (Soltész/ von Köckritz 2014: 56). Zudem wurde zum anderen die Verletzung der unionalen Warenverkehrsfreiheit durch national begrenzte Grünstrom-Förderregime – ausgelöst durch den Schlussantrag in der Rechtssache Ålands Vindkraft vom 28. Januar 2014 des Generlanwalts des europäischen Gerichtshofes – in das Zentrum der Diskussion um die europäische Rechtskompatibilität gestellt (Leidinger 2014: 71ff.).
Damit stellten sich im Nachgang zum EEG 2012 eine Reihe von gewichtigen europarechtlichen Fragen, die das Potenzial besaßen, den Handlungs- und Gestaltungsspielraum der Mitgliedsstaaten in nationalen Energiefragen empfindlich einzuschränken – was eine besondere Relevanz für die Entstehung der EEG-Novelle im Jahr 2014 entfalten sollte (Soltész/ von Köckritz 2014). Die Darstellung dieser Entwicklungen findet sich deshalb in der vierten Fallstudie abgehandelt, worauf an dieser Stelle verwiesen wird.[212]

Die folgende Abbildung gibt einen Gesamtüberblick über den europäischen Regelungsrahmen, den es für die Gestaltung der nationalen Energiepolitik zu beachten gilt. Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung, die in der Praxis aufgrund von Überlappungen von Regelungsbereichen der Richtlinien sich nicht so trennscharf aufrechterhalten lässt.

[212] Der vollständigkeitshalber sei angemerkt, dass der langwierige Rechtsstreit zwischen der EU-Kommission und der Bundesregierung für das EEG 2012 im Jahr 2019 seinen Abschluss fand. Im März 2019 urteilte der EuGH abschließend, dass es sich im Fall des EEG 2012 um keine staatliche Beihilfe handelt (Rs. C-405/16 P).

Abbildung 24: Europäischer Regelungsrahmen für den Stromsektor (ohne Erdgas)



Quelle: Eigene Darstellung

Nationaler Rechtsrahmen

Gerichtliche Entscheidungen zum EEG gab es nicht nur auf der europäischen Ebene, sondern auch in Deutschland. So ist der Bundesgerichtshof der Rechtsauffassung des Europäischen Gerichtshof mit seinem Urteil vom 11. Juni 2003 gefolgt und hat aus verfassungsrechtlicher Perspektive die Unbedenklichkeit des EEG unterstrichen (BReg 2011b: 115). Im Rahmen des EEG-Umlagesystems stellt sich ferner die Frage nach der Finanzierungsgerechtigkeit unter dem Gesichtspunkt des Gleichheitsgrundsatzes nach Art. 3 Abs. 1 GG. Vor dem Hintergrund des in den 90er Jahren als nicht verfassungskonform verworfenen Kohlepfennigs wurde der Charakter des EEG-Wälzungsmechanismus als Sonderabgabe problematisiert. Ohne die rechtswissenschaftliche Diskussion zu diesem Aspekt in Gänze nachzuzeichnen, sei auf das Ergebnis der rechtlichen Bewertung verwiesen: Die Stromverbraucher haben mittlerweile ein Interesse daran, die Förderung der erneuerbaren Energien über eine Umlage zu bezahlen, weil die Umweltverträglichkeit der Stromproduktion in dem Sinne der Nachfrageerzeuger als Verursacher von Umweltbelastungen ist (Hermes 2015: 45f.).
Unabhängig von diesen schon sehr konkreten Fragen zu einem Förderinstrument von erneuerbaren Energien können auch aus der Kompetenzordnung des Grundgesetzes verfassungsrechtliche Grenzen für das staatliche Handeln auf Bundesebene abgeleitet werden. Das Grundgesetz sieht nach Art. 73 GG ein Regel-Ausnahme-Verhältnis zugunsten der Länder vor, die einer extensiven Interpretation von Bundeskompetenzen entgegensteht. Demnach besteht keine Gesetzgebungskompetenz des Bundes für den Umweltschutz; will er in diesem Bereich aktiv werden, so muss er sich als Begründung auf andere Kompetenztitel stützen – vor allen Dingen kann auf den Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 und Nr. 24 zurückgegriffen werden. Das Recht der Wirtschaft und die Luftreinhaltung sind im Energiebereich maßgebliche Kompetenztitel für gesetzgeberische Tätigkeiten des Bundes (Reimer 2015: 75f.).

Auf der nationalen Ebene stellte sich in den Jahren 2010 und 2011 – bevor das Energiepaket im Sommer 2011 verabschiedet wurde, in dem das EEG 2012 ein wichtiges Element war – der energie- und umweltpolitische Normenrahmen für den deutschen Strommarkt wie folgt dar:

Maßgeblich ist, wie bereits erläutert, das Energiekonzept der Bundesregierung, das die relevanten langfristigen Zielvorgaben in den Bereichen Klimaschutz, Ausbau der erneuerbaren Energien sowie Steigerung der Energieeffizienz vorgibt. Damit ist die entscheidende Weiche zur Dekarbonisierung der deutschen Volkswirtschaft gestellt.
Darüber hinaus existiert eine ganze Reihe von Normen, die die Ausgestaltung des deutschen Strommarktdesigns beeinflussen. Dazu zählen

1. klassische Umweltnormen, wie das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) oder das Bundesnaturschutzgesetz (BNatG),

2. Regelungen zur Förderung der Energieeffizienz, wie das Energiebetriebene-Produkte-Gesetz (EBPG), das Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG) sowie die Energieeinsparverordnung (EnEV),
3. Regelungen zur Förderung erneuerbarer Energien, wie das EEG, das Marktanreizprogramm (MAP) und die Biomasseverordnung (BiomasseV),
4. Regelung zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG),
5. Regelungen zum Klimaschutz, wie das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) und in diesem Zuge das Zuteilungsgesetz (ZuG) sowie das Projektmechanismen-Gesetz im Rahmen des Kyoto-Protokolls (ProMechG),
6. Regelungen zur Besteuerung, wie die Ökosteuerreform/ Stromsteuer (StromStG),
7. Regelung zum Kernenergieausstieg mit der entsprechenden Novellierung des Atomgesetzes (AtG) (Häder 2010: 23),[213]
8. sowie schließlich das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

Sollen Inkonsistenzen im Normenrahmen vermieden werden, ist es unerlässlich die einzelnen Regelungsbereiche nicht nur isoliert voneinander zu betrachten, sondern in der Gesetzesgenese eine ganzheitliche Betrachtung zugrunde zu legen. Dementsprechend weist die Bundesregierung auch auf die Vereinbarkeit des EEG mit der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hin, da das EEG zur Ressourcenschonung, zur Verbesserung der Luftqualität und zum Klimaschutz beiträgt (BReg 2011b: 115f.).

5.1.2.2 Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat

Das Grundgesetz weist im Falle einer Novellierung des EEG die Gesetzgebungskompetenz dem Bund zu. Dies ergibt sich aus dem Hauptzweck des gesamten Artikelgesetzes, wie in § 1 formuliert, Treibhausgasemissionen zu vermeiden. Dieser Zweck ist nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG als Bestandteil der Luftreinhaltung anzusehen, woraus sich der Charakter der konkurrierenden Gesetzgebung ergibt. Aufgrund des Sachzusammenhangs können somit auch alle weiteren Artikel auf Grundlage der Kompetenzordnung geändert werden (BReg 2011: 92). Ferner handelt es sich bei dem EEG um ein Einspruchsgesetz (Altrock/ Oschmann/ Theobald 2011: §64, Rn. 10). Nach Art. 77 Abs. 3 GG steht dem Bundesrat ein suspensives Vetorecht zu; gegen ein im Bundestag beschlossenes Gesetz kann der Bundesrat binnen zwei Wochen seinen Einspruch einlegen, der jedoch mit einer entsprechenden Mehrheit des Bundestages zurückgewiesen werden kann.

Mehrheitsverhältnisse

[213] Für eine detaillierte Aufschlüsselung der konkreten Ziele, der verwendeten Instrumente und deren Wirkungen vgl. Häder 2010: 22-79.

Nach der Bundestagswahl 2009 waren die regierungstragenden Fraktionen von CDU/CSU und FDP mit einer komfortablen Mehrheit von 21 Stimmen über der absoluten Mehrheit im Deutschen Bundestag ausgestattet. Von insgesamt 622 Sitzen entfallen 332 auf die Koalitionsfraktionen – die CDU/CSU besetzen davon 239 und die FDP 93 (Bundeswahlleiter 2009). Die Opposition wurde aus den Parteien der SPD, Bündnis90/Die Grünen und Linke gebildet. Im Zeitraum vom 12. Mai 2011 bis zum 25. November 2011 stellte sich die Situation im Bundesrat gänzlich anders dar. Die R-Länder verfügten über 25 Stimmen, die O-Länder über 30 und die M-Länder über 14 Stimmen. Damit lagen knappe und unübersichtliche Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat vor, weder Regierungs- noch Oppositionslager hatten eine positive Mehrheit. Zudem lässt sich das politische Kräfteverhältnis zwischen Bundestag und Bundesrat als divergierende Mehrheit charakterisieren.

Tabelle 11: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Mai bis November 2011)

R-Länder			O-Länder			M-Länder		
NI	CDU/FDP	6	RP	SPD/GRÜNE	4	ST	CDU/SPD	4
BY	CSU/FDP	6	B	SPD/ LINKE	4	MV	SPD/CDU	3
HE	CDU/ FDP	5	HB	SPD/GRÜNE	3	TH	CDU/SPD	4
SN	CDU/ FDP	4	BB	SPD/ LINKE	4	SL	CDU/FDP/ GRÜNE	3
SH	CDU/ FDP	4	NW	SPD/GRÜNE	6			
			HH	SPD	3			
			BW	GRÜNE/SPD	6			
		25			30			14 ∑ 69

Quelle: Eigene Darstellung nach Leunig 2015

5.1.2.3 Verfahrensgang der Gesetzesgenese

Zur Einordnung des Gesetzgebungsprozesses soll an dieser Stelle aus der ex post Perspektive der Verfahrensgang nachgezeichnet werden. Die skizzenhafte Darstellung des Gesetzgebungsprozesses zeigt deutlich, dass – obwohl das EEG als das zentrale Steuerungsinstrument im Zuge der Energiewende für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu charakterisieren ist – der Entstehungskontext sich nicht mit den politischen Ereignissen, die auf die Reaktorkatastrophe in Fukushima im März 2011 in der Bundesrepublik folgten, ursächlich verknüpfen lässt.

Die Notwendigkeit einer Novellierung des EEG ergab sich vielmehr aus zwei zentralen Quellen: einerseits aus der Verabschiedung des Energiekonzeptes der Bundesregierung im September 2010, das den darin formulierten „Fahrplan ins Zeitalter der Erneuerbaren Energien“ (Kießling 2012: 211) unter die Prämisse des Klimaschutzes stellte. Andererseits

stand „turnusgemäß eine ‚große' Revision des EEG" (ebd.: 214) an, die sich aus der Erarbeitung des EEG-Erfahrungsberichts speiste, den die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag nach § 65 EEG in einem vierjährigen Evaluationsrhythmus vorlegen muss. Die Konsultationen zu der umfangreichen Begleitforschung, auf die sich der Erfahrungsbericht stützt, begannen ebenfalls bereits im September 2010. Aus diesen Berichten lassen sich die Problemsicht der Bundesregierung auf das EEG ableiten, da die Erkenntnisse maßgeblich nach einer politischen Bewertung in den Erfahrungsbericht einfließen und dort den mittel- und langfristigen Handlungsbedarf identifizieren (BMU 2011a: 6). Zudem lässt sich feststellen, dass der Großteil der wissenschaftlichen Handlungsempfehlungen zur Umgestaltung der Maßnahmen des EEG aufgegriffen und Eingang in den Referentenentwurf gefunden hat.[214]

Nach dem Koalitionsvertrag der schwarz-gelben Bundesregierung wird die Zuständigkeit für die Energiepolitik zwischen der Union und der FDP aufgeteilt: Während die CDU die Kompetenz für die erneuerbaren Energien verantwortet im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) erhielt, wurde der FDP das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) überantwortet, das für die konventionellen Energieträger und den Netzausbau zuständig war (CDU/ CSU/ FDP 2009: 131f.). Dementsprechend kam die Federführung bei der Novellierung des EEG nach dem Ressortprinzip dem BMU zu. Es bedurfte jedoch einer Abstimmung mit dem BMWi, was insofern erwähnenswert ist, da die inhaltlichen Positionen der beiden Ministerien in der Energiepolitik oftmals weit auseinander lagen.

Auch wenn die Ereignisse in Fukushima nicht den Ursprung für eine Debatte um eine Novellierung des EEG auslösten, änderten sie jedoch vollkommen deren Rahmenbedingungen und führten zu einer starken Beschleunigung des Verfahrens. „In der politischen Debatte Ende des Jahres 2010 und Anfang des Jahres 2011 herrschte zunächst Einigkeit darüber, dass die Revision des EEG so komplex sei und einen so tief greifenden Einfluss auf das Energiesystem an sich haben könnte, dass der ursprüngliche Zeitplan, die Novelle Ende 2011 zu verabschieden schon als ambitioniert galt" (Kießling 2012: 214). Nicht nur der EEG-Erfahrungsbericht verzögerte sich, sondern es hatte auch den Anschein, dass die EEG-Novelle eine Verzögerung von bis zu einem halben Jahr würde hinnehmen müssen. Die politische Entscheidung zur beschleunigten Energiewende in Deutschland nach Fukushima führte dazu, dass die Novelle des EEG letztlich in nur sechs Wochen erarbeitet und beschlossen wurde. Der Gesetzgebungsprozess gestaltete sich dabei wie folgt: Am 19. Mai 2011 wurde der Referentenentwurf aus dem BMU in die öffentliche Anhörung gegeben, um in einer Verbändeanhörung die Betroffenen zu Wort kommen zu lassen. Nach der Ressortabstimmung fasste die

[214] Zu dem Einfluss der die Begleitforschung erarbeitenden Institute als Akteure der Politikberatung vgl. Kießling 2012.

Bundesregierung am 6. Juni 2011 einen entsprechenden Kabinettsbeschluss. Auch wenn die Bundesregierung somit der Initiator im Gesetzgebungsverfahren war, kam zusätzlich eine Initiative von den regierungstragenden Fraktionen von CDU/CSU und FDP, die den gleichlautenden Entwurf ebenfalls am 6. Juni 2011 in den Bundestag einbrachten („Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ (BT Drs. 17/6071)). Somit handelt es sich um eine Paralleleinbringung, um das Gesetzgebungsverfahren zu beschleunigen. Damit kam die Initiative zum Gesetzentwurf zusätzlich aus der Mitte des Parlaments, was nach § 76 GG nicht nur zu einer Verfahrensbeschleunigung beiträgt, sondern vor allem die Beteiligungsrechte des Bundestages und Bundesrates vor dem Hintergrund einer kurzen Frist wahren soll (Maaßen 2014: 215f.). Die Novelle des EEG sollte noch vor der parlamentarischen Sommerpause beschlossen werden. Am 8. Juni 2011 wurde im Umweltausschuss des Bundestages in einer öffentlichen Anhörung der Entwurf diskutiert. Die erste Lesung im Deutschen Bundestag erfolgte dann am 9. Juni, in der der Entwurf in die entsprechenden Ausschüsse verwiesen wurde (BT 2011). Ebenfalls fand an diesem Tag eine Ministerpräsidentenkonferenz (MPK) statt, auf der ein Einvernehmen auf der Ebene der Regierungschefs der Länder zu dem Gesetzespaket erzielt wurde. Bereits am 10. Juni 2011 geben die Ausschüsse des Bundesrates ihre Empfehlung zu dem Gesetzentwurf ab (BR Drs. 341/1/11). Eine Woche später wurde der Gesetzentwurf im Plenum des Bundesrates diskutiert (BR Drs. 341/11), anschließend nahm der Bundesrat Stellung zu dem Gesetzesvorhaben (BR Drs. 341/11(Beschluss)). Die Bundesregierung reagierte mit einer am 22. Juni 2011 veröffentlichten Gegenäußerung zu der Stellungnahme des Bundesrates auf dessen Änderungsvorschläge am Gesetzestext (BT Drs. 17/6247). Der Umweltausschuss des Bundestags gab am 29. Juni 2011 seine Beschlussempfehlung und Bericht ab, in dem mit der Mehrheit der Regierungsfraktionen empfohlen wurde, den Entwurf des EEG 2012 anzunehmen (BT Drs. 17/6363). In den Beratungen wurden Änderungen vorgeschlagen. Am 30. Juni 2011 folgte die zweite und abschließende dritte Lesung des Gesetzes im Bundestag, in der die Annahme des Gesetzentwurfs für ein EEG 2012 (BT Drs. 17/6071) in der vom Umweltausschuss des Bundestages geänderten Fassung (BT Drs. 17/6363) mit den Stimmen der Koalition angenommen. Der Umwelt- und Wirtschaftsausschuss des Bundesrates empfahlen am 1. Juli 2011, den Vermittlungsausschuss anzurufen (BR Drs. 392/1/11). Allerdings folgte der Bundesrat den Empfehlungen seiner Ausschüsse nicht und nahm den Gesetzentwurf für ein EEG 2012 am 8. Juli 2011 an (BR Drs. 392/11) (Clearingstelle EEG 2012; Dokumentations- und Informationssystem des Deutschen Bundestages).

5.1.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen des EEG 2012

Der Regierungsentwurf zur Novellierung des EEG im Juni 2011 definierte sechs strategische Leitlinien an denen die Novelle ausgerichtet wurde:

1. Den Ausbau der erneuerbaren Energien dynamisch fortzusetzen, wozu neben der Übernahme der Ausbauziele des Energiekonzeptes in den Art. 1 des EEG auch die ausdrückliche Erwähnung, den Ausbau der Offshore-Windkraft voranzutreiben, fand.
2. Die Sicherung eines hohen Maßes an Investitionssicherheit durch das Festhalten an bewährten Grundsätzen des EEG.
3. Die Steigerung der Kosteneffizienz, um die finanzielle Belastung der Letztverbraucher zu begrenzen. Eine effizientere Förderung wird insbesondere für die Biomasse und die PV angemahnt.
4. Die Basis der EEG-Finanzierung verursachergerecht abzusichern und Missbrauch im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung zu vermeiden.
5. Die Markt- und Systemintegration zu stärken, woran sich insbesondere die Einführung einer Marktprämie richtet.
6. Vereinfachung und Transparenz: Sowohl wurden zur Komplexitätsreduktion Änderungen an technologiespezifischen Vergütungssystemen, vor allem im Bereich der Biomasse, vorgenommen als auch neue Berichtspflichten für Anlagen- und Netzbetreiber sowie für die Bundesnetzagentur eingeführt. (BReg 2011b: 93f.)

Somit lassen sich zentrale Ziele der Novellierung im übergeordneten Förderrahmen der Erneuerbaren sowie technologiespezifische Förderbestimmungen identifizieren. Nachfolgend sollen neun Steuerungskonzeptionen auf Maßnahmenebene, die sich an den strategischen Leitlinien ausrichten, analysiert werden. Damit sind 24 Interventionsimpulse Gegenstand der folgenden Analyse. Zu diesem Zweck wird das instrumentenspezifische Steuerungswissen zur Beurteilung der Plausibilität der einzelnen Steuerungshypothesen herangezogen sowie die Maßnahmen auf deren Auswirkungen diskutiert.

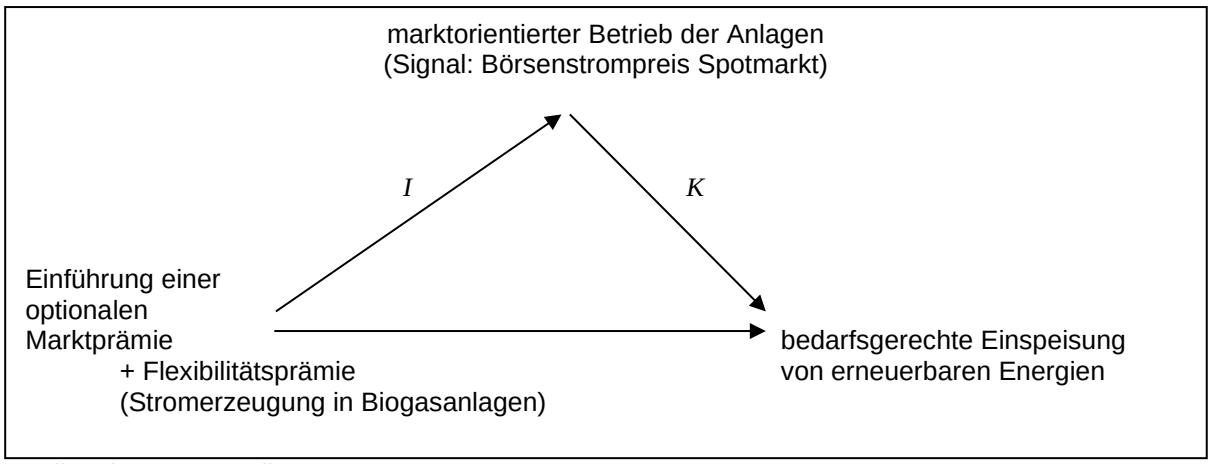
Des Weiteren sei angemerkt, dass in der Novelle des EEG eine Neudefinition beziehungsweise Konkretisierung des Anlagenbegriffes vorgesehen war. Ohne diese Maßnahme im Weiteren bei einer detaillierteren Analyse zu berücksichtigen, sei auf die Bedeutung für eine gesteigerte Rechts- und Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber verwiesen.

5.1.3.1 Markt- und Systemintegration: Steuerungsteilkonzeptionen 1 bis 3

Im Bereich der Markt- und Systemintegration sieht der Regierungsentwurf zum EEG 2012 die Einführung einer optionalen Marktprämie vor, die durch eine Flexibilitätsprämie flankiert wird, sowie eine Begrenzung des Grünstromprivilegs und die Einbeziehung der PV in das System des Einspeisemanagements.

5.1.3.1.1 Steuerungsteilkonzeption 1: Einführung einer optionalen Marktprämie

Abbildung 25: Steuerungsteilkonzeption 1: Einführung einer optionalen Marktprämie



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese*: Die Einführung einer optionalen Marktprämie, flankiert von einer Flexibilitätsprämie im Bereich der Stromerzeugung in Biogasanlagen, setzt einen Anreiz für EEG-Anlagenbetreiber, sich für einen am Börsenstrompreis (Spotmarkt) ausgerichteten marktorientierten Betrieb der Anlagen zu entscheiden.
- *Kausalhypothese*: Ein marktorientierter Betrieb von EEG-Anlagen führt zu einer bedarfsgerechten Einspeisung von erneuerbaren Energien.
- *Aktionshypothese*: Die Einführung einer optionalen Marktprämie, flankiert von einer Flexibilitätsprämie im Bereich der Stromerzeugung in Biogasanlagen, setzt einen Anreiz für EEG-Anlagenbetreiber, bedarfsgerecht einzuspeisen.

Die Interventionshypothese kann als eingeschränkt plausibel gelten. Zwar ist der grundlegende Zusammenhang zwischen Marktprämie und marktorientiertem Betrieb der EEG-Anlage zutreffend, deren Wirksamkeit jedoch maßgeblich von der Ausgestaltung der Marktprämie abhängig.

Der Regierungsentwurf sieht vor, dass eine optionale gleitende Marktprämie in das EEG eingeführt wird. Damit etablierte sich erstmalig eine gesetzlich geregelte Form der Direktvermarktung im Fördersystem des EEG, die als ernsthafte Alternative zur festen Einspeisevergütung gelten kann. Die Marktintegration in Form der Direktvermarktung – nach § 33a EEG-E die Veräußerung von erneuerbar erzeugtem Strom an Dritte – erhält somit einen eigenen Teil 3a des Gesetzes, in dem neben der Marktprämie auch das Grünstromprivileg sowie die sonstige Direktvermarktung geregelt wird (Lehnert 2012: 5f.). Für alle drei Direktvermarktungsformen gilt die Wahlfreiheit zwischen diesen und der festen Einspeisevergütung, demnach ist die Inanspruchnahme der Marktprämie freiwillig, was den Charakter der Optionalität ausmacht. Ferner ist es möglich, monatsweise zwischen der Marktprämie und der Einspeisevergütung zu wechseln (Wustlich/ Müller 2011: 389). „Dementsprechend wird vorerst kein grundsätzlicher

Systemwechsel verfolgt, sondern es werden Parallelstrukturen etabliert mit dem Ziel eines gleitenden Überganges und der Vorbereitung eines späteren vollständigen Systemwechsels“ (Gawel/ Purkus 2013: 45).

Das neu eingeführte Marktprämienmodell besteht aus drei erlöswirksamen Komponenten: 1. den Verkaufserlösen der Direktvermarktung an der Strombörse, 2. der gleitenden Marktprämie sowie 3. der Managementprämie. Der Voraussetzung von der Veräußerung des Stroms an Dritte entsprechend wird der Strom in der Direktvermarktung an der Börse (Spotmarkt) beziehungsweise an einen Direktvermarkter verkauft. Die sich für einen Monat daraus ergebenden Erlöse entsprechen dem tatsächlichen Marktwert des veräußerten erneuerbar erzeugten Stroms. Zusätzlich wird die noch bestehende Differenz zum Vergütungswert der festen Einspeisevergütung („anzulegender Wert“ (EV), § 33h EEG-E) durch die gleitende Marktprämie ausgeglichen. Die Referenzwerte dafür sind einerseits der technologiespezifische monatliche Mittelwert des Marktpreises[215] sowie andererseits die technologiespezifische Einspeisevergütung. Des Weiteren wird den EEG-Anlagenbetreibern, die sich in der Marktprämie befinden, eine Managementprämie gezahlt, die die Profilservice- und Vermarktungskosten abdecken soll (ebd.: 390f.; Lehnert 2012: 11f.). Die Managementprämie ist dabei nicht als finanzieller Anreiz gedacht, sondern stellt lediglich eine Kompensation der den Anlagenbetreibern zusätzlich anfallenden Kosten der Marktteilnahme dar (Gawel/ Purkus 2013: 49).

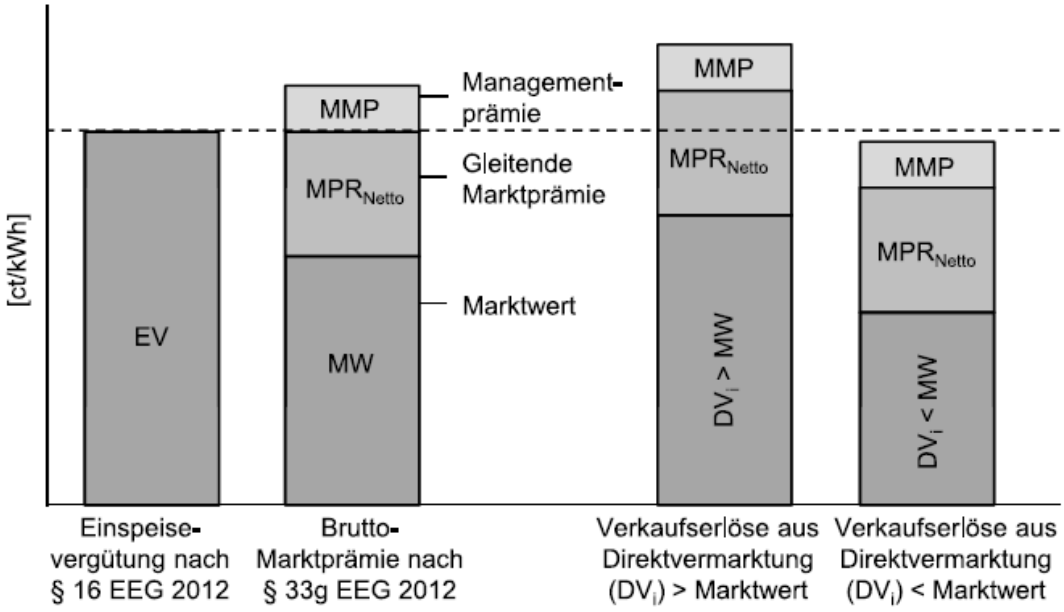
Durch das Zusammenspiel dieser drei erlöswirksamen Komponenten der Marktprämie kann der EEG-Anlagenbetreiber im Vergleich zur festen Einspeisevergütung Mehrerlöse erwirtschaften, wenn die Verkaufserlöse über dem Durchschnitt des Marktpreises liegen. Liegen die Verkaufserlöse hingegen unter den monatlichen Mittel des Marktwertes, ist es auch möglich, dass der Betreiber weniger als den anzulegenden Wert erhält. Darin spiegelt sich das zwar geringe, aber dennoch vorhandene Marktrisiko der optionalen Marktprämie (Lehnert 2012: 11; Gawel/ Purkus 2013: 47). Das Marktrisiko bleibt auch deshalb niedrig, weil noch immer staatlich festgesetzte Preise die Basis der Vergütung sind. Damit erzeugt das Marktprämienmodell dennoch ein Spannungsverhältnis zwischen einerseits der Effizienzsteigerung von Investitionsentscheidungen der EEG-Anlagenbetreiber, indem diese marktliche Preissignale ausgesetzt werden, sowie andererseits einer sicheren Planungsgrundlage für EEG-Stromerzeuger (Purkus u.a. 2014: 9). Die intendierte zentrale Lenkungsfunktion der Marktprämie basiert somit darauf, dass das Marktpreissignal die EEG-Anlagenbetreiber erreicht und ihnen einen Anreiz zur Änderung des Einspeiseverhaltens setzt. Denn ein hoher Strompreis signalisiert eine hohe

[215] Dieser Referenzwert wird monatlich ex post ermittelt, indem als Basis stundenscharfe Preise am Spotmarkt herangezogen werden. Der Marktwert von regelbaren (REE) und fluktuierenden (FEE) erneuerbaren Energien unterscheidet sich dabei voneinander. Während der Marktwert für REE dem tatsächlichen Monatsmittelwert der Spotmarkt-Stundenkontrakten entspricht, werden für die FEE technologiespezifische relative Marktwerte herangezogen. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass Wind und PV über unterschiedliche Erzeugungsprofile verfügen. Während die Windenergie oftmals in Niedrigstrompreiszeiten ihren Einspeisehöhepunkt hat, erreicht die PV diesen hingegen typischerweise in der Mittagszeit, in der eine hohe Nachfrage höhere Strompreise zur Folge hat. Dementsprechend verfügt die Windenergie über eine im Mittel niedrigere Wertigkeit als die PV (Sensfuß/ Ragwitz 2011: 3f.; Gawel/ Purkus 2013: 47).

Stromnachfrage, woraufhin der Anlagenbetreiber mit einer erhöhten Einspeisung reagieren kann (Lüdemann/ Ortmann 2012: 327) – entsprechend gilt auch der umgekehrte Zusammenhang.

Die nachfolgende Abbildung visualisiert die Funktionsweise des Prämienmodells.

Abbildung 26: Funktionsweise der optionalen Marktprämie im Überblick



Quelle: Gawel/ Purkus 2013: 47

Damit die Interventionshypothese als plausibel gelten kann, müssen einige technische Voraussetzungen erfüllt sein, um fluktuierende EEG-Anlagen in die Lage zu versetzen, auf Marktpreissignale reagieren zu können. Zum einen ist es hilfreich, wenn die Prognosequalität der direktvermarkteten Erzeugungsleistung zunimmt, zum anderen ist es unerlässlich die Fernsteuerbarkeit von direktvermarkteten EEG-Anlagen zu gewährleisten. Die optionale Marktprämie konnte hierbei jeweils erfolgreich Effizienzsteigerungen anreizen. Direktvermarkter mit größeren Portfolios können mittlerweile Prognosegüten bei der Day ahead-Prognose erreichen, die mit denen der ÜNB vergleichbar sind.[216] Darüber hinaus ist auch die Online-Erfassung der Ist-Einspeisung von Anlagen in der Breite verfügbar geworden, was zu einer Verbesserung der Kurzfristprognosen im Intraday-Handel beigetragen hat (Klobasa u.a. 2013: 18f.). Zudem hat die Marktprämie eine starke Nachrüstungsdynamik in der Fernsteuerbarkeitstechnologie ausgelöst. Bislang war das tatsächliche technische Potenzial der Steuerbarkeit von fluktuierenden EEG-Anlagen begrenzt, da das EEG dafür kaum Anreize gesetzt hat – dabei

[216] Indessen findet sich auch in der Literatur die gegenteilige Auffassung, dass die relevante Prognosequalität für das Gesamtsystem durch die Direktvermarktung nicht zunimmt. Auch wird darauf hingewiesen, dass der Marktprämie nicht die alleinige Ursachen-Wirkungs-Beziehung bei der Verbesserung der Erfassung von Ist-Daten zugeschrieben werden kann, sondern dass dieser Anreiz vor allem aus einer regulatorischen Anpassung der Preise von Ausgleichsenergie resultiert (Grashof/ Weber 2013: 34f.).

spielt die Steuerbarkeit der Anlagen eine herausragende Rolle, um eine bedarfsgerechte Einspeisung vornehmen zu können und somit auf negative Preise zu reagieren (ebd.: 7f.). Diese Aspekte stützten demnach die Plausibilität.

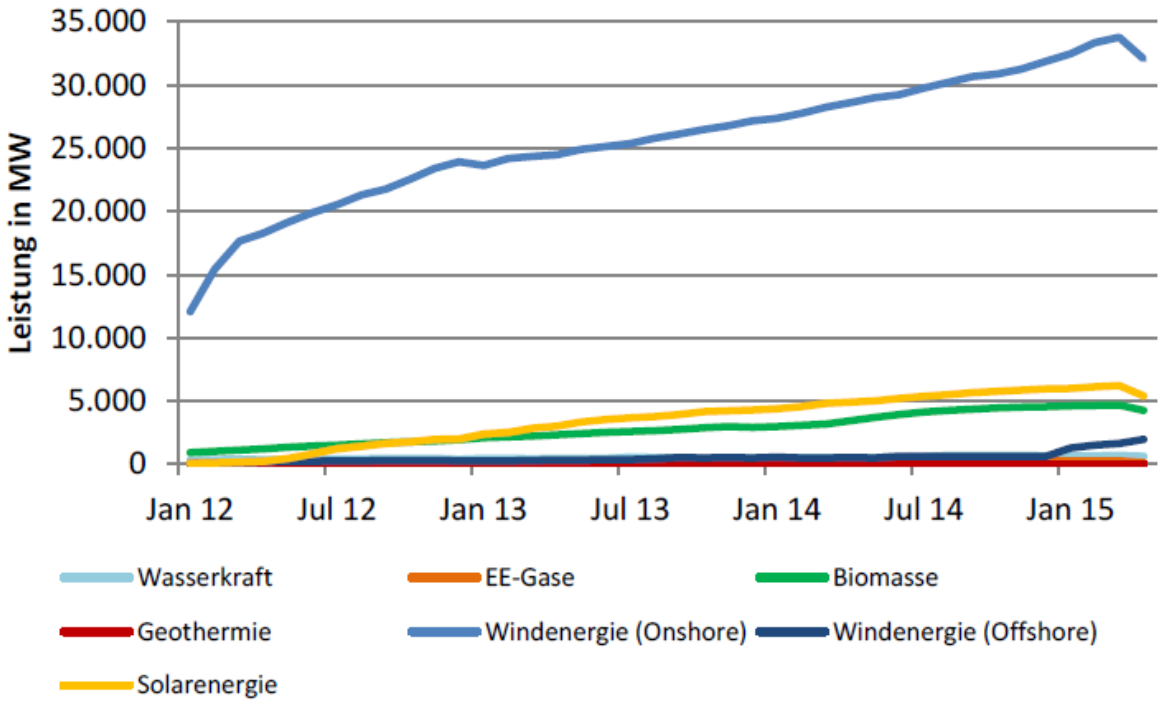
Demgegenüber stellt sich bei der regelbaren Bioenergie eine gänzlich andere Ausgangssituation dar. „Von allen erneuerbaren Energien ist sie der Energieträger, der auf absehbare Zeit am einfachsten, effizientesten und günstigsten bedarfsorientiert Strom erzeugen kann“ (Wustlich/ Müller 2011: 386). Dies liegt vor allem daran, dass REE nicht einer Dargebotsabhängigkeit unterliegen und somit flexibler auf sich verändernde Angebots- beziehungsweise Nachfragesituationen am Spotmarkt reagieren können. Aus diesen Gründen lässt sich das gesetzgeberische Bestreben bilanzieren, die Bioenergie zu einem Vorreiter in der Direktvermarktung zu entwickeln. Innerhalb des EEG wird ein Instrumentenmix aus direkter und indirekter Verhaltenssteuerung angewandt, der größtenteils in den Regelungen zur optionalen Marktprämie aufgeht. Die verschärften Regelungen zum Einsatz von Bioenergie, die wahlweise eine Mindestwärme- oder Mindestgüllenutzung vorsehen (§ 27 Abs. 4 EEG-E), gelten nicht für Anlagen, die die optionale Marktprämie in Anspruch nehmen (§ 33c Abs. 3 EEG-E). Ferner ist eine verpflichtende Direktvermarktung von Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 750 kW ab 2014 vorgesehen (ebd.)[217]. Besonderes Augenmerk soll nun auf die Flexibilitätsprämie[218] gelenkt werden, die die Investitionskosten für Bioenergiespeicher kompensieren soll und somit das Marktprämienmodell flankiert.
Im System der festen Einspeisevergütung konnte die optimalen technischen Voraussetzungen der Bioenergie zur bedarfsorientierten Einspeisung nicht genutzt werden, da die Anlagen aus wirtschaftlichen Gründen auf eine möglichst hohe Volllaststundenzahl betrieben wurden. Eine gleitende Marktprämie ermöglicht demgegenüber die Aktivierung dieses Potenzials, da nunmehr vergleichbar hohe Einkünfte erzielt werden können. Für Biogasanlagen, die aufgrund ihrer sehr kurzen Anfahrzeiten hervorragend für einen flexiblen Betrieb geeignet sind, fallen jedoch zusätzliche technische Infrastrukturkosten an – beispielsweise für einen Biogas- und Wärmespeicher (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 119). Solche Investitionen sind nur mit den potenziellen Mehreinnahmen durch einen marktorientierten Betrieb in der gleitenden Marktprämie nicht wirtschaftlich darstellbar, weshalb der Gesetzgeber mit der Flexibilitätsprämie eine zusätzliche Refinanzierungsquelle schafft. Diese Prämie wird für eine Dauer von zehn Jahren gezahlt und wird kalenderjährlich ermittelt. Die Anspruchshöhe[219] erscheint geeignet, die notwendigen Infrastruktur-Investitionen wirtschaftlich darzustellen (Wustlich/ Müller 2011: 394f.).

[217] Des Weiteren ist EEG-Anlagen in der Direktvermarktung nicht mehr der Weg auf die positiven Regelenergiemärkten aufgrund des Doppelvermarktungsverbotes versperrt, was ebenfalls eine lukrative Vermarktungsoption für die Bioenergie darstellt (Wustlich/ Müller 2011: 387f.).
[218] Die Flexibilitätsprämie war im Regierungsentwurf nur für Neuanlagen vorgesehen, wurde allerdings im parlamentarischen Verfahren durch den Bundestag auch für Bestandsanlagen geöffnet (BT-Drs. 17/6363: 41f.).
[219] Die Berechnung der Anspruchshöhe ist in Anlage 5 EEG geregelt, vgl. dazu auch (Wustlich/ Müller 2011: 395).

Aus diesem Grund trägt für die flexible Stromerzeugung aus Biogasanlagen die Flexibilitätsprämie maßgeblich zur Plausibilisierung der Interventionshypothese bei.

Plausibel erscheint die Interventionshypothese auch, weil das Instrument der optionalen Marktprämie nach seiner Einführung eine eindrucksvolle Marktdurchdringung realisieren konnte. Es ist offensichtlich, dass der Anreiz einer Verhaltensänderung zu einer verstärkten marktorientierten Anlagenbetreibung nur wirksam sein kann, wenn die Marktprämie überhaupt in Anspruch genommen wird. Gleichzeitig schließt sich hier auch die Einschränkung der Plausibilität an, denn bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien bleibt der Anreiz zur Maximierung der eingespeisten Strommengen hoch – unabhängig von der tatsächlichen Spotmarktsituation. Entscheidend ist das Niveau der Übernahme von Marktrisiken, das als weiterhin gering beschrieben werden muss, wie die weiter folgenden Ausführungen zeigen werden.
Die Erwartungen an eine Inanspruchnahme der Marktprämie waren durchaus hoch, differierten jedoch je nach Prognose. In der EEG-Mittelfristprognose aus dem Jahr 2011 kam die Einschätzung zum Ausdruck, dass die Inanspruchnahme bei der Offshore-Windenergie am höchsten liege, gefolgt von der Biomasse und der Onshore-Windenergie (IE Leipzig 2011: 9). Die Erwartungen bestätigten sich in etwa – für die Onshore-Windenergie wurden die ursprünglichen Erwartungen sogar übertroffen (Gawel/ Purkus 2013: 49). Bei den verschiedenen Technologien können dabei unterschiedliche Dynamiken beobachtet werden. Zu Beginn der Einführung der Marktprämie im Januar 2012 wechselten vor allem erhebliche Anteile der installierten Leistung von der Onshore-Windkraft von der festen Einspeisevergütung in die optionale Marktprämie. Das Wechseltempo war dabei so hoch, dass zur Jahreshälfte 2012 fast 90 Prozent der installierten Leistung – auch wenn der Anteil sich danach leicht verringerte – die Marktprämie in Anspruch nahm und somit als großer Profiteur deren Einführung gelten kann (Lüdemann/ Ortmann 2012: 328; IKEM u.a. 2012). Diese Entwicklung setzte sich 2013 und 2014 fort, sodass sich Ende 2014 rund 90 Prozent der Onshore-Leistung in der Marktprämie befanden (IKEM u.a. 2014: 4). Die Offshore-Energie erreichte ähnlich hohe Durchdringungswerte, mittlerweile nehmen sogar 100 Prozent der Anlagen in der Marktprämie teil (ebd.). Die Entwicklung im Bereich der Biomasse und der PV vollzog sich demgegenüber auf einem deutlich niedrigeren Niveau. Ende 2012 befanden sich knapp über 40 Prozent in der Marktprämie (IKEM u.a. 2013: 2), wohingegen sich dieser Anteil zum Ende 2014 bereits auf rund zweidrittel steigerte (IKEM u.a. 2014: 4). Im Vergleich dazu ist die Nutzung der Marktprämie durch die PV am geringsten: Ende 2012 waren dies nur knapp 9 Prozent, während dieser Wert bis Ende 2014 nicht besonders stark auf 15 Prozent anstieg (IKEM u.a. 2014: 4). Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Entwicklung der Inanspruchnahme der Marktprämie.

Abbildung 27: Installierte Leistung in der Marktprämie



Quelle: IKEM u.a. 2015: 5

Die Kausalhypothese kann im Gegensatz zur Interventionshypothese als nicht plausibel bewertet werden. Zwar hat die Einführung der optionalen Marktprämie die Teilnahme an der Direktvermarktung insgesamt deutlich gesteigert, was als Grundvoraussetzung für eine bedarfsorientierte Einspeisung gelten kann. Auch muss zwischen den regelbaren und den fluktuierenden erneuerbaren Energien differenziert werden – für die Bioenergie, insbesondere die Stromerzeugung aus Biogas, kann bilanziert werden, dass das Marktprämienmodell eine Anreizwirkung zur bedarfsorientierten Erzeugung entfaltet (Gawel/ Purkus 2013: 53). Allerdings ist der überwiegende Anteil der in der Marktprämie vermarkteten Leistung fluktuierend und somit dargebotsabhängig. Dementsprechend sind davon nur geringe Marktintegrationseffekte zu erwarten (Lüdemann/ Ortmann 2012: 327f.). Diese Feststellung konterkariert die optimistischen Einschätzungen zum Marktprämienmodell, die es zu Anfang der Diskussion durchaus gab. So wollten manche sogar einen „Wendepunkt“ in der Förderung von erneuerbaren Energien erkennen (Wustlich/ Müller 2011: 395). Demgegenüber sehen Kritiker noch immer die Marktferne des EEG als Problem an, da auch die optionale Marktprämie einen Paradigmenwechsel in der Förderung ausbleiben lässt (Lüdemann/ Ortmann 2012: 334). Ein genauerer Blick auf den Verhaltensänderungsanreiz überbrückt die Bewertungsdifferenzen auf dieser abstrakten Ebene. Der Anreiz stellt sich als ein kurzfristiges Strompreisrisiko dar, dem die Anlagenbetreiber in der gleitenden Marktprämie ausgesetzt sind. Explizit soll den Betreibern kein langfristiges Preisrisiko aufgebürdet werden, weshalb die langfristige Perspektive der Marktintegration kein Ziel der gleitenden Marktprämie ist (Purkus u.a. 2014: 9). „Solange die

Vermarktungskosten also nicht höher sind als die Managementprämie, ist es weitgehend risikolos, in die gleitende Marktprämie zu wechseln“ (Grashof/ Weber 2013: 6). Die Reaktion auf kurzfristige Marktpreissignale soll das Potenzial haben, Mehrerlöse im Rahmen der gleitenden Marktprämie zu erwirtschaften. Ist dieser Anreiz groß genug, um Signale für eine bedarfsgerechte Einspeisung zu setzen, werden Investitionen zur Flexibilisierung der Anlagen vorgenommen. Des Weiteren werden in der Literatur in Reihe von Kriterien für bedarfsorientierte Erzeugung aufgeführt, die sich äußert, wenn

- es zu einer freiwilligen Abregelung bei negativen Strompreisen kommt,
- strompreisorientierte Wartungsplanungen vorgenommen werden,
- eine Steigerung der Fernsteuerbarkeit von EEG-Anlagen durchgeführt wird oder
- die Teilnahme am Regelenergiemarkt durch EEG-Anlagen realisiert wird (Purkus u.a. 2014: 11f.)

Fluktuierende erneuerbare Energien mit Grenzkosten von nahe null sind durch die Managementprämie, die zusätzliche Erlöse einbringt, auch in der Lage, bei negativen Strompreisen noch wirtschaftlich Strom einzuspeisen. Freiwillige Abregelung wird dann lohnend und betriebswirtschaftlich sinnvoll, wenn ein negativer Schwellenwert, der größer als die Summe aus Marktprämienzahlung und Managementprämie ist, überschritten wird, den Stromanbieter im Spotmarkt Käufern zu zahlen haben. Diese Schwelle wird ca. bei minus 6,5 ct/kWh überschritten, sie fällt jedoch je nach Technologie unterschiedlich aus (ebd.: 12; Klobasa u.a. 2013: 14). Am Spotmarkt treten bislang allerdings nur sehr wenige Stunden im Jahr mit negativen Preisen von einem solchen Niveau auf, weshalb selbst dieser Effekt begrenzt ist (Grashof/ Weber 2013: 13). Darüber hinaus bestehen neben einer optimierten Wartungsplanung kaum Anreize für eine Lastverlagerung auf Seiten der FEE. Der Regelenergiemarkt ist aus regulatorischen Gründen, weil die FEE die Präqualifikationsanforderungen nicht erfüllen, versperrt. Auch wenn die Fernsteuerbarkeit eine zentrale Rolle für die Abregelung einnimmt, ist über diese Funktion hinaus nicht in einem weiteren Rahmen eine Regelung der FEE möglich (Purkus u.a. 2014: 12; Grashof/ Weber 2013: 7). Dass Wind und PV zusammen dennoch in einem maßgeblichen Anteil die Marktprämie in Anspruch nehmen, ohne ihr Einspeiseverhalten nennenswert ändern zu können, wird als Indikator für eine unzureichende Lenkungsfunktion bezeichnet (Lüdemann/ Ortmann 2012: 327). „Insgesamt betrachtet erscheint daher das Potenzial des Marktprämienmodells, zu einer signifikanten Einspeiseverlagerung bei fluktuierenden EE zu führen, d.h. knappheitsorientierte Verhaltensänderungen beim Einspeiseverhalten zu induzieren, eher gering“ (Gawel/ Purkus 2013: 52). Aus Grund ihrer limitierten Anreizwirkung wird die Marktprämie auch als „Abregelungsprämie“ (Purkus u.a. 2014: 12) bezeichnet.

Ferner bewirkt das Marktprämienmodell, dass die Akteursgruppe der Direktvermarkter als Marktteilnehmer gestärkt wird, denn die EEG-Anlagenbetreiber besitzen in der Regel weder

das nötige Vermarktungswissen, noch haben sie Zugriff auf eine entsprechende Handelsinfrastruktur oder ausreichend große Strommengen, um eine eigenständig vorgenommene Direktvermarktung lohnend erscheinen zu lassen. Die Direktvermarkter sind dementsprechend Dienstleister für die Erstellung von Einspeiseprognosen, Fahrplanmeldungen an die Netzbetreiber sowie den finanziellen Ausgleich der Abweichungen vom Fahrplan. Diese Profilservicekosten und Kosten der Handelsabwicklung – die im Vergleich zur Einspeisevergütung zusätzlich anfallenden Vermarktungskosten – sollen durch die Managementprämie ausgeglichen werden, worauf sich das Geschäftsmodell der Vermarkter stützt (ebd.: 10; Lüdemann/ Ortmann 2012: 333). Jedoch bewirkt die Berechnungsmethode der Marktprämie, dass dem Day-Ahead-Handel an der Strombörse als Hauptvermarktungsweg Priorität eingeräumt wird, weil dadurch die Direktvermarkter zusätzliche Kapitalrisiken minimieren (Grashof/ Weber 2013: 8; Agora Energiewende 2014d: 31). Diese Systematik steht neuen innovativen Vermarktungsformen im Wege, was die Marktintegration verlangsamen kann, weil die FEE damit auf einen Marktplatz beschränkt bleiben.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die für die vorliegenden Maßnahmen relevanten Bewertungskriterien[220] sind das Ausmaß der Treffsicherheit, der Kosteneffizienz, der dynamischen Effizienz, des erforderlichen Steuerungswissens sowie der Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung.

Kriterium der Treffsicherheit

Wird der Blick auf den Grad der Zielerreichung gerichtet, der maßgeblich für eine Effektivitätsbetrachtung der Maßnahme „Einführung einer optionalen gleitenden Marktprämie“ ist, fällt die Bewertung durchaus unterschiedlich aus. Auf der einen Seite überwiegt Optimismus: Das Projektteam zur laufenden Evaluierung der Direktvermarktung im Auftrag des BMWi kommt zu dem Schluss, dass das Marktprämienmodell „die Ziele der Marktintegration Erneuerbarer Energien bereits teilweise erfüllt und die Voraussetzungen hat, diese zukünftig ganz zu erfüllen“ (Klobasa u.a. 2013: 20). In diesem Sinne seien entscheidende Impulse für eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit und Fernsteuerbarkeit gesetzt worden, die es zur bedarfsorientierten Erzeugung bedarf. Auf der anderen Seite herrschen deutlich skeptischere Einschätzungen vor (Purkus u.a. 2014; Gawel/ Purkus 2013; Grashof/ Weber 2013; Lüdemann/ Ortmann 2012): Zwar wird noch von einigen Autoren zugestanden, dass das Marktprämienmodell einen hohen Effektivitätsgrad aufweist, wenn es um dessen Marktdurchdringung geht. Nach

[220] Grundlegend gilt, dass durch die Reduktion von CO_2-Emissionen eine Minimierung von möglichen gesundheitlichen und umweltrelevanten Schäden einhergeht, wie dies durch erneuerbare Energien wie aufgezeigt zweifelsfrei erreicht wird. Dies ist allerdings in dem Bereich der Vorsorge und nicht der unmittelbaren Gefahrenabwehr einzuordnen, weshalb dieses absolute Kriterium für die erneuerbare Energien-Politik keine ausschlaggebende Rolle spielt. Es findet dementsprechend eine Bewertung von relativen Kriterien statt.

der Einführung der Marktprämie hat sich deren Inanspruchnahme sehr schnell – deutlich schneller als erwartet – verbreitet, was prinzipiell die Möglichkeit für eine marktorientierte Fahrweise der Anlagen eröffnet. Bezieht man die Ursachen des Wechselanreizes jedoch mit in die Betrachtung ein, fällt diese Bewertung schon negativ aus – um an dieser Stelle dem Argumentationsgang vorzugreifen, sei darauf verwiesen, dass es zu erheblichen Mitnahmeeffekten durch die Managementprämie kommt. Ferner bleibt aus diesem Grund auch zweifelhaft, ob das eigentlich intendierte Ziel, eine Verhaltensänderung in Richtung einer stärkeren bedarfsorientierten Einspeisung zu erreichen, sich nachhaltig implementieren lässt. Denn die Zahlung der Managementprämie ist unabhängig von der Betriebsweise der Anlage und kann deshalb keine Verhaltensänderung bewirken, wohingegen der eigentlich vorgesehene Wechselanreiz, die potenziellen Mehrerlöse durch die Vermarktung am Spotmarkt, nicht stark genug ist, um eine Entscheidung für die Marktprämie anzureizen (Lüdemann/ Ortmann 2012: 332f.; Gawel/ Purkus 2013: 50f.). Deshalb wurde in der Marktetablierungsphase der Marktprämie auch die Erwartung formuliert, dass bei sinkender Managementprämie durch deren degressive Ausgestaltung die Anlagen in die feste Einspeisevergütung zurückwechseln werden (Gawel/ Purkus 2013: 54)[221]. Mittlerweile kann hingegen konzediert werden, dass der Anlagenbestand in der Festvergütung schrumpft und somit der Tatbestand der Nachhaltigkeit erfüllt ist. Anlagen, die bislang noch nicht gewechselt sind, dürften technische Eigenheiten wie eine mangelhafte Regelbarkeit aufgrund der Altersstruktur aufweisen, die einem Wechsel entgegenstehen (BBH u.a. 2014: 3ff.; ZSW u.a. 2014: 44). Darüber hinaus ist die Umsetzung der Bedarfsorientierung als nicht allzu ambitioniert einzuschätzen – der Hinweis auf die begrenzte Wirkung als „Abregelungsprämie“ wurde bereits angeführt. Auch existiert Uneinigkeit in der Bewertung der Auswirkung von der Marktprämie auf negative Preise. Während die Funktionsweise der Marktprämie oftmals als Verhinderung von der Entstehung von negativen Preisen am Spotmarkt beschrieben wird (Klobasa u.a. 2013: 13), wird demgegenüber auch davon ausgegangen, dass die gleitende Marktprämie nicht negative Preise in deren Häufigkeit, sondern nur das maximale negative Spotpreisniveau begrenzt, wenn diese auftreten (Grashof/ Weber 2013: 11).

Des Weiteren war ein Ziel der Marktprämie, Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung die Möglichkeit zu eröffnen, Erfahrungen in dem Umgang mit Strommarktmechanismen zu sammeln, um die erneuerbaren Energien näher an den Markt heranzuführen. Die optionale Marktprämie hatte dabei nur eine Brückenfunktion, um Lerneffekte auszulösen, die einen später terminierten Paradigmenwechsel im Fördersystem von Schockeffekten befreien sollten. Perspektivisch sollen sich die erneuerbaren Energien ohne staatliche Förderung am Markt im

[221] Trotz sinkender Direktvermarktungskosten durch Lernkurveneffekte, gehen auch die Mittelfristprognosen von einer sinkenden Inanspruchnahme des Marktpämienmodells aufgrund einer dann stark gesunkenen Managementprämie ab 2015 aus (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 206). Es sei an dieser Stelle darauf verwiesen, dass diese Frage nicht mehr eindeutig zu klären ist, da mit dem EEG 2014 der Rechtsrahmen abermals geändert wurde und mit Übergangsschritten je nach technologiespezifischen Leistungsklassen die verpflichtende Direktvermarktung eingeführt wurde.

Wettbewerb bewähren können. Eine langfristige Heranführungsstrategie an den Markt kann dann bei einem Systemwechsel Kosten einsparen. Allerdings scheint die sprunghafte Inanspruchnahme ein Indiz zu sein, dass ausreichend schnell auf veränderte Rahmenbedingungen reagiert werden kann und dass zusätzliche Anreize nicht notwendig erscheinen. „Der Nutzen einer graduellen Vorab-Gewöhnung an marktliche Vertriebs-Institutionen erscheint daher sehr zweifelhaft. Einer besonderen „Gewöhnung" bedarf es daher angesichts der offenbar funktionierenden marktlichen Institutionen-Emergenz bei veränderten Rahmenbedingungen wohl gerade nicht" (Gawel/ Purkus 2013: 55).

Insgesamt kann für die Effektivität der Maßnahme konstatiert werden, dass sich ein mittlerer Grad an Treffsicherheit einstellt. Für die FEE kann nur von einer rudimentären Zielerreichung gesprochen werden, während für die REE ein deutlich positiveres Fazit zu ziehen ist. Ein eindeutiger Erfolg ist zudem, dass es mit dem Marktprämienmodell gelingt, negative externe Effekte im Förderrahmen des EEG zu entfernen – so ist das vormalige „Rosinenpicken" in der Direktvermarktung nicht länger möglich. Um Missverständnissen in der Bewertung entgegen zu beugen: Der staatliche Interventionsimpuls für eine stärkere Marktintegration schafft einen optimaleren Status quo als der im durch die feste Einspeisevergütung dominierten Fördersystem. Doch wird die grundsätzliche Frage nach dem Strommarktdesign aufgeworfen, ob die fluktuierenden erneuerbaren Energien, die aufgrund ihrer Eigenheiten kaum zu Mengen-Verschiebungen außer Abregelungen in der Lage sind, überhaupt auf eine solche Weise in den Energy-Only-Markt integriert werden können und vor allem sollten.
Unabhängig davon kann festgehalten werden, dass die Einführung einer Marktprämie und somit die Steigerung der Direktvermarktung den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht unterlaufen hat. Die Ausbauentwicklung liegt noch immer am oberen Ende der Zieldefinition. Prognosen gehen dementsprechend davon aus, dass die Ziele im Jahr 2020 erreicht werden (Löschel u.a. 2014: 73f., 2015: 23f.).

Das Marktprämienmodell kombiniert zwei positive finanzielle Anreize: einerseits das Element der gleitenden Prämie, andererseits die Managementprämie. Wird die Frage nach der Wirksamkeit des positiven finanziellen Anreizes gestellt, muss betont werden, dass dieser außerordentlich wirkungsvoll war und einen hohen Wechselanreiz geschaffen hat. Wie bereits erwähnt, war die ursprünglich als erlösneutral konzipierte Managementprämie jedoch der primäre Anreiz und nicht das Potenzial, Mehrerlöse durch die Funktionsweise der gleitenden Prämie zu erwirtschaften.[222] Dies liegt vor allem an den im Zentrum der Kritik stehenden Mitnahmeeffekten im Rahmen der Managementprämie. Noch vor der Implementation wurden

[222] Dies wird vor allem durch die hohe Inanspruchnahme der Windenergie und PV deutlich, die aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit ihren Lastgang nur in eine Richtung verändern können: bei sehr niedrigen Preisen können sie abregeln. Im Gegensatz dazu, ist es ihnen nicht möglich, bei einem sich einstellenden hohen Preisniveau ihre Stromproduktion auszuweiten, um so ihre Erlöse zu maximieren.

jährliche Mehrkosten im Vergleich zur Einspeisevergütung von 200 Mio. Euro in den Jahren 2012 bis 2014 prognostiziert, die in den folgenden Jahren auf rund 100 Mio. Euro absinken sollten (Sensfuß/ Ragwitz 2011: 16)[223]. Tatsächlich waren die Kosten deutlich höher: 2012 beliefen sich die zusätzlichen Kosten auf 467 Mio. Euro, 2013 lagen diese noch bei 354 bis 400 Mio. Euro (Purkus u.a. 2014: 11). Mit der für FEE veranschlagten 1,2 ct/kWh Managementprämie[224] wurde eine deutliche Überkompensation der tatsächlichen Vermarktungskosten implementiert. Die Höhe wurde im Laufe des Jahres 2012 dann entsprechend korrigiert (Fraunhofer ISI u.a. 2012: 2f.). An dieser Stelle sei auf die nächste Steuerungsteilkonzeption verwiesen, die ausführlich die Auswirkungen auf die EEG-Umlage thematisiert. Indes sei ein politisches Kalkül bei der Ausgestaltung der zu hohen Managementprämie zugestanden – um die Marktprämie schnell und erfolgreich einführen zu können und eine Inanspruchnahme zu stimulieren, musste der sich an nutzenmaximierende Akteure richtende Wechselanreiz entsprechende Mehreinnahmen ermöglichen. Dennoch wird hierbei das *Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens* deutlich, das als anspruchsvoll bewertet werden muss. Die hohen Anforderungen daran werden auch durch die sich einstellenden unintendierten Nebenfolgen unterstrichen.

Besonders problematisch scheint die Wirkung des Marktprämienmodells auf das Vorrangprinzip bei der Einspeisung erneuerbarer Energien zu sein. Durch die bedarfsorientierte Einspeisung sollen negative Preisspitzen in ihrem Niveau abgeflacht werden. Zu diesem Zweck treffen Anlagenbetreiber ab dem Erreichen eines gewissen Marktpreisniveaus betriebswirtschaftlich sinnvolle Abregelungsentscheidungen. Damit kann in einer sicherlich vorläufig begrenzten Anzahl von Stunden, da stark negative Preise bislang eher selten auftreten, die Marktprämie den Einspeisevorrang unterminieren (Grashof/ Weber 2013:11). Die Folge davon ist, dass inflexible konventionelle Kraftwerke ihren Marktanteil steigern können und Phasen niedriger Preise besser aushalten. Preisorientiert geregelte EEG-Anlagen sorgen demnach auch dafür, dass Flexibilitätsanreize für den übrigen Kraftwerkspark abgeschwächt werden – für die make-or-buy-Entscheidung sind negative Preise noch immer entscheidende Marktsignale (ebd.: 12f.; Purkus u.a. 2014: 12f.). Eine logische Konsequenz dieser Entwicklung ist, dass in Niedrigpreissituationen mehr Netzkapazität für konventionelle Kraftwerke bleibt, die dazu beitragen, dass mehr CO_2 emittiert wird. Bislang ist dieser Effekt schwer zu quantifizieren, jedoch steigt dessen Auswirkung mit zunehmender Abregelung von erneuerbaren Energien (Lüdemann/ Ortmann 2012: 333). Für die Systemtransformation und die Klimaziele birgt das

[223] Die selbe Prognose erwartete demgegenüber eine quantifizierbare Nutzenwirkung von 425 Mio. Euro im Jahr 2015 und sogar 670 Mio. Euro im Jahr 2020 durch Lastverlagerungen der erneuerbaren Energien (Sensfuß/ Ragwitz 2011: 16f.). Dass diese Werte als deutlich überschätzt erscheinen, haben die skeptischen Bewertungen anderer Forschungsergebnisse zeigen können.

[224] Regelbare erneuerbare Energien wurden mit einer Managementprämien-Höhe von 0,1 ct/kWh bedacht.

Marktprämienmodell eine gewisse Gefahr (ebd.; Purkus u.a. 2014: 12), weshalb sowohl aus problemorientierter als auch aus politischer Perspektive dieser Aspekt kritisch zu beurteilen ist.

Kriterium der Kosteneffizienz

Unter gesamtsystemischen Gesichtspunkten kann konstatiert werden, dass die Einführung der Marktprämie die Transaktionskosten der Strombereitstellung erhöht, weil zusätzliche Kosten für die Administrierung der Marktprämie im Vergleich mit der Abnahme durch die ÜNB entstehen. Auch kann durch eine vermehrte Direktvermarktung von regelbarer erneuerbarer Erzeugungsleistung einerseits eine Absenkung von Netzstabilisierungs- beziehungsweise Regelkosten erfolgen. Andererseits erscheint der Umstand, dass zu einem großen Teil fluktuierende Erneuerbare in die Marktprämie gewechselt sind, an der tatsächlichen Absenkung von Netzstabilisierungskosten zweifeln zu lassen (Gawel/ Purkus 2013: 55). Die Bundesnetzagentur weist für die Jahre 2012 bis 2014 insgesamt einen deutlichen Anstieg eben solcher Kosten auf (BNetzA/ Bundeskartellamt 2015: 101ff., 2014: 72ff.)[225].

Kriterium der dynamischen Effizienz

Die Einführung der Marktprämie hat die dynamische Effizienz der Förderung von erneuerbaren Energien merklich gesteigert. Zurückführen lässt sich dies auf die im Marktprämienmodell verankerten Anreize, die Prognosegüte und Steuerbarkeit der Anlagen zu verbessern (Klobasa u.a. 2013: 5f.). Auch wenn noch immer der maßgebliche Treiber der dynamischen Effizienz im EEG die Degressionsrate ist, können flankierende Maßnahmen einen erheblichen Effekt erzielen. Insbesondere kann dies im Rahmen der Korrektur von Mitnahmeeffekten durch die Managementprämie gelten, die durch die Managementprämienverordnung vom 2. November 2012 abgeschmolzen wurden. Nicht nur wurde die Höhe der Managementprämie angepasst, es wurde auch ein Fernsteuerbarkeitsbonus eingeführt, der einen zusätzlichen dynamischen Effizienz-Anreiz setzte (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 32; Breuer 2013: 82f.).

Kriterium Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung

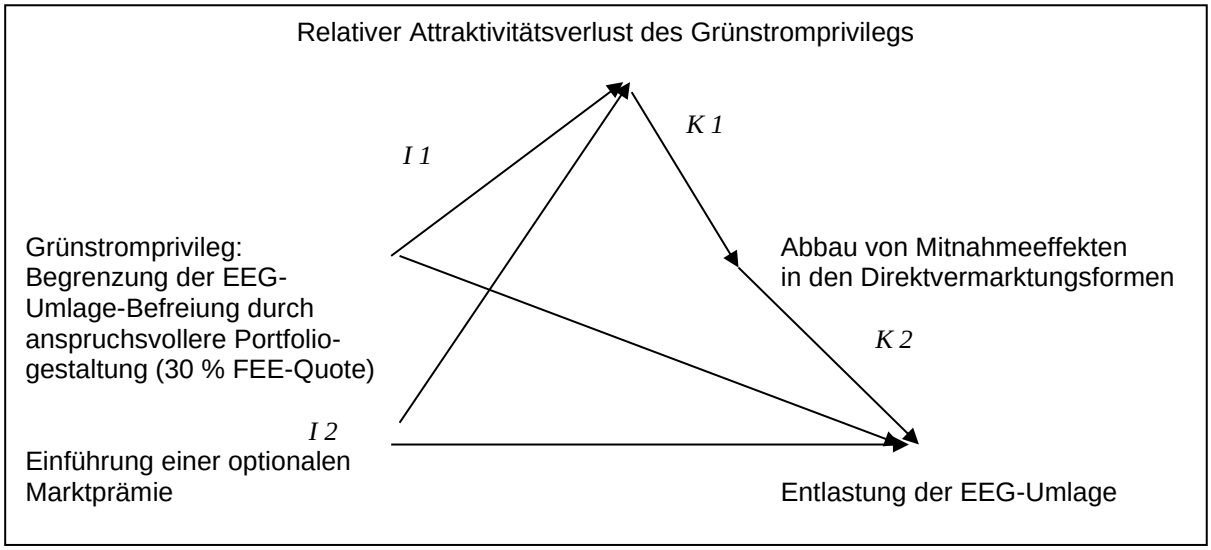
Die Optionalität der Marktprämie sichert deren Kompatibilität mit dem Fördersystem der festen Einspeisevergütung, auch wenn die beiden Förderformen zu einander in Konkurrenztreten und die Marktprämie durch das Potenzial von Mehrerlösen attraktiv erscheint. Die Ausgestaltung des EEG schafft dabei nicht nur monetäre Anreize, wie beispielsweise im Vergleich zum Grünstromprivileg, sondern auch durch die Verschärfung von regulatorischen

[225] 2012 betrugen die Kosten der Einspeisemanagementmaßnahmen noch 33,1 Mio. Euro, während 2013 schon 43,7 Mio. Euro angefallen sind. 2014 verdoppelte sich diese Summe fast auf 82,7 Mio. Euro. Zusätzlich fallen Redispatchmaßnahmen an: 2013 betrugen die Kosten dafür 132,6 Mio. Euro, 2014 schon 186,7 Mio. Euro.

Rahmenbedingungen, wie dies im Bereich der fest vergüteten Bioenergie der Fall ist, eine Lenkungswirkung. Insgesamt wird die Intention des Gesetzgebers erkennbar, das gesamte Fördersystem auf die Marktprämie als dominierende Direktvermarktungsform umzugestalten – ohne jedoch auf die Gestaltungsoption eines verpflichtenden Charakters zu setzen.
Allerdings treten Situationen auf, in denen sich als Nebenfolge eine Konterkarierung des Vorrangprinzips ergeben kann. Dies wurde bereits diskutiert.

5.1.3.1.2 Steuerungsteilkonzeption 2: Neugestaltung des Grünstromprivilegs

Abbildung 28: Neugestaltung des Grünstromprivilegs



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Begrenzung der EEG-Umlage-Befreiung im Rahmen des Grünstromprivilegs durch eine anspruchsvollere Ausgestaltung des Portfolios – fluktuierende erneuerbare Energien müssen eine Quote von 30 Prozent daran erfüllen – führt zu einem relativen Attraktivitätsverlust des Grünstromprivilegs.
- *Interventionshypothese 2*: Die Einführung einer optionalen Marktprämie führt zu einem relativen Attraktivitätsverlust des Grünstromprivilegs.
- *Kausalhypothese 1*: Ein relativer Attraktivitätsverlust des Grünstromprivilegs führt zu einem Abbau von Mitnahmeeffekten in den Direktvermarktungsformen.
- *Kausalhypothese 2*: Der Abbau von Mitnahmeeffekten in den Direktvermarktungsformen führt zu einer Entlastung der EEG-Umlage.
- *Aktionshypothese*: Die Begrenzung der EEG-Umlage-Befreiung und die Einführung einer optionalen Marktprämie führen zu einer Entlastung der EEG-Umlage.

Die erste Interventionshypothese kann als plausibel gelten. Der finanzielle Anreiz des Grünstromprivilegs kommt durch die EEG-Umlagebefreiung. Dabei liegt ein einfacher Zusammenhang vor: Je höher die EEG-Umlage, desto größer der Anreiz. Aus diesem Grund wurde bei steigender EEG-Umlage in den Jahren 2009 bis 2011 das Grünstromprivileg vermehrt in

Anspruch genommen. Bis Ende 2011 war es die dominante Direktvermarktungsform und insbesondere für Windenergieanlagenbetreiber attraktiv, die somit höhere Erlöse als in der EEG-Festvergütung erwirtschaften konnten (Lehnert 2012: 14). Der in der Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 angezeigte Handlungsbedarf aufgrund der finanziellen Risiken im Fördersystem (BMU 2011A: 16f.) wurde bereits erläutert.
Der Regierungsentwurf sieht vor, das im § 39 EEG-E gefasste Grünstromprivileg zu reformieren, was mit einer erheblichen Einschränkung der Anreizwirkung einher ging. Dabei wird die im Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien vorgenommene finanzielle Einschränkung auf maximal 2 ct/kWh durch die Konditionalität der Inanspruchnahme weiter verschärft. So treten neben der Portfolio-Anforderung für ein Energieversorgungsunternehmen, eine 50 Prozentquote erneuerbarer Energien zu erfüllen, auch die Anforderung eine 30 Prozentquote[226] fluktuierende erneuerbare Energien vorzuhalten. Diese Quoten müssen nicht nur im Jahresdurchschnitt, sondern auch im Durchschnitt von acht Kalendermonaten eingehalten werden (Wustlich/ Müller 2011: 392)[227]. Als eine weitere zeitliche Anforderung muss die Festsetzung der Inanspruchnahme auf ein ganzes Kalenderjahr gesehen werden, was als intendierter Beitrag des Gesetzgebers zur kontinuierlichen Integration von Wind und PV gesehen werden kann, gleichzeitig die Energieversorgungsunternehmen jedoch vor Herausforderungen stellt (ebd.; Lehnert 2012: 14). Darüber hinaus werden zur Anrechnung auf die Quote nur solche Strommengen berücksichtigt, die tatsächlich in jedem 15-Minuten-Intervall an die Letztverbraucher geliefert werden (ebd.). Summa summarum führen die Verschärfung der Konditionen von der Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs zu einem deutlichen Attraktivitätsverlustes dieser Direktvermarktungsform.

Die zweite Interventionshypothese kann ebenfalls als plausibel eingeschätzt werden. In Kombination mit den Verschärfungen im Regelungsrahmen des Grünstromprivilegs, erscheint die Marktprämie die deutlich attraktivere Variante in der Direktvermarktung zu sein (Gawel/ Purkus 2013: 50; Lehnert 2012: 14). Die Entwicklung beider Direktvermarktungsformen belegt dies eindrucksvoll: während die Inanspruchnahme der Marktprämie nach deren Einführung zum 1. Januar 2012 sprunghaft anstieg, ging in gleichem Maße die Verbreitung des Grünstromprivilegs zurück. „Mit der Novellierung des EEG 2012 und der Deckelung der EEG-Umlagebefreiung auf 2,0 ct/kWh hat das Grünstromprivileg deutlich an Attraktivität verloren. Es wurde durch die Marktprämie weitestgehend verdrängt und macht im April 2012 [...] gerade einmal 4,2 % der direktvermarkteten Windleistung aus“ (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 33). Neben der Windenergie drängte vor allem auch die Biomasse aus dem Grünstromprivileg (IKEM u.a. 2012: 3; DBFZ u.a. 2014: 79). Dieser Trend weitete sich auch im Laufe

[226] Als Hinweis sei an dieser Stelle angebracht, dass die Quote im Gesetzgebungsverfahren auf 20 Prozent abgesenkt wurde.
[227] Diese Regelung sorgt dafür, dass die Quote nicht bereits in den windstarken Monaten erfüllt werden kann, sondern einer Kontinuität unterliegen muss.

des Jahres 2012 aus, sodass insgesamt rund 94 Prozent der gesamten direkt vermarkteten Leistung sich in der Marktprämie befanden (Lüdemann/ Ortmann 2012: 328). Die Regelungen im EEG haben, auch wenn die Nutzungsoption prinzipiell noch offen steht, zu einer faktischen Abschaffung des Grünstromprivilegs in der Praxis geführt.

Die Kausalhypothesen stellen sich in einem logischen Zusammenhang dar, der für eine isolierte Betrachtung des Grünstromprivilegs Gültigkeit beanspruchen kann. Durch das Zurückschneiden des Grünstromprivilegs auf einen Nischenmarkt wurden Mitnahmeeffekte, die sich aus der Portfoliogestaltung ergeben konnten, minimiert. Zudem wurde die Finanzierungsbasis der EEG-Umlage vergrößert, da die Strommengen aus dem privaten Wälzungsmechanismus im Rahmen des Grünstromprivilegs in das EEG-Umlagesystem zurückgeführt wurden. Während im Jahr 2011 22,5 TWh durch das Grünstromprivileg von der EEG-Umlage befreit waren (BMWi 2014e: 35), sank dieser Wert auf 6 TWh im Jahr 2012 (IfnE u.a. 2014: 8) – in dieser Größenordnung stagnierte die privilegierte Strommenge im Jahr 2013 (5,9 TWh) (BMWi 2014b: 21)[228].

Allerdings sind mit der Einführung des Marktprämienmodells neue Mitnahmeeffekte durch eine zu hoch angesetzte Managementprämie entstanden, wie die Analyse der Steuerungsteilkonzeption 1 gezeigt hat. Diese Entwicklung konterkariert die Bemühung, eine Belastung des EEG-Umlagesystems zu reduzieren. Demgegenüber sei der Steuerungskonzeption zugestanden, dass der Entlastungseffekt der EEG-Umlage durch eine Zurückführung des Grünstromprivilegs deutlich größer ist als die Belastung durch Managementprämien-Mitnahmeeffekte.[229] Besonders bedeutsam ist der Entlastungseffekt im Hinblick auf eine mögliche Entwicklung des Grünstromprivilegs, weil eine deutliche Ausweitung der privilegierten Strommengen prognostiziert war.

[228] Mit dem EEG 2014 wurde das Grünstromprivileg schließlich abgeschafft.

[229] Der Vergleich eines hypothetischen Szenarios mit der tatsächlichen Entwicklung belegt dies. Für das Jahr 2012, in dem die Belastung durch die Managementprämie am größten war, fällt eine dem EEG-Umlagesystem entzogene Summe von 215,4 Mio. Euro an (6 TWh bei einer EEG-Umlage in Höhe von 3,59 ct/kWh). Die Belastung belief sich auf 467 Mio. Euro. Wird hingegen das privilegierte Strommengeniveau aus 2011 unter ceteris paribus Bedingungen fortgeschrieben wäre eine Summe von 807,75 Mio. Euro aufgelaufen (22,5 TWh).

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die für die vorliegenden Maßnahmen relevanten Bewertungskriterien sind das Ausmaß der Treffsicherheit, des erforderlichen Steuerungswissens sowie der Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung.

Kriterium der Treffsicherheit

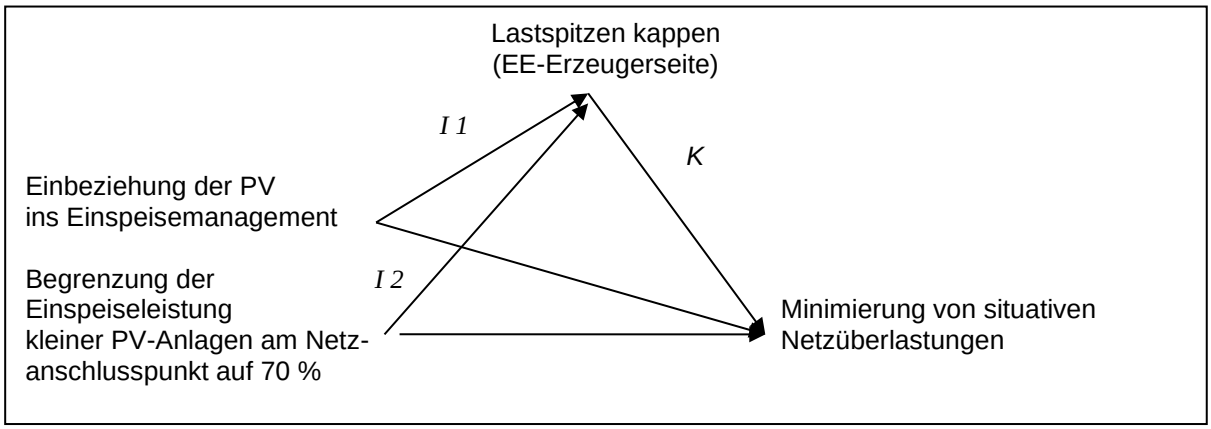
Der Maßnahme ist ein hoher Grad an Treffsicherheit zu bescheinigen. Die zentralen Ziele wurden schnell und vollständig erreicht. Hinter die dominierende Form der Direktvermarktung, der Marktprämie, ist das Grünstromprivileg als ein Nischenmarkt zurückgetreten, womit ein Umsteuern in der strategischen Ausrichtung der Marktintegration vollzogen wurde. Trotz in Kauf genommener Ineffizienzen im Rahmen der Ausgestaltung der Managementprämie, die zudem im Jahr 2012 per Verordnung behoben wurden, wurde die Effizienz des EEG-Umlagesystems gesteigert und der Wälzungsmechanismus durch Verbreiterung dessen Finanzierungsbasis entlastet. Als Nebenfolge kann der gestiegene ökonomische Druck auf die Akteursgruppe der Grünstromhändler identifiziert werden. Ihr Geschäftsmodell ist nach der Begrenzung der Umlagebefreiung aus dem Jahr 2011 mit dem Inkrafttreten des EEG 2012 weiter eingeschränkt worden. Veränderungen in der Akteursstruktur behindern jedoch nicht per se die Marktintegration.

Kriterium Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens und Kompatibilität

Das Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens erscheint als nicht allzu anforderungsreich, die Folgen der rechtlichen Anpassungen stellen sich als relativ übersichtlich und klar kalkulierbar dar. Ferner waren die Reformüberlegungen des Grünstromprivilegs auch Gegenstand der Begleitforschung zur Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes 2011 (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 46ff.). Aus diesem Grund lässt sich auch die Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung bescheinigen. Zum einen wird die Stoßrichtung des Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien fortgesetzt, wodurch schon ein „eventuelles schutzwürdiges Vertrauen der Stromhändler [...] frühzeitig [...] zerstört [wurde]“ (Wustlich/ Müller 2011: 393). Für Ausnahmefälle, das waren vor allem regionale kleinteilige Direktvermarkter im süddeutschen Raum, wurden spezielle Übergangsbestimmungen geschaffen (ebd.). Zum anderen wird das Ziel der Marktintegration nicht aufgegeben, sondern lediglich primär durch ein anderes Instrument wahrgenommen – die eine Form der Direktvermarktung ersetzt die andere.

5.1.3.1.3 Steuerungsteilkonzeption 3: Einbezug der PV ins Einspeisemanagement

Abbildung 29: Einbezug der PV ins Einspeisemanagement



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Einbeziehung der PV in das System des Einspeisemanagements über die technischen Vorgaben nach § 6 EEG führt dazu, dass auf Seiten der EEG-Anlagen Lastspitzen gekappt werden.
- *Interventionshypothese 2*: Die Begrenzung der Einspeiseleistung kleiner PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt auf 70 Prozent führt dazu, dass auf Seiten der EEG-Anlagen Lastspitzen gekappt werden.
- *Kausalhypothese*: Das Kappen von Lastspitzen auf Erzeugerseite von erneuerbaren Energien führt zu einer Minimierung von situativen Netzüberlastungen.
- *Aktionshypothese*: Die Einbeziehung der PV ins Einspeisemanagement sowie die Begrenzung der Einspeiseleistung kleiner PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt führt zu einer Minimierung von situativen Netzüberlastungen.

Die Interventionshypothesen 1 und 2 sind maßgeblich für die Netz- und Systemintegration innerhalb des EEG 2012 im Bereich der PV[230] verantwortlich und können als plausibel bewertet werden. Von den 20 GW installierten EEG-Erzeugungsanlagen, die nicht steuerbar sind, entfallen 17 GW auf die PV. Ein Großteil davon sind kleine PV-Anlagen, die bis zur EEG-Novelle 2012 nicht steuerbar waren (consentec/ ECOFYS 2013: 49f.). Zudem hatte sich mit den großen Zubauzahlen in den Jahren 2009 bis 2012 abgezeichnet, dass die PV sich zum größten installierten Leistungsbestand entwickeln wird. Auch wenn die PV in der Rangfolge der jährlich erzeugten Strommengen unter den erneuerbaren Energien-Technologien nur den dritten Rang bekleidet (IE Leipzig u.a. 2011: 8ff.; ZSW u.a. 2014: 2ff.), können doch Situationen entstehen, in denen die PV-Stromproduktion extrem steile Lastgradienten aufweist, was

[230] Die Ausführungen im EEG-E beschränken sich dabei nicht nur auf die PV, sondern beziehen sich auf alle Anlagen ab einer installierten Leistungsgröße von 100 kW. Die Erläuterungen an dieser Stelle beziehen sich jedoch explizit nur auf die PV, gerad weil die Relevanz dieser Regelung für die PV die größte Bedeutung hat.

die Verteilnetzebene vor enorme Herausforderungen stellt. Deshalb ist es entscheidend, dass mit dem Instrument des Gebots die PV in das Einspeisemanagementsystem integriert wird und somit nach § 6 EEG-E die technischen Vorgaben zur Fernsteuerbarkeit und Bereitstellen von Ist-Daten auf die PV-Anlagen ausgeweitet werden. Große PV-Anlagen, häufig sind dies Freiflächenanlagen über 1 MW installierter Leistung, erhalten einen Anreiz durch die optionale Marktprämie, eine technische Umrüstung vorzunehmen. Bis Oktober 2013 waren jedoch nur 12 Prozent der installierten PV-Leistung in das Marktprämienmodell gewechselt (ZSW u.a. 2014: 44f.). Darüber hinaus ist seit dem Jahr 2013 ein Trendwechsel bilanzierbar, der sich durch einen verstärkten Ausbau von kleineren PV-Anlagen im Vergleich zu großen Freiflächenanlagen kennzeichnet (ebd.: 2f.; BMWi 2015e: 1). Demnach ist es aus „energiewirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, auf die Einbeziehung von PV-Anlagen unter 100 kW gänzlich zu verzichten. Denn es wird sehr wahrscheinlich zukünftig zur Erhaltung der Systemstabilität notwendig sein, auch Anlagen unter 100 kW abzuregeln“ (BBH u.a. 2014: 144). Es erscheint demnach folgerichtig, Anlagen über 100 kW die Ausstattung mit entsprechender Technik zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung sowie der Bereitstellung der Ist-Einspeisung vorzuschreiben – in dieser Größenordnung wird die Regelung durch den Anreiz der Marktprämie flankiert. Bei Anlagen in einer Spanne von 30 bis 100 kW wird ein abgestuftes Gebot vorgesehen, hier wird auf die Vorgabe der Ist-Einspeisung verzichtet. Bei Anlagen bis 30 kW beschränkt sich die Vorgabe ebenfalls auf die Ausstattung mit Fernsteuerbarkeitstechnologie und wird ferner mit der alternativen Wahl des Anlagenbetreibers verknüpft, seine Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen (§ 6 EEG-E). Eine solche Reduktion hat je nach Anlagenausrichtung eine verminderte eingespeiste Strommenge von 2 bis 8 Prozent zur Folge (DGS 2011: 3). Kommen die Anlagenbetreiber ihrer Pflicht nicht nach, verlieren sie als Rechtsfolge den Vergütungsanspruch sowie das vorrangige Abnahmerecht ihres erzeugten Stroms (Schumacher 2012: 18)[231].

Die Kausalhypothese erscheint plausibel, weil das Kappen von Lastspitzen nachweislich zu einer Minimierung von Situationen führt, in denen das Netz überlastet wird beziehungsweise, dass das Abregeln von Anlagen einer solchen Situation entsprechend erfolgreich vorbeugt (consentec/ ECOFYS 2013: 16ff.; ECOFYS/ IFK 2011). Im Hinblick auf die Verteilnetzebene gilt dies insbesondere für die PV, hier ermöglichen schon kleine Begrenzungsmöglichkeiten von Erzeugungsspitzen langfristig eine optimale Netzleistung, was letztlich sogar

[231] Die Anlagenbetreiber melden den Netzbetreibern die am Netzverknüpfungspunkt angeschlossene Leistung. Aus der Fachbranche wurde in Stellungnahmen zum Gesetzesvorhaben darauf verwiesen, dass die Gefahr der Ausweichreaktionen der Adressaten besteht, beispielsweise die Falschmeldung der Gesamtleistung – je größer die Leistungsbegrenzung, umso höher die Wahrscheinlichkeit der Umgehungsversuche (DGS 2011: 3). Deshalb ist ein funktionierendes Kontrollregime unerlässlich – von massenhaften Vermeidungsstrategien der Anlagenbetreiber ist jedenfalls nichts bekannt.

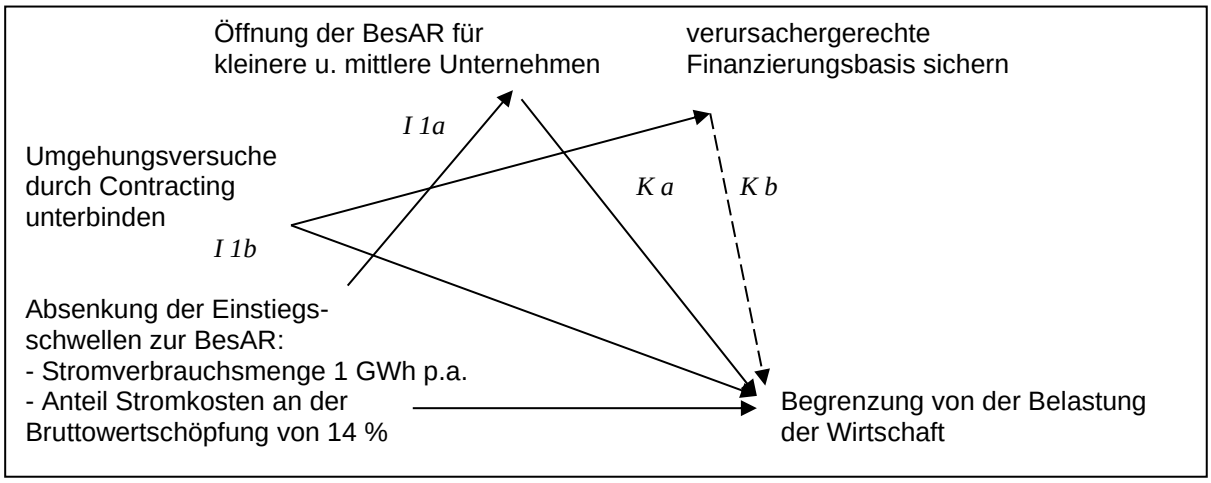
gesamtwirtschaftlich ineffiziente Überdimensionierungen im Netzausbau zu vermeiden hilft (Clemens/ Ohrem 2014).

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Das Instrument materiell-rechtliches Gebot erscheint in diesem Fall geeignet, die negativen externen Effekte durch die Einspeisung erneuerbarer Energien im Falle von Netzüberlastungen tendenziell zu internalisieren, da der Betreiber für die Umrüstung seiner Anlagen aufkommen muss. Auch scheint die Maßnahme geeignet zu sein, prinzipiell die Gefahr der Netzüberlastung zu minimieren. Aus diesem Grund kann von einem hohen *Ausmaß an Treffsicherheit* ausgegangen werden; vor allem da das *Maß an erforderlichen Steuerungswissen* als gering eingeschätzt werden kann, was der klaren Formulierung von Tatbestandsmerkmalen bei einer großen Anzahl von Regelungstatbeständen entgegenkommt. Auch kann eine hohe *Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft* bescheinigt werden. In den Fällen großer PV-Anlagen, die tendenziell eher fernsteuerbar sind, flankiert die Einführung der optionalen Marktprämie mit einem Anreiz zur Ausstattung von entsprechender Technologie sinnvoll. Die Fälle, in denen eine technische Ausstattung aufgrund betriebswirtschaftlicher Kalküle nicht lohnt, werden dann zur entsprechenden technischen Vorgabe durch den Gesetzgeber gezwungen.

5.1.3.2 Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung: Steuerungsteilkonzeption 4

Abbildung 30: Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1a*: Die Absenkung der Einstiegsschwellen für die Besondere Ausgleichsregelung – die jährliche Stromverbrauchsmenge wird auf 1 GWh sowie der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung auf 14 Prozent abgesenkt – führt zu einer Öffnung der Besonderen Ausgleichregelung für kleinere und mittlere Unternehmen.

- *Interventionshypothese 1b*: Das Unterbinden von Umgehungsversuche der Regelungsmaterie der Besonderen Ausgleichsregelung durch das sogenannte Contracting führt zu der Sicherung einer verursachergerechten Finanzierungsbasis.
- *Kausalhypothese a*: Die Öffnung der besonderen Ausgleichregelung für kleinere und mittlere Unternehmen führt zu einer Begrenzung von der Belastung der Wirtschaft durch eine steigende EEG-Umlage.
- *Kausalhypothese b*: Die Sicherung einer verursachergerechten Finanzierungsbasis führt zu einer Begrenzung von der Belastung der Wirtschaft durch eine steigende EEG-Umlage.
- *Aktionshypothese*: Die Absenkung der Einstiegsschwellen sowie das Unterbinden von Missbrauch im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung führen zu einer Begrenzung von der Belastung der Wirtschaft durch eine steigende EEG-Umlage.

Die Interventionshypothese 1a ist plausibel, die Absenkungen der Einstiegsschwellen führen zu einer Öffnung der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für kleine und mittlere Unternehmen. Ein kurzer Abgleich der Regelungen macht die Auswirkung deutlich. Intention des Gesetzgebers ist es dabei, die internationale und intermodale Wettbewerbsfähigkeit deutscher stromintensiver Unternehmen des produzierenden Gewerbes (und Schienenbahnen) zu erhalten. Die Befürchtung ist, dass aufgrund einer steigenden EEG-Umlage die Strompreise für die Industrie, die im europäischen oder internationalen Vergleich bereits als hoch gelten können, sich zu einer weiteren Belastung für die deutsche Industrie auswachsen. Im EEG 2009 ist aus diesem Grund eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 0,05 ct/kWh festgeschrieben. Die Voraussetzungen für die auf Antrag gewährte Privilegierung sind abgestuft und orientieren sich an zwei zentralen kumulativ zu erfüllenden Einstiegsschwellen: einerseits die Strombezugsmenge sowie andererseits der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung. Daraus ergeben sich zwei Privilegierungstatbestände: erstens erfolgt eine Begrenzung der EEG-Umlage, wenn zum einen an einer Abnahmestelle 10 GWh Strom im Jahr bezogen werden und zum anderen, wenn der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung des Unternehmens mehr als 15 Prozent beträgt. Für diesen Privilegierungstatbestand gilt eine Begünstigung für 90 Prozent der bezogenen Strommenge, während für 10 Prozent die volle EEG-Umlage zu entrichten ist. Eine vollständige Privilegierung tritt erst im zweiten Fall, wenn mindestens 100 GWh pro Jahr Strom bezogen werden, die Anforderungen an den Stromkostenanteil ändern sich nicht (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 221ff.; Hauser/ Horst 2011: 21f.).

Im Regierungsentwurf wird eine Erleichterung der Privilegierung vor allem über eine Absenkung der Strombezugsschwellen angestrebt. Der § 41 EEG-E sieht vor, eine dritte niederschwellige Stufe des Mindeststrombezugs von 1 GWh/a einzuführen. Ebenfalls wird der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung leicht auf 14 Prozent als Privilegierungsvoraussetzung abgesenkt (Kachel 2012: 34). Durch diesen gleitenden Einstieg in das

Begünstigungssystem ergibt sich eine anteilige Staffelung der Entlastung. Bis zur ersten GWh ist die volle EEG-Umlage zu zahlen, ab der ersten bis einschließlich zehnten GWh fallen 10 Prozent der EEG-Umlage an, für den Strombezug über 10 GWh reduziert sich diese Belastung auf 1 Prozent der Umlage und schließlich wird mit einem Strombezug ab 100 GWh die Belastung auf 0,05 ct/kWh festgesetzt. Nur diejenigen Unternehmen, die sowohl mindestens 100 GWh Strombezug aufweisen als auch einen Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von 20 Prozent erreichen, erhalten eine Begrenzung auf 0,05 ct/kWh für den gesamten Strombezug (BReg 2011b: 37; Kachel 2012: 36).

Die letztlichen Auswirkungen dieser Anpassungen der BesAR bestätigen zusätzlich die Plausibilität der Interventionshypothese.[232] Während es 2012 lediglich zu einem leichten Anstieg der privilegierten Unternehmen kam, wobei auch die Anzahl der abgelehnten Anträge anwuchs[233], konnte 2013 ein sprunghafter Anstieg der gestellten Anträge von 813 auf 2055 beobachtet werden. In dem ersten Bewilligungsjahr unter geänderter Rechtslage wurden schließlich 1676 Unternehmen des produzierenden Gewerbes von der EEG-Umlage befreit (BMWi 2014e: 33f.), womit sich der Privilegierungskreis mehr als verdoppelt hatte. Trotz dieses erheblichen Anstiegs der begünstigten Unternehmen, wuchs die privilegierte Strommenge nicht proportional, sondern deutlich schwächer von 86 TWh auf rund 93 TWh. Dies ist ein Indiz dafür, dass viele Unternehmen mit geringerem Strombezug in den Genuss einer EEG-Umlagebefreiung gekommen sind. Die nachfolgende Abbildung gibt einen Überblick über die Entwicklung der BesAR.

Abbildung 31: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung

Begrenzungsjahr	Anzahl der privilegierten Unternehmen		privilegierte Strommenge	Höhe der EEG-Umlage	Anteil der BesAR an der EEG-Umlage		Theoretische Begünstigungswirkung
	produzierendes Gewerbe	Schienenbahnen	GWh	ct/kWh	ct/kWh	Prozent	Mrd. Euro
2011	554	49	85.118,2	3,53	0,61	17,3	2,5
2012	683	51	86.126,6	3,59	0,64	17,8	2,5
2013	1.676	53	93.597,9	5,28	1,03	19,5	3,9
2014	2.026	72	106.523 *	6,24	1,35	21,6	5,1
2015	k.A. **	k.A.**	110.247 *	6,17	1,37	22,2	4,8

* Prognose der Übertragungsnetzbetreiber für 2014 und 2015

**Daten zur Anzahl der privilegierten Unternehmen im Jahr 2015 noch nicht verfügbar

Quelle: BMWi 2014b: 21

[232] Die hier gemachten Aussagen beziehen sich nur auf die Unternehmen des produzierenden Gewerbes und klammern den Anwendungsbereich der Schienenbahnen aus, vgl. zu dieser Problematik Gawel 2014.

[233] 2011 wurden 650 Anträge auf Begünstigung im Rahmen der BesAR gestellt, wovon 554 bewilligt wurden. 2012 wurden bereits 813 Anträge beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eingereicht, wovon 683 positiv beschieden wurden (BMWi 2014e: 34).

Die Kausalhypothese a erscheint vor diesem Hintergrund auf den ersten Blick plausibel zu sein. Wird der Kreis der begünstigten Unternehmen ausgeweitet, bekommen mehr Wirtschaftsunternehmen in den Privilegierungsgenuss. Allerdings reduziert die Ausweitung der begünstigten Strommenge die Strommenge des nicht-privilegierten Letztverbrauchs, weshalb für alle nicht begünstigten Letztverbraucher die EEG-Umlage steigt – so auch für nicht privilegierte Wirtschaftsunternehmen. Für das Jahr 2013 sind immerhin 16 Prozent des gesamten deutschen Stromverbrauchs privilegiert und von der Umlage entlastet (Gawel/ Klassert 2013a: 468).

Das Entlastungsvolumen der BesAR wird für das Jahr 2012 mit 2,5 Mrd. Euro angegeben und wächst entsprechend der Ausweitung der Begünstigungstatbestände auf 3,9 Mrd. im Jahr 2013 Euro an – relativierend muss jedoch angemerkt werden, dass die hohe Begünstigungswirkung vor allem aus einem Anstieg der EEG-Differenzkosten aufgrund gefallender Börsenstrompreise resultiert und weniger aus der gestiegenen Zahl von Privilegierungen. Im Jahr 2013 erhöht diese Umverteilungswirkung die EEG-Umlage aller nicht-privilegierter Letztverbraucher um 1,1 ct/kWh – im Vergleich zu 2012 ein Anstieg um 0,5 ct/kWh (Löschel u.a. 2014: 168). Für die Entwicklung der EEG-Umlage lässt sich auch der Einfluss der BesAR beziffern: von der Erhöhung im Vergleich zum Vorjahr macht die BesAR im Jahr 2013 absolut nur 0,11 ct/kWh (7 Prozent vom Gesamtanstieg in Höhe von 1,68 ct/kWh) aus, im Jahr 2014 erhöht die BesAR die Umlage um 0,14 ct/kWh (15 Prozent vom Gesamtanstieg in Höhe von 0,96 ct/kWh) (BReg 2013:6).

Der verallgemeinerte Wirkungszusammenhang, dass eine Ausweitung der BesAR zu einer Begrenzung der Belastung von deutschen Wirtschaftsunternehmen führt, ist nur insofern zutreffend, als dass dieser für eine klar eingegrenzte Gruppe von begünstigten Unternehmen gilt, die entsprechende Kriterien erfüllen. Für alle anderen Wirtschaftsunternehmen gilt der entgegengesetzte Effekt: aufgrund der Umverteilungswirkung im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus werden die nicht-privilegierten Letztverbraucher stärker belastet. Eine Nebenfolge, die bereits in der Vergangenheit durch den Gesetzgeber antizipiert und rechtlich adressiert wurde, ist folglich, dass der Anreiz für Unternehmen steigt, die Strombezugsschwelle von mindestens 1 GWh/a zu überspringen. Fixe Schwellenwerte führen somit zu einem entgegen den Effizienzbemühungen gerichteten Anreiz zu höheren Stromverbrauch und können zu Wettbewerbsverzerrungen innerhalb einer Branche führen (Löschel u.a. 2014: 169). Je näher sich der Strombezug einer starren Schwelle nähert, umso größer ist dieser Anreiz. Ob die im Gesetz – seit dem EEG 2009 – verankerte Zertifizierungserfordernis eines Energiemanagementsystems und Einsparpotenziale in der Praxis diesem Anreiz erfolgreich entgegenwirken kann, kann aufgrund fehlenden Steuerungswissens an dieser Stelle nicht beantwortet werden. Es muss demgegenüber jedoch betont werden, dass das Zertifizierungserfordernis erst ab der

Schwelle des Strombezugs von 10 GWh Anwendung findet und dementsprechend keine Wirkung auf den Stromverbrauch bis zu dieser Schwelle entfalten kann.

Die Interventionshypothese 1b kann als plausibel bewertet werden. Maßgeblich ist dabei die Präzisierung des Begriffs „selbstständige Unternehmensteile“[234], die Mitnahmeeffekte und negative externe Effekte verursacht durch sogenannte Contracting-Modelle eindämmen soll. Contracting-Unternehmen haben in der Vergangenheit als Energiedienstleister für Unternehmen des produzierenden Gewerbes fungiert, indem der Energiebereich der Unternehmen ausgelagert und durch das Contracting-Unternehmen gepachtet wurde, welches dann wiederum die Energieversorgung übernahm – ohne Eigentümer der technischen Einrichtungen zu sein. Auf diese Weise konnten Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die die Anspruchsvoraussetzungen der BesAR nicht erfüllten, über die Contracting-Unternehmen, doch in den Genuss der Begünstigung kommen, obwohl das Contracting-Unternehmen zwar die formalen Kriterien der BesAR erfüllen, hingegen nicht dem Gesetzeszweck entsprechend im internationalen Wettbewerb stehen. „Normierte Gesetzeszwecke haben für sich genommen keine unmittelbare Rechtswirkung“ (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 269), sodass vor dem Hintergrund der geltenden Rechtslage nach dem EEG 2009 hingenommen werden musste, dass mehr Unternehmen von der EEG-Umlage befreit waren, als dies ursprünglich durch den Gesetzgeber intendiert war. Auch wenn dies auf ein grundsätzliches Problem der BesAR verweist, dass das Kriterium – mithin der eigentliche Gesetzeszweck – *internationale Wettbewerbsfähigkeit* nicht als Tatbestandsmerkmal legal definiert ist, so steht diese Praxis doch im Widerspruch zu den Interessen der Gesamtheit der Stromverbraucher (§ 40 EEG-E), weil sich dadurch eine nicht an dem Verursacherprinzip richtende zusätzliche Kostenbelastung ergibt (ebd.: 268ff.). Contracting-Unternehmen sind letztlich künstlich geschaffene selbstständige Unternehmensteile. Nach der neuen Definition in § 41 Abs. 5 EEG-E muss ein solcher Unternehmensteil jedoch ohne wesentliche Umstrukturierung eine rechtliche Verselbstständigung aufweisen können, ferner müssen wesentliche betriebliche Funktionen erfüllt sein – was für Contracting-Unternehmen nicht zutrifft (BReg 2011b: 170).
Die Bundesregierung weist in ihrer Evaluation der Maßnahme darauf hin, dass die Ausweitung der privilegierten Strommenge von 2012 auf 2013 von rund 5,5 TWh durch die Gegenrechnung von restriktiv wirkenden Begriffsdefinitionen und Verhinderung von missbräuchlicher Anwendung der BesAR im Rahmen von Contracting-Modellen diese Summe im Saldo auf 895 GWh zusammenschrumpft – und somit nur noch lediglich 1 Prozent des Gesamtvolumens der begünstigten Strommenge ausmacht (BMWi 2014e: 33).

Vor diesem Hintergrund erscheint die Kausalhypothese b ebenfalls als plausibel. Die Interventionslogik wirkt dabei genau gegensätzlich zur Kausalhypothese a, der ein die Begünstigungen

[234] Zum Begriff, seinen Voraussetzungen und der Herleitung vgl. Kachel 2012: 37f.

ausweitender Interventionsimpuls zugrunde lag. Die Zurückführung von Missbrauch innerhalb der BesAR trägt dazu bei, die Finanzierungsbasis im EEG-Wälzungssystem zu sichern und nicht-privilegierte Letztverbraucher – in der schlussendlichen Auswirkung gering – zu entlasten.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Maßgeblich für die Bewertung dieses Maßnahmenkomplexes ist das Kriterium der Treffsicherheit. Für die kriteriengeleitete Öffnung der BesAR für kleine und mittlere Unternehmen sowie die Verhinderung von Missbrauch durch Contracting kann von einer hohen Treffsicherheit ausgegangen werden. Problematisch stellen sich vielmehr die Nebenfolgen und Mitnahmeeffekte dar, weil der normierte Gesetzeszweck, die Erhaltung der *internationale Wettbewerbsfähigkeit,* nicht als Tatbestandsmerkmal im Gesetz verankert ist. Die Privilegierung wird unabhängig und pauschal von der Handelsintensität beziehungsweise der internationalen Wettbewerbsfähigkeit gewährt, weshalb auch Unternehmen begünstigt werden, die sich nicht internationaler Konkurrenz ausgesetzt sehen (Reuster/ Küchler 2012: 6; Gawel/ Klassert 2013a: 476f.). Indes ist die Definition von internationaler Wettbewerbsfähigkeit bereits umstritten und lässt sich nur – und das oftmals nicht restlos überzeugend – über ein Indikatorenset auflösen. Trennscharfe Indikatoren, die Mitnahmeeffekte ausschließen können, liegen gleichwohl nicht vor[235] (Gawel/ Klassert 2013b: 5), weshalb von einem hohen Maß an erforderlichem Steuerungswissen in diesem Punkt ausgegangen werden kann.
Darüber hinaus wird als ein oft formulierter Kritikpunkt angeführt, dass ein unklarer Entlastungsbedarf vorliegt, da die stromintensive Industrie durch den Verfall der Börsenstrompreise aufgrund des Merit-Order-Effektes der erneuerbaren Energien zusätzlich profitiert (Gawel/ Klassert 2013b: 4f.). Durch die Industrie wird als Gegenargument vorgebracht, dass auch international ein Preisverfall des Stroms zu beobachten ist (VIK 2013: 2f). Beide Argumentationen sind dabei stark von dem Einzelfall geprägt, denn je nach Größe (und je nach Stromverbrauch) sowie Branche des Unternehmens variieren der Strombezugspreis und die Fähigkeit, Strom zu Großhandelspreisen beziehen zu können. Zudem stellt sich die Bewertung der globalen Preissituation je nach Region komplex dar und ist ferner abhängig von temporären Einflüssen, wie beispielsweise die Preisbewegung von konventionellen Energieträgern auf den globalen Märkten.

Des Weiteren sind noch einmal die Fehlanreize für einen höheren Stromverbrauch anzuführen, was ebenfalls eine unintendierte Nebenfolge darstellt (Gawel/ Klassert 2013b: 4) und

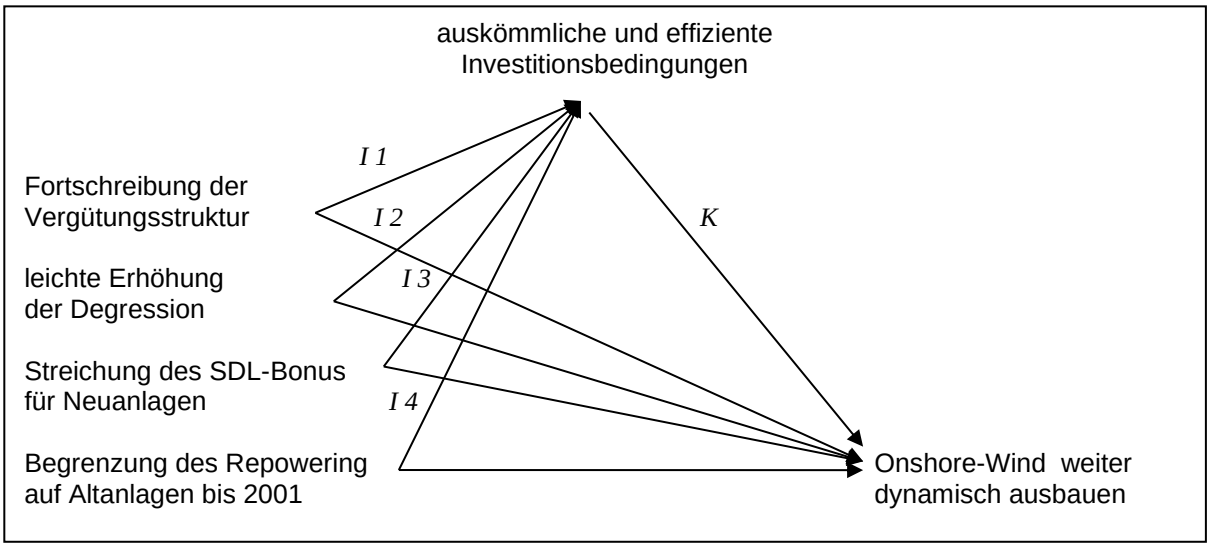
[235] In der Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 wird sich mit dem komplexen Phänomen einer angemessenen Indikatoren auseinandergesetzt (Fraunhofer u.a. 2011: 230ff.). Letztlich erweist sich der Komplexitätsgrad als zu groß, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit alleine mit der Außenhandelsintensität abbilden zu können (Gawel/ Klassert 2013b: 5).

zudem unter dem Bewertungskriterium *Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung* kritisch zu bewerten ist.

5.1.3.3 Technologiedifferenzierte Förderung: Steuerungsteilkonzeptionen 5 bis 8

5.1.3.3.1 Steuerungsteilkonzeption 5: Förderung der Onshore-Windenergie

Abbildung 32: Förderung der Onshore-Windenergie



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Fortschreibung der Vergütungsstruktur im Bereich der Onshore-Windenergie führt zu auskömmlichen und effizienten Investitionsbedingungen.
- *Interventionshypothese 2*: Eine leichte Erhöhung der Degressionsrate ändert nichts an auskömmlichen und effizienten Investitionsbedingungen für die Onshore-Windenergie.
- *Interventionshypothese 3*: Die Streichung des SDL-Bonus für Neuanlagen negiert nicht die auskömmlichen und effizienten Investitionsbedingungen für die Onshore-Windenergie.
- *Interventionshypothese 4*: Die Begrenzung des Repowering-Bonus auf Altanlagen, die vor 2002 installiert wurden, negiert nicht die auskömmlichen und effizienten Investitionsbedingungen für die Onshore-Windenergie.
- *Kausalhypothese*: Auskömmliche und effiziente Investitionsbedingungen führen zu einem weiteren dynamischen Ausbau der Onshore-Windenergie.
- *Aktionshypothese*: Die Fortschreibung der Vergütungsstruktur, die leichte Erhöhung der Degression, die Begrenzung des SDL- sowie des Repowering-Bonus führen in Summe zu einem weiteren dynamischen Ausbau der Onshore-Windenergie.

In der Plausibilitätsbetrachtung bestätigt sich die erste Interventionshypothese. Der Regierungsentwurf sieht vor, die Vergütungsstruktur der Onshore-Windenergie auf leicht abgesenktem Niveau fortzuschreiben. Die Grundvergütung beträgt 4,87 ct/kWh, die Anfangsvergütung

8,93 ct/kWh, wobei die Regelungen zum Referenzertragsmodell beibehalten wurden (§ 29 EEG-E). Allerdings entfällt der Absatz, der eine Mindestvergütungsschwelle von 60 Prozent des Referenzertrags vorsah, wonach nun Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen das alleinige Zubaukriterium darstellen (BReg 2011b: 149). Die Anpassung spiegelt dabei die Erkenntnis wider, dass unter den projizierten Förderbedingungen an einem 60 Prozent-Standort kein wirtschaftlicher Betrieb einer Windenergieanlage möglich ist (DWG/ Bio Consult SH 2011: 95f.). Gleichwohl antizipierte die Begleitforschung zum Erfahrungsbericht 2011, dass „an einem 100%-Standort ein Anfangsvergütungssatz im Bereich der Vergütungshöhe gemäß EEG 2009 (9,2 ct/kWh) als angemessen zu bezeichnen ist, nicht aber der sich aufgrund der Degression ergebende Wert für 2012 (8,93 ct/kWh)“ (ebd.: 158). Dieser Prognose stehen gleichwohl die realisierten Ausbauzahlen nach Inkrafttreten des EEG 2012 entgegen.[236] In den für die Evaluation relevanten Jahren 2012 bis 2014 wurden die in den Szenarien der Leitstudie 2011 definierten Zubauwerte jeweils übertroffen. In 2012 wurden 2.415,6 MW, in 2013 2.998,41 MW und in 2014 4.750,26 MW Leistung installiert (BWE 2015). In der Literatur wird deshalb der Schluss gezogen, dass die Investitionsbedingungen unter dem EEG 2012 für die Onshore-Windenergie insgesamt sehr gut waren (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 42).

Diese pauschalisierte Aussage wird auch von dem Abgleich der Stromgestehungskosten der Onshore-Windenergie mit den Investitionsbedingungen für jeweilige Modellfälle untermauert. Bei der Onshore Finanzierung werden im Durchschnitt 20 Prozent Eigenkapital mit einer angestrebten Verzinsung von 8 Prozent durch den Investor eingesetzt sowie auf 80 Prozent Fremdkapital, das durchschnittlich zum Erhebungszeitraum mit 3,8 Prozent verzinst wurde, zurückgegriffen. Aus den Werten ergibt sich ein kalkulatorischer Mischzinssatz von 4,6 Prozent, der erreicht sein muss, damit ein Onshore-Windenergieprojekt attraktiv wirtschaftlich darstellbar ist (ebd.: 59).

Nachfolgend werden die Stromgehstehungskosten der Modellfälle[237] aufgeführt, um anschließend eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anhand der zu realisierende Rendite über eine Laufzeit von 20 Jahren vorzunehmen, wobei sich an der Internal Rate of Return (IRR) orientiert wird.

[236] Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass 2011 die Rohstoffpreisentwicklung anders prognostiziert wurde als diese sich tatsächlich darstellte. Während von steigenden Preisen für Kupfer, Stahl und Aluminium ausgegangen wurden, stagnierte das Preisniveau dieser Rohstoffe, was zu geringeren Gesamtinvestitionskosten führte (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 63f.).

[237] Für eine Definition der Modellfälle vgl. IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 71ff.

Abbildung 33: Stromgehstehungskosten von Binnenlandanlagen der Größenklassen 2,0 bis 2,5 MW

2,0 bis 2,5 MW Schwachwindanlagen [ct/kWh]	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Unterer Grenzfall	6,6	6,9	6,5	7,1	8,4	8,1
Oberer Grenzfall	7,5	7,8	8,6	9,6	10,4	12,1

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 76[238]

Abbildung 34: Stromgehstehungskosten von Anlagen für schwache und mittlere Windgeschwindigkeiten der Größenklasse 3,0 bis 3,5 MW (Binnenlandanlagen)

3,0 bis 3,5 MW Anlagen für schwache und mittlere Windstärken [ct/kWh]	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Unterer Grenzfall	6,0	6,3	6,5	6,9	7,5	8,3
Oberer Grenzfall	6,8	8,1	7,9	9,6	10,6	12,4

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 77

Abbildung 35: Stromgehstehungskosten von Anlagen für Starkwind und mittlere Windgeschwindigkeiten der Größenklasse 2,0 bis 2,5 MW

2,0 bis 2,5 MW Anlagen für Starkwind und mittlere Windstärken [ct/kWh]	150%	140%	130%	120%	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Unterer Grenzfall	4,8	5,4	5,3	5,3	5,5	5,7	5,8	6,9	7,6	8,2
Oberer Grenzfall	5,7	5,8	6,0	7,2	8,0	8,1	8,8	10,8	12,4	15,0

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 80

Abbildung 36: Stromgehstehungskosten übriger Anlagen der Größenklasse 3,0 bis 3,5 MW

3,0 bis 3,5 MW übrige Anlagen [ct/kWh]	150%	140%	130%	120%	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Unterer Grenzfall	5,3	5,2	5,5	5,1	5,6	5,8	6,9	6,7	8,1	9,4
Oberer Grenzfall	5,5	5,4	5,8	6,1	6,6	7,0	7,3	8,2	10,3	11,2

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 82

[238] Um die Bandbreite an unterschiedlichen Standorten widerzuspiegeln, werden hohe Investitionskosten mit niedrigen Vollbenutzungsstunden kombiniert (Unterer Grenzfall) und niedrigen Investitionskosten bei hohen Vollbenutzungsstunden (Oberer Grenzfall) gegenübergestellt (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 75). Äquivalent dazu wird auch von einem Worst-Case und Best-Case ausgegangen.

Abbildung 37: Interne Verzinsung für Binnenlandanlagen der Größenklasse von 2,0 bis 2,5 MW und der Klasse von 3,0 bis 3,5 MW

2,0 bis 2,5 MW Schwachwindanlagen IRR	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Best-Case	10,9%	10,4%	12,5%	10,2%	6,5%	7,3%
Worst-Case	7,2%	7,0%	5,5%	4,0%	2,8%	0,5%

3,0 bis 3,5 MW Anlagen für schwache und mittlere Windstärken IRR	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Best-Case	14,5%	13,2%	12,7%	11,1%	8,9%	6,8%
Worst-Case	9,8%	6,2%	7,3%	4,0%	2,5%	0,3%

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 84

Abbildung 38: Interne Verzinsung von Anlagen für Starkwind und mittlere Windstärken der Klasse 2,0 bis 2,5 MW und der übrigen Anlagen der Klasse 3,0 bis 3,5 MW

2,0 bis 2,5 MW Anlagen für Starkwind und mittlere Windstärken IRR	150%	140%	130%	120%	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Best-Case	19,1%	14,4%	17,9%	18,9%	18,5%	17,0%	16,2%	11,1%	8,8%	6,9%
Worst-Case	8,9%	10,9%	12,1%	7,0%	5,4%	6,2%	5,2%	2,1%	0,3%	-2,1%

3,0 bis 3,5 MW übrige Anlagen IRR	150%	140%	130%	120%	110%	100%	90%	80%	70%	60%
Best-Case	12,3%	17,2%	15,7%	21,0%	16,9%	16,1%	10,7%	11,8%	7,3%	4,8%
Worst-Case	10,2%	14,9%	13,7%	12,6%	11,1%	9,9%	9,4%	7,1%	2,9%	1,6%

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 85

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass für Binnenlandanlagen an Standorten von 60 bis 80 Prozent-Referenzertrag ein wirtschaftlicher Betrieb im Worst-Case-Szenario nicht darstellbar ist, in diesen Fällen ist die IRR geringer als der kalkulatorische Mischzins von 4,6 Prozent. Für Starkwindanlagen stellt sich die Situation vergleichbar dar – die Abweichung von diesem Bild wird in der Größenklasse 3,0 bis 3,5 MW an einem 80 Prozent-Referenzertragsstandort vollzogen. Bei allen anderen Anlagentypen ist unter den Eingangsbedingungen der Modellfälle ein wirtschaftlicher Betrieb anzunehmen.[239] Außerdem gilt es bei dieser Betrachtung zu beachten, dass sie die Investitionsbedingungen der festen Einspeisevergütung widerspiegelt. Wie bereits erläutert befindet sich der Großteil der Windenergieanlagen demgegenüber in dem Marktprämienmodell, in dem Mehrerlöse potenziell möglich sind sowie Mitnahmeeffekte bei der Managementprämie anzunehmen sind. Die Festvergütung kann zur

[239] Dabei zeigen sich hauptsächlich zwei wesentliche Zusammenhänge: Zum einen ist davon auszugehen, dass die größeren Anlagenklassen über niedrigere Stromgestehungskosten verfügen, zum anderen dass die Binnenlandanlagen (in den Modellfällen) höhere Investitionskosten aufweisen als der übrige Anlagenbestand (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 86ff.).

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als Orientierungsgröße gelten, da sie noch immer die Höhe der optionalen gleitenden Marktprämie über den anzulegenden Wert maßgeblich beeinflusst.
Um ein realistisches Lagebild über die Wirtschaftlichkeit des Zubaus der Onshore-Windenergie zu erhalten, ist es angebracht, die Projektrenditen der Modellfälle mit dem tatsächlich realisierten Zubau an den jeweiligen Standorten abzugleichen. In der Vergangenheit wurde an Standorten zugebaut, die als windschwächere Gebiete zu klassifizieren sind. Der Großteil der älteren Anlagen beläuft sich mehrheitlich unter 90 Prozent des Referenzertrags; im gesamten Anlagenbestand liegt das durchschnittliche Verhältnis des Ertrags der Anlagen zum Referenzertrag bei 76,6 Prozent. Die topographische Lage verhindert in Deutschland einen sehr effizienten Einsatz der Windenergie an Land; Ausnahmen bilden die Küstengebiete oder windreiche Binnenstandorte, wie Kammlagen oder Anhöhen, an denen Standortqualitäten von 100 Prozent Referenzertrag und mehr erreicht wird (ebd.: 151f.). Dieser Ausbautrend der Vergangenheit hat sich auch in den Jahren 2011 bis 2013 fortgesetzt. Wird der Ausbau an den verschiedenen Standortgüten in diesen Jahren ausgewertet, kann festgestellt werden, dass in den Standortkategorien 60 bis 80 Prozent rund 69 Prozent des Zubaus realisiert wurde; werden die 90 Prozent Standorte hinzugezogen, steigt dieser Anteil sogar auf knapp 80 Prozent (ebd.: 159). Deshalb lässt sich der Schluss ziehen:

„Im Zubau der Jahre 2011 bis Mitte 2013 wird die Entwicklung des letzten Jahrzehnts fortgeführt, er verteilt sich überwiegend auf die Standortkategorien 60 bis 90 %. In diesen Kategorien wird voraussichtlich auch in den kommenden Jahren zugebaut, unabhängig von den ambitionierten Ausbauplänen der Bundesländer für das Binnenland. Es werden damit mehrheitlich die höchsten EEG-Vergütungen über einen Zeitraum von 20 Jahren in Anspruch genommen. Allerdings wird damit auch deutlich, dass die Vergütungshöhe für den derzeitigen Ausbau auch an weniger windhöffigen Standorten auskömmlich ist“ (ebd.: 289).

Die Plausibilitätsprüfung der zweiten Interventionshypothese fällt ebenfalls positiv aus. Die Maßnahme sieht vor, nach § 20 Abs. 6 lit. b EEG-E die jährliche Degression von 1 Prozent auf 1,5 Prozent ansteigen zu lassen. Zwar wurde 2011 noch die Empfehlung ausgesprochen, den Degressionsfaktor bei 1 Prozent zu belassen, da einerseits ein hoher technologischer Entwicklungsgrad der Onshore-Windenergie erreicht ist, der es erschwert, weitere Kostensenkungspotenziale zu erreichen. Andererseits wurde ein höherer Kostendruck als durch den Degressionsfaktor widergespiegelt bilanziert, weil mit steigenden Rohstoffpreisen und einer Zielinflation von 2 Prozent gerechnet wurden, was die Windenergieanlagenhersteller kostenseitig hätten auffangen müssen (DWG/ Bio Consult SH 2011: 160). Gleichwohl entschied sich die Bundesregierung für eine leichte Erhöhung der Degression. Die Entwicklungen haben gezeigt, dass es sich dabei nicht um eine Fehleinschätzung gehandelt hat, da wissenschaftliche Prognosen davon ausgehen, dass die Stromgehstehungskosten der Onshore-Windenergie auch in Zukunft leicht sinken werden. Insbesondere die Standortklassen größer 80 Prozent weisen in den Jahren des EEG 2012 eine IRR größer als 6,5 Prozent auf, womit ein wirtschaftlicher

Betrieb möglich erscheint (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 114). Aus diesem Grund wird eine Fortschreibung der Degression bei 1,5 Prozent als angemessen bezeichnet, ohne die Branche beziehungsweise die Vergütungsstruktur zu überfordern (ebd.: 292).

Die dritte Interventionshypothese lässt sich als nur eingeschränkt plausibel bewerten. Mit dem Regierungsentwurf sah der Gesetzgeber eine Streichung des SDL-Bonus vor.[240] Als Begründung wurde angeführt, dass der Zeitpunkt, an dem die Anlagenbauer ihre Anlagen standartmäßig nach den Vorgaben der SDL-Verordnung auslegen und deshalb dem Betreiber keine wesentlichen Mehrkosten durch die Erfüllung der Anforderungen der SDL-Verordnung entstehen (Neuanlagen), sich früher als erwartet eingestellt hat – der SDL-Bonus sollte ursprünglich bis Ende 2013 gezahlt werden (BReg 2011b: 149). Dies deckte sich mit den wissenschaftlichen Empfehlungen, den SDL-Bonus für Neuanlagen nicht fortzuführen, weil sich der Bonus für Neuanlagen als sehr erfolgreich dargestellt hat, da die dem Bonus zugrunde liegenden technischen Anforderungen in die Anlagenkonzepte integriert wurden und Onshore-Windenergieanlagen über eine bessere Netzverträglichkeit verfügen (DWG/ Bio Consult SH 2011: 165f.)[241]. Für Neuanlagen bestätigt sich diese Einschätzung auch zu einem späteren Zeitpunkt, weshalb eine Streichung des Bonus als angemessen bezeichnet werden kann. Gleichwohl stellt sich das Bild für Bestandsanlagen differenzierter dar. Hier wird die Einschätzung formuliert, dass der SDL-Bonus durchaus sinnvoll ist, da bis zum Jahr 2011 lediglich 45 Prozent dieser Anlagen nachgerüstet wurden. Häufig ist dies auf technische Gründe zurückzuführen, die eine Nachrüstung erschweren. Auch ist eine Sättigungstendenz der Nachrüstung in den Jahren 2010 bis 2012 zu erkennen, weshalb davon ausgegangen werden kann, dass sich ein Sockel von nicht nachgerüsteten Bestandsanlagen in Höhe von knapp der Hälfte des Bestandes etablieren wird. Fällt der finanzielle Anreiz zur Nachrüstung weg, ist nicht mehr mit entsprechenden Handlungen zu rechnen (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 98f.).

Die vierte Interventionshypothese kann als plausibel bewertet werden. Der Regierungsentwurf sah vor, dass die erhöhte Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh (Repowering-Bonus) auf Anlagen beschränkt werden sollte, die erstens vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen wurden, 2. die Repowering-Anlage höchstens 17 Kalenderjahre nach der Inbetriebnahme der ersetzten Anlage in Betrieb gehen muss sowie drittens die Repowering-Anlage mindestens das

[240] Es gilt darauf zu verweisen, dass im rechtskräftigen EEG 2012 die Abweichung von der Intention des Gesetzgebers implementiert wurde, den SDL-Bonus zu streichen. Für Neuanlagen wurde dieser vor dem Hintergrund der geltenden Degression auf 0,48 ct/kWh abgesenkt und die potenzielle Bezugsdauer um ein Jahr verlängert – Neuanlagen, die vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb gehen können diesen Bonus in Anspruch nehmen. Für Bestandsanlagen erhöhte sich der Bonus auf 0,7 ct/kWh (§ 29 Abs. 2 EEG 2012; IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 5).

[241] Die Empfehlung basiert gleichwohl darauf, den SDL-Bonus zumindest teilweise in die Anfangsvergütung zu integrieren (DWG/ Bio Consult SH 2011: 166).

zweifache und höchstens das fünffache der installierten Leistung der ersetzten Anlage aufweist und ferner die Zahl der ersetzten Anlagen nicht übersteigt (§ 30 EEG-E)[242]. Damit orientierte sich der Gesetzgeber an den Empfehlungen der wissenschaftlichen Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht 2011, weil durch das Einführen einer Altersobergrenze von repowering-fähigen Anlagen Mitnahmeeffekten entgegengewirkt wird. Die Kehrseite davon ist, dass das Potenzial des repowering-fähigen Anlagenbestands verkleinert wird. Dennoch ist dieser regulatorische Eingriff im Hinblick auf den normierten Gesetzeszweck des Repowering-Bonus gerechtfertigt (DWG/ Bio Consult SH 2011: 169f.). Zudem gilt es anzufügen, dass das Potenzial nur geringfügig verringert wird – noch immer wurden 10.500 Windenergieanlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen, was rund 45 Prozent des gesamten Anlagenbestandes entspricht oder mit 8.300 MW ca. 26 Prozent der gesamten installierten Nennleistung in Deutschland (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 22). Im Jahr 2012 verzeichnete das Repowering durch einen Brutto-Leistungszuwachs von 541 MW einen deutlichen Aufschwung.[243] Von der in 2012 gesamten neu installierten Leistung machte dies rund ein Viertel aus. Geographisch vollzog sich das Repowering hauptsächlich in den Küstenregionen Schleswig-Holsteins und Niedersachsens (ebd.: 23f.). 2013 und 2014 konnte der Brutto-Leistungszuwachs mit 726 MW (DEWI 2014) und 1.729 MW (DEWI 2015) noch einmal merklich ausgeweitet werden, sodass davon gesprochen werden kann, dass das Repowering einen wichtigen Beitrag zum Ausbau der Onshore-Windenergie in Deutschland leistete.

Die Kausalhypothese kann als plausibel bewertet werden. Solange der finanzielle Anreiz in einer Höhe ausgestaltet ist, die eine attraktive Rendite verspricht, kann davon ausgegangen werden, dass der Onshore-Windenergiezubau weiter voranschreitet. Sowohl die bereits vorgenommene Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen[244] als auch der tatsächlich realisierte Zubau stützen diese Annahme.[245] Die Zubauzahlen in den Jahren 2012 bis 2014 haben sich auch auf einem deutlich höheren Niveau bewegt als unter dem EEG 2009 (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 13; Fraunhofer IWES 2015: 13f.) – auch wenn dies nicht

[242] Weitere – auch raumplanerische – Voraussetzungen werden an dieser Stelle nicht näher erläutert.

[243] In der endgültigen Fassung ist das EEG 2012 für das Repowering attraktiver geworden, da die Altersbeschränkung lediglich auf die Voraussetzung des Vergütungsanspruchs der zu ersetzenden Anlage abstellt sowie die Leistungsbeschränkung aufgehoben wurde (§ 30 EEG 2012). Allerdings erscheint ein Abgleich der Repowering-Entwicklung legitim, da die Höhe des finanziellen Anreizes nicht verändert wurde.

[244] Zwar ist zu konstatieren, dass die Steuerungskonzeption des Gesetzgebers leicht schlechtere ökonomische Förderbedingungen vorsah, maßgeblich bedingt durch den angestrebten Wegfall des SDL-Bonus, als der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als Prämissen zugrunde liegen. Gleichwohl ist nicht davon auszugehen, dass dieses Förderelement für Neuanlagen den entscheidenden Ausbau-Impuls gesetzt hat – zumal einige Standorte als überfördert gelten, was nachfolgend noch thematisiert wird.

[245] Ein weiterer dem entgegenstehender Faktor sind die zur Verfügung stehenden Flächen, die in entsprechenden Raumordnungsplanungen ausgewiesen werden müssen. Dementsprechend sind diese Regelungen allerdings außerhalb des EEG zu finden. Die Bundesländer und die Kommunen haben seit 2010 vermehrt politischen Willen gezeigt, die notwendigen planerischen Voraussetzungen für den Windenergieausbau zu schaffen (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 2010ff.).

ausschließlich auf die ökonomischen Bedingungen der Onshore-Windenergie zurückzuführen ist.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Zur Bewertung des Maßnahmenpaketes zur Förderung der Onshore-Windenergie können die Kriterien *Treffsicherheit* und *Kosteneffizienz*, *dynamische Effizienz* sowie das *Maß des erforderlichen Steuerungswissens* herangezogen werden.

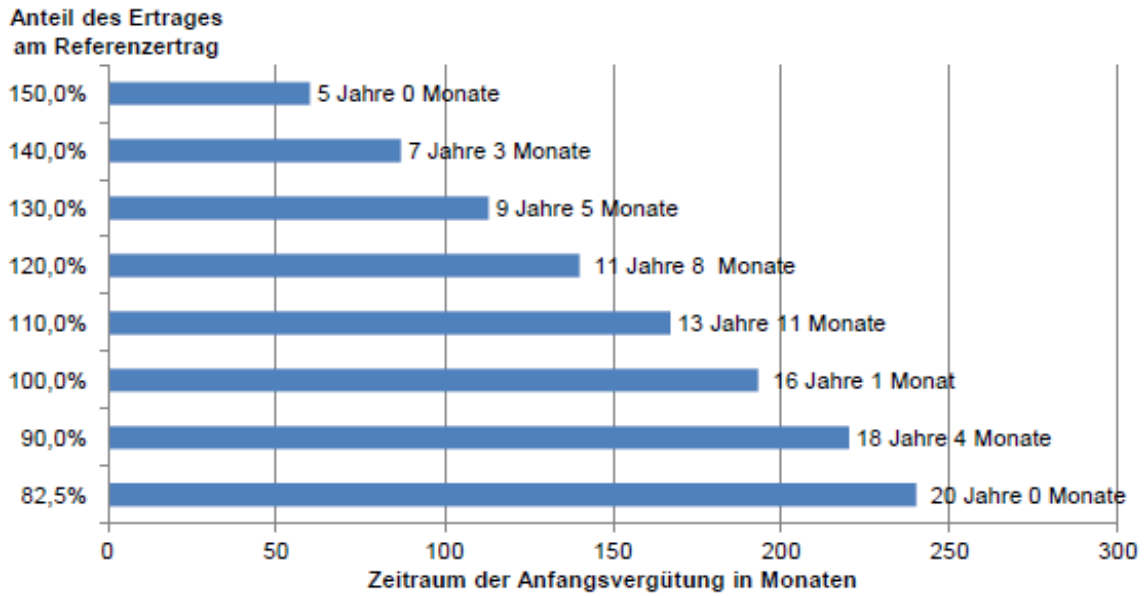
Die Treffsicherheit der Maßnahmen ist insgesamt als zufriedenstellend zu bewerten. Auch wenn sich die Dynamisierung des Onshore-Windenergieausbaus nicht monokausal aus den Förderbedingungen des EEG ableiten lässt, so ist die Höhe des finanziellen Anreizes – insbesondere in Kombination mit der Einführung der Marktprämie – als auskömmliche Förderung anzusehen, womit ein zentrales Effizienzkriterium des Instruments erfüllt ist. Die Zuwachsraten der Windenergie an Land bestätigen dies.[246] Weil die Ausgestaltung der Preissteuerung im EEG für die Onshore-Windenergie den Charakter einer Niveausteuerung trägt, ist die Anforderung an das erforderliche Steuerungswissen als überschaubar zu beurteilen – wie die verschiedenen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigen. Anders stellt sich das Maß des erforderlichen Steuerungswissens für das die Vergütungsstruktur maßgeblich beeinflussende Referenzertragsmodell dar.

Im Zusammenhang mit dem Kriterium der Kosteneffizienz müssen nämlich Steuerungsdefizite und Mitnahmeeffekte bilanziert werden. Weder gelingt im Rahmen des Referenzertragsmodells eine effiziente standortspezifische Steuerung, noch wird Überförderung vermieden. Die Ausbausituation verschlechtert sich für die Onshore-Windenergie insofern, dass vermehrt an weniger effizienten Standorten zugebaut werden muss, weil lediglich Flächen unter 100 Prozent Referenzertrag für die Bebauung zur Verfügung stehen (beziehungsweise nicht schnell genug in Flächennutzungsplänen ausgewiesen werden). Der Zubau verlagert sich deshalb zunehmend von den Küstenregionen ins Binnenland. Während in der Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht Standorte zwischen 60 und 75 Prozent des Referenzertrags noch als nicht wirtschaftlich bebaubar galten und somit die Zubaumöglichkeiten im Binnenland als begrenzt angesehen wurden (DWG/ Bio Consult SH 2011: 161), haben die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen oben gezeigt, dass sehr wohl ein Zubau wirtschaftlich darstellbar ist – wenn auch die Renditen deutlich geringer ausfallen als an effizienteren Standorten. Ferner realisiert sich 80 Prozent des Zubaus in der Referenzertragsspanne zwischen 60 und 90 Prozent. Der Forschungsstand weist trotz unterschiedlicher Einschätzungen zu Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen jedoch einen Konsens auf, dass das Standortreferenzertragsmodell nicht effizient und

[246] Das Rekordjahr im Windenergieausbau 2014 lässt sich vor allem mit Vorzieheffekten im Rahmen der Novellierung des EEG 2014 erklären. Diesem Aspekt wird sich in einer späteren Fallstudie ausführlich gewidmet.

effektiv justiert ist und klare Grenzen der Steuerung des Zubaus aufweist. Die Wirkung der Standortdifferenzierung auf die Vergütungsdauer stellt sich wie folgt dar.

Abbildung 39: Zusätzliche Zeiträume der Anfangsvergütung in Abhängigkeit vom Referenzertrag (Standortqualität)



Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 150

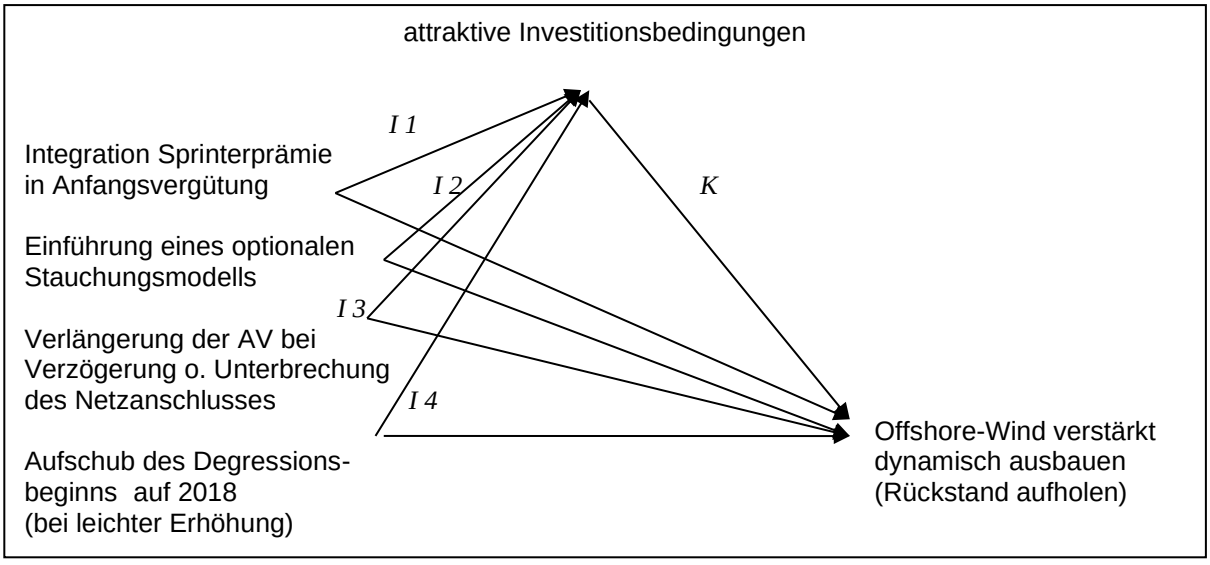
Die Ausgestaltung von der Verlängerung der Vergütungsdauer minimiert das Potenzial der standortdifferenzierten Fördermöglichkeiten, da alle Standorte mit einer Standortqualität von kleiner als 82,5 Prozent die maximal mögliche Vergütungsdauer von 20 Jahren erhalten (ebd.: 162f.). „Mit dem Referenzertragssystem in seinen derzeitigen Grenzen von 82,5 bis 150 % ist keine sinnvolle Steuerung möglich, da der überwiegende Zubau (60 bis 80 %) außerhalb der Systemgrenzen stattfindet und damit die maximale Anfangsvergütung erhält“ (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 161). Indes gilt es dem Gesetzgeber zuzugestehen, dass dieser ein Steuerungsinstrument präferieren kann, das unter Inkaufnahme von einem weniger dynamischen Zubau auf Effizienz ausgerichtet ist. Ebenfalls kommen zu wenige Impulse, um die Anlagenauslastung zu erhöhen und einen systemverträglicheren Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Vergegenwärtigt man sich, dass bereits Standortqualitäten von 120 Prozent Seltenheitswert in Deutschland besitzen, erscheint das Referenzertragsmodell in sich nicht optimal konfiguriert (ebd.). Da eine effektive standortspezifische Steuerung des Zubaus mit der pauschalen Vergütung von Standorten unterhalb der 82,5 Prozentgrenze über 20 Jahre ausbleibt, wird in der Konsequenz das Referenzertragsmodell seiner Aufgabe als steuerndes Instrument nicht gerecht. Zudem werden die sehr guten Standorte überfördert (ebd.: 289), bereits bei 100 Prozent-Standorten werden Stromgestehungskosten in den Modellfällen in der Spanne von 5,7 bis 8,1 ct/kWh erreicht, was mit einer potenziellen Rendite im Intervall von 6,2 bis 17 Prozent korreliert. Zwar gibt es keinen linearen Zusammenhang, aber je nach

Anlagentyp können bei windstärkeren Standorten noch größere Renditen erwirtschaftet werden (vgl. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung oben).

Das Kriterium der dynamischen Effizienz ist wesentlich durch die Degressionserhöhung betroffen. In der Plausibilitätsprüfung von der Interventionshypothese der Maßnahme wurde darauf verwiesen, dass eine Degressionserhöhung als herausfordernd für die Windenergiebranche diagnostiziert wurde. Dennoch erscheint dies angemessen, um zusätzliche Kostensenkungspotenziale zu heben und anzureizen. Die technologische Weiterentwicklung der Windenergie stellt dies eindrucksvoll unter Beweis – sowohl setzt sich der Trend zu leistungsstärkeren Anlagen fort, die 3 bis 4 MW-Klasse erreichte 2013 40 Prozent des Zubaus und konnte 2014 sogar fast die Hälfte des Zubaus ausmachen, als auch die Ausdifferenzierung in Stark- und Schwachwindanlagen zunimmt (Fraunhofer IWES 2014: 31ff., 2015: 36ff.). Schon in der Vergangenheit wurde der Windenergiebranche eine hohe Innovationsdynamik bescheinigt, die sich nicht nur in technologischen Weiterentwicklungen und dadurch fallenden Stromgestehungskosten äußert, sondern auch in zunehmenden Systemdienstleistungen (ZSW u.a. 2011: 91f.).

5.1.3.3.2 Steuerungsteilkonzeption 6: Förderung der Offshore-Windenergie

Abbildung 40: Förderung der Offshore-Windenergie



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Integration der Sprinterprämie in die Anfangsvergütung führt zu attraktiven Investitionsbedingungen für die Offshore-Windenergie.
- *Interventionshypothese 2*: Die Einführung eines optionalen Stauchungsmodells führt zu attraktiven Investitionsbedingungen für die Offshore-Windenergie.
- *Interventionshypothese 3*: Die Gewährung einer Verlängerung der Anfangsvergütung bei Verzögerung oder Unterbrechung des Netzanschlusses führt zu attraktiven Investitionsbedingungen für die Offshore-Windenergie.

- *Interventionshypothese 4*: Der Aufschub des Degressionsbeginns auf das Jahr 2018 bei gleichzeitiger leichter Erhöhung von 5 auf 7 Prozent führt zu attraktiven Investitionsbedingungen für die Offshore-Windenergie.
- *Kausalhypothese*: Attraktive Investitionsbedingungen für die Offshore-Windenergie führen zu einem stärker getriebenen dynamischeren Ausbau der Offshore-Wind kraft, mit dem der aufgelaufene Ausbaurückstand aufgeholt werden kann.
- *Aktionshypothese*: Die Integration der Sprinterprämie in die Anfangsvergütung, der Aufschub des Degressionsbeginns sowie die Einführung eines optionalen Stauchungsmodells verhelfen der Offshore-Windenergie zu einem dynamischen und stark beschleunigten Zubau.

Die erste und die zweite Interventionshypothese, die aufgrund ihrer Auswirkungen auf die Vergütungshöhe in Kombination geprüft werden sollen, lassen sich als eingeschränkt plausibel beurteilen. Die Fördermaßnahmen der Offshore-Windenergie im Regierungsentwurf sehen vor, dass der Sprinterbonus aus dem EEG 2009 in Höhe von 2 ct/kWh in die Anfangsvergütung der Offshore-Windenergie integriert wird, sodass diese nunmehr 15 ct/kWh beträgt. Auch die Windenergie auf See kennt eine standortabhängige Förderdifferenzierung, die sich allerdings nach Wassertiefe und Seemeilen richtet. Die Vergütungsdauer in der Anfangsvergütung von 12 Jahren kann auf diese Weise verlängert werden, danach wird eine Grundvergütung von 3,5 ct/kWh gezahlt (§ 31 Abs. 1 und 2 EEG-E).

Als alternatives Finanzierungsmodell sieht der Regierungsentwurf vor, ein optionales Stauchungsmodell einzuführen. Der Betreiber eines Offshore-Windparks kann demnach entscheiden, ob Offshore-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, in den ersten 8 Jahren eine erhöhte Anfangsvergütung von 19 ct/kWh beziehen sollen. Verlängert sich deren Vergütungszeitraum aufgrund der Standortdifferenzierung, wird für den verlängerten Zeitraum die normale Anfangsvergütung von 15 ct/kWh gezahlt (§ 31 Abs. 3 EEG-E). Mit der Einführung eines optionalen Stauchungsmodells hat der Gesetzgeber sich an wissenschaftlichen Empfehlungen orientiert (DWG/ Bio Consult SH 2011: 175). Dabei muss beachtet werden, dass das Finanzierungsmodell einerseits den Erwartungen an einen schnelleren Kapitalrückfluss der Fremdkapitalgeber gerecht wird, allerdings aufgrund der höheren Projektrisiken durch das Stauchungsmodell – insbesondere das Risiko *Windangebot* überproportional zur Basisanfangsvergütung steigt – auch eine höhere Fremdkapitalverzinsung sowie höhere Eigenkapitalverzinsungen anfallen (ebd.: 87ff.). Dennoch ist zu beobachten, dass bis auf eine Ausnahme im Zeitraum 2012 bis 2014 alle Offshore-Windparks ihrer Finanzierung das Stauchungsmodell zugrunde legen. Aus der Branche wurde die Verlängerung des Modells über 2018 hinaus gefordert – dies zeigt die zentrale Bedeutung des optionalen Stauchungsmodell für die Finanzierung der Windenergie auf See (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 194).

Bei der Offshore-Windenergietechnologie handelt es sich um eine vergleichsweise junge Technologie, in der Investoren bislang wenig Erfahrung aufzuweisen haben und große Unsicherheiten vorherrschen. Bis Ende 2012 kann deshalb konstatiert werden, dass Investoren sich merklich zurückhalten. Unter anderem liegt dies auch an der Investorenstruktur, die maßgeblich durch finanzstarke Großkonzerne geprägt ist. Durch deren Investitionsstrategien verschiedene Projektrenditen in internationalen Märkten zu vergleichen, ergibt sich die Notwendigkeit, dass der Offshore-Markt in Deutschland ausreichend attraktiv sein muss, um auch in der Konkurrenz mit internationalen Märkten mithalten zu können. Kann das deutsche Förderregime die Erwartungen an Investorenrenditen nicht erfüllen, besteht die Gefahr der Investorenabwanderung. In der Literatur wird davon ausgegangen, dass Investoren Eigenkapitalrenditen von 14 bis 15 Prozent erwarten, 2011 die Projektrenditen demgegenüber lediglich bei 9,5 Prozent lagen (DWG/ Bio Consult SH 2011: 89). In der Konsequenz kam es dazu, dass bis Ende 2012 nur 280 MW installierte Leistung realisiert werden konnte – und man sich somit weit hinter den politisch gesteckten Zielen bewegte. Ende 2012 lag der realisierte Ausbaustand rund 60 Prozent unter den politisch definierten Szenarien (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 45).

„Die jährlich neu installierte Leistung auf See blieb bisher hinter den Erwartungen zurück. Dies ist mit Verzögerungen und Unwägbarkeiten bei der Errichtung von Projekten und Netzanbindungen zu begründen, die aufgrund fehlender Erfahrungen mit der Technologie auftraten. Die damit verbundene Vorsicht auf Investorenseite und dadurch fehlende Finanzierung von Projekten führte ebenfalls dazu, dass sich der Ausbau nicht gleichmäßig gestaltete“ (ebd.: 27).

Das zentrale Problem der fehlenden Netzanbindungen der Offshore-Parks steht einer Evaluation des Offshore-Zubaus im Wege. Es kann vielmehr konstatiert werden, dass erst die EnWG-Novelle im Jahr 2012 diesen Status quo überwinden konnte, der sich in der dritten Fallstudie gewidmet wird. Dennoch ist somit das wesentliche Hemmnis für den Ausbau der Offshore-Windenergie identifiziert. Aus diesem Grund können hier nur reine Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in den Vordergrund gerückt werden, ohne dass dies monokausal den tatsächlich realisierten Zubau erklären könnte.

Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit kann festgehalten werden, dass in der ex post Analyse ein Vergleich der Annahmen aus Studien 2011 und 2014 zeigt, in welcher Form die tatsächlichen Herausforderungen, mithin auch die Kosten der Offshore-Windenergie unterschätzt wurden (ebd.: 70)[247].

Es wird davon ausgegangen, dass bei der Finanzierung von Offshore-Projekten eine Eigenkapitalverzinsung von 8 bis 12 Prozent angestrebt wird und ein Fremdkapitalzins von 6 Prozent zugrunde zu legen ist, was einem kalkulatorischen Mischzins von 8,1 Prozent bei

[247] Zudem konnten Wirtschaftlichkeitsberechnungen bis 2011 nur auf Planungsdaten zurückgreifen. Berechnungen aus den Folgejahren fanden demgegenüber eine optimalere Datenbasis vor, weil die Modellierung auf fortgeschrittene Erkenntnisse aufbauen konnte.

durchschnittlich 35 Prozent Eigenkapital- und 65 Prozent Fremdkapitalanteil entspricht (ebd.: 69). Die Stromgehstehungskosten lassen sich für Anlagentypen unter 5 MW auf die Spanne zwischen 14,0 und 15,2 ct/kWh modellieren (ebd.: 101f.), für Anlagen ab 5 MW liegen sie in der Spanne zwischen 14,7 und 15,9 ct/kWh (ebd.: 103f.).

Abbildung 41: Spannbreiten der internen Verzinsung für Anlagenklassen unter 5 MW an den verschiedenen Standortgruppen mit zusätzlichen Einnahmen aus der Direktvermarktung

Anlagenklasse unter 5 MW IRR	Cluster 1-4	Cluster 5-8
Best-Case	9,9%	10,9%
Mittelwert-Fall	6,6%	9,0%
Worst-Case	1,8%	4,5%

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 108

Abbildung 42: Spannbreiten der internen Verzinsung für Anlagenklassen ab 5 MW an den verschiedenen Standortgruppen mit zusätzlichen Einnahmen aus der Direktvermarktung

Anlagenklasse ab 5 MW IRR	Cluster 1-4	Cluster 5-8
Best-Case	8,3%	9,5%
Mittelwert-Fall	4,8%	7,6%
Worst-Case	-0,4%	2,8%

Quelle: IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 109

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung anhand der IRR veranschaulicht, dass nur in den wenigsten Fällen eine Rentabilität (unter den in der Studie getroffenen Annahmen) nachgewiesen werden kann. Bei der Modellierung handelt es sich um ein vereinfachtes Verfahren, das beispielsweise nicht steuerliche Aspekte berücksichtigt, weshalb sich die tatsächliche wirtschaftliche Situation von Offshore-Projekten besser darstellen dürfte (ebd.: 110f.).

Die dritte Interventionshypothese erscheint nur eingeschränkt plausibel, auch wenn mit dieser Maßnahme ein erster Schritt in die richtige Richtung gegangen wurde, konnte die den Offshore-Ausbau stagnierend lassende Unsicherheit nicht vollständig aufgelöst werden. Der Gesetzgeber sah vor, die Anfangsvergütung in der Dauer zu verlängern, wenn die Einspeisung einer Offshore-Anlage um mehr als 7 Tage nicht möglich ist, weil die Leitung entweder zum Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Windanlage nicht fertig gestellt war (§ 17 Abs. 2a 1 EnWG i.d.F.v. 05.08.2011) oder gestört ist. Die Vergütungsverlängerung beträgt den Zeitraum ab dem achten Tag der Störung (§ 31 Abs. 4 EEG-E).
Die Netzanschlussproblematik wird noch vor der Finanzierung als größte Hürde für den Ausbau der Offshore-Windenergie angesehen (IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio

Consult SH 2014: 232f.). Mit der angestrebten Maßnahme wurde ein erster entscheidender Schritt unternommen, Unsicherheit bei dem Verfahren des Netzanschlusses aufzulösen.[248] Eine Verlängerung der Anfangsvergütung im Falle einer Verzögerung des Netzanschlusses hat gleichwohl nur eine begrenzte Wirkung, da das Problem der ausbleibenden Erlöse in einer solchen Phase – die nur schlecht in der Dauer zu prognostizieren ist – nicht gelöst wurde. Die Rückwirkungen auf die Entscheidungen von Fremdkapitalgebern aufgrund deren Sicherheitsbestrebungen sind dementsprechend nachhaltig. Weil in dieser Frage keine umfassende Problemlösung implementiert werden konnte, wurde in der EnWG-Novelle 2012 eine alternativ zu beziehende Offshore-Haftungsumlage eingeführt – auf die Abhandlungen in der dritten Fallstudie wurde bereits verwiesen.

Die vierte Interventionshypothese besteht die Plausibilitätsprüfung. Der Regierungsentwurf sieht vor, den Beginn der Degression auf 2018 zu verschieben, dafür aber die Degressionsrate leicht auf 7 Prozent zu erhöhen (§ 20 Abs. 2 lit. 6a EEG-E). Der Aufschub der Degression ist sachdienlich, da in der ersten Ausbauphase der Offshore-Windenergie, die bis Ende 2014 reicht, Offshore-Parks nur mit großer Verzögerung errichtet wurden. Außerdem wurden von den in den Jahren 2010 und 2011 getroffenen finalen Investitionsentscheidungen für rund 3.300 MW angestrebter Leistung in dieser Phase (BMWi 2015g: 1f.) lediglich 1.044 MW Leistung tatsächlich zugebaut (Fraunhofer IWES 2015: 53f.). Es ist darum angemessen, der Offshore-Branche mehr Zeit einzuräumen, die Kostensenkungspotenziale tatsächlich realisieren zu können. Je mehr Projekte realisiert werden, desto mehr Erfahrungen werden gesammelt, was für den Bereich Finanzierung/ Projektrückstellungen Kostensenkungswirkung entfalten wird, da Projektrisiken besser eingeschätzt werden können (BMWi 2015g: 3). Die Kostensenkungspotenziale entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Offshore-Windenergie sind dabei erheblich. Wissenschaftliche Studien identifizieren eine Spanne von 20 bis 40 Prozent Kostendegression bis 2020, was sich mit den Branchenangaben deckt (ebd.; IRENA 2012: 35ff.; TCE 2012: 13 ff.; Prognos/ Fichtner 2013: 89ff.; IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH 2014: 114ff.).[249]

Die Kausalhypothese kann nur als eingeschränkt plausibel bewertet werden. Zwar haben sich die Förderbedingungen durch eine Integration des Sprinterbonus und der Einführung des mehrheitlich in Anspruch genommenen optionalen Stauchungsmodells verbessert, jedoch ist die Finanzierungsfrage nicht primär die entscheidende. Die Synchronisation zwischen

[248] Gleichwohl ist in der Formulierung ein handwerklicher Fehler zu finden, denn Störung und Verzögerung der Anbindungsleitung werden sachfremd gleichgesetzt. Bei Störungen der Anbindungsleitung ist eine Verlängerung der Anfangsvergütung sinnvoll, demgegenüber stellt sich der Sachverhalt bei einer Verzögerung anders dar – formal hat in diesem Fall der Anfangsvergütungszeitraum noch gar nicht begonnen (König 2013: 116).

[249] Berechnungen auf Grundlage der Erfahrungskurventheorie gehen von einem Kostenreduktionspotenzial von 12 Prozent für die jeweilige Verdopplung der global installierten Offshore-Windkraft-Leistung aus, wobei der Einfluss der Wassertiefe und Küstenentfernung auf die Stromgestehungskosten mit zunehmender globaler installierter Leistung stetig abnimmt (Reimers/ Kaltschmitt 2014: 229).

Inbetriebnahme des Offshore-Parks und des Netzanschlusses ist die notwendige Bedingung für den Ausbau der Offshore-Windenergie. Die Maßnahme, eine Verlängerung der Anfangsvergütung einzuführen bei einer Verzögerung des Netzanschlusses, weist in die richtige Richtung; doch ist sie noch nicht geeignet, die Unsicherheit in der Projektrealisierung restlos aufzulösen. Somit stellen sich in Summe die Förderbedingungen als nicht attraktiv genug dar, um einen dynamisch beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie anzureizen und sogar den aufgelaufenen Rückstand aufzuholen. Aus diesem Grund wurde im Jahr 2012 regulatorisch nachgesteuert.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die für die Beurteilung maßgeblichen Bewertungskriterien sind das Ausmaß der *Treffsicherheit*, die *dynamische Effizienz* sowie das *Maß des erforderlichen Steuerungswissens*.

Die Höhe des positiven finanziellen Anreizes lässt sich insgesamt als angemessen bewerten, den Offshore-Windenergieausbau anzureizen – dies ist vor allem auf die Einführung des optionalen Stauchungsmodell zurückzuführen. Gleichwohl lassen sie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einen anderen Schluss zu, hier erscheinen die Förderbedingungen als nicht in allen Fällen ausreichend zu sein. Indes ist davon auszugehen, dass aufgrund mangelnder Erfahrungen und vereinfachten Annahmen die Berechnungen die Profitabilität der Projekte eher unterschätzen. Aus der ex post Perspektive lässt sich auch argumentieren, dass sich unter den gegebenen Förderbedingungen – nach der EnWG-Novelle 2012 – der Ausbau in den Jahren 2013 langsam und 2014 deutlich beschleunigt hat. Auch wurden mehr Windenergieerträge realisiert als prognostiziert.

Dennoch stellt sich die Treffsicherheit der Maßnahmen nur auf mittlerem Niveau ein. Dass der Ausbauschub 2012 ausblieb, hat einerseits mit der nur begrenzt wirkenden flankierenden Maßnahme der Anfangsvergütungsverlängerung bei verzögertem Netzanschluss zu tun sowie andererseits mit den langsamen Reaktionszeiten seitens der Projektrealisierung. Sowohl die Offshore-Branche als auch der Gesetzgeber konnten nur auf eingeschränkte Erfahrungen mit der Offshore-Windenergie zurückgreifen, da vor allem die Ausbaubedingungen nicht mit denen anderer europäischer Märkte – aufgrund größerer Küstenentfernung und höherer Wassertiefe – zu vergleichen sind.

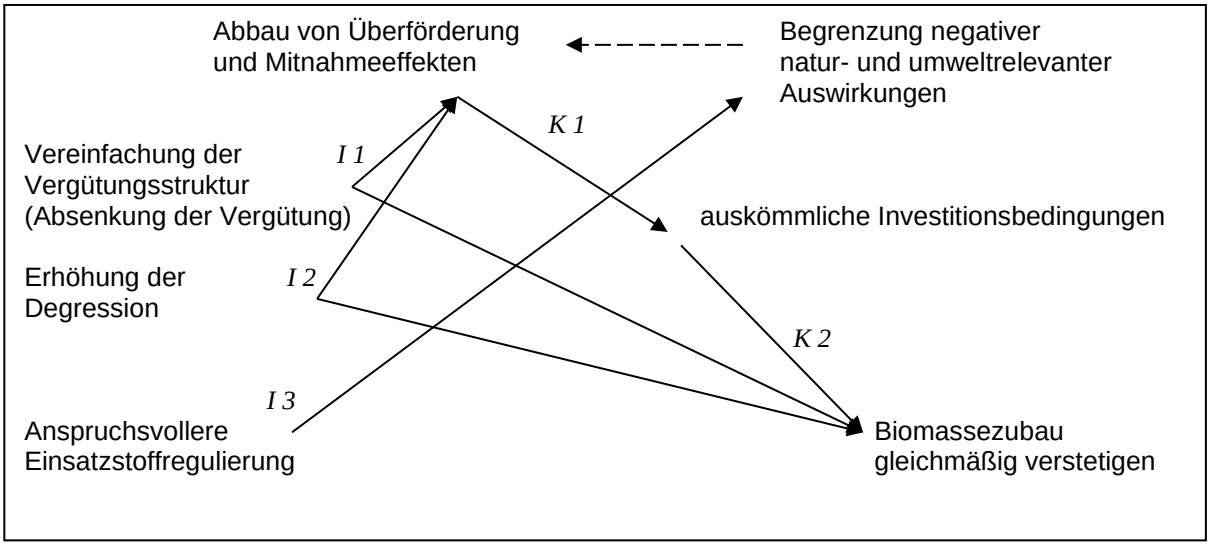
„Im Rahmen der 1. Ausbaustufe wurden sehr viele Logistikkonzepte erstmalig getestet, die Herstellung vieler Großkomponenten hatte noch Manufakturcharakter, kostenintensive Schallminderungsmaßnahmen wurden erstmalig erforscht und Banken und Versicherungen konnten die möglichen Risiken dieser Großprojekte noch nicht ausreichend einschätzen“ (BMWi 2015g: 3).

Aus diesem Grund ist eine Dissonanz zwischen dem erforderlichen und tatsächlich zur Verfügung stehenden Steuerungswissen zu diagnostizieren, was zweifelsfrei negative Auswirkungen auf die gesetzgeberische Gestaltung der Steuerungskonzeption hatte.

Positiv ist demgegenüber hervorzuheben, dass die dynamische Effizienz nach einer ersten Lernphase gestärkt wird, da vor dem Hintergrund von relativ großen Kostensenkungspotenzialen die Degressionsrate angehoben wurde.

5.1.3.3.3 Steuerungsteilkonzeption 7: Förderung der Biomasse

Abbildung 43: Förderung der Biomasse



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Vereinfachung der Vergütungsstruktur im Zuge einer Vergütungssatzabsenkung führt zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Interventionshypothese 2*: Die Erhöhung der Degression führt zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Interventionshypothese 3*: Eine anspruchsvollere Einsatzstoffregulierung führt zu einer Begrenzung von negativen natur- und umweltrelevanter Auswirkungen, was wiederum auf den Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten rückwirkt.
- *Kausalhypothese 1*: Der Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten sichert auskömmliche Investitionsbedingungen.
- *Kausalhypothese 2*: Auskömmliche Investitionsbedingungen führen zu einer gleichmäßigen Verstetigung des Biomassezubaus.
- *Aktionshypothese*: Die Vereinfachung der Vergütungsstruktur, die Erhöhung der Degression und eine anspruchsvollere Regulierung der Einsatzstoffe führen zu einer gleichmäßigen Verstetigung des Biomassezubaus.

Die erste Interventionshypothese ist plausibel. Der Regierungsentwurf sieht vor, die äußerst komplexe Vergütungssystematik des EEG 2009 für die Bioenergie zu vereinfachen. Zu diesem Zweck werden diverse Boni gestrichen beziehungsweise in die Grundvergütung integriert oder als Mindestanforderung definiert, womit sich der Gesetzgeber an wissenschaftlichen

Empfehlungen orientierte. Demnach wird der einerseits der Technologiebonus gestrichen, der für eine Reihe von Fehlentwicklungen verantwortlich war und nur wenige Technologien erfolgreich zur Markteinführung führen konnte (DBFZ 2011: 99f.). Andererseits wurden rohstoffunabhängige Boni des EEG 2009 in eine 60 Prozent Wärmenutzungspflicht überführt sowie im Falle des Biogases an einen Mindestanteil von 60 Masseprozent Gülle geknüpft (ebd.: 108f.). Der Güllebonus und der NawaRo-Bonus wurden rückwirkend gestrichen, was ein entscheidendes Element zur Bremsung der Kostensteigerung ausmachte (BMWi 2015d: 9). Darüber hinaus wird in die Vergütungssystematik eine rohstoffunabhängige Grundvergütung, die sich an der Anlagengröße ausrichtet, und einer rohstoffabhängigen Zwei-Klassen-Vergütung – für Einsatzstoffe mit besonderen Bereitstellungskosten und ökologischen Vorteilen – eingeführt. Des Weiteren wird das Vergütungssystem durch eine Sondervergütung für Bioabfälle, kleine Gülleanlagen ergänzt sowie die Sondervergütung für die Gasaufbereitung fortgeschrieben (§§ 27-27c EEG-E).

Abbildung 44: Bioenergie EEG-Vergütungssätze 2012

	Festbrennstoff- und Biogasanlagen (ohne Bioabfall)				**Gülle-klein-an-lagen**	**Bioabfall-ver-gärungs-anlagen**
Bemes-sungs-leistung	Grund-ver-gütung	Einsatzstoff-vergütungs-klasse I	Einsatzstoff-vergütungs-klasse II	Gasauf-bereitungs-bonus		
[kW_{el}]	[ct/kWh_{el}]					
≤ 75	14,3	6,0	8,0		25,0	16,0
≤ 150				≤ 700 Nm³/h: 3,0		
≤ 500	12,3			≤ 1.000 Nm³/h: 2,0		
≤ 750	11,0	5,0 /2,5[2]	8,0 / 6,0	≤ 1.400 Nm³/h: 1,0		14,0
≤ 5.000	11,0	4,0 / 2,5[2]				
≤ 20.000	6,0					

[1] Vereinfachte Darstellung. Die detaillierten Angaben finden Sie im Gesetzestext.
[2] Für Waldrestholz und Rinde

Quelle: DBFZ u.a. 2014: 14[250]

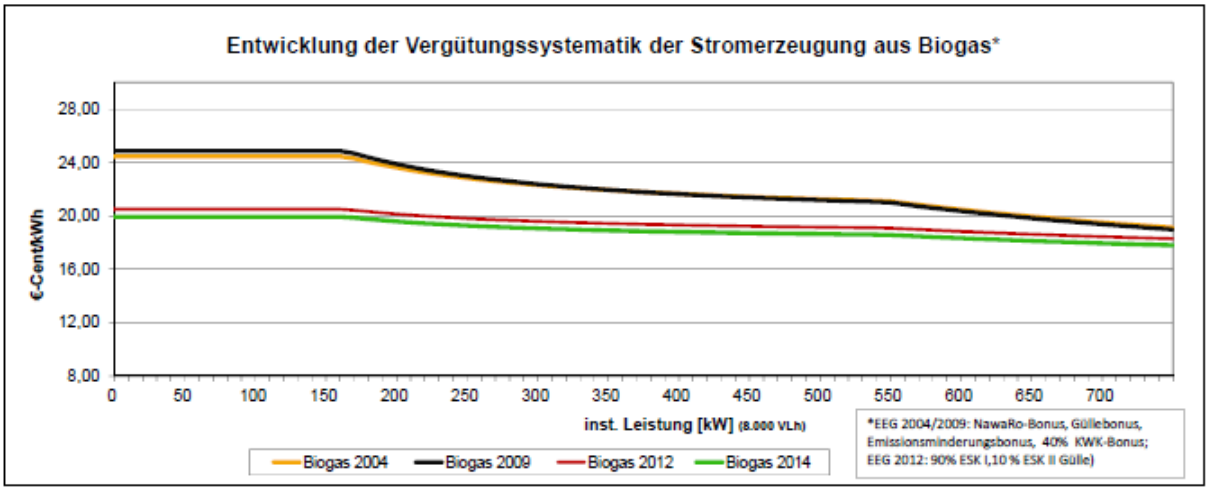
[250] Bei dieser Darstellung handelt es sich um die Vergütungssystematik resultierend aus der endgültigen Fassung des EEG 2012. Der Regierungsentwurf ist jedoch nahezu deckungsgleich, weshalb auf eine separate Visualisierung verzichtet wird. Es sei darauf verwiesen, dass für die Einsatzstoffvergütungsklassen der Regierungsentwurf eine Differenzierungsstufe in Abhängigkeit zur Anlagengröße weniger vorsah – über 500 kW_{el} Bemessungsleistung sollte bis einschließlich 5 MW_{el} Strom mit 5 ct/kWh vergütet werden (§ 27 Abs. 2 EEG-E). Die anlagengrößenabhängige Zuordnung der Einsatzstoffvergütung ist mithin eine Abweichung von den wissenschaftlichen Empfehlungen, denn diese argumentieren im Gegensatz zur Position des Gesetzgebers, dass die Kosten des Rohstoffeinsatzes unabhängig von der Anlagengröße ist (DBFZ 2011: 91f.).

Je nach Anlagenkonfiguration und Rohstoffeinsatz liegen die Vergütungssätze 5 bis 10 Prozent unter den Vergütungskombinationen des EEG 2009 (DBFZ 2011: 108). Auch wenn die Bioenergie insgesamt im Vergleich noch zu den teuren erneuerbaren Energien-Technologien zählen muss, konnten doch Effizienzgewinne verbucht werden. Diese wurden auch durch eine Gewichtsverschiebung in der Förderstruktur der Biomasse erreicht. Während im EEG 2009 noch kleine Bioenergieanlagen erheblich stärker gefördert wurden – was dementsprechend zu einer großen Ausbaudynamik in diesem Segment geführt hat –, folgt aus der Abschaffung der strikten größenabhängigen Rohstoffvergütung im Regierungsentwurf, dass größere Anlagen durch deren Kombination von Grundvergütung und Einsatzstoffvergütung höher vergütet werden als in der Vergangenheit. Demgegenüber erfährt der kleine Anlagenbereich eine deutliche Vergütungsreduzierung. „Dieser Effekt ist im Sinne einer kosteneffizienten Strombereitstellung zielführend“ (ebd.: 109).

Durch flankierende Maßnahmen wird zudem vermieden, dass die neue Vergütungsstruktur zu Mitnahmeeffekten im größeren Anlagenbereich führt. Zum einen wurde das Grünstromprivileg begrenzt, was durch große Biomasseheißkraftwerke verstärkt in Anspruch genommen wurde und in der Vergangenheit zu Mitnahmeeffekten geführt hat – dennoch wird in der Literatur die Einschätzung vertreten, dass der Erhalt des Grünstromprivilegs für Anlagen über 5 MW essentiell ist (ebd.: 101f.). Zum anderen wirkt die Mindestwärmenutzung Mitnahmeeffekten entgegen und befördert standort-optimierte Konzepte, die gerade für größere Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen relevant sind (ebd.: 110).

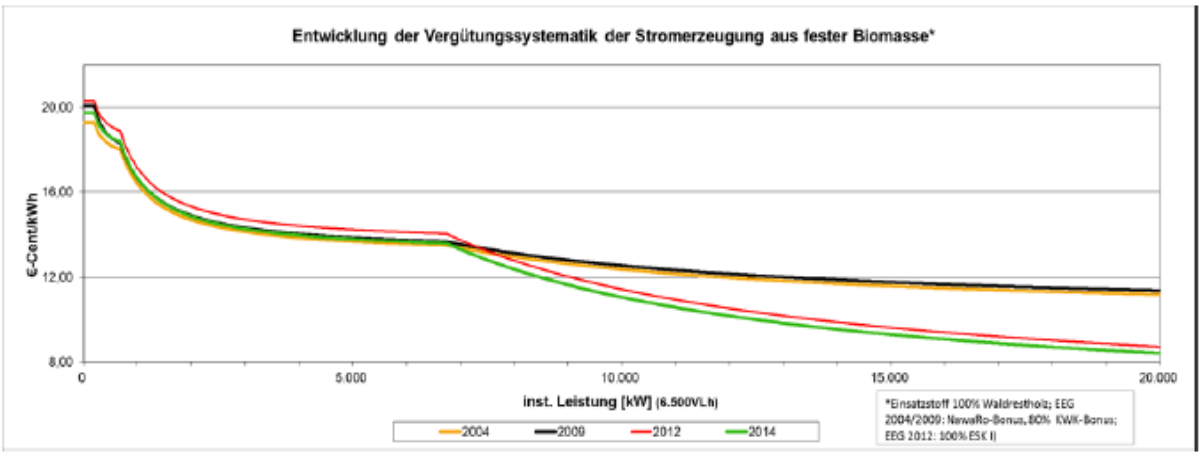
Insgesamt hat die neu designte Vergütungssystematik eine durchschnittliche Vergütungsabsenkung zur Folge: Während im Biogasbereich für Anlagen, die 2012 in Betrieb genommen wurden, eine durchschnittliche Vergütung von 18 ct/kWh angefallen ist, bewegt sich diese im Festbrennstoffbereich bei 14 ct/kWh, womit die Neuvergütungen rund 2 ct/kWh unter den durchschnittlichen Vergütungen von im Jahr 2011 in Betrieb gegangenen Anlagen liegen (DBFZ u.a. 2014: 43f.).

Abbildung 45: Vergleich beispielhafter Vergütungen für Biogasanlagen nach EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012



Quelle: DBFZ u.a. 2014: 17

Abbildung 46: Vergleich beispielhafter Vergütungen für Biomasseheizkraftwerke nach EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012



Quelle: DBFZ u.a. 2014: 17

Die zweite Interventionshypothese kann als größtenteils plausibel bewertet werden – mit einer kleinen Einschränkung. Der Regierungsentwurf sieht vor, die Degressionsrate auf 2 Prozent zu verdoppeln. Grundsätzlich muss dies als ambitioniert bewertet werden. Kostensenkungspotenziale sind bei Bioenergieanlagen nur im geringen Umfang im Bereich der Investitionskosten zu erwarten, die durch die Grundvergütung abgedeckt werden. Die Ursache für die begrenzten Potenziale lässt sich mit der individuellen Bauweise und der vergleichsweise geringen Anlagenzahl erklären, da Skaleneffekte weniger stark zum Tragen kommen. Vor diesem Hintergrund wurde in der Literatur die Förderung von kleinen Bioenergieanlagen, wie sie im EEG 2009 stark ausgeprägt war, hinterfragt, weil dies unter Effizienzgesichtspunkten nicht wünschenswert erscheint. Grundsätzlich erscheint es zweckdienlich, dass sich die Grundvergütung deshalb an Anlagengrößenklassen orientiert. Hingegen ist es nicht sinnvoll, die

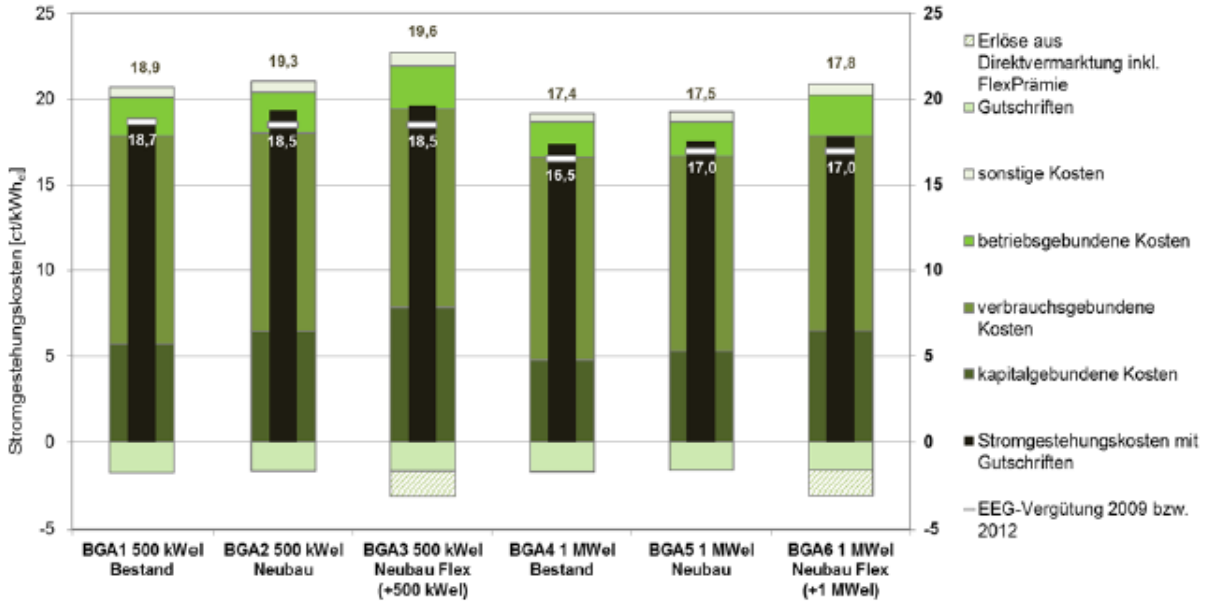
Rohstoffeinsatzvergütung an der Anlagengröße auszurichten. Im Bereich der Rohstoffkosten ist tendenziell eher mit einer Steigerung zu rechnen, da vermehrter Rohstoffeinsatz und auftretenden Nutzungskonkurrenzen das Angebot verteuern (DBFZ 2011: 90ff.). Dementsprechend ist es folgerichtig, die Einsatzstoffvergütung von der Degression auszunehmen. Trotz des ambitionierten Degressionsniveaus, hat sich die Rate von 2 Prozent bewährt und scheint geeignet, die vorhandenen Kostensenkungspotenziale zu heben (DBFZ u.a. 2014: 5). Einzige Ausnahme stellt dabei die Vergütung von Güllekleinanlagen dar, der sich gleich detaillierter zugewandt wird. Das Vergütungsniveau ist nur ausreichend an optimalen Standorten, bei weiteren Degressionen ist eine Rentabilität dieses Anlagentyps nicht mehr gegeben. Deshalb sollte die Vergütung von Güllekleinanlagen ab dem Jahr 2013 auf einem Niveau von 24,5 ct/kWh eingefroren werden (ebd.: 132).

Die dritte Interventionshypothese ist plausibel. Die Begrenzung negativer natur- und umweltrelevanter Auswirkungen adressiert die Steuerungskonzeption erfolgreich. Je nach Bundesland beläuft sich der Anteil an der landwirtschaftlichen Fläche, auf der Biomasse zur Stromerzeugung angebaut wird, auf 15 bis 25 Prozent. Es kommt bei dem verstärkten Anbau von Energiepflanzen in den letzten Jahren zu verschärfter Flächen- und Nutzenkonkurrenz, was zu einer Monotonisierung der landwirtschaftlichen Bodennutzung und zur Veränderungen in der Landschaftsstruktur geführt hat. Die Begrenzung des Mais- und Getreideeinsatzes in Neuanlagen auf 60 Masseprozent sowie die teilweise Neufassung von Einsatzstoffvergütungsklassen hat dazu beigetragen, dem massiven Einsatzes von Mais zur Biogaserzeugung entgegenzuwirken (IfnE u.a. 2014: 20f.).
Ein weiterer Aspekt, den es hervorzuheben gilt, ist der Gülleeinsatz in Biogas-Kleinanlagen, der erhebliche Potenziale zur Reduktion der Klimagasemissionen in der Landwirtschaft bietet. Die Förderung von Anlagen bis einschließlich 75 kW, die mindestens 80 Prozent lokale Gülle einsetzen müssen, ist erstmalig im EEG 2012 geregelt. Zwar ist diese Form der Gülleverstromung vergleichsweise kostenintensiv und weist hohe Stromgehstehungskosten auf, doch sind bei entsprechenden technischen Vorrichtungen, wie der gasdichten Güllelagerung, große Mengen CO_2-Reduktion zu erwarten. Ferner kann diese Anlagenförderung einen Beitrag zur Entsorgung der Gülle in lokalen landwirtschaftlichen Strukturen leisten (DBFZ 2011: 103f. und 130ff.). Unter klimapolitischen Gesichtspunkten ist diese Form der Gülleverstromung positiv zu bewerten, gleichwohl besteht ein Spannungsverhältnis zur Kosteneffizienz.

Die Kausalhypothesen sollen an dieser Stelle gemeinsam bewertet werden. Sie können als eingeschränkt plausibel gelten. Zwar konnte die Überförderung erfolgreich abgebaut werden, allerdings zeigen Wirtschaftlichkeitsberechnungen, dass der Gesetzgeber in seiner Bestrebung, Kosteneffizienz im Bereich der Bioenergie herzustellen, fast zu erfolgreich war. Werden Stromgehstehungskosten von exemplarischen Modellfällen mit der EEG-Vergütung

abgeglichen, kann konstatiert werden, dass für Biogas- und Biomethananlagen sowie Festbrennstoffanlagen die Kosten in einer Spanne zwischen 0,5 bis 1 ct/kWh über den jeweiligen Vergütungssätzen liegen. Eine wirtschaftliche Darstellbarkeit ist demnach stark von standortspezifischen Geschäftsmodellen sowie günstigen Rahmenbedingungen abhängig, mithin individuell und nicht generalisierbar zu bejahen (DFZB u.a. 2014: 50ff.).
Für Biogasanlagen, die für die Stromerzeugung aus Bioenergie eine zentrale Bedeutung haben, sollen die modellfallspezifische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Visualisierung herangezogen werden.

Abbildung 47: Stromgehstehungskosten und Vergütung der Biogas-Modellfälle



Quelle: DFZB u.a. 2014: 58

Ausgehend von dieser Feststellung lässt sich ein Ausweichverhalten der Bioenergieinvestoren beobachten. In den Jahren 2012 und 2013 ist der Zubau von Neuanlagen deutlich rückläufig und es werden vielmehr Anlagenerweiterungen von Bestandsanlagen vorgenommen. Auf diese Weise wird versucht, die schärferen Bestimmungen des EEG 2012 zu umgehen und diese auszuhebeln, weil Anlagenerweiterungen die alte EEG-Vergütung in Anspruch nehmen können (ebd.: 18ff.; Löschel u.a. 2014: 95f.). Dies verweist erneut auf Mitnahmeeffekte, weil trotz optimiertem Förderrahmen Umgehungsstrategien der Intention des Gesetzgebers entgegen stehen.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

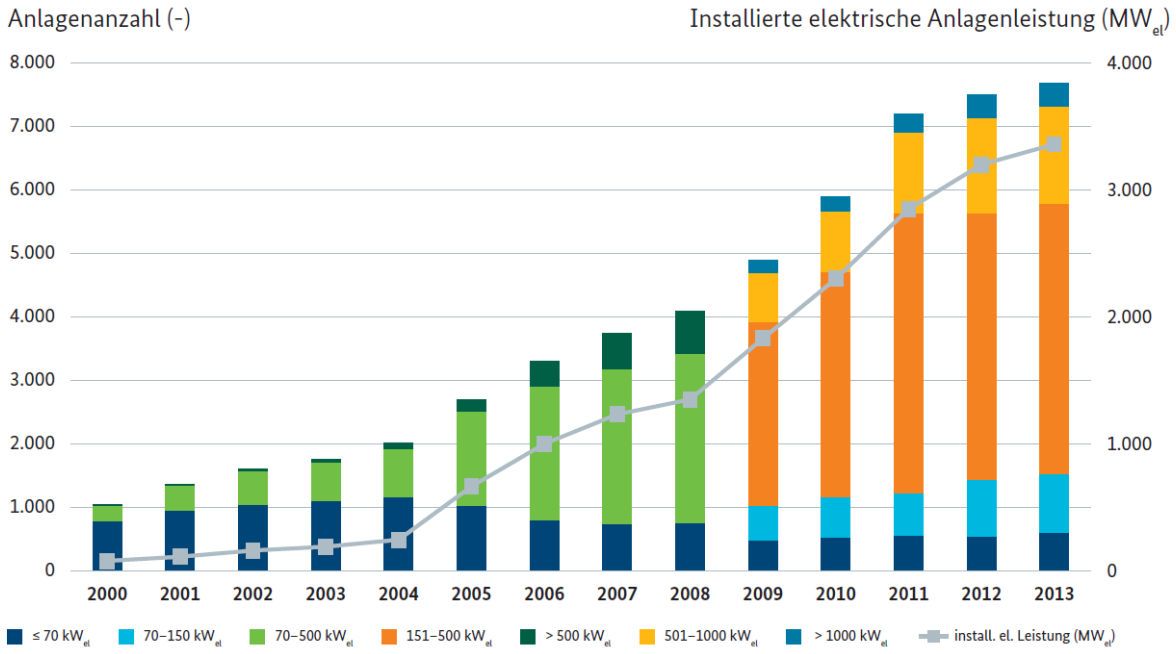
Die für die Bewertung der Maßnahmen maßgeblichen Kriterien sind erstens das *Ausmaß der Treffsicherheit*, zweitens die Auswirkungen auf die *dynamische Effizienz* und drittens das *Maß an erforderlichem Steuerungswissen sowie viertens die Kompatiblität des Steuerungsimpulses mit der bestehenden Steuerungslandschaft*. Die Kosteneffizienz spielt in der Bewertung

ebenfalls eine Rolle, kann allerdings nur in einer Gesamtbetrachtung analysiert werden – was in der neunten Steuerungsteilkonzeption vorgenommen wird.

Die sich einstellende Treffsicherheit der Maßnahmen muss differenziert bewertet werden. Zwar ist es dem Gesetzgeber gelungen, Überförderung abzubauen und Mitnahmeeffekte zu minimieren, gleichwohl lässt ein nicht eng genug gefasster Anlagenbegriff im EEG Ausweichreaktionen der Regelungsadressaten zu. Darüber hinaus gestaltet sich das, trotz eines nachweislichen Abbaus der Vergütungskombinationen in der Fördersystematik der Bioenergie, Komplexitätsniveau der Vergütung noch immer als vergleichsweise anspruchsvoll – auch wenn im Hinblick auf unintendierte Effekte, die Frage gestellt werden muss, ob im Falle der Vielfältigkeit von der Bioenergie eine simple Systematik überhaupt zielführend ist. Unabhängig von diesen Erwägungen hat sich der Ausbau der Biomasse bis ins Jahr 2014 hinein annähernd gleichmäßig verstetigt, wie für die Biogastechnologie, die für die Stromerzeugung wesentlich ist, nachgezeichnet werden soll. Die Zubaukurve der installierten elektrischen Leistung verläuft zwar etwas flacher, dafür hat sich der Intention der Bundesregierung entsprechend der Zubau im Bereich von größeren Anlagentypen vollzogen.

Aufgrund der vergleichsweise teuren Kostenstruktur des Biomassezubaus und den ökologischen Aspekten erklärte das BMU im Jahr 2011, dass der Biomassezubau bis 2020 pro Jahr verlangsamt werden soll und nur noch moderate Wachstumsraten angestrebt werden (BMU 2011b: 3). Der Fachverband Biogas rechnet mit einem informellen Zielkorridor zwischen 190 und 260 MW zugebauter Leistung pro Jahr. Demgegenüber wurden alleine beim Biogas im Durchschnitt der letzten Jahre 276 MW pro Jahr zugebaut – dementsprechend stoßen die restriktiven Ausbaupläne der Biomasse in Branchenkreisen auf Kritik (Fachverband Biogas 2011: 2).

Abbildung 48: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland

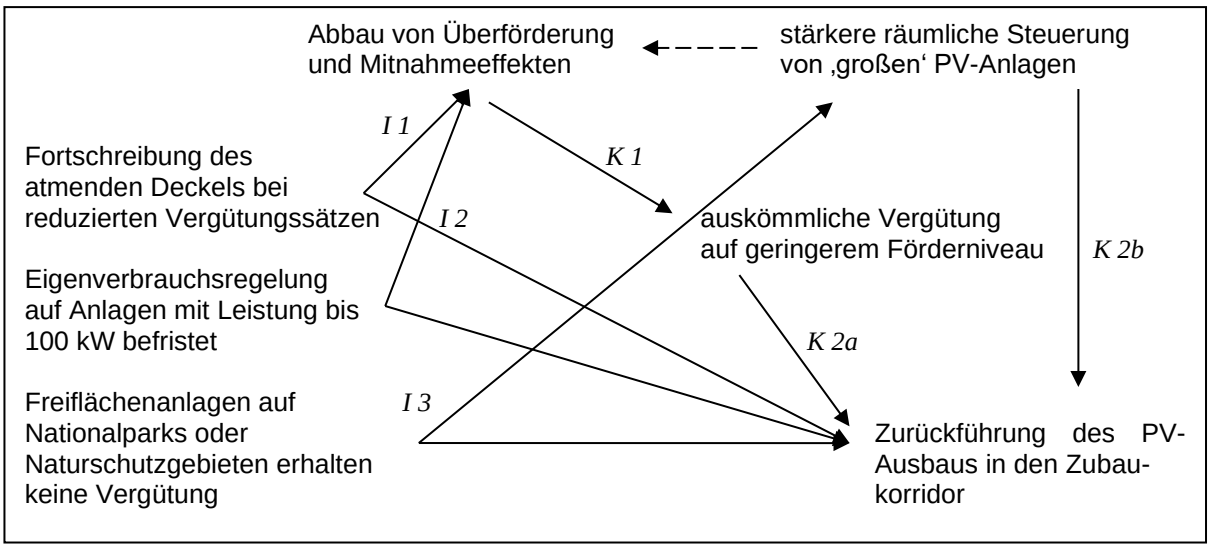


Quelle: BMWi 2015d: 2

Die Ausgestaltung der Vergütungsklassen sowie die Anhebung der Degressionsrate sind im Hinblick auf die dynamische Effizienz als positiv zu bewerten. Der dadurch entstehende Kostendruck erweist sich als handhabbar, auch wenn er sich als herausfordernd darstellt. Dabei sind nicht nur Kostensenkungspotenziale zu betonen, sondern ebenfalls das Potenzial, neue Technologien zum Marktdurchbruch zu verhelfen. Im Bereich der festen Biomasse ist dies in den Jahren 2012 und 2013 insbesondere die thermo-chemischen Holzvergasung (DBFZ u.a. 2014: 29). Hingegen haben sich andere Konzepte wie beispielsweise Dampfkraftwerke oder ORC (Organic-Rankine-Cycle) als nicht ökonomisch rentabel erwiesen (ebd.: 50ff.). Die in der Breite gescheiterte Technologieförderung im EEG 2009 belegt, dass eine Richtungssteuerung als zu anspruchsvoll für das zur Verfügung stehende Steuerungswissen gelten kann. Insgesamt muss das Maß an erforderlichem Steuerungswissen als hoch angesehen werden. Die unintendierten Nebeneffekte, die durch die ökologischen Rückwirkungen der Bioenergienutzung entstehen, verschärfen diese Problemlage noch einmal. Ferner kann aufgrund des hohen Grades an Individualität in den Anlagen- und Nutzungskonzepten der Bioenergie sowie der Prognose von als steigend angenommenen Einsatzstoffpreisen die Gestaltung der Höhe der Vergütungssätze als anspruchsvoll gelten. Dass zudem die Antizipation des Adressatenverhaltens nicht in angemessener Art und Weise gelingt, rundet das Bild in dieser Hinsicht ab.
Wie bereits dargestellt, wirken weitere Maßnahmen flankierend, um Mitnahmeeffekte im größeren, leistungsstärkeren Anlagenbestand zu vermeiden – es sei auf die Begrenzung des Grünstromprivilegs sowie die Mindestwärmenutzung verwiesen. Deshalb kann eine hohe Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung bescheinigt werden.

5.1.3.3.4 Steuerungsteilkonzeption 8: Förderung der PV

Abbildung 49: Förderung der PV



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Fortschreibung des atmenden Deckels bei reduzierten Vergütungssätzen führt zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Interventionshypothese 2*: Die Begrenzung und Befristung von der Eigenverbrauchsregelung auf PV-Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW führen zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Interventionshypothese 3*: Die Regelung, dass Freiflächenanlagen auf Konversionsflächen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung eines Bebauungsplanes als Nationalpark oder Naturschutzgebiet festgesetzt waren, keine Vergütung erhalten, führt zu einer stärkeren räumlichen Steuerung von ‚großen' PV-Anlagen, was wiederum auf den Abbau von Mitnahmeeffekten rückwirkt.
- *Kausalhypothese 1*: Der Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten führt zu einer auskömmlichen Vergütung auf geringerem Förderniveau.
- *Kausalhypothese 2a*: Eine auskömmliche Vergütung auf geringerem Förderniveau führt zu einer Zurückführung des PV-Ausbaus in den anvisierten Zubaukorridor.
- *Kausalhypothese 2b*: Eine stärkere räumliche Steuerung von ‚großen' PV-Anlagen führt zu einer Zurückführung des PV-Ausbaus in den anvisierten Zubaukorridor.
- *Aktionshypothese*: Die Fortschreibung des atmenden Deckels bei reduzierten Vergütungssätzen, die Befristung von der Eigenverbrauchsregelung sowie die räumliche Steuerung von Freiflächenanlagen führt zu einer Zurückführung des PV-Ausbaus in den anvisierten Zubaukorridor.

Einleitend sei darauf verwiesen, dass für diese Steuerungsteilkonzeption nur eine verkürzte Analyse vorgenommen wird, um analytische Redundanz zu vermeiden. Dem Themenkomplex

Förderregime PV wird sich in der zweiten Fallstudie ausführlich gewidmet. Ferner hat die verkürzte Darstellung auch einen inhaltlichen Grund, denn die Regelungen zur PV im EEG 2012 waren nur sehr kurz gültig. Die PV-Novelle des EEG vom 17. August 2012 mit rückwirkendem Inkrafttreten zum 1. April 2012 ersetzte den bis dahin geltenden Rechtsrahmen für die PV und strukturierte die Vergütungssystematik neu, passte den atmenden Deckel an, zog einen Förderdeckel ein und führte darüber hinaus ein neues Instrument zur Marktintegration ein. Die politische Diskussion um die Vergütungshöhe und Marktentwicklung setzten noch weit früher ein. Deshalb lässt sich kaum eine isolierte Betrachtung von den Wirkungen der Regelungen im EEG 2012 für den Bereich der PV durchführen. Die Maßnahmen im Regierungsentwurf zum EEG 2012 werden dennoch kurz vorgestellt und entsprechend des vorliegenden Steuerungswissens in ihrer Auswirkung beurteilt.

Die erste Interventionshypothese ist nicht plausibel. Zwar werden Mitnahmeeffekte und Überförderung abgeschmolzen, jedoch stellen sich die gewählten Maßnahmen als nicht effektiv genug dar. Noch immer fallen die PV-Marktpreise schneller als die Vergütungssätze absinken. Eine Darstellung der zeitlichen Entwicklung findet sich in der zweiten Fallstudie. Der Regierungsentwurf sieht vor, dass die Struktur des sich unterjährig anpassenden (Halbjahresrhythmus) atmenden Deckels fortgeschrieben wird, wobei unabhängig vom Anlagentypus eine Basisdegression von 9 Prozent zugrunde gelegt wird. Die Anpassungen vollziehen sich zum 1. Juli des jeweiligen Jahres und zum 1. Januar des Folgejahres. Die Degressionsschritte basieren auf dem Zubau der vorangegangenen 12 Monaten (§ 20a EEG-E). Die Fortschreibung eines nicht ausreichend treffsicheren Instrumentes kann nicht überzeugen.

Tabelle 12: Atmender Deckel nach Regierungsentwurf EEG 2012

	Unterschritten um 500 MW-Schritte: Verringerung der Degression um	Degressionsanpassungs-unabhängiger Zubaukorridor (Basisdegression 9 %)	Überschritten um 1.000 MW-Schritte: Erhöhung der Degression um
1. Schritt	2,5 Prozentpunkte. 500 MW Unterschreitung	2.500 MW bis 3.500 MW	3 Prozentpunkte bis 1.000 MW Überschreitung
2. Schritt	5 Prozentpunkte. 1.000 MW Unterschreitung		6 Prozentpunkte bis 2.000 MW Überschreitung
3. Schritt	7,5 Prozentpunkte. 1.500 MW Unterschreitung		9 Prozentpunkte bis 3.000 MW Überschreitung
4. Schritt	-		12 Prozentpunkte bis 4.000 MW Überschreitung
5. Schritt	-		15 Prozentpunkte ab 4.000 MW Überschreitung

Quelle: eigene Darstellung nach § 20a EEG-E

Die Vergütungshöhe ist nach Aufdach- und Freiflächenanlagen differenziert. Zum 1. Januar 2012 ergeben sich demnach folgende Vergütungssätze, die anschließend noch durch die zubauabhängigen Degressionssätze erfasst werden:

Tabelle 13: Vergütungssätze nach Anlagentyp und installierter Leistung in ct/kWh

Freiflächenanlage (FFA)	Konversionsfläche FFA	Aufdachanlage			
21,11	22,07	bis einschl. 30 kW ins. Leistung	bis einschl. 100 kW ins. Leistung	bis einschl. 1 MW ins. Leistung	ab einschl. 1 MW ins. Leistung
		28,74	27,33	25,86	21,56

Quelle: eigene Darstellung nach §§ 32 und 33 EEG-E

Der zweiten Interventionshypothese lässt sich nur eine eingeschränkte Plausibilität bescheinigen. Der Regierungsentwurf sieht vor, dass PV-Anlagen auf Gebäuden mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 kW, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb gehen und der von ihnen erzeugte Strom in unmittelbarer räumlichen Nähe verbraucht wird (somit nicht durch ein öffentliches Netz geleitet wird; Hilgers 2012: 44f.), einen um 16,38 ct/kWh verringerten Vergütungssatz erhalten (§ 33 Abs. 2 EEG-E) – dementsprechend für Aufdachanlagen bis 30 kW 12,36 ct/kWh und bis 100 kW 10,95 ct/kWh. Mit dieser Regelung wurde die 30 Prozent-Eigenverbrauchsschwelle gestrichen, die in den vorrangegangenen EEG-Fassungen Anlagen mit einer Eigenverbrauchsquote über 30 Prozent mit einem geringeren Vergütungsabzug versah.[251] Als Anreizwirkung kann nicht nur der vergütete Strom, sondern auch der eingesparte Bezugsstrom gewertet werden. Bei steigenden Verbraucherpreisen gewinnt die Regelungen umso mehr an Attraktivität, weshalb Privathaushalte und Gewerbe Eigenverbrauch als prinzipiell attraktiv einstufen. Unabhängig von der vergütungsrelevanten Eigenverbrauchsschwelle ist es schwierig Eigenverbrauchsanteile zu steigern. Die zeitliche Übereinstimmung zwischen Lastgang und Stromerzeugung in den Mittagsstunden ist der natürliche Mechanismus dafür[252], jedoch stehen darüber hinaus die für eine weitere Steigerung notwenigen Speichertechnologien noch nicht wirtschaftlich betreibbar zur Verfügung (IE Leipzig u.a. 2011: 153ff.). Wissenschaftliche Analysen diagnostizierten aus vielschichtigen Gründen Optimierungsbedarf der Eigenverbrauchsregelung, woraufhin eine Reihe von wissenschaftlichen Empfehlungen formuliert wurden. Einige sollen hier aufgegriffen und erläutert werden, die sowohl vom Gesetzgeber übergangen als auch aufgegriffen wurden. Vorschläge, die der Regierungsentwurf nicht berücksichtigte waren zum einen die erneute Einführung der Begrenzung der Eigenverbrauchsregelung auf Anlagen bis 30 kW Leistung, weil in diesem Segment die Kosten des externen Strombezugs sowie die Vergütung am größten sind, was die aufzuwendenden Fördermittel

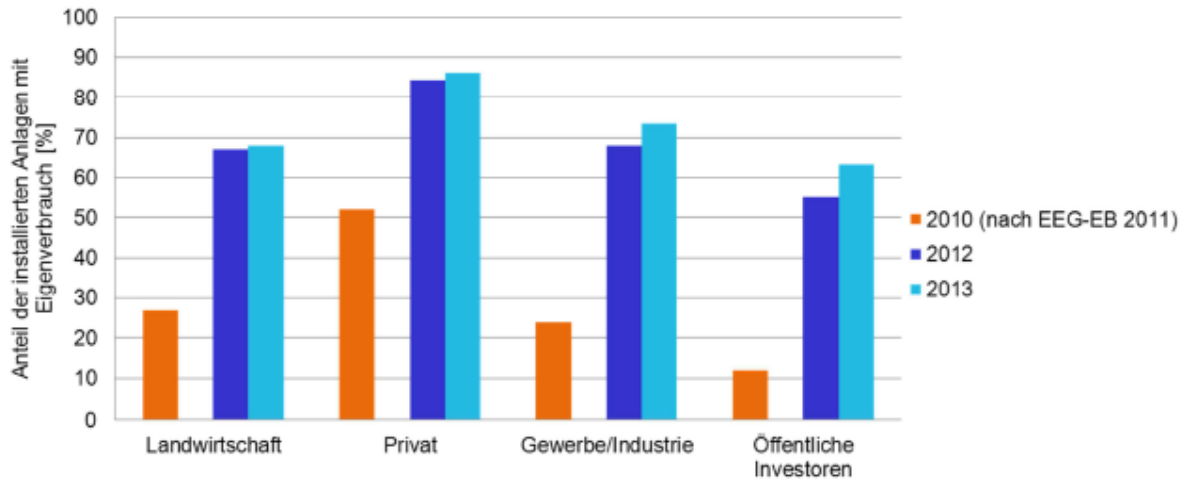
[251] In die endgültige Fassung des EEG 2012 erhielt die 30 Prozent-Quote allerdings erneut Einzug.

[252] Natürlicher Eigenverbrauch ist von mehreren Faktoren abhängig. Dazu zählen das Lastprofil, der Lastbedarf und die Größe der installierten Anlage sowie das Vorhandensein von Energiemanagementsystemen – beispielsweise Lastmanagementanwendungen oder Strom-Wärme-Anwendungen (IE Leipzig u.a. 2011: 146ff.).

minimiert. Zum anderen ist die Empfehlung eines höheren Abzugsbetrag auf die Vergütung (18 bis 20 ct/kWh) auf ebendieses Motiv zurückzuführen, was gleichwohl ebenfalls nicht berücksichtigt wurde. Demgegenüber wurde der Vorschlag aufgegriffen, die 30 Prozent-Eigenverbrauchsschwelle abzuschaffen, weil die gewünschten Netzentlastungseffekte und die spezifische Förderung von Kleinstspeichern – die unter Effizienzgesichtspunkten sogar kontraproduktiv sein können – nicht erzielt werden (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 113f.; IE Leipzig u.a. 2011: 183f.). In der Diskussion befand sich darüber hinaus die Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung, da bereits für das Jahr 2012 die Kostenparität für den PV-Strom im Vergleich mit Haushaltsstrompreisen erwartet wurde (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 113). Von diesem Zeitpunkt an besteht auch ohne EEG-Vergütung ein Anreiz, Eigenverbrauchsoptionen zu nutzen. In diesem Fall muss dann von einer verdeckten Unwirksamkeit des finanziellen Anreizes ausgegangen werden. Gleichwohl wurden Einschätzungen vertreten, dass das Auslaufen der Eigenverbrauchsregelung die falsche Signalwirkung hat und die Heranführung der PV an den Markt hemmen kann (IE Leipzig u.a. 2011: 189).

Dennoch soll hier herausgestellt werden, dass die Bundesregierung die Preisentwicklung auf dem PV-Markt unterschätzt hat, sodass aufgrund der Degressionsentwicklung und sinkenden Vergütungssätzen bei gleichzeitig steigenden Verbraucherpreisen, auch unabhängig von einer separaten Förderung des Eigenverbrauchs mit einer verstärkten Nutzung von diesem zu rechnen ist. Eigenverbrauch hat, sobald die Netzparität erreicht ist, für die PV als dynamisierender Faktor eine fundamentale Bedeutung. „Eigenverbrauch von Strom aus Photovoltaikanlagen ist somit ein unausweichliches Zukunftsthema“ (IE Leipzig u.a. 2011: 182). Die tatsächliche Entwicklung der Nutzung von Eigenverbrauch untermauert diese These nachdrücklich, obwohl mit Wirkung zum 1. April 2012 durch die PV-Novelle die Eigenverbrauchsvergütung abgeschafft wurde.

Abbildung 50: Anteil der Anlagen mit Nutzung von Eigenverbrauch in den Nutzergruppen



Quelle: ZSW u.a. 2014: 114

Die erste Kausalhypothese ist in ihrer faktischen Konsequenz nicht plausibel, weil die Entwicklung auf dem PV-Markt unterschätzt wurde – wie bereits angeführt. Die zweite Fallstudie wird dafür Evidenz beisteuern.

Die Kausalhypothese 2a ist nicht plausibel, da die Überförderung nicht abgebaut werden konnte und die erwartbaren Renditen für Investitionen in die PV zu attraktiv sind. Ein Rückgang des Zubaus in den Zubaukorridor war nicht zu erwarten.

Die dritte Interventionshypothese ist unter kleinen Einschränkungen plausibel. Nachdem im Jahr 2010 die Ackerflächen aus der Vergütungsstruktur heraus gestrichen wurden, wird in dem Regierungsentwurf festgeschrieben, dass Freiflächenanlagen auf als Nationalpark oder Naturschutzgebiet ausgewiesenen Flächen keine Vergütung erhalten sollen. Nicht nur aus Gründen die auf den Umweltschutz zurückzuführen sind erscheint diese Maßnahme sinnvoll, sondern auch um eine stärkere räumliche Steuerung erzielen zu können. Insbesondere führt der Regierungsentwurf militärische Konversionsflächen auf, denen eine vergleichsweise hohe naturschutzfachliche Bedeutung zugeschrieben wird (BReg 2011b: 153). Gleichwohl vollzog sich in den Jahren 2010 und 2011 ein erheblicher Zubau im Freiflächensegment auf militärischen Konversionsflächen in Ostdeutschland. Auf diesen Flächen wurden besonders große Anlagen mit zum Teil über 40 MW installierter Leistung zugebaut (IE Leipzig u.a. 2011: 23f.). Je mehr Großprojekte realisiert werden, desto eher wird der Zubaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW überschritten. In der PV-Branche wird die Bedeutung der Regelung eher gering eingeschätzt, da davon ausgegangen wird, dass es sich dabei nicht um besonders große Flächen handelt (DGS 2011: 4). Im Jahr 2012 erzielte die Freiflächen-PV dann auch einen neuen Ausbaurekord von 2.900 MW, womit sie den Zubaukorridor fast alleine vollständig ausfüllt. Der Tatsache, dass rund 38 Prozent des gesamten PV-Zubaus in 2012 auf die Freiflächen-PV entfiel ist sowohl dem weltweiten Modulpreisverfall und der damit einhergehenden Überförderung der PV zuzuschreiben als auch einer großen Flächenverfügbarkeit (ZSW u.a. 2014: 4f.). Die Staffelung des PV-Zubaus in ihrer räumlichen Struktur ist insofern von Bedeutung, da die Freiflächen-PV deutlich geringer vergütet wird als Aufdachanlagen, was in der Tendenz eine Absenkung des mittleren Vergütungssatzes zur Folge hat. Auf die Überförderung hat ein anhaltend hoher Freiflächenanlagenzubau nur indirekten Einfluss, weil auch im Bereich der Dünnschichtmodule schneller fallende Weltmarktpreise als absinkende Vergütungssätze zu beobachten waren. Indes ist der Preisverfall bei kristallinen Modulen, die primär auf Gebäuden installiert werden, deutlich stärker ausgeprägt. Wird zudem berücksichtigt, dass die Dünnschichttechnologie im Vergleich deutlich niedrigere Wirkungsgrade erreicht, ergeben sich höhere Renditemöglichkeiten bei Aufdachanlagen (ebd.: 11f.). Aus diesen Gründen muss die Auswirkung der Regelung auf die Ausbaugeschwindigkeit als stark begrenzt bewertet werden, weshalb die Kausalhypothese 2b als wenig plausibel beschrieben werden kann.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die Treffsicherheit der Vergütungsstrukturgestaltung im Hinblick auf den Abbau der Überförderung ist gering. Weder wird der atmende Deckel mit seinem halbjährlichen Degressionsanpassungsrhythmus seiner steuernden Funktion gerecht, noch vermag das Absinken der Vergütungssätze dem Tempo des Preisverfalls auf den PV-Märkten zu folgen. Auch wenn das Maß an erforderlichem Steuerungswissen als hoch eingeschätzt werden muss, weil die internationalen Entwicklungen nur schwer exakt zu prognostizieren waren, ist der Gesetzgeber hinter seinen gestalterischen Möglichkeiten geblieben – worauf die Existenz der PV-Novelle bereits verweist, in der Handlungsoptionen umgesetzt wurden, die schon 2011 ‚auf dem Tisch lagen'.

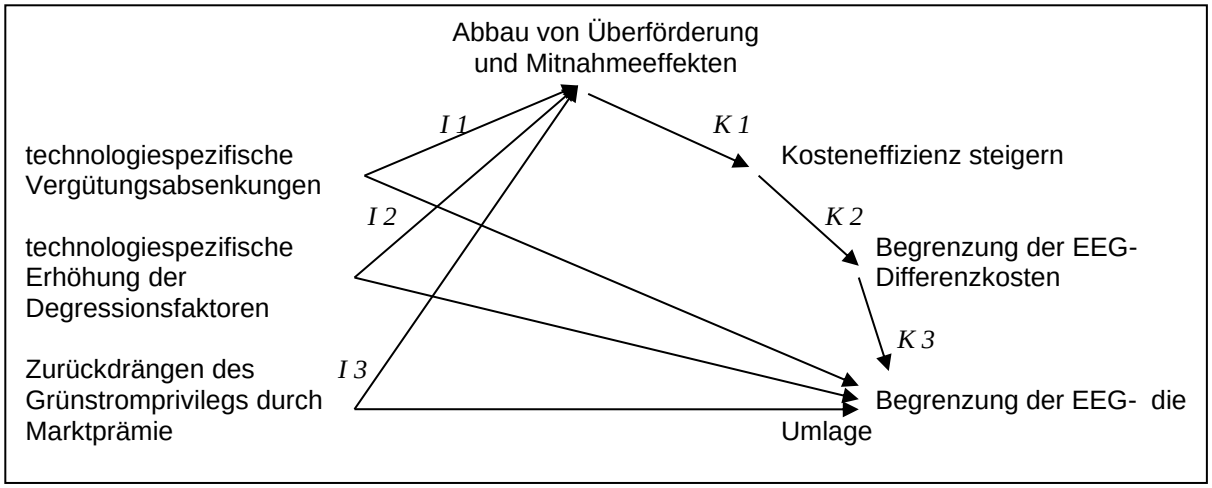
Licht und Schatten herrschen in der Bewertung bei dem Kriterium der Treffsicherheit zu den Eigenverbrauchsregelungen vor. So ist eine wesentliche Zieldimension dieser Regelung neben einem weiteren Förderelement für die PV auch deren Markt- und Systemintegration. Die Marktintegration wird zwar durch die Eigenverbrauchsregelung verbessert, da ein struktureller Wandel von einer reinen EEG-orientierten-Vergütung zu einer marktorientierten Vergütung vollzogen wird. Allerdings kann im Bereich der Netzintegration kein Erfolg vorgewiesen werden, da die erhofften netzentlastenden Effekte ausbleiben (IE Leipzig u.a. 2011: 179f.) Ferner ergeben sich unintendierte Nebeneffekte, denn die Eigenverbrauchsregelung belastet das energiewirtschaftliche Gesamtsystem,[253] auch wenn Entlastungen für die EEG-Differenzkosten durch eine geringere PV-Vergütung entstehen.

Für das Kriterium der dynamischen Effizienz kann geurteilt werden, dass die DegressionsRegelungen einen zusätzlichen Anreiz geben, Kostensenkungspotenziale zu heben. Auch wenn in der Vergangenheit erhebliche technologische Innovationen und Kosteneinsparungen in der gesamten PV-Wertschöpfungskette realisiert wurden – hervorzuheben sind Materialeinsparungen sowie Wirkungsgradsteigerungen –, wurden im Jahr 2011 noch weitere Potenziale identifiziert (ZSW u.a. 2011: 93ff.).
Für die Eigenverbrauchsregelung kann unter diesem Aspekt festgehalten werden, dass Ansätze für technologische Innovationen vorhanden sind, auch wenn der Einsatz von Speichern unter den gegebenen Rahmenbedingungen noch nicht wirtschaftlich ist und die Regelung sich als nicht geeignet erwiesen hat, einen zusätzlichen effektiven Anreiz für die Investition in Kleinstspeichern zu etablieren (IE Leipzig u.a. 2011: 180).

[253] So entstehen Belastungen im Bereich der Konzessionsabgabe, der Netznutzungsentgelte, der Stromsteuer, der KWK-Umlage, der EEG-Umlage sowie der Umsatzsteuer. Anlagenbetreiber sind von diesen Zahlungen auf den von ihnen eigenverbrauchten Strom befreit (IE Leipzig u.a. 2011: 166f.).

5.1.3.4 Kosteneffizienz der Förderbestimmungen: Steuerungsteilkonzeption 9

Abbildung 51: Kosteneffizienz der Förderbestimmungen



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die technologiespezifischen Vergütungsabsenkungen führen in Summe zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Interventionshypothese 2*: Die technologiespezifische Erhöhung der Degressionsfaktoren führen in Summe zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Interventionshypothese 3*: Das Zurückdrängen des Grünstromprivilegs durch die Marktprämie führt zu einem Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten.
- *Kausalhypothese 1*: Der Abbau von Überförderung und Mitnahmeeffekten steigert die Kosteffizienz der EEG-Förderung.
- *Kausalhypothese 2*: Eine gesteigerte Kosteneffizienz der EEG-Förderung führt zu einer Begrenzung der EEG-Differenzkosten.
- *Kausalhypothese 3*: Eine Begrenzung der EEG-Differenzkosten führt zu einer Begrenzung der EEG-Umlage.
- *Aktionshypothese*: Die technologiespezifischen Vergütungsabsenkungen, die technologiespezifische Erhöhung der Degressionsfaktoren sowie die Zurückdrängen des Grünstromprivilegs durch die Marktprämie führen zu einer Begrenzung der EEG-Umlage.

In den vorangegangenen Steuerungsteilkonzeptionen wurden die jeweiligen Interventionshypothesen bereits erläutert und in ihrer Wirkungsweise dargestellt. Die Wirkungen der parallel greifenden Maßnahmen sind jedoch zusätzlich in einer übergreifenden Perspektive zu analysieren. Dieser Analyseschritt nähert sich den Bewertungskriterien *Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung* sowie *zukunftsfähiges Gesamtkonzept* an, grenzt die Betrachtung gleichwohl auf den Impact des EEG ein, ohne auf Interdependenzen zu weiterer Regelungsmaterie in nationalen Rahmen oder europäische Normen abzustellen.

Vielmehr liegt der Fokus auf (unintendierte) Nebenfolgen. Der Kosteneffizienz kommt dabei eine besondere Relevanz zu. Nicht nur wird, wie in der Problemanalyse dargestellt, die politische Diskussion um die Energiewende von der Kostendiskussion überlagert, auch stand die Novellierung des EEG im Jahr 2011 ganz unter dem Zeichen einer Steigerung der Kosteneffizienz, womit eine wesentliche Zieldimension des Gesetzesentwurfs identifiziert ist – gleichwohl ohne dabei die Ausbauerfolge bei den erneuerbaren Energien zu vergessen.

Die Betrachtung der Kausalhypothesen legt offen, dass deren Wirkungskette eine Reihe von entgegen gerichteter Effekte hervorbringt und in ihrer Plausibilität Defizite aufweist. Zur ersten Kausalhypothese kann angeführt werden, dass einerseits nicht alle Überförderungstatbestände durch die neu ergriffenen technologiespezifischen Maßnahmen abgebaut werden konnten – dies gilt selbst für die als besonders wettbewerbsfähig geltende Onshore-Windenergie. Andererseits kann durch das zueinander ins Verhältnis setzen von den Steuerungsimpulse der einzelnen erneuerbaren Energien eine Intention der Bundesregierung klar ausgemacht werden. Die Novellierung des EEG zeichnet sich durch eine Begrenzung und Entschleunigung des Zubaus von teuren erneuerbaren Energien-Technologien, wie die PV und die Biomasse, aus. Im Fall der PV waren die Regelungen zudem unzureichend. Die Ausnahme von dieser Bestrebung bildet die Marktheranführung der Offshore-Windenergie. Das optionale Stauchungsmodell wird die EEG-Differenzkosten kurzfristig stärker belasten, bis sich mittel- bis langfristig die erheblichen Kostensenkungspotenziale im Bereich der Offshore-Windenergie realisiert haben lassen. Mit zunehmender installierter Leistung und größerer eingespeister Strommengen der Windenergie auf See wird der Offshore-Ausbau der neue Kostentreiber unter den Erneuerbaren werden. Damit zeigt sich, dass zwar Steigerungen der Kosteneffizienz im Bereich der etablierten Erneuerbaren erreicht werden konnten, der Effekt auf die EEG-Differenzkosten, insbesondere im Betrachtungszeitraum zwischen 2013 und 2014, jedoch durch entgegengesetzte Ausbauziele der noch marktfernen Windenergie auf See konterkariert werden.[254]

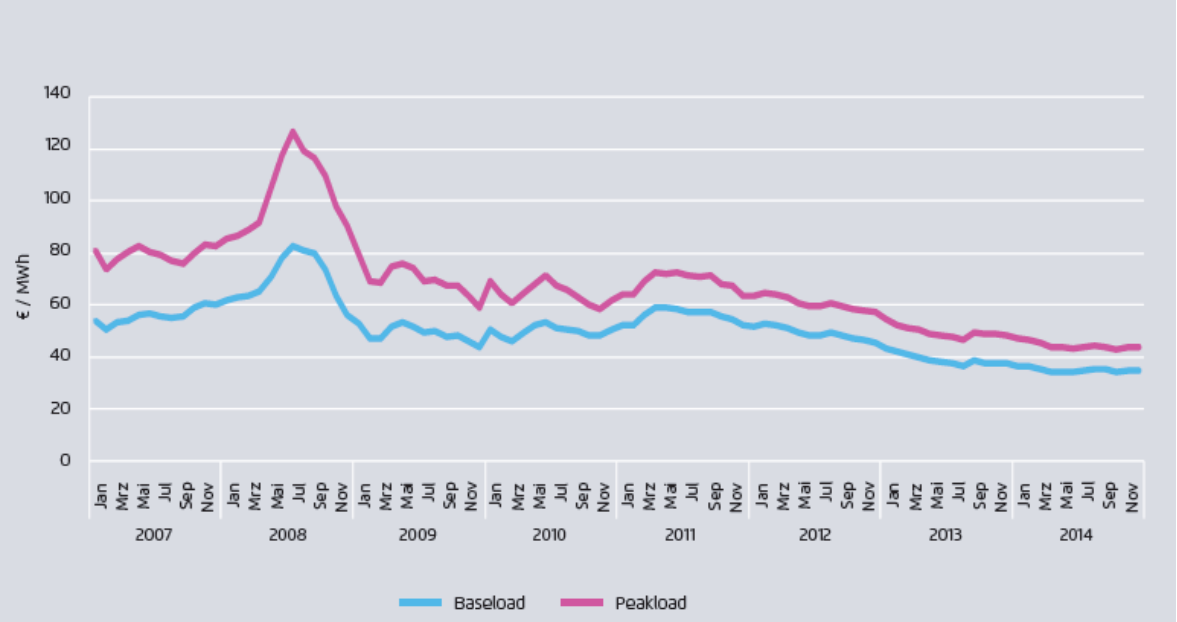
Insbesondere die zweite Kausalhypothese stellt sich nicht als plausibel dar. Es zeigt sich deutlich, dass trotz einer Steigerung der Kosteneffizienz, der Anstieg der EEG-Differenzkosten dennoch weiterhin kräftig vonstattengeht. Im Jahr 2012 beliefen sich die ex post ermittelten Differenzkosten auf rund 16 Milliarden[255], 2013 auf 17,34 Milliarden und 2014 auf 19,22 Milliarden Euro – hingegen fielen im Jahr 2011 noch 12,77 Milliarden Euro an (BMWi 2015a: 10).

[254] Nicht zuletzt aus diesem Grund kommt eine Studie von Consentec und dem Fraunhofer IWES im Auftrag der Agora Energiewende zu dem Schluss, dass jährlich bis zu zwei Milliarden Euro eingespart werden können, wenn die Ausbauziele der Offshore-Windenergie auf ein niedrigeres Niveau zurückgeführt werden und stattdessen der Onshore Ausbau stärker betrieben wird (Agora Energiewende 2013a).

[255] Im Jahr 2012 schlüsselten sich die Differenzkosten wie folgt auf die erneuerbaren Energien auf: die PV war für 49 Prozent dieser Kosten verantwortlich, die Biomasse für 29 Prozent und die Windenergie (on- und Offshore) für 19 Prozent (IfnE u.a. 2014: 7).

Die Hauptursache für diese Entwicklung ist neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien auf den anhaltenden Verfall der Börsenstrompreise zurückzuführen.

Abbildung 52: Entwicklung des Börsenstrompreises (Jahres-Future)

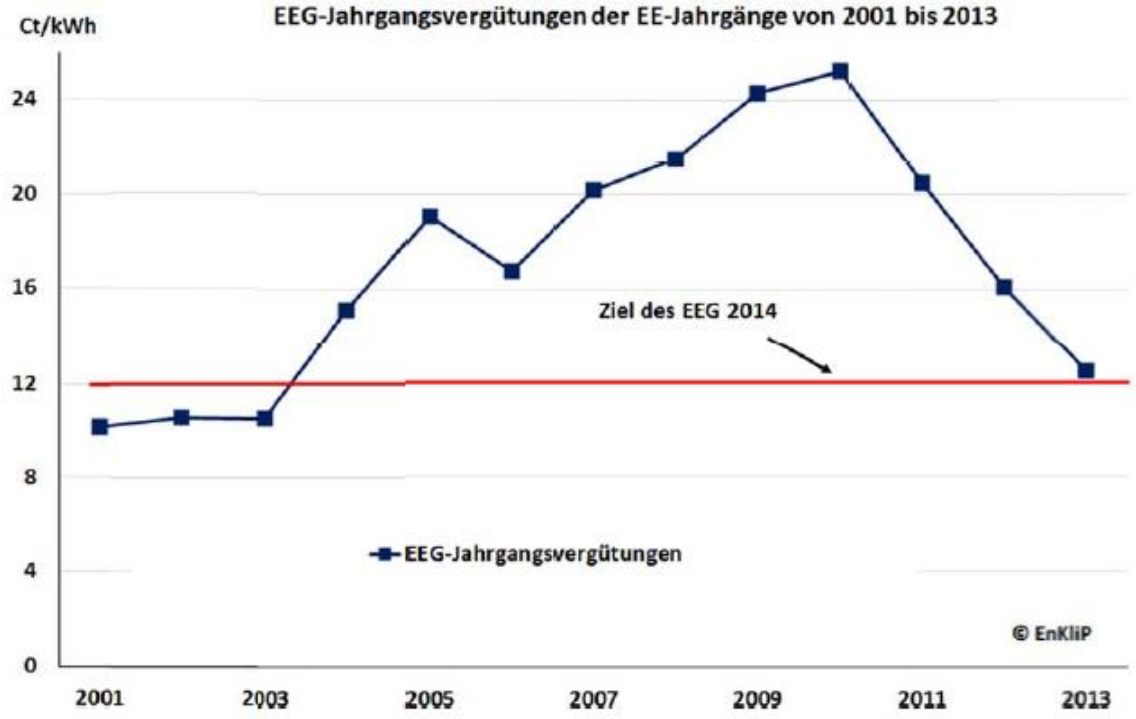


Quelle: Agora Energiewende 2015a: 21

Seit dem Jahr 2011 geht der Vermarktungserlös der Erneuerbaren kontinuierlich zurück: von 4,4 Milliarden Euro auf 2,9 Milliarden in 2012, 2013 konnten schon nur noch 2,06 Milliarden erlöst werden, während 2014 ein bis dahin nicht gekannter Tiefstand von rund 1,63 Milliarden Euro das EEG-Vergütungssystem belastet (ÜNB 2012a, 2013a, 2014, 2015).

Problematisch an dem vermuteten Zusammenhang zwischen einer gesteigerten Kosteneffizienz und einer Begrenzung des Anstiegs der EEG-Differenzkosten stellt sich deshalb einerseits dar, dass sich die Kosteneffizienz ausschließlich auf den realisierten Neuzubau beschränkt. Aus Gründen des Bestandsschutzes wird nicht rückwirkend in die Vergütung eingegriffen, weshalb sich der Spielraum für Kostensenkungen jedoch als klein gestaltet. Aufgrund des 20-jährigen Vergütungszeitraums ist dies nicht nur ein gegenwärtiges beziehungsweise kurzfristiges Phänomen, sondern auch in der mittleren Frist eine finanzielle Verpflichtung. „Ein Großteil der zukünftigen Ausgaben ist [..] heute schon determiniert und kann nicht mehr beeinflusst werden“ (Löschel u.a. 2012: 104). Die vergleichsweise hohen Vergütungssätze in der Vergangenheit haben bei sinkenden Börsenpreisen umso höhere Differenzkosten zur Folge. Gleichwohl wird der Zubau stetig günstiger, sodass Studien bereits davon sprechen, dass der Kostenberg überwunden sei. Diese Aussage leitet sich durch die Errechnung der EEG-Jahrgangsvergütung ab, in der sich die durchschnittliche Vergütung aller EEG-Anlagen eines Jahrganges widerspiegeln (Nestle 2014a: 11ff.).

Abbildung 53: Durchschnittliche Vergütungen der EEG-Jahrgänge 2001 bis 2013

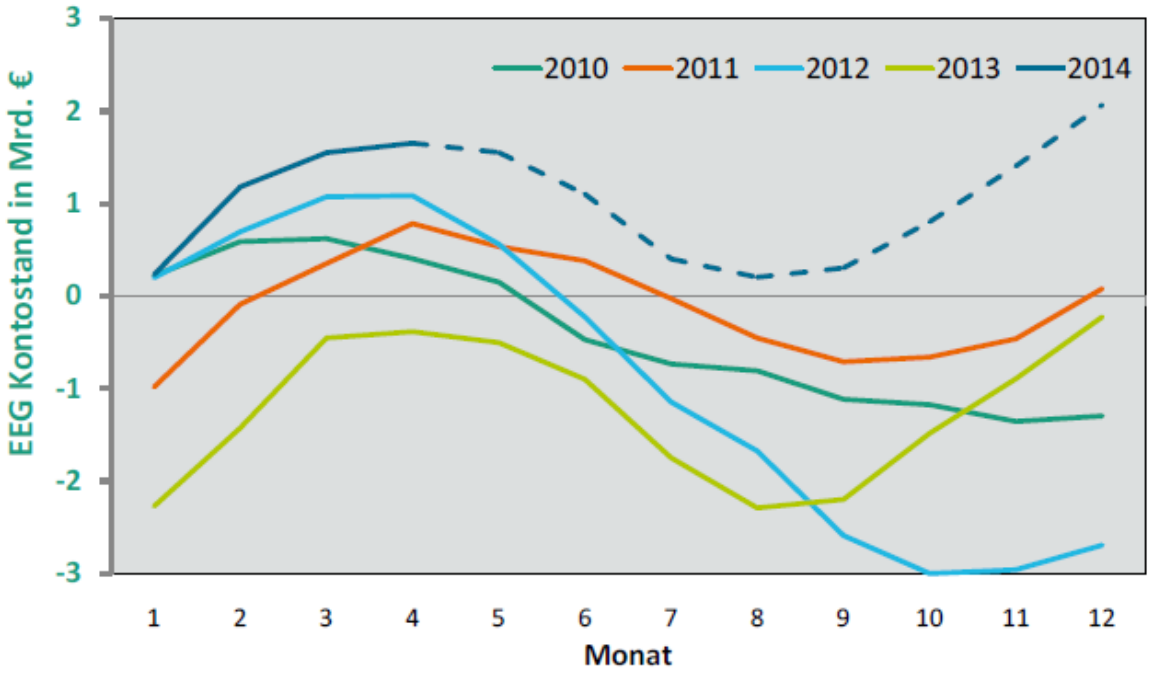


Quelle: Nestle 2014a: 6

Andererseits ist der für die EEG-Vergütungssystematik wesentliche Faktor der Börsenstrompreise in dem zugrunde gelegten Zusammenhang nicht berücksichtigt, was einen erheblichen Risikofaktor darstellt. Denn das EEG reguliert nur die technologiespezifischen Vergütungssätze und sieht als Förderanreiz den Ausgleich deren Differenz zum Börsenpreis vor. Der Börsenstrompreis ist zudem EEG ein externer Einflussfaktor, aufgrund der Ausgestaltung der Preissteuerung aber die zentralste Einflussgröße, wenn es um die Höhe der Differenzkosten geht. Auch ist der Verfall der Börsenstrompreise nicht ausschließlich auf den Merit-Order-Effekt zurückzuführen, sondern vor allem auch durch einen Preisverfall auf den Weltmärkten für fossile Rohstoffe – vor allem Kohle und Erdgas – sowie den Rückgang der CO_2-Preise bedingt. Zusätzlich spielen die Überkapazitäten im deutschen Kraftwerkspark eine Rolle.

Der Verfall der Börsenpreise ist für das EEG-Vergütungssystem herausfordernd genug, problematisch für die politische Diskussion war darüber hinaus vor allem, dass dessen Entwicklung systematisch in der Prognose der EEG-Umlage unterschätzt wurde. Deshalb mussten die höher als erwartet ausgefallenen Differenzkosten im Nachhinein ausgeglichen werden. In den Jahren 2011 bis 2013 kam es auf diese Weise zu einer erheblichen Unterdeckung des EEG-Kontos (IfnE u.a. 2014: 7f.), der negative Saldo belief sich jeweils im September 2012 auf 2,6 und 2013 auf 2,2 Milliarden Euro (Mayer/ Burger 2014: 10).

Abbildung 54: Entwicklung des EEG-Kontostandes im Jahresverlauf bis 2013 (Prognose 2014)



Quelle: Mayer/ Burger 2014: 11

Der dadurch verursachte Nachholeffekt verzerrte die Kostendiskussion zusätzlich, da die Umlagesteigerung umso kräftiger ausfiel. In diesem Zusammenhang wird von wissenschaftlichen Studien das politische Versprechen gerückt, die EEG-Umlage bei ungefähr 3,5 ct/kWh zu stabilisieren, das jedoch nur auf Kosten umso größerer Steigerungsraten in den folge Jahren erkauft werden konnte (Bode 2013: 3; Mayer/ Burger 2014: 10).

Die dritte Kausalhypothese weist ebenfalls nur eine eingeschränkte Plausibilität auf und ist zudem von Zielinkonsistenzen innerhalb des EEG geprägt. Die EEG-Umlage stieg unter der Gültigkeit des EEG 2012 erheblich an, verzeichnete insbesondere im Jahr 2013 einen sprunghaften Anstieg und erreichte mit einer Umlage von 6,24 ct/kWh für das Jahr 2014 einen neuen Rekord.

Tabelle 14: Entwicklung der EEG-Umlage in ct/kWh bis 2014

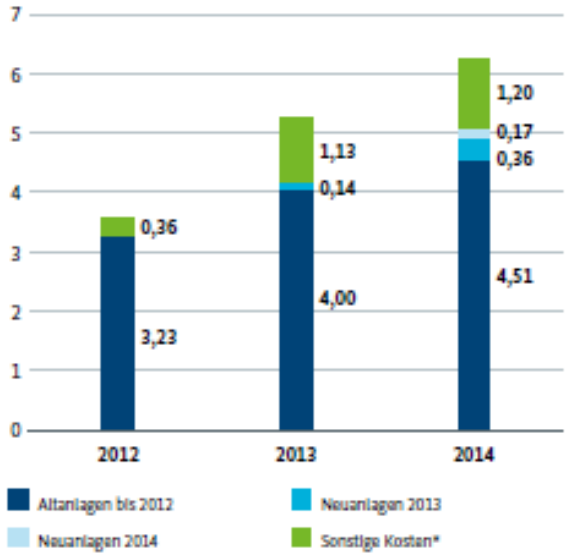
2011	2012	2013	2014
3,53	3,59	5,28	6,24

Quelle: BMWi 2015a: 14

Die EEG-Umlage setzt sich dabei aus mehreren Teilen zusammen, wobei es zu beachten gilt, dass mehr als eine Darstellungsweise existiert. Formal betrachtet besteht die Umlage aus drei Bestandteilen: 1. die Differenzkosten, die die sogenannte Kernumlage ausmachen, 2. die Liquiditätsreserve, die maximal 10 Prozent der Kernumlage betragen kann sowie die Funktion erfüllt, Prognosefehler abzupuffern und die ÜNB von den so entstehenden finanziellen Risiken

zu entlasten, und 3. einen Posten zum Ausgleich einer eventuellen EEG-Kontounterdeckung (BMWi 2014e: 36). Eine solche Darstellung erlaubt die Abbildung des Effektes von Neu- und Altanlagen auf die Kernumlage und stützt somit die These der erfolgreich gewonnenen Kosteneffizienz im EEG 2012.

Abbildung 55: Aufteilung der EEG-Umlage nach Anlagenkategorien in ct/kWh (sonstige Kosten = Liquiditätsreserve + Kontoausgleich)



EEG-Umlage für 2012:
Kernumlage = 3,31 ct/kWh
Liquiditätsreserve = 0,18 ct/kWh
Kontoausgleich = 0,1 ct/kWh

EEG-Umlage für 2013:
Kernumlage = 4,18 ct/kWh
Liquiditätsreserve = 0,4 ct/kWh
Kontoausgleich = 0,67 ct/kWh

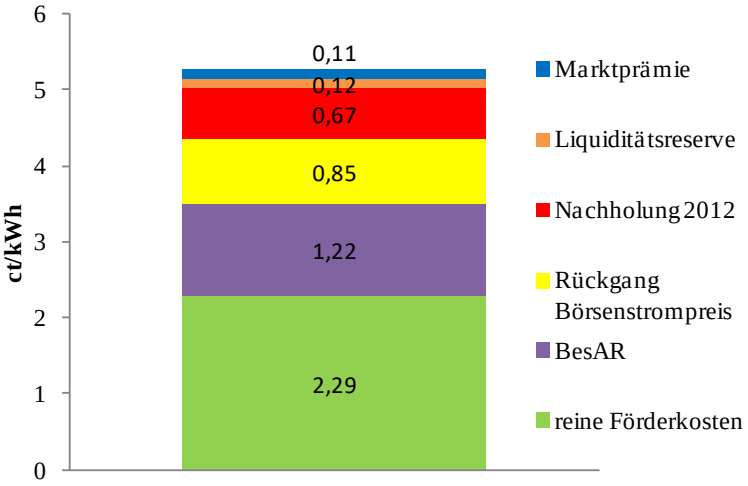
EEG-Umlage für 2014:
Kernumlage = 5,15 ct/kWh
Liquiditätsreserve = 0,512 ct/kWh
Kontoausgleich = 0,58 ct/kWh

Quelle: BMWi 2014e: 36

Diese dargestellte Zusammensetzung der EEG-Umlage, die die Perspektive der Bundesregierung wiedergibt, verstellt allerdings den Blick auf Zusammenhänge, die sich innerhalb des EEG manifestieren – vor allem wird dadurch ein wesentlicher Faktor nicht in die Betrachtung der Herausbildung der Umlage einbezogen: die nichtprivilegierte Strommenge. Je größer diese Strommenge ausfällt, sprich der umlagepflichtige Letztverbrauch, desto kleiner wird die EEG-Umlage, weil sich die Kosten des EEG-Systems auf mehrere Schultern verteilen. Dementsprechend hat die Ausweitung der Ausnahmeregelungen im Rahmen der BesAR den gegenteiligen Effekt – dadurch steigt die EEG-Umlage für alle nichtprivilegierten Letztverbraucher. Wird der Blick folglich auf die umlageerhöhenden Faktoren in den Jahren 2013 und 2014 gelenkt, lassen sich differenziertere Aussagen über die Fördersystematik EEG treffen.

Einschränkend muss dabei vorweg angemerkt werden, dass die Komponentenzerlegung und deren Berechnung nicht immer zu einheitlichen Feststellungen in der Literatur führen, da die gewählte Methodik sowie die gesetzten Prämissen stets eine entscheidende Rolle spielen. Grundsätzlich erlaubt eine Komponenten-orientierte Darstellung den Blick auf die Fremdkosten im Fördersystem, die sich von den reinen Förderkosten der erneuerbaren Energien abgrenzen lassen, zu lenken. Die Komponenten der EEG-Umlage 2013 nehmen demnach folgende Größenordnung ein:

Abbildung 56: Komponenten der EEG-Umlage 2013

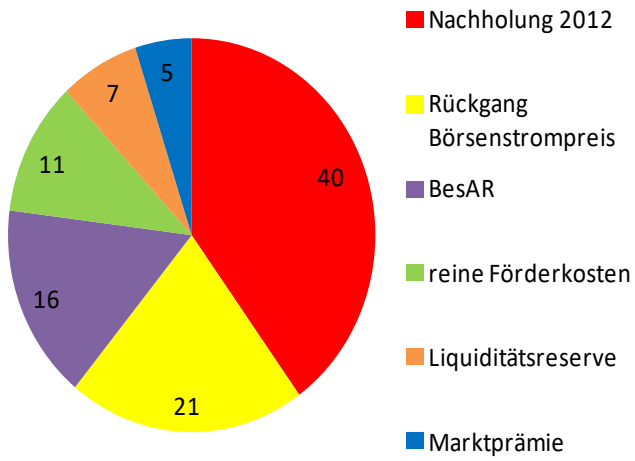


Quelle: BEE 2012a: 4[256]

Als Fremdkosten sind demnach 1. die Industrieprivilegien in Form der BesAR, 2. der Rückgang des Börsenstrompreises, 3. der Kontoausgleich des Vorjahres, wobei die Nachholung ein jeweiliger Einmaleffekt ist, 4. die Liquiditätsreserve sowie 5. die im Rahmen der Marktprämie gezahlte Managementprämie aufzuführen. Die EEG-Umlage für das Jahr 2013 in der Höhe von 5,277 ct/kWh wird somit nur zu 44 Prozent von den reinen Förderkosten bestimmt – in der EEG-Umlage für 2012 machten diese noch 59 Prozent aus –, währenddessen der Großteil Fremdkosten sind und somit diese als eigentliche Kostentreiber ausgemacht werden können (BEE 2012A: 4ff.). Dies zeigt sich auch, wenn der Anstieg von 2012 auf 2013 nach Komponenten zerlegt wird. Die Differenz in Höhe von 1,68 ct/kWh ergibt sich demnach wie folgt:

[256] Die abweichenden Werte – offensichtlich im Fall der Liquiditätsreserve – ergeben sich aus einer unterschiedlichen Berechnungsmethode der ÜNB und des BEE. Während die ÜNB einen durchschnittlichen Börsenstrompreis von 5,1 ct/kWh als Basis heranziehen, setzt der BEE diesen – was als realistischere Annahme angesehen werden kann – auf 4,3 ct/kWh fest. Im Gegenzug kalkuliert der BEE nur mit einer Liquiditätsreserve von 3 Prozent (BEE 2012A: 3). Resultat dieses Vorgehens ist, dass die Differenzkosten höher ausfallen, was sich insbesondere auf die Industrieprivilegien in Form der BesAR auswirkt und das Entlastungsvolumen vergrößert. Kritisch bleibt anzumerken, dass die Marktprämie, hier sind die Mehraufwendungen der Managementprämie im Vergleich zu der festen Einspeisevergütung gemeint, als Fremdkosten definiert wird.

Abbildung 57: Anteile der Komponenten am Zuwachs der EEG-Umlage von 2012 auf 2013 in Prozent



Quelle: BEE 2012a: 5

Diese Darstellung der Entwicklung der Umlagekomponenten weicht stark von den Angaben der Bundesregierung ab. Auch wenn es sich hierbei um einen Beitrag zur Beeinflussung der öffentlichen Diskussion um die Förderkosten des EEG handelt und deshalb nicht von einem Nichtvorhandensein von politischem Kalkül ausgegangen werden kann, wird somit umso deutlicher ein Hinweis auf den schwindenden Einfluss des Neuzubaus auf die Höhe der EEG-Umlage gegeben. Eine Analyse des Öko-Instituts zeichnet ein etwas anderes Bild: hier ergeben die Berechnungen, dass im Aggregat der weitere Ausbau der Erneuerbaren mit 44 Prozent, wobei die PV die höchsten Zubaukosten verursacht (15 Prozentpunkte), für den Zuwachs der EEG-Umlage zu Buche schlägt. Auch fällt in dieser Studie der Anteil der BesAR mit lediglich 7 Prozent etwas geringer aus als in der Vergleichsdarstellung des BEE. Demgegenüber wird der Kontoausgleich ebenfalls als größter Einzelposten identifiziert, der für 29 Prozent des Anstiegs verantwortlich ist (Loreck u.a. 2012: 3ff.). Die Größenordnung der Komponenten unterschieden sich zwar, doch auch hier lässt sich herauslesen, dass der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien für weniger als die Hälfte der Umlagesteigerung verantwortlich ist. Diese Erkenntnis bestätigt sich auch für die EEG-Umlage 2014. Hier beträgt dieser Anteil 46 Prozent, wobei die Offshore-Windenergie bereits 20 Prozentpunkte ausmacht, der Rückgang des Börsenstrompreises im Vergleich zur Prognose beträgt 37 Prozent und die Ausweitung der Stromverbrauchsprivilegierung schlägt mit 15 Prozent zu Buche (Loreck u.a. 2013: 13f.).

Die Prozentzahlen tendieren dazu, das tatsächliche Entlastungsvolumen der stromintensiven Industrie zu relativieren. Absolute Zahlen vergegenwärtigen demgegenüber die erhebliche Wirkung auf die EEG-Umlage und die Verzerrungswirkungen an der Schnittstelle zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Letztverbrauchern durch die BesAR (Löschel u.a. 2012: 98).

Tabelle 15: Entlastungsvolumen und erhöhende Wirkung auf die EEG-Umlage der BesAR

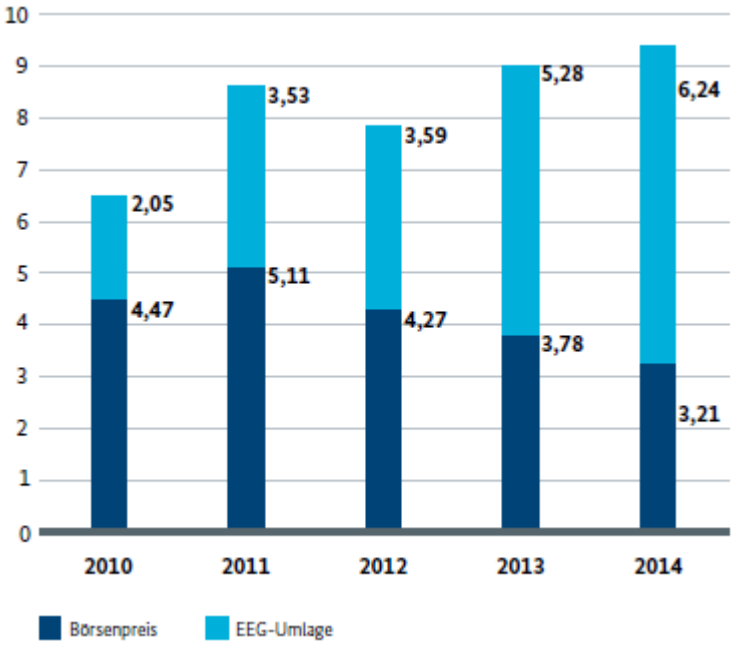
	2011	2012	2013	2014
Entlastung der stromintensiven Industrie	2,74 Mrd.	2,72 Mrd.	4 Mrd.	5,1 Mrd.
Erhöhung der EEG-Umlage durch die BesAR	0,6 ct/kWh	0,63 ct/kWh	1,04 ct/kWh	1,35 ct/kWh

Quelle: eigene Darstellung nach Mayer/ Burger 2014: 7

Diese Erkenntnisse verweisen vor allem auf zwei Dinge: zum einen das eine ursachenadäquate Problemlösung an diesen Faktoren ansetzen muss, ansonsten bleibt das Potenzial von Kosteneffizienzsteigerungen innerhalb der EEG-Fördersystematik begrenzt. Problematisch ist dabei, dass die Bundesregierung nicht nur energie- und klimapolitische Ziele mit dem EEG verbindet, sondern auch industriepolitische Ziele sowie Struktur- und Regionalförderung mit diesem Gesetz betreibt. Zum anderen wird deutlich, dass die EEG-Umlage kein geeigneter Indikator ist, um die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien – geschweige denn der Energiewende – anzugeben, wie dies oftmals in der öffentlichen Diskussion suggeriert wird. Wissenschaftliche Beurteilungen dieser Frage sind durch einen übergreifenden Konsens geprägt und weisen darauf hin, dass die Höhe der EEG-Umlage die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren systematisch überschätzt (Löschel u.a. 2014: 75; auch Horst/ Hauser 2012; Bode 2013; Mayer/ Burger 2014). „Weder die EEG-Differenzkosten noch die EEG-Umlage sind geeignete Kenngrößen, um die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu beschreiben“ (IfnE u.a. 2014: 10).

Ein weiteres Indiz für die Ungeeignetheit der EEG-Umlage als Kostenindikator lässt sich durch die Betrachtung der Fördersystematik im Aggregat ableiten. Die spezifische Arithmetik zwischen Höhe des Börsenstrompreises und den EEG-Differenzkosten wurde bereits erläutert. Aus diesem Zusammenhang heraus erscheint es die Sachrationalität besser beschreiben zu können, wenn die Entwicklung des Börsenstrompreises und der EEG-Umlage gemeinsam betrachtet werden, weil es zwar Verschiebungen zwischen den Positionen geben kann, im Aggregat es jedoch zu keiner Ausgabenveränderung kommt (Löschel u.a. 2012: 104) – dieser Vorschlag des wissenschaftlichen Beratungsprozesses hat sich die Bundesregierung zu eigen gemacht.

Abbildung 58: Summe aus dem durchschnittlichen Börsenstrompreis und der EEG-Umlage in ct/kWh



Quelle: BMWi 2014b: 22

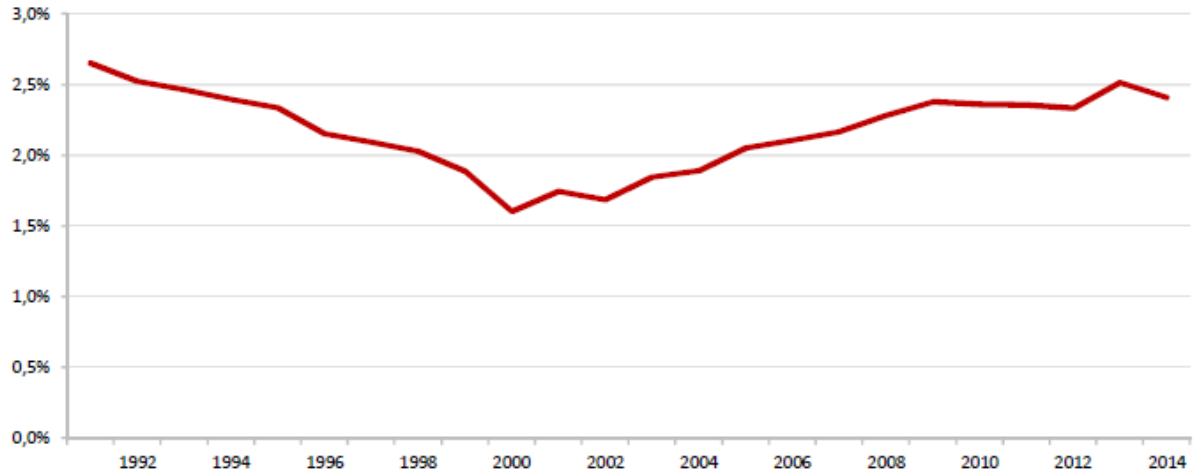
Diese Darstellung verdeutlicht vor allem, dass trotz stark gestiegener EEG-Umlage sich das Niveau im Aggregat im Zeitraum zwischen 2012 (7,86 ct/kWh) und 2014 (9,45 ct/kWh) lediglich um 1,59 ct/kWh angehoben hat, während die EEG-Umlage einen Zuwachs von 2,65 ct/kWh erfahren hat. Zweifelsfrei ist diese Erkenntnis hilfreich, die Kostendiskussion rund um das EEG relativierend einordnen zu können.

Wertvolle Hinweise für die Kostendiskussion kommen darüber hinaus von der Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“, die anführt, dass „Begriffe wie „wettbewerbsfähige Preise“, „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ oder „Bezahlbarkeit“ nicht operationalisierbar definiert [sind]. Entsprechend können keinen Akzeptanzschwellen für Haushalte und Unternehmen benannt werden“ (Löschel u.a. 2012: 95). Letztlich sind darüber politische Wertentscheidungen zu fällen. Allenfalls lasse sich eine Belastungsschwelle auf makroökonomischer Ebene definieren. In diese Richtung geht der Vorschlag der Kommission, die Kostendiskussion zu versachlichen und ein neues Maß zu diesem Zweck einzuführen: der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am nominalen Bruttoinlandsprodukt – es wird auch von einer energiewirtschaftlichen Gesamtrechnung für Elektrizität gesprochen.[257] Mit diesem aggregierten Maß stellt sich die Kostendiskussion weniger dramatisch dar, wie in der Öffentlichkeit angenommen. Vielmehr zeigt sich, dass der Anteil der Ausgaben für Elektrizität am nominalen

[257] Im Gegensatz zu einer Energiekostenbeurteilung auf Basis von Energiepreisen für einzelne Verbrauchergruppen und der Vergleich mit der Preissituation im europäischen Ausland kann dieser aggregierte Ansatz als aussagekräftiger bewertet werden, weil die individuellen Preise im Ausland breit streuen und durch eine ganze Reihe von strukturwirtschaftlichen und politischen Effekte verzerrt sind (Löschel u.a. 2014: 151).

Bruttoinlandsprodukt im Zeitraum zwischen 2012 und 2014 um die 2,5 Prozent pendelt und sich somit auf einem Kostenniveau von 1991 bewegt.

Abbildung 59: Anteil der Letztverbraucherausgaben für Elektrizität am Bruttoinlandsprodukt



Quelle: Löschel u.a. 2015: 83

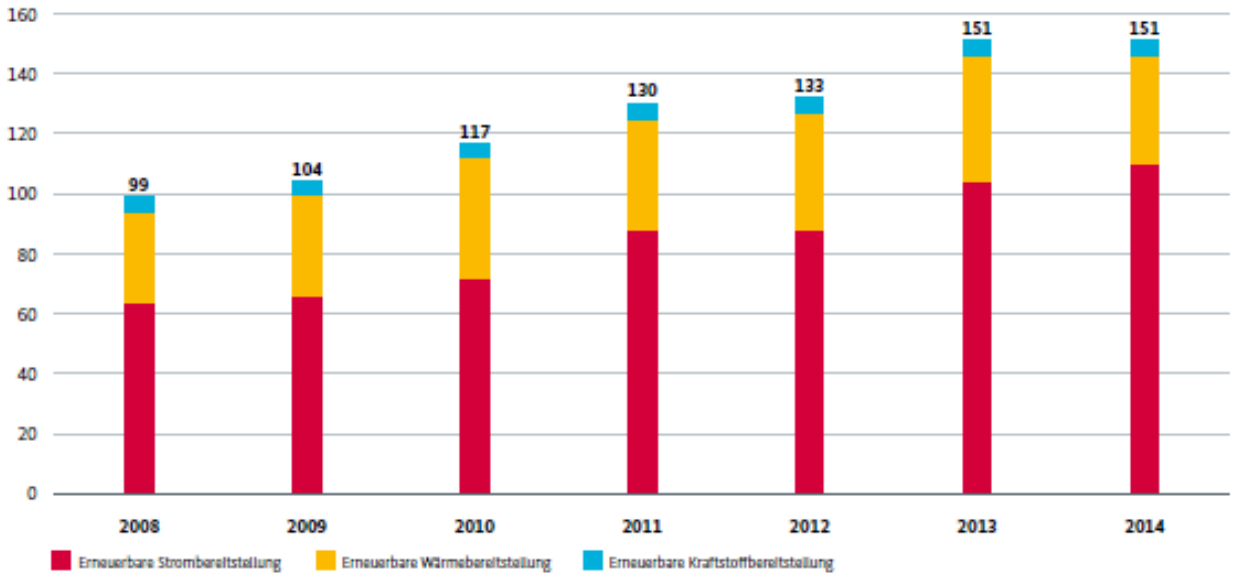
„Solange die Gesamtausgaben tendenziell proportional zum nominalen Bruttoinlandsprodukt (BIP) oder mit einer geringeren Rate ansteigen, kann die Bezahlbarkeit der Energie insgesamt kaum in Zweifel stehen“ (Löschel u.a. 2014: 150). Die Expertenkommission deutet an, dass solange die 3-Prozentschwelle der Elektrizitätsausgaben am BIP nicht überschritten wird, auch nicht von einem wirklichen Alarmsignal auszugehen ist. Eine makroökonomische Akzeptanzschwelle wäre demnach über dieser Schwelle zu suchen. Des Weiteren spiegelt sich in dieser Sichtweise auch die Tatsachenbeschreibung wider, dass kurzfristig die deutsche Energiewende erhöhte Kosten zur Folge hat. Ein gemäßigt überproportionaler Ausgabenanstieg zum BIP ist deshalb noch akzeptabel, weil in der langfristigen Perspektive eine effiziente und kostenreduzierte Elektrizitätsversorgung zu erwarten ist. Demgegenüber stehen kurz- und mittelfristige Effekte, die in die Verteilungsdimension eingreifen und auf diese Weise Konflikte zwischen Letztverbrauchergruppen produzieren beziehungsweise nach Ausweitung entsprechender Ausnahmeregelungen im EEG verschärfen. So ist in den kommenden Jahren mit überproportional steigenden Elektrizitätsausgaben am BIP zu rechnen (ebd.: 150f.). Diese Verteilungskonflikte entfalten direkte Rückwirkungen auf den politischen Prozess, wie bereits an der intensiv geführten Kostendiskussion ablesbar. Diese Entwicklung schränkt letztlich den politischen Handlungs- und Gestaltungsspielraum ein – auch zu Lasten einer ursachenadäquaten Problemlösung. Ferner können einerseits so auch Widerstände gegen eine ambitionierte Ausgestaltung der Energiewende provoziert werden, andererseits auch Ausweichreaktionen der Endverbraucher zur Folge haben. Je mehr Ausnahmeregelungen in verschiedenen Bereichen vorgesehen werden – dies gilt für die BesAR, aber auch für Eigenerzeugungsprivilegien – desto größer wird der Anreiz für Letztverbraucher, Voraussetzungen zu schaffen, ebenfalls in

den Genuss von Ausnahmen zu kommen, um somit die Flucht vor einer kontinuierlich steigenden EEG-Umlage anzutreten.

Ein wesentliches Dilemma für die politische Kommunikation im Verhältnis zu den Erwartungen der Letztverbraucher ist, dass die Internalisierung von externen Effekten zwangsläufig höhere Kosten (zumindest kurz- bis mittelfristig) zur Folge hat. Preise als Indikator für volkswirtschaftliche Kosten sind als Interpretationsleitlinie nicht eindeutig, weil höhere Preise durchaus mit niedrigeren volkswirtschaftlichen Kosten einhergehen können – es entsteht folglich nicht per se ein Nutzenverlust (Löschel u.a. 2012: 95). Ferner haben Preissignale Auswirkungen auf das Verhalten von Akteuren, Verhaltensänderungen in Richtung einer Stärkung von Energieeffizienzmaßnahmen und einem sparsameren Umgang mit Elektrizität sind beispielsweise erwünscht. Eine dementsprechende Lenkungswirkung ist essentiell, um die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen. Ausgleichsmaßnahmen und Ausnahmeregelungen haben deshalb das Potenzial, eine Lenkungswirkung steigender Energiepreise auszuhebeln (ebd.: 97f.).

Unabhängig von der Kostendiskussion darf zudem nicht vergessen werden, dass die erneuerbaren Energien einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion von Treibhausgas-Emissionen leisten. Der Stromsektor dominiert dabei im Vergleich zwischen den Sektoren. Nicht zu Letzt aus diesem Grund kann gefolgert werden, dass der positive finanzielle Anreiz des EEG einen Beitrag zur Vermeidung negativer externer Effekte leistet. Im Jahr 2014 wurde mit 110 Mio. Tonnen CO_2-Äquivalenten THG-Emissionseinsparungen im Stromsektor bis dato ein neuer Rekord aufgestellt (BMWi 2015b: 52).

Abbildung 60: Durch erneuerbare Energien vermiedene THG-Emissionen in Mio. t CO_2-Äquivalenten



Quelle: BMWi 2015b: 52

5.1.3.5 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien

In der nachfolgenden Tabelle ist die Auswertung entlang der Bewertungskriterien, ergänzt durch den Plausibilitätstest überblicksartig dargestellt. Dabei kann die Analyse lediglich in ihrer Qualität tendenziell zusammengefasst werden. Dennoch zeigt die Zusammenfassung die Stärken und Schwächen der Steuerungskonzeptionen und Ausgestaltung der Maßnahmen auf einen Blick und führt die ausdifferenzierte Untersuchung an dieser Stelle zusammen. Es sei angemerkt, dass die Bewertung sich in dieser Darstellung an der Veränderung des Status quo orientiert und nicht an einem theoretischen Optimum. Für eine abwägende Beurteilung sind die gemachten Ausführungen entscheiden.

Tabelle 16: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf EEG 2012

Maßnahme im Regierungsentwurf für ein EEG 2012		**Plausibilitätsprüfung**		**Bewertungskriterien**				
		Interventionshypothese	**Kausalhypothese**	**Treff-sicherheit**	**Kosteneffizienz**	**Dynamische Effizienz**	**Erforderliches Steuerungswissen**	**Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen**
Einführung einer optionalen Marktprämie		+	-	*0*	-	++	-	+
Anpassung des Grünstromprivilegs		*I1:* ++ *I2:* ++	++	++	/ /	/ /	++	++
Einspeisemanagement-Ausweitung		*I1:* ++ *I2:* ++	++	++	/ /	/ /	++	++
Ausweitung der BesAR		*Ia:* ++ *Ib:* ++	+ ++	+	--	/ /	--	-
Onshore-Wind	Fortschreibung der Vergütungsstruktur bei leichter Verschärfung der Degression	++	++	+	-	++	+	+
	Streichung SDL-Bonus	+		+	+	/ /	++	
	Begrenzung Repowering-Bonus	++		++	+	+	+	
Offshore-Wind	Einführung optionales Stauchungsmodell	+	+	*0*	- -	/ /	- -	+
	Verlängerung der Anfangsvergütung bei	+		-		/ /		

	verzögertem Netzanschluss							
	Aufschub des Degressionsbeginns	++		+		-		
Bioenergie	Neustrukturierung der Vergütungssystematik	++	+	+	+	+	- -	+
	Anpassung der Degression	+		+	+	+	-	+
	Verschärfung der Einsatzstoffregulierung	++		+	+	/ /	+	+
Photovoltaik	Fortschreibung atmender Deckel	-	*K1: -* *K2a: -* *K2b: -*	-	+	+	- -	+
	Begrenzung der Eigenverbrauchsregelung auf Anlagen bis 100 kW	+		-	+	+	-	+
	Freiflächenanlagen ohne Vergütung auf Naturschutzflächen	+		+	/ /	/ /	+	+

Quelle: eigene Darstellung

Plausibilitätsprüfung:

++ = uneingeschränkt plausibel; + = eingeschränkt plausibel; - = nicht plausibel

Bewertungskriterien:

++ = umfassender Grad der Kriterienerfüllung (bzw. geringe Anforderungen an das Steuerungswissen); + = hoher Grad der Kriterienerfüllung; 0 = Nebeneffekte wiegen die Kriterienerfüllung auf; - = geringer Grad der Kriterienerfüllung; - - = keine Kriterienerfüllung (bzw. hohe Anforderungen an das Steuerungswissen); / = keine Relevanz des Bewertungskriteriums

5.1.3.6 Politische Widerstände und Einigungskosten

Die Analyse und Bewertung der Steuerungskonzeptionen des Regierungsentwurfs zum EEG 2012 liefert eine problemorientierte Wirkungsabschätzung der zu implementierenden Maßnahmen. Aufgrund des ex post Charakters dieses Verfahrens können Aussagen über die tatsächlich angestoßene Entwicklung mit den Intentionen der Bundesregierung abgeglichen werden. Die Analysen haben ein umfangreiches Bild des Effektivitätsgrades der vorgesehenen

Maßnahmen gezeichnet. Doch im Vergleich zum Regierungsentwurf hat sich im weiteren parlamentarischen Prozess eine Reihe von Änderungen ergeben, auf die teilweise schon eingegangen wurde. Der Beitrag einer Maßnahme zur Problemlösung repräsentiert noch keinen Garant für deren letztendliche politische Durchsetzbarkeit. Der Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design zieht aus diesem Grund neben einer Impact-Analyse auch eine Änderungs- und Wirkungsklassifizierung heran, die hilft, sich einstellende Widerstände gegen Maßnahmen zu erklären. Zu diesem Zweck werden die wahrgenommenen Wirkungen der Maßnahmen auf die jeweiligen Adressaten- beziehungsweise Betroffenengruppen abgeschätzt.

Je nach Regelungsbereich des EEG richten sich die Maßnahmen auf eine andere Adressatengruppe. Demnach unterscheidet sich der Hauptadressat maßgeblich voneinander: Sind die Regelungen vergütungsrelevant sind die primären Adressaten die EEG-Anlagenbetreiber. Diese Gruppe lässt sich in der wahrgenommenen Wirkung nach dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage weiter differenzieren. Einerseits beziehen sich regulative Maßnahmen auf zukünftige Anlagenbetreiber (Neuanlagen)[258], andererseits haben redistributive Maßnahmen einen rückwirkenden Regelungscharakter auf Bestandsanlagen und greifen in bestehende Eigentumsverhältnisse ein. Dieser Maßnahmentypus bildet allerdings die Ausnahme. Distributive Maßnahmen kommen hingegen EEG-Anlagenbetreibern zu Gute und verbessern deren wirtschaftliche Situation. Darüber hinaus entfalten die Maßnahmen eine Auswirkung auf die Wertschöpfungskette der jeweiligen erneuerbaren Energien-Branche. Wird die Attraktivität der Förderung gesteigert, erhöhen sich entsprechend auch die Absatzchancen der Marktteilnehmer. Diese sind somit sekundär betroffen, weil die produzierenden Unternehmen durch den gesetzten Nachfrageimpuls einen mehr oder weniger verlässlichen Absatzmarkt geboten bekommen. Gleichwohl wirken die Steuerungsimpulse zumeist regulativ, da ein Eingriff in Umsatz- beziehungsweise Gewinnerwartung nicht durch das Eigentumsverständnis des Grundgesetzes gedeckt ist. Doch auch in dieser Gruppe von Betroffenen variieren die Erwartungen an den Regelungsgehalt durchaus erheblich. Dies erklärt sich durch die verschiedenen Positionen in der Wertschöpfungskette sowie den Markt- und Exportanteilen der Unternehmen – die Frage ist schlicht, wie bedeutsam der durch das EEG beeinflusste Heimatmarkt für ein Unternehmen ist.

Demgegenüber richten sich Maßnahmen im Rahmen der BesAR, die die privilegierte Strommenge beeinflussen, an die Letztverbraucher und sind für die EEG-Anlagenbetreiber nicht weiter relevant, da mit dieser Regelungsmaterie lediglich Verteilungsfragen beeinflusst werden. Für die zukünftig privilegierten energieintensiven Unternehmen stellt sich die Ausweitung

[258] Bei dieser Zuschreibung handelt es sich um eine Vereinfachung. Bei zukünftigen EEG-Anlagenbetreibern, die sich bereits im Planungs- und Genehmigungsverfahren befinden, lässt sich eine subjektive redistributive Wirkung feststellen – auch wenn in keine bestehende Rechtsposition eingegriffen wird. Einerseits handelt es sich dabei um eine diffuse Gruppe, andererseits ergeben sich technologiespezifische Variationen. So sind zukunftige Windenergieanlagenbetreiber besonders betroffen, da hier die Genehmigungsverfahren die längste Dauer in Anspruch nehmen. Diese Erläuterung beansprucht Gültigkeit für alle Fallstudien.

der BesAR als distributive Maßnahme dar, weil sie zukünftig von der anteiligen Zahlung der EEG-Umlage entlastet werden. Im Gegensatz dazu nehmen die nichtprivilegierten Letztverbraucher weitere Strommengenprivilegien als redistributiv wahr, da sich dadurch ihre individuelle Belastung erhöht.

Die zugrunde liegende Kosten-Nutzen-Verteilung der vermuteten Wirkung dieser Maßnahme strukturiert somit auch das Mobilisierungspotenzial der Adressaten. Während der Nutzen bei einer eingrenzbaren klar definierten Gruppe von energieintensiven Unternehmen sehr konkret anfällt, woraus sich eine gute Organisierbarkeit der Interessen folgern lässt, streuen die Kosten über die Letztverbraucher sehr diffus, was einer Organisation von Widerstand entgegen steht. Darüber hinaus sind auch die technologiespezifischen Regelungen im Hinblick auf die Wahrnehmung durch den Letztverbraucher zu untersuchen. Wird sich von der simplen Perspektive gelöst, dass jeglicher Zubau eine Belastung der Letztverbraucher durch höhere Vergütungsverpflichtungen im Rahmen der EEG-Umlage nach sich zieht, kann die Wahrnehmung dieser Betroffenengruppe ausgehend vom Status quo beleuchtet werden. Wenn eine kosteneffizientere Vergütungsausgestaltung durch eine Regelung angestrebt wird, nimmt der Letztverbraucher diese Maßnahme als distributiv wahr, weil – vor der Prämisse eines weiter voranschreitenden Ausbaus der erneuerbarer Energien – der zukünftige Ausbau von Neuanlagen zu geringeren Kosten und somit Belastungen zu realisieren ist.

Die mit Hilfe der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung analysierten Maßnahmen des Regierungsentwurfs finden sich nachfolgend in tabellarischer Darstellung. Im Anschluss daran sollen einige Maßnahmen detaillierter diskutiert werden.

Tabelle 17: Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen des Regierungsentwurf für ein EEG 2012

Maßnahme im Regierungsentwurf für ein EEG 2012	**Wahrgenommene Wirkung von EEG-Anlagenbetreibern**	**Wahrgenommene Wirkung entlang der Wertschöpfungskette**	**Wahrgenommene Wirkung auf die Letztverbraucher nach privilegiert (P) und nichtprivilegiert (NP)**
	Ausmaß der wahrgenommenen Veränderung		
Einführung einer optionalen Marktprämie	distributiv *gering bis mittel*	keine wesentlichen Auswirkungen; distributive Wirkung für elekto-technische Ausstatter	redistributiv *geringe diffuse Mehrbelastung durch Mehraufwendungen im Rahmen der MMP*
Anpassung des Grünstromprivilegs	redistributiv *gering bis mittel*	keine wesentlichen Auswirkungen; für Grünstromhändler: redistributiv	distributiv *geringe diffuse Entlastung*

			groß	
Einspeisemanagement-Ausweitung		redistributiv *gering*	keine wesentlichen Auswirkungen; distributive Wirkung für elekto-technische Ausstatter	keine wesentlichen Auswirkungen
Ausweitung der BesAR		keine Auswirkungen	keine wesentlichen Auswirkungen	P: distributiv *mittel* NP: redistributiv *mittel*
Onshore-Wind	Fortschreibung der Vergütungsstruktur bei leichter Verschärfung der Degression	regulativ *gering*	regulativ *mittel*	distributiv *gering*
	Streichung SDL-Bonus	regulativ *gering*	regulativ *gering*	distributiv *gering*
	Begrenzung Repowering-Bonus	regulativ *mittel*	regulativ *gering*	distributiv *gering*
Offshore-Wind	Einführung optionales Stauchungsmodell	distributiv *mittel*	distributiv *groß*	redistributiv *gering*
	Verlängerung der Anfangsvergütung bei verzögertem Netzanschluss	distributiv *gering*	distributiv *gering*	redistributiv *gering*
	Aufschub des Degressionsbeginns	distributiv *gering*	distributiv *mittel*	redistributiv *gering*
Bioenergie	Neustrukturierung der Vergütungssystematik	regulativ *groß*	regulativ *groß*	distributiv *gering*
	Streichung Güllebonus	redistributiv *mittel*	regulativ *mittel*	distributiv *gering*
	Streichung NawaRo-Bonus	regulativ *groß*	regulativ *mittel*	distributiv *gering*
	Verschärfung der Einsatzstoffregulierung	regulativ *groß*	regulativ *mittel*	-
	Streichung der Vergütungsoption für flüssige Biomasse	regulativ *groß*	regulativ *groß*	distributiv *gering*
Photovoltaik	Fortschreibung atmender Deckel	regulativ *gering*	regulativ *gering*	distributiv *gering*
	Begrenzung der Eigenverbrauchsregelung auf Anlagen bis 100 kW	regulativ *gering*	regulativ mittel	distributiv *gering*
	Freiflächenanlagen ohne Vergütung auf Naturschutzflächen	regulativ *gering*	regulativ *gering*	-

Quelle: eigene Darstellung

Offensichtlich können übergreifende und technologiespezifische Regelungen differenziert werden, die sich dementsprechend durch eine unterschiedliche Regelungsreichweite auszeichnen. Während die Maßnahmen zur Markt- und Systemintegration prinzipiell auf alle erneuerbaren Technologien Anwendung finden, entfalten technologiespezifische Maßnahmen nur eine Rechtsfolge für ihren jeweiligen Regelungsbereich.

Markt- und Systemintegration

Die Maßnahme mit der wohl größten – vor allem auch langfristigen – Wirkung für das EEG ist die Einführung einer optionalen gleitenden Marktprämie. Ihr Charakter der Optionalität befreit sie so gut wie von sämtlichen Widerständen, da die Inanspruchnahme freiwillig ist. Die größte Inanspruchnahme lässt sich im Bereich der Windenergie beobachten, weil hier die größten Mehrerlöse zu erwarten waren. Der wahrgenommene distributive Charakter der Maßnahme im Bereich der fluktuierenden Erneuerbaren ist somit auf einem mittleren Niveau ausgeprägt. Diese Entwicklung war entsprechend zu antizipieren und liest sich auch aus der positiven Stellungnahme des Bundesverbandes der Windenergie (BWE 2011), die die Schaffung weiterer Vermarktungsformen für erneuerbare Energien begrüßt (BWE 2011:15). Neben weiterer positiver Bewertung (bspw. BDEW 2011: 2f.; ZVEI 2011: 7), gab es aus den Reihen der Bioenergie-Fachverbände kritische Stellungnahmen. Einerseits ist dies auf die geringen Anreize für eine gesteigerte Direktvermarktung, nicht zuletzt aufgrund der nur geringen Höhe der Managementprämie für regelbare Erneuerbare, zurückzuführen, andererseits auch aufgrund des verpflichtenden Charakters der Marktprämie für große Biogasanlagen ab einer Inbetriebnahme im Jahr 2014 (BBE 2011: 2; Fachverband Biogas 2011: 26f.; DBV 2011: 9). Die Kritik lässt sich gleichwohl mit der wahrgenommenen Verschlechterung der Wettbewerbssituation im Verhältnis zwischen den Erneuerbaren erklären und weniger mit einer direkten Benachteiligung von Bioenergieanlagenbetreibern.

Gänzlich anders verhält es sich mit der zweiten wesentlichen Änderung zur Marktintegration. Die Beschneidung des Grünstromprivilegs hatte für das Marktsegment Grünstromhändler und die in dieser Form direktvermarkteten erneuerbaren Energien erhebliche Auswirkungen – auch wenn diese sich letztendlich faktisch als weniger bedeutsam entpuppten, da ein Wechsel in die Marktprämie in vielen Fällen (hauptsächlich bei FEE) die wirtschaftlich attraktivere Vermarktungsoption war. In dem zuletzt beschriebenen Fall ist deshalb nur von einer redistributiven Wirkung mit geringem Ausmaß auszugehen, während die wahrgenommenen Auswirkungen für REE-Anlagenbetreiber stärker ausgeprägt waren. Die Kritik an dem Vorschlag des Gesetzgebers, die Konditionen der Inanspruchnahme stark zu verschärfen sowie die Begrenzungswirkung der EEG-Umlage zu erhöhen, wurde in der gesamten Erneuerbaren-Branche geteilt und breit artikuliert. „[Durch diese qualitativen und quantitativen Änderungen; S.Z.] werden auf dem Grünstromprivileg basierende Geschäftsmodelle unwirtschaftlich und das Grünstromprivileg somit de facto abgeschafft“ (BWE 2011: 16; ähnlich Fachverband Biogas 2011: 30; BDEW 2011: 4). Für die Akteursgruppe der Grünstromhändler verband sich der redistributive Charakter der Maßnahme mit einem stark ausgeprägten Niveau des Änderungsgrades. Die Einschätzung, eine schrittweise Unrentabilität des Grünstromprivilegs herbeizuführen, kann als plausibel gelten. Damit zählt dieses Marktsegment zu den klaren Verlierern der EEG-Novelle.

Die produzierenden Unternehmen der erneuerbaren Energien-Branche sind durch die übergreifenden Regelungen zur Markt- und Systemintegration kaum betroffen, da in der Gesamtheit der Maßnahmen nicht von einem nennenswerten Wachstumseinbruch bei den Erneuerbaren auszugehen ist. Indes werden die Maßnahmen als distributiv für die Elektrotechnikindustrie wahrgenommen, weil durch Nachrüstungen von Fernsteuerungstechnik im Bereich der Marktprämie sowie der Einspeisemanagementvorgaben zusätzliches Marktvolumen entsteht. Dementsprechend wurden diese Maßnahmen durch die Industrie positiv aufgenommen (ZVEI 2011: 5ff.). Demgegenüber ging das Gebot, technische Vorgaben einzuhalten, für die EEG-Anlagenbetreiber mit einem geringen redistributiven Charakter einher, da die Nachrüstung im Verhältnis zum Anlagenpreis nur eine untergeordnete Rolle spielt und nicht über die Wirtschaftlichkeitsschwelle entscheidet.

Technologiespezifische Vergütungssystematik

Die Betroffenheit der sekundären Adressaten stellt sich im Bereich der technologiespezifischen Regelungen allerdings sehr wohl differenzierter dar. Durch die Auswirkungen der Maßnahmen auf die Vergütungshöhe, die zukünftige EEG-Anlagenbetreiber zu Teil wird, ergibt sich eine Rückwirkung auf die Marktchancen innerhalb der Wertschöpfungsketten. Für die produzierenden Unternehmen der Erneuerbaren-Branche kann – abgesehen von der Offshore-Windenergiebranche – von regulativen Wirkungen ausgegangen werden.
Auch für die EEG-Anlagenbetreiber stellen sich hauptsächlich regulative Wirkungen ein, es werden vor allem zukünftige Anlagen normiert. Ursächlich dafür sind die Prinzipien Bestandsschutz und Investorenschutz, die sowohl von der Politik als auch seitens der Industrie stets als Leitstern energiepolitischen Handelns hochgehalten werden. Ausnahmen davon bilden der Bereich Offshore-Windenergie im positiven Sinne, da es hier zu einer Verbesserung der Vergütungssituation kommt, sowie im negativen Sinne die Bioenergie.

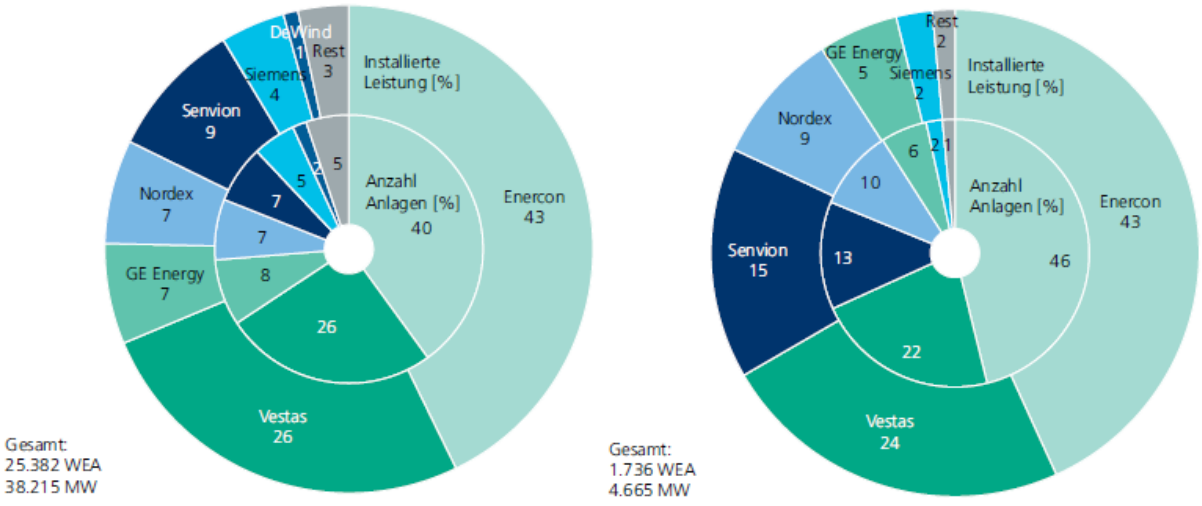
Windenergie

Für die Onshore-Windenergie lassen sich aus der Perspektive der EEG-Anlagenbetreiber regulative Wirkungen in geringer bis mittlerer – im Fall des Repowering-Bonus – Ausprägung bilanzieren. Die Windenergie-Branche sah in der Kombination einer Verdopplung der Degressionsrate sowie der Streichung des SDL-Bonus demgegenüber umfangreiche Vergütungskürzungen, die die Branche zu überfordern drohten (BWE 2011: 7f.). „Auch wenn die deutsche Windindustrie sich zu kontinuierlichen Kostenreduktionen bekennt und diese durch umfangreiche Innovationsanstrengungen ermöglicht, ist die für Januar 2012 bzw. 2013 vorgesehene Vergütungsabsenkung von 6,7 % (Wegfall des SDL-Bonus plus Anstieg der Degression um ein Prozent) zu kurzfristig, um ohne Weiteres abgefedert werden zu können“ (ebd.: 7). Eine weitere Branchensichtweise drückt aus, dass überhaupt kein Spielraum für Kostensenkungen gesehen wird (WVW 2011: 4). Ferner wurde nicht nur mit ökonomischen Argumenten gegen die Streichung des SDL-Bonus und die

Beschränkung des Repowering-Bonus argumentiert, sondern auch mit einer Einschränkung der Planungs- und Investitionssicherheit. Viele Windparkprojekte für die Jahre 2012 und 2013 befänden sich aufgrund mehrjähriger Planungs- und Realisierungszeiträume bereits in der Planung, weshalb eine maßgebliche Änderung der Planungsgrundlagen die Projekte in Finanzierungsschwierigkeiten bringen würde (BWE 2011: 8f.; WVW 2011: 2f.). Insgesamt ist deshalb von geringen bis mittleren regulativ wirkenden Maßnahmen auszugehen.

Die Bedeutung des Heimatmarktes ist für die deutschen Hersteller noch immer wesentlich; von den vier den deutschen Markt im Jahr 2014 dominierenden Hersteller sind zwei deutschen Ursprungs (Enercon und Senvion), wobei auch die ausländischen Unternehmen Produktionsstandorte in Deutschland unterhalten (IWR 2015a). Der Onshore-Markt strukturiert sich insgesamt betrachtet demgegenüber diversifiziert. Immerhin wurde jedoch der Trend sinkender internationaler Marktanteile deutscher Hersteller (DWG/ Bio Consult SH 2011: 33) gebrochen. Mit Siemens und Enercon lagen 2014 zwei deutsche Hersteller unter den Top-5 auf dem Windenergie-Weltmarkt (IWR 2015b).

Abbildung 61: Marktanteile der Anlagenhersteller in Deutschland am Anlagenbestand bis einschl. 2014 (links) sowie am Zubau 2014 (rechts)

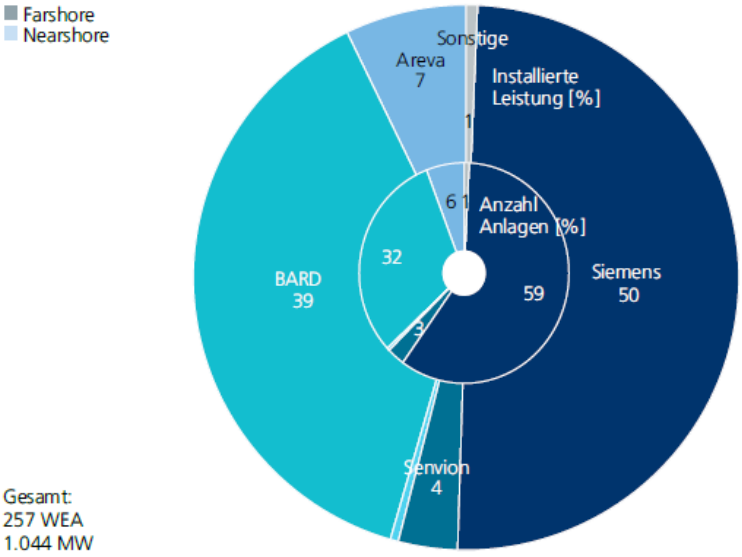


Quelle: Fraunhofer IWES 2015: 40

Für die Offshore-Windenergie zeichnet sich ein helleres Bild. Sowohl die Anlagenbetreiber als auch die Wertschöpfungskette konnten die Maßnahmen als distributiv wahrnehmen. Für die Hersteller stellten sich die wahrgenommenen Veränderungen sogar positiver dar als für die Anlagenbetreiber, weil sich die wirtschaftlichen Verbesserungen für diese den Beginn für ein stabileres Marktumfeld ausmachten. Relevant war in diesem Kontext nicht nur die Einführung des optionalen Stauchungsmodells, sondern auch der Aufschub des Degressionsbeginns. Dementsprechend begrüßte die Branche diese Vorschläge (BWE 2011: 10). Auch wenn der Ansatzpunkt für die Anfangsvergütungsverlängerung bei einem verzögerten Netzanschluss in die richtige Richtung wies, war der Effekt – wie aufgezeigt – für die Offshore-Parkbetreiber

nicht ausreichend, weshalb diese Maßnahme auch nur in geringem Umfang auf die Offshore-Industrie ausstrahlt. Nochmals sei auf weitergehende Analysen in der dritten Fallstudie verwiesen. Die Offshore-Nutzung konzentriert sich bisweilen auf die Nordsee, insgesamt ist Europa die führende Region in diesem Belang. Deutschland rangiert hinter Dänemark und dem Spitzenreiter Großbritannien, mit denen das Förderregime EEG in einem Wettbewerb um Investorenkapital steht (Fraunhofer IWES 2015: 49f.).[259] Der Markt für Offshore-Anlagen ist durch wenige, in diesem Bereich hochspezialisierte Unternehmen strukturiert. Der deutsche Hersteller Siemens repräsentiert im Heimatmarkt den Marktführer, gefolgt von weiteren deutschen Anbietern. Dabei dominiert Siemens auch den internationalen Markt für Offshore-Anlagen (ebd.: 61).

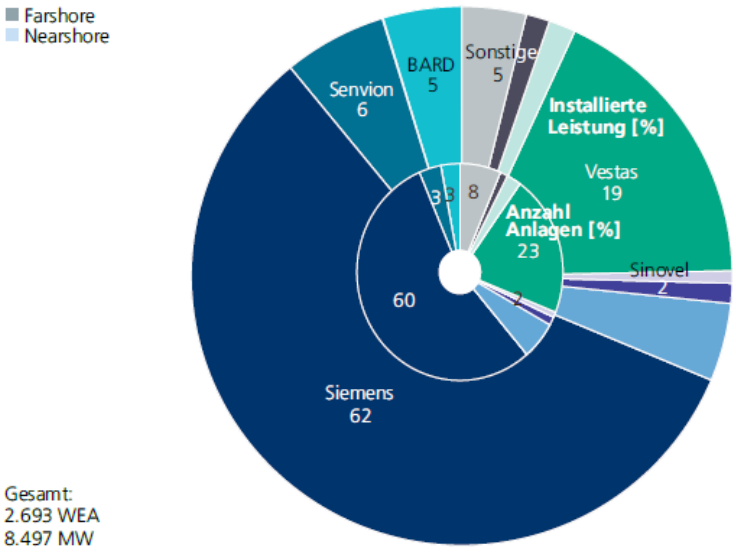
Abbildung 62: Marktanteile am Offshore-Anlagenbestand in Deutschland



Quelle: Fraunhofer IWES 2015: 61

[259] Der BDEW hingegen setzte sich kritisch mit dem Stauchungsmodell auseinander und hielt es in seiner Ausgestaltung nicht geeignet, im Wettbewerb mit anderen Förderbedingungen bestehen zu können. Anstatt über acht Jahre sollte die gestauchte Anfangsvergütung über neun Jahre bei einem um 0,5 ct/kWh erhöhten Vergütungssatz von insgesamt 19,5 ct/kWh gezahlt werden (BDEW 2011: 7f.).

Abbildung 63: Marktanteile am weltweiten Offshore-Anlagenbestand



Quelle: Fraunhofer IWES 2015: 61

Bioenergie

Unter den technologiespezifischen Neuregelungen hatten diejenigen zur Bioenergie die größte Reichweite und Veränderungswirkung. Sowohl für die EEG-Anlagenbetreiber als auch für die Unternehmen der Branche maß sich der Grad der Änderungen dabei als weitreichend an, dabei handelte es sich um Wahrnehmungen eines regulativen Charakters mit starker Ausprägung. Redistributive Effekte können auftreten, wenn Bestandsanlagen erweitert werden und sich die Leistung erhöht. Hier spielt der Anlagenbegriff eine entscheidende Rolle, was mit Unsicherheiten für die Betreiber einhergeht. Durch die enorme Vielseitigkeit der Bioenergie und die unterschiedlichen Anlagentypen zur Stromerzeugung ist es notwendig, in eine stärkere Differenzierung einzusteigen.

Für die flüssige Biomasse waren die Regelungen besonders weitreichend, denn sie sahen die Streichung der Vergütung vor. Mit Inkrafttreten des EEG konnten Anlagenbetreiber keinen Vergütungsanspruch mehr gelten machen, was sich dementsprechend auch auf die produzierenden Unternehmen dieser Anlagen auswirkt. Um die Bedeutung davon einordnen zu können, hilft der Hinweis, dass es sich bei der flüssigen Biomasse um die unbedeutendste im Bereich der Bioenergie handelt (DBFZ 2014: 31ff.) – dennoch waren die Neuregelungen für spezialisierte Unternehmen folgenreich und wurde dementsprechend von Branchenverbänden abgelehnt (BBE 2011: 5).

Auch bei der festen Biomasse, deren Bedeutung bereits größer ist, jedoch noch hinter der des Biogases zurückfällt, war es zu Änderungen im Rechtsrahmen gekommen, die erhebliche Auswirkungen für Anlagenbetreiber und produzierende Unternehmen hatten. In Zusammenhang

mit der Streichung des NawaRo-Bonus wurde beispielsweise für den Einsatzstoff Waldrestholz die Vergütungshöhe von 6 auf 2,5 ct/kWh abgesenkt (ebd.: 8f.). Die Vergütung für Altholzverbrennung entfällt ebenfalls. Mit diesem Schritt verlor diese Stromerzeugungsform erheblich an wirtschaftlicher Attraktivität, was sich stark regulativ auf die EEG-Anlagenbetreiber auswirkte.

Biogas ist die am häufigsten eingesetzte Technologie zur Stromerzeugung aus Bioenergie. Änderungen in diesem Bereich betreffen folglich die Mehrheit der Anlagenbetreiber beziehungsweise die größte Gruppe der zukünftigen Bioenergieanlagenbetreiber. Explizit hervorzuheben gilt es die Regelungen, die einerseits einen verpflichtenden 60-prozentigen Güllenutzungsgrad vorsehen sowie andererseits den Einsatz von Getreidekorn und Mais auf 60 Prozent (energetisch) begrenzen sollen. Beide Vorgaben haben erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Anlagenkonzepten. Verschärfend wirkt zudem in diesem Kontext die rückwirkende Abschaffung des Güllebonus.

Darüber hinaus wurde für alle Anlagen zur Biomasseverstromung eine Mindestanforderung an die Wärmenutzung von 60 Prozent definiert, die eine starke regulative Wirkung entfaltet. Ein Hauptkritikpunk daran, der seitens der Branchenverbände artikuliert wurde, ist dass diese Mindestschwelle im ländlichen Raum nur schwer zu erfüllen ist. Ferner entsteht somit eine weitere Quelle von Investorenunsicherheit, da der Vergütungsanspruch an diese Mindestanforderung rückgebunden ist (DBV 2011: 6f.; Fachverband Biogas 2011: 19f.; BBE 2011: 11f.).

Photovoltaik

Die technologiespezifischen Regelungen im Regierungsentwurf zur PV haben aus mehreren Gründen nicht die entscheidende Wirkung auf die Adressaten. Zum einen ist der Änderungsgehalt der Neuregelungen zum atmenden Deckel sowie zur Freiflächenanlagensteuerung auf Naturschutzflächen nicht besonders groß. Zwar kann sich durch die Fortschreibung des atmenden Deckels eine Degressionsrate von bis zu 24 Prozent ergeben, was sowohl für PV-Anlagenbetreiber als auch die PV-Industrie als wesentlich eingeschätzt werden kann, gleichwohl ist der Änderungsgrad zum bestehenden Rechtsrahmen nur gering. Zum anderen haben die Maßnahmen regulativen Charakter. In der Vergangenheit wurden die wesentlicheren Verschärfungen des Rechtsrahmens – mit den EEG-Fassungen 2010 und 2011 – vorgenommen, die deutlich mehr Kritik seitens der PV-Branche auf sich gezogen hatten. Deshalb fällt die Stellungnahme dazu eher moderat aus (DGS 2011).

Hervorzuheben sind demgegenüber die Anpassungen an der Eigenverbrauchsregelung. Einerseits wurde das Anlagensegment von 500 kW Anlagen auf Anlagen bis 100 kW begrenzt. Andererseits sah der Regierungsentwurf vor, dass die 30 Prozent-Quote entfallen sollte, ab der eine höhere Eigenverbrauchsförderung gezahlt wurde. Demnach wurde nicht nur der Markt für Eigenverbrauchstechnologien verkleinert, sondern auch der ökonomische Förderanreiz abgesenkt. Für PV-Anlagenbetreiber ist der Änderungsgehalt überschaubar, für die PV-

Industrie werden jedoch Entwicklungschancen für innovative Anlagenkonzepte genommen und eine noch junge Technologie in ihrem Potenzial ausgebremst.

Darüber hinaus wird für einen detaillierteren Blick auf die Wertschöpfungskette der PV auf die zweite Fallstudie verwiesen, da sowohl die Regelungen zum atmenden Deckel als auch zum Eigenverbrauch einer wesentlichen Änderung in der PV-Novelle unterlagen.

Interessen- und Akteurskonstellationen der Länder

Bei diesem Analyseschritt handelt es sich um die erkenntnisinteressenspezifische Modifikation des Policy-Design-Ansatzes. Bevor die Einflussnahme der Länder auf die Gesetzgebung nachgezeichnet werden soll, werden im Folgenden die wirtschaftliche sowie die politische Interessenkomponente rekonstruiert. Anschließend werden ausgehend von den den Ländern zugeschriebenen Interessen Erwartungen formuliert, wie Länder sich im Gesetzgebungsprozess positionieren.

Den erneuerbaren Energien kommt als Wirtschaftsfaktor steigende Bedeutung in den Ländern zu. Eine Reihe von Einzelindikatoren ist dementsprechend zu einem Indikatorenset verdichtet worden, das diesen Wirtschaftsfaktor abbilden soll. Methodische Ausführungen zu diesem Analyseschritt wurden in den theoretisch-konzeptionellen Grundlagen dargelegt. Die wirtschaftliche Bedeutung soll durch Indikatoren wie der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung, die Bruttobeschäftigung in den Erneuerbaren-Branchen oder die EEG-Umlage-Zahlungsströme erfasst werden. Die folgende Tabelle verdeutlicht die Platzierungen der Länder in den jeweiligen Einzelindikatoren, wobei alle aufgeführten Länder überdurchschnittliche Ausprägungen im Hinblick auf den Bundesdurchschnitt vorweisen können. Länder, die mindestens in der Hälfte der Einzelindikatoren eine Platzierung erreichen, qualifizieren sich für die weitere Analyse, da ihnen ein veritables wirtschaftliches Interesse zugeschrieben werden kann. Gleichwohl bedeutet dies nicht, dass die anderen Länder kein Interesse an dem Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien haben – die Aussage ist lediglich zutreffend, dass deren Interesse schwächer ausgeprägt ist.

Tabelle 18: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor EE für 2011

Platzierung	Umsätze mit Klimaschutzbezug pro 1000 Euro BIP	Anteil EE an Bruttostromerzeugung	Bruttobeschäftigung EE-Branche	Anteil der Bruttobeschäftigung der EE-Branche an den Erwerbstätigen	Anteil an der EEG-Vergütung	Saldo der EEG-Zahlungsströme in Mio.
1	ST	MV	BY	ST	BY	BY
2	BY	TH	NW	BB	NI	BB
3	MV	ST	NI	MV	BW	SH
4	TH	SH	BW	TH	NW	ST
5	SL	RP	ST	NI	BB	NI
6	NI	BY		SH	SH	MV
7	SN	NI				TH
8	BB					
9	RP					
10	SH					

Quelle: eigene Darstellung, verschiedene Farben sind nur zur Visualisierung und leichteren Unterscheidbarkeit (im Folgenden wird auf diese Information verzichtet)

Die sieben Länder Brandenburg (BB), Bayern (BY), Mecklenburg-Vorpommern (MV), Niedersachsen (NI), Sachsen-Anhalt (ST), Schleswig-Holstein (SH) und Thüringen (TH) weisen ein veritables Interesse an dem Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien auf.[260]

Diese Interessenrekonstruktion lässt sich auf der Ebene der Energieträger fortsetzen. Die Auswertung des Indiaktorensets für den Wirtschaftsfaktor Onshore-Windenergie zeichnet folgendes Bild.

Tabelle 19: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor Windenergie für 2011

Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Windenergie				
Platzierung	Anteil Windstromerzeugung an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung Onshore-Wind MW kum.	Bruttobeschäftigung Windenergie	Anteil der Bruttobeschäftigung der Windenergie-Branche an den Erwerbstätigen
1	MV	NI	NI	ST
2	ST	BB	NW	HB
3	SH	ST	BY	NI
4	TH	SH	ST	MV
5	NI	NW	BW	SH
6	BB		SH	BB
7	RP			HH

Quelle: eigene Darstellung, kum. = kumulierte Angabe auf das Jahr 2011

Den sechs Ländern BB, MV, NI, NW, SH und ST kann ein veritables Interesse zugeschrieben werden.

[260] Die Länder Baden-Württemberg (BW), Nordrhein-Westfalen (NW) und Rheinland-Pfalz (RP) verpassen eine 50 prozentige Quote der Indikatoren knapp.

Die Auswertung des Indiaktorensets für den Wirtschaftsfaktor PV kommt zu folgendem Ergebnis.

Tabelle 20: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor PV für 2011

Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von PV				
Platzierung	Anteil PV an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung PV MW kum.	Bruttobeschäftigung PV	Anteil der Bruttobeschäftigung der PV-Branche an den Erwerbstätigen
1	BY	BY	BY	BB
2	RP	BW	NW	ST
3	BW	NW	BW	TH
4	HE	NI	HE	SN
5	TH	BB	BB	
6	SH		SN	
7			ST	
8			TH	
9			NI	

Quelle: eigene Darstellung

Hier qualifizieren sich die neun Länder BB, BW, BY, HE NI, NW, SN, ST und TH für die weitere Untersuchung.

Für den Energieträger Biomasse stellt sich die Auswertung des Indiaktorensets für dessen Wirtschaftsfaktor wie folgt dar.

Tabelle 21: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor Bioenergie für 2011

Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Bioenergie				
Platzierung	Anteil Biomasse an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung Biomasse MW kum.	Bruttobeschäftigung Bioenergie	Anteil der Bruttobeschäftigung der Biomasse-Branche an den Erwerbstätigen
1	TH	BY	BY	MV
2	MV	NI	NW	ST
3	ST	BW	NI	BB
4	SH	NW	BW	TH
5	HH	BB	BB	NI
6	NI	ST		BY
7				SH

Quelle: eigene Darstellung, aufgrund der nicht vorhandenen länderübergreifenden Datenverfügbarkeit für das Jahr 2011 sind die letzten beiden Einzelindikatoren auf das Jahr 2012 bezogen.

Folgende neun Länder weisen ein veritables Interesse bei der Bioenergie auf: BB, BW, BY, MV, NI, NW, SH, ST und TH.

Die vier Indikatorensets lassen sich zusammenfassen und den jeweiligen Ländern eine geographische Region zuweisen, darüber gibt die nachfolgende Tabelle einen Überblick.

Tabelle 22: Auswertungsübersicht der Indikatorensets nach geographischer Region für 2011

Geographische Region	Wirtschaftsfaktor EE im Allgemeinen	Wind	PV	Biomasse
Norddeutschland	SH (R), NI (R), MV (M)	NI (R), SH (R), MV (M)	NI (R)	NI (R), SH (R), MV (M)
Süddeutschland	BY (R)		BY (R), BW (O)	BY (R), BW (O)
Ostdeutschland	ST (M), BB (O), TH (M)	ST (M), BB (O)	BB (O), TH (M), ST (M), SN (R)	BB (O), TH (M), ST (M)
Westdeutschland		NW (O)	NW (O), HE (R)	NW (O)

Quelle: eigene Darstellung, in Klammern ist die ROM-Klassifizierung hinterlegt

Bereits nach dieser Übersicht lässt sich eine Reihe von Erkenntnissen ableiten. Die das Interesse an den jeweiligen Wirtschaftsfaktoren dominierenden geographischen Regionen sind zum einen der Norden sowie zum anderen der Osten Deutschlands. Wenn die Stadtstaaten ausgeklammert werden, die aufgrund der hier herangezogenen Indikatoren (wenig verwunderlich) keine Rolle spielen, kann konstatiert werden, dass flächendeckend allen Ländern dieser Regionen ein veritables Interesse zugeschrieben werden kann. Einzige Ausnahme scheint der Wirtschaftsfaktor PV im Norden zu bilden. Darüber hinaus kommt dem Braunkohleland Sachsen eine Sonderrolle zu, dem ausschließlich bei dem Wirtschaftsfaktor PV ein überdurchschnittliches Interesse nachgewiesen werden kann. Hingegen fällt der Süden schon deutlich ab, bei dem es sich mit zwei Ländern zahlenmäßig um die kleinste hier zugeschnittene Region handelt. Bei den Wirtschaftsfaktoren PV und Biomasse findet sich die Region ebenfalls vollständig wieder, während die Windenergie die Lücke repräsentiert. Im Westen weist nur Nordrhein-Westfalen bei den einzelnen Energieträgern ein veritables Interesse auf – Hessen ausschließlich bei der PV. Damit ist Westdeutschland die Region die am schwächsten vertreten ist.

Neben dieser regionalspezifischen Auswertung lässt sich zumindest insofern ein Rückschluss ziehen, dass das Vorweisen eines veritablen Interesses an dem Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien noch nicht bedeutet, auch ein eben solches Interesse für jeden technologiespezifischen Wirtschaftsfaktor vorliegen zu haben. Bayern kann dafür als Beispiel herangezogen werden. Umgekehrt heißt das Vorliegen eines veritablen Interesses für jeden Energieträger noch nicht, dass dies auch für den Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien im allgemeinen Geltung beanspruchen kann – Nordrhein-Westfalen kann dafür zur Veranschaulichung herangezogen werden. Zurückzuführen ist dies auf die Konstruktion der

Indikatorensets über die Zusammensetzung mit den entsprechenden Einzelindikatoren. Für die spätere Analyse gilt es dies zu beachten.

In der Auswertungsübersicht findet sich bereits die Klassifizierung der Länder nach dem ROM-Schema wieder, was eine Brücke zur weiteren Interessenkomponente schlägt, denn die wirtschaftliche Interessenkomponente stellt nur eine Dimension des hier verwendeten Interessenbegriffes dar, die andere ist die politische Dimension. Wie in den theoretisch-konzeptionellen Grundlagen erläutert, lässt sich diese Dimension einerseits mit einer prozeduralen Komponente und andererseits mit einer energiepolitisch-inhaltlichen Komponente beschreiben. Die folgende Tabelle gibt darüber zum für das Gesetzgebungsverfahren relevanten Zeitraum eine Übersicht.

Tabelle 23: Politische Interessendimension der Länder für das Jahr 2011

2011	**Prozedurale Komponente**		**energiepolitisch-inhaltliche Komponente**		
	Parteipolitische Zusammensetzung Landesregierung	**Klassifizierung nach ROM-Schema**	**quantitative Zielfixierungen Koalitionsvertrag**	**Energiekonzept**	**Klimaschutzkonzept**
BW	Grüne/SPD	O	Windenergieanteil bis 2020 10 % (2011)	„Energiekonzept Baden-Württemberg 2020“ (2009): EE mind. 13 % PEV, mind. 20 % SE	
BY	CSU/FDP	R	bis 2020 EE 20% PEV, bis 2020 30% SE (2008)	"Energie innovativ" (2011): bis 2021 EE 20% EEV, 50 % SE, Wind 10% SV (1000 bis 1500 neue WEA), Biomasse 9% EEV und 10% SV, PV 16% SV	„Klimaprogramm Bayern 2020“: 20 % EEV, 30 % SE (2007)
B	SPD/Linke	O		"Energiekonzept 2020" (2011)	„Klimaschutzpolitischen Arbeitsprogramm“ (2008)
BB	SPD/Linke	O	bis 2020 EE 20% PEV (2009)	"Energiestrategie 2020" (2008): EE 20 % PEV, Verdopplung Windenergieleistung	
HB	SPD/Grüne	O	bis 2050 100 % EE (2011)	"Klimaschutz- und Energieprogramm 2020" (2009)	
HH	SPD	O			Hamburger Klimaschutzkonzept bis 2020 (2010/11)
HE	CDU/FDP	R	bis 2020 EE 20% EEV (2009)		
MV	SPD/CDU	M			EE Anteil PEV von 2005 bis 2020 um 5,6-fache (SE), Wind 6-fache, Biogas 6-fache, PV 3-fache (2011)
NI	CDU/FDP	R	bis 2020 EE 25 % EEV (2008)		
NW	SPD/Grüne	O	bis 2020 Wind 15 % SE (2010)		

RP	SPD/Grüne	O	bis 2030 EE-SE = SV, bis 2020 Wind SE 5-fache (2011)		
SL	CDU/FDP/Grüne	M	bis 2020 EE 20% SV (2009)	Masterplan zur nachhaltigen Energieversorgung (2011): bis 2020 EE 20% SV	
SN	CDU/FDP	R	bis 2020 EE 24% BSV (2009)		
ST	CDU/SPD	M	bis 2025 EE + 100 % SE (2011)	Energiekonzept 2020 (2007): EE 20% PEV	
SH	CDU/FDP	R		integriertes Energie- und Klimakonzept (2011): bis 2015 EE 100% SV, bis 2020 300-400% SV	
TH	CDU/SPD	M	bis 2020 EE 35% SE (2009)	„Neue Energie für Thüringen“ (2011): bis 2020 EE 45% NSV und 30% EEV	

Quelle: eigene Darstellung,[261] EEV = Endenergieverbrauch, PEV = Primärenergieverbauch, SV = Stromverbrauch, N/B SV = Netto-/ Bruttostromverbrauch, SE = Stromerzeugung

Bevor einige Aussagen zu der politischen Interessendimension der Länder getroffen werden können, müssen die Erkenntnisse im zeitlichen Kontext richtig eingeordnet werden. Aus der hier verfolgten Forschungslogik handelt es sich um eine Sondersituation, denn ein überwiegender Teil der Koalitionsverträge in den Ländern wurde in den Jahren 2008 und 2009 geschlossen – somit lange vor dem Energiekonzept der Bundesregierung oder der Entscheidung zur beschleunigten Energiewende nach den Fukushima-Ereignissen. Dementsprechend findet sich in diesen Koalitionsverträgen eine andere politische Zielfixierung als sich dies nach den Schlüsselmomenten im Jahr 2011 für die Energiewende in Deutschland darstellt. Die energiepolitisch-inhaltliche Komponente kann deshalb auch einige Divergenzen zwischen der quantitativen Zielfixierung in den Koalitionsverträgen und den Energiekonzepten aufweisen, sofern diese denn jüngeren Datums sind. Anschauliche Beispiele dafür bilden die Energiekonzepte der Länder Thüringen und Bayern, die deutlich ambitioniertere Zielperspektiven für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den jeweiligen Stromversorgungssystemen vorsehen als dies in den Koalitionsverträgen der Fall ist. Der politische Wille entwickelt sich demnach laufend fort und muss als dynamisch charakterisiert werden, weshalb gleichwohl ein starrer vom politischen Wahlrhythmus abhängiger Indikator wie die Zielfixierung in Koalitionsverträgen nicht immer diese Entwicklung abzubilden vermag.

[261] Auf Basis von: SPD Brandenburg/ Die Linke Brandenburg 2009: 24f.; Bündnis 90/Die Grünen/ SPD Baden-Württemberg 2011: 33f.; Christlich Soziale Union/ Freie Demokratische Partei Bayern 2008: 35; SPD Bremen/ Bündnis 90/Die Grünen 2011: 22; CDU Hessen/ FDP Hessen 2009: 74; CDU Niedersachsen/ FDP Niedersachsen 2008: 20; NRWSPD/ Bündnis 90/Die Grünen NRW 2010: 29; SPD Rheinland-Pfalz/ Bündnis 90/Die Grünen Rheinland-Pfalz 2011: 21; CDU Saarland/ FDP Saarland/ Bündnis 90/Die Grünen Saarland 2009: 48; CDU Sachsen/ FDP Sachsen 2009: 34; CDU Sachsen-Anhalt/ SPD Sachsen-Anhalt 2011: 43; CDU Thüringen/ SPD Thüringen 2009: 13; Diekmann u.a. 2010, 2012.

Die Übersicht verdeutlicht aber bereits, dass in der großen Mehrheit der Koalitionsverträge quantitative Zielvorgaben fixiert wurden und falls diese nicht Gegenstand der Koalitionsverhandlungen waren, haben sich zumindest die Landesregierungen in Energie- oder Klimakonzepten Ausbauperspektiven der erneuerbaren Energien vorgegeben. Ferner kann ein kausaler Zusammenhang zwischen wirtschaftlichen Interessen und ambitionierten politischen Zielvorgaben unterstellt werden – die Auswertungen legen dies zumindest nahe. Länder, die bereits über dem Bundesdurchschnitt beim Ausbau der erneuerbaren Energien liegen und deren Wirtschaftsfaktor eine große Bedeutung hat, setzen sich tendenziell auch für die Zukunft hohe Ausbauziele. Diese Länder sind in der Tabelle grün hinterlegt. Bei diesen Ländern können die wirtschaftliche und die politische Interessendimension als deckungsgleich charakterisiert werden. Als eine Ausnahme davon kann Rheinland-Pfalz gelten, denn obwohl das Land bei den wirtschaftlichen Einzelindikatoren nur in der Minderheit überdurchschnittliche Werte aufweist, hat dessen Landesregierung sich doch zu vergleichsweise ambitionierten Zielen politisch bekannt.

Ein energiewirtschaftlicher Aspekt von Relevanz ist zudem die Rolle der Braunkohle, die für die Transformation des Stromversorgungssystems eine besondere Herausforderung repräsentiert. Ferner muss darauf verwiesen werden, dass das EEG nicht nur Förderinstrument der erneuerbaren Energien ist, sondern auch die Umverteilung der Kosten regelt. Über steigende Kostenbelastungen werden Energiepreise, insbesondere die des Stroms, ein immer wichtigerer Wettbewerbsfaktor, weshalb dieser Aspekt den Ländern ebenfalls von Interesse ist. Dabei liegt der Ursprung nicht in einem energiewirtschaftlichen Indikator, sondern die Lastenverteilung betrifft hauptsächlich nicht energiewirtschaftliche Akteure.

Demnach ist das Interessenkonstrukt der Länder vielschichtig und multidimensional, weshalb es hier durchaus zu analytischen Verkürzungen kommt. Nachfolgend finden sich die aufbereiteten Erwartungen und Hypothesen an die politischen Positionierungen der Länder im Kontext der EEG 2012-Novelle, die sich aus den bisherigen Auswertungen ergeben. Der Grundannahme folgend, dass die wirtschaftliche Interessendimension gegenüber der politischen Dimension dominant ausgeprägt ist beziehungsweise eine ausgeprägte wirtschaftliche Dimension als Basis für eine ambitionierte politische Zielvorgabe fungiert, kann konstatiert werden, dass die potenzielle politische Zustimmungsfähigkeit des EEG deutlich über das Lager der R-Länder hinausreicht. Es kann deshalb die Hypothese aufgestellt werden, dass die Logik des Parteienwettbewerbs im Bundesrat in Frage des EEG außer Kraft gesetzt ist und die Landesinteressen Vorzug erhalten – diese Erwartung deckt sich mit grundlegenden politikwissenschaftlichen Erkenntnissen aus der Föderalismus-Literatur. Gleichwohl muss relativierend angemerkt werden, dass diese Erkenntnis nicht sämtliche Entscheidungsprozesse im Bundesrat zum EEG erklären kann. Auch muss berücksichtigt werden, dass Länder, die nicht zusätzlich zum politischen Interesse am EEG auch über ein

ausgeprägtes wirtschaftliches Interesse verfügen, sehr wohl dazu tendieren können, innerhalb ihres Lagers abzustimmen.

Über Hypothesen mit abstraktem Aussageniveau hinausgehend sind konkrete Erkenntnisse zur Gesetzgebungsgenese des EEG 2012 von Interesse. Ausgehend von der Annahme, dass die Perzeption von relevanten Akteuren und der organsierten Interessen in Verbänden maßgeblich die Wahrnehmung der jeweiligen Landesregierung beeinflusst – so wie es zu Beginn dieses Teilkapitels erläutert wurde –, ist eine quasi Feedback-Schleife anzunehmen. Aufschlussreich für dieses Vorgehen sind die Fragen, in welchen Technologiebereichen welches Konfliktniveau vorliegt. Wie nehmen die zentralen Akteure in den Ländern die Maßnahmen wahr? Wie verändern sich die technologiespezifischen Zubauchancen in den Ländern?

Die Maßnahmen, die die Onshore-Windenergie regeln, weisen ein relativ geringes Konfliktniveau auf, was sowohl durch Anlagenbetreiber und Investoren sowie durch die Wertschöpfungskette reflektiert wird. Über ein ähnlich niedriges Konfliktniveau verfügt der Regelungsbereich der PV im Regierungsentwurf. Demgegenüber zeichnet sich der Bereich der Bioenergie durch ein mittleres bis relativ hohes Konfliktniveau aus, was entsprechende Widerstände bei den betroffenen Adressaten mobilisiert. Das genaue Gegenteil repräsentiert die Offshore-Windenergie, die sich durch geringe bis mittlere distributive Effekte auszeichnet und als ein Gewinner im Gesetzgebungsprozess zu identifizieren ist. Augenscheinlich profitieren davon die Küstenländer, auch wenn die Offshore-Ausbauzahlen in den Statistiken keinem Bundesland zugerechnet werden. Gleichwohl entstehen an den Küsten und Häfen Logistikeinrichtungen, Anlagenherstellung, Errichtung und Wartung sowie Synergieeffekte und Profite für die maritime Wirtschaft (BMWi 2016e) – doch auch die Zuliefererindustrie im Binnenland kann von dem Offshore-Ausbau profitieren.[262]

Es ist davon auszugehen, dass Länder, die wirtschaftliche Interessen mit einer Technologiesparte verbinden, die Maßnahmen mit keinem oder nur geringen Widerstandsniveau unterstützen beziehungsweise konstruktive Kritik in Form von Änderungsvorschlägen vorbringen. Hingegen wird deutlicher Widerstand bei Maßnahmen mit hohem Konfliktniveau zu erwarten sein. Demnach spannt sich ein Kontinuum von Unterstützung bis Widerstand von der Offshore-Windenergie, über Onshore-Wind und PV bis hin zur Biomasse. Der zu erwartende scharfe Widerstand gegenüber den Regeländerungen zur Förderung der Biomasse kann alleine die Entscheidungsfindung im Bundesrat der Länder nicht erklären, denn beim EEG handelt es sich um einen umfassenden Regelungsbereich der sich nicht auf einzelne technologiespezifische Regelungen verkürzen lässt. Folglich sind Abwägungsentscheidungen zu erwarten. Dabei gilt es auch noch einmal an den Charakter des EEG als ein Einspruchsgesetz zu erinnern, wonach den Ländern nur eingeschränkte Vetomöglichkeiten

[262] In der dritten Fallstudie wird dieser Aspekt näher erläutert.

zukommen. Es kann davon ausgegangen werden, dass Kompromisse akzeptiert werden, die nicht vollkommen den eigenen Präferenzen entsprechen. Die Länder, die ein ausgeprägtes Interesse an der Bioenergie aufweisen, haben überwiegend auch ein Interesse an den anderen Technologiesparten. Ausnahmen davon sind die Länder Bayern und Baden-Württemberg im Süden, die kein gesteigertes wirtschaftliches Interesse mit der Windenergie verbinden, sowie den Ländern Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern im Norden, bei denen Parallelen zur PV zu erkennen sind. Zurückzuführen ist dies auf meteorologische Effekte der Geographie – die Biomasse ist zwar nicht davon abhängig, ist aber an landwirtschaftliche Strukturen in den Ländern gebunden. Aus diesem Grund ist zu erwarten, dass sich Interessenkoalitionen der Länder über regionale Verbünde hinaus vor allem bei der Biomasse einstellen. Zudem ist auch davon auszugehen, dass diejenigen Länder in einer Technologiesparte eher zu einer Mobilisierung ihres Widerstandspotenzials neigen, die weniger breite Interessen bei den Wirtschaftsfaktoren aufweisen.

Trotz der Annahme einer effektiven Interessenvertretung der Länder, sind doch das institutionelle Setting und die politischen Rahmenbedingungen zu beachten. Beide Faktoren beeinflussen ganz maßgeblich die Durchsetzbarkeit des Widerstandes der Länder und somit die daraus resultierenden politischen Einigungskosten. Vor dem Hintergrund divergierender Mehrheiten zwischen Bundestag und Bundesrat sowie des Nichtvorhandenseins einer positiven Mehrheit eines der ROM-Lager erscheint das politische Stimmengewicht, das sich mit den einzelnen Wirtschaftsfaktoren verbindet, aufschlussreich zu sein.

Tabelle 24: Politische Stimmgewichte nach Indikatorensets

Politisches Stimmengewicht	Wirtschaftsfaktor EE im Allgemeinen	Wind	PV	Biomasse
Insgesamt	31	27	45	43
R-Länder	16	10	21	16
O-Länder	4	10	16	16
M-Länder	11	7	8	11

Quelle: eigene Darstellung

Über die größte potenzielle Unterstützung kann sich die PV, dicht gefolgt von der Biomasse, erfreuen. Onshore-Windenergie fällt deutlich dahinter zurück, wobei zu diesem Regelungsbereich die O-Länder relativ über das größte Widerstandspotenzial verfügen. Die Übersicht zeigt aber vor allem auch, dass ein erheblicher Anteil der 30 O-Länder-Stimmen im Bundesrat ein ausgeprägtes Interesse an den Wirtschaftsfaktoren der erneuerbaren Technologien hat. Deshalb dürfte es schwer sein, für Anträge zur Anrufung des Vermittlungsausschusses die erforderlichen 35 Stimmen zusammen zu bekommen. Eine politische Strategie der Opposition das EEG gegen die Bundesregierung zu instrumentalisieren, scheint so gut wie ausgeschlossen, weil es unwahrscheinlich ist, dass die O-Länder eine geschlossene Front aufbauen können. Denn die entscheidende Größe bei einem Einspruchsgesetz

sind die 35 Stimmen gegen das Gesetz und für eine Anrufung des Vermittlungsausschusses, weshalb die Bundesregierung lediglich mit Zugeständnissen in bestimmten Bereichen M-Länder oder sogar O-Länder von einer Stimmabgabe für den Vermittlungsausschuss abhalten muss. Dabei kann die Bundesregierung zwei verschiedene Angebotsstrategien verfolgen: zum einen die hohen Widerstände durch ein Entgegenkommen im Bereich der Biomasse abbauen oder zum anderen eine Kompensation in anderen Technologiesparten anbieten. Die Einigungskosten für das EEG 2012 können deshalb als überschaubar bewertet werden.

Positionierung der Länder im Bundesratsverfahren

Eine länderundifferenzierte Positionierung im Bundesrat zum Regierungsentwurf der Bundesregierung lässt sich aus den Empfehlungen der Ausschüsse des Bundesrates vom 10. Juni 2011 ableiten. Die dort artikulierten Änderungsvorschläge an der Regelungsmaterie spiegeln die Interessen der Länder wider, ohne jedoch auf den Prozess der Genese einzugehen beziehungsweise Anteile der einzelnen Länder daran zu erläutern. Die Auseinandersetzung im Umwelt-, Agrar- und Verbraucherschutz- sowie Wirtschaftsausschuss findet primär sachorientiert und weniger parteipolitisch aufgeladen statt. Immerhin 88 Forderungen richteten die Ausschüsse an das Plenum des Bundesrates im ersten Durchgang. Die Stellungnahme des Bundesrates vom 17. Juni 2011 greift dementsprechend die inhaltliche Auseinandersetzung der Ausschüsse auf und lässt sich als politisch abgestimmte Positionierung begreifen – immerhin erwiesen sich 68 Forderungen als mehrheitsfähig. Methodisch gilt es anzumerken, dass die Bewertung des Regierungsentwurfes durch die Länder im weiteren Verfahrensgang immer weniger eindeutig ist, da sich die Diskussion um die angestrebten Maßnahmen, insbesondere durch die in den Ausschüssen des Bundestags gemachten Änderungsvorschläge, stetig weiterentwickelt. So lassen sich natürlich aus dem finalen Votum vom 8. Juli 2011 im Bundesrat Rückschlüsse ziehen, jedoch weichen die vorgesehenen Maßnahmen von denen des Regierungsentwurfs ab, sodass die Zustimmung oder Ablehnung beziehungsweise die Forderung nach der Anrufung des Vermittlungsausschusses nicht als eindeutiger Zusammenhang mit der Bewertung des Regierungsentwurfs verwechselt werden darf.

Werden folglich die ersten Empfehlungen der Ausschüsse sowie die Stellungnahme des Bundesrates zugrunde gelegt, lassen sich folgende wesentlichen Kritikpunkte, die wiederum auf Landesinteressen zurückzuführen sind, der Landesvertreter identifizieren:

Kaum Kritikpunkte finden sich bei der verbesserten Förderung der Offshore-Windenergie, in den allgemeinen Ausführungen findet sich noch die Forderung, das optionale Stauchungsmodell den „tatsächlichen Anforderungen an die angestrebte Entwicklung der Offshore-Windenergie anzupassen“ (BR Drs. 341/11 (B): 2). Gleichwohl finden sich keine

inhaltlichen Vorschläge zum § 31 EEG, der die Offshore-Vergütung regelt, in der Stellungnahme des Bundesrates. Des Weiteren spricht sich der Bundesrat gegen eine Erhöhung der Degression für die Offshore-Windenergie aus. Insgesamt lässt sich demgegenüber jedoch eine positive Bewertung der vorgeschlagenen Vergütungsverbesserungen bilanzieren.

Die Attraktivität der Onshore-Wind-Regelungen wird weniger stark im Hinblick auf die Vergütungshöhe kritisiert als vielmehr auf die Regelungen der Degressionsgestaltung, des SDL-Bonus und Repowering-Bonus, die in Summe den Vergütungsanspruch beeinflussen. Dafür werden sowohl Argumente hinsichtlich der Garantie von Verlässlichkeit und eines Funktionierenden Investorenschutzes als auch der Aufrechterhaltung der Wirtschaftlichkeit von Onshore-Anlagen im Binnenland angeführt, für die der Bezug der Boni von großer Bedeutung sei (ebd.: 16ff.). Allerdings versucht der Bundesrat mit seinen Kritikpunkten nicht nur möglichst den Status quo der Förderung zu bewahren, sondern macht mit einem Vorschlag für ein optionales Referenzertragsmodell, das Binnenlandstandorte zielgerichteter – sprich attraktiver – fördern soll, auch einen proaktiv konstruktiven Vorschlag zur Weiterentwicklung des Regelungsrahmens. Der Vorschlag fand nicht zuletzt den Konsens der Länder, weil keine Anlagen im Vergleich zum etablierten System schlechter gestellt werden sollten.

Für den Regelungsrahmen der PV betont der Bundesrat, dass es zu keiner weiteren Verschärfung der Degressionsbestimmungen kommen soll, da im Jahr 2011 bereits die zubauabhängigen Degressionsraten angehoben wurden und deren Auswirkung abgewartet werden soll. Ansonsten sehe man die Wettbewerbsfähigkeit der PV in Gefahr (ebd.: 3). Die Hauptkritik an den vorgeschlagenen Maßnahmen der Bundesregierung richtet sich auf die Eigenverbrauchsregelung. Hier plädiert der Bundesrat für die Beibehaltung der 30-Prozentschwelle, um einen zusätzlichen Anreiz für Eigenverbrauchstechnologien zu garantieren. Darüber hinaus wird für die Wiedereinführung und somit Ausweitung der Regelungsreichweite auf 500 kW Anlagen eingetreten, damit Gewerbe und mittelständische Industrie von der Eigenverbrauchsregelung profitieren können. Des Weiteren erhebt der Bundesrat in seiner Stellungnahme die Forderung, die gebäudeintegrierte PV erneut gesondert zu fördern (ebd.: 21).

Dementsprechend schlagen die Länder im Bereich der Onshore-Wind und der PV Sondervergütungsmaßnahmen vor, die eine zusätzliche Wirtschaftstätigkeit auslösen sollen. Dies ist allerdings nur eine Seite der Medaille, denn die Länder achten vor allem in den Bereichen PV und Biomasse, auf die noch näher eingegangen wird, darauf eine mögliche Überförderung entgegenzuwirken und kosteneffizientere Ausbauoptionen offen zu halten. So wird im Bereich der PV die Gestaltung der Größenklassen kritisiert, weil Anlagen über 500 kW bereits über spezifische Kostenunterschiede aufgrund von entsprechenden Skaleneffekten

verfügten – der Regierungsentwurf sieht demgegenüber eine Absenkung der Vergütung erst ab 1.000 kW vor. Ferner soll die Freiflächen-PV nicht zu sehr in ihren Ausbaupotenzialen begrenzt werden, da es sich um eine vergleichsweise kostengünstige Technologie handele. Somit ergibt sich insgesamt ein Spannungsverhältnis zwischen dem Heben von Effizienzpotenzialen und der Ausweitung von Fördertatbeständen, was in der Konsequenz letztlich zu einem Aufblähen des Fördertopfes führt. Das Pendel schlägt allerdings stärker zu dem zweiten Pol aus, was sich in einer Reihe von anderen Änderungswünschen der Länder ebenfalls niederschlägt.

Der Regelungsbereich der Biomasse erfährt neben der neugestalteten Direktvermarktung die größten Anpassungen (Müller 2012: 22), weshalb im Vergleich der technologiespezifischen Regelungen untereinander die Vergütungssystematik der Bioenergie auch der umfangreichsten Auseinandersetzung der Länder unterliegt. Die Kritikpunkte streuen in diesem Feld sehr breit und bilden so gut wie jede im Regierungsentwurf vorgesehene Maßnahme ab. Dabei stehen nicht nur die Vergütungssystematik im Fokus, sondern auch die Maßnahmen zur Sicherstellung einer nachhaltigen Biomassenutzung, wie die Vorgaben zur Immissionsminderung, der Maisdeckel im Sinne einer Einsatzstoffbegrenzung sowie die alternative Güllenutzung. Dabei kritisiert der Bundesrat vor allem die Austarierung der Vergütungssystematik für kleine im Verhältnis zu größeren Anlagen. So finden sich Vorschläge die Vergütungshöhe für kleine Anlagen zu erhöhen, währenddessen große Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW eine Absenkung erfahren sollten. Durch den Wegfall des Güllebonus sei „dem politischen Anliegen ausreichend Rechnung getragen worden, den Zubau kleinerer Anlagen zu bremsen“ (BR Drs. 341/11 (B): 10). Zudem wird seitens der Länder befürchtet, dass dezentrale landwirtschaftlich ausgerichtete Biogasanlagen nur noch begrenzt realisierbar sein werden. Ferner sollte der Einsatz von ökologisch vorteilhaften Substraten stärker angereizt werden, weshalb eine größere Spreizung zwischen den Einsatzstoffvergütungsklassen gefordert wird. Auch die obligatorische Wärmenutzungspflicht soll reduziert werden, ebenso wie die Gülleverstromungsförderung auf größere Anlagenklassen ausgeweitet werden soll.

Auffallend ist darüber hinaus, dass zur optionalen Marktprämie, der wohl bedeutendsten Neuerung im EEG 2012, keine Änderungsvorschläge artikuliert wurden. Anders verhält es sich beim Grünstromprivileg, das die Länder weniger stark eingeschränkt sehen wollen als von der Bundesregierung vorgesehen.

Ein weitreichender Alternativvorschlag zur Besonderen Ausgleichsregelung findet sich in den Ausschussempfehlungen, der vorsieht, die BesAR für mittelständische Unternehmen, die die vorgesehenen Schwellenwerte nicht überschreiten, zu öffnen und die Tatbestände der Privilegierung auszuweiten. Dadurch erhöht sich konsequenterweise auch die Entlastungssumme der Industrie, was zu einer stärkeren Belastung aller nicht-privilegierten

Letztverbraucher führt. Für mittelständische Unternehmen wird zu diesem Zweck die Zahlung der EEG-Umlage auf einen Sockelbetrag gedeckelt, wohingegen die energieintensive Industrie einen geringfügig erhöhten Beitrag zu leisten hat (BR Drs. 341/1/11: 42ff.). Dieser Vorschlag hat sich bei den Ländern allerdings nicht durchsetzen können. Stattdessen soll ein Belastungsdeckel für Unternehmen eingeführt werden (BR Drs. 341/11 (B): 26ff.).

In welchen Technologiesparten konnten sich die Länder in welchen wesentlichen Maßnahmen durchsetzen? Diese Frage kann als Gretchenfrage gelten, denn in ihr spiegeln sich die Einigungskosten in Form von materiell-rechtlichen Policies wider. Im Vergleich zu den Bestimmungen des Regierungsentwurfes kann zusammengefasst festgehalten werden, dass die Länder ihren Änderungsanspruch im Bereich der Onshore-Windenergie und PV weitestgehend haben durchsetzen können: Sowohl der SDL- als auch der Repowering-Bonus bleiben erhalten, ebenso wie die 30-Prozentschwelle beim PV-Eigenverbrauch, ferner ist es dort zu einer Ausweitung von 100 auf 500 kW installierter Leistung als Bezugsgrenze gekommen. Die durchgesetzten Forderungen sind als Status quo-Erhalt zu charakterisieren. Weitergehende Forderungen, die neue Fördertatbestände geschaffen oder alte ausgeweitet hätten konnten sich demgegenüber nicht durchsetzen: weder ist ein optionales Referenzertragsmodell für Binnenlandstandorte eingeführt worden, noch eine Sonderförderung der gebäudeintegrierten PV.
Ein gegenteiliges Bild zeichnet sich für den Bereich der Biomasse, denn hier haben sich die Länder kaum durchsetzen können. Es ist zu einer Anpassung der Einsatzstoffvergütung gekommen, indem eine neue Leistungsschwelle eingezogen wurde.[263] Diese Umsetzung entsprach auch nur einem kleinen Teil der Forderungen der Länder. In allen sonstigen Punkten hat die Bundesregierung auf ein Entgegenkommen zu den Positionen der Länder verzichtet.[264]

Für die Beschlusssitzung des Bundesrats am 8. Juli 2011 lagen vier Plenaranträge für die Anrufung des Vermittlungsausschusses vor. Die Begründungen variierten dabei: Rheinland-Pfalz forderte eine ausgeweitete Förderung der Freiflächen-PV, um den ländlichen Raum zu stärken (BR Drs. 392/2/11), Nordrhein-Westfalen forderte zum einen die Befreiung von Speichern von der EEG-Umlagezahlung (BR Drs. 392/4/11) und zum anderen Änderungen an der Biomasseverordnung und den Einsatzstoffklassen (BR Drs. 392/5/11) und Berlin sah Bedarf bei der KWK nachzubessern (BR Drs. 392/3/11). Keiner der Anträge

[263] Es wird eine neue Schwelle zwischen 500 kW und 5 MW mit 750 kW eingezogen, die 5 ct/kWh erhält, was eine Absenkung auf 4 ct/kWh bis 5 MW bei Einsatzstoffvergütungsklasse I zur Folge hat.

[264] Konkret zählt dazu die Fördererhöhung von kleinen Bioenergieanlagen bis 150 kW (von 14,3 auf 16,3 ct/kWh), die Förderreduktion von Anlagen in der Größenklasse von >500 kW bis <5 MW von 11 auf 9 ct/kWh, die Absenkung der Vergütungsklassen in der Vergütungssystematik von 5 auf 2 MW, die Ausnahme von der Wärmenutzungspflicht für Anlagen bis 2 MW Leistung, die Absenkung der 60 Prozent-KWK-Quote auf 50 Prozent, die Ausweitung der Güllevergärung von 75 auf 150 kW sowie die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung, die zwar nicht gestrichen wurde, sondern lediglich auf 750 kW Leistungsgrenze angehoben wurde.

erhielt eine Mehrheit, woraufhin der Bundesrat die Entschließung fasste, nicht den Vermittlungsausschuss anzurufen (BR 2011b: 335).

Die Landesregierungen, die den Vermittlungsausschuss anrufen wollten, sind alle den O-Ländern zuzuordnen. Bis auf NRW zeigen die Indikatoren-Auswertungen kein gesteigertes Interesse an dem Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien oder einzelner Technologiesparten. Dies lässt den Schluss zu, dass politische Ursachen primär für die Anträge verantwortlich waren. Dass keine Mehrheit für die Anträge zu organisieren war, lässt sich neben dem hier herangezogenen Indikatorensystem auch mit der politischen Lage beziehungsweise den Prozessfaktoren begründen. Die Reform des EEG stand erstens zusammen mit noch sieben weiteren Gesetzesvorhaben auf der Tagesordnung des Bundesrates.[265] Das Energiepaket war zweitens Ausdruck der großen Aufbruchsstimmung in der deutschen Energiepolitik nach den Ereignissen in Fukushima. Landesregierungen drohten politischen Schaden zu nehmen, wenn sie den Prozess der beschleunigten Energiewende verlangsamten. Neben dem öffentlichen Druck in dieser Entscheidungssituation, muss wie erläutert auch berücksichtigt werden, dass die Bundesregierung den Ländern inhaltlich entgegen gekommen ist. In den Redebeiträgen wurde deshalb auch von einem Ansatz „für einen neuen kooperativen Politikstil zwischen Bund und Ländern“ (MP McAllister, NI – R-Land; BR 2011b: 320) oder einem „akzeptablen Paket“ (MP Sellering, MV – M-Land; ebd.: 319) gesprochen.

Ein Indiz dafür, dass die Interessen der Bundesländer das stärkere Argument als das Heranziehen der politischen Situation sind, lässt sich daran ablesen, dass das Gesetz zur Förderung der Gebäudesanierung im Bundesrat, was ebenfalls Teil des Energiepaketes war, gescheitert ist. Die hier verwendete Methodik wird deshalb als erklärungskräftig bewertet.

An späterer Stelle werden die gesammelten Erkenntnisse und die aus dem Indikatorensystem abgeleiteten Hypothesen durch die in den Experteninterviews gewonnenen Aussagen überprüft und validiert.

[265] Dazu zählten unter anderem die Einrichtung des Energie- und Klimafonds, die Änderung des Atomgesetzes sowie das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (BR 2011b: 313f.).

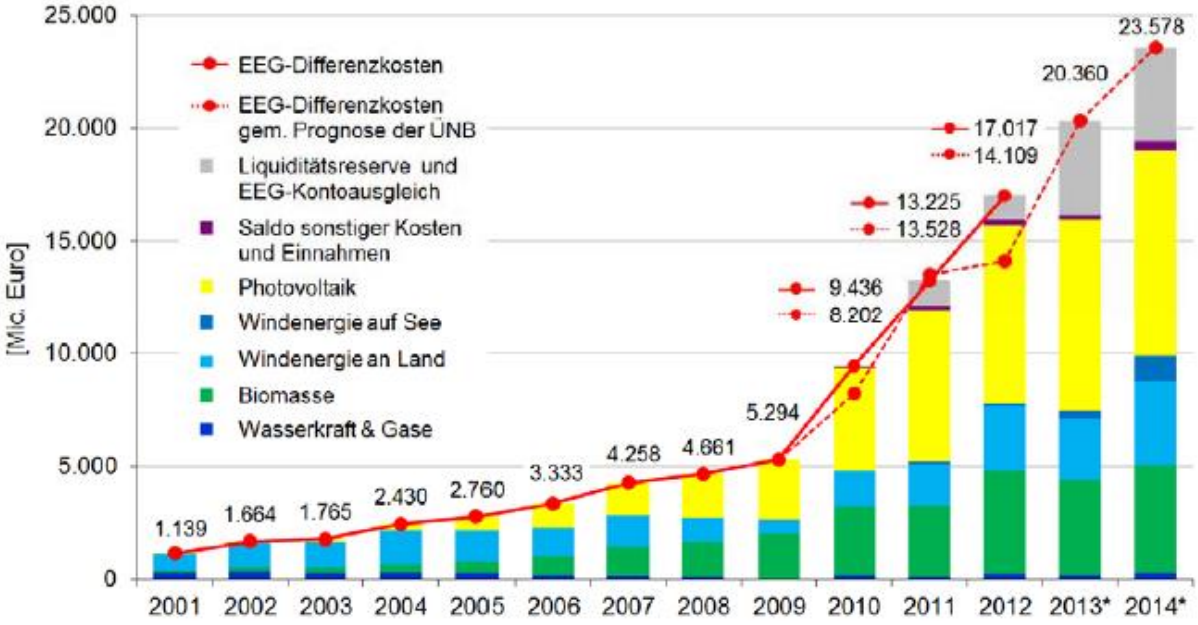
5.2 Fallstudie 2: Die Photovoltaik-Novelle 2012

5.2.1 Problemanalyse

Noch bevor die Novelle des EEG zum 1. Januar 2012 in Kraft treten konnte, entwickelte sich eine erneute Diskussion um die Förderbedingungen der PV. Bereits nach der Verkündung des geringfügigen Anstiegs der EEG-Umlage von 3,53 auf 3,59 ct/kWh im Oktober 2011 durch die ÜNB stand die Kostendiskussion erneut auf der politischen Agenda, die mit dem Ausblick eines weiteren deutlichen Kostenanstiegs verbunden war, sollte der Überförderung der PV nicht entgegen gewirkt werden. Diese Kritik wurde nicht nur von FDP-Wirtschaftsminister Philipp Rösler geäußert (Mihm 2011b, c), sondern auch von den Fraktionsvorsitzenden der Regierungsfraktionen von Union und FDP (Mihm 2011a; photovoltaik 2012a). Nachdem zu Beginn des Januars 2012 die Zubauschätzung der PV für das Jahr 2011 durch die BNetzA veröffentlicht und ein neues Zubaurekordjahr mit 7.500 MW ausgewiesen wurde (BNetzA 2012b), manifestierte sich ein enormer Handlungsdruck auf die Bundesregierung im Hinblick auf die Förderbedingungen der PV erneut aktiv zu werden.

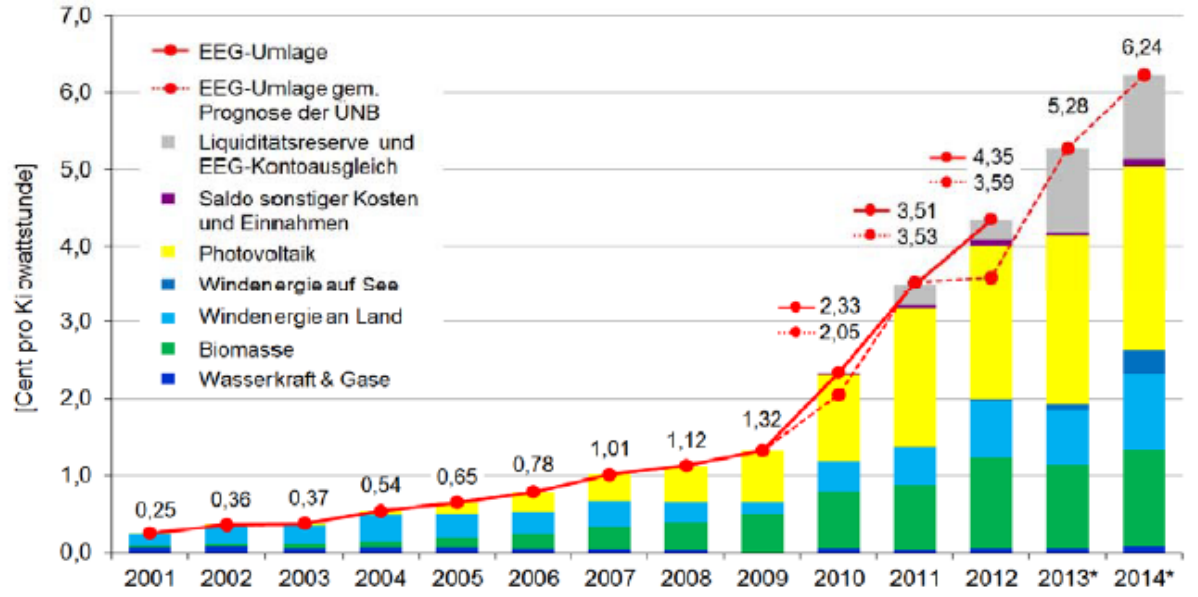
Damit unterscheidet sich der übergeordnete Diskussionskontext um die Frage der Bezahlbarkeit von Stromkosten nicht von der um die Reform des EEG 2012; vielmehr wirkt die Rolle der PV in dieser Diskussion als Katalysator, da in weiten Teilen der öffentlichen Debatte die PV als maßgeblicher Kostentreiber ausgemacht und als ineffizienteste Form der erneuerbaren Energien disqualifiziert wurde (Grasselt 2016: 144f.).
Aus wohlfahrtsökonomischer-analytischer Perspektive setzen auch hier die technologiespezifischen Förderbestimmungen der PV im EEG an der Problemkategorie der negativen externen Effekte an. Technologieübergreifende Vergleiche zeigen jedoch, dass die PV besonders hohe CO_2-Vermeidungskosten aufweist. Je nach zugrunde gelegtem THG-Vermeidungsfaktor variieren die im Jahr 2011 vermiedenen THG-Emissionen durch EEG-geförderte Strommengen. Für die PV errechnete eine Studie im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitforschungsprozesses zum EEG-Erfahrungsberichtes 2014 für das Jahr 2011 13,844 Mio. t vermiedene CO_2-Äquivalente, während die Biomasse auf 16,617 und die Windenergie in Summe auf 38,197 Mio. t vermiedene CO_2-Äquivalente kommt (ZSW u.a. 2014: 16). Demgegenüber gibt der erste Monitoring-Bericht der Bundesregierung für Windenergie einen Wert von 35,2 sowie für die PV einen Wert von 12,8 Mio. t vermiedene CO_2-Äquivalente an (BMWi/ BMU 2012: 82). Trotz dieser geringfügigen Abweichungen zeigen die Zahlen doch, dass die PV den geringsten Beitrag zur CO_2-Vermdeidung leistet. Indes konsumiert die PV den größten Teil der Kosten und produziert einen Großteil der EEG-Differenzkosten, wie die nachfolgenden Abbildungen verdeutlichen.

Abbildung 64: Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Zeitraum 2001 bis 2012, Prognose der ÜNB für 2013 und 2014



Quelle: ZSW u.a. 2014: 7

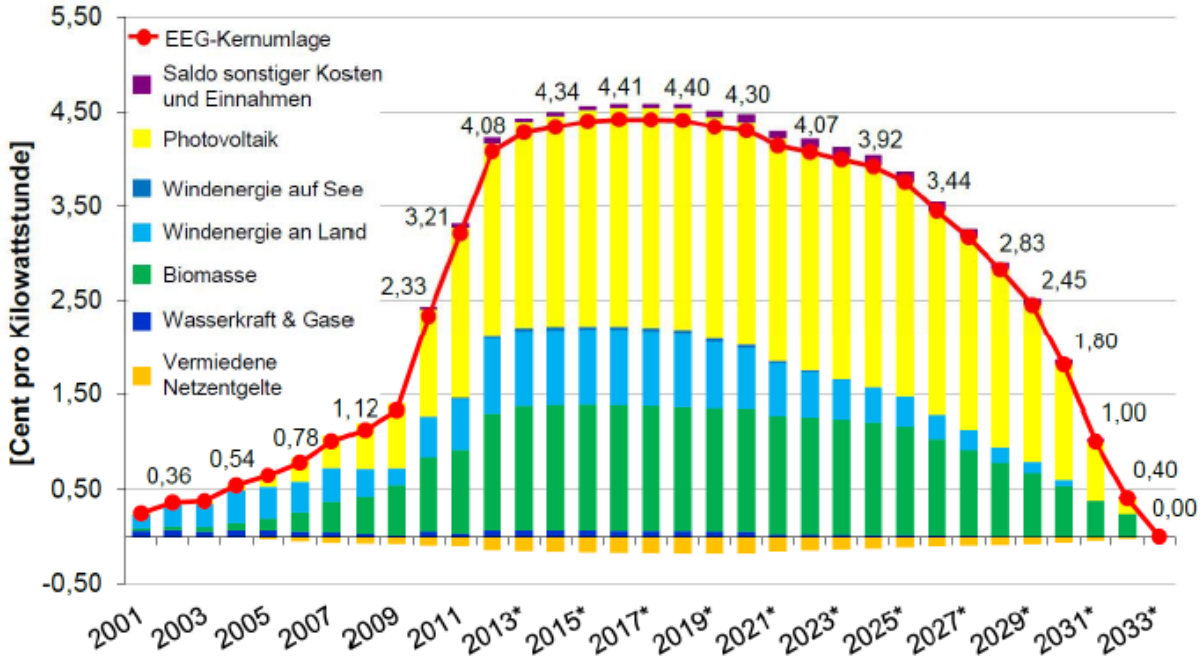
Abbildung 65: Entwicklung der EEG-Umlage im Zeitraum 2001 bis 2012, Prognose der ÜNB für 2013 und 2014



Quelle: ZSW u.a. 2014: 9

Langfristprognosen zeigen zudem, dass die bestehenden EEG-Zahlungsverpflichtungen die Entwicklung der EEG-Umlage für Bestandsanlagen maßgeblich determinieren. Die PV macht in diesen Modellrechnungen auch langfristig rund 40 bis 50 Prozent der Kernumlage aus.

Abbildung 66: Entwicklung der EEG-Kernumlage für Bestandsanlagen, die bis Ende 2012 in Betrieb gegangen sind, Modellrechnungen ab 2013



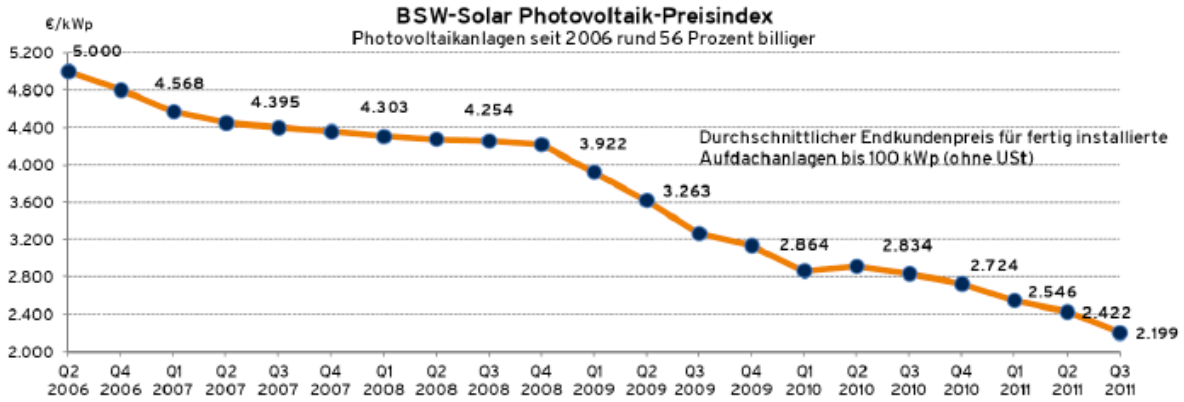
Quelle: ZSW u.a. 2014: 10

Politische Aufmerksamkeit wurde demnach auch auf die Überschreitung der 100 Milliarden-Euro-Marke kumulierter PV-Förderung gelenkt, die sich aufgrund der Vergütungsverpflichtungen für die Bestandsanlagen, die in den Jahren von 2000 bis 2011 in Betrieb genommen wurden, bei einer 20-jährigen Vergütung ergibt (Frondel/ Schmidt/ Vance 2012: 12).
Summa summarum wurde aus diesen Gründen die PV als Kostentreiber innerhalb der EEG-Systematik identifiziert und der Ausblick, der im Frühjahr 2012 auf die Höhe der EEG-Umlage im Jahr 2013 in ersten Abschätzungen – die mit einer erheblichen Steigerung auf 5 ct/kWh rechneten – gegeben wurde, mit dieser Rolle der PV verknüpft (IW Köln 2012: 11ff.).

Warum stellen die Jahre 2010 und 2011 Rekordjahre der Neuinstallation von PV-Anlagen dar? Durch einen beträchtlichen Verfall der Marktpreise von Solarzellen und Solarmodulen stieg die ökonomische Attraktivität der PV immens an. Der Entwicklung der Endkundenpreise von PV-Anlagen, die neben den Modul- auch aus Montage- und Systemkosten bestehen, fiel deutlich schneller als die Vergütungsdegression innerhalb des EEG. Daraus resultierten überproportional steigende Renditen für die PV, umso größer die Lücke zwischen Marktpreisentwicklung und Vergütungshöhe auseinander driftete. Für das erste Quartal 2012 ergeben sich je nach Standortabhängigkeit, wobei im sonnenreiche Süden durch eine höhere Sonneneinstrahlung ein höherer spezifischer Ertrag erwirtschaftet werden kann, durchschnittliche Renditen für PV-Aufdachanlagen mit 30 kWp in der Spanne von 4,5 bis 8,7 Prozent (Fraunhofer ISE 2012a: 16f.). Für den Süden Deutschlands ergaben sich im zweiten Halbjahr 2011 aufgrund des höheren Vergütungsniveaus – der Degressionsschritt griff zum Jahreswechsel – höhere

Renditen, die standortabhängig zweistellig ausfallen konnten.[266] Die PV wurde vor allem in Regionen mit hoher Sonneneinstrahlung ausgebaut, alleine auf Bayern entfielen rund ein Drittel des Zubaus (IE Leipzig 2011: 14ff.).

Abbildung 67: Entwicklung der Endkundenpreise für PV-Aufdachanlagen



Quelle: Fraunhofer ISE 2012a: 6

Während die Vergütungshöhe national reguliert wird, zeigt sich die Marktpreisentwicklung von den internationalen Märkten abhängig, welche sich wiederum nicht nur an den Produktionskapazitäten, die das Angebot beeinflussen, ausrichtet, sondern auch Interdependenzen mit den nationalen Förderregimen aufweist, die die Nachfrage mitbestimmen. Die Ursachen für den Preisverfall auf den internationalen Märkten sind multifaktoriell und haben ihren Ursprung in den ersten Jahren der 2000. Spätestens ab 2004 herrschte in der PV-Branche eine Siliziumknappheit, die sich aufgrund der Nachfragekonkurrenz – insbesondere mit der Halbleiterindustrie – noch verschärfte, weshalb die Nachfrage der PV-Branche nach dem Rohstoff für kristalline PV-Module nicht durch die verfügbaren Produktionskapazitäten von Silizium gedeckt werden konnte. Vielmehr verschärfte sich die Siliziumknappheit 2007/2008, was auf eine permanent wachsende Nachfrage seitens der PV-Industrie zurückzuführen war. 2009 kehrten sich die Marktverhältnisse rapide um, die Spotmarktpreise für Silizium fielen um mehr als den Faktor sechs, was durch einen erheblichen Ausbau der Produktionskapazitäten in der Vergangenheit erklärbar war (ebd.: 40f.). Die kontinuierlich steigende Nachfrage nach PV-Anlagen führte dazu, dass die entsprechenden Fertigungskapazitäten für mono- und polykristalline Solarzellen erheblich ausgebaut wurden, was sich nicht nur in Europa, sondern insbesondere auch in Asien vollzog. Durch die nationale legislative Intervention auf den spanischen PV-Markt kam es indes zu einem abrupten Nachfragerückgang zum Jahresende von 2008. Die 2 GW, die durch die Deckelung des spanischen Marktes hinter den Erwartungen zurückblieben,

[266] Eine Studie des RWI hat für die Jahre 2009 bis 2011 jährliche Renditen von im Mittel über elf Prozent ausgewiesen, 2010 konnte mit 12,73 Prozent der Renditehöchststand verzeichnet werden. Für die Studie wurden Daten von Haushalten in Besitz von PV-Anlagen ausgewertet (Andor/ Frondel/ Sendler 2015: 8) – damit sind die Werte nur eingeschränkt mit der Modellerhebung von Fraunhofer ISE vergleichbar, weil die PV-Anlagen auf Ein- oder Mehrfamilienhäusern in der Regel nicht größer als 10 kWp sind.

machten einen signifikanten Anteil der europäischen Nachfrage aus, weshalb es zu geringeren Kapazitätsauslastungen innerhalb der Solarzellenfertigung kam. In Kombination mit dem fallenden Siliziumpreis und dem vorherrschenden Angebotsüberschuss entstand auf diese Weise ein enormer Preisdruck. Auf den starken Preisverfall folgte 2009 ein Nachfrageboom nach Solarzellen in unerwarteter Höhe. Während sich eine Diversifizierung der globalen Absatzmärkte einstellte und die Nachfrage nach PV-Anlagen wuchs, entstand auf der Angebotsseite eine neue asiatische Dominanz: Aufgrund der starken Erweiterung der asiatischen Produktionskapazitäten wurden in dieser Region 2009 und 2010 mehr als 80 Prozent aller kristallinen Solarzellen produziert[267] (ebd.: 47f.; BMWi 2012: 3). „Für die Zukunft wird deshalb erwartet, dass die Dominanz Asiens – im speziellen China und auch Taiwan – bei der Produktion kristalliner Solarzellen weiter zunehmen wird, während Länder wie Deutschland oder Japan zwar absolut betrachtet weiter wachsen, gleichzeitig jedoch deutlich Marktanteile abgeben werden“ (IE Leipzig u.a. 2011: 49).

Die entscheidende Marktentwicklung, die zu einem nachhaltigen Preisverfall geführt hat, ist der Aufbau von großen Überkapazitäten. Die hohen jährlichen Zuwachsraten bei der Nachfrage nach PV-Anlagen setzten sich 2011 ungebrochen fort. Auf dem globalen PV-Markt stieg die Nachfrage in diesem Jahr um 70 Prozent auf einen neuen Rekordwert von 27,7 GWp an weltweit neu installierter Leistung. Im Hinblick auf die Struktur der globalen Absatzmärkte vollzog sich ein deutlicher Internationalisierungstrend, der die europäische Dominanz – und damit auch die Rolle des deutschen Absatzmarktes – relativierte; die USA und Asien gewannen relativ als Nachfrager an Gewicht. Dennoch stand der schnell anwachsenden Nachfrage 2011 ein erheblich größeres Angebotsvolumen gegenüber, da die globalen Produktionskapazitäten rund 50 GWp betrugen (Fraunhofer ISE 2012b: 13). Diese Entwicklung ist durch die endgültige Wandlung der Struktur des globalen PV-Marktes von einem Angebots- zu einem Nachfragemarkt, auf dem ein den Preis unter Druck setzender Angebotsüberhang besteht.[268] „Überkapazitäten und Technologieentwicklungen führten zusammen mit sinkenden Einspeisevergütungen zu einem Preis- und Margendruck innerhalb der Branche, welcher einen Preisverfall der PV-Module von über 40 Prozent innerhalb des Jahres 2011 zur Folge hatte“ (ebd.). Der durch den Konsolidierungsdruck ausgelöste Marktbereinigungsprozess erfasste auch eine Reihe von deutschen PV-Herstellern wie Solon, Solar Millennium und Q-Cells (Becker 2015: 89). Zum damaligen Zeitpunkt prognostizierten verschiedene Studien eine Zementierung der weltweiten Überkapazitäten von im Schnitt 35 GW bis mindestens in das Jahr 2015 hinein, da dem globalen PV-Markt jährliche Wachstumsraten von 15 bis 19 Prozent vorhergesagt

[267] Für die Wertschöpfungsstufe der Modulfertigung kann ein ähnlicher Trend identifiziert werden. Nicht nur erfuhr die Angebotsseite eine enorme Ausweitung – von 2008 bis 2010 verdreifachten sich die Kapazitäten in etwa bei Auslastungsquoten von 50 bis 70 Prozent –, sondern der asiatische Marktanteil belief sich auf über 70 Prozent (IE Leipzig u.a. 2011: 51f.).

[268] Demgegenüber ist ein Angebotsmarkt von einem Nachfrageüberhang gekennzeichnet, weshalb die Anbieter in der Position sind, ein höheres Preisniveau festsetzen zu können, um so ihre Margen zu vergrößern (Voß 2010: 18f.).

wurden. 2020 sollte somit ein Marktvolumen von 116 GWp erreicht werden (BMWi 2012: 2f.; Sarasin 2011; Fraunhofer ISE 2012: 13f.). Ein weiter anhaltender Preisverfall erschien deshalb zwangsläufig zu sein.[269]

Der vorliegende strukturelle Wandel lässt sich im Hinblick auf die wohlfahrtökonomisch-analytische Problemkategorie als *Anpassungsmängel* diagnostizieren. Der Prozess zur Herausbildung eines Käufermarktes hat ein anomales Anbieterverhalten hervorgebracht, das einen Angebotsüberhang unterhalb des Gleichgewichtspreises hervorgebracht hat – zumal weltweit auf den verschiedenen regionalen PV-Teilmärkten, dies gilt ebenso für Europa wie für die USA und Asien, die Modulpreise unter die Produktionskosten gefallen sind (BMU 2012: 3f.). Daraus ergibt sich eine künstliche Strukturkrise, die nicht aus einer wegbrechenden Nachfrage, sondern aus einem überbeschleunigten Ausbau der Produktionskapazitäten herrührt“ (Zitzler 2013a: 93). Diese Wettbewerbskonstellation auf den globalen PV-Märkten kann auch als ruinöse Konkurrenz charakterisiert werden, die sich nicht als temporär kurzlebiges Phänomen darstellt, sondern um einen langanhaltenden Trend, der sich solange vollzieht, bis die Überkapazitäten abgebaut sind und sich durch Marktaustritte ein neues Gleichgewicht einstellt. Auch wenn die Produktionskapazitäten nur das maximal mögliche Angebot definieren und die Marktakteure mit verminderten Auslastungsgraden auf den Preisdruck reagiert haben, entstanden doch aufgrund des massiven Ungleichgewichts teure Lagerbestände, die bei weiter fallenden Preisen unter Wertverlust abgeschrieben werden mussten – mit der Konsequenz, dass einigen PV-Unternehmen prekäre Liquiditätslagen entstanden sind (photovoltaik 2012c; Erneuerbare Energien 2012a; IE Leipzig u.a. 2011: 48f.). Die ruinöse Konkurrenzsituation wird zusätzlich noch verschärft, weil nicht die effizientesten oder diejenigen Unternehmen, mit der gesündesten Kostenstruktur, im Markt verbleiben, sondern staatlich gesteuerte strategische Industriepolitik, wie sie vor allem in China betrieben wird, mit stark vergünstigten Kreditlinien und Investitionshilfen hoch verschuldete Hersteller vor einem Marktaustritt bewahren (IWR 2012: 122f.; Erneuerbare Energien 2012c). „In dieser PV-Strukturkrise verlässt dementsprechend nicht zuerst der ineffizienteste Anbieter den Markt, sondern derjenige, der keine Finanzierung mehr bewilligt bekommt“ (Zitzler 2013a: 94).

Die Insolvenzwelle, die durch die deutsche PV-Branche rollte, beeinflusste die Diskussion um die Förderung der PV zusätzlich, da die Fördermilliarden in Anbetracht vom Verlust zahlreicher Arbeitsplätze – das EEG wurde zu Weilen als regionale (ostdeutsche) Strukturförderung begriffen – als fehlgeleitet interpretiert wurden (Mihm/ Paul/ Heeg 2012; Heeg 2011). Das

[269] Dementsprechend existierten Erwartungen, dass sich der Marktbereinigungsprozess weiter fortsetzen werde. Bis 2015 wurde ein Marktaustritt durch Insolvenz von weltweit 180 Modulproduzenten prognostiziert, worunter vor allem kleine Hersteller zu finden sind, die ungünstige Kostenstrukturen aufweisen. Dieser Trend konzentriert sich indes nicht nur auf Europa, sondern erstreckt sich auch auf Asien. So verband sich mit der Prognose die Erwartung, dass beispielsweise 54 chinesische Hersteller mit Produktionskapazitäten kleiner 300 MW den Weg in die Insolvenz gehen werden (Erneuerbare Energien 2012b).

Erzeugen von Beschäftigungseffekten ist zwar ein positiver externer Effekt des EEG, keinesfalls aber sein primäres Ziel. Vielmehr ist das EEG mit seiner technologiespezifischen Förderung analytisch betrachtet darauf ausgelegt, eine tendenzielle Internalisierung von negativen externen Effekten anzustreben, wobei jedoch lediglich eine quasi Third-best-Lösung[270] erreicht werden kann: der positive finanzielle Anreiz im EEG zur Einspeisung von CO_2-freier Strommengen in Verbindung mit dem Vorrangprinzip für EEG-Strommengen substituiert konventionell erzeugten, mit CO_2-Emissionen verbundenen Strom. Im Stromsektor werden auf diese Weise CO_2-Emissionen reduziert. Bei der Ausgestaltung dieses Instrumentes haben sich allerdings Design-Defizite offenbart, die die Treffsicherheit der Maßnahme stark beeinträchtigen. Im Fokus stand dabei vor allem das Regulierungsversagen, den Förderrahmen in adäquater Zeit an die fallenden PV-Modulpreise anzupassen. Die im EEG 2012 beschlossenen Degressionsschritte konnten dem Tempo des Preisverfalls nicht folgen, weshalb auch der Überförderung kaum wirksam entgegengewirkt werden konnte. Ferner produzierte der atmende Deckel mit seinen vordefinierten Degressionsanpassungsschritten zum Jahreswechsel erhebliche Vorzieheffekte, die das Ziel einer effizienten Förderung konterkarierten. Die zum 1. Januar 2012 greifende Sondervergütungsabsenkung von 15 Prozent wurde auf diese Weise von 3.000 MW neu installierter Leistung umgangen, die alleine im Dezember 2011 zugebaut wurden – und damit die obere Zubaukorridorgrenze von 3.500 MW fast alleine sprengten. Der Gesetzgeber adressierte diese „Jahresschlussrallye“ explizit und wollte mit der PV-Novelle einer „nicht-nachhaltige[n] Marktentwicklung“, ausgelöst durch die halbjährlichen Vergütungsabsenkungen des atmenden Deckels, entgegen steuern (BReg 2012: 23). Der damalige Präsident der BNetzA, Matthias Kurth, hatte das deutliche Überschreiten des gesetzlich anvisierten Zubaukorridors im Jahr 2011 ebenfalls mit deutlichen Worten kommentiert:

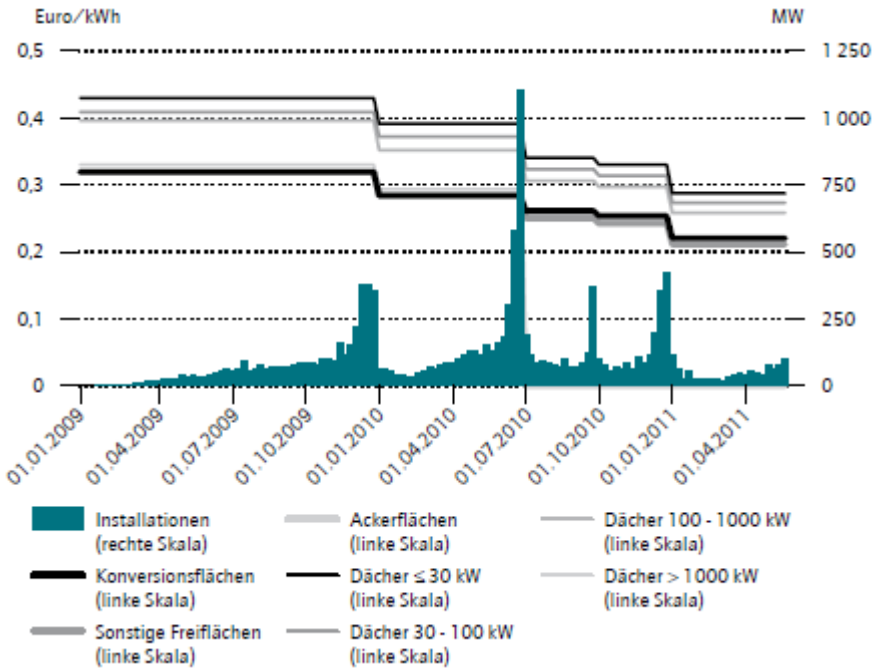
„Die bisherigen Erfahrungen zeigen, dass der Stichtagsmechanismus dazu beiträgt, den Zubau an PV-Anlagen kurz vor einer Förderkürzung deutlich zu verstärken. Dieser Effekt konterkariert das Ziel des Gesetzgebers, die Kosten der Förderung der Solarenergie wirksam zu begrenzen. Jedenfalls hat sich trotz der bisherigen Förderkürzungen der Zubau der Photovoltaik nicht verlangsamt, und es ist auch sehr wahrscheinlich, dass wir im Juni 2012 trotz weiterer Förderkürzung wieder einen ähnlichen Zubauboom haben werden wie jetzt im Dezember. Einer der Gründe dürfte sein, dass die Preise für die Anlagen schneller fallen als die Fördersätze gekürzt werden. Wenn der jährliche Zubau der PV Anlagen auf dem Niveau von ca. 7.500 MW bleiben würde, wären die im Szenariorahmen für den Netzausbau erst für das Jahr 2022 geplanten Werte viel früher erreicht. Und zwar schon spätestens etwa Ende 2015. Aus dieser Entwicklung Schlüsse zu ziehen, ist aber Sache des Gesetzgebers“ (BNetzA 2012b).

Analytisch betrachtet sind Vorzieheffekte Ausdruck von Anpassungsverhalten von Marktakteuren, die individuell nutzenmaximierend handeln. So liegt es auf der Hand, dass der oftmals

[270] In der Mikroökonomie gelten Pigou-Steuern zur Internalisierung externer Effekte als (in der Praxis nicht zu implementierende) First-best-Lösung und eine kosteneffiziente CO_2-Bepreisung über einen Emissionshandel als Second-best-Lösung. Da das EEG lediglich eine mittelbare Internalisierung negativer externer Effekte erreichen kann, wird von einer Third-best-Lösung gesprochen.

zu beobachtende Endjahresboom auf das Interesse der Investoren zurückzuführen ist, die höheren Vergütungssätze in Anspruch zu nehmen (IE Leipzig u.a. 2011: 211). Die Zubaucharakteristik der Jahre 2009 bis (Mai) 2011 kann als weiterer Beleg dafür herangezogen werden.

Abbildung 68: Einspeisevergütungen für PV-Strom und wöchentlich neu installierte Leistung von PV in Deutschland



Quelle: Grau 2012: 14

Als eine wesentliche Ursache für die schnellen Anpassungsreaktionen der Investoren können die kurzen Planungs- und Realisierungszeiträume von PV-Anlagen gelten. Kleine PV-Aufdachanlagen sind in der Regel genehmigungsfrei und können deswegen in wenigen Tagen errichtet werden. Mittlere (< 500 kW) und große (> 500 kW) Dachanlagen sind in ihrer Planung etwas aufwendiger, doch auch hier beläuft sich die gesamte Errichtung auf die relativ kurze Zeitspanne von zwei bis drei Monaten (BMWi 2015e: 5f.).[271]

Der Problemdruck manifestierte sich insgesamt betrachtet aus einer Kombination von Markt- und Regulierungsversagen. Für die Bundesregierung stellte sich einerseits dabei eine besondere Herausforderung, da die Problementstehungsstruktur und die -wirkungsstruktur im Falle des durch Inflexibilitäten und Anpassungsmängel gekennzeichneten Marktversagens umfassender waren als die Problemlösungsstruktur. Die globalen Marktentwicklungen lassen sich nicht mit nationalen Maßnahmen auffangen – schon gar nicht mit dem EEG, das als Instrument nicht für reine industriepolitische Zwecke designed wurde. Andererseits konnte am

[271] Für mittlere und große Dachanlagen ist es notwendig, eine Netzverträglichkeitsprüfung durchzuführen, die 8 bis 10 Wochen in Anspruch nehmen kann. Parallel dazu wird die Ausführungsplanung umgesetzt, die je nach Anlagenleistung 2 bis 3 Wochen dauern kann. Die letztliche Errichtung der Anlagen ist ebenfalls abhängig von der jeweiligen Leistungsklasse, gleichwohl innerhalb von 2 bis 4 Wochen realisierbar (BMWi 2015e: 6).

Regulierungsversagen angesetzt werden und durch eine effektivere Ausgestaltung der Degressionssystematik die Effekte des globalen PV-Marktes auf den deutschen Markt abgefedert werden.

5.2.2 Institutionelles Setting

5.2.2.1 Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem

Europäischer Rechtsrahmen

Die Ausführungen zu der Novelle des EEG 2012 (Fallstudie 1) können auch an dieser Stelle Gültigkeit beanspruchen. Die grundsätzlichen Annahme im Kabinettsbeschluss, dass die PV-Novelle mit dem höherrangigen EU-Recht, insbesondere mit den Regelungen des Primärrechts über den freien Warenverkehr und der Richtlinie 2009/28/EG vereinbar ist (BReg 2012: 33), steht nicht in Zweifel.

Nationaler Rechtsrahmen

Eine Kompatibilität der vorgesehenen Maßnahmen der PV-Novelle mit dem nationalen Rechtsrahmen beziehungsweise mit dem Verfassungsrecht kann ebenfalls angenommen werden. An dieser Stelle sei erneut an die Erörterungen der ersten Fallstudie verwiesen.

Dennoch soll sich im Folgenden einer Besonderheit zugewandt werden, der sich der Kabinettsbeschluss ausführlich widmet. Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die PV-Novelle rückwirkend zum 9. März 2012 in Kraft tritt, obwohl die erste Lesung zeitnah am 6. März vollzogen und der Gesetzesbeschluss durch das Bundeskabinett erst eine Woche davor am 29. Februar 2012 verabschiedet wurden. Durch diese zeitliche Ausgestaltung liegt ein Fall echter Rückwirkung vor, da das Gesetz zu einem Zeitpunkt, der vor dem Beschlusszeitpunkt liegt, in Kraft treten sollte. Dieses vorgezogene Inkrafttreten gilt zweifelsfrei der Vermeidung von erneuten Vorzieheffekten und wird deshalb vom Gesetzgeber mit den Interessen beziehungsweise der Schutzbedürftigkeit der Investoren sowie der Interessen der Gesamtheit der Stromletztverbraucher abgewogen. Nicht zuletzt, weil bereits im November 2011 über erneute Fördersenkungen politisch diskutiert wurde, bewertet der Gesetzgeber die Interessen der Allgemeinheit nach einer geringeren Belastung höher als die der Investoren nach einer zusätzlichen Gewinnerhöhung. „Die in Einzelfällen enttäuschte Erwartung einer hohen und über marktüblichen Gewinnmargen liegenden Rentabilität einer unternehmerischen Investition wird nicht von der verfassungsrechtlichen Eigentumsgarantie des Artikels 14 Absatz 1 GG geschützt, wenn der Betroffene nicht auf den Bestand der geltenden Rechtslage vertrauen durfte“ (BReg 2012: 35).
Des Weiteren kann darauf verwiesen werden, dass bereits im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 die kosteneffiziente Förderung von erneuerbaren Energien als ein

zentraler Maßstab erhoben wird, der somit den Vertrauensschutz bereits einschränkt – was insbesondere auch für PV-Investoren galt (Becker 2015: 91).[272]

5.2.2.2 Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat

Nach Artikel 74 Absatz 1 Nummer 24 des Grundgesetzes kommt dem Bund die Gesetzgebungskompetenz zur Änderung des EEG zu, da der Hauptzweck des EEG die THG-Emissionsreduzierung darstellt und somit die Luftreinhaltung tangiert ist. Weitere Artikeländerungen im EEG können aufgrund des Sachzusammenhangs auf diesen Kompetenztitel gestützt werden (BReg 2012: 24f.). Es sei aber auch auf die Ausführungen zur ersten Fallstudie verwiesen.

Der institutionelle Handlungskorridor wird vor allem durch die Charakteristik des EEG als Einspruchsgesetz bestimmt. Die fehlende Zustimmungsbedürftigkeit schränkt die formalen Gestaltungsrechte der Länder ein.

Mehrheitsverhältnisse

Die Mehrheitsverhältnisse in der 17. Legislaturperiode im Bundestag hatten sich zum damaligen Zeitpunkt noch nicht verändert. Die Regierungsfraktionen besaßen 332 Mandate von insgesamt 622, was einer Mehrheit von 21 Sitzen entsprach. Im Bundesrat hingegen stellten sich die Mehrheitsverhältnisse grundsätzlich anders dar. Zur relevanten Zeit des Kabinettsbeschlusses, insgesamt im Zeitraum vom 25. November 2011 bis zum 24. Juni 2012, verfügten die R-Länder über 25 Stimmen, die O-Länder über 26 und die M-Länder über 18 Stimmen.
Nach der verlorenen Landtagswahl in Schleswig-Holstein im Mai 2012 stellte sich die Situation aus Sicht von Union und FDP verschlechtert dar. Nach der Regierungsbildung aus SPD, Grüne und dem Südschleswigschen Wählerverband verschoben sich die Stimmverhältnisse im Zeitraum vom 25. Juni 2012 bis 19. Februar 2013 abermals leicht – und somit in Zeiten des laufenden Verhandlungsprozesses im Vermittlungsausschuss. Die R-Länder vereinigten 21, die O-Länder 26 und die M-Länder 22 Stimmen auf sich.
Im gesamten Gesetzgebungsprozess der PV-Novelle herrschten deshalb keine positiven Mehrheiten für das Regierungs- oder das Oppositionslager. Zwischen Bundestag und Bundesrat sind folglich im politischen Kräfteverhältnis divergierende Mehrheiten zu konstatieren.

[272] Für den einzelnen Investor kann damit zwar eine Verfassungsmäßigkeit postuliert werden, jedoch ändert sich die Bewertung, wenn die PV-Branche in Gänze betrachtet wird. Becker sieht ein Regulierungsversagen vorliegen, da der Staat bei der Regelung des komplexen Sachverhaltes in der Wechselwirkung zwischen der PV-Marktentwicklung und dem EEG fehlgeleitete Steuerungsimpulse setzt. So hätten die Vergütungsreduzierungen zu einer Reihe von Insolvenzen innerhalb der Branche geführt. Hier steht demnach nicht der Tatbestand einer echten oder unechten Rückwirkung im Fokus der Bewertung, sondern die an Kosteneffizienzgesichtspunkten vorgenommene Neugestaltung der Vergütungssystematik. „Eine Vorgehensweise, die in kürzester Zeit zur Teilliquidierung einer ganzen EE-Technologiesparte führt, ist verfassungswidrig“ (Becker 2015: 92).

Tabelle 25: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (November 2011 bis Mai 2012)

R-Länder			O-Länder			M-Länder			
NI	CDU/FDP	6	RP	SPD/ GRÜNE	4	ST	CDU/SPD	4	
BY	CSU/FDP	6	HB	SPD/GRÜNE	3	MV	SPD/CDU	3	
HE	CDU/ FDP	5	BB	SPD/ LINKE	4	TH	CDU/SPD	4	
SN	CDU/ FDP	4	NW	SPD/GRÜNE	6	SL	CDU/FDP/ GRÜNE	3	
SH	CDU/ FDP	4	HH	SPD	3	B	SPD/ CDU	4	
			BW	GRÜNE/SPD	6				
		25			26			18	∑ 69

Quelle: Eigene Darstellung nach Leunig 2015

Tabelle 26: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Juni 2012 bis Februar 2013)

R-Länder			O-Länder			M-Länder			
NI	CDU/FDP	6	RP	SPD/ GRÜNE	4	ST	CDU/SPD	4	
BY	CSU/FDP	6	HB	SPD/GRÜNE	3	MV	SPD/CDU	3	
HE	CDU/ FDP	5	BB	SPD/ LINKE	4	TH	CDU/SPD	4	
SN	CDU/ FDP	4	NW	SPD/GRÜNE	6	SL	CDU/SPD	3	
			HH	SPD	3	B	SPD/ CDU	4	
			BW	GRÜNE/SPD	6	SH	SPD/GRÜNE/ SSW	4	
		21			26			22	∑ 69

Quelle: Eigene Darstellung nach Leunig 2015

5.2.2.3 Verfahrensgang der Gesetzesgenese

Am 24. Februar 2012 wurde der Referentenentwurf aus dem BMU für eine PV-Novelle, der zuvor bei Beratungen vom Bundesumweltministern Norbert Röttgen (CDU) und Bundeswirtschaftsminister Philipp Rösler (FDP) abgestimmt wurde, bekannt. Der Kabinettsbeschluss für eine Formulierungshilfe der Bundesregierung wurde am 29. Februar 2012 beschlossen (BReg 2012) und anschließend am 6. März 2012 als Gesetzentwurf zur ersten Lesung in den Bundestag eingebracht (BT Drs. 17/8877). Die Beschlussempfehlung und der Bericht des Umweltausschusses des Bundestages (BT Drs. 17/9152) folgten am 28. März 2012. Nur einen Tag später nahm der Bundestag in zweiter und dritter Lesung das Gesetz an (BR Drs. 204/12).[273] Die mit dem Gesetz befassten Ausschüsse des Bundesrats formulierte ihre Empfehlungen am 27. April 2012 (BR Drs. 204/1/12), woraufhin letztlich der Bundesrat am 11. Mai 2012 den

[273] Auf der MPK am 29. März 2012 stand die PV-Novelle nicht im Fokus, gleichwohl wurde die Umsetzung der debattiert, unter anderem Lösungen für die fehlende Finanzierung von Offshore-Netzanbindungen – worauf noch in der dritten Fallstudie zurückgekommen wird.

Beschluss fasst, den Vermittlungsausschusses anzurufen (BR Drs. 204/12 Beschluss).[274] Die Verhandlungen im Vermittlungsausschuss zogen sich bis in den Juni, die Beschlussempfehlung des VA folgte am 27.06.2012 (BT Drs. 17/10103). Am 28. Juni bestätigte der Bundestag die Änderungsvorschläge des Vermittlungsausschusses (BR Drs. 378/12), woraufhin am 29. Juni 2012 der Bundesrat ebenfalls zustimmte und keinen Einspruch gegen das Gesetz einlegte (Clearingstelle PV-Novelle 2012).

5.2.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen der PV-Novelle

Die zentralen Maßnahmen, die in dem Kabinettsbeschluss der PV-Novelle vorgesehen sind, erstrecken sich auf drei Zieldimensionen eines effizienten PV-Zubaus:

1. Abbau der Überförderung, was durch eine Neugestaltung der Vergütungssystematik in Kombination mit Vergütungsabsenkungen angestrebt werden soll,
2. Verhinderung von kurzfristigen Anpassungsverhalten der Adressaten, was äquivalent mit der Vermeidung von Vorzieheffekten zu betrachten ist. Dies soll einerseits mit der Reform des atmenden Deckels und einer Neufassung des Inbetriebnahmebegriffs sowie andererseits einer Verordnungsermächtigung erreicht werden,
3. Stärkere Marktintegration, wozu ein neues Marktintegrationsmodell für die PV eingeführt werden soll. Darüber hinaus wird die Eigenverbrauchsregelung angepasst.

Die Analyse basiert dabei auf 5 Steuerungsteilkonzeptionen und deren zugrundeliegenden Maßnahmen, was 13 auf deren Plausibilität zu prüfende Interventionshypothesen beinhaltet.

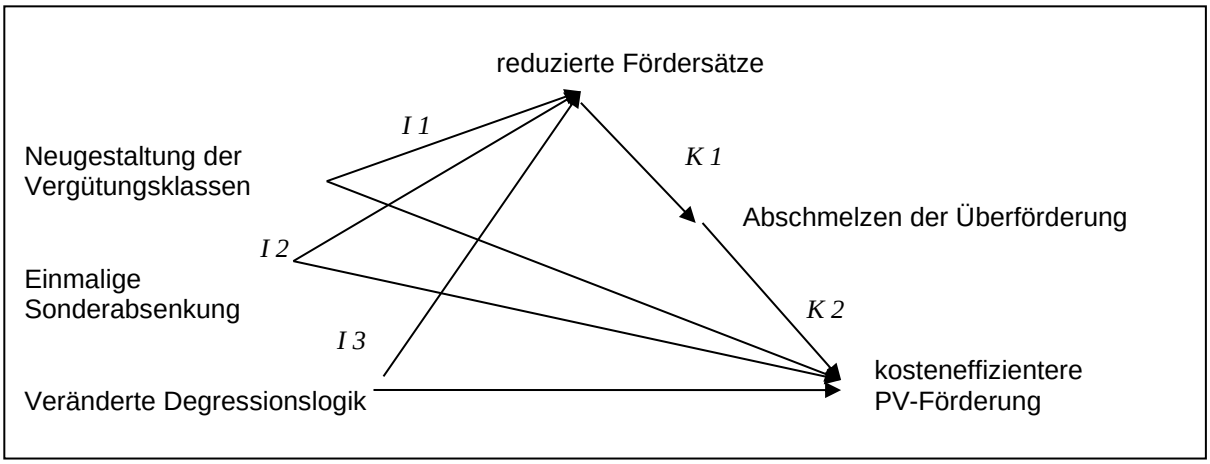
Des Weiteren hat die PV-Novelle eine Befreiung von zwischengespeichertem Strom zum Zweck der Wiedereinspeisung ins Stromnetz von der EEG-Umlage vorgesehen. Dabei handelte es sich um eine Korrektur von handwerklichen Fehlern, die sich im beschleunigten Verfahren zur Novelle des EEG 2012 ergeben haben – vor dem spezifischen Entstehungskontext des Gesetzes allerdings als „praktisch unvermeidlich“ (Kießling 2012: 215) bewerten werden können. Der Regelungsgehalt des neuen § 37 EEG sieht vor, dass die doppelte Belastung von gespeichertem Strom durch die EEG-Umlage – die sich durch eine Belastung aufgrund der Zahlung der Umlage bei Einspeicherung durch den Speicherbetreiber sowie der Entnahme durch den Stromabnehmer bei bis dato geltender Rechtslage ergeben hatte – abgeschafft wird und somit wirtschaftliche Hemmnisse des Speicherbetriebs abgebaut werden (BReg 2012:

[274] Nicht unerheblich für die Verhandlungen im Vermittlungsausschuss war die Entlassung des bisherigen Umweltministers Norbert Röttgen durch die Bundeskanzlerin im Anschluss an dessen verlorene NRW Landtagswahl, die am 13. Mai 2012 stattgefunden hatte. Der neue Umweltminister Peter Altmaier trat deutlich konsensorientierter gegenüber den Ländern auf, wodurch politische Handlungskorridore geöffnet wurden (Grasselt 2016: 146f.).

49f.). Eine Analyse dieser Regelung soll gleichwohl in der folgenden Betrachtung nicht im Fokus stehen, auch wenn sie eine gewisse energiewirtschaftliche Relevanz aufweist.

5.2.4 Vergütungssystematik: Steuerungsteilkonzeption 1

Abbildung 69: Steuerungsteilkonzeption 1: Reduktion der Vergütungshöhe



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Eine Neugestaltung der Vergütungsklassen führt zu reduzierten Fördersätzen.
- *Interventionshypothese 2*: Eine einmalige Sonderabsenkung führt zu reduzierten Fördersätzen.
- *Interventionshypothese 3*: Eine veränderte Degressionslogik führt zu reduzierten Fördersätzen.
- *Kausalhypothese 1*: Reduzierte Fördersätze führen zu einem Abschmelzen der Überförderung.
- *Kausalhypothese 2*: Das Abschmelzen der Überförderung führt zu einer kosteneffizienteren PV-Förderung.
- *Aktionshypothese*: Eine Neugestaltung der Vergütungsklassen in Kombination mit einer einmaligen Sonderabsenkung und einer veränderten Degressionslogik führen zu einer kosteneffizienteren PV-Förderung.

Die ersten beiden Interventionshypothesen können als plausibel bewertet werden, da sie in Summe zu einer deutlichen Reduktion der Fördersätze für die PV führen. Der Kabinettsbeschluss der Bundesregierung zur PV-Novelle sieht vor, die PV-Vergütungssystematik neu zu fassen. Dafür werden sowohl Vergütungsklassen vollständig gestrichen als auch die Klassengrenzen teilweise neu gezogen, was dementsprechend Einfluss auf den jeweiligen Vergütungsanspruch einer PV-Anlage hat. Die grundsätzliche Unterscheidung zwischen Dachanlagen und Freiflächenanlagen wird dabei beibehalten. Im Vergleich zu den Regelungen im EEG

2012 sieht die PV-Novelle[275] vor, die Klassendifferenzierung der PV-Aufdachanlagen von vier auf drei Klassen zu verringern. Der neue Klassenzuschnitt entfaltet seine größte Wirkung im Segment der kleinen PV-Anlagen. Die erste Klassengröße wird auf bis zu 10 kW Anlagenleistung verringert, womit der Bereich von Dachanlagen auf Ein- und Mehrfachfamilienhäusern adressiert wird. Die ursprünglich nächst größere Klasse bis 100 kW, die auf landwirtschaftlich- bzw. gewerblich genutzten Häusern vorzufinden sind, entfällt und geht stattdessen in der Klasse bis 1 MW auf, während die dritte Klasse der Aufdachanlagen von 1 MW bis 10 MW installierter Leistung reicht. Des Weiteren wird in der Kategorie der Freiflächenanlagen die Trennung zwischen einerseits einer erhöhten Vergütung für Konversionsflächen und versiegelten Flächen sowie andererseits einer reduzierten Vergütung für sonstige Freiflächenanlagen aufgehoben. Hingegen wird ein einheitlicher Vergütungssatz eingeführt. Darüber hinaus wird die Vergütungsfähigkeit von PV-Anlagen auf die maximale Leistungsgröße von 10 MW begrenzt (BReg 2012: 25f.).[276] Die Neugestaltung der Vergütungskategorien findet sich in der nachfolgenden Abbildung.

Abbildung 70: Gegenüberstellung der Vergütung nach EEG 2012 und PV-Novelle in ct/kWh

Alte Regelung	Aufdachanlagen				Freiflächenanlagen	
Inbetriebnahme	bis 30 kW	bis 100 kW	bis 1 MW	über 1 MW	Konversions-fläche	Sonstige Freiflächen
1.1.2012	24,43	23,23	21,98	18,33	18,76	17,94
Neue Regelung	Aufdachanlagen				Freiflächenanlagen	
	bis 10 kW	Entfällt	bis 1 MW	bis 10 MW	entfällt	bis 10 MW
9.3.2012	19,50	16,50		13,50	13,50	

Quelle: BReg 2012: 25[277]

Die vorgesehenen Änderungen erstrecken sich auf die beiden Zubauschwerpunkte: das kleine und mittlere Dachsegment sowie die PV-Freiflächenanlagen, wobei bei Letzterem die Förderfähigkeit von maximal 10 MW als besonders ausschlaggebend gelten kann. Der Gesetzgeber

[275] Wenn im Folgenden von der PV-Novelle gesprochen wird, ist die Textgrundlage des Kabinettbeschluss der Bundesregierung vom 29. Februar 2012 gemeint (BReg 2012) und nicht das tatsächlich verabschiedete Gesetz.

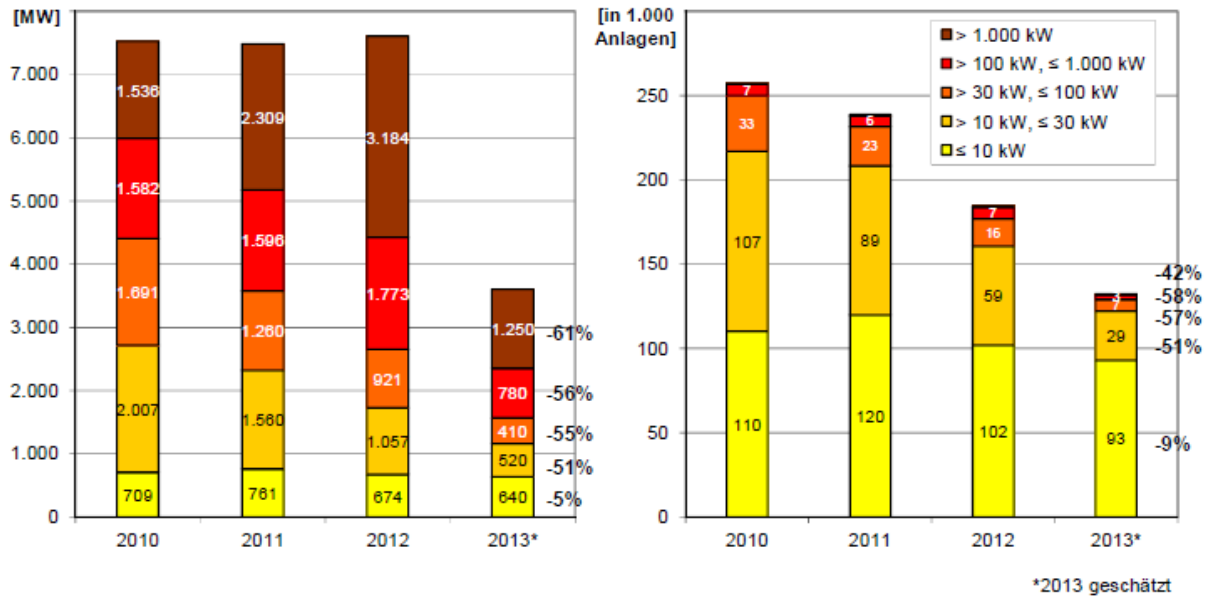
[276] Eine weitere Neuerung – die zwar größenklassenunabhängig ist, jedoch die Regelungsreichweite von Freiflächenanlagen betrifft – sieht vor, dass Dachanlagen auf Nichtwohngebäuden im Außenbereich lediglich noch Anspruch auf die Freiflächenanlagenvergütung erhalten sollen (BReg 2012: 41). Damit soll dem verbreiteten Phänomen entgegengewirkt werden, dass Gebäude im Außenbereich nur erbaut wurden, um die höhere Aufdachvergütung zu erhalten. Die Problematik um die sogenannten Solarstadl führt zu erhöhten Kosten innerhalb des EEG und zu weiteren negativen externen Effekten wie einem erhöhten Flächenverbrauch. Im laufenden Gesetzgebungsverfahren wurde die Regelung gleichwohl aufgeweicht, weil Land- und Forstwirtschaftsbetriebe benachteilt wurden, sodass das Kriterium des räumlich-funktionalen Zusammenhanges zu diesen Betrieben hinzugefügt wurde, um die erhöhte Aufdachvergütung beizubehalten (BT Drs. 17/9152: 29f.).

[277] Im Gesetzgebungsprozess haben sich innerhalb des Zuschnitts der Vergütungsklassen noch Änderungen ergeben. So wurde eine weitere Klasse bis 40 kW eingerichtet; vgl. dazu Abschnitt 5.2.9.

intendierte damit im ersten Sinne weniger den Abbau der Überförderung in diesem Bereich als vielmehr eine Volumensteuerung (ebd.: 27).[278]

Hingegen bedeutet die Neugestaltung der Vergütungsklassen im kleinen beziehungsweise mittleren Dachsegment eine Anpassung der Vergütungshöhe, mithin also auch der Renditeerwartungen. Mit Blick auf den Zubau von PV-Anlagen in der Vergangenheit macht in den Jahren 2010/11 das Leistungssegment von kleiner 10 kW sowie 10 bis 30 kW rund 80 Prozent aus (Kübler 2013: 29). Bezogen auf die installierte Anlagenanzahl erweist sich dies als relativ konstanter Trend. Gleichwohl ergibt sich ein vollkommen anderes Bild, wenn auf die jährliche installierte Leistung abgehoben wird. Im Jahr 2011 entfiel auf das bezeichnete Marktsegment dann lediglich rund 31 Prozent des Zubaus (IE Leipzig u.a. 2011: 13f.; ZSW u.a. 2014: 3f.). Dennoch erscheint es offensichtlich, dass in die Marktchancen eines wichtigen und zubaustarken Marktsegmentes eingegriffen wird.

Abbildung 71: Größenstruktur des PV-Zubaus nach Leistung sowie nach Anlagenzahl



Quelle: ZSW u.a. 2014: 3

Als Begründung für den Eingriff in die Gestaltung der Vergütungsklassen wird in dem Kabinettsbeschluss vor allem Skaleneffekte bei den verschiedenen Größenklassen angeführt (BReg 2012: 26f.). Damit orientiert sich die Bundesregierung an den Ergebnissen der

[278] „Die Größenbegrenzung auf 10 MW wird sich auch dämpfend auf das insgesamt zugebaute Volumen auswirken und dient weiterhin dazu, die dezentrale, verbrauchsnahe Erzeugung von Strom zu fördern. Die Größenbegrenzung auf 10 MW dient darüber hinaus dem Landschafts- und Flächenschutz, da große Anlagen einen sehr hohen Flächenverbrauch bewirken“ (BReg 2012: 27). Um eine missbräuchliche Aufsplittung sehr großer Freiflächenanlagen in mehrere Anlagen mit einer maximalen Leistung von 10 MW entgegenzuwirken, wurde der Anlagenbegriff präzisiert. Es wurde angedacht, Anlagen als eine Anlage zu werten, wenn sie innerhalb von 24 Monaten im Umkreis von 4 km im Gebiet derselben Gemeinde in Betrieb gehen. Diese Regelung zog allerdings Kritik auf sich, da sie eine Fläche von 50 km^2 für Neuinstallationen sperrt. Damit gingen Rechts- und Investitionsunsicherheit einher. Ferner werden längerfristige Planungen aufgrund fehlender Zubauprognosen kaum möglich (Solarpraxis 2012: 8f.).

wissenschaftlichen Begleitung zum EEG-Erfahrungsbericht 2011, die die spezifischen Kostenunterschiede in dem kleinen Dachsegment als nur geringfügig bewertet, weshalb bei einer Neudefinition einer kleineren Leistungskategorie die 30 kW Klasse entfallen könne, da hier ein Überförderungstatbestand vorläge (IE Leipzig u.a. 2011: 118ff.). „Es kann konstatiert werden, dass eine grundsätzliche Überförderung im Größenklassensystem liegt, da die Gestaltung der Klassen nicht durchweg der Varianz der Kostenläufe folgt. Diese Abgrenzungsfrage wird nicht ausschließlich mit unterschiedlichen Stromgestehungskosten − zurückzuführen auf an eindeutigen Schwellen wirksam werdenden Skaleneffekten − beantwortet, sondern auch nach dem Kriterium, welche Zielgruppen besonders profitieren sollten“ (Zitzler 2013a: 62).[279]

Das EEG 2012 implementierte zum 1. Januar 2012 einen Degressionsschritt von 15 Prozent und sah zudem vor, zum 1. Juli 2012 einen weiteren Degressionsschritt in gleicher Höhe vorzunehmen. Dieser Degressionsschritt sollte vorgezogen und mit einer Sonderdegression versehen werden. Aufgrund der Kombination einer Einmalabsenkung sowie der dargestellten Neugestaltung der leistungsabhängigen Vergütungskategorien ergeben sich für die verschiedenen Leistungsklassen Vergütungsreduktionen in der Spanne von 20 bis 32 Prozent – offensichtlich beträgt die Reduktion 100 Prozent sobald die installierte Leistung von 10 MW überschritten wird.

Tabelle 27: Prozentuale Veränderungen der Vergütungshöhe in den verschiedenen Leistungsklassen

Alte Regelung	**Aufdachanlagen**				**Freiflächenanlagen**	
Inbetriebnahme 01.01.2012	≤ 30 kW	> 30 ≤ 100 kW	> 100 ≤ 1 MW	> 1 MW	Konversionsfläche	Sonstige Freiflächen
in ct/kWh	24,43	23,23	21,98	18,33	18,76	17.94
Neue Regelung	**Aufdachanlagen**				**Freiflächenanlagen**	
09.03.2012	≤ 10 kW	entfällt	> 10 kW ≤ 1 MW	> 1 ≤ 10 MW	entfällt	≤ 10 MW
in ct/kWh	19,50	16,50		13,50	13,50	

	Aufdachanlagen					**Freiflächenanlagen**	
	≤ 10 kW	> 10 ≤ 30 kW	> 30 ≤ 100 kW	> 100 kW ≤ 1 MW	> 1 ≤ 10 MW	entfällt	≤ 10 MW
Prozentuale Veränderung	- 20,1	- 32,4	- 28,9	- 24,9	- 26,3	- 28	- 24,7

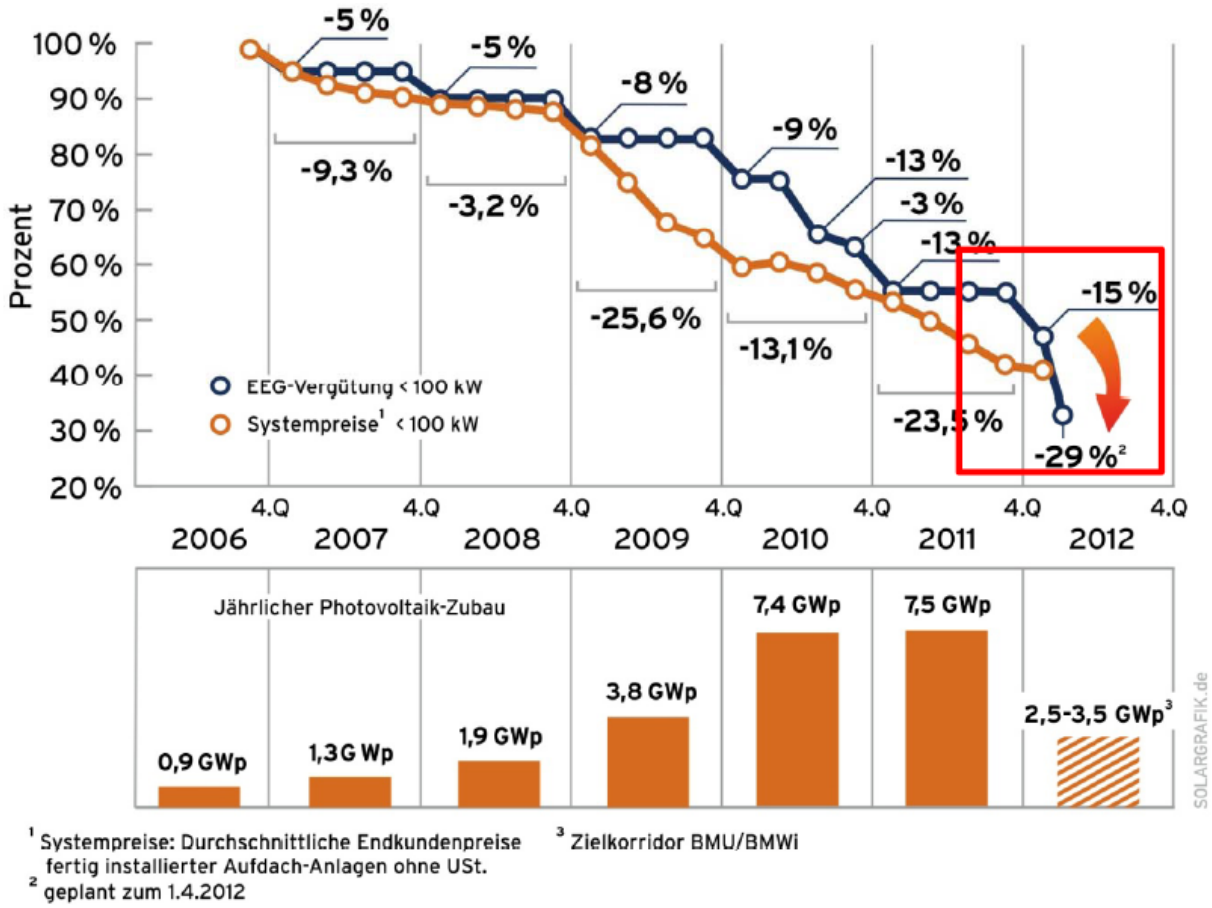
Quelle: eigene Darstellung

[279] „Da die Ein- und Zweifamilienhäuser, die Mehrfamilienhäuser, die landwirtschaftlichen Betriebe und die Industrie über unterschiedlich große Dächer verfügen, profitieren sie je nach der Staffelung der Vergütung und der Größenklassen auch in unterschiedlichen Maß von den festgesetzten Vergütungen“ (IE Leipzig u.a. 2011: 120).

Die doch erhebliche Reduktion der Vergütungshöhe ist dazu geeignet die Überförderung abzubauen. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht, dass die Erwartung im ersten Quartal 2012 bestand, dass der Vergütungspfad recht abrupt den Kostenpfad der Systempreise für PV-Anlagen durch die PV-Novelle unterschreiten wird. Dadurch werden Mitnahmeeffekte abgebaut; allerdings stellt sich gleichzeitig die Frage, in welchem Maße die Systempreise zukünftig fallen werden, damit überhaupt noch eine Rentabilität der Investition in eine PV-Anlage besteht. Im Jahr 2012 wurden gleichwohl nicht nur weiter fallende Marktpreise der PV erwartet (Fraunhofer ISE 2012b: 13f.), sondern diese Prognosen bestätigten sich auch für das Jahr 2013 (Fraunhofer ISE 2013b: 19f.; ZSW u.a. 2014: 17ff.). Für das Jahr 2013 geben Abschätzungen indes noch immer mittlere bis gute Renditeerwartungen – je nach standortabhängiger Sonneneinstrahlung – an (Fraunhofer ISE 2013a: 26f.). Darüber hinaus hat die Art der Finanzierung, d.h. die jeweiligen Eigen- und Fremdkapitalanteile, Einfluss auf die Profitabilität der Investition (DCTI 2011: 47), die für den Monat April 2012 für die Modellfälle „Private Aufdachanlage“ (bis 19 kW Leistung) mit 4,1 Prozent und für den Fall der „großen kommerziellen Aufdachanlage“ mit 6,7 Prozent angegeben wird, während „große Freiflächenanlagen“ mit 4,9 Prozent innerhalb dieser Renditespanne liegt (DCTI 2012: 52). Zudem gilt es festzuhalten, dass sich je nach Marktsegment eine andere Vergütungssituation ergibt – gerade auch weil das Eigenverbrauchsprofil flankierend eine entscheidende Rolle spielen kann, was die nachfolgende Abbildung beispielsweise nicht widerspiegelt.[280]

[280] Für eine im September 2013 ans Netz angeschlossene kleine Aufdachanlage (7 kW) lassen sich beispielsweise ceteris paribus je nach Eigenverbrauchsanteil (EVA) eine Rendite von 2 (EVA 0 %), von 5,4 (EVA 25 %), von 9,3 (EVA 60 %) oder von 13,1 Prozent (EVA 100 %) realisieren (DCTI 2013: 54).

Abbildung 72: Entwicklung des Vergütungs- und Kostenpfad für PV-Anlagen kleiner 100 kW Leistung von 2006 bis 2012



Quelle: BSW 2012a: 19

Die Interventionshypothese 3 erscheint unter gewissen Vorbehalten nur eingeschränkt plausibel zu sein. Der Kabinettsbeschluss sieht vor, den § 20a EEG neu zu fassen und den bisher bestehenden atmenden Deckel mit seiner Basisdegression sowie der zubauabhängigen Komponente zu ersetzen. Die dadurch neu entstehende Degressionslogik ist zwar funktional nicht mehr darauf ausgerichtet, auf Schwankungen im PV-Markt durch eine Zubaukomponente zu reagieren, dafür ist angestrebt, monatliche Degressionsschritte von 0,15 ct/kWh beziehungsweise 1,8 ct/kWh im Jahr zu realisieren – ganz unabhängig davon, ob die PV in Deutschland viel oder wenig zugebaut wird. Auf diese Weise wird eine Verstetigung erreicht, die durch eine Flexibilität ermöglichende Verordnungsermächtigung flankiert wird, was in der nächsten Steuerungsteilkonzeption noch diskutiert werden soll. Die Frage, die in dieser Betrachtung im Vordergrund stehen soll, ist die nach der Leistungsfähigkeit der Degressionsgestaltung zur Abschmelzung von Mitnahmeeffekten.

Der im EEG 2012 verankerte atmende Deckel wies eine garantierte Basisdegression von 9 Prozent zuzüglich einer zubauabhängigen Komponente aus, sodass eine maximale Degression von 24 Prozent im Jahr möglich war. Verfielen die Systempreise von PV-Anlagen stark, woraufhin sich der Ausbau stark beschleunigte, sanken dementsprechend schnell auch die

Vergütungssätze. Eine starre jährliche Absenkung von 1,8 ct/kWh[281] entspricht demgegenüber einer prozentualen Degression, die sich kurzfristig auf einem niedrigen Niveau bewegt, langfristig aber stark an Tempo zulegt. Beläuft sich die Degression für Aufdachanlagen bis 10 kW im Jahr 2013 noch auf rund 10 Prozent und für Freiflächenanlagen auf 14,4 Prozent, erreicht sie im Jahr 2015 bereits 14 Prozent für Anlagen bis 10 kW und für Freiflächenanlagen sogar 26,6 Prozent. Einerseits wird dadurch deutlich, dass die verschiedenen Marktsegmente unterschiedlich stark belastet werden. Große Marktsegmente sind stärker von der starren Vergütungssatzabsenkung betroffen als kleinere. Andererseits zeigt ein kontrafaktisches Szenario, in dem der atmende Deckel mit einer jährlichen zubauabhängigen Degression von insgesamt 15 Prozent fortgeschrieben wird – was einer Überschreitung des Zubaukorridors um 2 GW gleich kommt –, dass mittel- bis langfristig ein höhere Vergütungsniveau durch die Regelung des atmenden Deckels garantiert wird. Zwar wird in der Vergütungskategorie von Anlagen bis 10 kW der Moment erst 2019 erreicht, jedoch stellt sich eine höhere Vergütung bei Freiflächenanlagen bereits 2014 ein sowie bei Anlagen bis 1 MW ab 2016 und vollzieht sich danach auf einem deutlich höheren Niveau.[282]

Tabelle 28: Entwicklung der kumulierten prozentualen Veränderung der Vergütungshöhe gemäß starrer Degressionsschritte

Inbetriebnahme	**Installierte Leistung Aufdachanlage**			**Freiflächenanlage**
	bis 10 kW	**bis 1 MW**	**bis 10 MW**	**bis 10 MW**
9.3.2012	19,5 ct/kWh	16,5 ct/kWh	13,5 ct/kWh	13,5 ct/kWh
Kumulierte prozentuale Veränderung aufgrund der festen Degressionsschritte in Prozent				
1.1.2013	6,9	8,1	10	10
1.1.2014	16,1	19	23,3	23,3
1.1.2015	25,3	30	36,6	36,6
1.1.2016	34,6	40,9	50	50
1.1.2017	43,8	51,8	63,3	63,3
1.1.2018	53	62,7	76,6	76,6
1.1.2019	62,3	73,6	90	90
1.1.2020	71,5	84,5	100	100

Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage eigener Berechnungen

[281] Für das angebrochene Jahr 2012 wird lediglich eine Absenkung von 1,35 ct/kWh angestrebt (BReg 2012: 39).

[282] 2019 wird bei 10 kW Anlagen ein Vergütungssatz von 4,35 ct/kWh implementiert, wenn die absolute Degression von 1,8 ct/kWh zugrunde gelegt wird. Im kontrafaktischen Szenario stellt sich ein Fördersatz von 7,84 ct/kWh zum gleichen Zeitpunkt ein. Währenddessen stellt sich die Situation für Freiflächenanlagen deutlich früher ein: 2014 realisiert das kontrafaktische Szenario ein Vergütungssatz von 10,56 ct/kWh im Vergleich zum geplanten Satz des Kabinettsbeschlusses von 10,35 ct/kWh; Anlagen bis 1 MW erreichen 2016 kontrafaktisch ein Niveau von 9,96 ct/kWh im Vergleich zu 9,75 ct/kWh nach der starren Degression.

Dieser Vergleich zeigt, dass mit dem starren Degressionsmodell kaum ein regulatorischer Mehrwert erreicht wird. Kurzfristig gelingt dem Modell kaum eine ambitionierte Anpassungsleistung, insbesondere bei einem verstärkten Zubau ist der atmende Deckel effektiver. Ferner überfordern die starren Degressionsschritte langfristig die PV-Branche, da zwar mit kontinuierlich fallenden Marktpreisen zu rechnen ist, diese sich gleichwohl nicht in dem Maß ergeben wie es die Degression vorsieht. Schon 2016 wird ein Förderniveau erreicht, dass jeglicher ökonomischer Zumutbarkeit für eine PV-Investition entbehrt. Die Vermutung liegt nahe, dass hinter einem solchen Degressionspfad sich „wohl eher die Vorstellung [verbirgt], die Photovoltaikförderung für Neuanlagen in einigen Jahren ganz auslaufen zu lassen“ (Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 7).
Zudem scheint die starre monatliche absolute Degression nicht geeignet, um spontan und zeitnah auf die dynamische Marktentwicklung der PV zu reagieren. Doch gerade die PV-Investoren haben in der Vergangenheit oftmals gezeigt, in welcher kurzen Zeit sie mit einem verstärkten PV-Zubau auf fallende Systempreise und einer sich dadurch einstellenden höheren Profitabilität reagiert haben (Grau 2012: 13f.; Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 6). Die fixen Degressionsschritte ermöglichen hier keinen Handlungsspielraum und sind auf die flankierende Verordnungsermächtigung angewiesen, die separat in der dritten Steuerungsteilkonzeption diskutiert wird.

Die erste Kausalhypothese ist zweifelsfrei plausibel. Es besteht ein logischer Zusammenhang zwischen einer Reduktion der Vergütungssätze und einem Abbau der Überförderung und Mitnahmeeffekte, die sich aus dem schnelleren Verfall der Marktpreise als des Vergütungsniveaus ergeben hatten.
Die zweite Kausalhypothese erscheint auf den ersten Blick ebenfalls plausibel zu sein. Diese ist jedoch in besonders starkem Maße von der Entwicklung von nicht durch die Maßnahmen geregelten Parametern abhängig – wie insbesondere die weitere Preisentwicklung auf den PV-Märkten, was zur Diskussion der Bewertungskriterien überleitet.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

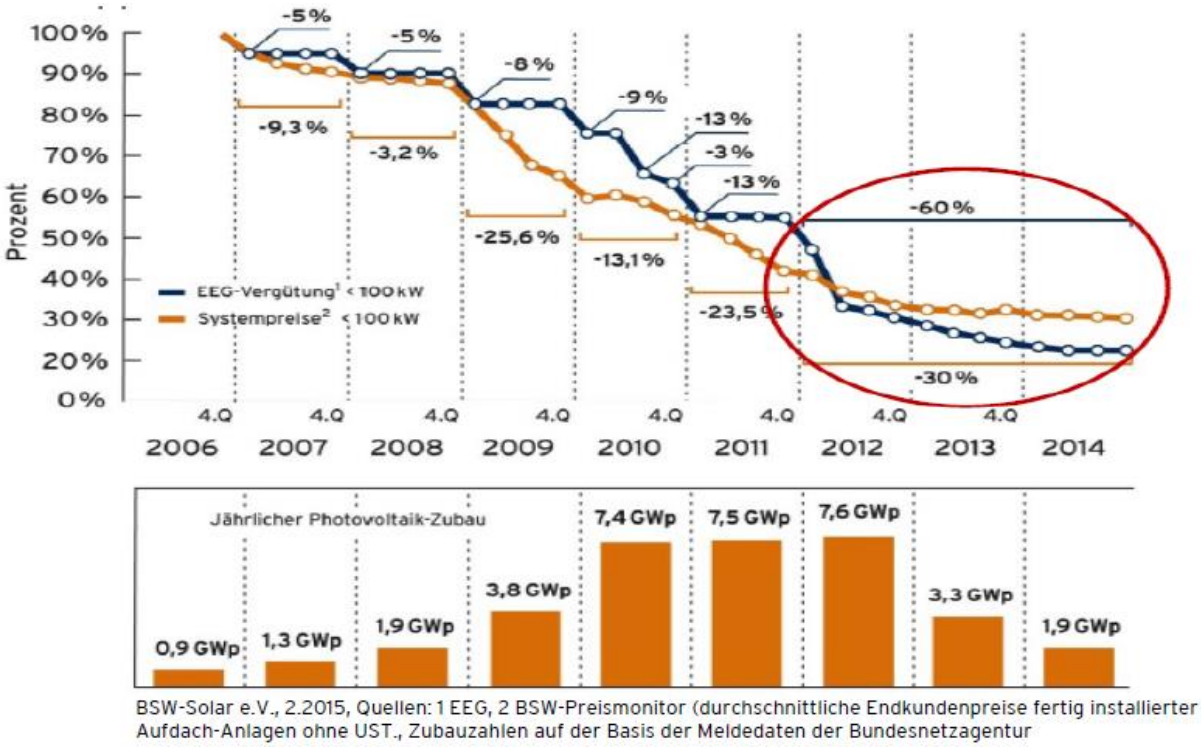
Die für die vorliegenden Maßnahmen relevanten Bewertungskriterien sind das Ausmaß der Treffsicherheit, der Kosteneffizienz, der dynamischen Effizienz sowie des erforderlichen Steuerungswissens.

Kriterium der Treffsicherheit und der Kosteneffizienz

Kurzfristig kann die Treffsicherheit der Maßnahmen als hoch eingeschätzt werden. Wie gezeigt wurde, gelingt es durch die legislativen Anpassungen an der Fördersystematik der PV, deren Kosteneffizienz deutlich zu steigern. Dies kann vor allem für das Jahr 2012 gelten. In den Jahren 2013 und 2014 sind demgegenüber ganz andere Auswirkungen zu beobachten, die

entsprechend zu einer differierenden Bewertung führen. Während im Jahr 2012 die Überförderung erfolgreich abgeschmolzen wird, kann für die Zeit danach von einem „perverse effect“ oder auch Bumerang-Effekt gesprochen werden. Die Vergütung sinkt deutlich schneller als die Marktpreise der PV: seit 2012 sind die Vergütungssätze doppelt so schnell reduziert worden wie die PV-Systempreise gesunken sind (BSW 2015: 3), dies verdeutlicht auch die folgende Abbildung.

Abbildung 73: Entwicklung des Vergütungs- und Kostenpfad für PV-Anlagen kleiner 100 kW Leistung von 2006 bis 2014



Quelle: BSW 2015: 3[283]

Die Schwelle zur Unwirtschaftlichkeit der PV-Förderung in vielen Marktsegmenten – je nach Standort und Finanzierungsbedingung – wird spätestens im Jahr 2014 unterschritten, sodass als Zwischenfazit festgehalten werden kann, dass nicht nur Überförderung abgebaut wird, sondern der positive finanzielle Anreiz in seiner Höhe unterminiert wird. Der PV-Zubau hat dementsprechend darauf reagiert und ist massiv eingebrochen, was in der nächsten Steuerungsteilkonzeption näher untersucht werden soll. Damit bestätigen sich aber auch die wissenschaftlichen Prognosen, die die Vergütungsabsenkungen als zu drastisch angesehen haben. Als Nebenfolge der Ausgestaltung der Maßnahmen können die langfristigen Ausbauziele der PV in Gefahr gesehen werden (Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 6).

[283] Dabei gilt es anzumerken, dass die hier herangezogene Darstellung auf der Entwicklung des Vergütungspfades beruht, so wie dieser sich aus der letztendlich verabschiedeten PV-Novelle ergeben hat. In der Qualität ist dieser als weniger restriktiv anzusehen, da beispielsweise eine weitere Vergütungsklasse von 10 bis 40 kW Leistung eingezogen wurde, die entsprechend höher vergütet wird. Bei Anlagen bis 30 kW sinkt die Vergütung anstatt von 32 nur um 24 Prozent; bei Anlagen bis 40 kW entsprechend nicht um fast 29, sondern nur um 20 Prozent.

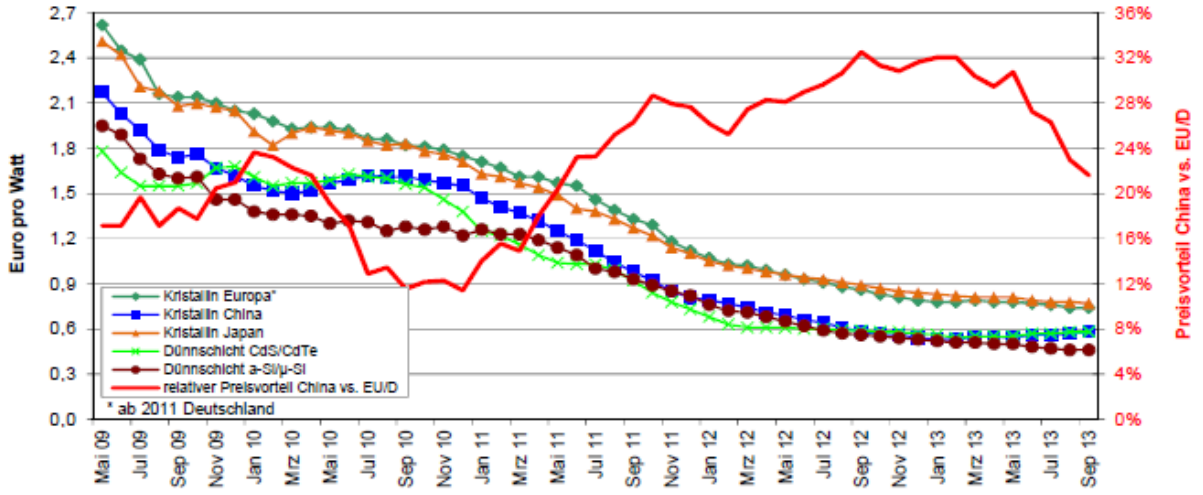
Abbildung 74: Entwicklung der Vergütungssätze nach der PV-Novelle

Inbetrieb-nahme ab	Dachanlagen					Freifläche
	bis 10 kW (neu)	bis 30 kW (entfällt)	bis 100 kW (entfällt)	bis 1 000 kW	über 1 000 kW, bis 10 MW	bis 10 MW
	Vergütung in Cent pro kWh					
1.1.12	24,43	24,43	23,23	21,98	18,33	17,94
1.4.12	19,50	16,50	16,50	16,50	13,50	13,50
1.5.12	19,35	16,35	16,35	16,35	13,35	13,35
1.6.12	19,20	16,20	16,20	16,20	13,20	13,20
1.7.12	19,05	16,05	16,05	16,05	13,05	13,05
1.8.12	18,90	15,90	15,90	15,90	12,90	12,90
1.9.12	18,75	15,75	15,75	15,75	12,75	12,75
1.10.12	18,60	15,60	15,60	15,60	12,60	12,60
1.11.12	18,45	15,45	15,45	15,45	12,45	12,45
1.12.12	18,30	15,30	15,30	15,30	12,30	12,30
1.1.13	18,15	15,15	15,15	15,15	12,15	12,15
1.1.14	16,35	13,35	13,35	13,35	10,35	10,35
1.1.15	14,55	11,55	11,55	11,55	8,55	8,55
1.1.16	12,75	9,75	9,75	9,75	6,75	6,75
	Veränderung gegenüber 1.1.2012 in Prozent					
1.4.12	-20,2	-32,5	-29,0	-24,9	-26,4	-24,7
1.5.12	-20,8	-33,1	-29,6	-25,6	-27,2	-25,6
1.6.12	-21,4	-33,7	-30,3	-26,3	-28,0	-26,4
1.7.12	-22,0	-34,3	-30,9	-27,0	-28,8	-27,3
1.8.12	-22,6	-34,9	-31,6	-27,7	-29,6	-28,1
1.9.12	-23,3	-35,5	-32,2	-28,3	-30,4	-28,9
1.10.12	-23,9	-36,1	-32,8	-29,0	-31,3	-29,8
1.11.12	-24,5	-36,8	-33,5	-29,7	-32,1	-30,6
1.12.12	-25,1	-37,4	-34,1	-30,4	-32,9	-31,4
1.1.13	-25,7	-38,0	-34,8	-31,1	-33,7	-32,3
1.1.14	-33,1	-45,4	-42,5	-39,3	-43,5	-42,3
1.1.15	-40,4	-52,7	-50,3	-47,5	-53,4	-52,3
1.1.16	-47,8	-60,1	-58,0	-55,6	-63,2	-62,4

Quelle: Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 6

Die Gründe für die überambitionierte Ausgestaltung sind sicherlich auf zwei zentrale Punkte zurückzuführen. Zum einen offenbart sich darin der politische Wille der Bundesregierung, die als Kostentreiber wahrgenommene PV in ihrem Ausbautempo stark einzubremsen. Eine Unterförderung wird billigend in Kauf genommen. Zum anderen dürften die Kalkulationen der fallenden Systempreise der PV als überschätzt gelten. Aus diesem Grund hat sich das Verhältnis zwischen Vergütungs- und Kostenpfad der PV im Vergleich zur Vergangenheit auf den Kopf gestellt. Schon im Laufe des Jahres 2013 wird erkennbar, dass der massive Preisverfall auf den globalen PV-Märkten an Geschwindigkeit verliert und sich das Preisniveau eher seitwärts bewegt.

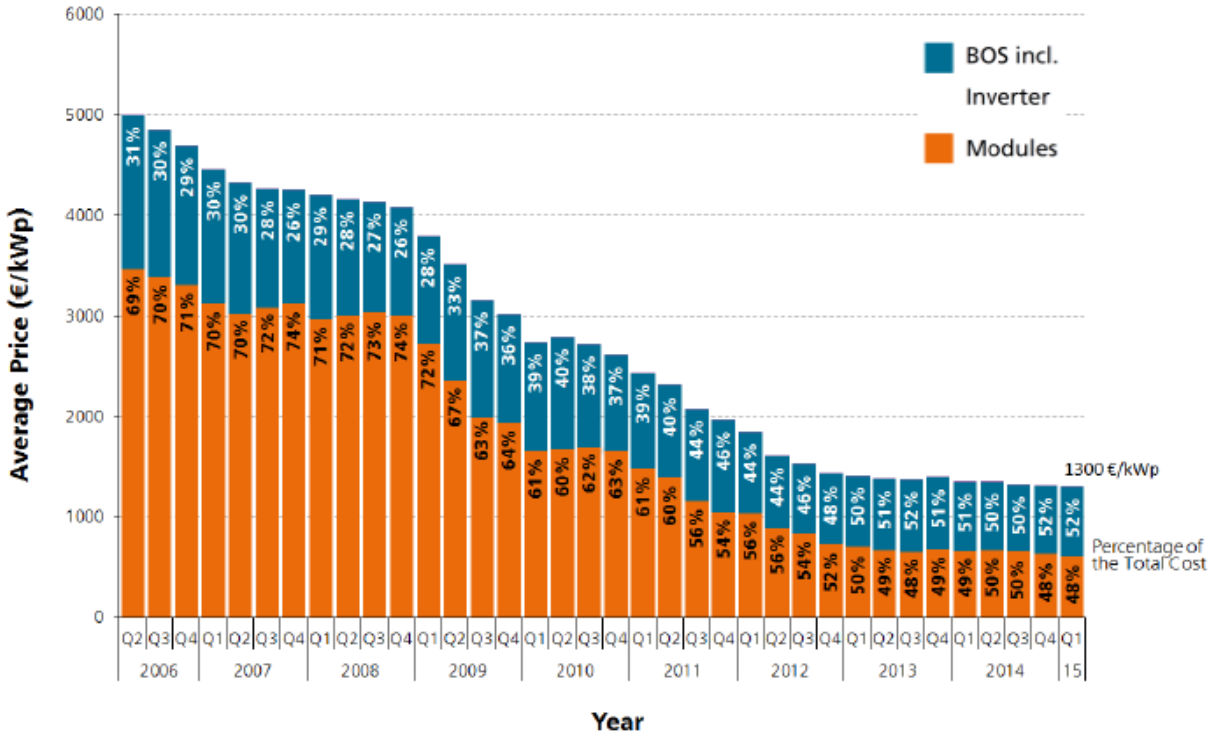
Abbildung 75: Entwicklung der Großhandelspreise unterschiedlicher Technologien und Herkunft



Quelle: ZSW u.a. 2014: 17

Zudem hat sich die Kostensenkungskurve nicht nur bei den Zellen und Modulen abgeflacht, sondern auch bei den Wechselrichtern und anderen Systemkomponenten, die relativ stetig mehr Anteil am letztendlichen Systempreis ausmachen (ZSW u.a. 2014: 18).

Abbildung 76: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis, netto) für Aufdachanlagen 10-100 kWp



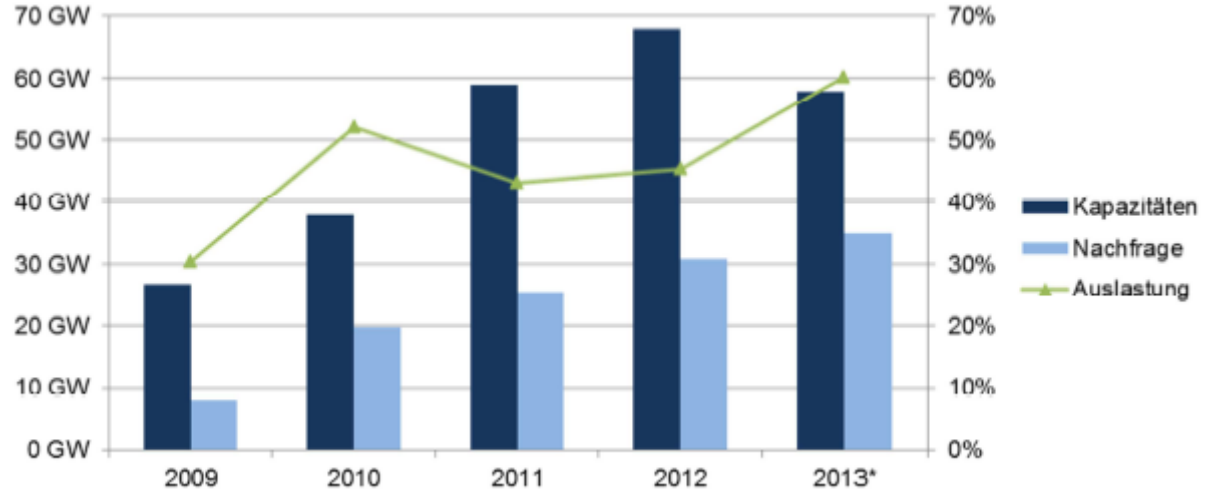
Quelle: Fraunhofer ISE 2016: 8

Auf dem europäischen Markt trug vor allem ein politisch herbeigeführtes Ereignis dazu bei, dass sich die Verbilligung der Preise nicht weiter fortsetzte: die Einführung von Mindestpreisen

und Strafzöllen auf chinesische Module ab Mitte 2013, die für ca. 70 Prozent des EU-Marktes galten (ebd.: 17f.).

Ursächlich war aber nicht nur die Einhegung des – zugestanden von chinesischer Seite aus unlauter geführten – Wettbewerbs für den Stopp des Preisverfalls verantwortlich. Die noch in den Jahren 2011 und 2012 bestehenden massiven Überkapazitäten bei der Produktion von PV-Modulen begannen sich durch die einsetzende Konsolidierungsphase auf dem PV-Markt und durch das Verschwinden einer ganzen Reihe von Anbietern in den Jahren 2013 und 2014 langsam abzubauen. Während Ende 2012 noch 68 GW Produktionskapazität weltweit vorgehalten wurde, ging diese Größe im Jahr 2013 aufgrund der Konsolidierung auf rund 58 GW zurück, womit sich auch die Auslastung deutlich erhöhte, da die Nachfrage in Asien anzog (ebd.: 11f. und 34f.).

Abbildung 77: Weltweite PV-Modulkapazität und Nachfrage in den Jahren 2009 bis 2013



Quelle: ZSW u.a. 2014: 11

Im Jahr 2014 übersprang die Nachfrage bereits die 40 GW-Marke und konnte 2015 noch einmal deutlich zulegen, mit einem prozentualen Wachstum des globalen Marktes um 35 Prozent wird sich der 60 GW-Marke angenähert. Durch die stark anziehende Nachfrage haben sich die Modulpreise stabilisiert (PV Magazin 2016; SolarServer 2016).

In Summe bewirken die angeführten Faktoren, dass die Bundesregierung mit der Ausgestaltung der Maßnahmen übersteuert und sich ein ökonomisch nicht auskömmliches Vergütungsniveau einstellt, weshalb der positive finanzielle Anreiz größtenteils seine Wirkung verliert. Ohne Eigenverbrauchsoptionen ist die Investition in eine PV-Anlage kaum noch rentabel; gleichwohl ist das Eigenverbrauchspotenzial über die verschiedenen Marktsegmente ungleich verteilt, weshalb große Marktsegmente ins Hintertreffen geraten.

Kriterium der dynamischen Effizienz

Durch die Einmalabsenkung (Sonderdegression) sowie die fixen Degressionsschritte werden positive Impulse zur Verbesserung der dynamischen Effizienz gesetzt. Damit wird der Anreiz verstärkt, den Technologie-Status quo weiterzuentwickeln und vor allem durch Wirkungsgradsteigerung der PV-Module Effizienzfortschritte zu erzielen.[284] Aus zwei Gründen ist dies jedoch problematisch: einerseits spiegelt ein Teil der Kostensenkungen der Vergangenheit nicht die lernkurveninduzierten Preise und somit die Produktionskosten wider, sondern sind eher auf die Wettbewerbssituation der ruinösen Konkurrenz zurückzuführen. Andererseits zeigen Prognosen auf Basis von Lernkurvenabschätzungen aus dem Jahr 2014, dass die Degressionsregelung langfristig zu einer Überforderung der PV-Branche führt. Dabei wird davon ausgegangen, dass sich zukünftig eine mittlere jährliche Senkung der Systempreise, zusammengesetzt aus Modulpreisen und BOS-Kosten, für kleine Dachanlagen in der Größenordnung von 4 Prozent sowie für große Dach- und Freiflächenanlagen von 5 bis 6 Prozent einstellen werden (ZSW u.a. 2014: 35). Die tatsächliche Entwicklung gibt diesen Prognosen recht; es stellen sich Preissenkungen von rund 5 Prozent ein (SolarServer 2016). Der fixe Degressionsschritt von 1,8 ct/kWh bedeutet demgegenüber – wie aufgezeigt – eine prozentuale Absenkung von mehr als 10 Prozent, je nach Zeitpunkt und Marktsegment in der Tendenz steigend.

Kriterium Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens

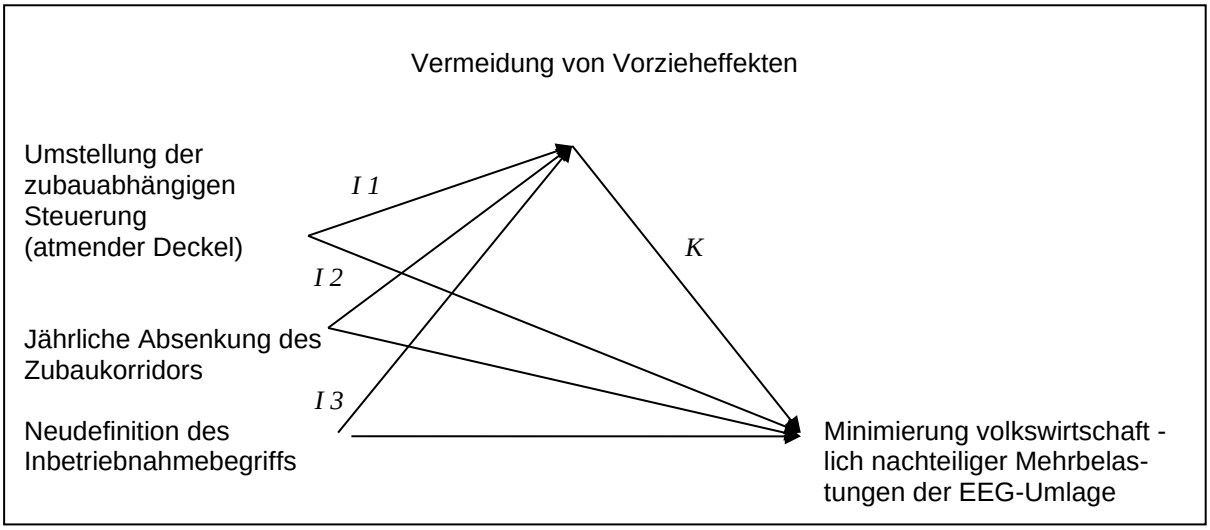
Die Fehlsteuerung im Bereich der Vergütungs- und Degressionssystematik ist nicht alleine auf den politischen Willen zur Begrenzung der PV zurückzuführen, sondern vielmehr auch auf die hohen Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen. Der kurze Bezug auf die Lernkurventheorie verdeutlicht, dass es ein sensibles Verhältnis zwischen Vergütungshöhe und Marktpreisentwicklung existiert. Während die Vergütung und deren Entwicklung in Abhängigkeit der Degression regulatorisch beeinflusst werden kann, ist die Prognose der globalen Entwicklung von Rohstoffpreisen (Silizium etc.), Zell- und Modulpreisen – zusätzlich technologieabhängig von kristallinen Modulen und Dünnschichtmodulen – sowie der BOS-Kosten (Wechselrichter, Anschluss, Montage etc.) mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Auch wenn es sich bei dem positiven finanziellen Anreiz um eine Niveausteuerung handelt, die im Vergleich zur Richtungssteuerung weniger anspruchsvoll ist, ist das Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens insgesamt als anspruchsvoll zu bewerten.

[284] Ferner reizt die ambitionierte Degressionsentwicklung die Senkung der Produktionskosten durch industrielle Skaleneffekte an.

5.2.5 Steuerung des Adressatenverhaltens

5.2.5.1 Steuerungsteilkonzeption 2: Vermeidung von Vorzieheffekten

Abbildung 78: Steuerungsteilkonzeption 2: Vermeidung von Vorzieheffekten



Quelle: eigene Darstellung

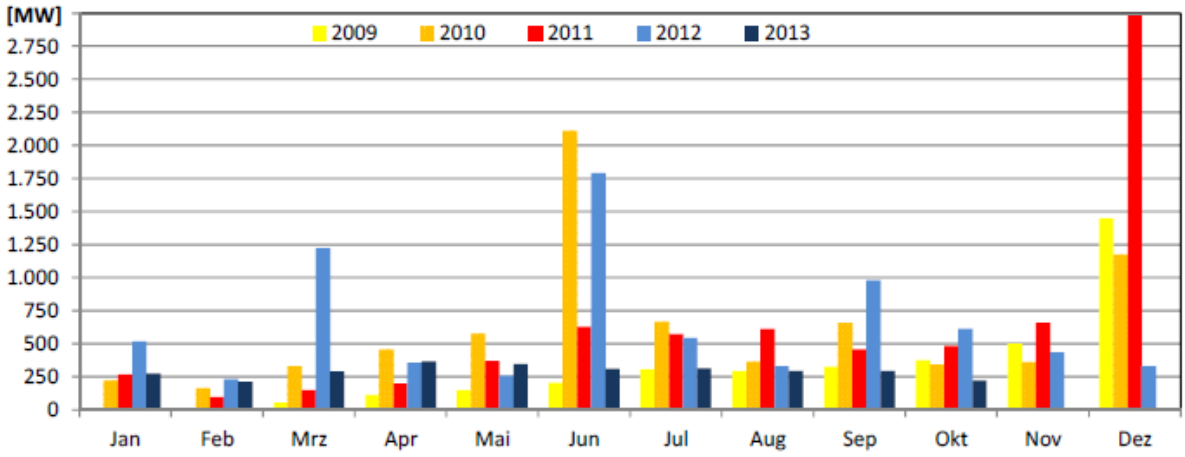
- *Interventionshypothese 1*: Eine Umstellung der zubauabhängigen Steuerung, vom atmenden Deckel zu fixen monatlichen Degressionsschritten, führt zu einer Vermeidung von Vorzieheffekten, die der Gesetzgeberintention zuwiderlaufen.
- *Interventionshypothese 2*: Eine jährliche Absenkung des Zubaukorridors führt zu einer Vermeidung von Vorzieheffekten.
- *Interventionshypothese 3*: Eine Neudefinition des Inbetriebnahmebegriffs führt zu einer Vermeidung von Vorzieheffekten.
- *Kausalhypothese*: Die Vermeidung von der Gesetzgeberintention zu wieder laufenden Vorzieheffekten führt zu einer Minimierung volkswirtschaftlich nachteiliger Mehrbelastungender EEG-Umlage.
- *Aktionshypothese*: Eine Reform des atmenden Deckels in Richtung fixe Degressionsschritte (I 1 und 2) sowie eine Neudefinition des Inbetriebnahmebegriffs führt zu einer Minimierung volkswirtschaftlich nachteiliger Mehrbelastungender EEG-Umlage.

Die Interventionshypothesen 1 und 2 müssen in Kombination betrachtet werden; für sich betrachtet erscheint die erste plausibel zu sein, die zweite hingegen nicht – in der Wechselwirkung zueinander schränken sie sich ferner gegenseitig ein. Der im EEG 2012 bestehende atmende Deckel, der die Degression in halbjährigen Anpassungsschritten vollzog, hatte bei jeder großen Anpassungsschwelle erhebliche Vorzieheffekte zur Folge. Dies galt insbesondere für Zeiträume, in denen die zubauabhängige Degressionskomponente besonders groß war, weil auf einen sich bereits realisierten erhöhten Zubau reagiert wurde. Die monatlichen

fixen Degressionsschritte in Höhe von 0,15 ct/kWh verstetigen nun den Degressionspfad. Wenn einzelne Anpassungsschritte kleiner ausfallen, können Vorzieheffekte verhindert werden (Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 6). Fällt zudem die zubauabhängige Komponente weg und entwickelt sich der Vergütungspfad unabhängig von der Marktentwicklung, hat dies ebenfalls die Qualität, Anpassungsreaktionen seitens der Adressaten zu vermeiden. Jahresendralleys werden somit unwahrscheinlicher.[285] Auf diese Weise wird verhindert, dass zusätzliche PV-Zubaumengen noch die erhöhte EEG-Vergütung in Anspruch nehmen können, was die Mehrbelastung der EEG-Umlage minimiert.

Die tatsächliche Entwicklung des PV-Zubaus soll hier als Beleg für diese theoretischen Thesen dienen. Abbildung 79 vergleicht den monatlichen Zubau aus den Jahren 2009 bis 2013: bis in das Jahr 2011 hinein sind die Vorzieheffekte und Endralleys noch deutlich zu identifizieren, währenddessen der monatlicher Zubau der PV im Jahr 2013 gleichmäßig voranschreitet.

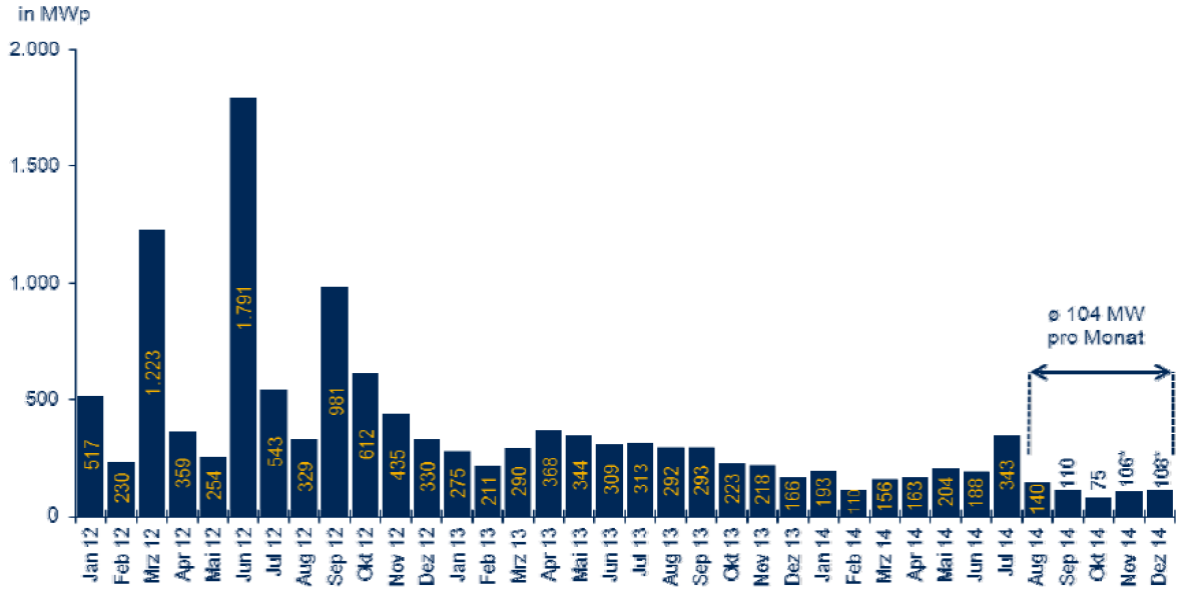
Abbildung 79: Monatliche Anlagenmeldungen von 2009 bis Oktober 2013



Quelle: ZSW u.a. 2014: 4

[285] Eine Modellierung dieses nicht implementierten Szenarios war im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Es soll hingegen die tatsächliche Entwicklung des PV-Zubaus auf Basis der Reform des atmenden Deckels herangezogen werden, um die Funktionalität einer auf monatlicher Degressionsschritten beruhenden Maßnahme zu belegen. Der reformierte atmende Deckel ist in dieser Eigenschaft der fixen Degression wesensverwandt.

Abbildung 80: Monatliche Meldedaten der Bundesnetzagentur 2012 bis 2014



Quelle: BSW 2015: 5

Die Abbildung 80 zeigt die Jahresverläufe 2012 bis 2014 im Detail. Es lässt sich spätestens ab dem November 2012 eine Verstetigung des PV-Zubaus bilanzieren. Gleichwohl stechen die Monate März und Juni 2012 durch einen besonders hohen Zubau hervor. Diese Ausschläge lassen sich als politischen Vorzieheffekt interpretieren, da die PV-Investoren auf die PV-Novelle reagieren und sich die Status quo-Vergütung sichern wollen. Dieses Anpassungsverhalten lässt sich nicht durch eine legislative Initiative verhindern, sondern wird gerade durch eine solche ausgelöst – insbesondere, wenn die Änderungen eine große Reichweite haben wie bei der PV-Novelle zu erwarten war.

Ferner sieht der Kabinettsbeschluss vor, den jährlichen Zubaukorridor kontinuierlich über die Zeit zu reduzieren.[286] Für 2012 und 2013 ist dabei noch der Erhalt des Zielkorridors von 2500 bis 3.500 MW angestrebt. Danach soll dieser jährlich um 400 MW reduziert werden, bis im Jahr 2017 ein Zubaukorridor von 900 bis 1.900 MW erreicht wird (BReg 2012: 57). Zwar hat die fixe Degressionsabsenkung den Marktbezug verloren, jedoch bleibt der Zubaukorridor Bezugspunkt für die kurzfristigen Anpassungen, die über die Verordnungsermächtigung der Bundesregierung vorgenommen werden sollen. Bewegt sich der Zubau oberhalb des definierten Korridors können die Vergütungssätze noch rapider sinken, als dies bereits vorgesehen ist. Dadurch ergibt sich eine Dynamik, dass langfristig orientierte Vorzieheffekte nicht auszuschließen sind. Da aufgrund der fixen Degressionsschritte das Vergütungsniveau zu einem Zeitpunkt X für Investoren transparent zu identifizieren ist, ist Anpassungsverhalten in einigen Marktsegmenten aus ökonomischen Erwägungen nicht auszuschließen. Darüber hinaus

[286] Für eine ausführliche Darstellung des PV-Förderrahmens und des atmenden Deckels siehe 4.2.6.3.

erreicht die Kumulation der jährlich definierten Ausbaumengen nicht das selbstgesetzte Ziel der Bundesregierung von 52 GW PV-Leistung, wie bei der Diskussion der Treffsicherheit dargestellt. Da ein Zubau außerhalb des EEG als unsicher zu gelten hat, muss die Plausibilität als gering eingeschätzt werden.

Die dritte Interventionshypothese ist plausibel. Zur Vermeidung von kurzfristigen Anpassungsverhalten der Regelungsadressaten mit der Folge von potenziellen Vorzieheffekten kann die Einengung des Inbetriebnahmebegriffs als flankierende Maßnahme angesehen werden. Damit werden die technischen Voraussetzungen für den Inbetriebnahmezeitpunkt einer PV-Anlage, an den die Vergütungszahlung gekoppelt ist, angehoben und eindeutiger definiert. Die bisherige Rechtslage im EEG 2012 legte als einzige Bedingung fest, dass ein PV-Modul Strom erzeugt – dafür musste es nicht an den letztendlichen Installationsort fest montiert sein. Dies verkürzte die Zeit zusätzlich, in denen PV-Anlagenbetreiber auf Änderungen im Regelungsrahmen reagieren konnten. Demgegenüber sieht der Kabinettsbeschluss zur PV-Novelle vor, den Begriff der technischen Inbetriebnahme neu über die feste Installation des Moduls an seinem bestimmungsmäßigen Ort, die Ausstattung mit einem Wechselrichter sowie die Produktion von Strom zu definieren (ebd.: 24). Dies trägt dazu bei, „Scheininbetriebnahmen von PV-Modulen auf dem Hinterhof“ (BDEW 2012a: 16) zu vermeiden.

Die Kausalhypothese ist ebenfalls plausibel. Die technischen Möglichkeiten und ökonomische Anreize durch den Rechtsrahmen führen zu Ausweichreaktionen der Regelungsadressaten, die dann wiederum zu Vorzieheffekten in Form von Endrallyes führen. Eine Vermeidung dieser Vorzieheffekte minimiert die Mehrbelastung der EEG-Umlage aufgrund der Minimierung zusätzlicher PV-Zubaumengen, die noch entgegen der Intention des Gesetzgebers die erhöhte Vergütung erhalten.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

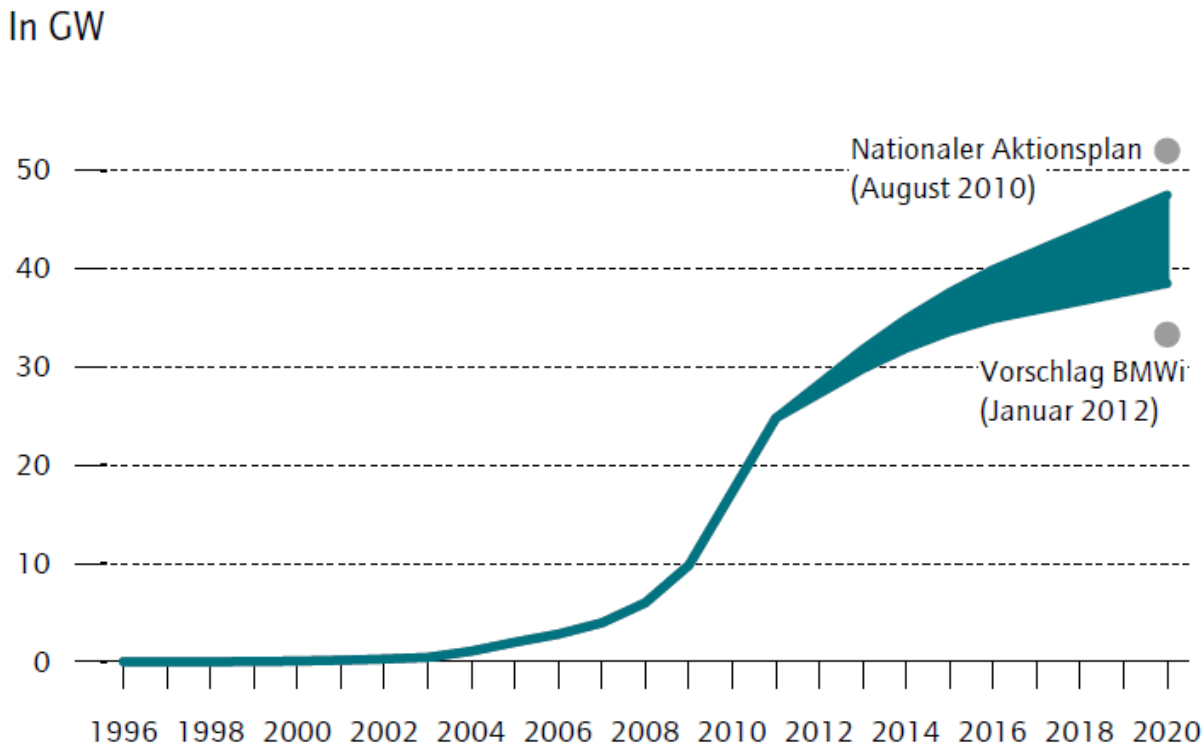
Die Bewertung fällt je nach Maßnahme ambivalent aus und soll hier von den positiven zu den negativen Aspekten dargestellt werden. Im Hinblick auf die entscheidungsrelevanten Bewertungskriterien für die dritte Interventionshypothese kann konstatiert werden, dass die Maßnahme über eine hohe *Treffsicherheit* verfügen. Dies liegt auch daran, dass das erforderliche *Steuerungswissen* ausreichend vorhanden ist. Der Sachverhalt stellt sich allerdings als relativ simpel dar, was bereits für die erste Interventionshypothese nicht mehr behauptet werden kann. Zwar ist die Treffsicherheit der Maßnahme noch immer in angemessener Form gegeben – Vorzieheffekte werden nachweislich abgestellt und ein gleichmäßiger Ausbau ermöglicht –, gleichwohl hat die fixe Degression eine Reihe von Nebenfolgen, wie oben bereits diskutiert. Wenn der atmende Deckel in seiner bestehenden Form modifiziert und auf eine monatliche Basis umgestellt wird, dann verspricht dieses Modell leistungsfähiger zu sein – solche

Vorschläge befanden sich zu dem damaligen Zeitpunkt auch in der Diskussion (Grau 2012; IE Leipzig u.a. 2011: 227f.) und wurden letztlich auch umgesetzt.

Als besonders problematisch muss die zweite Interventionshypothese bewertet werden, denn weder verfügt diese Maßnahme über eine besonders hohe *Treffsicherheit*, noch erscheint sie den eigenen politischen Zielvorgaben der Bundesregierung zu entsprechen. Zwar kommt der Maßnahme in Design-logischer Perspektive vor allem eine wichtige Funktion als Bemessungsgröße für die zusätzlich Vergütungshöhe steuernde Verordnungsermächtigung zu, womit jedoch mehr Unsicherheit einhergeht, als dass Planungssicherheit geschafft werden könnte, jedoch verbinden sich damit eine Reihe von – wenn nicht unintendierten so doch zumindest unerwünschten – Nebenfolgen. Zum einen erhöht sich durch ein Absinken des Zubaukorridors die Wahrscheinlichkeit, dass es zu zusätzlichen Vergütungsabsenkungen kommt, die die PV-Branche weiter überfordern. Wie dargestellt ist der antizipierte Vergütungspfad schon bei der Ausgestaltung der fixen Degression sehr herausfordernd und dürfte weit unterhalb der Lernkurve der PV verlaufen. Die Gefahr, dass der PV-Ausbau vollständig abgewürgt wird, ist damit konkret geworden. Zum anderen wird mit der Zubaukorridorplanung das selbst gesteckte und an die EU-Kommission gemeldete Ziel des Nationalen Aktionsplanes aus dem Jahr 2010 von 52 GW installierter PV-Leistung bis 2020 klar verfehlt, wie die folgende Abbildung verdeutlicht. Wird die obere Grenze des Zubaukorridors als Grundlage herangezogen ergeben sich lediglich ca. 48 GW installierte PV-Leistung.[287] Da nicht gesichert ist, wie hoch der Zubau von PV ohne Förderung mittel- bis langfristig ausfällt, muss die Effektivität und die Zielerreichung kritisch beurteilt werden.

[287] Der erste Reformaufschlag aus dem BMWi aus dem Januar 2012 sah noch eine deutlich stärkere Zurückführung des Ausbauziels vor – hier wurde als Zielgröße ein Ausbauwert von 33 GW definiert (photovoltaik 2012b).

Abbildung 81: Entwicklung der Gesamtleistung von PV-Anlagen gemäß des neudefinierten Zubaukorridors

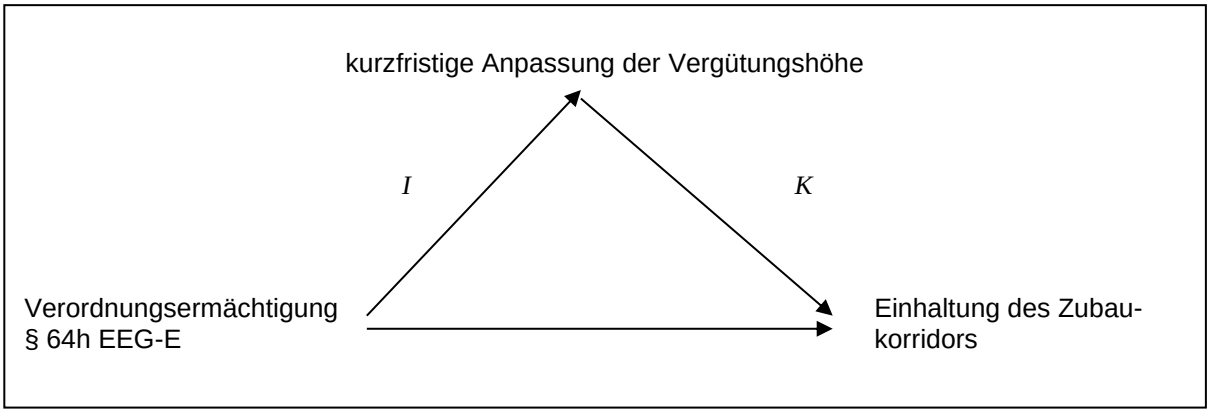


Quelle: Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 5

Ferner weist diese Maßnahme Mängel aus *Kosteneffizienz*-Perspektive auf, da der PV stets deren hohes Kostenniveau vorgehalten wird. Gerade aber dann den Zubau reduzieren zu wollen, wenn der Zubau wettbewerbsfähig wird, erscheint deshalb als nicht konsistent (Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 5).

5.2.5.2 Steuerungsteilkonzeption 3: Einhaltung des Zubaukorridors

Abbildung 82: Steuerungsteilkonzeption 3: Einhaltung des Zubaukorridors



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese*: Die Verordnungsermächtigung § 64h EEG-E ermöglicht der Bundesregierung eine kurzfristige Anpassung der Vergütungshöhe
- *Kausalhypothese*: Eine kurzfristige Anpassung der Vergütungshöhe führt zu einer Einhaltung des Zubaukorridors.
- *Aktionshypothese*: Die Verordnungsermächtigung § 64h EEG-E führt zu einer kurzfristigen Anpassung der Vergütungshöhe.

Die Interventionshypothese ist plausibel. Die neu eingeführte Verordnungsermächtigung § 64h EEG-E ermöglicht der Bundesregierung, die PV-Vergütung flexibel anzupassen. Dabei ist es möglich, sowohl die Vergütungshöhe direkt zu verändern als auch die monatliche Degression zu erhöhen, abzusenken oder ganz auszusetzen. Damit strebt die Bundesregierung ein Werkzeug an, die zubauabhängige Degressionskomponente des atmenden Deckels zu ersetzen und in ihren Möglichkeiten sogar noch auszubauen. Auch wenn die Verordnung eine Maßnahme der Exekutive ist und die Legislative den Einfluss auf die Vergütungsanpassungen verliert, vollzieht sich der Anpassungsprozess nicht willkürlich, sondern ist an eindeutig definierte Auslösetatbestände geknüpft. Die Bundesregierung kann erst tätig werden, sollte sich in drei aufeinander folgenden Kalendermonaten (rollierendes System) ein entsprechend höherer oder niedrigerer PV-Zubau aufs Jahr hochgerechnet als der definierte Zielkorridor einstellen. Anschließend kann innerhalb von drei Monaten eine Verordnung erlassen werden, die für maximal zwölf Monate gilt. Sobald der Auslösetatbestand, der sich nicht mit dem die Anpassung auslösenden Dreimonatszeitraum deckt, erneut erfüllt ist, kann die Verordnung modifiziert werden. Dennoch unterliegt der Erlass einer Verordnungsermächtigung politischem Ermessen. Die Anpassung der Vergütungshöhe beziehungsweise der fixen Degression ist abhängig von der Abweichung vom Zielkorridor sowie der Kostenentwicklung in den unterschiedlichen Marktsegmenten der PV (BReg 2012: 55f.). Damit wird eine situationsabhängige Feinjustierung der Vergütungssätze möglich, die prinzipiell dazu geeignet ist Überförderung und Mitnahmeeffekte zeitnah abzubauen. Mit dieser Maßnahme orientiert sich die Bundesregierung an einem Vorschlag aus dem wissenschaftlichen Begleitprozess zum EEG-Erfahrungsprozess 2011, in dem nicht nur die Reform des atmenden Deckels, sondern vor allem auch die Einführung einer kurzfristigen Handlungsoption empfohlen wird (IE Leipzig u.a. 2011: 304f.).

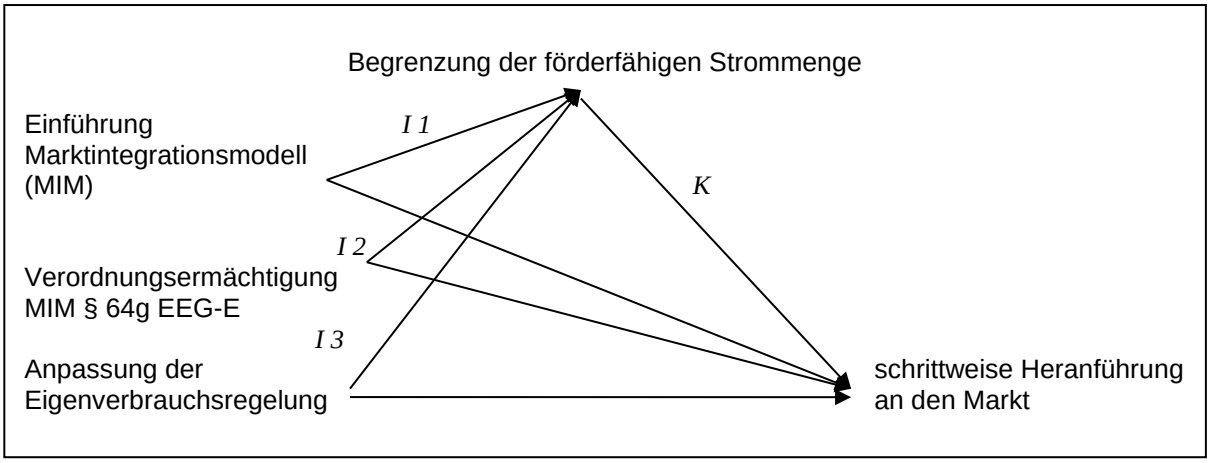
Die Kausalhypothese zeichnet sich ebenfalls durch Plausibilität aus. Da die Motivation für den überwältigen Großteil der PV-Anlagenbetreiber die Rentabilität ihrer Investition ist, die maßgeblich durch die Vergütungssätze determiniert wird, existiert ein klarer Zusammenhang zwischen Höhe der Vergütung vor dem Hintergrund entsprechender PV-Marktpreise sowie der Zubaumenge und somit der Einhaltung des Zielkorridors.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die *Treffsicherheit* der Maßnahme kann im Hinblick auf deren intendierte Zieldimension positiv bewertet werden: nicht nur entsteht durch die Verordnungsermächtigung eine zusätzliche Option in die Vergütungshöhe einzugreifen und flexibel auf die Marktdynamik der PV zu reagieren, sondern vor allem stellt sich dabei eine Zeitersparnis ein, weil das parlamentarische Verfahren entfällt. Demgegenüber ergibt sich durch die entstehende Unsicherheit von Vergütungsabsenkungen in nicht bekannter Höhe eine höhere Wahrscheinlichkeit von steigenden Kapitalkosten, was unter *Kosteneffizienz*gesichtspunkten kritisch zu bewerten ist. Höhere Risikozuschläge verteuern den Ausbau der PV unnötig (Fraunhofer ISI u.a. 2011: 190f.).
Das Kriterium der *dynamischen Effizienz* wird ebenfalls auf eine besondere Weise durch diese Intervention gefordert. Wie bereits diskutiert ist die Anforderung nach kontinuierlichen Kostensenkungen für die PV-Branche eine langfristig große Herausforderung, die durch den ambitioniert geführten Degressionspfad im Kabinettsbeschluss in eine Überforderung umschlagen kann. Die Verordnungsermächtigung verschärft diese Situation nun zusätzlich, da nicht antizipierbare Vergütungsabsenkungen wahrscheinlich werden, die den Degressionspfad noch steiler verlaufen lassen.

5.2.6 Marktintegration und Eigenverbrauch: Steuerungsteilkonzeption 4

Abbildung 83: Steuerungsteilkonzeption 4: Marktintegrationsmodell und Eigenverbrauch



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Einführung eines Marktintegrationsmodells führt zu einer Begrenzung der förderfähigen Strommenge.
- *Interventionshypothese 2*: Die Verordnungsermächtigung § 64g EEG-E ermöglicht der Bundesregierung die Begrenzung der förderfähigen Strommenge.
- *Interventionshypothese 3*: Eine Anpassung der Eigenverbrauchsregelung führt zu einer Begrenzung der förderfähigen Strommenge.
- *Kausalhypothese*: Eine Begrenzung der förderfähigen Strommenge führt zu einer schrittweisen Heranführung der PV an den Markt.

- *Aktionshypothese*: Die Einführung des Marktintegrationsmodells in Kombination mit der Verordnungsermächtigung § 64g EEG-E und der Anpassung der Eigenverbrauchsregelung führt zu einer schrittweisen Heranführung der PV an den Markt.

Die Interventionshypothesen eins und zwei sind erneut im Verbund zu betrachten, da sich die Verordnungsermächtigung § 64g EEG-E direkt auf das Marktintegrationsmodell bezieht und dessen Wirkung verstärkt. Die Plausibilität dieser Interventionen ist jedoch nur gering ausgeprägt. Das Marktintegrationsmodell definiert einen ungeförderten Prozentsatz der jährlich erzeugten Strommenge einer PV-Anlage, der daraufhin entweder selbst am Anlagenstandort oder in unmittelbarere räumlicher Nähe verbraucht, in nachfrageorientierte Direktvermarktungsangebote übertragen oder bei einem reduzierten Vergütungssatz (Marktwert Solar)[288] den ÜNB angedient werden kann.[289] Für Anlagen mit einer Leistung bis 10 kW wird die förderfähige Strommenge auf 85 Prozent der tatsächlich erzeugten Strommenge festgelegt, für Anlagen über 10 kW auf 90 Prozent. Die gestuften Prozentsätze ergeben sich aus dem Kalkül, dass Anlagenbetreiber über unterschiedliche Lastprofile und somit variierende Möglichkeiten zum Eigenverbrauch besitzen. Das Marktintegrationsmodell wirkt sich dabei auch auf Anlagen aus, die sich in der Marktprämie befinden und ist ferner nicht mit dem Grünstromprivileg kompatibel. Der Marktwert Solar, definiert als der tatsächliche Monatsmittelwert des Marktwertes für Strom aus solarer Strahlungsenergie, ist in diesen Fällen ebenfalls heranzuziehen (BReg 2012: 42ff.).

Je nach Anlagenkategorie ergeben sich unterschiedliche Optionen auf das Marktintegrationsmodell zu reagieren. Betreiber kleiner PV-Anlagen auf Ein- oder Mehrfamilienhäuser sind in der Lage, den vorgeschriebenen Anteil an der erzeugten Strommenge selbst zu verbrauchen. Im Gegensatz dazu können sie keine Direktvermarktungsoptionen realisieren, weil die zur Verfügung stehende Strommenge vor dem Hintergrund hoher Fixkosten bei der Handelsinfrastruktur zu gering ist. Demgegenüber sind große Anlagen – vor allem Freiflächenanlagen – für die Direktvermarktung geeignet, können in den meisten Fällen jedoch nicht den geforderten Anteil durch Eigenverbrauch realisieren. Dieser Zusammenhang ist standortabhängig begründet, weil kleine PV-Anlagen lastnah errichtet werden, währenddessen große Anlagen aufgrund ihres Flächenverbrauchs charakteristisch lastfern installiert sind. Damit lässt sich bereits festhalten, dass das Marktintegrationsmodell für Anlagen bis 30 kW installierter Leistung keine Wirkung entfalten wird, da der Eigenverbrauchsanteil in der Regel problemlos umgesetzt werden kann. Für Anlagengrößen von mehr als 100 kW kann das nicht pauschal beurteilt werden, wobei in vielen Fällen 10 Prozent Eigenverbrauch abgedeckt werden können sollten (ZSW u.a.

[288] Der Marktwert Solar unterliegt dabei den Schwankungen am Großhandelsmarkt. Anfang 2013 lag der tatsächliche Monatsmittelwert noch bei 4,8 ct/kWh, im Juni ist dieser auf rund 2,8 ct/kWh gefallen, während der Marktwert Solar im September auf 4,4 ct/kWh erneut angestiegen ist (ZSW u.a. 2014: 25).

[289] Der Kabinettsbeschluss sieht vor, den Anlagenbetreibern und den Netzbetreibern eine Übergangsfrist einzuräumen, sodass das Marktintegrationsmodell erst zum 1. Januar 2013 Anwendung finden soll (BReg 2012: 43).

2014: 21f.). Wird die Wirtschaftlichkeit aufgrund der hohen Degressionsraten zusätzlich herangezogen, waren sich Branchenvertreter im Jahr 2012 einig, dass der Trend im Verkaufsdesign auf kleinere PV-Anlagen einschwenken wird (Zitzler 2013a: 80). Anlagen zwischen 30 und 100 kW, die sich typischerweise auf Gewerbeflächen wiederfinden, kann Eigenverbrauch nach den jeweiligen Lastprofilen eine wirtschaftliche Option darstellen, was wiederum jedoch von den Strombezugskosten abhängig ist, die je nach Strommenge differieren können.[290] Dennoch waren im Hinblick auf die starken Einzelfallspezifikationen PV-Branchenvertreter skeptisch, dass in den mittleren und größeren Segmenten ausreichend Eigenverbrauchsoptionen oder Direktvermarktungsmöglichkeiten vorhanden sind, sodass in der Konsequenz diese Marktsegmente auf den Marktwert Solar angewiesen sind – was die Vergütungssituation entsprechend verschlechtert (ebd.). In Summe ist davon auszugehen, dass die meisten Anlagen-Klassen geringe bis relevante Eigenverbrauchsanteile realisieren, sodass die Regulierung ins Leere läuft.

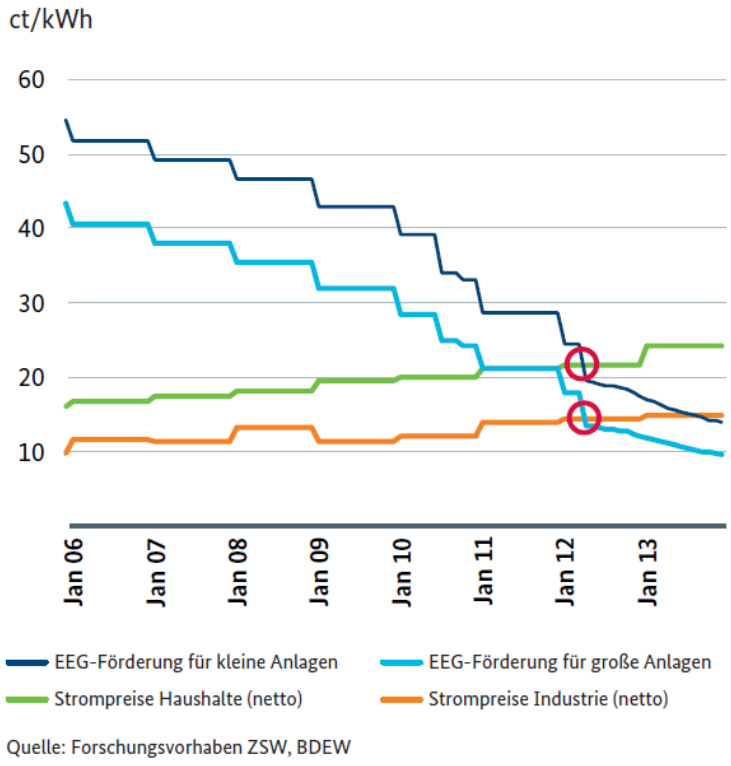
Die Verordnungsermächtigung § 64g EEG-E regelt einerseits, dass höhere oder niedrigere Prozentsätze der begrenzten förderfähigen Strommenge festgesetzt werden können sowie andererseits, dass das Marktintegrationsmodell auch auf andere Energieträger ausgeweitet werden kann. Mit der Verordnungsermächtigung soll somit ein Nachsteuern möglich werden, sobald die entsprechenden Erfahrungen mit der Maßnahme vorliegen, um eventuelle unintendierte Effekte entgegenzuwirken. Währenddessen stellt sich eine Ausweitung des Modells auf andere Energieträger als problematisch insofern dar, als dass für Wind- und Biomasseanlagen kaum Eigenverbrauchsoptionen bestehen und sich die Wirkung deshalb an der auf Freiflächenanlagen annähert (BReg 2012: 54f.).

Die dritte Interventionshypothese zeichnet sich durch ein hohes Maß an Plausibilität aus. Die bis dato bestehende Eigenverbrauchsförderung wird vollständig durch das Marktintegrationsmodell ersetzt (Bardt u.a. 2014: 85). Mit dem Erreichen der Netzparität[291] ist eine spezifische Förderung des Eigenverbrauchs nicht mehr notwendig, weil ein ausreichender ökonomischer Anreiz bereits besteht. Prognosen aus dem Jahr 2011 taxierten den Paritätszeitpunkt auf die Jahre 2013/14 (Bost/ Hirschel/ Aretz 2011: 61), stattdessen wurde die Netzparität allerdings in Deutschland bereits im Jahr 2012 erreicht.

[290] Das BMU führt an, dass PV-Anlagen auf Lebensmittel- und Baumärkten schon weitestgehend förderunabhängig sind, da hier Eigenverbrauchsquoten von 90 Prozent realisiert werden können (BMU 2012: 2).

[291] Formal richtig ist es, von einer unechten Netzparität zu sprechen, die den Zeitpunkt der Äquivalenz von Strombezugskosten und Stromgestehungskosten der PV angibt (Bost/ Hirschel/ Aretz 2011: 57f.). Von echter Netzparität ist dann zu sprechen, wenn die PV ohne Förderung wettbewerbsfähig ist (IE Leipzig u.a. 2011: 190f.).

Abbildung 84: Ermittlung des Zeitpunktes der Netzparität



Quelle: BMWi 2015e: 3

Je stärker die Kosten für Erzeugungsanlagen sinken und die Endverbraucherpreise steigen, umso attraktiver wird der Eigenverbrauch von PV-erzeugten Strom, weshalb ein Trend zu steigenden eigenverbrauchten PV-Strommengen trotz Abschaffung der separaten Förderung zu bilanzieren ist (ZSW u.a. 2014: 113f.; Bardt u.a. 2014: 84f.). Zudem ist eine maßgebliche Voraussetzung für den ökonomischen Anreiz des Eigenverbrauchs, dass der Letztverbraucher, insofern er personenidentisch mit dem Anlagenbetreiber ist und den eigenverbrauchten Strom nicht durch ein öffentliches Netz leitet beziehungsweise im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang selbst verbraucht, von der Zahlung von Umlagen und Abgaben befreit ist – was auch für die EEG-Umlage gilt (Moench u.a. 2013: 7f.).

Im Ein- und Zweifamilienhaussegment lassen sich bis 2020 Projektrenditen von 4 bis 16 Prozent mit PV-Eigenversorgung realisieren. Prognosen weisen die Höhe der potenziellen Renditen für die folgenden Jahre sogar noch höher aus. Auch werden Speichersysteme zunehmend wirtschaftlich; dennoch ist das gesamte PV-Eigenversorgungspotenzial in diesem Marktsegment begrenzt. Insgesamt – würden das vollständige vorhandene Potenzial realisiert werden – könnte so maximal 16 Prozent des Stromverbrauchs der privaten Haushalte gedeckt werden (Agora Energiewende 2016b: 17ff.).[292]

[292] Für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) zeigt die Studie, dass die Eigenversorgungs-Potenziale sogar noch geringer sind. Der untersuchte Ausschnitt der Landwirtschaft sowie Lebensmittelhandel ist nur in der Lage, 3 Prozent des gesamten Stromverbrauchs des GHD-Sektors beizusteuern (Agora Energiewende 2016b: 31ff.).

Die Kausalhypothese ist nur eingeschränkt plausibel. Die Annahme hinter dem Marktintegrationsmodell ist, dass die geförderten Strommengen einer PV-Anlage für die notwendige Investitionssicherheit sorgt und der Anteil der begrenzten förderfähigen Strommenge einen Anreiz setzt, innovative Vermarktungsstrategien zu entwickeln. Die PV-Anlagenbetreiber sollen so angehalten werden, Wege zu finden, durch Eigenverbrauchs- oder Direktvermarktungskonzepte höhere Erlöse zu erwirtschaften als die ÜNB. „Damit werden die Anlagenbetreiber an den Markt herangeführt, und es wird auf das Potenzial der breiten Masse von Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber für kreative Vermarktungskonzepte zurückgegriffen“ (BReg 2012: 54). Zwar ist es richtig, dass Anlagenbetreiber Erfahrungen mit neuen Vermarktungskonzepten sammeln können und somit eine Heranführung an den Markt stattfindet – schließlich ist als Kontrast die feste Einspeisevergütung zu sehen. Dennoch ergeben sich vor allem zwei Probleme: erstens ist die begrenzte förderfähige Strommenge viel zu gering, um neue Vermarktungskonzepte zu erproben. Für viele Marktsegmente, die nicht diesen Anteil über Eigenverbrauch realisieren können, stellen Fixkosten der Handelsinfrastruktur eine wirtschaftliche Hürde dar. Zweitens existieren im EEG bereits Regelungen zur Marktintegration, die durch die Konkurrenz des Marktintegrationsmodells an Effektivität verlieren, was insbesondere für das Grünstromprivileg gilt – aber auch die Marktprämie ist davon betroffen. Vor dem Hintergrund, dass die Marktprämie im Bereich der PV nur langsam angenommen wird und sich noch keine breite Marktdurchdringung eingestellt hat, ist dies durchaus als problematisch zu bewerten.[293]

Doch das wohl gewichtigste Argument, das die Plausibilität der Kausalhypothese in Frage stellt, ist indes, dass es sich bei dem Marktintegrationsmodell nicht um Marktintegration im engeren Sinne handelt. Weder wird durch die Regelung eine zeitlich aufeinander abgestimmte Ausbalancierung von Angebot und Nachfrage im Strommarkt erreicht (Diekmann/ Kemfert/ Neuhoff 2012: 7) noch wird dem produce-and-forget-Prinzip entgegengewirkt, was vor allem für die Vermarktung des ungeförderten Anteils über den Marktwert Solar gilt (Solarpraxis 2012: 4f.; Clean Energy Sourcing 2012: 1). Darüber hinaus wird durch Eigenverbrauch oder den Bezug des Marktwerts Solar nicht die Bilanzkreisverantwortung des Anlagenbetreibers gestärkt; vielmehr besteht noch immer ein Back-up, in welches diese sich bei Bedarf zurückfallen lassen können (BDEW 2012a: 7).

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Für das Bewertungskriterium der Treffsicherheit muss ein geringer Erfüllungsgrad konstatiert werden. Wie bereits dargelegt wird keine echte Marktintegrationswirkung erreicht. Doch

[293] Bis Mai 2012 waren lediglich 456 MW, was weniger als 2 Prozent entsprach, in diese Vermarktungsform gewechselt (Fraunhofer ISI 2012: 3), im Juli stieg dieser Wert auf 4,3 Prozent (IKEM u.a. 2012: 2). Ferner sind es vor allem große Anlagen, die in die Direktvermarktungsform wechseln, währenddessen kleine und mittlere Anlagen bis 100 kW, die den Großteil des Zubaus der PV in der Vergangenheit ausmachten, auch im Jahr 2014 nur zu 3 Prozent in der Marktprämie (IKEM u.a. 2014: 6f.).

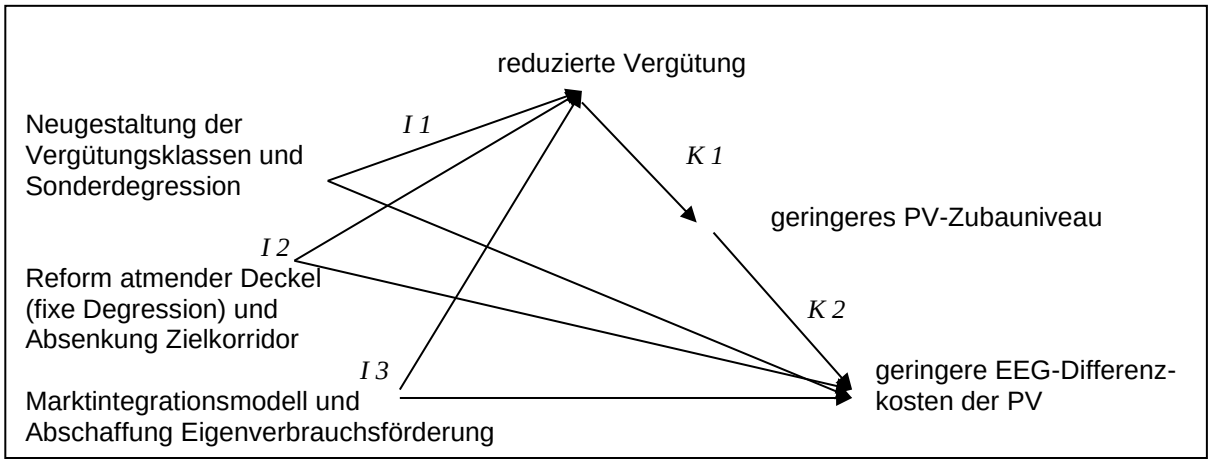
zudem hat das Modell kaum Auswirkungen auf die zubaustarken Segmente der PV. Bei dem aktuellen Strompreisniveau besteht bereits für Haushalt- und Gewerbekunden ein finanzieller Anreiz Eigenverbrauch zu nutzen. Lediglich für die Industrie, die sich durch ein geringeres Strompreisbezugsniveau auszeichnet, kann ein zusätzlicher Anreiz zum Eigenverbrauch entstehen. Aufgrund der Ausgestaltung des Marktintegrationsmodells werden ferner Freiflächenanlagen zunehmend unwirtschaftlich, sodass der Trend zu eher Eigenverbrauch orientierten Anlagen weist (ZSW u.a. 2014: 115). Für kleine und (zum Teil) für mittlere Anlagengrößen handelt es sich demnach lediglich um symbolische Regulierung, während große Anlagen zu den Verlierern der Maßnahme zählen. Dies lässt sich gleichwohl als intendierte Nebenfolge charakterisieren, da eine zusätzliche räumliche Steuerungswirkung erzielt wird und die Beschränkung auf 10 MW maximale Förderfähigkeit ergänzt. Durch die Umsetzung des Marktintegrationsmodells entstehen jedoch weitere Nebenfolgen, die unter Kosteneffizienzgesichtspunkten kritisch zu bewerten sind, da den Betreibern zusätzliche Kosten durch die Beschaffung von geeigneten Zählern zur Bilanzierung des Anteils förderfähigen Stroms entstehen (BEE 2012Ab: 3; Solarpraxis 2012: 4). Ferner verstärkt die Orientierung zum Eigenverbrauch die negativen energiewirtschaftlichen Effekte. Dazu gehören vor allem Umverteilungseffekte, da selbst verbrauchter Strom von Abgaben und Umlagen befreit ist. Die so auflaufenden Fehlbeträge werden auf die restlichen Letztverbraucher umgelegt. Des Weiteren entstehen auch den Netzbetreibern und den Stromversorgern Mehrbelastungen, da der Eigenverbrauch die Lastprofile als unkalkulierbare Störgröße verzerrt. Die daraus resultierenden Prognosefehler bewirken je nach Art des Lastprofils zusätzliche Risiken […] durch eine Erhöhung des Ausgleichsenergiebedarfs“ (BDEW 2012a: 4). Es gilt anzumerken, dass – wie erläutert – auch ohne das Marktintegrationsmodell Eigenverbrauch zunehmen wird und sich diese Effekte faktisch unabhängig davon einstellen werden. Gleichwohl zieht die Bilanzierung der nicht vergütungsfähigen Strommenge einen zusätzlichen Aufwand für die Netzbetreiber nach sich.

Darüber hinaus wird durch die Regelung in Konkurrenz mit bestehenden Maßnahmen zur Marktintegration getreten, wie die Marktprämie und das Grünstromprivileg, weshalb von einer eingeschränkten Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft auszugehen ist.

Als Zwischenfazit lässt sich ziehen, dass die Bundesregierung wohl vor allem mit einer weiteren intendierten Nebenwirkung kalkuliert hat: der weiteren Vergütungsdegression für Anlagen, die sich durch den 10- bis 15-prozentigen Anteil der unvergüteten Strommenge ergibt. Branchenvertreter sprachen auch von einer Vergütungskürzung durch die Hintertür (BEE 2012b: 3; BSW 2012b: 2).

5.2.7 Übergreifende Kostendiskussion: Steuerungsteilkonzeption 5

Abbildung 85: Auswirkungen auf die EEG-Differenzkosten der PV



Quelle: eigene Darstellung

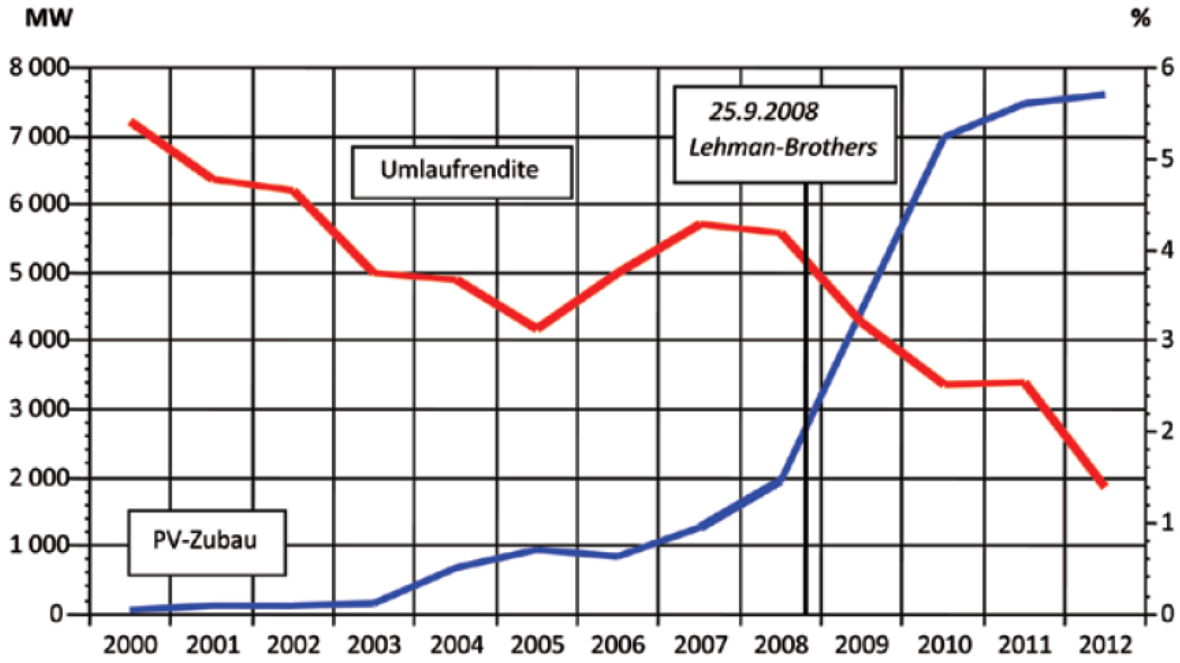
- *Interventionshypothese 1*: Eine Neugestaltung der Vergütungsklassen in Kombination mit einer einmaligen Sonderdegression führt zu einer reduzierten Vergütung.
- *Interventionshypothese 2*: Eine Reform des atmenden Deckels auf fixe monatliche Degressionsschritte in Kombination mit einer Absenkung des Zielkorridors führt zu einer reduzierten Vergütung.
- *Interventionshypothese 3*: Die Einführung des Marktintegrationsmodells in Kombination mit der Abschaffung einer separaten Eigenverbrauchsförderung führt zu einer reduzierten Vergütung.
- *Kausalhypothese 1*: Eine reduzierte Vergütung führt zu einem geringeren PV-Zubauniveau.
- *Kausalhypothese 2*: Ein geringeres PV-Zubauniveau führt zu geringeren EEG-Differenzkosten der PV.
- *Aktionshypothese*: Die aufgeführten Maßnahmen der Interventionshypothese 1 bis 3 führen zu geringeren EEG-Differenzkosten der PV.

Die Plausibilität der Interventionshypothesen 1 bis 3 wurde in den vorangegangenen Steuerungsteilkonzeptionen beleuchtet. Die Maßnahmen greifen jedoch auf ein übergeordnetes Ziel ineinander, sodass sich eine Steuerungskaskade ergibt. Das übergeordnete Ziel der PV-Novelle ist die Reduktion der EEG-Differenzkosten der PV, weil die politische Diskussion von der Argumentation rund um die Bezahlbarkeit dominiert wurde.

Die erste Kausalhypothese ist plausibel, auch wenn die Vergütungshöhe nicht der einzige Faktor ist, der das Zubauniveau bestimmt. In den bisherigen Ausführungen ist bereits auf die PV-Systempreisentwicklung detailliert eingegangen worden. Des Weiteren ist ein den PV-Ausbau begünstigender Faktor das niedrige Zinsniveau, das sich als Reaktion der Zentralbanken auf die Finanz- und Wirtschaftskrise der Jahre 2008 bis 2011 eingestellt hat (Kübler 2013: 30). Zum einen hat dies einen günstigen Fremdkapitalbezug zur Folge, zum anderen sind die

Renditeerwartungen in alternative Investitionen im Verhältnis niedrig. Das niedrige Zinsniveau ist sogar noch weiter gefallen und hat im Jahr 2013 die Leitzins-Marke von 1 Prozent unterschritten; bewegt sich sogar mit einem Leitzins von 0,0 Prozent im Jahr 2016 auf historisch niedrigem Niveau (Deutsche Bundesbank 2016). Den Zusammenhang zwischen Zinsentwicklung und PV-Zubau zeigt die nachfolgende Abbildung.

Abbildung 86: Ausbau der PV in Deutschland und Zinsentwicklung

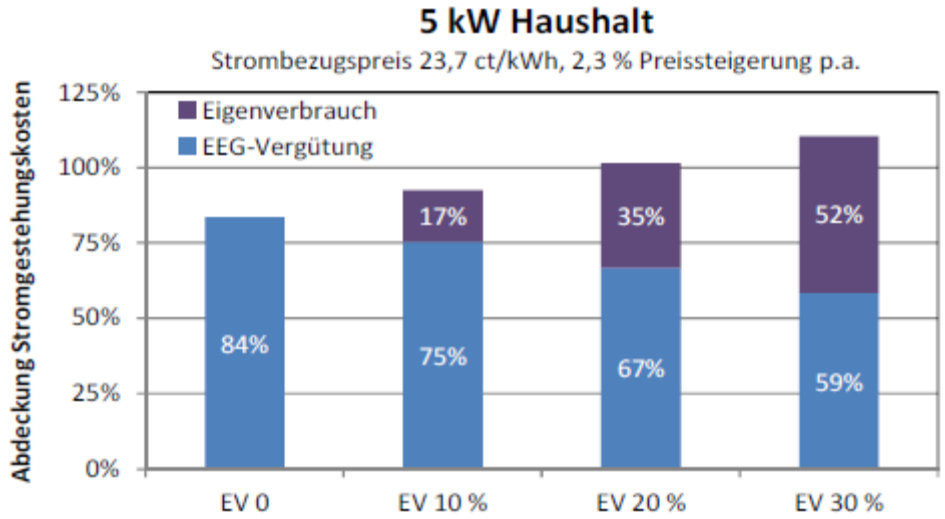


Quelle: Kübler 2013: 30

In Wirtschaftlichkeits-Modellrechnungen für PV-Anlagen, die im Dezember 2013 ans Netz gehen, schlägt sich dies nieder: der kalkulatorische Mischzins, der sich aus der Kombination von Eigenkapital- und Fremdkapitalverzinsung ergibt, bewegt sich in der Spanne von 4,3 bis 4,4 Prozent für die unterschiedlichen PV-Marktsegmente und drückt sich in Form der Renditeerwartung der Investoren in den Stromgestehungskosten aus. Für die Modellfälle einer 5 kW-, 30 kW-, 500 kW-Aufdachanlage sowie einer 5 MW-Freiflächenanlage zeigt sich zu dem Zeitpunkt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen alleine auf Basis der Vergütungssätze nicht mehr gegeben ist (ZSW u.a. 2014: 24f.). Für den Modellfall des Einfamilienhauses (5 kW) ist eine Eigenverbrauchsquote von mindestens 20 Prozent erforderlich, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu garantieren. Damit wird zusätzlich deutlich, dass das Marktintegrationsmodell keine relevante Auswirkung auf dieses Marktsegment hat.[294]

[294] Es muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die letztendlich verabschiedete PV-Novelle Anlagen bis 10 kW von dem Marktintegrationsmodell ausnimmt.

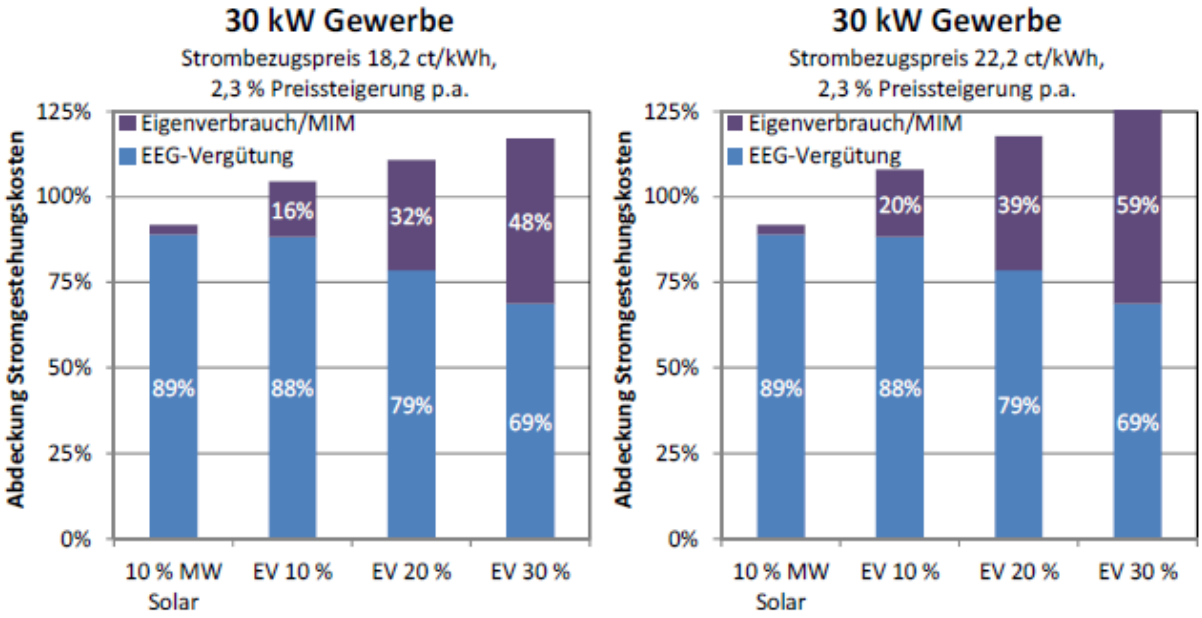
Abbildung 87: Wirtschaftlichkeit einer 5 kW-Neuanlage (Haushalt) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch (Inbetriebnahmezeitpunkt Dezember 2013)



Quelle: ZSW u.a. 2014: 26

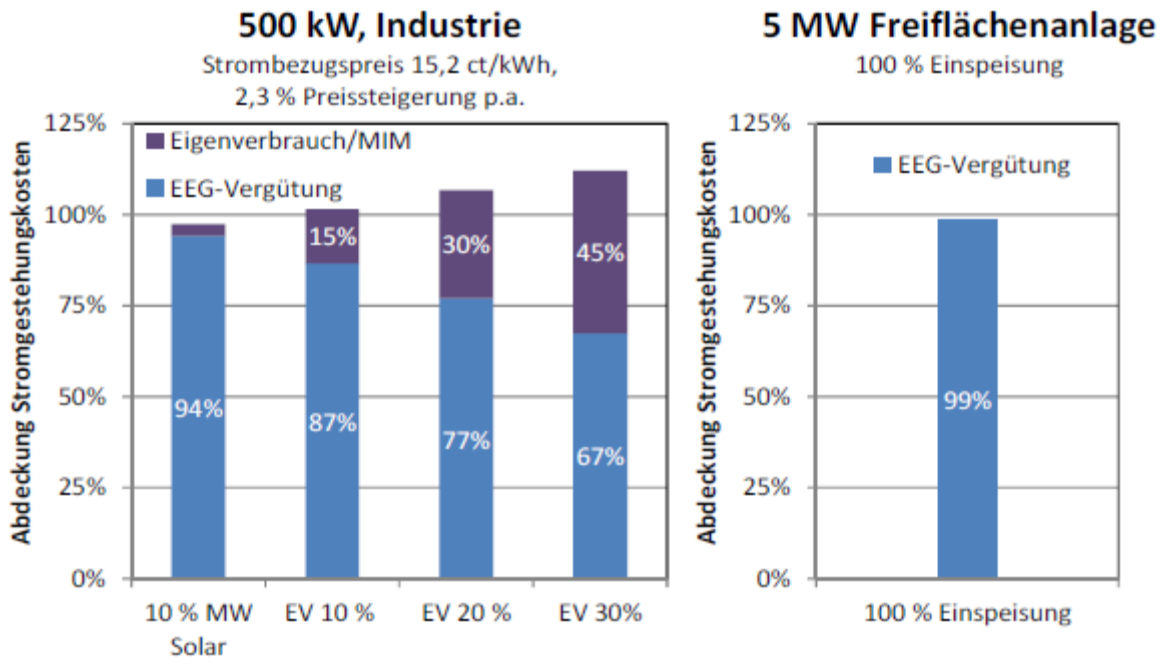
Für die Modellfälle, die die Situation im Gewerbe spiegeln, kann konstatiert werden, dass steigende Eigenverbrauchsanteile die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs massiv steigern. Ein Anteil von 10 Prozent Eigenverbrauch ist jedoch auch hier zwingend erforderlich; hingegen ist der Marktwert Solar keine wirtschaftlich darstellbare Option.

Abbildung 88: Wirtschaftlichkeit einer 30 kW-Neuanlage (Gewerbe) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis (Inbetriebnahmezeitpunkt Dezember 2013)



Quelle: ZSW u.a. 2014: 27

Abbildung 89: Wirtschaftlichkeit einer 500 kW-Neuanlage (Industrie) in Abhängigkeit vom Eigenverbrauch und Strombezugspreis sowie einer neuen 5 MW-Freiflächenanlage



Quelle: ZSW u.a. 2014: 27

Für den Industrie-Modellfall stellt sich die wirtschaftliche Situation vergleichbar dar. Demgegenüber zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit einer 5 MW-Freiflächenanlage nicht mehr gegeben ist. Bleibt die Marktlage für Freiflächenanlagen bestehen – weiter sinkende Vergütungssätze bei lediglich moderat fallenden Modulpreisen –, ist von einem Zusammenbruch des Marktsegmentes auszugehen (ZSW u.a. 2014: 28).

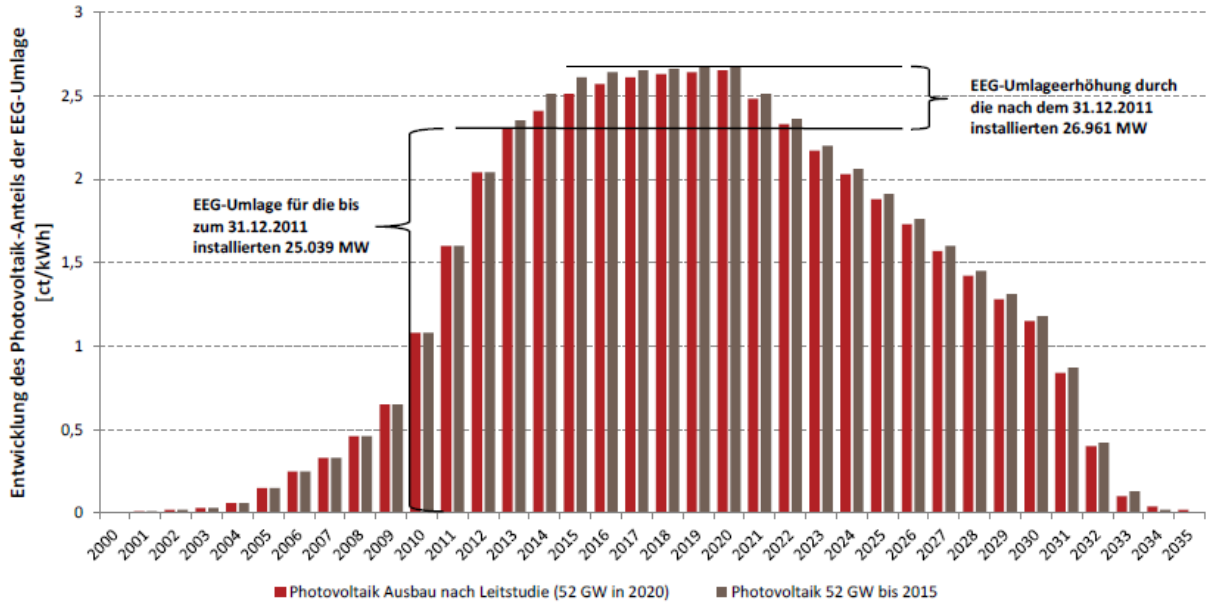
Doch obwohl die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen im Segment der Industrie und des Gewerbes als gegeben anzusehen ist, konnte beobachtet werden, dass diese Marktsegmente im Jahr 2013 an Volumen verloren haben. Dies wird vor allem mit Unsicherheiten über die zukünftige Strompreisentwicklung und die Diskussion um die Beteiligung des selbst verbrauchten Stroms an der Abgaben- und Umlagenlast des Stromsystems erklärt. Ferner stellen die Eigentumsverhältnisse im Bereich des Gewerbes juristische Hürden dar (ebd.: 27ff.). Insgesamt können die Wirkungen der PV-Novelle eindeutig als den Zubau reduzierend bewertet werden. Interessant ist, dass noch im Sommer 2012 – als die Auswirkungen der Novelle noch nicht klar zu überblicken waren – sowohl PV-Branchenvertreter als auch Vertreter der föderalen Ministerialbürokratie davon ausgegangen waren, dass sich der Zubau zwar verringert und nicht erneut die Marke von 7 GW pro Jahr überschritten wird. Gleichwohl wurde erwartet, dass sich das Zubauniveau um 5 GW pro Jahr einpendelt (Zitzler 2013a: 72). Die tatsächliche Entwicklung zeigt nun, dass es der PV-Novelle sehr wohl gelungen ist, den Zubau zurück in den Zielkorridor zu führen. Durch die Vergütungsreduzierung ist nicht nur ein Ausbau von 3,3 GW im Jahr 2013 realisiert worden, sondern auch die PV neben der Onshore-Wind zu der kostengünstigsten erneuerbaren Stromerzeugungsform geworden – die Freiflächenvergütung sank

im Oktober 2013 erstmals unter 10 ct/kWh (Löschel u.a. 2014: 82). Dementsprechend ging das Freiflächensegment von 2,9 GW installierter Leistung in 2012 auf lediglich 1 GW im Jahr 2013 zurück, aber auch das mittlere Anlagensegment brach deutlich ein. Im Jahr 2014 ging der Zubau weiter zurück, sodass sich der Ausbau mit 1,9 GW außerhalb der unteren Grenze des Zielkorridors bewegte. Für 2015 wurden dann lediglich noch 1,4 GW PV-Leistung neu installiert (BNetzA 2016: 3). In der Konsequenz wurde zwar ein kurzfristiger Erfolg erreicht, als der PV-Ausbau in den Zielkorridor zurückgeführt wurde. Doch bereits mittelfristig wurde dieser in die andere Richtung unterschritten – nicht nur ein klares Anzeichen für ein Übersteuern, sondern auch problematisch im Hinblick auf die selbst gesteckten politischen Ziele, ein PV-Ausbauniveau von 52 GW bis 2020 zu realisieren.

Die zweite Kausalhypothese ist unter Einschränkungen plausibel. Zwar ist es richtig, dass das Vergütungsniveau und der jährliche Zubau maßgeblich die EEG-Differenzkosten als Faktoren bestimmen – wobei einschränkend angemerkt werden muss, dass auch die Wetterbedingungen eine entscheidende Rolle für die Menge jährlich erzeugten PV-Stroms eine Rolle spielen. Indes zeigen Berechnungen, dass der größte Teil der PV-Vergütungszahlungen bereits determiniert ist und auf die Bestandsanlagen aus den Jahren bis einschließlich 2012 entfallen. Werden die 52 GW installierte PV-Leistung aus dem nationalen Aktionsplan als Zielgröße bis 2020 zugrunde gelegt, so sind nur noch rund 10 Prozent der noch anfallenden Kosten durch regulatorische Eingriffe in den Förderrahmen beeinflussbar (Loreck u.a. 2013: 25). Dennoch zeigen Prognosen, dass dieser – beschränkte – regulatorische Handlungsspielraum durch die PV-Novelle genutzt wurde.[295] Im Jahr 2013 belief sich der photovoltaikspezifische Teil der EEG-Umlage auf 2,3 ct/kWh. Je nach Ausbautempo und Erreichen der 52 GW installierter Leistung der PV steigt dieser Wert auf 2,65 ct/kWh in 2020 an (Szenario 1). Vollzieht sich demgegenüber der Zubau schneller und werden die 52 GW bereits 2015 erreicht steigt dieser Anteil auf maximal 2,67 ct/kWh (Szenario 2). Dementsprechend ergibt sich eine Entwicklung der EEG-Differenzkostensumme der PV, die wie folgt beschrieben werden kann: von 2008 bis 2011 steig diese sprunghaft von 1,9 Mrd. auf 6,4 Mrd. Euro an, im Jahr 2012 entfielen bereits 8 Mrd. Euro auf die PV. Erst danach flacht sich die Zunahme deutlich ab, im Szenario 1 steigt die Summe auf maximal 9,3 Mrd. Euro – in Szenario 2 auf maximal 9,6 Mrd. Euro (Löschel u.a. 2012: 50f.).

[295] Auch an dieser Stelle sei noch einmal der Hinweis gegeben, dass sich die Berechnungen der Expertenkommission zum Monitoringprozess der Energiewende nicht auf den Kabinettsbeschluss beziehen, sondern ihre Basis in dem entschärften Kompromiss haben. Sowohl der Degressionspfad als auch die Ausgestaltung des Marktintegrationsmodells, so wie sie im Kabinettsbeschluss vorgesehen sind, senken das Vergütungsniveau deutlich stärker ab als die Regelungen der tatsächlich verabschiedeten PV-Novelle. Die hier angeführten Zahlen können demnach als Wirkungsabschätzung gelten, gleichwohl geben sie dabei den oberen Wert der sich einstellenden Differenzkosten an.

Abbildung 90: Anteil der PV an der EEG-Umlage beim Erreichen von 52 GW-Ausbauniveau in 2015 bzw. 2020



Quelle: Löschel u.a. 2012: 51

Zudem wird auch an der Entwicklung der EEG-Umlage deutlich, dass die PV ihren Ruf als Kostentreiberin nach 2012 zu Unrecht trägt. Die jährliche Steigerung der EEG-Umlage in Höhe von insgesamt 0,96 ct/kWh ging für die Umlage 2014 nur zu 0,07 ct/kWh auf die PV zurück (Löschel u.a. 2014: 83). Gleichwohl zeigt sich, dass „die Förderung der Bestandsanlagen im Vergleich zu der der Neuanlagen noch über Jahre den weitaus größeren Kostenpunkt ausmacht. Reformansätze können aus Bestandsschutzgründen nur Neuanlagen betreffen. Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage sind deshalb auf kurz- und mittelfristiger Sicht begrenzt“ (IfnE u.a. 2014: 10).

Dabei bleibt ferner ein weiterer Hinweis unumgänglich – die Entwicklung des Börsenstrompreises besitzt die Qualität, die gesamten gesetzgeberischen Impulse zu Nichte zu machen, da trotz sinkendem Vergütungs- und Zubauniveau mit weiter steigenden PV-Differenzkosten zu rechnen ist, wenn die Preise an der Strombörse weiter fallen und sich auf historisch niedrigem Niveau bewegen.

5.2.8 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien

Erneut wird zum Abschluss der Analyse in der nachfolgenden Tabelle die Auswertung entlang der Bewertungskriterien überblicksartig dargestellt. Dabei kann die Analyse lediglich in ihrer Qualität tendenziell zusammengefasst werden. Dennoch zeigt die Zusammenfassung die Stärken und Schwächen der Steuerungskonzeptionen und Ausgestaltung der Maßnahmen auf einen Blick und führt die ausdifferenzierte Untersuchung an dieser Stelle zusammen.

Tabelle 29: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf PV-Novelle

Maßnahme im Regierungsentwurf für die PV-Novelle 2012	Plausibilitätsprüfung		Bewertungskriterien				
	Interventionshypothese	Kausalhypothese	Treffsicherheit	Kosteneffizienz	Dynamische Effizienz	Erforderliches Steuerungswissen	Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen
Neugestaltung der Vergütungsklassen	++	++	+	++	+	- -	/
Einmalige Sonderabsenkung	+	++	*0*	++	+	- -	/
Veränderte Degressionslogik (Reformatmender Deckel)	+	++	0	++	+	- -	-
Jährliche Absenkung des Zubaukorridors	-	++	-	-	/	/	-
Neudefinition des Inbetriebnahmebegriffs	++	++	++	+	/	++	+
Verordnungsermächtigung § 64h EEG-E	++	++	+	-	+	++	/
Einführung eines Marktintegrationsmodells	-	+	-	+	/	-	-
Verordnungsermächtigung § 64g EEG-E			-	/	/	/	-
Anpassung der Eigenverbrauchsregelung	++		+	-	/	-	*0*

Quelle: eigene Darstellung

Plausibilitätsprüfung:

++ = uneingeschränkt plausibel; + = eingeschränkt plausibel; - = nicht plausibel

Bewertungskriterien:

++ = umfassender Grad der Kriterienerfüllung (bzw. geringe Anforderungen an das Steuerungswissen); + = hoher Grad der Kriterienerfüllung; 0 = Nebeneffekte wiegen die Kriterienerfüllung auf; - = geringer Grad der Kriterienerfüllung; - - = keine Kriterienerfüllung (bzw. hohe Anforderungen an das Steuerungswissen); / = keine Relevanz des Bewertungskriteriums

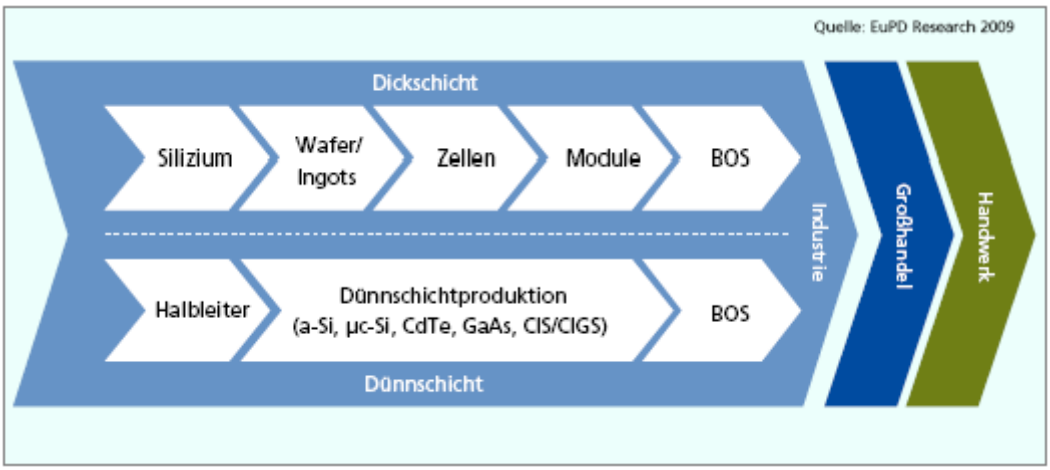
5.2.9 Politische Widerstände und Einigungskosten

Anhand der Plausibilitätsprüfungen und der dargestellten Auswirkungen der Steuerungskonzeptionen der PV-Novelle wurde das Policy-Design im Hinblick auf dessen Effektivität und

Effizienz bewertet. Die im Kabinettsbeschluss vorgesehenen Maßnahmen ließen sich jedoch nicht in Gänze umsetzen – vielmehr sah der Kompromiss, der im Vermittlungsausschuss gefunden wurde, eine Reihe von Änderungen vor. Die Analyse der Durchsetzbarkeit entlang der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen gibt Aufschluss über die sich einstellenden Widerstände und die wahrgenommenen Wirkungen der Maßnahmen auf die jeweiligen Adressaten- beziehungsweise Betroffenengruppen.

Die Betroffenen von den Regeländerungen der PV-Novelle lassen sich nach Primär- und Sekundäradressaten sowie tertiäre Adressaten einteilen. Primär sind in erster Linie die zukünftigen Anlagenbetreiber betroffen, da die Vergütungszahlungen an die ins Netz eingespeiste PV-Strommenge gekoppelt sind.[296] Als sekundärer Adressat kann die gesamte PV-Wertschöpfungskette identifiziert werden. Für die PV-Branche entsteht durch das EEG ein Nachfragestimulus, der einen mehr oder weniger stabilen Absatzmarkt entstehen lässt. Eingriffe in die Fördersystematik der PV erzeugen deshalb für die Branche Unsicherheit, insbesondere wenn neue Maßnahmen wie das Marktintegrationsmodell oder eine Umstellung der Degressionsschritte eingeführt werden, bei denen sich die tatsächliche Wirkung ex ante wenn überhaupt nur näherungsweise abschätzen lässt.
Die Wertschöpfungskette spannt sich dabei von Materialherstellern über Modulproduzenten, wobei die (kristalline) Silizium- und Dünnschichttechnologie zu unterscheiden sind, zu Wechselrichterherstellern, den Händlern und Projektierern, die je nach Marktsegment eine andere Rolle spielen, bis zum Handwerk. Ferner kann den jeweiligen Produktionsprozessen innerhalb der Wertschöpfungskette Zuliefererindustrie zugeordnet werden, wie beispielsweise die Produktionsmittel des Anlagen- und Maschinenbaus sowie die Elektroindustrie (IE Leipzig u.a. 2011: 38-64) – die Zuliefererindustrie lässt als tertiärer Betroffener identifizieren.

Abbildung 91: Wertschöpfungsketten für kristalline Module und Dünnschicht-Module



[296] Zu einem Großteil befinden sich die PV-Anlagen in privatem Besitz, insgesamt beläuft sich diese Quote auf über 50 Prozent. Für das Jahr 2010 setzt sich die Investorenstruktur wie folgt zusammen: 38,3 Prozent private, 32,7 Prozent gewerbliche bzw. industrielle, 25,4 Prozent landwirtschaftliche und 3,5 Prozent sonstige Investoren (IE Leipzig u.a. 2011: 19).

Quelle: IE Leipzig u.a. 2011: 78

Eine Besonderheit der PV-Novelle ist, dass mit den Verordnungsermächtigungen dem Gesetzgeber in Form von Bundestag und Bundesrat die Einflussmöglichkeiten auf die zukünftige Ausgestaltung der Vergütungsanpassungen genommen werden soll. Die Exekutive würde demnach mehr Handlungsspielraum in dieser Frage gewinnen, weshalb die Legislative als ein weiterer sekundärer Adressat zu bezeichnen ist. Dies ist zweifelsfrei ungewöhnlich, da Eingriffe in das institutionelle Gefüge zu der Ausnahme zählen, was sich jedoch auch in den aufkommenden Widerständen widerspiegelt.

Als tertiäre Adressaten, die nicht mit der PV-Branche direkt verknüpft sind, können Netzbetreiber[297], die Bundesnetzagentur[298], Stromvertriebe und die konventionelle Energiewirtschaft identifiziert werden, die entweder direkt durch Bestimmungen im EEG betroffen sind (beispielsweise die Bundesnetzagentur) oder indirekt aufgrund von sich möglicherweise ändernden Wettbewerbskonstellationen. Zu guter Letzt entfaltet eine Änderung der PV-Förderung auch unmittelbaren Einfluss auf die Entwicklung der EEG-Umlage und somit auf die Belastung des nicht-privilegierten Letztverbrauchs (BDEW 2012a; VZVB 2012; Zitzler 2013a: 86f.).

Im Hinblick auf die Planungs- und Investitionssicherheit gilt das Hauptinteresse der PV-Industrie einem sicheren Absatzmarkt. Die Renditeerwartungen der Anlagenbetreiber sind aus dieser Perspektive zweitrangig, auch wenn eben diese die Nachfrage beeinflusst. Die durch die staatliche Steuerung vorgegebenen Rahmenbedingungen lassen die PV-Branche einen gewissen Absatz in Deutschland prognostizieren. Werden demgegenüber die Rahmenbedingungen des Förderregimes der PV in der Art und Weise verändert, dass sich dies negativ auf den erwarteten Absatz auswirkt, so nimmt die PV-Branche diese Maßnahmen als redistributiv wahr. Die Erklärung dafür liegt darin, dass die Investitionen in Produktionskapazitäten nicht kurzfristig ausgerichtet werden. Die Nachfrageelastizität ist je nach Marktsegment allerdings schwierig exakt zu bestimmen, zumal darüber keine Daten vorliegen. Ein grundlegender Zusammenhang zwischen der wahrgenommenen Wirkung und der Reichweite der Regelung ist, dass solange nur die Überförderung bei einem weiterhin bestehenden wirtschaftlichen Betrieb der Anlage abgebaut wird, weisen die Maßnahmen nur eine geringe redistributive Reichweite auf. Widerstände werden in diesen Fällen zwar deutlich artikuliert, bleiben hingegen gleichwohl überschaubar. Im Extremfall eines Marktzusammenbruchs werden die Maßnahmen

[297] So entsteht den Netzbetreibern beispielsweise bei der monatlichen Verstetigung der Degressionsschritte Verwaltungsmehraufwand, weil die Vergütungsabsenkungen häufiger in die Abrechnungssysteme integriert werden müssen. Des Weiteren fällt dieser Mehraufwand auch bei der Bilanzierung der nicht vergütungsfähigen Strommengen beim Marktintegrationsmodell an, was nicht nur für die Netzbetreiber, sondern auch für die Stromvertriebe gilt, denen zudem höhere Mengenrisiken entstehen. Demgegenüber entfällt den Netzbetreibern der Aufwand zur Bilanzierung der Strommengen, die nach der alten Eigenverbrauchsregelung mit einem reduzierten Vergütungssatz gefördert wurden (Zitzler 2013a: 88).

[298] Der Bundesnetzagentur entsteht ein höherer verwaltungstechnischer Aufwand, weil sich die Veröffentlichungspflichten vom halbjährlichen auf einen monatlichen Rhythmus im Rahmen der Degressionsverstetigung umstellen.

demgegenüber als stark redistributiv wahrgenommen. Für die meisten Marktsegmente droht dieser Fall nicht einzutreten, anders stellt sich die Situation für die Freiflächenanlagen und insbesondere die Dünnschichttechnologie, die auf diesen Anlagentypus spezialisiert ist, dar (photovoltaik 2012d).

Je nach Marktlage beziehungsweise Wettbewerbssituation und Abhängigkeit vom deutschen Heimatmarkt wirken sich die Maßnahmen der PV-Novelle unterschiedlich auf die verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette aus. Die Zulieferindustrie ist mit einem Exportanteil von rund 90 Prozent am wenigsten stark betroffen (IE Leipzig u.a. 2011: 63) und hat international eine dominante Marktstellung inne, schließlich werden ca. 70 Prozent der weltweit gefertigten Solarzellen mit deutschen Anlagen und Maschinen gefertigt (BMWi 2012: 4). Sowohl die deutschen PV-Produktionsmittel- als auch die PV-Elektronikhersteller sind somit auf den globalen Märkten führend und weisen stabile Absatzmärkte auf.[299] Durch die Wettbewerbssituation aufgrund des hohen Marktanteils asiatischer Anbieter durch einen Preisvorteil von rund 30 Prozent in modulnahen Wertschöpfungsstufen (BMU 2012: 3) halten deutsche Zell- und Modulhersteller mittlerweile ebenfalls nur noch einen geringen Anteil von 15 Prozent am deutschen PV-Markt[300] (BMWi 2012: 3), auch wenn der Heimatmarkt in seiner Bedeutung durch Branchenvertreter betont und als Leitmarkt definiert wird (Zitzler 2013a: 86). Zwar ist es nicht die Funktion des EEG, die deutschen PV-Hersteller vor den Weltmarktentwicklungen abzuschirmen (BMWi 2012: 3f.), gleichwohl erwies sich die PV-Novelle im Hinblick auf die Finanzierungsmodalitäten einiger unter Druck geratener Hersteller in Folge des sich verschlechternden Investitionsklimas als ungünstig (Erneuerbare Energien 2012a; Zitzler 2013a: 94). Aus diesem Grund findet sich in der Literatur das Urteil, dass die Kürzungen im Förderrahmen – auch aufgrund der Kumulierung mit dem Wettbewerb aus China – in der Bilanz als überproportional und unverhältnismäßig kurzfristig zu bewerten sind (Becker 2015: 90). Des Weiteren wirkt sich ein spürbarer Rückgang des jährlichen PV-Zubaus vor allem auf das Handwerk aus, weil die Wertschöpfung ausschließlich vor Ort stattfindet.

Nachfolgend werden die Maßnahmen der PV-Novelle aus Sicht der Betroffenen im Hinblick auf die Wirkungsweise und deren Reichweite tabellarisch dargestellt – als Grundlage dienen nicht nur Experteninterviews mit Branchen- und Ministerialbürokratievertretern der Länder (Zitzler 2013a), sondern auch die Positionen, die in den Stellungnahmen zum Gesetzgebungsverfahren zu Protokoll gegeben wurden; soweit diese Wirkungen eindeutig diagnostiziert

[299] Für die Zuliefererindustrie fällt es schwer, einzelne Maßnahmen in ihren Auswirkungen zu bewerten. In der Summe des Maßnahmenpakets PV-Novelle kann davon ausgegangen werden, dass zwar eine redistributive Wirkung zu identifizieren ist, die sich jedoch als geringer Änderungsgrad wahrgenommen wird. Für die Elektroindustrie war beispielsweise ein zusätzlicher Hauptkritikpunkt der Wegfall der Eigenverbrauchsregelung (ZVEI 2012: 5).

[300] Im Jahr 2008 belief sich dieser Anteil noch auf rund 60 Prozent, während dieser anschließend im ersten Halbjahr 2011 auf die besagten 15 Prozent fiel. Im gleichen Zeitraum lässt sich eine umgekehrte Entwicklung des Anteils chinesischer Module bilanzieren: diese steigen von 21 auf 60 Prozent (BMWi 2012: 3).

werden konnten wird ebenfalls eine Differenzierung nach unterschiedlichen Marktsegmenten vorgenommen.

Tabelle 30: Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen des Regierungsentwurfs für die PV-Novelle

Maßnahme im Regierungsentwurf für die PV-Novelle 2012	**Primäradressat: Wahrgenommene Wirkung von (zukünftigen) PV-Anlagenbetreibern**	**Sekundär-/ Tertiäradressat: Wahrgenommene Wirkung entlang der Wertschöpfungskette**	**Wahrgenommene Wirkung auf die Legislative (Fokus auf Bundesländer)**
	Ausmaß der wahrgenommenen Veränderung		
Neugestaltung der Vergütungsklassen	Regulativ Kleine Dachanlagen: *keine Auswirkung* Mittlere Anlagen: *mittel* Große Anlagen: *groß*	Redistributiv Kleine Dachanlagen: *gering* Mittlere Anlagen: *mittel* Große Anlagen: *groß* Freiflächensegment/ Dünnschichttechnologie: *groß*	Redistributiv *mittel*
Einmalige Sonderabsenkung	Regulativ *mittel*	Redistributiv *gering bis mittel*	-
Veränderte Degressionslogik (Reform atmender Deckel)	Regulativ *gering* *(für den einzelnen Anlagenbetreiber kaum wahrnehmbar)*	<u>PV-Hersteller:</u> Regulativ Kleine Dachanlagen: *gering* Mittlere Anlagen: *groß* Große Anlagen/ FFA: *Groß* <u>Netzbetreiber:</u> Regulativ *Gering* <u>BNetzA:</u> Regulativ *gering*	-
Jährliche Absenkung des Zubaukorridors	Regulativ *gering bis mittel* *(je nach Zeitpunkt)*	Redistributiv *mittel*	Redistributiv *gering*
Neudefinition des Inbetriebnahmebegriffs	Regulativ *gering bis mittel*	Regulativ *gering*	-
Verordnungsermächtigung § 64h EEG	Regulativ *gering*	Regulativ *mittel*	Redistributiv *groß*

Einführung eines Marktintegrationsmodells	Regulativ Kleine Dachanlagen: *gering* Mittlere Anlagen: *gering bis mittel* Große Anlagen: *groß*	PV-Hersteller: Regulativ *gering bis mittel* Netzbetreiber/ Stromvertriebe: Regulativ *gering bis mittel*	-
Verordnungsermächtigung § 64g EEG	Regulativ *gering*	Regulativ *gering*	Redistributiv *mittel*
Anpassung der Eigenverbrauchsregelung	Regulativ *mittel*	PV-Hersteller: Regulativ *Gering* Netzbetreiber: Distributiv gering	-

Quelle: eigene Darstellung

Für die primäre Betroffenengruppe der PV-Anlagenbetreiber stellen sich alle Maßnahmen gemäß der Wirkungsklassifizierung durchweg als regulativ dar, weil sich die Regelungen einerseits entsprechend der Übergangsbestimmungen nur auf die zukünftige Inbetriebnahme von Anlagen beziehen und andererseits nicht in die Eigentumsrechte von Bestandsanlagen eingreifen. Die größte Wirkung entfaltet dabei zum einen der Neuzuschnitt der Vergütungsklassen, wobei als Ausnahme die kleinen Dachanlagen zu nennen sind, in Kombination mit der Sonderdegression, sowie zum anderen die Einführung des Marktintegrationsmodells, was mit einer Streichung der Eigenverbrauchsvergütung einhergeht. Dieses Maßnahmenbündel baut die Überförderung massiv ab und minimiert die Renditeerwartung von Anlagenbetreibern. Dennoch lässt sich in der Breite der Maßnahmen nur eine geringe bis mittlere Änderungsqualität identifizieren, was bereits auf nicht allzu hohe Einigungskosten für diese Betroffenengruppe verweist. Ferner gilt es zu beachten, dass es sich bei dem Adressat der zukünftigen PV-Anlagenbetreibern um eine diffuse Gruppe handelt, sodass auch die Kostenverteilung sich diffus präsentiert, und somit nicht von einer hohen Artikulation und Mobilisierung von gesellschaftlichen Widerständen auszugehen ist.

Der Kontrast zu den sekundären Adressaten in Gestalt der Wertschöpfungskette der PV-Industrie fällt in dieser Frage äußerst groß aus. Zwar halten sich rein quantitativ regulative und redistributive Maßnahmen die Waage, jedoch dominiert für die PV-Industrie eine redistributive Wahrnehmung der antizipierten Wirkungen der Maßnahmen – insbesondere, weil die Investitionssicherheit durch die PV-Novelle geschmälert wird. Die Maßnahmen der PV-Novelle die von diesen Sekundäradressaten redistributiv wahrgenommen werden minimieren die Absatzchancen und dürften, damals bereits absehbar, zu einem geringeren Zubauniveau führen[301] (BSW 2012b; BEE 2012b; Solarpraxis 2012), währenddessen regulativ wirkende Maßnahmen

[301] Dabei wird zwar nicht in bestehende Eigentumsverhältnisse im engeren Sinne eingegriffen, gleichwohl doch die Planungsgrundlage und Erwartungen an die Marktentwicklung als Grundlage für Investitionsentscheidungen erheblich beeinflusst.

lediglich das zukünftige Verkaufsdesign von PV-Anlagen beeinflussen, wie etwa die Einführung des Marktintegrationsmodells. Insgesamt betrachtet wird das große Anlagensegment, vor allem die Freiflächenanlagen, besonders schwer belastet. Hier lässt sich im Gegensatz zu den kleineren Marktsegmenten die größte Änderungsreichweite bilanzieren. Dementsprechend erklärt die Kosten-Nutzen-Verteilung, warum es zu einer erheblichen Artikulationsfähigkeit und Mobilisierung von Widerstand gegen die PV-Novelle seitens der PV-Industrie gekommen ist, weil hier die Betroffenengruppe trennscharf umrissen ist sowie die Kosten konzentriert anfallen.

Wie bereits angeführt zeichnet sich die der Kabinettsbeschluss der PV-Novelle durch einen Eingriff in das institutionelle Gefüge zwischen der Exekutive und Legislative aus. Unabhängig davon, ob sich die Bundesländer im Hinblick auf die Energienachfrage- und Erzeugerseite, der Ansiedlung von Zulieferer- und PV-Industrie, installierten PV-Anlagensegmenten oder den EEG-Zahlungsflüssen als sehr heterogen darstellen – wie an anderer Stelle detailliert dargestellt –, lässt sich demnach eine wahrgenommene redistributive Wirkung mit großer Reichweite seitens der Legislative beobachten.[302] Der Versuch der Exekutive, der Legislative Einflussmöglichkeiten auf das zentrale Werkzeug zur Steuerung der Energiewende im Stromsektor zu nehmen, wurde als klarer Affront gewertet (BT Drs. 17/9152; BR Drs. 151/12; Zitzler 2013a: 90). Darüber hinaus beschneidet die PV-Novelle die Marktchancen der PV in Deutschland und belastet die deutsche PV-Industrie – dementsprechend rechnen die Länder mit wegbrechenden Umsätzen, was sich beispielsweise in niedrigere Steuereinnahmen niederschlägt.

Die Letztverbraucher, die sich in der Darstellung nicht separat aufgeführt finden, nehmen die vergütungswirksamen Maßnahmen hingegen als distributiv wahr. Ihre zukünftige Belastung wird nicht unerheblich reduziert, weil sowohl der PV-Zubau als auch die Höhe der Vergütung beschränkt wird. Insbesondere da sich die PV in der Vergangenheit durch große Anteile an den Vergütungsverpflichtungen ausgezeichnet hat, ist das Ausmaß der relativen Entlastung als nicht zu geringfügig einzuschätzen und kann mit einer mittleren Ausprägung taxiert werden. Gleichwohl ist der individuelle Entlastungseffekt in dieser Betroffenengruppe sehr diffus angelegt, sodass kaum ein Mobilisierungspotenzial davon ausgeht. Am ehesten ist dies noch in der Gruppe der energieintensiven Industrie feststellbar, weil hier die Kosten sehr konzentriert anfallen und sich eine relative Entlastung am ehesten spürbar auswirkt.

Interessen- und Akteurskonstellationen der Länder

Nachfolgend werden die die wirtschaftliche sowie die politische Interessendimension rekonstruiert, um die Analysegrundlage für die Einflussnahme der Länder auf die Gesetzgebung der

[302] Auch wenn der Fokus hier auf die Landesvertreter im Bundesrat liegt, wurde die Verordnungsermächtigung § 64h EEG-E bereits im parlamentarischen Verfahren im Bundestag gestrichen (BT-Drs. 17/9152: 2).

PV-Novelle legen zu können. Bei diesem Analyseschritt handelt es sich um die erkenntnisinteressenspezifische Modifikation des Policy-Design-Ansatzes.

Eine Rekonstruktion der wirtschaftlichen Interessendimension zeichnet folgendes Bild: Die Auswertung des Indikatorensets für den Wirtschaftsfaktor PV für das Jahr 2012 zeigt, dass die Länder Baden-Württemberg, Bayern, Brandenburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein veritables Interesse an der erneuerbaren Technologie aufweisen.

Tabelle 31: Auswertung Indikatorenset Wirtschaftsfaktor PV für das Jahr 2012

Platzierung	Anteil PV an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung PV MW kum.	Bruttobeschäftigung PV	Anteil der Bruttobeschäftigung der PV-Branche an den Erwerbstätigen
1	BY	BY	BY	TH
2	HE	BW	NW	BB
3	TH	NW	BW	ST
4	BW	NI	HE	SN
5	RLP	BB	SN	MV
6	MV		BB	
7	ST		TH	
8	SH		NI	

Quelle: Eigene Darstellung, die Werte entsprechen der Datenbasis Ende 2011

Ein ähnliches Bild zeichnet die Auswertung der politischen Interessendimension. Der bereits beschriebene Sondereffekt, dass die energiepolitisch-inhaltliche Komponente und die quantitativen Zielfixierungen in den Koalitionsverträgen in den Ländern noch vor dem Energiekonzept sowie der Entscheidung zur beschleunigten Energiewende formuliert wurden, beginnt sich zunehmend zu egalisieren. Auch hier sind die Überschneidungen von ambitionierten Zielen und einer ausgeprägten Wirtschaftsstruktur im Hinblick auf erneuerbare Energien hervorgehoben. Aufgrund der kurzen Zeitspanne zwischen dem EEG 2012 und der PV-Novelle sind keine großen Verschiebungen zu erwarten.

Tabelle 32: Politische Interessendimension der Länder

2012	**Prozedurale Komponente**		**energiepolitisch-inhaltliche Komponente**		
	Parteipolitische Zusammensetzung Landesregierung	**Klassifizierung nach ROM-Schema**	**quantitative Zielfixierungen Koalitionsvertrag**	**Energiekonzept**	**Klimaschutzkonzept**
BW	Grüne/SPD	O	Windenergieanteil bis 2020 10 % (2011)	„Energiekonzept Baden-Württemberg 2020“ (2009): EE mind. 13 % PEV, mind. 20 % SE	
BY	CSU/FDP	R	bis 2020 EE 20% PEV, bis 2020 30% SE (2008)	"Energie innovativ" (2011): bis 2021 EE 20% EEV, 50 % SE,	„Klimaprogramm Bayern 2020“: 20 % EEV, 30 % SE (2007)

				Wind 10% SV (1000 bis 1500 neue WEA), Biomasse 9% EEV und 10% SV, PV 16% SV	
B	SPD/Linke	O		"Energiekonzept 2020" (2011)	„Klimaschutzpolitischen Arbeitsprogramm“ (2008)
BB	SPD/Linke	O	bis 2020 EE 20% PEV (2009)	"Energiestrategie 2020" (2008): EE 20 % PEV, Verdopplung Windenergieleistung Energiestrategie 2030: EE 32% PEV, EE 100% SV (2012)	
HB	SPD/Grüne	O	bis 2050 100 % EE (2011)	"Klimaschutz- und Energieprogramm 2020" (2009)	
HH	SPD	O			Hamburger Klimaschutzkonzept bis 2020 (2010/11)
HE	CDU/FDP	R	bis 2020 EE 20% EEV (2009)		
MV	SPD/CDU	M			EE Anteil PEV von 2005 bis 2020 um 5,6-fache (SE), Wind 6-fache, Biogas 6-fache, PV 3-fache (2011)
NI	CDU/FDP	R	bis 2020 EE 25 % EEV (2008)		
NW	SPD/Grüne	O	bis 2025 EE >30% SE, bis 2020 Wind 15 % SE (2012)		
RP	SPD/Grüne	O	bis 2030 EE SE = SV, bis 2020 Wind SE 5-fache (2011)		
SL	bis Mai 2012 CDU/FDP/Grüne, dann CDU/SPD	M	bis 2020 EE 20% SV (2012)	Masterplan zur nachhaltigen Energieversorgung (2011): bis 2020 EE 20% SV	
SN	CDU/FDP	R	bis 2020 EE 24% BSV (2009)		
ST	CDU/SPD	M	bis 2025 EE + 100 % SE (2011)	Energiekonzept 2020 (2007): EE 20% PEV	
SH	bis Mai 2012 CDU/FDP, dann SPD/Grüne/SSW	bis Mai R, dann M		integriertes Energie- und Klimakonzept (2011): bis 2015 EE 100% SV, bis 2020 300-400% SV	
TH	CDU/SPD	M	bis 2020 EE 35% SE (2009)	„Neue Energie für Thüringen“ (2011): bis 2020 EE 45% NSV und 30% EEV	

Quelle: eigene Darstellung,[303] EEV = Endenergieverbrauch, PEV = Primärenergieverbauch, SV = Stromverbrauch, N/B SV = Netto-/ Bruttostromverbrauch, SE = Stromerzeugung

Werden die beiden Interessendimensionen übereinander gelegt und die Länder nach geographischen Regionen sortiert, gewinnt man einen Eindruck von der Verteilung des politischen

[303] Auf Basis von: SPD Brandenburg/ Die Linke Brandenburg 2009: 24f.; Bündnis 90/Die Grünen/ SPD Baden-Württemberg 2011: 33f.; Christlich Soziale Union/ Freie Demokratische Partei Bayern 2008: 35; SPD Bremen/ Bündnis 90/Die Grünen 2011: 22; CDU Hessen/ FDP Hessen 2009: 74; CDU Niedersachsen/ FDP Niedersachsen 2008: 20; SPD Rheinland-Pfalz/ Bündnis 90/Die Grünen Rheinland-Pfalz 2011: 21; CDU Sachsen/ FDP Sachsen 2009: 34; CDU Sachsen-Anhalt/ SPD Sachsen-Anhalt 2011: 43; CDU Thüringen/ SPD Thüringen 2009: 13; Diekmann u.a. 2010, 2012; NRWSPD/ Bündnis 90/Die Grünen NRW 2012: 37f.; SPD Schleswig-Holstein/ Bündnis 90/Die Grünen Schleswig-Holstein/ SSW 2012: 36f.; CDU Saarland/ SPD Saarland 2012: 15.

Stimmgewichtes. Auf diese Weise kann eine Orientierung erhalten werden, wie groß das politische Widerstandsniveau sein kann.

Tabelle 33: Auswertungsübersicht nach Region und politischem Stimmgewicht

Geographische Region	**PV**		***Politische Stimmgewichte***	
Norddeutschland	NI (R), MV (M)		**Insgesamt**	48
Süddeutschland	BY (R), BW (O)		**R-Länder**	21
Ostdeutschland	BB (O), TH (M), SN (R), ST (M)		**O-Länder**	16
Westdeutschland	NW (O), HE (R)		**M-Länder**	11

Quelle: eigene Darstellung

Orientiert an der Prämisse, dass die Perzeption von relevanten Akteuren und der in Verbänden organsierten Interessen maßgeblich die Wahrnehmung der jeweiligen Landesregierung beeinflusst, kann ein wesentlicher Einflussfaktor für die Positionierung der Landesregierung identifiziert werden. Es ist je nach Maßnahme im Regierungsentwurf von einem mittleren bis stark ausgeprägten Konfliktniveau auszugehen. Dabei kann aus mehreren Gründen erwartet werden, dass das Widerstandspotenzial der Länder aktiviert wird: erstens wird der politische Wille der Landesregierungen nicht durch weitere technologiespezifische Regelungen anderer Sparten durch Abwägungen verzerrt, zweitens sind die Länder direkter Adressat einiger Regelungen zur Kompetenzverteilung, was als Besonderheit charakterisiert werden kann. Diese Regelungen zeichneten sich zudem durch einen sehr hohen Konfliktgrad aus. Drittens lässt der politische Zeitpunkt der Abstimmung im Bundesrat eine aufgeladene Politisierung erwarten, denn die Abstimmung im Mai fand nur wenige Tage vor der Landtagswahl in NRW statt, sodass sich Bundesumweltminister Röttgen (CDU) und Ministerpräsidentin Kraft (SPD) – und Koordinatorin der A-Länder – im Bundesrat als Kontrahenten und jeweiliger Spitzenkandidat ihrer Partei in NRW im Bundesrat begegneten. Insgesamt sind hohe Einigungskosten zu bilanzieren, zusätzlich tritt neben inhaltlichen Kritikpunkten, die auch für wirtschaftlich an der PV interessierte R-Länder relevant waren, auch die Logik des Parteienwettbewerbs. Dieses Gemisch von Faktoren ließ die Anrufung des Vermittlungsausschuss als wahrscheinlich erscheinen.

Positionierung der Länder im Bundesratsverfahren

Die Länder kritisierten den Kabinettsentwurf der PV-Novelle auf breiter Front und waren sich in der Bewertung der einzelnen Maßnahmen größtenteils einig. Die Hauptkritikpunkte waren, dass 1. die Verordnungsermächtigungen §§ 64g und h EEG-E ersatzlos gestrichen werden

sollten (BR Drs. 151/12; BR Drs. 152/12), 2. die Absenkung des Vergütungsniveaus weniger drastisch ausfällt (ebd.), 3. die Einführung des Marktintegrationsmodells abgelehnt wurde, 4. die Ausgestaltung des Zielkorridors abgelehnt wurde sowie 5. längere Übergangsfristen[304] gefordert wurden, damit bereits in der Planung befindende Projekte noch realisiert werden konnten (ebd.; BR Drs. 152/2/12). Darüber hinaus wurde ebenfalls die Vergütungsqualitätsverschlechterung von Aufdachanlagen im Außenbereich abgelehnt – Stichwort Solarstadl – (BR Drs. 151/12) und die Wiedereinführung eines reformierten atmenden Deckels als Alternative zu einer fixen Degressionsregelung gefordert (BR Drs. 152/12). Des Weiteren wurde abgelehnt, innerhalb eines Abstandes von vier Kilometern in einem räumlichen Zusammenhang Anlagen zusammenzufassen sowie die Begrenzung der Vergütungsfähigkeit von Freiflächenanlagen auf die Größe bis 10 MW auf Konversionsflächen zu begrenzen (BR Drs. 152/2/12; BR Drs. 204/2/12). Ferner wurde zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen PV-Industrie gegenüber der asiatischen Konkurrenz die Einführung einer local-content-Regelung angemahnt (BR Drs. 152/12). Zwar wurden die hier aufgeführten Kritikpunkte in Anträgen von SPD- beziehungsweise Grün-geführten Landesregierungen, der Kategorisierung nach also O-Länder, formuliert, dennoch findet sich die Kritik – sofern sie nicht im parlamentarischen Verfahren gegenstandlos geworden ist, wie die Verordnungsermächtigungen und die Thematik Solarstadl – auch in der Begründung zur Empfehlung der Anrufung des Vermittlungsausschusses (BR Drs. 204/1/12; BR Drs. 204/12 Beschluss), der auch mehrheitlich R-Länder gefolgt sind. Zu diesem späteren Zeitpunkt in der Diskussion der PV-Novelle im Bundesrat wurde auch die Neugestaltung der Vergütungsklassen auf die Agenda gesetzt (ebd.; BR Drs. 204/4/12), womit sich deutliche Kritik auch in einem von einem R-Land formulierten Antrag wiederfindet.

Am 11. Mai 2012 wurde der Vermittlungsausschuss angerufen. Zu diesem Zeitpunkt fehlten den O-Ländern 9 Stimmen, um die absolute Mehrheit von 35 zu erreichen. Der Vermittlungsausschuss wurde schließlich mit 2/3-Mehrheit angerufen. Die R-Länder kommen auf 25 Stimmen. Dementsprechend haben auch R-Länder diese Anrufung unterstützt. Während Hessen und Bayern trotz veritablem wirtschaftlichen Interesse an der PV auf der Seiten der Bundesregierung standen (BR 2012a: 198, 201), hat die sächsische Staatsregierung für die Anrufung gestimmt (Landesvertretung Sachsen 2012: 15). Die CDU-geführten Landesregierungen Thüringens und Sachsen-Anhalts (M-Länder) haben ebenfalls für ein Vermittlungsverfahren gestimmt (BR 2012a: 199f.). Die Experteninterviews haben bestätigt, dass zusätzlich zu allen A-Ländern auch alle ostdeutschen Bundesländer der Anrufung des Vermittlungsausschusses

[304] Das Inkrafttreten der PV-Novelle, das in der ursprünglichen Fassung des Kabinettsentwurfs rückwirkend auf den 29. März 2012 taxiert wurde, wurde bereits im parlamentarischen Verfahren angepasst. Somit wurden die Übergangsregelungen ausgeweitet und für kleine Anlagen auf Ende April und für große Anlagen auf Anfang Juli 2012 verlängert. Doch gab es in den Verhandlungen im Bundesrat zu diesem Punkt weiteren Gesprächsbedarf, sodass das Marktintegrationsmodell, das von den Ländern mehrheitlich abgelehnt wurde, nicht zum Jahreswechsel 2013, sondern erst zum 1. Januar 2014 seine Wirkung entfaltete.

ihre Stimme gegeben haben. Ohne dass an dieser Stelle die folgende Aussage wertend zu interpretieren ist, kann den R- und M-Ländern die Verbesserung der Förderbedingungen für die PV als im Fokus stehend unterstellt werden, während den O-Ländern parallel die Dimension des Parteienwettbewerbs als Motivation diente.

Die Länder konnten sich in den Verhandlungen in einer Reihe von Punkten gegenüber den inhaltlichen Vorstellungen der Bundesregierung durchsetzen: so wurde der räumliche Einzug, in dem Anlagen als eine Anlage zusammengefasst werden, von vier auf zwei Kilometer reduziert, ein reformierter atmender Deckel auf Quartalsbasis mit monatlicher prozentualer Degression eingesetzt und der jährliche Zubaukorridor verringert sich nicht mit der Zeit, sondern wird bei 2.500 bis 3.500 MW festgesetzt – dafür wird allerdings ein absoluter Förderdeckel von 52 GW eingezogen. Zudem wurden die Größenklassen noch einmal angepasst und die mit 18,5 ct/kWh vergütete 40 bis 100 kW-Klasse eingezogen; ferner die unvergüteten Strommengen des Marktintegrationsmodell geändert: für Anlagen bis 10 kW und über 1 MW entfaltet das Marktintegrationsmodell nun keine Wirkung mehr und wird für Anlagen zwischen 10 kW und 1 MW auf 90 Prozent festgesetzt. Auch die Förderbedingungen der Freiflächenanlagen über 10 MW installierter Leistung auf Konversionsflächen wurden verbessert, indem mit einer Verordnungsermächtigung für diese Anlagen auskömmliche Vergütungssätze festgelegt werden können (BT Drs. 17/10103).
Gleichwohl wurde an einer hohen Sonderdegression festgehalten, ebenso wie die Länder nicht ihre Maximalforderung durchsetzen konnten, dass Marktintegrationsmodell zu verhindern.

An späterer Stelle werden die gesammelten Erkenntnisse und die aus dem Indikatorensystem abgeleiteten Hypothesen durch die in den Experteninterviews gewonnenen Aussagen überprüft und validiert.

5.3 Fallstudie 3: Die 3. EnWG-Novelle (2012)

5.3.1 Problemanalyse:

Die Offshore-Windenergie spielt in der deutschen Energiepolitik eine bedeutende Rolle und soll im zukünftigen Energieversorgungssystem eine tragende Säule bilden. In dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien aus dem Jahr 2010 werden ambitionierte Ausbauziele bis 2020 definiert – dann sollen 10 GW Leistung vor der deutschen Küste installiert sein. Bis 2030 soll diese Kapazität sogar auf 25 GW anwachsen (BReg 2010b: 111; Briese/ Westhäuser 2013: 3), eine Zielgröße die ebenfalls Einzug in das Energiekonzept der Bundesregierung erhalten hat (BReg 2010a: 9). Die Bedeutung dieser erneuerbaren Energien-Technologie speist sich vor allem aus der hohen Volllaststundenzahl, der relativ stetigen Stromproduktion sowie dem damit einhergehenden Beitrag zur Versorgungssicherheit. Diesen klaren technologischen Vorteilen stehen jedoch auch erhebliche Nachteile gegenüber. Einerseits ist dies der erhöhte Netzausbaubedarf, andererseits die verhältnismäßig großen Kapitalsummen, die der Offshore-Ausbau bindet und die erst einmal aktiviert werden müssen. Wie bereits dargestellt (Fallstudie 1) war der positive finanzielle Anreiz für die Offshore-Windenergie im Förderrahmen des EEG bis zum EEG 2012 zu schwach, um einen dynamischen Ausbaupfad anzustoßen. Aus diesem Grund wurde Zeit für die Realisierung der Ausbauziele verloren. Auch wenn das EEG 2012 eine Reihe von Verbesserungen bereit hält und eine auskömmliche Vergütung der Investitionen garantiert, existieren weitere Herausforderungen, die die notwendige Ausbaudynamik bremsen. Auf der einen Seite ist die Offshore-Windenergie eine recht junge Technologie, die erst mit der Zeit Kostensenkungspotenziale heben kann. Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern sind zudem nicht auf Deutschland übertragbar, weil – politisch intentional definiert – der Ausbau sich nicht in der 12-Seemeilen-Zone vollzieht, sondern primär in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), die sich bis zu 200 Seemeilen vor der Küste erstreckt. Die sich daraus ergebende große Küstenentfernung geht nicht nur mit hohen Wassertiefen, die eine technologische Herausforderungen für die Fundamente der Offshore-Anlagen sowie dem gesamten Installationsprozess darstellen, einher, sondern auch mit hohen Kosten für die Anbindung der Offshore-Parks an das Stromnetz an Land (Briese/ Westhäuser 2013: 7f.).

Der Genehmigungsprozess von Offshore-Windparks und den notwenigen Netzanbindungen hat sich als eine regulatorische Problemzone herausgestellt. Zwar waren im Jahr 2012 bereits 28 Projekte mit über 2000 Anlagen und einer potentiellen Leistung von rund 10 GW in der AWZ genehmigt, jedoch fiel die Realisierung der Projekte weit hinter den Genehmigungen zurück (Büllesfeld/ Koch/ von Stackelberg 2012: 274f.) – ferner gilt es darauf zu verweisen, dass es sich bei den Planungen um konkurrierende Vorhaben auf raumgleichen Gebieten handelt, weshalb das tatsächliche Ausbaupotenzial geringer ist als die Zahl tatsächlich

suggeriert.[305] Der Genehmigungsprozess kann als Flaschenhals im Realisierungsprozess beschrieben werden, auch weil den Genehmigungsprozessen bis zum 31. Januar 2012 ein wesentliches Verfahrensproblem inhärent war – danach trat die Novelle der Seeanlagenverordnung (SeeAnlV) in Kraft, weshalb die drei wesentlichen Änderungen hier knapp skizziert werden sollen. Bei örtlich konkurrierenden Vorhaben kam es im alten Genehmigungsregime zu parallelen Antragsverfahren der Vorhabenträger beim zuständigen Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Dabei wurde nach dem sogenannten Prioritätsprinzip derjenige Antrag beschieden, der zuerst genehmigungsreif war. Aufgrund eines fehlenden Ermessungsspielraums seitens der Verwaltung stellte sich eine ressourcenaufzehrende Genehmigungspraxis ein: „Folge dieser Regelung war, dass gleichzeitig mehrere, sowohl für Vorhabenträger als auch für Behörden aufwändige Genehmigungsverfahren, die den gleichen Standort oder benachbarten Standorte betrafen, durchgeführt werden mussten, obwohl am Ende nur eines der Vorhaben genehmigt werden konnte“ (Büllesfeld/ Koch/ von Stackelberg 2012: 276). In der Novelle der SeeAnlV wurde deshalb erstens mit einer neuen Konkurrenzregelung darauf reagiert, die es dem BSH erlaubt, Anträge in einem Planfeststellungsverfahren zu priorisieren und andere zurückzustellen, was den Bearbeitungsaufwand merklich reduziert.[306] Ferner entfaltete das novellierte Planfeststellungsverfahren zweitens eine Konzentrationswirkung im Entscheidungsprozess, da dem BSH die Stellung als alleinige Antragsbehörde zukommt – dieser Kompetenzzuwachs geht auf Kosten des Bundesamtes für Naturschutz (BfN), das über eine Umweltverträglichkeitsprüfung zu einem einfachen Verfahrensbeteiligten wird. Darüber hinaus wurde drittens eine sogenannte Veränderungssperre eingeführt, die dem BSH die strategische Planung der Netzinfrastruktur erlauben sollte, worin das zentrale Steuerungsinstrument der räumlichen Offshore-Park-Standortgestaltung zu sehen ist. Die Veränderungssperre sollte die Sammelanbindungen für Offshore-Parks erleichtern (ebd.: 278; Dahlke/ Trümpler 2013: 95ff.).

Die Novelle der SeeAnlV sollte zu einer Beschleunigung der Genehmigungsprozesse führen, was jedoch nicht das einzige, mithin auch ursächliche Problem für den stockenden Offshore-Ausbau war. Zu beobachten war zudem nämlich auch eine defizitäre Synchronisation zwischen Bau von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungen. Im Falle der Offshore-Windenergie ergeben sich Abweichungen zum sonst gültigen im EEG geregelten Fall, dass der Anlagenbetreiber für den Netzanschluss zu sorgen hat. Vielmehr sind die ÜNB der jeweiligen Regelzone verpflichtet, die Netzanbindung für Offshore-Windenergieanlagen sicherzustellen. Für die Nordsee betrifft dies die TenneT TSO GmbH und für die Ostsee die 50 Hertz

[305] Demgegenüber wird auch die Zahl von 100 genehmigten Projekten genannt, was einer installierten Gesamtleistung von rund 32 GW entsprechen würde (Briese/ Westhäuser 2013: 10).

[306] Folglich kommt dem BSH ein wesentlicher Ermessensspielraum bei dieser Entscheidung zu, der sich jedoch nicht willkürlich gestaltet, sondern an der Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte als Kriterium bemisst. Allerdings kann die einmal eingeräumte Vorrangstellung von einzelnen Vorhaben auch wieder durch das BSH entzogen werden, sollte sich die Realisierungswahrscheinlichkeit verringern (Büllesfeld/ Koch/ von Stackelberg 2012: 276f.).

Transmission GmbH (Briese/ Westhäuser 2013: 6f.). Für die Nordsee beschreibt TenneT die Ausbausituation im Sommer 2012 wie folgt: es waren weniger als 200 MW Offshore-Leistung installiert, wohingegen bereits 460 MW Offshore-Anschlüsse durch TenneT vorgehalten wurden, was einer nicht genutzten Anschlusskapazität von rund 300 MW entspricht (TenneT 2012: 1). Diese von TenneT gemeldeten Ausbauzwischenstände verstellen gleichwohl den Blick auf das eigentliche Problem, zumal die reinen Zahlen noch nichts über die Koordination zwischen Offshore-Anlagen-Standpunkt und Netzverknüpfungspunkt aussagen. Nach eigenen Angaben ist TenneT durch das alte Genehmigungsregime verpflichtet, bis zum Jahr 2018 10.300 MW Offshore-Netzanschlussleistung bereit zu stellen. Dabei geht die Offshore-Branche davon aus, dass bis 2020 lediglich 6.000 bis 8.000 MW Offshore-Windenergieleistung installiert sein wird (TenneT 2012: 1f.; Leßner 2013). Diese Annahmen decken sich mit Szenarienanalysen und Prognosen, die davon ausgehen, dass lediglich in einem Best-Case-Szenario mit sehr ambitioniertem Ausbau die Ziele bis 2020 (fast) erreicht werden, in dem unwahrscheinlichen Worst-Case-Szenario werden sie demgegenüber um mehr als 70 Prozent verfehlt, was auf einen Zubau von rund 3 GW hinausläuft. Das Referenzszenario, das die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit aufweist, sieht immerhin noch einen Ausbau von 7 GW (Briese/ Westhäuser 2013: 12f.).

Der Regelungsrahmen führt offensichtlich zu erheblichen Ineffizienzen aufgrund der mangelhaften Koordination zwischen den Netzanbindungen und der Offshore-Parks, wobei sich bei Letzteren ein Zeitverzug zwischen zwei bis drei Jahren eingestellt hatte (BMWi 2015g: 3). Der bis dato bestehende Individualanspruch des Offshore-Windpark-Betreibers auf die Netzanbindung seiner Anlagen setzte das alte Anbindungsregime unter starken Verzögerungsdruck. „In der Vergangenheit stellte der individuelle Anbindungsanspruch der Offshore-Windparks die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber vor erhebliche technologische, personelle und finanzielle Herausforderungen“ (BR Drs. 520/12: 1). Obwohl der Errichtungszeitpunkt der Netzanbindung aus Sicht des Offshore-Investors als ein besonders schützenwertes Vertrauen anzusehen ist, hat sich die Dauer der Realisierungszeiten von durchschnittlich 30 bis 36 Monate auf 45 bis 50 Monate erhöht (BNetzA 2012a: 1). Ist der Netzanschluss zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft des Offshore-Parks nicht verfügbar, stellen sich finanzielle Ausfälle seitens der Windenergieanlagenbetreiber ein, die sich aus Einspeiseausfällen sowie Erhaltungs- und Zinsaufwendungen ergeben (Rebmann/ Hirschmann 2013: 143).[307] Der Anbietermarkt für Offshore-Netzanbindungen war schlicht mit der großen Nachfrage überfordert, sodass sich Lieferengpässe bei Material und Spezialschiffen einstellten. Ferner brachten die großen Summen benötigtes Kapital den ÜNB TenneT in

[307] Berechnungen legen nahe, dass bereits der Aufschub des 20-jährigen Vergütungszeitraumes um 12 Monate nach hinten durch einen verzögerten Netzanschluss einen Barwertverlust in Höhe von 150 Mio. Euro bei einem 400 MW Offshore-Park zur Folge hat – darin sind die Einspeiseausfälle nicht enthalten (Rebmann/ Hirschmann 2013: 143f.).

Finanzierungsschwierigkeiten, sodass die Suche nach Investoren den Ausbau weiter verzögerte (Briese/ Westhäuser 2013: 7). Eine folgenschwere Konsequenz war, dass trotz Netzanschlussverpflichtung die ÜNB in der Praxis Kriterien formulierten, die sie als Voraussetzung dafür machten, die Netzanbindung herzustellen. Dazu zählte insbesondere der zu erbringende Nachweis des Offshore-Vorhabenträgers einer Finanzierungszusage des Fremdkapitalgebers. Demgegenüber machten die Banken die Finanzierung der Offshore-Projekte von dem Vorliegen einer Netzanschlusszusage abhängig. Diese Konstellation kann auch als Henne-Ei-Problematik charakterisiert werden (Rebmann/ Hirschmann 2013: 133).
In der Konsequenz wurden sowohl seitens der Offshore-Betreiber als auch der ÜNB Investitionen aufgrund der vorhandenen Unsicherheiten zurückgestellt (BR Drs. 520/12: 32), denn maßgebliche Investitionsunsicherheit rührte aus der rechtlichen Unklarheit über Haftungsfragen im Falle verzögerter oder gestörter Anbindungsleitungen. Bis dato war noch keine gerichtliche Entscheidung zu Haftungsfragen im Offshore-Windenergiebereich ergangen (Gundel 2016: 326). Die Bundesregierung identifizierte darin ein maßgebliches Investitionshindernis (ebd.: 1), weil sich unternehmerische Risiken als unkalkulierbar darstellten (ebd.: 18). Diese Betrachtung, dass rechtliche Unsicherheiten sich finanzielle Zurückhaltung seitens der Investoren auslösten, wurde in der wissenschaftlichen Literatur geteilt (Büllesfeld/ Koch/ von Stackelberg 2012: 275).
Die unklare Rechtslage rührte daher, dass die Haftungsfrage bei verzögerten oder gestörten Anbindungen nicht explizit geregelt und es umstritten war, in welcher Form sich eine Haftung nach § 32 Abs. 3 EnWG ergibt (BR Drs. 520/12: 31; Wiederholt/ Bode/ Reuter 2012: 1208). Lediglich das EEG in der Fassung von 2012 regelt eine Entschädigung im Falle einer nicht vom ÜNB verschuldeten Störung des Netzanschlusses (siehe auch Fallstudie 1); diese Regelung fungiert jedoch lediglich als Mindestabsicherung, die gewährleistet, dass die Anfangsvergütungsdauer durch die Störung nicht verkürzt wird (Rebmann/ Hirschmann 2013: 145). Dennoch ist diese Regelung unzureichend, da der Investition in eine technisch betriebsbereite Offshore-Anlagen, die Instandhaltungskosten verursacht und Materialabnutzung ausgesetzt ist, kein finanzieller Return aufgrund eines fehlenden Netzanschlusses gegenübersteht und somit ökonomisch als nicht tragbar bewertet werden muss. Aus diesem Grund ergab sich regulatorischer Handlungsbedarf.

Es lässt sich argumentieren, dass sich die Situation rund um den Offshore-Ausbau am treffendsten mit der analytischen Problemkategorie der Anpassungsmängel charakterisieren lässt. Demnach lassen sich einerseits unzureichende Marktaktivitäten ursächlich mit einem begrenzten und deswegen inflexiblen Anbietermarkt für Netzanbindungen zurückführen. Andererseits lässt sich von der Investitionsunsicherheit beziehungsweise -zurückhaltung auf existierende Kooperationsmängel schlussfolgern, da in dem bestehenden rechtlichen Rahmen eine mangelhafte Risikoteilung zwischen Offshore-Investoren und ÜNB festzustellen ist.

Zudem ist für die Marktakteure das Risiko eines Investitionsausfalls nur beschränkt kalkulierbar, was ebenfalls zur Investitionszurückhaltung beiträgt. Dafür steht symptomatisch, dass der Versicherungsmarkt keine geeignete Produkte bereithält, die die Investition gegen Einnahmeausfälle aufgrund von verzögerten Netzanschlüssen von Offshore-Windparks absichern (BMWi 2015c: 20). Eine angemessene Risikoverteilung wird aus diesem Grund ebenfalls als regulatorisches Ziel durch die Bundesregierung definiert (BR Drs. 520/12: 33f.). Darüber hinaus können die Akteure durch fahrlässiges Handeln negative externe Effekte erzeugen, was insbesondere für die ÜNB gilt, die durch verzögerte Netzanbindungen den eintretenden Schaden auf die Offshore-Investoren auslagern.

5.3.2 Institutionelles Setting

5.3.2.1 Gesetzgebungskompetenz und Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Energiewirtschaft) (Reimer 2015: 75). Dabei führt die Bundesregierung die Notwendigkeit nach einer bundesgesetzliche Regelung die Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse an, die sich nach Art. 72 Abs. 2 GG in Verbindung mit dem oben genannten Artikel ergibt. Zudem würde eine Gesetzesvielfalt auf Länderebene eine „Rechtszersplitterung mit problematischen Folgen darstellen“ (BR Drs. 520/12: 19).

Der institutionelle Handlungskorridor wird vor allem durch die Charakteristik des EnWG als Einspruchsgesetz bestimmt. Die fehlende Zustimmungsbedürftigkeit schränkt die formalen Gestaltungsrechte der Länder ein.

Mehrheitsverhältnisse

Die Mehrheitsverhältnisse in der 17. Legislaturperiode im Bundestag sahen zum damaligen Zeitpunkt wie folgt aus: Die regierungstragenden Fraktionen CDU/CSU und FDP besaßen eine Mehrheit von 21 Sitzen, was einer Mandatsverteilung von 332 Mandate von insgesamt 622 entsprach. Im Bundesrat hingegen stellten sich die Mehrheitsverhältnisse grundsätzlich anders dar. Zur relevanten Zeit des Kabinettsbeschlusses, insgesamt im Zeitraum vom 25. Juni 2012 bis19. Februar 2013 vereinigten die R-Länder 21, die O-Länder 26 und die M-Länder 22 Stimmen auf sich.

Im Gesetzgebungsprozess der EnWG-Novelle herrschten deshalb keine positiven Mehrheiten für das Regierungs- oder das Oppositionslager. Zwischen Bundestag und Bundesrat sind folglich im politischen Kräfteverhältnis divergierende Mehrheiten zu konstatieren.

Tabelle 34: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Juni 2012 bis Februar 2013)

R-Länder			O-Länder			M-Länder			
NI	CDU/FDP	6	RP	SPD/ GRÜNE	4	ST	CDU/SPD	4	
BY	CSU/FDP	6	HB	SPD/GRÜNE	3	MV	SPD/CDU	3	
HE	CDU/ FDP	5	BB	SPD/ LINKE	4	TH	CDU/SPD	4	
SN	CDU/ FDP	4	NW	SPD/GRÜNE	6	SL	CDU/SPD	3	
			HH	SPD	3	B	SPD/ CDU	4	
			BW	GRÜNE/SPD	6	SH	SPD/GRÜNE/ SSW	4	
21			26			22			∑ 69

Quelle: Eigene Darstellung nach Leunig 2015

5.3.2.2 Verfahrensgang der Gesetzesgenese

Am 31. August 2012 wurde der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kabinett beschlossen, der maßgeblich auf eine Initiative des Bundeswirtschaftsministeriums zurückging, was dementsprechend im Verfahren federführend war.[308] Die erste Beratung im Bundestag des Entwurfs BT Drs. 17/10754 fanden am 27. September 2012 statt (BT 2012b). Der Bundesrat setzte sich am 12. Oktober 2012 mit dem Gesetzentwurf erstmalig im Plenum auseinander (BR 2012b), dem dessen Ausschussempfehlungen vorangegangen waren (BR Drs. 520/1/12). Nach der zweiten und dritten Lesung im Bundestag am 29. November 2012 (BT 2012c)[309] – in denen das Gesetz durch die Mehrheit der Abgeordneten durch die regierungstragenden Fraktionen angenommen wurden –, wurde das Gesetz letztlich im Bundesrat am 14. Dezember 2012 beschlossen (BR 2012c; BR Drs. 740/12 (Beschluss)).

5.3.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen der dritten EnWG-Novelle

Die zentralen Maßnahmen des Kabinettsbeschlusses der dritten EnWG-Novelle lassen sich zwei Dimensionen zuordnen:

1. einer effektiveren räumlichen Steuerung und Koordinierung zwischen Offshore-Anlagenbau und den benötigten Netzanbindungen sowie

[308] Bundeswirtschaftsminister Rösler hatte die sogenannte AG Beschleunigung eingesetzt, um die beteiligten Akteure zusammenzubringen und Lösungsvorschläge für einen beschleunigten Offshore-Ausbau zu erarbeiten, vgl. dazu Briese/ Westhäuser 2013: 7ff. sowie Falk/ Wagner 2013.

[309] Am 17. Oktober 2012 brachten die Fraktionen der CDU/CSU und FDP eine Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag ein – Ausschussdrucksache 17/(9)970. Diese ergänzte das Offshore-Paket um Regelungen zur Kraftwerksstillegung und zu systemrelevanten Gaskraftwerken und sollte einen Beitrag zur Systemsicherheit sowie der Versorgungssicherheit leisten. Aufgrund dieser Verfahrensspezifikation und dem hier vorliegenden Fokus auf die Offshore-Windenergie wird im Folgenden nicht weiter auf diese Regelungen eingegangen; auch wenn sie für das deutsche Energieversorgungssystem und das Gleichgewicht zwischen staatlicher und marktlicher Steuerung eine große Bedeutung hatte. Vgl. dazu die Ausführungen im theoretischen Teil dieser Dissertation.

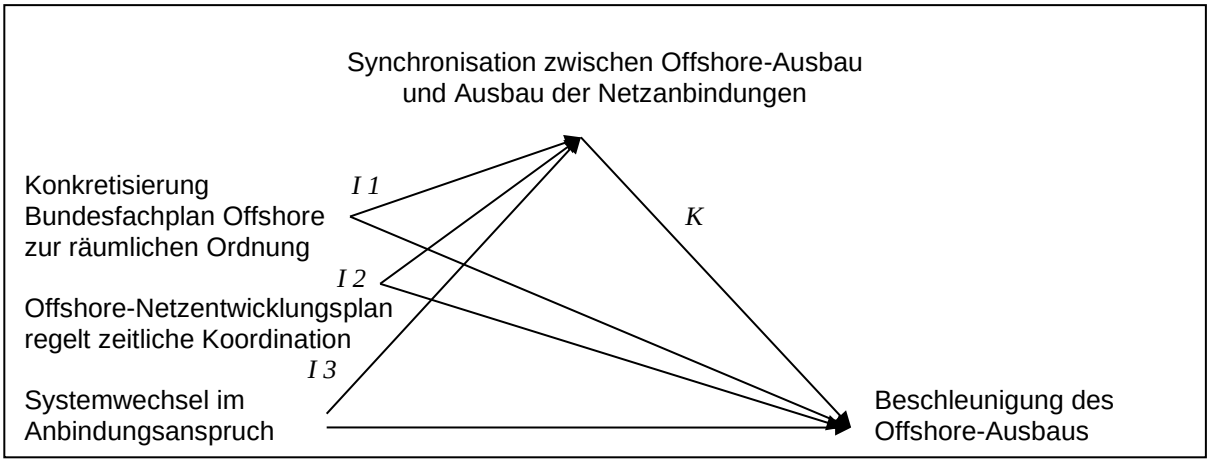
2. der Herstellung einer effektiven Investitionssicherheit durch die Klärung der rechtlichen Haftungsfragen und einer angemessenen Risikoverteilung zwischen Investoren, ÜNB und Letztverbrauchern.

Diese Zieldimensionen sollen zu einer generellen Beschleunigung des Offshore-Ausbaus beitragen.

Die Analyse basiert dabei auf zwei Steuerungsteilkonzeptionen und deren zugrundeliegenden Maßnahmen, was fünf auf deren Plausibilität zu prüfende Interventionshypothesen beinhaltet.

5.3.3.1 Optimierung der Planungs- und Synchronisationsprozesse: Steuerungsteilkonzeption 1

Abbildung 92: Optimierung der Planungs- und Synchronisationsprozesse



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Konkretisierung des Bundesfachplans Offshore, vormals Offshore-Netzplan des BSH, zur räumlichen Ordnung der Nutzungsinteressen innerhalb der AWZ führt zu einer Synchronisation zwischen Offshore-Ausbau und Ausbau der Netzanbindungen.
- *Interventionshypothese 2*: Die Einführung einer Offshore-Netzentwicklungsplanung, die die zeitliche Koordination der Netzanbindungskapazitäten regelt, führt zu einer Synchronisation zwischen Offshore-Ausbau und Ausbau der Netzanbindungen.
- *Interventionshypothese 3*: Ein Systemwechsel vom individuellen Anbindungsanspruch hin zu einem Anspruch auf eine Anbindungskapazität führt zu einer Synchronisation zwischen Offshore-Ausbau und Ausbau der Netzanbindungen.
- *Kausalhypothese*: Die Synchronisation zwischen Offshore-Ausbau und Ausbau der Netzanbindungen führt zu einer Beschleunigung des Offshore-Windenergieausbaus.
- *Aktionshypothese*: Die Konkretisierung des Bundesfachplans Offshore, die Einführung einer Offshore-Netzentwicklungsplanung sowie ein Systemwechsel vom individuellen

Anbindungsanspruch hin zu einem Anspruch auf eine Anbindungskapazität führen zu einer Beschleunigung des Offshore-Windenergieausbaus.

Die erste Interventionshypothese ist plausibel, auch wenn sie nicht als das Herzstück in dem neuen mehrstufigen Planungsprozess zu bezeichnen ist und deshalb ihre synchronisierende Wirkung zwischen dem Ausbau der Offshore-Windenergie und den Anbindungsleitungen nur im Zusammenspiel mit den anderen Stufen erhalten kann. Dabei sieht der Kabinettsentwurf vor, dass der vormalige Offshore-Netzplan, den das BSH erstellt hat, in den Bundesfachplan Offshore umbenannt werden soll, ohne etwas an der zentralen Zielrichtung des Planes zu verändern. Neben der Sicherstellung einer klaren terminologischen Unterscheidbarkeit zu dem Offshore-Netzentwicklungsplan wird allerdings vor allem eine Konkretisierung der Inhalte des Bundesfachplans Offshore angestrebt, der die räumlichen Nutzungsinteressen innerhalb der AWZ ordnet. Das BSH hält in diesem jährlich zu erstellendem Plan fest, dass erstens Windenergieanlagen in räumlichen Zusammenhang zu Sammelanbindungen als Regelfall zusammengefasst werden sollen, zweitens die Trassenkorridore für die Anbindungsleitungen der Offshore-Anlagen definiert werden, drittens die räumlichen Übergänge zwischen den verschiedenen Planungszonen bestimmt werden (zwischen AWZ und Küstenmeer nach NABEG), viertens Standorte von Konverterplattformen, fünftens die Möglichkeiten von Vermaschung sowie sechstens standardisierte Technikvorgaben, wie beispielsweise die Regelvorgabe, dass die Durchleitungskapazität von Kabel der Anbindungsleitungen 900 MW zu betragen haben (BR Drs. 520/12: 27f.). Die vorgesehenen Standardisierungen werden als besonders geeignet bewertet, um Koordinationsprozesse zu optimieren (BDEW 2012b: 12) und wurden bereits in der Vergangenheit als eine sinnvolle Handlungsoption diskutiert (Falk/ Wagner 2013: 43f.). Da sich die Zielrichtung des Bundesfachplans nicht ändert, bleibt dieser ein Raumverträglichkeitsprüfungsinstrument, das keine Außenwirkung entfaltet – jedoch als bedeutende Grundlage für den Offshore-Netzentwicklungsplan fungiert, weil dieser die Festlegung im Bundesfachplan Offshore zu berücksichtigen hat (Legler 2013: 6). Das BSH hat in der Nordsee 13 und in der Ostsee drei Cluster identifiziert, wobei ein Cluster Offshore-Windparks im räumlichen Zusammenhang bezeichnet, die für Sammelanbindungen geeignet sind (IE Leipzig u.a. 2014: 244). Allerdings hat der Veröffentlichungsrhythmus des Bundesfachplans Offshore (BF-O) gezeigt, dass sich im Zuge dessen Verzögerungen einstellten. So wurde der erste BF-O für das Jahr 2012 am 22. Februar 2013 öffentlich bekannt gemacht (BSH 2013)[310]. Dieser wurde für die Jahre 2013 und 2014 fortgeschrieben und berücksichtigte dabei vor allem die räumliche

[310] Der Offshore-Netzplan nach altem Recht wurde zu diesem Zweck überarbeitet und bis zum 29. Oktober 2012 zur Einsichtnahme öffentlich ausgelegt. Die Ergebnisse des Anhörungstermins sowie der abgegebenen Stellungnahmen flossen anschließend in eine zweite Überarbeitung ein, sodass ein Einvernehmen mit der konsultierten Version durch die BNetzA erst im Jahr 2013 erzielt werden konnte (BSH 2016a). Dies gilt allerdings nur für die AWZ der Nordsee, da es bei dem Bundesfachplan für die Ostsee zu einem deutlich längeren Erarbeitungsverfahren gekommen ist, sodass eine abschließende öffentliche Bekanntmachung des ersten Bundesfachplan Offshore Ostsee 2013 erst im Jahr 2014 erfolgen konnte (BSH 2016b).

Planung der Netzanbindungssysteme in Abstimmung mit den Maßnahmen der Offshore-Netzentwicklungsplanung. Das Konsultationsverfahren zog sich über die zweite Jahreshälfte 2014 hin, sodass eine Bekanntmachung des BF-O 2013/14 erst im Jahr 2015 am 12. Juni erfolgte (BSH 2015). Der Konsultationsprozess der Fortschreibung des BF-O für die Jahre 2016 und 2017 fand erst im Jahr 2017 seinen Abschluss (BSH 2016a).

Die zweite sowie dritte Interventionshypothese sind ebenfalls plausibel und werden in ihrer Grundausrichtung der Maßnahmen als ausgesprochen positiv von allen beteiligten Akteuren bewertet (BDEW 2012b: 13; BNetzA 2012a: 3; Stiftung Offshore-Windenergie u.a. 2012: 1) – und sollen deshalb hier auch zusammen diskutiert werden. Mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan erhält „das Element der Bedarfsplanung in die Entwicklung der Offshore-Anbindungsplanung“ (BR Drs. 520/12: 29) Einzug, die nicht nur auf dem Bundesfachplan Offshore, sondern auch auf einem Szenariorahmen der ÜNB, der Annahmen über die zukünftige Entwicklung im Stromversorgungssystem enthält, aufbaut (Wiederholt/ Bode/ Reuter 2012: 1208). Die ÜNB werden verpflichtet den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) jährlich aufzustellen – den die BNetzA genehmigen muss –, um die Synchronisation von Offshore-Anlagenbau und den benötigten Netzanbindungen für den Zeitraum von jeweils zehn Jahren sicherzustellen. Der O-NEP setzt einen Systemwechsel um, der als „revolutionär“ (Legler 2013: 6) in der Literatur bewertet wurde. Dieser Systemwechsel ersetzte den unbegrenzten individuellen Anbindungsanspruch der einzelnen Offshore-Anlagen durch eine Anbindung im Rahmen der diskriminierungsfrei zugeteilten Anbindungs-Kapazität. Dementsprechend kehrte sich auch die temporale Logik um, dass der Anspruch auf Netzanbindung bestand, sobald die technische Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlage gegeben war. Die Funktionsweise sollte nun genau umgekehrt gestaltet sein, entscheidend war somit der Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsleitungen, woraus resultieren sollte, dass „die Anschlusspflichten besser mit den Anschlussmöglichkeiten abgestimmt sein“ (BR Drs. 520/12: 29) würden. Damit das identifizierte Problem der Investitionsunsicherheit behoben werden kann, sollen Windpark-Investoren möglichst früh Gewissheit über die Terminierung des Netzanschlusses ihres Offshore-Windparks erhalten. Um dies realisieren zu können, ist ein zweistufiges Verfahren vorgesehen: Sobald der Zuschlag für die ausgeschriebene Anbindungsleitung erteilt wurde, ist ein voraussichtlicher Fertigstellungstermin des Netzanschlusses dem Offshore-Windparkbetreiber (OWP-Betreiber) und der Öffentlichkeit bekannt zu machen. Dieser Termin kann unter Einwilligung der BNetzA noch angepasst werden, sollte es zu terminlichen Verzögerungen kommen. Jedoch wird der Termin 30 Monate vor dem von den ÜNB genannten voraussichtlichen Fertigstellungszeitpunkt verbindlich und kann nicht mehr geändert werden (ebd.: 29f.; Wiederholt/ Bode/ Reuter 2012: 1209). An diesen verbindlichen Fertigstellungstermin sind auch die Entschädigungsansprüche geknüpft, wie in der zweiten Steuerungsteilkonzeption noch erläutert wird. Gleichwohl werden nicht nur die ÜNB auf die terminliche Einhaltung der Netzanbindung verpflichtet, auch

den OWP-Betreibern wird eine Terminpflicht auferlegt. Nach dem sogenannten Use-it-or-lose-it-Prinzip müssen diese zwölf Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Netzanbindung mit dem Bau der anzubindenden Anlagen beginnen sowie die Errichtung des OWP spätestens zwölf Monate nach der Fertigstellung der Netzanbindung abgeschlossen haben und diesen in technische Betriebsbereitschaft versetzen. Andernfalls kann der OWP-Betreiber in einem diskriminierungsfreien Verfahren, den Anspruch auf die ihm erteilte Anbindungskapazität verlieren bzw. entzogen bekommen, wobei der BNetzA als zuständige Regulierungsbehörde durch die Kann-Regelung ein Handlungsspielraum erhält, der es ihr erlaubt, die Verhältnismäßigkeit zu wahren (BR Drs. 520/12: 30f.; Legler 2013: 8).

Trotz grundsätzlicher Unterstützung und einer positiven Bewertung des Systemwechsels, wurde durch die beteiligten Akteure die konkrete Ausgestaltung der Maßnahmen im Kabinettsentwurf kritisiert. Seitens der Offshore-Investoren wurde vor allem angebracht, dass sich erneut nur an der Perspektive eines Projektbeteiligten orientiert werde, nämlich anstelle der OWP-Betreiber nun an den ÜNB (Stiftung Offshore-Windenergie u.a. 2012: 6f.). Darüber hinaus wurde maßgeblich diskutiert, ob die 30 Monate-Frist für das Verbindlichwerden des Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung ausreichend bemessen sei. Während die Offshore-Investoren Schwierigkeiten für den Errichtungszeitraum der OWP sahen, weil verbindliche Liefer- und Finanzierungsverträge erst im Anschluss unterschrieben werden können (ebd.: 9), räumten Bewertungen aus der Perspektive der ÜNB die Möglichkeit ein, dass aufgrund deren Abhängigkeit von den Zulieferern erst 24 Monate vor dem Fertigstellungstermin der Netzanbindung eine Verbindlichkeit garantiert werden kann, was dementsprechend zu höheren Risikozuschlägen seitens der Zulieferer führen und in der Konsequenz den Offshore-Ausbau weiter verteuern dürfte (BDEW 2012b: 17). Gleichwohl bescheinigt diese Sichtweise den Zeitraum für den Bau eines OWP als angemessen und ausreichend (ebd.: 16); diese Perspektive wird durch die BNetzA gestützt, die anführt, dass in der Vergangenheit die OWP-Investoren stets erläutert hätten, einen OWP innerhalb von 24 bis 30 Monate errichten zu können (BNetzA 2012a: 3f.). Demgegenüber sehen die Offshore-Investoren die Errichtungszeitproblematik durch das Use-it-or-lose-it-Prinzip verschärft, da ihnen – wenn sie nicht 12 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungsdatum der Anbindungsleitung mit dem Bau des OWP beginnen – der Anspruch auf die Anbindungskapazität abgesprochen werden kann (Stiftung Offshore-Windenergie u.a. 2012: 9). Hingegen kann angeführt werden, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht es zu begrüßen ist, dass nicht genutzte Anbindungskapazitäten neu verteilt werden können (BDEW 2012b: 18). Das Spannungsverhältnis der verschiedenen Sichtweisen, die zweifelsfrei Interessen-getrieben sind, wird in der Diskussion der Bewertungskriterien versucht zu entzerren.

Die Kausalhypothese zeichnet sich ebenfalls durch eine hohe Plausibilität aus. Der Zusammenhang zwischen den fehlenden Netzanbindungen beziehungsweise den dort auftretenden Verzögerungen sowie der Beschleunigung des Offshore-Windenergieausbaus wurde bereits in der Problemanalyse erörtert – in der Vergangenheit wurde das Anbindungsregime als eines der beiden großen Hindernisse für den Offshore-Ausbau identifiziert (hier noch einmal beispielhaft Trianel 2012: 4f.). Eine effektivere Synchronisation zwischen der Errichtung von OWP und den benötigten Anbindungsleitungen kann als ein zentraler Schlüssel zur Beschleunigung des Ausbaus und zur Zielerfüllung in diesem Bereich gelten.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die Bewertungskriterien, die abschließend zur Beurteilung der Maßnahmen herangezogen werden sollen, sind der Grad der *Treffsicherheit*, damit im Zusammenhang stehend das Ausmaß des zur Verfügung stehenden *Steuerungswissens*, die *Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft* und das *zukunftsfähige Gesamtkonzept*. Zur Effektivität der Maßnahmen ist anzuführen, dass die anvisierten Ziele erreicht werden. Die Entwicklung zeigt, dass im O-NEP 2013 für das Jahr 2019 eine voraussichtliche Übertragungsleistung Offshore von 8.609 MW realisiert sein wird (IE Leipzig u.a. 2014: 281). Des Weiteren wurden alle im O-NEP 2013 angekündigten fertigzustellende Anbindungsleitungen für die Jahre 2014 und 2015 auch in diesem Zeitraum in Betrieb genommen – mit Ausnahme von DolWin2, deren Inbetriebnahme um ein Jahr verschoben wurde (ÜNB 2013d: 63, 2015b: 53f.). Die Offshore-Netzentwicklungsplanung bringt deshalb nachweislich kurz- bis mittelfristige Planungssicherheit. Ein Vergleich der O-NEPs 2013 und 2015 zeigt zudem, dass die Anbindungsleitungen nach alter Rechtslage zum Großteil in Betrieb genommen wurden und nur in wenigen Fällen der Fertigstellungstermin der Netzanbindung nach hinten geschoben wurde (ebd.). Dies zeigt jedoch nur, dass von der rechtlichen Möglichkeit Gebrauch gemacht wurde und die gesetzlich geschaffene Flexibilität genutzt wird, was die Investitionssicherheit der Verfahrensbeteiligten erhöht. Zahlen bestätigen bislang lediglich, dass die als Standard gesetzte Gleichstrom-Clusteranbindung mit einer Leistung von 900 MW von der Auftragsvergabe bis zur Inbetriebnahme 60 Monate benötigt (BMWi 2015g: 2). Damit ist allerdings noch nichts über die Angemessenheit des 30 Monats-Zeitfensters bei dem Verbindlichwerden eines konkreten Fertigstellungstermins ausgesagt. Auch wenn dafür keine Auswertungen vorliegen und dies von dem konkreten Einzelfall abhängig sein dürfte, lassen die eingetretenen Entwicklungen darauf schließen, dass die rechtliche Vorgabe angemessen ist. In diesem Fall wird augenscheinlich, dass das zur Verfügung stehende Steuerungswissen noch sehr begrenzt ist, vor allem da die Anbindungsleitungen, die bis zum Jahr 2015 entstanden sind, alle noch nach dem alten Anbindungsregime errichtet wurden und der Systemwechsel erst in Zukunft seine volle Wirkung entfalten kann.

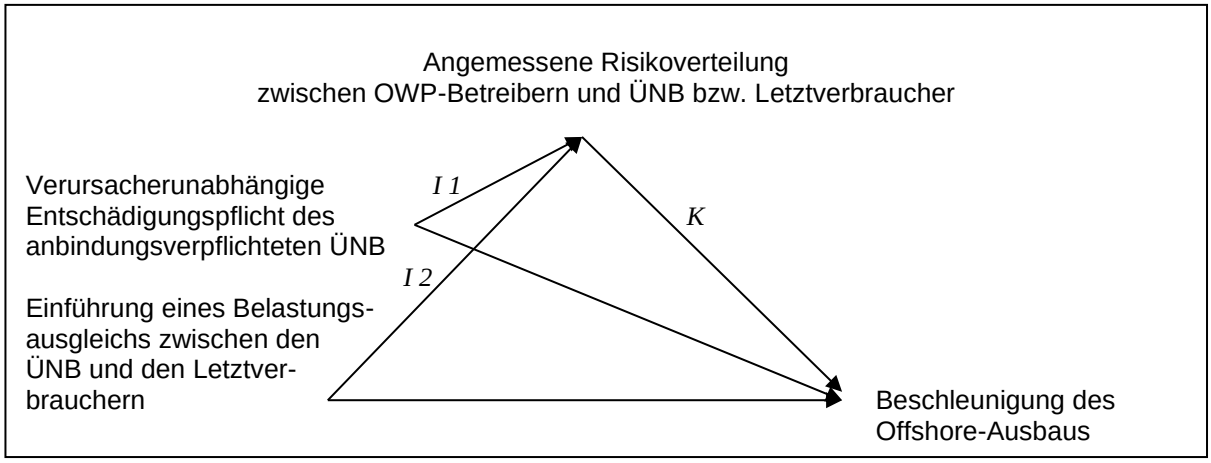
Es kann gleichwohl als positiv bewertet werden, dass die Bundesregierung ihrer unabhängigen Regulierungsbehörde gefolgt ist und nicht Brancheninteressen den Vorzug gegeben hat.
Durch das Ersetzen eines individuellen Anbindungsanspruchs durch eine vergebende Anbindungskapazität wird jedoch vor allem das beschriebene Henne-Ei-Problem aufgelöst, was in einem hohen Maße dazu beiträgt, dass Investitionssicherheit geschaffen wird. Durch die frühzeitige Bekanntmachung von voraussichtlichen Fertigstellungsterminen und das Verbindlichwerden nach klar definierten zeitlichen Vorgaben verbessert sich der Zugang von OWP-Investoren zur Fremdfinanzierung. Damit werden die beschriebenen Anpassungsmängel abgebaut, weil es sich bei dem eingesetzten Instrument maßgeblich um ein materiell-rechtliches Gebot handelt, dass den Verfahrensbeteiligten Pflichten auferlegt und eine neue Transparenz in den Planungsprozessen schafft. Dies trägt dazu bei, dass die vorhandenen Unsicherheiten abgebaut werden – auch wenn das Instrumentarium nicht dazu geeignet ist, die vorliegenden Ressourcen- und Kapazitätsprobleme seitens der ÜNB und Zulieferindustrie zu beheben, so wird deren Einsatz doch effektiver gesteuert.

Dennoch stellen sich auch Nebenfolgen ein, die den Grad der Treffsicherheit mindern und den Zugewinn an Investitionssicherheit in zwei Bereichen schmälern. Erstens hat der Systemwechsel für eine Reihe von Offshore-Projekten, die nicht mehr durch die Übergangsregelungen abgedeckt werden, sich aber dennoch kurz vor der finalen Investitionsentscheidung befinden, zur Konsequenz, dass sich ein teilweise erheblicher zeitlicher Verzug ergibt, weil sie nicht mehr nach dem alten Netzanbindungsregime angebunden werden, sondern auf die Zuteilung einer Netzanbindungskapazität entsprechend des O-NEPs warten müssen. Dieser sich einstellende Zeitverzug hat zur Folge, dass eine Reihe von Offshore-Projekten nicht bis zum 31. Dezember 2017 in Betrieb gehen kann. Dieses Datum ist deshalb wichtig, weil nach damals geltender Rechtslage der sogenannte Sprinterbonus nach § 31 Abs. 3 EEG 2012 die erhöhte Anfangsvergütung in Höhe von 19 ct/kWh nur solchen OWP-Anlagen gewährt, die bis Ende 2017 in Betrieb gehen. Dementsprechend werden, anders als in den ursprünglichen Planungen und finanziellen Kalkulationen, OWP eine andere Vergütungsbasis geboten bekommen (Legler 2013: 9). Zweitens ergibt sich aus dem Systemwechsel und den vorgesehenen Übergangsfristen ein Spannungsverhältnis zwischen einer schnellen Überführung in ein neues System und Investitionssicherheit für Offshore-Projekte, die unmittelbar vor der finalen Investitionsentscheidung stehen und somit erst zu einem späteren Zeitpunkt einen Netzzugang zugewiesen bekommen (BDEW 2012b: 14). Die bereits in diesen Projekten getätigten Investitionen drohen zu versinken oder die Projekte werden durch den Zeitverzug teurer als kalkuliert (Stiftung Offshore-Windenergie u.a. 2012: 7f.). Ähnlich wirkt sich der Degressionsaufschub im EEG für die Offshore-Windenergie nach § 20 Abs. 2 lit. 7a EEG 2012 aus, der die Degression erst ab 2018 einsetzen lässt. Anlagen, die aufgrund des Systemwechsels, im Jahr 2018 in Betrieb gehen, erhalten demnach ein niedrigeres Vergütungsniveau.

Abschließend kann konstatiert werden, dass eine hohe Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft besteht, da das Verfahren der Netzentwicklungsplanung unter Berücksichtigung eines Szenariorahmens bereits aus dem Onshore-Windenergie Bereich bekannt ist. Zudem entsteht durch den Systemwechsel eine Offshore-Planung aus einem Guss, ein mehrstufiges Verfahren, dass für alle Beteiligten Transparenz und Standardsetzung garantiert. Auch wird durch das Ineinandergreifen der verschiedenen Planungsschritte die Netzanbindung durch die verschiedenen Planungszonen AWZ und Küstenmeer nach NABEG sichergestellt. Im Hinblick auf ein zukunftsfähiges Gesamtkonzept kann aufgrund der langfristigen Planungen mit einem jeweiligen Zehnjahreshorizont ein positives Urteil ausgesprochen werden. Gleichwohl erscheinen Änderungen innerhalb des EEGs notwendig, um die Einschränkung der Investitionssicherheit mit Blick auf den Sprinterbonus zu beheben. Mit der EEG-Novelle 2014 ist dieser Schritt umgesetzt worden.

5.3.3.2 Haftungs- und Entschädigungsregelung: Steuerungsteilkonzeption 2

Abbildung 93: Haftungs- und Entschädigungsregelung



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1*: Die Regelungen zur verursacherunabhängigen Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten ÜNB, die auch den OWP-Betreiber in die Pflicht nimmt, führt zu einer angemessenen Risikoverteilung zwischen OWP-Betreibern und ÜNB.
- *Interventionshypothese 2*: Die Einführung eines Belastungsausgleichs zwischen den anbindungsverpflichteten und nicht anbindungsverpflichteten ÜNB, wozu neben der Regelung des Selbstbehalts der ÜNB ebenfalls die Einführung einer Offshore-Haftungsumlage geregelt ist, führt zu einer angemessenen Risikoverteilung zwischen ÜNB und den Letztverbrauchern.

- *Kausalhypothese*: Die angemessene Risikoverteilung zwischen OWP-Betreibern sowie ÜNB und den Letztverbrauchern führt zu einer Beschleunigung des Offshore-Windenergieausbaus.
- *Aktionshypothese*: Die Regelungen zur verursacherunabhängigen Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten ÜNB sowie die Einführung eines Belastungsausgleichs führt zu einer Beschleunigung des Offshore-Windenergieausbaus.

Die erste Interventionshypothese ist nur eingeschränkt plausibel, was nicht der Grundkonzeption, sondern der konkreten Ausgestaltung der Maßnahme zuzuschreiben ist. Der Kabinettsbeschluss sieht vor, dass der anbindungsverpflichtete ÜNB ab dem elften Tag der Störung oder Verzögerung gemessen an dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Anbindungsleitung, den OWP-Betreiber zu entschädigen hat. Dies gilt unabhängig davon, ob der anbindungsverpflichtete ÜNB die Störung beziehungsweise Verzögerung zu verantworten hat. Die Höhe der Entschädigung für die entstandenen Vermögensschäden seitens des OWP-Betreibers beläuft sich auf 90 Prozent der Einspeisevergütung, wobei als Referenz die tagesscharfe durchschnittliche Einspeisemenge einer vergleichbaren Anlage für den Störungszeitraum zugrunde gelegt wird. Sollten die Störungen in nicht aufeinander folgenden 18 Kalendertagen auftreten, besteht dieser Entschädigungsanspruch ab dem 19. Tag (BR Drs. 520/12: 8). Darüber hinaus ist entscheidend, dass die Offshore-Anlagen zum Zeitpunkt der Störung betriebsbereit[311] und einspeisefähig sind[312] sowie ferner auf die Möglichkeit verzichten, die verlängerte Einspeisevergütung nach dem geltenden EEG in Anspruch zu nehmen – was in Summe die formalen Voraussetzungen für die Entschädigungsansprüche beschreibt (ebd.: 32; König 2013: 114ff.; Dannecker 2014: 250f.).[313]

Aus der Perspektive des OPW-Betreibers stellt sich die neue Risikokalkulation positiv dar. Zwar wird das unternehmerische Risiko im Hinblick auf die Netzanbindung nicht vollkommen negiert, aber es stellen sich deutliche Verbesserungen bei der Planungs- und Investitionssicherheit ein (Wiederholt/ Bode/ Reuter 2012: 1211; Dannecker 2014: 256). Maßgeblich ist dies darauf zurückzuführen, dass das Vermögensrisiko der Betreiber mit maximal zehn Prozent der Einspeisevergütungssumme für einen eng definierten Zeitraum begrenzt ist. Diese Risikosumme ist als unternehmerisches Risiko als angemessen zu beurteilen, zumal es sich bei der

311 Zur Betriebsbereitschaft zählt neben der Installation der Fundamente der Offshore-Anlagen auch das fertig installierte Umspannwerk – ein Inbetriebsetzen der Anlage ist dann nur aus Schadensminderungsgründen ausgeblieben. Dannecker weist darauf hin, dass die BNetzA in ihrem Leitfaden zur Haftungsregelung weitere technische Kriterien zum Standard des Umspannwerks definiert, was für den Vollzug der Feststellung der technischen Betriebsbereitschaft Folgen hat. Für die gerichtliche Klärung von Entschädigungsansprüchen ist diese Frage gleichwohl maßgeblich, dennoch im Gesetz nicht näher spezifiziert (Dannecker 2014: 250ff.).

312 Entscheidendes Kriterium ist neben der zeitlichen Dimension auch die Unmöglichkeit der Einspeisung bei einer verzögerten Netzanbindung. Zur Rolle des Probebetriebs in diesem Hinblick vgl. Dannecker 2014: 246f.

313 Der Gesetzentwurf bleibt im Hinblick auf die exakte Berechnungsmethode der Entschädigung unscharf. Dieser Handlungsspielraum sollte später durch die BNetzA und ihren bereits erwähnten Leitfaden ausgefüllt werden. Dementsprechend wird der Vollzug des Gesetzes im Detail durch Materie geregelt, die keinen legislativen Charakter aufweist (Dannecker 2014: 256f.).

Offshore-Technologie um ein risikobehaftetes Investment handelt. Ferner verhindert die Ausgestaltung des Entschädigungsanspruches eine Überkompensation im Schadensfall, wobei anzumerken ist, dass die formalen Voraussetzungen für den Entschädigungsanspruch der OWP-Betreiber zumindest dahingehend nicht ohne Risiko sind, weil nur Tage berücksichtigt werden, an denen vollständig eine Nichteinspeisung vorliegt (Dannecker 2014: 256; BR Drs. 520/12: 33f.). Des Weiteren tritt bei Verzögerung der Entschädigungsanspruch in jedem Fall in Kraft und muss nicht erst aufwändig rechtlich erstritten werden.

Demgegenüber stellt sich die verschuldungsunabhängige Entschädigungspflicht seitens der ÜNB als Besonderheit dar. Eine Regelung die nicht dem Verursacherprinzip folgt, ist stets begründungsbedürftig; deshalb führt die Bundesregierung als Argument, die zentrale Bedeutung der Netzanbindung für den Ausbau der Offshore-Windenergie an. Die Offshore-Anlagenbetreiber gingen ein erhöhtes Risiko auf staatliche Veranlassung im Interesse der Allgemeinheit ein (ebd.). Für die ÜNB bedeutet dies, dass sich eine gestufte Entschädigungspflicht gegenüber den OWP-Betreibern ergibt. Erstens trägt der ÜNB im Falle einer vorsätzlichen Schadensverursachung die gesamte Schadenssumme ab dem ersten Tag einer Verzögerung des verbindlichen Fertigstellungstermins ohne Anrecht auf einen Belastungsausgleich. Zweitens trägt ein ÜNB bei einer fahrlässig herbeigeführten Verzögerung des Netzanschlusses oder einer Störung einen Eigenanteil, der sich abhängig von der Entschädigungssumme staffelt und degressiv ausgestaltet ist sowie nicht dem Belastungsausgleich mit anderen ÜNB anzurechnen ist: „bei Schäden bis 200 Millionen Euro besteht ein Selbstbehalt in Höhe von 20 Prozent, darüber hinaus für den Teil von der Schäden von 200 bis 400 Millionen Euro in Höhe von 15 Prozent, darüber hinaus für den Teil von der Schäden von 400 bis 600 Millionen Euro in Höhe von 10 Prozent und darüber hinaus für den Teil von der Schäden von 600 bis 800 Millionen Euro in Höhe von 5 Prozent“ (BR Drs. 520/12: 37). Eine Schadenssumme über 800 Euro kann vollständig über den Belastungsausgleich gewälzt werden, was einem maximalen Selbstbehalt der anbindungsverpflichteten ÜNB von 100 Mio. Euro pro Kalenderjahr entspricht. Ferner werden die anbindungsverpflichteten ÜNB darauf verpflichtet, sämtliche Maßnahmen zu unternehmen, um Schadensereignisse abzuwenden. Gleichwohl sehen die Regelungen vor, dass bei höherer Gewalt keine Haftung vom ÜNB zu verlangen ist (ebd.: 37f.; König 2013: 117f.). Drittens ist im Falle einer fahrlässigen Schadensverursachung an Offshore-Anlagen und deren Folgeschäden eine Höchstgrenze von 100 Mio. Euro pro ÜNB und Schadensereignis definiert, wobei der Schadensersatz bei Einzelschäden, die die Höchstgrenze übersteigen, anteilig im Verhältnis zur Summe aller Einzelschäden zur Höchstgrenze gekürzt wird (ebd.: 11).

Diese erste Gegenüberstellung der Selbstbehalte von OWP-Betreibern und anbindungsverpflichteten ÜNB zeigt schon, dass die Regelungen eine klare Schlagseite zu Gunsten der OWP-Betreibern aufweist und die Risikoverteilung die ÜNB stärker belastet – ein Aspekt der aus der Perspektive der Bewertungskriterien weiter diskutiert werden soll.

Die zweite Interventionshypothese weist einen hohen Grad an Plausibilität auf. Die Regelungen im Kabinettsentwurf sehen vor, einen Belastungsausgleich zwischen den anbindungsverpflichteten und nicht-anbindungsverpflichteten ÜNB einzurichten. Darunter fallen die Kosten der Entschädigungszahlungen inklusive der benötigten Zwischenfinanzierung abzüglich des Eigenanteils der anbindungsverpflichteten ÜNB. Der Belastungsausgleich wird mit der Vermeidung von regionalen Ungleichgewichten begründet, auch weil die Transformation des Energieversorgungssystem eine gesamtstaatliche Aufgabe ist (BR Drs. 520/12: 39). Zudem wird eine Wälzung der Kosten auf den Letztverbraucher über eine Offshore-Haftungsumlage, die auf die Netzentgelte erhoben wird, festgeschrieben.

Die Funktionsweise des Belastungsausgleichs sieht vor, die prognostizierten Entschädigungskosten für das Folgejahr einschließlich der potenziellen Zwischenfinanzierungskosten mit dem Saldo des Vorjahres auf der Ausgabenseite mit den Einnahmen der Offshore-Haftungsumlage sowie den Versicherungsleistungen und den Vertragsstrafen, die die anbindungsverpflichteten ÜNB von ihren Lieferanten erhalten haben, zu verrechnen. Für die ÜNB sind Mehr- oder Mindereinnahmen in Bezug auf die von ihnen tatsächlich zu tragenden Lasten auszugleichen. Die Systematik der Offshore-Haftungsumlage und deren Höhenbegrenzung können zur Folge haben, dass der im Rahmen des Belastungsausgleichs umzulegende Betrag nicht ausreicht, um sämtliche Entschädigungszahlungen eines Jahres zu decken, woraufhin Ansprüche dann im darauffolgenden Jahr bedient werden. Die Höhenbegrenzung der Offshore-Haftungsumlage ergibt sich aus dem Aufschlag auf die Netzentgelte, der sich für die verschiedenen Letztverbrauchergruppen je nach Stromverbrauch staffelt. Strombezüge aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bis zu einem Verbrauch von eine Millionen kWh dürfen mit höchstens 0,25 ct/kWh zusätzlich belastet werden, während ein Verbrauch über dieser Strombezugsgrenze mit maximal 0,05 ct/kWh belastet werden darf. Handelt es sich dabei um ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten mindestens vier Prozent des Umsatzes des vorangegangenen Jahres übersteigt, sinkt die maximale Belastung dieser Letztverbrauchergruppe auf 0,025 ct/kWh (ebd.: 10f.).

Die Offshore-Haftungsumlage wird vor allem mit dem Interesse der Allgemeinheit an der mit dem beschleunigten Atomenergieausstieg verbundenen Transformation des Energiesystems begründet, was eine klimafreundliche Stromversorgung garantieren soll und somit die Belastung der Letztverbraucher rechtfertigt (ebd.: 39). Dieses Argument gewährleistet ferner die Plausibilität der Kausalhypothese, da die angemessene Risikoverteilung nicht nur zwischen den ÜNB und den OWP-Betreibern bedeutsam ist, sondern auch der Einbezug der Letztverbraucher sicherstellt, dass die für den Offshore-Ausbau maßgeblichen Akteure finanziell entlastet werden.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Bei dieser Steuerungsteilkonzeption gilt es grundlegend, das verwendete Instrumentarium einzuordnen, denn dieser Aspekt ist durch eine Besonderheit gekennzeichnet. Es kann konstatiert werden, dass die Instrumente materiell-rechtliches Gebot und negative finanzielle Anreize ineinander verschachtelt konstruiert sind und nicht parallel wirken, wie dies oftmals in anderen Steuerungskonzeptionen zu beobachten ist. Dabei regelt das materiell-rechtliche Gebot die Haftungsbeziehungen zwischen ÜNB und OWP-Betreibern, womit auch eine finanziell umverteilende Wirkung einhergeht. Für die anbindungsverpflichteten ÜNB sowie die OWP-Betreiber die einen finanziellen Selbstbehalt zu tragen haben, entfaltet diese Regelung einen negativen finanziellen Anreiz, währenddessen es sich bei den nicht-anbindungsverpflichteten ÜNB lediglich um einen durchlaufenden Kostenposten handelt. Durch den Wälzungscharakter der Offshore-Haftungsumlage werden entsprechend die einzelnen Verbrauchergruppen geringfügig belastet. Im Hinblick auf die analytische Problemkategorie der Anpassungsmängel und in diesem Zuge auftretenden Inflexibilitäten, vermag das materiell-rechtliche Gebot eine ursachenadäquate Lösung anzubieten. Das Potenzial von eintretenden negativen externen Effekten durch anbindungsverpflichtete ÜNB sowie OWP-Betreiber wird durch den negativen finanziellen Anreiz in Form des Selbstbehaltes ursachenadäquat adressiert. Wie effektiv die Regelungen wirken und welche Nebeneffekte auftreten, zeigt die Analyse entlang der Bewertungskriterien.

Dem Kriterium der Treffsicherheit kann ein mittlerer Erfüllungsgrad bescheinigt werden. Zwar werden maßgebliche Ziele aus Sicht der Bundesregierung erfolgreich adressiert, gleichwohl bringt die konkrete Ausgestaltung der Maßnahmen eine Reihe von Nebeneffekten mit sich, die das Maß der Effektivität absenken. Zuvorderst ist hier das materiell-rechtliche Gebot zu nennen, dass über die Haftungsregelungen eine Gesetzeslücke schließt und maßgeblich dazu beiträgt das beschriebene Henne-Ei-Problem bei der Finanzierung von Offshore-Projekten zu entschärfen (König 2013: 119; Dannecker 2014: 256; Broemel/ Pflicht 2016: 27f.). Die Steigerung der Investitionssicherheit wirkt sich zweifelsfrei positiv auf die Bereitschaft von Investoren aus, Fremdkapital bereitzustellen. Dennoch verbleiben einige Unsicherheiten, die diesen Effekt schmälern, weil die Regelungen des Kabinettsentwurfes nicht näher konkretisieren, wie die Entschädigungszahlungen zu leisten sind – so etwa in Form einer Einmal- oder Ratenzahlung (Wiederholt/ Bode/ Reuter 2012: 1211). Daneben schaffen die Haftungsregelungen Anreizstrukturen für Schadensminderungsmaßnahmen sowohl für die anbindungsverpflichteten ÜNB als auch für die OWP-Betreiber über den Selbstbehalt, der als negativer finanzieller Anreiz gestaltet ist. Zwar kann es als angemessen bewertet werden, dass ein gewisses unternehmerisches Risiko beim OWP-Betreiber verbleibt – in diesem Punkt wird dem Argument der Bundesregierung gefolgt (BR Drs. 520/12: 34f.) –, doch eröffnen die vorgesehenen Übergangsregelungen einen gewissen Spielraum die Haftungsregelungen zum Profit des Offshore-Investors auszunutzen. Die Übergangsregelungen sehen vor, dass Entschädigungsansprüche

im Rahmen des alten Anbindungsregimes für Anlagen gelten, die bis zum 29. August 2012 eine unbedingte Netzanbindungszusage erhalten haben.[314] Der Selbstbehalt soll anreizen, dass eine zusätzliche Synchronisation von Errichtung des Offshore-Parks und der jeweiligen Netzanbindung erfolgt. Stattdessen kann es allerdings profitabler sein, trotz zu erwartender fehlender Anbindungsleitung, einen Offshore-Park in Betriebsbereitschaft[315] zu versetzen und somit die Entschädigungsansprüche geltend zu machen (Wiederholt/ Bode/ Reuter 2012: 1211f.). Damit gingen zusätzliche Belastungen der Letztverbraucher und der ÜNB einher, was als ein unintendierter Nebeneffekt zu qualifizieren ist.

Eine Steuerungsabsicht der Bundesregierung ist die angemessene Risikoverteilung zwischen den beteiligten Akteuren. Auch in diesem Punkt folgt aus der konkreten Ausgestaltung der Maßnahmen, dass die anbindungsverpflichteten ÜNB über Gebühr belastet werden. Einerseits steht die Höchstgrenze von 100 Mio. Euro Selbstbehalt in keinem angemessenen Verhältnis zu dem durchschnittlich erwirtschafteten EBIT von beispielsweise TenneT von 150 Mio. Euro pro Jahr und erscheint somit überdimensioniert (TenneT 2012: 3; BDEW 2012b: 22f.). Damit wird die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der anbindungsverpflichteten ÜNB, die für den Offshore-Ausbau wesentlich sind, stark gefährdet. Andererseits werden innerhalb des Belastungsausgleichs sämtliche Pönalen und Versicherungsleistungen sozialisiert, sodass der Selbstbehalt nicht gemindert werden kann, was zusätzlich jedoch den Anreiz reduziert, Versicherungspotenziale zu nutzen (ebd.). Während der negative finanzielle Anreiz für die OWP-Betreiber als tragbar charakterisiert werden kann – für einen effektiven Anreiz ist dieser unter Umständen sogar zu gering ausgestaltet, was jedoch vom Einzelfall abhängig ist –, ist dessen Ausgestaltung für die anbindungsverpflichteten ÜNB als deutlich zu groß zu beschreiben. Die Anreizausgestaltung ist unter Kosteneffizienzgesichtspunkten deshalb als negativ zu bewerten. Des Weiteren sehen die Regelungen keinerlei Differenzierung zwischen fahrlässigem und grob fahrlässigem Verhalten durch die anbindungsverpflichteten ÜNB vor, was den Offshore-Bereich schlechter stellt als den Onshore-Bereich, innerhalb dessen der Haftungsrahmen eben eine solche Unterscheidung kennt. Ferner wird gesetzlich definiert, dass stets von einem fahrlässigen Verschulden des ÜNB auszugehen ist und dieser in einem Verfahren der Beweislastumkehr das Gegenteil belegen muss. In diesem Kontext steht auch die Problematik, dass dem anbindungsverpflichteten ÜNB die Verfehlungen innerhalb seiner Zuliefererkette angerechnet werden, von der im hohen Maße ein Abhängigkeitsverhältnis besteht. In Summe tragen die aufgeführten Punkte dazu bei, dass das Risiko für den ÜNB steigt. Dementsprechend

[314] Oder eine bedingte Netzanbindungszusage, bei der bis zum 1. September 2012 alle formalen Kriterien einer unbedingten Zusage erfüllt werden (BR Drs. 520/12: 34f.).

[315] Die Definition der technischen Betriebsbereitschaft im Kabinettsentwurf sieht nicht nur die Installation der Fundamente, sondern auch das Offshore-Windpark-eigene Umspannwerk vor. Aufgrund von Sicherheits- und Gewährleistungsaspekten benötigt das Umspannwerk allerdings eine permanente Stromversorgung, was in der Praxis über Notstromaggregate in Form von Dieselgeneratoren umgesetzt wird. Sowohl aus Klimaschutz- als auch aus finanzieller Perspektive wurde diese Maßnahme durch die OWP-Betreiber kritisiert (Stiftung Offshore-Windenergie u.a. 2012: 8; Trianel 2012: 5).

dürfte sich dies in einerseits einer höheren Renditeerwartung der Kapitalgeber sowie andererseits in adaptierten Kontrakten mit der Zuliefererindustrie niederschlagen, was die Kosten des Offshore-Netzanbindungsausbaus zusätzlich erhöht (ebd.; Allianz 2012: 3f.; Siemens 2012: 2f.). Darüber hinaus ist es dem ÜNB nicht möglich, sich gegen das Risiko von Netzanbindungsverzögerungen zu versichern, weil keine entsprechenden Versicherungsprodukte auf dem Markt angeboten werden. Diese Problematik aus Sicht der ÜNB hat sich auch nicht im Jahr 2015 aufgelöst, der Versicherungsmarkt befindet sich in dieser Hinsicht noch immer in einem Entwicklungsstadium (BMWi 2015c: 20).[316]

Ausschlaggebend für die Haftungsregelung und die finanzielle Wirkung der Offshore-Haftungsumlage sind die Altfälle, die den Großteil der Entschädigungsansprüche definieren, weil es unter dem alten Anbindungsregime sowie in der Frühphase der Entwicklung der Offshore-Technologie zu den wesentlichen Verzögerungen bei dem Bau der Netzanbindungsleitungen gekommen ist. Nicht zuletzt aus diesem Grund stehen die Übergangsregelungen im Fokus der Entschädigungsanspruchsdefinition, denn diese entfalten ein Spannungsverhältnis zwischen einer schnellen Überführung in ein neues System und der Investitionssicherheit, die den OWP-Betreibern gewährleistet werden soll. Dementsprechend lassen sich in den Jahren 2013 und 2014 80 bis 90 Prozent der Entschädigungszahlungen auf die Verzögerung des Netzanschlusses zurückführen. Bereits im Gesetzgebungsprozess wurden Entschädigungsansprüche auf dieser Grundlage von über einer Milliarde Euro prognostiziert. Folglich bewegte sich die Offshore-Haftungsumlage in den ersten Jahren nach ihrer Einführung auf einem relativ hohen Niveau und schöpfte die Höchstbelastungen der einzelnen Letztverbrauchergruppen voll aus. Die Entwicklung ist in der Tendenz jedoch mittlerweile deutlich rückläufig und bewegt sich auf einem niedrigen Niveau. Im Jahr 2015 äußerten die ÜNB die Erwartung keinerlei Entschädigungszahlungen im Jahr 2016 leisten zu müssen, aufgrund des Verzögerungstatbestandes. Dies spiegelt den Effekt wider, dass die Altfälle bedient wurden und der neue Rechtsrahmen in der Lage ist, weitere Verzögerungen von Netzanschlüssen zu vermeiden (ebd.: 14ff.). Die folgenden Abbildungen geben einen Überblick über diese Entwicklung. Gleichwohl wird davon ausgegangen, dass in Zukunft wieder mit einer steigenden Umlagen-Höhe zu rechnen ist (Löschel u.a. 2016: 116).

[316] In der Literatur findet sich gleichwohl auch die Position, dass der Gesetzgeber an dieser Situation nicht ganz unschuldig ist, weil durch eine potenziell unbegrenzte Haftung durch die ÜNB sowie fehlenden Haftungsobergrenzen die zu versichernden Risiken für Versicherer nur schwer zu kalkulieren sind (König 2013: 119).

Abbildung 94: Einnahmen- und Ausgabenpositionen der Offshore-Haftungsumlage

	Einnahmen über OHU (ex-ante)	Wälzbare Ausgaben (ex-post)	Vortrag aus vorletztem Jahr	Übertrag ins übernächste Jahr
2013	762.298.007 €	294.529.087 €	0	467.768.920 €
2014	762.418.000 €	762.055.108 €	0	362.892 €
2015	-46.997.536 €	steht erst in 2016 fest	467.768.920 €	0
2016	163.127.030 €	steht erst in 2017 fest	362.892 €	0

Quelle: BMWi 2015c: 16

Abbildung 95: Entwicklung der Offshore-Haftungsumlage für die verschiedenen Letztverbrauchergruppen

	LV-Gruppe A	LV-Gruppe B	LV-Gruppe C
2013	0,250 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh
2014	0,250 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh
2015	-0,051 ct/kWh	0,050 ct/kWh	0,025 ct/kWh
2016	0,040 ct/kWh	0,027 ct/kWh	0,025 ct/kWh

Quelle: BMWi 2015c: 16

Diese Entwicklungen zeigen den hohen Grad der Zielerfüllung auf – daneben existiert gleichwohl noch eine weitere Beobachtung, die auf die Effektivität der Entschädigungsregelung verweist. Die Offshore-Investoren nehmen ausschließlich die neu geschaffene Regelung in Anspruch und verzichten auf die bereits bestehende Möglichkeit, den EEG-Vergütungszeitraum um die Verzögerungszeitspanne zu verlängern (ebd.: 13). Insgesamt betrachtet handelt es sich demnach bei den gesetzlichen Regelungen um einen bedeutsamen Beitrag zur Gewährleistung von Investitionssicherheit und somit zur Beschleunigung des Offshore-Windenergieausbaus.

5.3.4 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien

Erneut wird zum Abschluss der Analyse in der nachfolgenden Tabelle die Auswertung entlang der Bewertungskriterien überblicksartig dargestellt. Dabei kann die Analyse lediglich in ihrer Qualität tendenziell zusammengefasst werden. Dennoch zeigt die Zusammenfassung die Stärken und Schwächen der Steuerungskonzeptionen und Ausgestaltung der Maßnahmen auf einen Blick und führt die ausdifferenzierte Untersuchung an dieser Stelle zusammen.

Tabelle 35: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf EnWG-Novelle

Maßnahme im Regierungsentwurf für die EnWG-Novelle 2012	Plausibilitätsprüfung		Bewertungskriterien				
	Interventionshypothese	Kausalhypothese	Treff-sicherheit	Kostenefizienz	Dynamische Effizienz	Erforderliches Steuerungswissen	Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen
Konkretisierung des Bundesfachplan Offshore	++		++	/	/	+	
Einführung einer Offshore-Netzentwicklungsplanung	++	+	++	/	/	-	++
Systemwechsel vom individuellen Anbindungsanspruch hin zu einem Anspruch auf eine Anbindungskapazität	++		+	/	/	- -	
Regelungen zur verursacherunabhängigen Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten ÜNB	+	+	+	/	/	-	+
Einführung eines Belastungsausgleichs	++		+	-	/	-	+

Quelle: eigene Darstellung

Plausibilitätsprüfung:

++ = uneingeschränkt plausibel; + = eingeschränkt plausibel; - = nicht plausibel

Bewertungskriterien:

++ = umfassender Grad der Kriterienerfüllung (bzw. geringe Anforderungen an das Steuerungswissen); + = hoher Grad der Kriterienerfüllung; 0 = Nebeneffekte wiegen die Kriterienerfüllung auf; - = geringer Grad der Kriterienerfüllung; - - = keine Kriterienerfüllung (bzw. hohe Anforderungen an das Steuerungswissen); / = keine Relevanz des Bewertungskriteriums

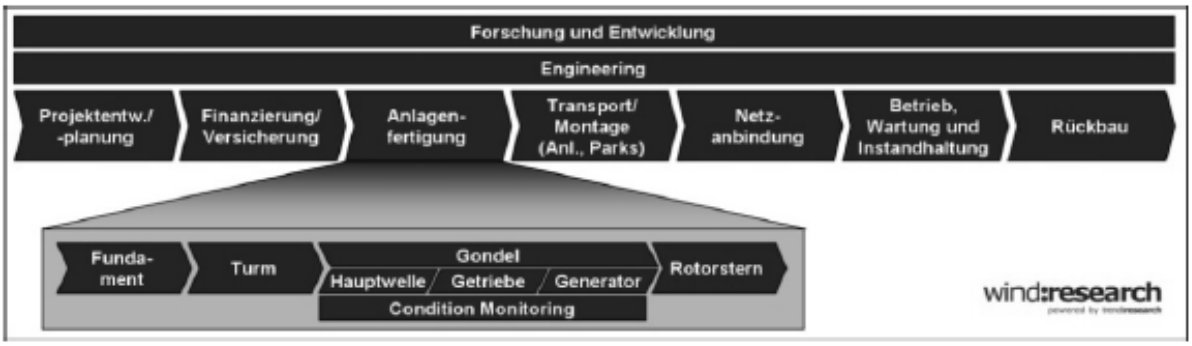
5.3.5 Politische Widerstände und Einigungskosten

Die Plausibilitätsprüfung der einzelnen Hypothesen sowie die Untersuchung entlang der Bewertungskriterien haben dargestellt, dass – trotz einiger Nebeneffekte – die Maßnahmen des Kabinettsentwurfes den Rechtsrahmen im Hinblick auf Haftungsreglungen eindeutig effektiver ausgestalten. Doch wie schlägt sich dies auf die Widerstände und Einigungskosten nieder?

Zur Beantwortung dieser Frage werden in einem ersten Schritt die Adressatengruppen der Maßnahmen identifiziert und anschließend deren Perzeption der Wirkungen unter Zuhilfenahme der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung nachgezeichnet.

Es lassen sich drei Primäradressaten ausmachen: erstens die OWP-Betreiber, zweitens die ÜNB, die sich wiederum sowohl in anbindungsverpflichtete als auch nicht-anbindungsverpflichtete differenzieren lassen, sowie drittens die verschiedenen Letztverbrauchergruppen, die gleichwohl nur für den neu eingeführten Belastungsausgleich relevant sind. Zudem entfaltet die Novelle einen Impact auf Sekundäradressaten, die zum einen entlang der Wertschöpfungskette der Offshore-Industrie und zum anderen der Anbindungsleitungsbauzulieferer zu suchen sind. Während die Primäradressaten als jeweilige Gruppen relativ scharf umrissen sind, sollen bei den Sekundäradressaten weitere Erläuterungen folgen. Die gesamte Breite der Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie, die sich von der Projektplanung über die Anlagenfertigung bis zum Rückbau spannt, ist indirekt betroffen. Die folgende Abbildung visualisiert die einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette.

Abbildung 96: Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie



Quelle: Briese/ Westhäuser 2013: 24

Die Umsatzstärke und Personalintensität der verschiedenen Stufen variieren dabei erheblich. Die Anlagenfertigung weist den größten Umsatzanteil auf, der – zusammengenommen mit der entsprechenden Zuliefererindustrie – im Jahr 2010 62 Prozent des gesamten Branchenumsatzes ausmacht und nur noch von der Personalintensität von 76 Prozent übertroffen wird. Demgegenüber fallen andere Stufen deutlich ab, wie nachfolgend dargestellt.

Abbildung 97: Umsatz- und Beschäftigungsanteile der Wertschöpfungsstufen 2010

Wertschöpfungsstufe	Anteil am Umsatz	Anteil an der Beschäftigung
Projektplanung/-entwicklung	15,2 %	4,0 %
Finanzierung/Versicherung	0,8 %	0,6 %
Anlagenfertigung	61,0 %	75,5 %
Transport/Montage (Anlagen, Parks)	7,9 %	10,4 %
Netzanbindung	10,8 %	8,3 %
Betrieb und Instandhaltung	4,2 %	1,2 %
Rückbau/Repowering	0,0 %	0,0 %

Quelle: pwc/ wab 2012: 19

Insgesamt beschäftigte die Branche im Jahr 2010 rund 14 000 Beschäftigte, wobei damalige Prognosen einen Zuwachs auf 30 000 bis zum Jahr 2021 erwarteten,[317] was ebenfalls mit einem prognostizierten Anstieg des Umsatzvolumens von rund 6 Mrd. Euro im Jahr 2010 auf 22,4 Mrd. Euro in 2021 einhergeht (pwc/ wab 2012: 13). Neben der wirtschaftlichen Bedeutung ist für das später angeführte Argument relevant, dass nicht nur Küstenländer mit ihrer Hafeninfrastruktur und dem entsprechenden Logistikbedarf von dem Offshore-Ausbau profitieren, sondern vielmehr dass sich eine starke Konzentration von Anlagenfertigungs- und Zulieferbetrieben auf einer West-Süd-Schiene erstrecken. In diesem Segment der Wertschöpfung profitieren die Länder Nordrhein-Westfalen (17,1%), Bayern (12,2%) und Baden-Württemberg (8,8%) von einem Anteil von rund 40 Prozent. Dass auch küstenferne Regionen von dem Offshore-Ausbau in hohem Maße profitieren, wird deutlich, wenn man den Anteil aller Küstenländer entgegensetzt, die auf vergleichbare 42 Prozent kommen (ebd.: 14).

Die Netzanbindung ist ein Teil der Offshore-Wertschöpfungskette und insbesondere mittelbar durch die Regelungen der dritten EnWG-Novelle betroffen; sie belegt den dritten Rang innerhalb der Wertschöpfungsstufen bei Umsatz- und Beschäftigungsanteilen.

In der folgenden tabellarischen Übersicht werden die Perzeptionen der einzelnen Maßnahmen des Regierungsentwurfs der Adressaten- bzw. Betroffenengruppen dargestellt, die sich aus den Stellungnahmen im parlamentarischen Prozess entnehmen lassen. Dazu wird nicht nur die subjektiv wahrgenommene Wirkung rekonstruiert, sondern auch die Änderungsreichweite abgeschätzt.

[317] Im Jahr 2014 stieg diese Zahl bereits auf knapp 20 000 an (BMWi 2015h: 9).

Tabelle 36: Änderungs- und Wirkungsklassifizierung der Maßnahmen des Regierungsentwurfs für die EnWG-Novelle 2012

Maßnahme im Regierungsentwurf für die EnWG-Novelle 2012	Primäradressat 1: Wahrgenommene Wirkung von (zukünftigen) OWP-Betreibern	Primäradressat 2: Wahrgenommene Wirkung von ÜNB	Sekundäradressat: Wahrgenommene Wirkung entlang der Wertschöpfungskette
	Ausmaß der wahrgenommenen Veränderung		
Konkretisierung des Bundesfachplan Offshore	Distributiv *gering*	Regulativ *gering*	Offshore-WSK: Distributiv *gering* Netzanbindung-WSK: Regulativ *mittel*
Einführung einer Offshore-Netzentwicklungsplanung	Distributiv *groß*	Regulativ *groß*	Offshore-WSK: Distributiv *mittel* Netzanbindung-WSK: Regulativ *gering*
Systemwechsel vom individuellen Anbindungsanspruch hin zu einem Anspruch auf eine Anbindungskapazität	Regulativ *gering* (außerhalb Übergangsfristen: redistributiv *groß*)	Regulativ *groß*	Offshore-WSK: Distributiv *gering* Netzanbindung-WSK: Regulativ *gering*
Regelungen zur verursacherunabhängigen Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten ÜNB	Distributiv *mittel* (abgewogen mit geringer bis mittlerer redistributiver Wirkung)	AV ÜNB: Redistributiv *groß* NAV ÜNB: Keine Auswirkungen	Offshore-WSK: Distributiv *mittel* Netzanbindung-WSK: Regulativ *mittel*
Einführung eines Belastungsausgleichs	Distributiv *gering*	AV ÜNB: Redistributiv *groß* NAV ÜNB: Regulativ *gering*	Offshore-WSK: Distributiv *mittel* Netzanbindung-WSK: Regulativ *mittel*

AV = Anbindungsverpflichteter; NAV = Nicht-anbindungsverpflichteter; WSK = Wertschöpfungskette

Quelle: eigene Darstellung

Die Primäradressaten-Gruppe OWP-Betreiber nimmt die Maßnahmen rund um die Einführung der Offshore-Netzplanungen als distributiv wahr, weil diese die Synchronisation von Anlagen- und Netzanbindungsausbau verbessern. Aus der Perspektive der Offshore-Investoren bedeutet eine schnellere Fertigstellung der Netzanbindung eine höhere Investitionssicherheit. Die distributive Wirkung überwiegt dabei die Wahrnehmung von regulativen – für Altfälle, die nicht mehr unter die Übergangsregelung fallen, sogar redistributiven – Elemente, im System der

Offshore-Netzplanung, wie das Use-it-or-lose-it-Prinzip sowie die Umstellung von individuellem Anbindungsanspruch auf zu vergebende Anbindungskapazität.
Für die OWP-Betreiber wirken die Entschädigungs- und Haftungsregelungen distributiv; zum ersten Mal werden entsprechende Ansprüche gesetzlich definiert, was zu erheblicher Steigerung der Investitionssicherheit beträgt. Aus diesem Grund wird diese Wirkung auch höher gewichtet als die redistributive Wirkung durch den unternehmerischen Selbstbehalt, der sich je nach Einzelfall auf geringem bis mittlerem Niveau bewegt. Für Altfälle, die nicht von den Übergangsregelungen erfasst werden, können sich dementsprechend große redistributive Wirkungen einstellen, was allerdings nur für eine Minderheit der Fälle gilt.
Die ÜNB als weitere Primäradressaten-Gruppe nimmt die Maßnahmen im Bereich der Offshore-Netzplanung als regulative Wirkung wahr; besonders relevant ist in diesem Zusammenhang die 30-Monatsregelung bei der Umstellung auf zu vergebende Anbindungskapazität, weil Pflichten und Fristen für den anbindungsverpflichteten ÜNB definiert werden.
Bei den Entschädigungs- und Haftungsregelungen differenziert sich die wahrgenommene Wirkung aus: der Belastungsausgleich wird von den nicht-anbindungsverpflichteten ÜNB als regulativ auf geringem Niveau, der Selbstbehalt bei anbindungsverpflichteten ÜNB als stark redistributiv wahrgenommen.
Der Belastungsausgleich betrifft als einzige Maßnahme auch die jeweiligen Letztverbrauchergruppen, weshalb diese sich nicht in der tabellarischen Darstellung wiederfinden. Die Wahrnehmung dieser Gruppe ist in einem geringen Umfang redistributiv. Allerdings handelt es sich durch die Offshore-Haftungsumlage um eine diffuse Belastung, aus der ein lediglich geringes Potenzial auf eine nennenswerte Mobilisierung von Widerstand in den Letztverbrauchergruppen folgt.

Für die Sekundäradressaten-Gruppen, die sich entlang der Wertschöpfungskette der Offshore- und Anbindungsleitungs-Industrie zu finden sind, stellen sich die Maßnahmen ambivalent dar. Im Gegensatz zur Anbindungsleitungs-Industrie, die sich vor allem regulativen Wirkungen ausgesetzt sieht, sieht die Offshore-Windindustrie distributive Effekte, weil eine Beschleunigung des Offshore-Ausbaus zu einer Verstetigung ihres Absatzmarktes beiträgt. Gleichwohl geht damit auch eine Reihe von gestalterischen Restriktionen einher. Sowohl für die Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie als auch die der Anbindungsleitungs-Industrie kann die Standardsetzung im Rahmen der Bundesfachplanung als bedeutsam bezeichnet werden, da hier technologischer Handlungsspielraum eingeschränkt wird, weshalb von einer regulativen Wirkung von geringem Umfang ausgegangen werden kann. Die distributive Wirkung auf die Offshore-Windindustrie setzt sich bei den Entschädigungs- und Haftungsregelungen fort, denn diese führen zu einer gesteigerten Investitionssicherheit innerhalb der Branche. Demgegenüber verschlechtern sich für die Anbindungsleitungs-Industrie die unternehmerischen Tätigkeitsbedingungen. Durch die Haftung der anbindungsverpflichteten ÜNB

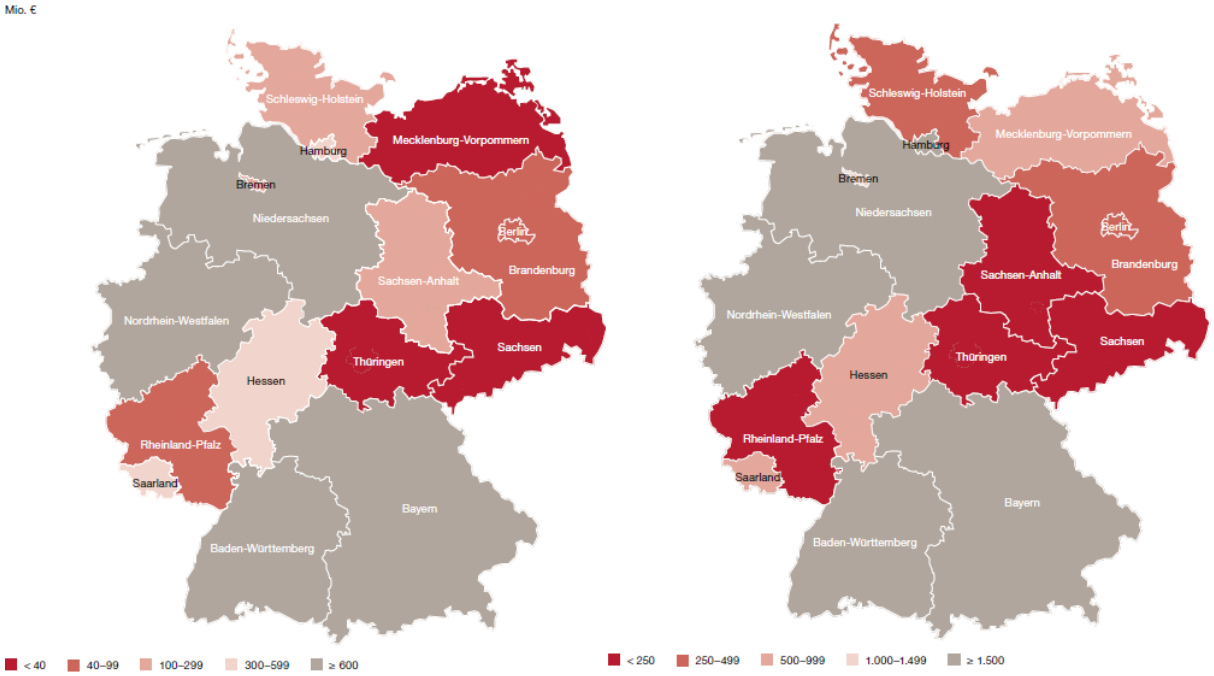
für Handlungen ihrer Zulieferer schlägt sich dies auf die Vertragsbeziehungen, insbesondere die Ausgestaltung von Vertragsstrafen, nieder, sodass hier eine regulative Wirkungswahrnehmung im Vordergrund steht, die sich auf mittlerem Niveau bewegt.

Interessen- und Akteurskonstellationen der Länder

Die Fallstudie zur dritten EnWG-Novelle trägt eine methodische Besonderheit im Hinblick auf die Rekonstruktion der Länderinteressen. Zu diesem Zweck wird in dieser Arbeit ein zweidimensionaler Interessenbegriff zugrunde gelegt. Während die politische Dimension hier standardmäßig rekonstruiert werden kann[318], muss von dem methodischen Vorgehen, die wirtschaftliche Interessendimension über ein Indikatorenset abbilden zu können, abgewichen werden. Der für die Indikatoren-Methode verwendete Datensatz hält keine länderspezifischen Daten für die Offshore-Windenergie bereit, weil der Ausbau in der AWZ keinem Bundesland zugeschrieben wird. In länderspezifischen Vergleichsstudien wird dieser Ausbaupfad der erneuerbaren Energien deshalb auch nicht berücksichtigt (Diekmann u.a. 2014). Als zentrale Ursache dafür ist die mangelnde Datenverfügbarkeit zu identifizieren, weil der Offshore-Ausbau und weitere Indikatoren dieses Wirtschaftsfaktors nicht ländervergleichend regelmäßig durch separate Statistiken ausgewiesen werden. Der Wirtschaftsfaktor Offshore-Windenergie soll deshalb direkt über die Offshore-Windindustrie und einer entsprechenden Studie zu der Verteilung in den Ländern abweichend vom übrigen methodischen Vorgehen rekonstruiert werden. Es wurde bereits eine Reihe von Aussagen über die Bedeutung der Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie in den Ländern getroffen. Daran anknüpfend wird eine Zweiteilung der Länderkategorien in Küsten- und Binnenländer vorgenommen, wobei zu konstatieren ist, dass nicht alleine den Küstenländern der Ausbau zu Gute kommt. Die wirtschaftliche Interessendimension wird hier näherungsweise durch die beiden Indikatoren regionale Verteilung des Umsatzes und der Beschäftigung dargestellt (pwc/ wab 2012: 26f.).

[318] Dabei wird sich auf die prozedurale Komponente des politischen Interessenbegriffes fokussiert, weil keine quantitative-inhaltliche Komponente in Form von quantitativen Zielfixierungen innerhalb der Koalitionsverträge oder Energiekonzepten in den Ländern zum Offshore-Ausbau formuliert werden. Lediglich die Landesregierungen der Küstenländer Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein gehen in den Koalitionsvereinbarungen in unterschiedlicher Präzision auf die Offshore-Windenergie ein.

Abbildung 98: Regionale Verteilung des Umsatzes (links) und der Beschäftigung (rechts) nach Bundesland 2010



Quelle: pwc/ wab 2012: 24f.

Als qualifizierend für ein veritables Interesse in dieser Dimension sollen jeweils die ersten beiden Stufen gelten. Wenn es zu einer Überschneidung kommt, so ist von einem solchen Interesse auszugehen. Demnach können den Ländern Baden-Württemberg, Bayern, Bremen, Hamburg, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen ein veritables wirtschaftliches Interesse zugeschrieben werden.

In der politischen Interessendimension gestaltet sich das Bild etwas anders. Während die Binnenländer keine Aussagen in Koalitionsverträgen oder Energiekonzepten zur Offshore-Windenergie treffen – selbst, wenn sie wirtschaftlich von deren Ausbau profitieren –, spielt die Technologiesparte für die Küstenländer politisch eine große Rolle. Besonders stechen hier Bremen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein hervor.[319]

Die prozedurale Komponente ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

[319] SPD HB/ Bündnis 90/Die Grünen 2011; SPD MV/ CDU MV 2011; SPD SH/ Bündnis 90/Die Grünen SH/ SSW 2012. Etwas überraschend erhält die Technologie in dem Regierungsprogramm der Hamburger SPD keinen prominenten Platz, die Abstinenz des Themas in dem Koalitionsvertrag in Niedersachsen erklärt sich vor allem aus dem Entstehen im Jahr 2008.

Tabelle 37: Politische Interessendimension der Länder 2012

2012	Prozedurale Komponente	
	Parteipolitische Zusammensetzung Landesregierung	**Klassifizierung nach ROM-Schema**
BW	Grüne/SPD	O
BY	CSU/FDP	R
B	SPD/Linke	O
BB	SPD/Linke	O
HB	SPD/Grüne	O
HH	SPD	O
HE	CDU/FDP	R
MV	SPD/CDU	M
NI	CDU/FDP	R
NW	SPD/Grüne	O
RP	SPD/Grüne	O
SL	CDU/SPD	M
SN	CDU/FDP	R
ST	CDU/SPD	M
SH	SPD/Grüne/SSW	M
TH	CDU/SPD	M

Quelle: eigene Darstellung nach Leunig 2015

Eine Verdichtung nach geographischen Regionen und den politischen Stimmgewichten der entsprechenden Länder im Bundesrat lässt sich wie folgt visualisieren.

Tabelle 38: Auswertungsübersicht nach geographischer Region und politischem Stimmgewicht

Geographische Region	**Offshore-Wind-energie**		***Politische Stimmgewichte***	
Küstenländer	HB (O), HH (O), MV (M), NI (R), SH (M)		**Insgesamt**	37
Binnenländer	BY (R), BW (O), NW (O)		**R-Länder**	12
			O-Länder	18
			M-Länder	7

Quelle: eigene Darstellung

Die Feedback-Schleife, die sich als Wirkung der Wahrnehmung der organisierten Interessen auf die jeweiligen Landesregierungen niederschlägt, gibt Auskunft über das Konfliktniveau des Regierungsentwurfes. Für die Offshore-Industrie weisen die Maßnahmen ein niedriges Konfliktpotenzial auf, für die betroffenen ÜNB ist das Gegenteil der Fall, wobei den Ländern die Interessen der Investoren und Anlagenbetreibern sowie der Wertschöpfungskette der Branche weit mehr Beachtung schenken dürften. Insgesamt verbessern sich die Förderbedingungen für die Offshore-Windenergie, weshalb mit Unterstützung seitens der Länder zu rechnen ist.

Bei dem Gesetzgebungsprozess handelt es sich zudem um einen weniger stark politisierten Vorgang und es war nicht zu erwarten, dass ein Antrag auf Anrufung des VA vorliegen wird.

Positionierung der Länder im Bundesratsverfahren

Die beratenden Ausschüsse des Bundesrates richteten eine Reihe von korrigierenden Forderungen an die Bundesregierung[320] – für den Bereich der Offshore-Regelungen waren es mit sieben an der Zahl vergleichsweise wenige. Diese inhaltlichen Änderungsvorschläge sind bereits ein Hinweis auf die zugrunde liegenden Interessen, die die Länder gegenüber dem Bund in der Offshore-Industrie-Frage vertreten. In der Thematik Offshore-Netzplanung wurde die Forderung einer Ausweitung der 30-Monatsregelung auf 36 Monate gestellt, wovor der voraussichtliche Fertigstellungstermin als verbindlich erklärt werden muss. Auf diese Weise soll den Offshore-Investoren mehr Zeit eingeräumt werden, ihre Bautätigkeiten zu realisieren (BR Drs. 520/1/12: 8). Zudem soll die Errichtung eines Umspannwerkes als Voraussetzung der technischen Betriebsbereitschaft entfallen, was mit ökologischen Aspekten begründet wird, vor allem jedoch ebenfalls die OWP-Betreiber entlastet (ebd.: 8f.). Ferner soll den ÜNB eine Versicherungspflicht auferlegt werden, die gleichwohl mit einer 50-prozentigen Anrechnungsquote auf den Selbstbehalt im Belastungsausgleich einhergeht (ebd.: 9f.).

Darüber hinaus reichten die Länder Anträge ein, die die energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften anpassen sollten. Mecklenburg-Vorpommern forderte die Einführung einer Differenzierung von einfacher und grober Fahrlässigkeit, was den ÜNB zu Gute kommen würde (BR Drs. 520/2/12). Nordrhein-Westfalen hat zum Ziel eine Entlastung der energieintensiven Unternehmen im Belastungsausgleich herbeizuführen (BR Drs. 520/5/12). Hamburg fordert die Bundesregierung auf, das Stauchungsmodell mit der nächsten EEG-Novelle zu verlängern, damit die erwarteten Verzögerungen kompensiert werden und Investitionssicherheit gewährleistet bleibt (BR Drs. 740/1/12). Rheinland-Pfalz kritisiert in seinem Antrag aus dem Dezember, dass keine der im Oktober vorgebrachten Änderungsvorschläge des Bundesrates übernommen wurden und sieht zudem die scheinbar einseitige Belastung der Letztverbraucher kritisch (BR Drs. 740/2/12).

Die Vorschläge und Forderungen der Länder konnten sich nur zum Teil durchsetzen. Zwar wurde nicht die 30-Monatsregelung ausgeweitet, gleichwohl wurde ein Realisierungsfahrplan als zusätzliches Koordinierungsinstrument eingefügt. Des Weiteren ist die Errichtung des Umspannwerks noch immer Voraussetzung für die technische Betriebsbereitschaft. Demgegenüber wurde eine Differenzierung von Fahrlässigkeit eingeführt, die bei nicht grob fahrlässigem Verschulden von Störungen oder Verzögerungen den Selbstbehalt des

[320] Ergänzend soll angemerkt werden, dass die Forderungen sich zum Teil wortgleich mit Positionen von Interessenverbänden glichen und den großen Einfluss der Offshore-Lobby auf die Küstenländer reflektiert.

anbindungsverpflichteten ÜNB auf 17,5 Mio. Euro pro Schadensfall deckelt. Von einer Versicherungspflicht wird auch weiterhin abgesehen, ebenso wie von einer Ausweitung der Übergangsregelungen. Dennoch lagen keine Anträge auf Anrufung des Vermittlungsausschusses vor (BR 2012c: 565).

5.4 Fallstudie 4: Die EEG-Novelle 2014

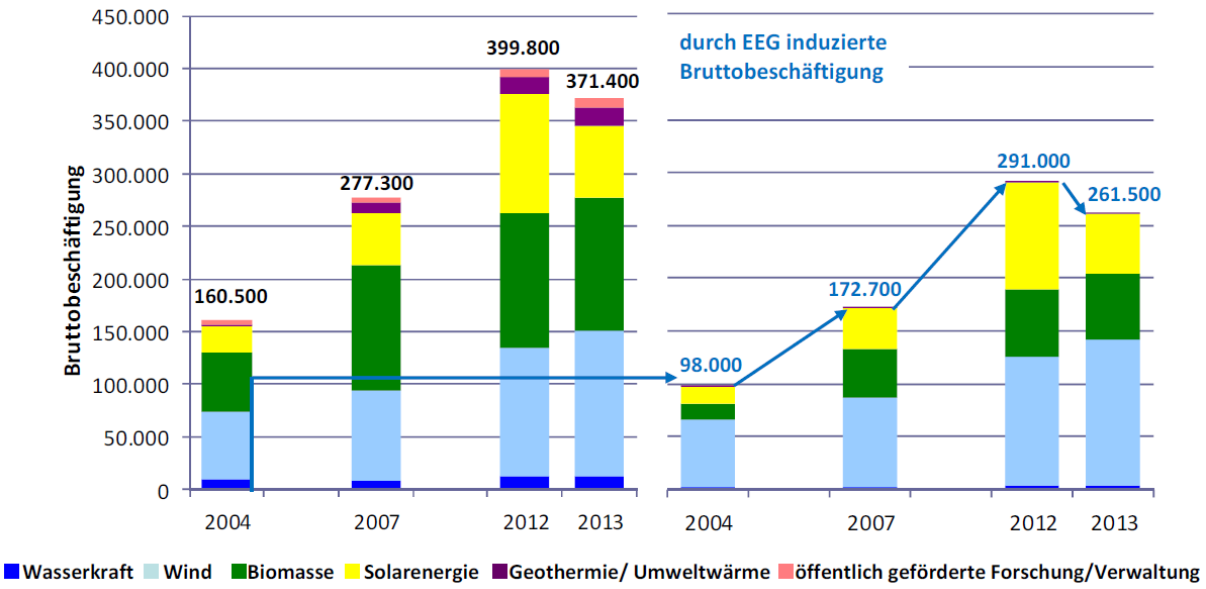
5.4.1 Problemanalyse

Die Ausgangslage für den EEG-Novellierungsprozess im Jahr 2014 gestaltete sich mit Blick auf die analytischen Problemkategorien vergleichbar mit den Gesetzgebungsprozessen in der jüngeren Vergangenheit. Zweifelsfrei veränderte sich die Qualität der externen Effekte mit steigendem Ausbau der Erneuerbaren. Somit stellt sich nicht nur ein sachlich begründetes Problemniveau ein, sondern es lässt sich auch eine veränderte politische Gewichtung erkennen, die für den politischen Diskurs rund um das EEG Dominanz entfaltete.

Die erneuerbaren Energien erreichten im Jahr 2013 einen Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland von 25,1 Prozent – 2012 betrug der Anteil erst 23,5 Prozent – (BMWi 2017e: 38f.), wobei trotz dieses bis dato existierenden Rekordes mit einem weiteren zügigen Anwachsen gerechnet wurde (BR Drs. 157/14: 130f.). Aus diesem gesteigerten Ausbau folgte dementsprechend eine Steigerung einer ganzen Reihe von positiven externen Effekten, die große klima- und industriepolitische Bedeutung haben. So wurden durch die EEG-geförderte Stromerzeugung im Jahr 2013 95,5 Mio. t CO_2-Äquivalente Treibhausgasemissionen vermieden (BMWi 2017e: 11), es konnten fossile Energieimporte im Wert von 3,8 Milliarden Euro durch erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2013 reduziert werden (AEE 2014b) – was auch unter dem Gesichtspunkt der steigenden Versorgungssicherheit, die sich nicht monetär bewerten lässt, zu sehen ist (Löschel u.a. 2014: 144f.) –, sowie sich auch nicht zu vernachlässigende Beschäftigungseffekte bilanzieren lassen. Die Bundesregierung weist für das Jahr 2012 377.000 Beschäftigte in den erneuerbaren Energien-Branchen aus, wovon alleine 268.000 direkt auf das EEG zurückführbar sind (BR Drs. 157/14: 143). Je nach herangezogener Modellierung differieren diese Zahlen; Studien schätzen den Effekt teilweise etwas höher ein: für 2012 werden fast 400.000 Beschäftigte ermittelt, während der durch das EEG induzierte Beschäftigungseffekt mit 291.000 angegeben wird (O`Sullivan u.a. 2014: 7f., 2015: 105f.).[321] Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, sind die Bruttobeschäftigungseffekte im Jahr 2013 geringer ausgefallen – der Rückgang lässt sich vor allem mit den Entwicklungen innerhalb der PV-Branche erklären (O`Sullivan u.a. 2014: 10ff., 2015: 89f.), wie in der zweiten Fallstudie dargestellt wurde.

[321] Für einen darüber hinausgehenden Überblick über die Studienlandschaft zur Abschätzung beziehungsweise Messung der Bruttobeschäftigungseffekte vgl. Prognos 2015: 4ff.

Abbildung 99: Entwicklung der Beschäftigung in der erneuerbaren Energien-Branche sowie der durch EEG induzierten Beschäftigung



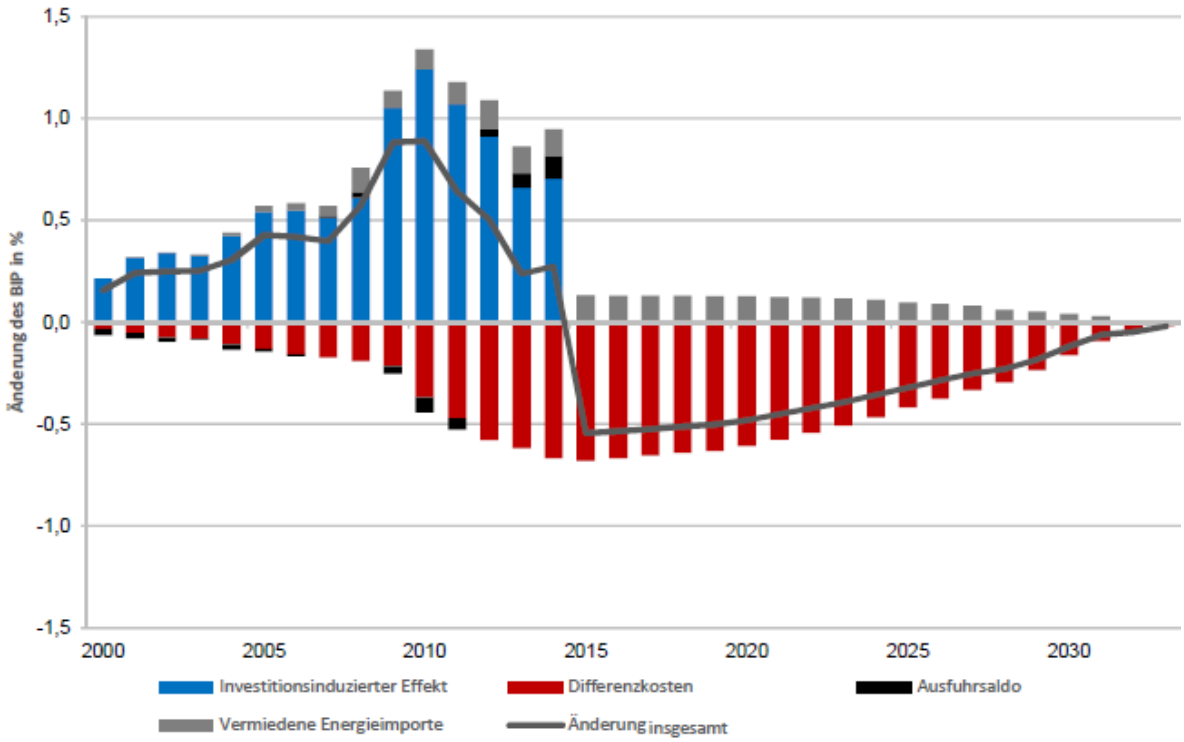
Quelle: O`Sullivan u.a. 2014: 8

Ferner wurden durch erneuerbare Energien Investitionswirkungen in beträchtlicher Höhe ausgelöst: Auch wenn das Investitionsvolumen in den Ausbau der erneuerbaren Energien von 19,95 Milliarden Euro im Jahr 2012[322] auf 15,4 Milliarden Euro im Jahr 2013 zurückging, konnte der wirtschaftliche Impuls durch den Betrieb der Anlagen geringfügig im gleichen Zeitraum um rund 100 Millionen Euro auf 14,3 Milliarden Euro ansteigen (BMWi 2017e: 14f.).

Die an dieser Stelle angeführten Indikatoren werden in der Literatur in die Diskussion um gesamtwirtschaftliche Effekte des EEG eingeordnet. Szenario-Analysen haben gezeigt, dass das EEG einen deutlich positiven Wachstumseffekt ausgelöst hat: in seiner Spitze lag dieser im Jahr 2010 bei 0,9 Prozent des Bruttoinlandsproduktes (BIP). Im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2014 lässt sich der Nachfrageimpuls auf 0,44 Prozent des BIP beziffern. Da der Wachstumsimpuls aus einer Zubauphase der erneuerbaren Energien resultiert auf die eine Finanzierungsphase folgt, werden in Zukunft allerdings geringere bis letztendlich negative Effekte zu erwarten sein (Löschel u.a. 2015: 112ff.; auch Oster/ Cienciala/ Erdmann 2016)[323], wie nachfolgend illustriert. In welcher Art und Weise die zukünftig zu erwartenden Effekte dieses ‚Wachstums auf Pump' durch einen weiteren Zubau der Erneuerbaren kompensieren lässt, bleibt an dieser Stelle unbeantwortet – der Ausbau vollzieht sich anders als in den Szenario-Untersuchungen unterstellt natürlich kontinuierlich, weshalb sich entsprechende Zubau- und Finanzierungseffekte auf den Wachstumsimpuls überlagern.

[322] Rund 16,5 Milliarden Euro entfielen davon auf den Stromsektor (BR Dr. 157/14: 143).
[323] Trotz eines differierenden zeitlichen Ansatzes, der Effekt des EEG wird erst ab 2010 untersucht, weist eine Studie von GWS/ prognos/ EWI ebenfalls einen deutlich positiven Effekt nach (2014: 82ff.).

Abbildung 100: Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen der im Zeitraum 2000 bis 2014 errichteten EEG-Anlagen als Änderung am BIP



Quelle: Löschel u.a. 2015: 113

In der öffentlichen Auseinandersetzung und der politischen Diskussion rund um das EEG werden diese Argumente häufig an den Rand gedrängt. Wie bereits erläutert wird die Debatte im Wesentlichen auf die Kosten der Energiewende verengt und anschließend wenig zielführend auf die EEG-Umlage als Kostenindikator zugespitzt (Löschel u.a. 2014: 70; vgl. auch Fallstudie 1 und 2). Nun ist es nicht verwunderlich, dass bei steigenden EEG-Differenzkosten diese Debatte nur umso heftiger geführt wird. Spätestens die Verlautbarungen des damaligen Bundesumweltministers Peter Altmaier (CDU) am 19. Februar 2013, die Energiewende koste mindestens eine Billionen Euro bis 2022 (Mihm/ Steltzner 2013), veränderte den Aufmerksamkeitsfokus auf die Kostenfrage nachhaltig.[324] Dementsprechend befanden sich eine Vielzahl an politischen Reformvorschlägen bereits im Jahr 2013 in der Diskussion (Zitzler 2013c) und auch der Koalitionsvertrag der Großen Koalition sah eine grundlegende Novellierung des EEG vor (CDU/ CSU/ SPD 2013: 53f.). Darüber hinaus zirkulierte auch in der Wissenschaft eine Reihe von Reformvorschlägen, wie das EEG einerseits durch das Drehen an verschiedenen Stellschrauben effizienter ausgestaltet werden könnte oder andererseits durch ein neues Fördersystem ersetzt werden könnte. Das Nachzeichnen dieser Reformvorschläge führt an dieser Stelle zu weit; es sei gleichwohl darauf verwiesen, dass die unterschiedlichen Studien im

[324] Dabei war von Seiten der Interessenvertretern der Erneuerbaren, aber auch von wissenschaftlicher Seite aus die Berechnung deutlicher Kritik ausgesetzt. Nicht nur war die Berechnung intransparent, sondern berücksichtigte nicht die – auch hier angeführten – positiven Effekte der erneuerbaren Energien (Reuster/ Küchler 2013).

Wesentlichen eine konsensuale Schwachstellenbestandsaufnahme des EEG teilen: fehlende Marktintegration und mangelnde Kosteneffizienz sind Hauptkritikpunkte an der bisherigen Fassung des EEG, dicht gefolgt von der fehlenden Steuerbarkeit des Anlagenzubaus und der daraus folgenden mangelnden Netz- und Systemintegration, wie eine Metaanalyse zeigt (AEE 2014a: 2f.).

Die Entwicklung der Förderkosten und die der Differenzkosten zeigte folglich für das Jahr 2013 nach oben: in diesem Jahr wurden den EEG-Anlagenbetreibern 22,8 Milliarden Euro Vergütung ausbezahlt. Der durchschnittliche Vergütungssatz im EEG-Anlagenbestand belief sich auf 17 ct/kWh, während der der Neuanlagen im Jahr 2013 ca. 14,6 ct/kWh ausmachte. Die Bundesregierung formulierte unter anderen in diesem Zusammenhang das Ziel, die Vergütung von Neuanlagen noch weiter abzusenken. Nach einer Reform des EEG sollte diese Vergütung durchschnittlich nur noch 12 ct/kWh betragen (BR Drs. 157/14: 141). Dies war gleichwohl nur ein Aspekt, denn der Anstieg der EEG-Umlage überlagerte deutlich spürbar die Reformdiskussion. Die sprunghafte Erhöhung der Umlage im Jahr 2013 auf 5,28 ct/kWh wurde im Jahr 2014 noch einmal übertroffen: im Oktober 2013 wurde die Umlage mit 6,24 ct/kWh festgelegt (ÜNB 2013b).
Die Bundesregierung stellte dementsprechend die Novelle unter den Stern der Kostendiskussion, auch wenn ein weiterhin angemessenes Ausbautempo der erneuerbaren Energien anvisiert wurde, damit die langfristigen Ausbauziele zu erfüllen sind. „Zugleich soll diese Novelle die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien durchbrechen und so den Anstieg der Stromkosten für Stromverbraucher begrenzen. Darüber hinaus muss der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien für alle Akteure der Energiewirtschaft planbar verlaufen, und die Strommengen müssen zu möglichst geringen volkswirtschaftlichen Kosten in das Energieversorgungssystem integriert werden“ (BR Drs. 157/14: 1f.).

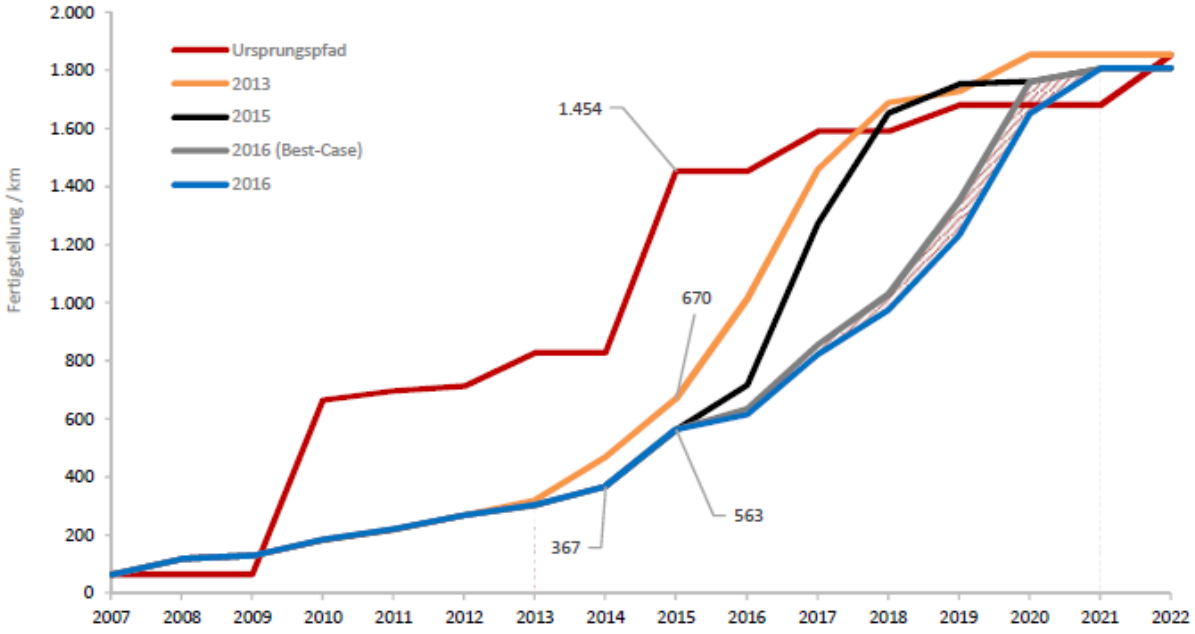
Die erneuerbaren Energien tragen nicht nur dazu bei, dass negative externe Effekte im Stromversorgungssystem vermieden werden – sie produzieren auch selber negative externe Effekte. Die volkswirtschaftlichen Integrationskosten, die die Bundesregierung ebenfalls minimieren möchte, weisen in diese Richtung und sind nicht technologiespezifisch, sondern auf einer Systembetrachtungsebene zu verorten. Zuvorderst anzuführen ist deshalb die mangelhafte Marktintegration der erneuerbaren Energien. Das ‚produce and forget‘-Prinzip wurde bereits erläutert und spielt noch immer eine entscheidende Rolle, denn eine nicht am Bedarf orientierte Einspeisung lastet im Zweifel anderen Marktteilnehmern Kosten auf. Die optionale Marktprämie aus dem EEG 2012, die den EEG-Anlagenbetreibern mehr Marktverantwortung übertragen möchte, hat eine solide Marktdurchdringungsphase hinter sich, wie die Analysen in der ersten Fallstudie zeigen. Insbesondere die Onshore-Windenergie nimmt die Prämie gut an und erreicht eine Marktdurchdringung von über 80 Prozent (IE Leipzig u.a. 2014: 33). Gleichwohl lassen sich noch Potenziale im Bereich der PV und Biomasse heben – die Biomasse weist

immerhin noch knapp über 50 Prozent zum Ende 2013 auf (DBFZ u.a. 2014: 14), währenddessen die PV weit dahinter zurückfällt.
Ein weiterer negativer externer Effekt den EEG-Anlagenbetreiber hervorrufen hängt mit der steigenden Eigenversorgung zusammen. Auch diese Thematik wurde bereits erläutert und es konnte gezeigt werden, dass die bis dato vorgenommenen Regeländerungen die Problematik der Entsolidarisierung durch einen von der Umlagepflicht befreiten eigenerzeugten Strom nicht lösen konnte. Der negative externe Effekt ist vor allem im Eigenverbrauch zu sehen, wenn noch immer das Netz der allgemeinen Versorgung in Anspruch genommen wird, ohne dass eine Beteiligung an dessen Finanzierungskosten vorgenommen wird.

Eine weitere übergeordnete Problemstellung folgt aus dem desynchronisierten Ausbau der erneuerbaren Energien und dem Netzausbau. Während der Ausbau der erneuerbaren Energien zügig voran schreitet und regelmäßig die Zielprognosen überschreitet, kann sowohl für den Fortschrittsstand des vordringlichen Bedarfs an Übertragungsnetzausbau nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)[325] als auch nach dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) bilanziert werden, dass der Netzausbau deutlich zu langsam voran kommt und mittlerweile große Verzögerungen aufgetreten sind. Schon im Jahr 2013 war absehbar, dass es zu weiteren Verzögerungen kommen würde (Löschel u.a. 2014: 137f., 2015: 75f.). Die nachfolgenden beiden Abbildungen visualisieren den Fortschritt beim Übertragungsnetzausbau und zeigen den Verzug auf.

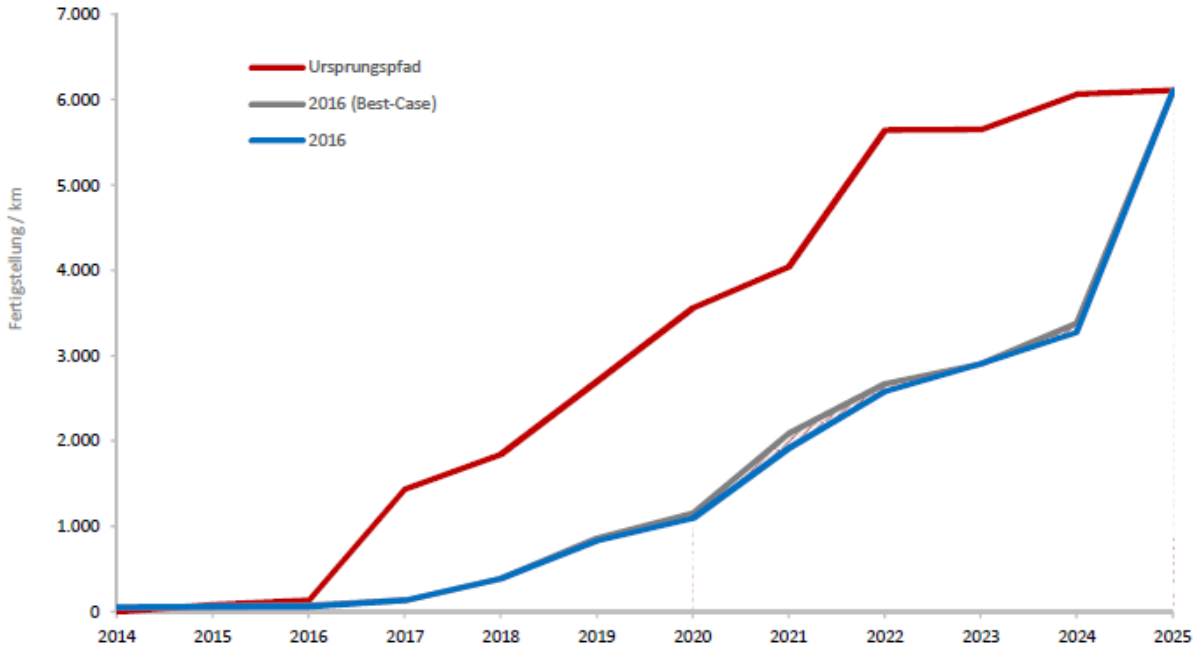
[325] Die 23 EnLAG-Projekte in der Fassung aus dem Jahr 2013, die einen gesamten Ausbaubedarf von 1855 km beschreiben, haben das Zieljahr 2024. Voraussichtlich werden zu deisem Zeitpunkt nicht alle Vorhaben fertiggestellt sein. Ende 2014 waren 367 km in Betrieb gesetzt, womit eine Abweichung von über 100 km zur Ausbauprognose aus dem Jahr 2013 sowie eine Abweichung von über 450 km zu den Ursprungsplanungen aus dem Jahr 2009 zu konstatieren sind (Löschel u.a. 2015: 75f.).

Abbildung 101: Ursprungspfad und allmählich angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach EnLAG



Quelle: Löschel u.a. 2016: 93

Abbildung 102: Ursprungspfad und angepasste Zielpfade des Netzausbaus nach BBPlG



Quelle: Löschel u.a. 2016: 94

Im Zusammenhang mit den bereits aufgetretenen und zukünftig zu erwartenden Verzögerungen beim Netzausbau ist entscheidend, dass in Zukunft die Wahrscheinlichkeit von entstehenden Netzengpässen merklich ansteigt. Auch wenn im Zeitraum zwischen 2011 und 2014 die Kosten des Netzbetriebs nahezu konstant blieben, steigen die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement an, was nur durch Kostenkompensation an anderer Stelle ausgeglichen

werden konnte (Löschel u.a. 2016: 95f.). Bei vergüteten Abregelungen von EEG-Anlagen, trotz Engpässen im Netz, kann die Netznutzung der Anlagen, insbesondere für Onshore-Windenergie, als negativer externer Effekt klassifiziert werden (ebd.: 98).[326]

Neben den negativen externen Effekten auf der Systemebene des Förderrahmens beziehungsweise in Wechselwirkung mit anderen Bereichen des Energieversorgungssystems, weist der Regelungsrahmen auch unter Policy-Design-Gesichtspunkten einige Schwächen auf, die der Novellierungsprozess adressiert. Diese technologiespezifischen Problemlagen äußern sich vor allem einerseits durch eine nicht ausreichende Zubausteuerung, die je nach Technologie nicht nur unter Mengengesichtspunkten, sondern auch unter Standortfragen zu problematisieren ist, sowie andererseits durch mangelnde Treffsicherheit der Regelungen und sich dadurch einstellende Mitnahmeeffekte.

Für den Bereich der Onshore-Windenergie ist das Referenzertragssystem anzuführen, dass sowohl Mitnahmeeffekte durch Überförderung von besonders windstarken Standorten nach sich zieht als sich auch durch eine nicht ausreichende standortspezifische Zubausteuerung auszeichnet. Mit dem Referenzertragssystem ist alleine schon deshalb keine zielgenaue Zubausteuerung möglich, weil der Großteil des Zubaus der Onshore-Windenergie sich außerhalb der Systemgrenzen, die von 82,5 bis 150 Prozent reichen, im Bereich von 60 bis 80 Prozent vollzieht. Damit erhalten diese Anlagen die maximale Anfangsvergütung, was ferner keine zusätzlichen Anreize bereitstellt, die Anlagenauslastung zu erhöhen. Zudem hat sich gezeigt, dass das System nicht sinnvoll auf den Bereich von 100 Prozent-Standorten justiert ist, was im Umkehrschluss die Güte von Standortqualitäten kleiner 100 Prozent relativiert (IE Leipzig u.a. 2014: 161). Des Weiteren hält der Regelungsrahmen für Onshore-Wind keine Mengensteuerungselemente bereit.

Die PV steht vor einer schwierigen Marktsituation. Während der globale Markt noch immer von erheblichen Überkapazitäten gekennzeichnet ist, der einen zum Teil ruinösen Wettbewerb ausgelöst hat – wie in der zweiten Fallstudie dargestellt –, hat sich der Preisverfall der Module abgeflacht und die Preisentwicklung entlang der verschiedenen Produktionsstufen befindet sich tendenziell in einer Seitwärtsbewegung (ZSW u.a. 2014: 17f.). Dennoch sinken die Vergütungssätze weiter, was die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen einschränkt; in manchen Marktsegmenten reicht die EEG-Vergütung alleine nicht mehr aus, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Ob neue Geschäftsmodelle rund um den Eigenverbrauch eine Gegenbewegung auslösen können, bleibt angesichts eines deutlichen Zubaurückgangs in Deutschland – im Jahr 2013 war die Anzahl der Neuinstallationen um 50 Prozent eingebrochen – fraglich. Zum damaligen Zeitpunkt rechnete man gleichwohl noch damit, dass sich der PV-

[326] Zur korrekten Einordnung sei an dieser Stelle darauf verwiesen, dass die Thematik der Netzengpässe aufgrund der Desynchronisation von Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien eine größere Bedeutung für die EEG-Novelle im Jahr 2016 hatte. Dennoch war schon im Jahr 2014 eine entsprechende Brisanz der Thematik absehbar.

Ausbau innerhalb des Zielkorridors von 2,5 bis 3,5 GW bewegen würde (ebd.: 2f.); nicht zu Letzt, weil mit einer weiter steigenden eigenverbrauchten PV-Strommenge gerechnet wurde (ebd.: 113f.; auch r2b 2013: 116f.).

Die Bioenergie war die Technologie, die am meisten und – salopp formuliert – von allen Seiten unter Reformdruck stand. In einer Gesamtbetrachtung des Energieversorgungssystem ist die Biomasse mit Abstand die bedeutendste erneuerbare Energiequelle: rund 7,8 Prozent des Endenergieverbrauchs entfielen 2012 in Deutschland darauf, was einen knapp 62 Prozent-Anteil von den Erneuerbaren repräsentierte. Dabei ist die Bioenergie in allen Sektoren einsetzbar; sie spielt auch im Stromsektor eine wichtige Rolle. Dort liegt sie an Platz zwei hinter Onshore-Windenergie bei der Bruttostromerzeugung. Als großen Vorteil der Bioenergie ist deren Regelbarkeit hervorzuheben, was flexible und bedarfsorientierte Einspeisung zulässt (Löschel u.a. 2014: 95f.). Den Vorteilen und der energiewirtschaftlichen Bedeutung stehen jedoch auch erhebliche Nachteile in der Kritik. Im Kontext der EEG-Novelle 2014 war besonders relevant, dass die Bioenergie als teure erneuerbare Erzeugungsform zu gelten hat, die über die Jahre kaum Kostensenkungspotenziale hat heben können. Die Spannbreite der Vergütung bewegt sich zwischen 5,76 und 24,61 ct/kWh für Anlagen, die im Jahr 2014 nach EEG 2012 in Betrieb genommen werden, wobei der Zubau im oberen Spektrum zu erwarten ist (BMWi 2015d: 9). Die mangelnde Kosteneffizienz dieser Erzeugungsform liegt nicht zuletzt an dem Richtungssteuerungsversuch durch den Gesetzgeber, der den positiven finanziellen Anreiz mit einer Reihe von Boni versah, die innerhalb der Bioenergie entweder besondere Technologien oder Einsatzstoffe fördern sollte. Allerdings ist der simple Vergleich mit den günstigeren Formen Onshore-Windenergie und PV nicht ganz haltbar und vor allem politisch bedingt, weil die Bioenergie im Gegensatz zu den beiden fluktuierenden Erzeugungsformen einen Substrateinsatz als Grundlage hat. Weil im EEG 2012 eine Reihe von bis dato geltenden Boni in technische Mindestanforderungen überführt wurden, ist es immerhin gelungen die durchschnittliche Vergütung von 21,4 ct/kWh von Anlagen unter EEG 2009 auf 18,5 ct/kWh zu senken (DBFZ u.a. 2014: 43f.). Dabei wurde auch erfolgreich die Überförderung von Bioenergie-Technologien im EEG 2012 abgebaut (ebd.: 46f., 80f.); allerdings ist die Wirtschaftlichkeit von einigen Marktsegmenten stark unter Druck geraten. Die Untersuchung von exemplarischen Modellfällen hat ergeben, dass Biogas- und Biomethananlagen sowie ausgewählte Festbrennstoffanlagen die Kosten zwischen 0,5 bis 1,0 ct/kWh über der Vergütung liegen. Damit sind nur unter überdurchschnittlich günstigen Rahmenbedingungen aussichtsreiche Geschäftsmodelle realisierbar (ebd.: 50ff.). Nicht zu Letzt aus diesem Grund ist der überwiegende Teil des Zuwachses der installierten Leistung in den Jahren 2012 und 2013 nicht durch Neuinstallationen, sondern durch Erweiterungsmaßnahmen bestehender Anlagen zurückzuführen. Diese erweiterten Anlagen behalten ihren bisherigen Vergütungsstatus, sodass die Intention des EEG 2012 unterlaufen wurde und die Bestrebungen zur Kosteneffizienz konterkarierte (Löschel u.a. 2014: 96;

DBFZ u.a. 2014: 20ff.). Problematisch ist dies zusätzlich, weil Bestandsanlagen in Rohstoffnutzungskonkurrenz zu Neuanlagen stehen, was einen weiteren Anreiz zur vorteilbehafteten Anlagenerweiterung setzt (DBFZ u.a. 2014: 80f.).

Zusätzlich zu der Kostenbetrachtung treten negative Umweltauswirkungen der Bioenergie hinzu. Nicht nur im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien-Technologien handelt es sich dabei um eine sehr ineffiziente Form in Bezug auf den Flächenverbrauch. Negative externe Effekte können sich auch in Form der Beeinträchtigung der Biodiversität einstellen (Löschel u.a. 2014: 95). Regionen mit einer großen Konzentration von Biogasanlagen sind diesen Konflikten besonders ausgesetzt, da die Energiepflanzen den angesprochenen hohen Flächenbedarf haben. Zum einen verschärft dies Flächennutzungskonkurrenzen, was zu höheren Pachtpreisen führt, zum anderen kann der Einsatz von Maissilage[327] zu einer Monotonisierung der landwirtschaftlichen Bodennutzung führen. Die Veränderung der Landschaftsstruktur führt wiederum zu Konflikten im Hinblick auf Belange der biologischen Vielfalt[328] und der Erholungsnutzung für den Mensch – auch wird die Vermaisung unter Gesichtspunkten des Kulturlandschaftsschutzes kritisch gesehen (ZSW u.a. 2014: 20).

Die EEG-Novelle setzt an den identifizierten analytischen Problemkategorien und Policy-Design-Aspekten an. Inwiefern eine ursachenadäquate Problemlösung sichergestellt ist, wird in den jeweiligen Plausibilitätsprüfungen der Steuerungskonzeptionen untersucht.

5.4.2 Institutionelles Setting

5.4.2.1 Kompetenzverteilung im Mehrebenensystem

Europäischer Rechtsrahmen

In der Analyse des institutionellen Settings für die EEG-Novelle im Jahr 2011 wurden bereits die wesentlichen Rahmenbedingungen der Kompetenztitel der EU in Abgrenzung zu nationalstaatlicher Souveränität in energiepolitischen Aspekten skizziert. Daran soll hier angeknüpft werden. Dennoch haben sich durch die Rechtsprechung des europäischen Gerichtshofes sowie die veränderte Einschätzung der EU-Kommission in Fragen der Kompatibilität von mitgliedsstaatlicher Gesetzgebung mit europäischem Recht neue Konfliktlinien ergeben, die nachfolgend aufgegriffen und dargestellt werden sollen.

[327] Biogas ist die bedeutendste Bioenergieerzeugungsform. Aufgrund des Energiegehalts ist der Substrateinsatz in Biogas- und Biomethan-Anlagen vor allem Maissilage (DBFZ u.a. 2014: 23f.). Aus diesem Grund wird mittlerweile rund ein Drittel des Maisanbaus in Deutschland für Biogasanlagen verwendet (ebd.: 82f.).

[328] Die Auswirkungen auf die Natur ist bei der Stromerzeugung aus Biomasse hauptsächlich auf den Anbau der Energiepflanzen zurückzuführen, weniger auf den Betrieb der Anlagen. Flächennutzungskonkurrenzen ergeben sich auch nicht nur mit anderer Agrarnutzung, sondern auch mit Flächen für den Naturschutz. Mit dem Verlust von Brachen und Säumen der Agrarlandschaft ergeben sich Lebensraumverluste. Zudem ist ein erhöhter Schad- und Nährstoffeintrag in Gewässer feststellbar (DBFZ u.a. 2014: 104f.).

Die Bundesregierung vertrat auch weiterhin die Position, dass das EEG mit europäischem Primärrecht im Hinblick auf beihilferechtliche Regelungen und der Warenverkehrsfreiheit vereinbar ist. Dabei wird die *PreussenElektra*-Entscheidung des Europäischen Gerichtshofes von 2001 herangezogen sowie argumentiert, dass die EEG-Novelle nichts an der grundsätzlichen Funktionslogik des Gesetzes ändere (BR Drs. 157/14: 151). Demgegenüber bezog die europäische Kommission die entgegengesetzte Position und setzte ex post bereits an der Kompatibilität mit dem Unionsrecht bei der Fassung des EEG 2012 an – womit sich zwei unterschiedliche Rechtsauffassungen gegenüber standen. Ausgangspunkt war die Problematik aus der Perspektive der EU-Kommission, dass die Bundesrepublik Deutschland entgegen den Art. 107 ff. AEUV das EEG 2012, insbesondere die Privilegien der stromintensiven Industrie (BesAR), nicht zur Notifizierung angemeldet hatte. Daraufhin eröffnete die europäischen Kommission am 18. Dezember 2013 ein förmliches Prüfverfahren gegen das EEG 2012 (EU com 2013; Ludwigs 2014: 67f.). Dabei stufte die Kommission die Regelung zur Einspeisevergütung im EEG 2012 zwar als Beihilfe ein – denn nach der Kommission bedeutet der Umlagemechanismus des EEG 2012 eine Verstaatlichung der Mittel –, sah diese gleichwohl als vereinbar mit dem Binnenmarkt an, währenddessen sie die BesAR für eine rechtswidrige Beilhilfe hielt (Bungenberg/ Motzkus 2015: 86f.). Bereits der Eröffnungsbeschluss der Kommission wurde durch die Bundesregierung vor dem Gericht der EU mit einer am 28. Februar 2014 eingereichten Klage angefochten (Amtsblatt Europäische Union 2014)[329], was als ungewöhnlicher Schritt in einem beihilferechtlichen Verfahren gewertet wurde (Soltész/ von Köckritz 2014: 35f.) und ferner als wenig erfolgsversprechend bewertet wurde (Ludwigs 2014: 69).

Darüber hinaus provozierte die Einstufung der EEG-Umlage als Beihilfe jedoch nicht nur Widerspruch seitens der Bundesregierung, sondern auch in einem Großteil der deutschen Rechtsliteratur (Soltész/ von Köckritz 2014: 39; auch Scholz/ Moench/ Herz 2014: 121ff.; Gawel/ Strunz 2014)[330]. Die differierenden Rechtsauffassungen setzten an der Konditionalität des Beihilferechts an. Art. 107 AEUV formuliert eine Reihe von Voraussetzungen für die Klassifikation einer Regelung zur Einstufung als Beihilfe, wobei dafür kumulativ alle Tatbestandsmerkmale der entsprechenden Definition erfüllt sein müssen. Für die Merkmale „Selektivität", „Eignung zur Wettbewerbsverfälschung und Handelsbeeinträchtigung" sowie „Staatlichkeit der Mittel" liegen dabei jeweils unterschiedliche Rechtsauffassungen vor. Dabei gilt das letztere Merkmal als besonders problematisch und wird auch als Kernfrage des Beihilfeverfahrens charakterisiert (Soltész/ von Köckritz 2014: 37), weshalb diesem bei den folgenden Ausführungen etwas mehr Aufmerksamkeit gewidmet werden soll.

[329] Zudem haben eine Reihe von betroffenen stromintensiven Unternehmen zur Vorbeugung einer vorläufigen Aussetzung der Maßnahme BesAR und finanziellen Rückforderungen einstweiligen Rechtsschutz nach Art. 278 und 279 AEUV bei dem Europäischen Gericht beantragt (Ludwigs 2014: 68).

[330] Weitere Verweise bei Ludwigs 2014 FN 63.

Die unterschiedlichen Rechtsauffassungen teilen gleichwohl die Einschätzung, dass sich die Rechtsprechung des europäischen Gerichtshofes gewandelt hat und vom *PreussenElektra*-Urteil im Hinblick auf die Zurechenbarkeit des Merkmals der Staatlichkeit entfernt hat. Bis dato galt ein Umlagesystem, das zwischen privaten Marktteilnehmern vertraglich Umverteilung regelt, als Begrenzung des Anwendungsbereiches des Beihilferechts. Das EEG wählt den Weg einer solchen „Flucht ins Privatrecht" (Bungenberg/ Motzkus 2015: 109f.), was der Umgehung des Beihilfeverbots gleichkam. Gleichwohl beanstandete der EuGH mit dem *PreussenElektra*-Urteil diese Praxis nicht. In der jüngeren Rechtsprechung des EuGH in den Sachen *Essent* und *Vent de Colère* sowie das *österreichische Ökostromgesetz* sehen demgegenüber manche Beobachter ein Abrücken von dieser Linie, weil in diesen Rechtssachen Umlagesysteme als staatliche Mittelverwendung qualifiziert wurden (ebd.: 103ff.). Während die einen eine Übertragbarkeit dieser Entscheidungen auf das deutsche EEG für angezeigt halten und eine Präzisierung des Staatlichkeitsmerkmal über die Zeit konstatieren (ebd.: 107ff.; Ludwigs 2014: 74), machen die anderen wesentliche Unterschiede in den Rechtssachen aus, was eine Übertragbarkeit als Fehlinterpretation erscheinen lässt (Soltész/ von Köckritz 2014: 44ff.).[331] Mit dieser Einschätzung steht und fällt gleichwohl die Einstufung des EEG als Beihilfe aufgrund der kumulativen Erfüllungsvoraussetzungen der benannten Tatbestandsmerkmale. Ähnliche Argumentationsmuster finden sich in der Einschätzung der beihilferechtlichen Relevanz der BesAR wieder. Auch hier unterscheiden sich die Wertungen erheblich (ebd.: 50f.; Bungenberg/ Motzkus 2015: 111ff.).

Unabhängig von den differierende Rechtsauffassungen in der Literatur stand noch immer das förmliche Verfahren der EU-Kommission im Raum, das als Austesten der Handlungsspielräume der Kommission in Fragen der Einflussnahme auf die nationalen Energiepolitiken durch die Hintertür des Beihilferechts zur Kompensation fehlender formaler Kompetenzen vor den Unionsgerichten interpretiert wurde (Soltész/ von Köckritz 2014: 54). Sollte diese Einstufung bestätigt werden, sicherte sich die Kommission Einfluss durch die Genehmigungsnotwendigkeit des EEG und allen zukünftigen Änderungen, was die nationale Energiepolitik in der freien Gestaltung einengen würde (ebd.: 36; Bonn u.a. 2014: 42). Allerdings bedeutet die Qualifizierung einer Maßnahme als staatliche Beihilfe noch nicht zwangsläufig deren Rechtswidrigkeit. Das Beihilferecht kennt entsprechende Ausnahmeregelungen, die auf

[331] Weder liegt dem EEG ein Abgabencharakter zugrunde (Scholz/ Moench/ Herz 2014: 103ff.), noch eine zentrale öffentliche Umlagestelle oder eine staatlich sanktionierte Zwangseintreibung der Mittel, geschweige denn dass staatliche Steuerungsmöglichkeiten über die eingenommenen Mittel vorliegen (Soltész/ von Köckritz 2014: 46ff.). Im Gegensatz dazu hat die Qualifizierung der Staatlichkeit der Mittel vor allem folgenden Ursprung: Auch wenn die Umwälzung der Belastung der ÜNB auf die Letztverbraucher gesetzlich nicht vorgeschrieben ist, ergebe sich doch bereits ein ökonomischer Zwang zu diesem Umlageschritt. Darüber hinaus hat der deutsche Gesetzgeber das Umlagesystem gesetzlich so streng reguliert, dass den Privaten keine Handlungsspielräume bleiben, und überwacht durch die BNetzA zudem den Mittelfluss, was ebenfalls für einen starken staatlichen Einfluss spreche (Bungenberg/ Motzkus 2015: 111ff.; Ludwigs 2014: 73f.). Des Weiteren findet sich die Zuschreibung eines Sonderabgabencharakters für das EEG-Umlagesystem (Manssen 2012: 170ff.; Pielow 2013: 157; Rheker 2016: 149f.).

Ermessensentscheidungen der Kommission zurückgehen und im Falle der Einspeiseförderung der Erneuerbaren auch zur Anwendung kamen, die im Rahmen der Förderung des Klimaschutzes von bedeutendem europäischem Interesse sind (EU com 2013: 44f.). Demgegenüber ist das Ziel der BesAR nicht der Klimaschutz, sondern der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie. Darüber hinaus wurden Zweifel an der Verhältnismäßigkeit der Regelungen artikuliert, da nicht dargelegt werden kann, dass eine geringfügigere Entlastung nicht ebenfalls die Wettbewerbsfähigkeit bewahrt. Mit der Einstufung der BesAR als rechtswidrige Beihilfe verbindet sich dann die Frage nach der Rückförderung der Beihilfenbeträgen, was zu Rechtsunsicherheit bei den Betroffenen führt (Bungenberg/ Motzkus 2015: 114ff.).[332]

Insofern spielen die selbstbindenden und das Ermessen konkretisierenden Leitlinien der Kommission eine entscheidende Rolle. Parallel zu dem Formulierungsprozess des EEG sowie des Beihilfeverfahrens hat die EU-Kommission neue Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020[333] erarbeitet, die schließlich am 1. Juli 2014 in Kraft traten.[334] Die Leitlinien führten auch zu einer Vereinfachung der Verfahren für die Durchführung von Beihilfemaßnahmen, die nicht mehr einzeln von der Kommission genehmigt werden mussten, sondern automatisch als europarechtskonform gewertet werden konnten. Ferner sehen die Leitlinien vor, dass die Förderung von erneuerbaren Energien degressiv zurückgehen sollen, da die Marktnische verlassen wurde. Außerdem soll ab dem 1. Januar 2017 eine Systemumstellung auf Ausschreibungsverfahren erfolgen (Bungenberg/ Motzkus 2015: 126ff.). Im Gegensatz zu den bisher gültigen Umweltschutzleitlinien aus dem Jahr 2008 definierten die Leitlinien erstmals konkrete Kriterien für die Genehmigungsfähigkeit von nationalen Entlastungsregelungen[335] (Soltész/ von Köckritz 2014: 55). Obwohl die rückwirkende Anwendung von Leitlinien auf Altfälle in beihilferechtlichen Verfahren als unüblich zu gelten hat, entfalteten die neuen Leitlinien eben doch genau diese Wirkung, womit das Rückforderungspotenzial deutlich minimiert wurde (ebd.: 56f.).[336]

---

[332] Dadurch dass die Kommission auf eine einstweilige Aussetzung der BesAR entgegen der potenziellen Möglichkeit nach dem Beihilferecht verzichtet hat (Bungenberg/ Motzkus 2015: 117), öffnete sich eine politische Dialogoption mit der deutschen Bundesregierung. Der Verzicht auf den härtest möglichen Konfrontationskurs kann als Einigungswillen der Kommission gewertet werden. Deren letztendliches Entgegenkommen scheint diese Sichtweise zu bestätigen.

[333] Veröffentlicht wurden die Leitlinien bereits am 9. April 2014 (EU com 2014b).

[334] Noch im Jahr 2013 wurden von der EU-Kommission Leitlinien für die Förderung erneuerbarer Energien verabschiedet, die zwar keine Außenwirkung entfalten und somit nicht rechtsverbindlich sind. Dennoch kann darin ein bedeutender Impuls von der europäischen Ebene auf die Gestaltung der nationalen Regelungssysteme gesehen werden (Bonn u.a. 2014: 44ff.).

[335] Demnach ist eine Beihilfe verhältnismäßig, wenn ein 15 prozentiger Selbstbehalt für den Empfänger vorgesehen ist, in bestimmten Fällen können Umlagen auf 4 beziehungsweise 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung des jeweiligen Unternehmens gedeckelt werden. Darüber hinaus werden Branchen definiert, auf die sich der Bezug einer genehmigungsfähigen Beihilfe beschränkt. Falls ein Unternehmen nicht diesen Branchen entspricht, muss es auf Unionsebene eine Handelsintensität von mindestens 4 Prozent und einen Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung von mindestens 20 Prozent betragen. (Bungenberg/ Motzkus 2015: 126ff.).

[336] Um eine rückwirkende Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht herbeizuführen, musste bis zum 30. Juni 2015 durch die Bundesregierung in Abstimmung mit der Kommission ein Anpassungsplan vorgelegt werden, der einen

Für den Formulierungsprozess des EEG 2014 war die inhaltliche Ausgestaltung „in stärkerem Maße unions- und vor allem beihilferechtlich determiniert als je zuvor [und ...] stand im Schatten des laufenden Beihilfeverfahrens zum EEG 2012“ (Bungenberg/ Motzkus 2015: 125). Die Bundesregierung orientierte sich mit der Ausgestaltung von der BesAR stark an den neuen Vorgaben der Leitlinien, notifizierte gegenüber der Kommission das EEG 2014 entsprechend, was schließlich in der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG 2014 durch die Kommission am 23. Juli 2014 mündete (ebd.).

Der Vollständigkeit halber sei an dieser Stelle angemerkt, dass am 10. Mai 2016 das Gericht der Europäischen Union (Rechtssache T-47/15) geurteilt hat, dass es sich bei dem EEG um eine Beihilfe handelt und die EU-Kommission diese Einschätzung zu Recht vertreten hat. Die Bundesregierung hat am 19. Juli 2016 Rechtsmittel gegen die Entscheidung eingelegt (BReg 2016a). Der Rechtsstreit um das EEG 2012 fand schließlich im Jahr 2019 seinen Abschluss. Im März 2019 urteilte der EuGH abschließend, dass es sich im Fall des EEG 2012 um keine staatliche Beihilfe handelt (Rs. C-405/16 P).[337] Die Auswirkungen dieses Urteils sind noch nicht vollständig absehbar und es ist noch nicht geklärt (Stand November 2019), ob die EU-Kommission das Urteil für die EEG-Fassungen nach 2012 akzeptiert und auf eine abermalige Einstufung als Beihilfe verzichtet.[338] Gleichwohl erhalten die Mitgliedsstaaten fürs erste wieder mehr Flexibilität und Handlungsspielräume bei wegfallender Notifizierungserfordernis.[339]

Weniger beachtet wurde demgegenüber eine Entwicklung in einem anderen primärrechtlichen Bereich der EU – ohne das diese weniger unionale Kompatibilität-Brisanz besaß. Das EEG öffnete mit seinen Regelungen zum Umlagesystem und zur BesAR auch eine Flanke für die Warenverkehrsfreiheit nach Art. 34 AEUV als rechtlichen Prüfmaßstab.[340] Die Warenverkehrsfreiheit gilt dann als eingeschränkt, wenn das EEG der Ware Strom den freien Handel im

Selbstbehalt von 20 Prozent der regulären Abgabe zu enthalten hat und bis 2019 progressiv einzuführen ist (Bungenberg/ Motzkus 2015: 124; Soltész/ von Köckritz 2014: 57f.).

337 Der EuGH urteilte, dass die EEG-Umlage nicht als staatliche Abgabe zu bewerten ist, weil die Energieversorger nicht dazu verpflichtet sind, die an die EEG-Anlagenbetreiber bezahlten Beträge auf die von ihnen belieferten Letztverbraucher abzuwälzen. Zudem ist die Verwendung der EEG-Umlage zur Finanzierung von Förder- und Ausgleichsregelung nicht als staatliche Mittel zu qualifizieren, da der Staat nicht über die Mittel verfügen kann (BBH 2019).

338 Es wird durchaus die Einschätzung vertreten, dass eine Übertragbarkeit der Rechtsauffassung bereits beim EEG 2017 nicht mehr gegeben sein könnte (Kahles/ Nysten 2019). Demgegenüber setzte die Bundesregierung die Notifizierungsverfahren für Umlagesystem basierte energiewirtschaftliche Gesetze – neben dem EEG auch das KWKG – aus. Die Genehmigungsvorbehalte wurden im Enegiedienstleistungsgesetz in den §§ 100 Abs. 2 Satz 5., 104 Abs. 3 Satz 7und Abs. 9 EEG 2017 sowie § 35 Abs. 17 und 18 KWKG gestrichen.

339 „Allerdings wirkt sich das Urteil des EuGH entscheidend auf die künftige Freiheit der Mitgliedstaaten aus, wie sie die Förderung Erneuerbarer Energien in den Mitgliedstaaten gestalten. Solange das EEG als Beihilfe eingestuft wurde, bedurfte jede Änderung und Anpassung der Förderung der Genehmigung durch die EU-Kommission. Das Notifizierungsverfahren erschwerte mitunter den Gesetzgebungsprozess, wodurch sich notwendige Novellierungen verzögerten und Investitionen gehemmt wurden, die dringend zur Erreichung der Klimaziele benötigt werden. Fällt all dies künftig weg, dann hat der Gesetzgeber die Möglichkeit, flexibler und schneller auf die Dynamiken des Energiemarkts zu reagieren.“ (BBH 2019)

340 Die grundsätzliche Voraussetzung für das Heranziehen der Warenverkehrsfreiheit als Kompatibilitätsprüfmaßstab stellt die fehlende abschließende Harmonisierung durch sekundärrechtliche Vorschriften der Förderregime für erneuerbare Energien innerhalb der EU dar (Leidinger 2014: 63f.); das europäische Sekundärrecht entfaltet in diesem Fall keine Sperrwirkung für diesen Prüfmaßstab (Scholz/ Moench/ Herz 2014: 133f.).

Binnenmarkt durch Einfuhrbeschränkungsregelungen oder Maßnahmen gleicher Wirkung verwehrt. Einerseits wird in der Literatur überzeugend die Position vertreten, dass die Vorrangregelung zur Einspeisung und Abnahme von national begrenzt gefördertem Grünstrom eine Abschottungswirkung gegenüber ausländischem konventionellem und erneuerbaren Strom entfaltet (Scholz/ Moench/ Herz 2014: 135). Der Bezug auf die nationale Souveränität in der Energiepolitik, die auch durch die EE-Richtlinie 2009/28/EG eingeräumt wird, negiere diesen Einwand nicht – obwohl eine Abschottungswirkung in der europäischen Rechtsprechung im Fall *PreussenElektra* durch das EEG bestätigt wurde (Leidinger 2014: 66f.). Andererseits stärke die BesAR über ihre Entlastungswirkung die Wettbewerbsposition deutscher stromintensiver Unternehmen, was ebenfalls einer Abschottungswirkung gleich kommt (ebd.: 68).
Mit dem Schlussantrag des Generlanwalts des europäischen Gerichtshofes vom 28. Januar 2014 in der im Jahr 2012 dem EuGH vorgelegten Rechtssache *Ålands Vindkraft* wurde offenbar, dass die bis dato vorgebrachten Rechtfertigungsgründe der Verletzung der unionalen Warenverkehrsfreiheit durch national begrenzte Grünstrom-Förderregime nicht mehr unbeschränkt aufrechtzuhalten seien. Es komme auf die Verhältnismäßigkeitsprüfung an, denn der Umweltschutz als Rechtfertigungsgrund vermag nicht mehr länger zu überzeugen, da nicht ersichtlich ist, warum dem Umweltschutz weniger gedient sei durch ausländischen erneuerbaren Strom als national gefördertem. Aus diesem Grund seien territorial begrenzte Förderregelungen nicht mit Art. 34 AEUV vereinbar, was erhebliche Auswirkungen auf das EEG haben würde. Es käme zweifelsfrei zu einer Sogwirkung, die einen finanziellen Kollaps des EEG-Umlagesystems zur Folge hätte (Leidinger 2014: 71ff.). Auch wenn das EuGH seinem Generalanwalt insoweit folgte, dass eine Einschränkung der Warenverkehrsfreiheit vorliegt, verneint der EuGH doch eine Verletzung von Art. 34 AEUV und erklärt auch zukünftig nationale Förderregelungen mit dem Unionsrecht vereinbar, weil den Mitgliedsstaaten nach der EE-Richtlinie 2009/29/EG ein weiter Ermessensspielraum zukommt (ebd.: 74ff.). Dieses Urteil hat zwei wesentliche Folgen: zum einen wird durch das Zurücktreten der Warenverkehrsfreiheit als Kontrollmaßstab das Beihilferecht zusätzlich an Gewicht gewinnen, was die oben geschilderten politischen Konflikte verschärfen dürfte. Zum anderen ist durch die Betonung der Zulässigkeit territorial begrenzter Förderregime, nicht mit einem größeren Harmonisierungsschub in diesem Feld auf europäischer Ebene zu rechnen (ebd.: 81ff.).

Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht

Die Bundesregierung ging ebenfalls von einer Vereinbarkeit mit dem nationalen Verfassungsrecht aus. Diese Einschätzungen stütze sich zum einen auf die Berücksichtigung des Vertrauensschutzes für Anlagenbetreiber, da es zu keinen rückwirkenden Eingriffen in Regelungen, die die Förderhöhe, die Fördervoraussetzungen oder die Direktvermarktungsgestaltung betreffen, komme. Bestandsanlagen ist deshalb Bestandsschutz gewährleistet; zudem sichern

Übergangsregelungen Investorensicherheit für bereits geplante Investitionen – zumal frühzeitig Förderanpassungen bekannt gemacht wurden (BR Drs. 157/14: 151f.)[341]. In mehreren Rechtsstreitigkeiten um das EEG, in denen die Kläger den Bestandsschutz als nicht gewahrt ansahen, bestätigte das BVerfG die Sichtweise der Bundesregierung. Zwar enthält das Gesetz unechte Rückwirkungen[342] in Bezug auf Regelungen des EEG 2009, verletzt gleichwohl nicht das verfassungsrechtlich geschützte Vertrauen. Mit dieser Begründung hat das BVerfG am 20. September 2016 Beschwerden gegen das EEG 2014 zurückgewiesen (BVerfG 2016). So hatten Bestandsanlagenbetreiber von Biogasanlagen gegen die Deckelung der Strommenge und den konditionierten Landschaftspflegebonus Klage eingereicht (1 BvR 1140/15, 1 BvR 1299/15, 1 BvR 1387/15).

Zum anderen ist mit der vorgesehenen Belastung der Eigenversorgung ein Eingriff in die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG zu wirtschaftspolitischen Zwecken verbunden, bei denen das BVerfG dem Gesetzgeber weiten Ermessensspielraum zugesteht. So wird durch eine lediglich geringfügige Beteiligung an den Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien durch Eigenversorger nicht nur die sachgerechte Finanzierungsverantwortung im Energieversorgungssystem gewahrt, sondern auch die Wirtschaftlichkeit der Eigenversorgungskonzepte gewährleistet. Darüber hinaus sorgen Bagatellgrenzen für die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme, weshalb insgesamt betrachtet von der Vereinbarkeit mit dem nationalen Verfassungsrecht ausgegangen werden kann (BR Drs. 157/14: 153ff.).

Ferner ist ebenfalls die Vereinbarkeit mit Finanzverfassungsrecht sichergestellt, da es sich laut der Bundesregierung mit Bezug auf die vorherrschende Meinung im Schrifttum sowie vor allem der Judikatur bei der EEG-Umlage nicht um eine Sonderabgabe handelt (ebd.: 156f.; auch Scholz/ Moench/ Herz 2014: 103ff.).[343] Auf dem Weg der Rechtsprechung versuchten Textilunternehmen, die nicht durch die BesAR begünstigt waren, das Gegenteil zu erstreiten. Entsprechende Klagen wurden in der ersten Instanz jeweils als unbegründet abgewiesen (BBH u.a. 2014: 118f.). Auch der Bundesgerichtshof stellte fest, dass die EEG-Umlage nicht verfassungswidrig ist (BGH 2014). Die Bestätigung der Einschätzung der Bundesregierung führt in

[341] Das EEG 2014 gilt nicht nur für alle Neuanlagen, sondern auch für alle Bestandsanlagen, da das EEG 2012 sowie die Managementprämienverordnung zum 1.8.2014 außer Kraft getreten sind. Gleichwohl bleiben die Auswirkungen davon überschaubar, da ein umfangreicher Bestands- und Vertrauensschutz gewahrt bleibt (Geipel/ Uibeleisen 2014: 142; Breuer/ Lindner 2014: 129). Durch die dafür eingeführten Übergangsbestimmungen und Ausnahmeregelungen die je nach Anlagentyp differieren können, kann dies zu einer Rechtszersplitterung führen (Ehricke 2014: 44).

[342] „Eine Rechtsnorm entfaltet unechte Rückwirkung, wenn sie auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte und Rechtsbeziehungen für die Zukunft einwirkt und damit zugleich die betroffene Rechtsposition nachträglich entwertet“ (BVerfG 2016). Eine unechte Rückwirkung ist solange verfassungsrechtlich zulässig, solange eine Güterabwägung Gemeinwohlbelange höher bewertet als den Vertrauensschutz Einzelner und dabei verhältnismäßig ist (Scholz/ Moench/ Herz 2014: 36).

[343] Den Abgabencharakter sehen hingegen vereinzelte Stimmen in der Literatur (beispielsweise Manssen 2012; Pielow 2013: 157), woran sich auch die Einschätzung der Verfassungswidrigkeit der EEG-Umlage anschließt (Rheker 2016: 150).

der Bewertung dazu, dass rechtlich das EEG besser und stärker abgesichert ist als jemals zuvor (Wustlich 2014: 1121).

5.4.2.2 Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat

Die Begründung für die Gesetzgebungskompetenz des Bundes im Falle einer Novellierung des EEG ist identisch mit den Argumenten aus der ersten und zweiten Fallstudie. Der Hauptzweck des EEG ist es, Treibhausgasemissionen im Sinne des Klimaschutzes zu vermeiden, womit dies unter die Luftreinhaltung zu deklarieren ist (BR Drs. 157/14: 129). Nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG ergibt sich somit der Tatbestand der konkurrierenden Gesetzgebung. Des Weiteren ist das EEG als Einspruchsgesetz zu klassifizieren (Altrock/ Oschmann/ Theobald 2011: §64, Rn. 10). Ferner kann der Bundesrat nach Art. 77 Abs. 3 GG von einem suspensiven Vetorecht Gebrauch machen, indem dieser gegen ein im Bundestag beschlossenes Gesetz binnen zweier Wochen Einspruch einlegt, der allerdings mit einer entsprechenden Mehrheit des Bundestages zurückgewiesen werden kann.

Mehrheitsverhältnisse

Nach der Bundestagswahl im September 2013 wurde eine Große Koalition zwischen CDU/CSU und SPD gebildet. In der 18. Legislaturperiode war diese Koalition mit einer komfortablen Mehrheit ausgestattet: 504 der 631 Sitze entfielen auf Union (311) und SPD (193) (Bundeswahlleiter 2013). Dies entsprach einer 2/3-Mehrheit im Deutschen Bundestag und ist insofern von Bedeutung, als dass ein suspensives Veto des Bundesrates gegen ein Einspruchsgesetz in jedem Fall zurückgewiesen werden kann. Die Opposition konstituiert sich nach dem Ausscheiden der FDP aus dem Bundestag aus der Linken und Bündnis90/Die Grünen.

Im Bundesrat ergab sich durch die Große Koalition eine besondere Situation, denn nach dem ROM-Schema entfielen die O-Länder, weil eine der regierungstragenden Parteien in einem Land regierte. Vom 18. Januar 2014 bis zum 11. November 2014 vereinigten die R-Länder 27 Stimmen im Bundesrat auf sich, während den M-Ländern 42 Stimmen zu kamen. Damit fehlte den R-Ländern eine positive Mehrheit, wohingegen die M-Länder über (vorläufiges) Blockadepotenzial verfügten. Diesbezüglich gilt es auf die Stärke der Grünen zu verweisen, die Einfluss auf die Abgabe von 34 Stimmen hatten.

Die Kräfteverhältnisse zwischen Bundestag und Bundesrat lassen sich dementsprechend als divergierende Mehrheit charakterisieren.

Tabelle 39: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Januar 2014 bis November 2014)

R-Länder			O-Länder	M-Länder			
BY	CSU	6		NW	SPD/GRÜNE	6	
TH	CDU/SPD	4		NI	SPD/GRÜNE	6	
ST	CDU/ SPD	4		BW	GRÜNE/SPD	6	
B	SPD/ CDU	4		HE	CDU/GRÜNE	5	
MV	SPD/CDU	3		RP	SPD/ GRÜNE	4	
SL	CDU/SPD	3		SN	CDU/ FDP	4	
HH	SPD	3		BB	SPD/ LINKE	4	
				SH	SPD/GRÜNE/**SSW**	4	
				HB	SPD/GRÜNE	3	
		27	0			42	∑ 69

Quelle: Eigene Darstellung nach Leunig 2015

5.4.2.3 Verfahrensgang der Gesetzesgenese

Bereits der Koalitionsvertrag der Großen Koalition in der 18. Wahlperiode sah eine umfassende und grundlegende Novellierung des EEG vor (CDU/ CSU/ SPD 2013: 50). Die vom SPD-geführten Wirtschaftsministerium durch Sigmar Gabriel vorgelegten Eckpunkte für die Reform des EEG vom 21. Januar 2014 (BMWi 2014c) legten den Grundstein für das Gesetzgebungsverfahren. Einen Tag später legte sich das Kabinett bei der Kabinettsklausur auf Schloss Meseberg auf diese Eckpunkte fest, woraufhin die Erarbeitung des ersten Referentenentwurfes begann, der anschließend in zwei Anhörungsrunden von Ländern und Verbänden konsultiert wurde. Eine Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz, der sogenannte Energiegipfel, führte am 1. April eine Einigung zwischen der Bundesregierung und den Ländern herbei, weshalb am 8. April 2014 der Gesetzentwurf durch das Bundeskabinett (BR Drs. 157/14) beschlossen wurde. In Abgrenzung zu den energiepolitischen Gesetzgebungsverfahren der 17. Legislaturperiode ist darauf zu verweisen, dass die unter der Union-FDP-Bundesregierung aufgeteilten Kompetenzen in der 18. Legislaturperiode im Bundeswirtschaftsministerium gebündelt wurden. Damit verband sich die Hoffnung, Energiepolitik aus einer Hand zu gestalten und die Konflikte in der Ressortabstimmung der Vergangenheit angehören zu lassen (Rave/ Triebswetter/ Wackerbauer 2013: 262ff.).

Das Gesetzgebungsverfahren war durch komplexe Verhandlungsprozesse auf mehreren Ebenen gekennzeichnet – nicht nur auf der europäischen Ebene mit der Kommission, sondern auch mit den Ländern, wobei die die Verhandlungen nicht synchron verliefen. Diese Ungleichzeitigkeit der Handlungsstränge führte zu einer in der Rechtsgeschichte wohl einmaligen Situation, dass der Kabinettsbeschluss mit einer Leerstelle zur Besonderen Ausgleichsregelung verabschiedet wurde (Wustlich 2014: 1115). Bis dato war die Regelung der BesAR aus dem

Regierungsentwurf ausgeklammert, weil noch kein Einvernehmen mit der europäischen Kommission über beihilferechtliche Fragestellungen erzielt werden konnte (Moench 2014: 12). Das Gesetzgebungsverfahren zur Ausgleichsregelung startete erst förmlich, nachdem eine politische Einigung über die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien mit der EU-Kommission gefunden wurde (Leidinger 2014: 61). Der Gesetzentwurf zur Ausgleichsregelung wurde schließlich am 7. Mai durch das Bundeskabinett beschlossen (Moench 2014: 13). Dieses parallele Gesetzgebungsverfahren wurde erst später durch den Bundestag in den EEG-Gesetzentwurf überführt (Wustlich 2014: 1115). Das Verfahren wurde als besonders eilbedürftig initiiert (BT Drs. 18/1304: 5), die erste Lesung im Bundestag fand am 8. Mai 2014 statt (BT 2014). Am 12. Mai folgten die Empfehlungen der Ausschüsse des Bundesrates (BR Drs. 157/1/14), woraufhin am 23 Mai die Stellungnahme des Bundesrates vorgelegt wurde (BR Drs. 157/14 (Beschluss)). Die Gegenäußerung der Bundesregierung erfolgte am 28. Mai (BT Drs. 18/1573). Nachdem die Ausschüsse im Bundestag ihre Empfehlung am 26. Juni abgeben hatten (BT Drs. 18/1891), wurde am 27. Juni 2014 in zweiter und dritter Lesung die EEG-Novelle durch den Bundestag verabschiedet (Moench 2014: 13). Am 11. Juli 2014 wurde in der Bundesratssitzung nicht der Vermittlungsausschuss durch die Länder angerufen sowie keinen Einspruch eingelegt, vielmehr wurde das Gesetz im Bundesrat beschlossen (BR Drs. 293/14), sodass es zum 1. August 2014 in Kraft treten konnte.

5.4.3 Steuerungskonzeptionen der zentralen Maßnahmen des EEG 2014

Das EEG 2014 sollte eine grundlegende Reform darstellen, was nicht zu Letzt mit einer neuen Namensgebung einher ging.[344] Mit der Novelle wurden vor allem zwei maßgebliche Ziele verfolgt: zum einen sollte der Ausbau der erneuerbaren Energien fortgesetzt werden, wozu Zwischenziele für die Jahre 2025 und 2035 definiert wurden sowie ein jährlicher Ausbaupfad für die jeweiligen Technologiesparten der Erneuerbaren festgelegt wurde. Zum anderen sollte die Kostendynamik durchbrochen werden. Eine stärkere Konzentration auf die Kosteneffizienz des EEG und der Stabilisierung des Niveaus der EEG-Umlage dominierte die Steuerungsabsicht. Neben der effizienteren Ausgestaltung von Vergütungsregelungen durch Abschmelzen von Überförderungen, Mitnahmeeffekten und einer Anhebung der Degression sowie den Abbau von Boni sollte auch das Mittel der Wahl eine stärkere Ausrichtung an kostengünstigen erneuerbaren Technologien sein (BR Drs. 157/14: 128). An diesen beiden zentralen Zieldimensionen richten sich die Maßnahmen, die in dem Regierungsentwurf zum EEG 2014 enthalten sind, aus. Die Komplexität des EEG bringt es mit sich, dass weitere Ziele mit der Novelle verfolgt werden. Insgesamt lassen sich fünf wesentliche Themenblöcke identifizieren zu denen

[344] Seit dem 1. August 2014 mit dem Inkrafttreten heißt das EEG in seiner Langfassung „Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien“. Der Terminus *Vorrang* wurde somit durch *Ausbau* ersetzt. Inwiefern sich damit eine Frage der Auf- oder Abwertung in der politischen Bewertung verbindet hat bereits Kerth angemerkt (2014: 85).

sich die vorgesehenen Maßnahmen zuordnen lassen und die die jeweiligen Rekonstruktionen der Steuerungsteilkonzeptionen inhaltlich strukturieren:

1. Ausbaukorridor zur Erfüllung der Zwischenziele
2. Marktintegration
3. Technologiespezifische Regelungen
4. Verteilungsgerechtigkeit
5. übergeordnete Kosteneffizienz

Die Analysen der neun Steuerungsteilkonzeptionen und die diese beinhaltenden 24 Interventionshypothesen beziehen sich auf diese Themenkomplexe. Daneben sah der Regierungsentwurf jedoch auch noch weitere Regelungen vor, die ebenfalls von Bedeutung waren – aus verschiedenen Gründen an dieser Stelle allerdings nicht näher analysiert werden. Nachfolgend soll darüber gleichwohl ein Überblick gegeben werden.

Zuvorderst ist die Einführung eines EEG-Anlagenregisters anzuführen (ebd.: 16ff.). Bis dato mussten lediglich PV-Anlagen aus Gründen der Systemstabilität bei der BNetzA registriert werden, während durch die Novelle die Registrierpflicht auf alle Anlagen ausgeweitet wird. Mit diesem materiell-rechtlichen Gebot wird die Grundlage für die Funktionsfähigkeit der Instrumente „atmender Deckel“ für die jeweiligen Technologiesparten geschaffen, weil der Ausbau stets aktuell kontrolliert werden kann. Die Maßnahme steigert also maßgeblich die Transparenz bei dem Ausbau der Erneuerbaren. Damit das materiell-rechtliche Gebot der Registrierungspflicht effektiv ist, wurde es stark sanktionsbewährt: Neuanlagen haben eine Frist für die Registrierung; verstreicht diese ohne Meldung geht dies mit dem Verlust des Förderanspruchs einher bis die Anlage ordnungsgemäß registriert ist (Wustlich 2014: 1116). Anlagenbetreiber können sich somit dem neuen Registersystem nicht entziehen und zusätzlich geht damit ein schneller Aufbau einher.[345]

Des Weiteren eröffnete die Novelle den Ausblick auf einen Systembruch innerhalb der Förderlogik des EEG: spätestens 2017 soll die Förderung von einer Preissteuerung auf eine Mengensteuerung umgestellt werden.[346] Mit den dann vorgesehenen Ausschreibungen wird einerseits die Vergütungshöhe nicht mehr administrativ festgelegt, sondern bildet sich

[345] Zusätzlich regelt die Anlagenregisterverordnung, dass die BNetzA vom Anschlussnetzbetreiber der EEG-Anlage eine Überprüfung der übermittelten Daten verlangen kann. Während die Meldepflicht nur für Neuanlagen gilt, wird die Registrierung von Bestandsanlagen sukzessive von der BNetzA vorgenommen (Wustlich 2014: 1116).

[346] Im Koalitionsvertrag der Großen Koalition war noch das Jahr 2018 als Zeitpunkt für den Systemwechsel anvisiert. Allerdings haben die Vorgaben auf der europäischen Ebene die Bundesregierung dazu veranlasst gesehen, eine Beschleunigung der Einführung einer Mengensteuerung herbeizuführen (Klein 2014). Der Zeitpunkt dafür war gleichwohl durchaus politisch umstritten. In der Stellungnahme des Bundesrates sprachen sich die Länder dafür aus, am Jahr 2018 festzuhalten – auch um ausreichend Zeit für eine Evaluation des Pilotprojektes zu gewinnen, um die Funktionsfähigkeit von Ausschreibungen in Deutschland zu belegen (BR Drs. 157/14 (Beschluss): 2).

wettbewerblich, sowie andererseits nur noch eine definierte Kapazität zur Förderung ausgeschrieben wird (BR Drs. 157/14: 2). Mit diesem sehr weitreichenden Novellierungsschritt wurden die förderrechtlich relevanten Vorgaben aus den europäischen Leitlinien für Energie- und Umweltbeihilfen umgesetzt, die die transparente, diskriminierungsfreie sowie wettbewerbliche Bestimmung der Förderung ab 2017 als Regelfall vorsehen (Schmitz-Grethlein 2015: 48f.; Wustlich 2014: 1121). Im EEG 2014 ist ein Pilotvorhaben als Testphase für das Ausschreibungssystem festgeschrieben. Die in dem Pilotprojekt, das sich auf PV-Freiflächenanlagen mit einem Ausschreibungsvolumen von 400 MW bezieht,[347] gesammelten Erfahrungen sollen in ein separates Gesetzgebungsverfahren einfließen, in das Ausschreibungsdesign für die einzelnen Technologiesparten definiert wird. Dem EEG 2017 wird sich in der nächsten Fallstudie gewidmet, weshalb an dieser Stelle auf tiefergehende Analysen verzichtet werden soll – auch wenn es zur Diskussion steht, ob Erfahrungen mit Ausschreibungen der Freiflächen-PV treffsicher aufgrund der Technologiespezifika auf andere Technologiesparten übertragbar erscheinen.[348] Ferner stellt sich von diesem berechtigten Zweifel unabhängig die Frage nach einer grundsätzlichen Kritik an dem Ausschreibungssystem. Vor allem in den Landesregierungen herrschte eine ausgeprägte Skepsis vor. In der Rückschau betrachtet, lässt sich jedoch das Ausschreibungspilotvorhaben als Erfolg bewerten – treffsicher und kosteneffizient konnten die Ziele erreicht werden.[349]

Darüber hinaus wurden mit der EEG-Novelle eine Reihe von Änderungen im EnWG vorgenommen, wobei vor allem als politisch bedeutsam die obligatorische (teilweise)

[347] Parallel zum laufenden Gesetzgebungsverfahren hat das BMWi Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign veröffentlicht sowie ein Konsultationsverfahren darüber gestartet. Damit hält die Novelle des EEG die Design-Aspekte absichtlich offen und regelt den konkreten Inhalt auf der Verordnungsebene (§§ 53 und 85 EEG-E). Im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens wurde die jährlich auszuschreibende Menge um 100 MW erhöht.

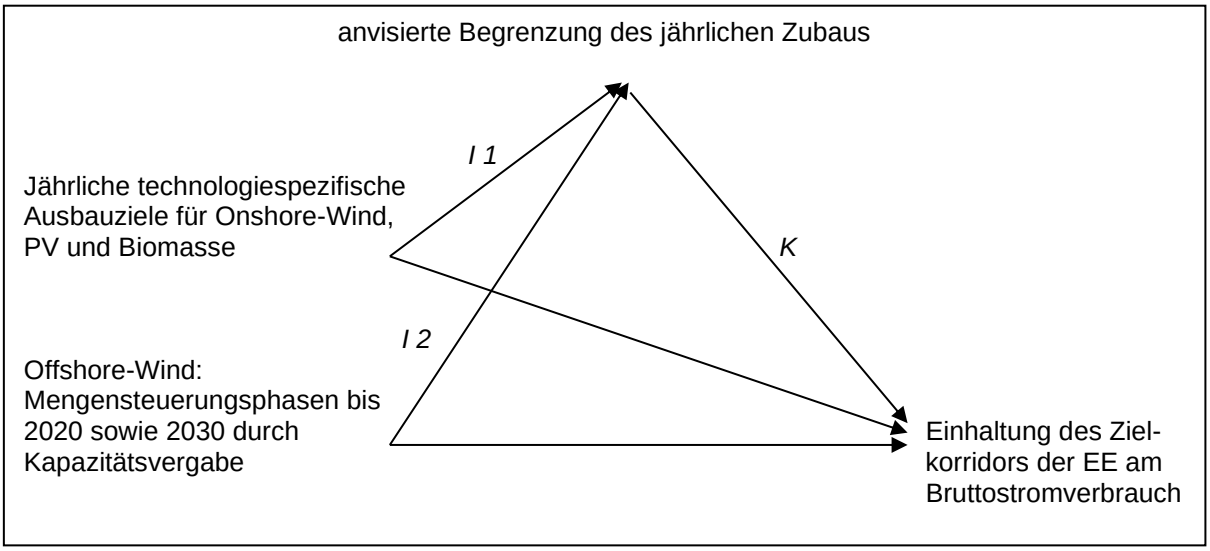
[348] Für die Einwände gegen eine vorbehaltlose Übernahme des Ausschreibungsdesigns aus dem Pilotprojekt vgl. exemplarisch die Stellungnahmen aus dem Gesetzgebungsprozess (Leprich 2014: 4f.; UBA 2014: 4; Matthes 2014: 12f.; BEE 2014: 11f.; BDEW 2014: 9f.). Es wurden verschiedene Argumente vorgebracht, die das Verfahren zur Einführung von Ausschreibungen kritisierten: das Design sei mit nur drei Ausschreibungsrunden zu schmal bemessen, um robuste Erfahrungen zu sammeln – dies ist relevant vor dem Hintergrund der im Ausland negativen Auswirkungen von Ausschreibungen. So müsse sich erst noch erweisen, dass Ausschreibungsergebnisse wirklich kosteneffizienter seien. Zudem ist die treffsichere Präqualifikation von Bietern ein entscheidendes Kriterium, um eine hohe Realisierungsquote zu erfüllen. Demgegenüber sah die BNetzA vor allem zeitliche Restriktionen als eine wesentliche Ursache, das Pilotprojekt auf PV-Freiflächenanlagen zu begrenzen und nicht auf Onshore-Windenergie auszuweiten (BNetzA 2014: 8).

[349] Die erste Ausschreibungsrunde, die im Jahr 2015 vorgenommen wurde, sorgte erstens für ausreichend Wettbewerb. Die ausgeschriebene Menge war deutlich überzeichnet; von 170 abgegebenen Geboten (insgesamt 715 MW) erhielten 25 Projekte mit einer installierten Leistung von insgesamt 157 MW einen Zuschlag. Zweitens ließ sich eine Kostenreduktion erreichen: der durchschnittliche Zuschlagspreis lag bei 9,17 ct/kWh. Ferner konnte drittens ein wesentlicher antizipierter Unsicherheitsfaktor entschärft werden – die Realisierungsquote. Denn als im Mai 2017 die Realisierungsfrist auslief, waren 24 von 25 Projekten – oder 96 Prozent – realisiert (BMWi 2017c). Auch die weiteren Ausschreibungsrunden waren deutlich überzeichnet und haben zudem das Vergütungsniveau auf 8,49 ct/kWh sowie auf 8,00 ct/kWh absinken lassen. Auch die Akteursvielfalt konnte gewahrt bleiben, wenn alle drei Ausschreibungsrunden und die Wirkung von Sondereffekten berücksichtigt werden. Dennoch bleibt offen, wie die Entwicklungen sich langfristig zeitigen werden (BMWi 2016a: 6f.).

Erdverkabelung von Hochspannungs-Gleichstromübertragungstechnologie (HGÜ) zu benennen ist (BR Drs. 157/14: 112f.).[350]

5.4.3.1 Steuerung der Menge und Zielkorridore: Steuerungsteilkonzeption 1

Abbildung 103: Steuerung der Menge und Einhaltung des Zielkorridors



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1:* Jährliche technologiespezifische Ausbauziele für Onshore-Windenergie, PV und Biomasse führen zu einer anvisierten Begrenzung des jährlichen Zubaus.
- *Interventionshypothese 2:* Mengensteuerungsphasen bis 2020 sowie 2030 durch Kapazitätsvergabe für Offshore-Windenergie führen zu einer anvisierten Begrenzung des jährlichen Zubaus.
- *Kausalhypothese:* Eine anvisierte Begrenzung des jährlichen Zubaus führt zu einer Einhaltung des Zielkorridors des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.
- *Aktionshypothese:* Jährliche technologiespezifische Ausbauziele sowie die Offshore Mengensteuerung führen zu einer Einhaltung des Zielkorridors des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch.

Die erste Interventionshypothese ist als nicht plausibel zu qualifizieren. Der Regierungsentwurf sieht in § 1 Abs. 2 EEG 2014-E erstmalig vor, das langfristige Ausbauziel der erneuerbaren Energien – mindestens einen 80 Prozentanteil am Bruttostromverbrauch in 2050 zu erreichen – mit Zwischenzielen in den Jahren 2025 und 2035 zu flankieren. Diese sehen vor, den Anteil am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 und 55 bis 60 Prozent bis 2035

[350] Für eine Einschätzung zu den Konflikten rund um den Netzausbau und zur Bedeutung, die Erdverkabelung im Hinblick auf eine konfliktmindernde Wirkung entfalten kann, vgl. Zitzler 2014.

zu steigern und ersetzen somit die alten Mindestziele der Jahre 2020, 2030 und 2040 (BR Drs. 157/14: 10, 158). Mit der Einführung eines Ausbauintervalls wurde erstmals von einem definierten Mindestziel auf Zielkorridore im EEG umgestellt, womit nicht nur eine Unter-, sondern auch eine Obergrenze des Ausbaus verbunden ist (Löschel u.a. 2014: 68). Neben einem Kostenargument, das in der neunten Steuerungsteilkonzeption diskutiert wird, verband sich mit der Einführung von Zielkorridoren auch die Intention der Bundesregierung, den „weitere[n] Ausbau der erneuerbaren Energien für alle Akteure der Energiewirtschaft planbar verlaufen" zu lassen (BR Drs. 157/14: 1), was sich nicht nur auf eine Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren mit dem Netzausbau bezieht, sondern auch auf die erneuerbaren Strommengen im Strommarkt zu verstehen ist.[351]

Vor diesem Hintergrund sieht die erste Interventionshypothese als Maßnahmen vor, jährliche technologiespezifische Ausbaupfade festzuschreiben (§ 3 EEG 2014-E). Bis dato existierte nur für die PV eine jährliche Ausbauzielgröße von 2.500 bis 3.500 MW im EEG. Die Logik dieses Zubaukorridors wird im Regierungsentwurf in einen Ausbaupfad umgewandelt und auf die anderen erneuerbaren Energien-Technologien ausgeweitet. Während sich der Ausbaupfad für die Onshore-Windenergie auf 2.500 MW (netto) bezieht, sind für die PV 2.500 MW und für die Biomasse 100 MW (jeweils brutto) vorgesehen (ebd.: 11). Die Unterscheidung zwischen einer Brutto- und Netto-Betrachtung ist dabei von erheblichem Belang, weil diese direkte Auswirkungen auf die tatsächliche Zubaumenge hat. Liegt eine Brutto-Betrachtung vor, dann wird die jährliche installierte Leistung als Kenngröße herangezogen, wohingegen bei einer Netto-Betrachtung dieser Wert mit abgebauten beziehungsweise stillgelegten Kapazitäten verrechnet wird. Im Fall der Onshore-Windenergie bezieht sich dieses Verfahren auf das Repowering, weshalb jährlich mehr als 2.500 MW in Betrieb genommen werden können (Schumacher 2015: 14f.).

Eine mit dem Interventionsimpuls angestrebte Begrenzung des jährlichen Zubaus ist auf diese Art gleichwohl nicht treffsicher zu erreichen. Bei den technologiespezifischen Ausbaupfaden handelt es sich um keine direkte Mengensteuerung; ein Ausbau über den von der Bundesregierung anvisierten jährlichen Zubauzielen ist somit rechtlich zulässig. Die definierten Ausbaupfade eignen sich lediglich für eine indirekte Mengensteuerung, da sie die Bemessungsgrößen für das Instrument des atmenden Deckels sind, der von der Technologiesparte PV auf die Onshore-Windenergie sowie die Bioenergie ausgedehnt wurde. Dementsprechend wird an der Preissteuerung festgehalten, weshalb die Einhaltung der Ausbaupfade allein über eine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit der EEG-Anlagen aufgrund höherer Degressionsätze gesteuert werden soll (Kerth 2014: 98f.; Wustlich 2014: 1115). Die hier dargestellten Analysen zum EEG 2012 sowie zur PV-Novelle haben gezeigt, dass eine Steuerung der Menge über

[351] Im Gegensatz zum EEG 2014 werden diese Steuerungsaspekte explizit im EEG 2017 adressiert, was in der nächsten Fallstudie dargestellt ist. Über die Definition von Zielkorridoren hinaus sieht das EEG 2014 keine Maßnahmen vor, eine Synchronisation mit dem Netzausbau anzustreben.

den Preis sehr voraussetzungsvoll ist und bislang nicht zielgerichtet funktioniert hat. Auch weitere Analysen zu dem Instrumentarium, die in den Steuerungsteilkonzeptionen 3 bis 6 dargestellt werden, bestätigen diesen Befund. Je nach Marktsituation und Technologiesparte können allerdings unterschiedliche Effektivitätsgrade beobachtet werden.

Der zentrale Unterschied zu einer direkten Mengensteuerung wird zur zweiten Interventionshypothese deutlich, die als plausibel bewertet werden kann. Für den Bereich der Offshore-Windenergie ist zwar keine durchgehende jahresscharfe Steuerung vorgesehen, jedoch wird die installierte Kapazität im Jahr 2020 auf 6,5 GW und im Jahr 2030 auf 15 GW begrenzt. Zwischen den Jahren 2020 und 2030 steht eine jährliche Kapazität von 800 MW zur Verfügung. Neben den Regelungen im EEG wird diese Maßnahme im EnWG umgesetzt (BR Drs. 157/14: 101ff.). Die exakte Mengensteuerung wird über die Zuweisung von Anschlusskapazitäten im Rahmen des Netzanbindungsregimes, wie in der dritten Fallstudie erläutert, implementiert, weshalb von einer unmittelbaren Steuerungswirkung auszugehen ist. Der BNetzA wird zudem die Konkretisierung des Zuweisungsverfahrens bei einer den zur Vergabe verfügbaren Kapazitäten übersteigenden Nachfrage überlassen (Kerth 2014: 101ff.). Außerdem ist der Entzug von Anbindungskapazitäten nach § 17d Abs. 5f. EnWG-E bei Nichterfüllung des Kriteriums „ausreichender Projektfortschritt“, definiert über die Meilensteine Nachweis der Finanzierung, Errichtungsbeginn sowie Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft durch die Regulierungsbehörde, möglich.[352] Ferner wird nicht von einer 100 prozentigen Realisierungsquote der Projekte, die eine Netzanbindungszusage aufweisen, ausgegangen. Nach alter Rechtslage haben bereits 5,9 GW eine unbedingte Netzanbindungszusage zum Stand Anfang 2014 erhalten (Wustlich 2014: 1115f.). Dementsprechend halten die Übergangsregelungen des § 118 Abs. 14 EnWG-E bis zum 31. Januar 2018 die Möglichkeit offen, zusätzliche 1,2 GW Anbindungskapazität zu vergeben, um das Ziel im Jahr 2020 zu erreichen (BR Drs. 157/14: 302f.).

Die Kausalhypothese kann ebenfalls als nur eingeschränkt plausibel bewertet werden. Der postulierte kausale Zusammenhang zwischen einer Begrenzung der jährlichen Ausbaumenge und der Einhaltung des Zielkorridors der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist nur vordergründig feststellbar. Dafür ist eine ganze Reihe von Gründen anzuführen: erstens ist die jährliche Ausbaumenge über technologiespezifische Ausbaupfade in installierter Leistung abgebildet. Die installierte Leistung lässt gleichwohl nur bedingt Rückschlüsse über die erzeugten Strommengen zu, weil diese Mengen abhängig von den Wettereinflüssen, der Ausrichtung der Anlagen – beispielsweise bei Onshore-Windenergie Stark- oder Schwachwind-

[352] Die Anschlusskapazitäten können entzogen werden, wenn erstens nicht spätestens 24 Monate vor Fertigstellungstermin der Anbindungsleitung der BNetzA der Nachweis über die Finanzierung des Offshore-Projektes vorgelegt wurde, zweitens nicht spätestens zwölf Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin mit der Errichtung der Offshore-Anlage begonnen wurde sowie drittens nicht innerhalb von 18 Monaten die technische Betriebsbereitschaft hergestellt wurde (§ 17d Abs. 6 EnWG-E).

Anlagen, bei der PV Ost-West- oder Süd-Ausrichtung – sowie der Betriebsweise der Anlagen sind. Vereinfacht dargestellt sind aber nicht die installierten Megawattzahlen für den Anteil am Bruttostromverbrauch aussagekräftig, sondern die erzeugten Strommengen. Zudem sind diese von technischen Annahmen abhängig; im Bereich der Onshore-Windenergie ist dies die Anzahl der Volllaststunden, die eine Anlage im Jahr produziert. Im Schnitt werden von 2000 bis 2200 Stunden ausgegangen. Sollte technischer Fortschritt die Volllaststundenzahl erhöhen, hat dies Auswirkungen auf die produzierten Strommengen. Es wird davon ausgegangen, dass sich durch Innovationen die Durchschnittszahl in den nächsten Jahren der 3000-Marke nähern dürfte. Neben den Neuanlagen, spielen aber auch Annahmen zu den Bestandsanlagen eine Rolle – sollten Bestandsanlagen über den 20-jährigen Vergütungszeitraum hinaus betrieben werden, erhöht dies ebenfalls den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (Chrischilles 2016a: 2f.).

Konterkarierend dazu wirkt, dass die definierten Ziele der erneuerbaren Energien als Anteil vom Bruttostromverbrauch von einer Reduktion des selbigen ausgehen. Bis zum Jahr 2020 ist eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs von 10 Prozent im Vergleich zum Basisjahr 2008 vorgesehen, wobei bereits absehbar ist, dass sich diese Verringerung nicht einstellen wird. Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung weist aus, dass „erhebliche zusätzliche Anstrengungen unerlässlich sind, um die durch das Energiekonzept gesteckten Ziele bis zum Jahr 2020 zu erfüllen“ (BMWi 2016c: 29). Tatsächlich war der Bruttostromverbrauch im Vergleich zum Jahr 2008 im Jahr 2015 um 3,8 Prozent geringer, was einer jahresdurchschnittlichen Rate von 0,6 Prozent entspricht. Pro Jahr müsste die Verringerungsrate auf 1,3 Prozent mehr als verdoppelt werden, um das Reduktionsziel noch erfüllen zu können (Löschel u.a. 2016: 2f.). Gleichwohl stellte sich das Bild bis zum Jahr 2014 anders dar[353] – bis dato war fast die Hälfte der Bruttostromverbrauchs-Reduktion erreicht. Im Jahr 2015 kam es demgegenüber zu einer Steigerung des Verbrauchs. Ob bereits vor dem Hintergrund einer langsam zunehmenden E-Mobilität sowie der viel diskutierten Sektorkopplung[354] eine Trendumkehr ausgemacht werden kann, ist noch nicht gesichert (Löschel u.a. 2015: 39). Dennoch ist eine Energieeffizienz-Lücke im Stromsektor zu konstatieren, denn auch die gesamtwirtschaftliche Stromproduktivität muss im jährlichen Durchschnitt bis 2020 um 1,6 Prozent gesteigert werden, was ebenfalls eine Verdopplung des Produktivitätstempos bedeutet (Löschel u.a. 2014: 46).

Die angeführten Argumente zeigen auf, dass der scheinbar einfache kausale Zusammenhang sich als deutlich komplexer erweist und deswegen Prognoseschwierigkeiten bestehen und es zu einer Zielverfehlung kommen kann. Relativierend muss angemerkt werden, dass diese

[353] Dabei flachte das Reduktionstempo nicht abrupt ab, sondern entwickelte sich gleichmäßig bis zum Jahr 2014 wie die Stellungnahmen zum Monitoring-Prozess zeigen (Löschel u.a. 2014: 45f., 2015: 39).

[354] Sektorkopplung meint die Interaktion der Sektoren Energiewirtschaft (Strom) mit dem Wärme- und Verkehrssektor. Dementsprechend wird zunehmend der Energiebedarf in den letztgenannten Sektoren durch erneuerbar erzeugten Strom gedeckt. Für eine integrierte Entwicklung des Energieversorgungssystems als Gesamtsystem hat die Sektorkopplung eine essentielle zukünftige Bedeutung (BMWi 2016c: 103ff.).

Zielerreichung die am wenigsten strittige Zieldimension der Energiewende im Stromsektor ist. Wenn sich eine Abweichung ergibt, dann nach oben – am wahrscheinlichsten stellt sich die Entwicklung der erneuerbaren Energien erneut zielüberschießend ein. Während die Bundesregierung davon ausgeht, dass die Zuwachsraten erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch jährlich im Schnitt um 1,4 Prozent zulegen und somit die Entwicklung der Vergangenheit fortgeschrieben wird, mithin die Ausbaupfade nicht zu einer Verlangsamung des Ausbautempos führen (BR. Drs. 157/14: 131), wird durchaus kritisiert, dass bereits die technologiespezifischen Kapazitäten die vormals an die EU-Kommission im National Renewable Energy Action Plan gemeldete installierte Leistung übertrifft und dass nicht klar ist, in welcher Weise die Ausbaukorridore auf das Erreichen des Zielkorridors zwischen 40 bis 45 Prozent am Bruttostromverbrauch justiert sind (Lindenberger 2014: 4f.).[355] Ferner zeigen Projektionen, dass bei unverändertem Bruttostromverbrauch und einer Umsetzung der avisierten Ausbaupfade im Jahr 2020 bereits ein Anteil erneuerbarer Energien von 37,1 Prozent erreicht wird. Im EEG 2012 war für 2020 ein Mindestziel von 35 Prozent definiert. In diesem Szenario bewegt sich der Anteil der Erneuerbaren an der oberen Grenze des Ausbaukorridors zwischen 40 bis 45 Prozent. Sinkt hingegen der Bruttostromverbrauch entsprechend der Ziele des Energiekonzeptes wird ein Anteil von 40 Prozent im Jahr 2020 erreicht und im Jahr 2025 mit einem Anteil von 46,6 Prozent der Ausbaukorridor verlassen (Löschel u.a. 2014: 73).[356]

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Wird die Plausibilitätsprüfung mit der Analyse anhand der Bewertungskriterien ergänzt, zeigen sich eine Reihe von weiteren Problematiken. Diese Feststellung trifft vor allem auf das Kriterium der Treffsicherheit zu. Zwar kann davon ausgegangen werden, dass das übergeordnete Ausbauziel für die Jahre 2020 und 2025 erreicht wird (Löschel u.a. 2016: 7f.), wie gezeigt ist allerdings eine Übererfüllung der Ausbauziele wahrscheinlich. Die eingeschränkte Treffsicherheit der Interventionshypothesen lässt sich vor allem an den tatsächlichen Entwicklungen ablesen – in den Jahren 2014 bis 2016 wurden die Ausbaupfade verlassen und es ist zum Teil zu erheblichen Abweichungen gekommen.

[355] Es ist bekannt, dass das EWI eine durchaus kritische Position zu der Dynamik des Ausbaus der erneuerbaren Energien einnimmt. Um das Bild zu vervollständigen, sei darauf verwiesen, dass Branchenverbände die Ausbaudynamik durch die Ausbaupfade gebremst sehen (BEE 2014: 5f.), darüber hinaus aber auch das Umweltbundesamt diese Maßnahme kritisch bewertet (UBA 2014: 2f.).

[356] Je nach Annahmen der Szenarien-Analyse variieren die Entwicklungen der erneuerbaren Energien. Die Konsistenz der hier herangezogenen Projektion zeigt sich daran, dass andere Studien für das Jahr 2020 zu ähnlichen Ergebnissen kommen – in einem dynamischen Szenario werden 37,5 Prozent ausgewiesen, während demgegenüber in einem zurückhaltenden Szenario nur 34,1 Prozent erreicht werden (IER/ IZT 2014: 144).

Tabelle 40: Technologiespezifische Entwicklung der jährlichen installierten Leistung von 2014 bis 2016

	Jährlicher Ausbaupfad EEG 2014-E	Installierte Leistung 2014	Installierte Leistung 2015	Installierte Leistung 2016
Onshore-Wind	2.500 MW netto	4.386 MW	3.623 MW	4.140 MW
Offshore-Wind	bis 2020 6.500 MW	468 MW kum 994 MW	2.303 MW kum 3.297 MW	853 MW kum 4.150 MW
PV	2.500 MW brutto	2.006 MW	1.456 MW	1.476 MW
Biomasse	< 100 MW brutto	228 MW	14 MW	32,4 MW

Quelle: eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage BMWi 2017e: 7, 2015f: 1, 2016b: 15

Bei der Onshore-Windenergie ist ein deutlich stärkerer Ausbau zu verzeichnen als intendiert, während bei der PV eine umgekehrte Entwicklung zu beobachten ist. Die Biomasse hat ihren Ausbaupfad im Jahr 2015 eingehalten – auch wenn der Zubau von Neuanlagen stark eingebrochen ist;[357] der Zubau im Jahr 2014 vollzog sich maßgeblich vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 – zu den jeweiligen Ursachen der Abweichungen folgen technologiespezifische Analysen an späterer Stelle. Es zeigt sich jedoch bereits, dass eine „Hybrid-Steuerung" (Matthes 2014: 3) aus Preis- und Mengensteuerung nicht in der Lage ist, die Menge direkt und exakt zu beeinflussen. Die Bundesregierung schätzt die Entwicklung dennoch positiv ein, weil insgesamt betrachtet, dem Zielpfad gefolgt würde: das Unterschreiten des PV-Ausbaupfades wird durch das Überschreiten des Korridors der Onshore-Windenergie kompensiert (BMWi 2016c: 14f.). Grundsätzlich ist es zwar zu begrüßen, dass die Bundesregierung von einer impliziten Flexibilität zwischen den Spartenzielen ausgeht, weil somit die Zielerreichung zusätzlich gesichert wird (Löschel u.a. 2016: 73). Indes wird die Interdependenz zwischen eingeschränkter Plausibilität der Kausalhypothese und geringer Treffsicherheit der Interventionshypothese augenscheinlich: auch wenn die installierte Leistung summa summarum gleich bleibt, so verfügt die Onshore-Windenergie doch über ein gänzlich anderes Stromerzeugungspotenzial: Während die PV an guten Standorten Einspeisemengen von 1000 kWh/a liefern kann, produzieren Onshore-Anlagen je nach Standort zwischen 2000 und 2500 kWh/a. „Die Erfüllung der gewünschten Gesamtleistung im Zubau, führt somit nicht zwangsläufig zur Einhaltung der Stromerzeugungsziele" (ebd.).

Im Gegensatz zu der indirekten Mengensteuerung der Ausbaupfade kann der direkten Mengensteuerung der Offshore-Windenergie eine hohe Treffsicherheit bescheinigt werden. Ohne Netzanbindung ist ein Offshore-Windpark nicht realisierbar, weshalb direkt auf das Verhalten der Betreiber und Investoren steuernd eingegriffen wird (Kerth 2014: 103). Die Effektivität der

[357] Der Monitoring-Bericht der Bundesregierung weist für 2015 lediglich einen Ausbau der Biomasse von 14 MW aus. Zwar wird auch an dieser Stelle ein Gesamtzuwachs von 101 MW installierter Biomasse-Leistung angeführt – dieser ergebe sich aber durch eine nicht-erzeugungsrelevante Leistungsänderung im Rahmen der Flexibilisierung (BMWi 2016c: 15).

Regelung wird auch dadurch gewährleistet, dass eine Art Sicherheitspuffer von 1,2 GW auf die 6,5 GW Zielkapazität im Jahr 2020 aufgeschlagen werden kann, sollten nicht alle Projekte mit Anbindungszusage realisiert werden (ebd.; 50Hertz 2014: 4). Ferner wird der Regulierungsbehörde – sprich der BNetzA – die Möglichkeit eingeräumt, bereits vergebende Kapazitäten zu entziehen, wenn kein ausreichender Projektfortschritt festgestellt wird, und über ein Zuweisungsverfahren Kapazitäten neu zu vergeben, wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt. Durch die Ausgestaltung dieser Regelungen mit sekundären Elastizitäten sind unintendierte Nebenfolgen zu erwarten. Zum einen wird die Erwartung im Hinblick auf die Kapazitätsbeschränkung und das Zuweisungsverfahren geäußert, dass die Umstellung in der Übergangsphase für Verunsicherung bei den Investoren sorgen wird und es zu Fehlallokationen kommt (Kerth 2014: 102f.). Zum anderen wird der Entzug von Anbindungskapazitäten dahingehend kritisch gesehen, dass der ausreichende Projektfortschritt zwar scharf definiert wurde, allerdings die Entzugsoption an das Erreichen des 6,5 GW-Ziels rückgebunden ist. Durch den Sicherheitspuffer von 1,2 GW wird in der Praxis ein Entzug von Kapazitäten nur schwer möglich sein und konterkariert dieses Steuerungswerkzeug (BNetzA 2014: 5f.). Falls Offshore-Projekten, die über eine unbedingte Netzanbindungszusage verfügen und dennoch nicht den Schritt der finalen Investitionsentscheidung gehen, nicht die Anbindungskapazität entzogen werden kann, befürchtet der ÜNB TenneT einen Anbindungsüberschuss, weil der ÜNB dazu verpflichtet ist, mehr Leitungen zu bauen als letztendlich realisierte Projekte vorhanden sind (IWR 2014).

Die bisherigen Ausführungen beziehen sich auf die Zielerreichung auf das Jahr 2020 in einer mittelfristigen Perspektive. Wird der Betrachtungszeitraum darüber hinaus ausgedehnt und die langfristige Zielperspektive verfolgt, so fällt die Bewertung ambivalenter aus und es wird eine stärkere Differenzierung nach den Technologiesparten notwendig. Dabei kann die Offshore-Windenergie aus der Betrachtung aufgrund des Mengensteuerungsansatzes ausgeklammert bleiben. Demgegenüber muss die Treffsicherheit der Regelungen zu den Ausbaupfaden, denen eine Brutto-Betrachtung zugrunde liegt, nach 2020 deutlich geringer eingeschätzt werden. Nachdem der 20-jährige Vergütungszeitraum abgelaufen ist, werden sukzessive Kapazitäten aus dem Markt ausscheiden. Das sich abzeichnende Bild variiert in Umfang und Reduktionstempo je nach Technologie. Bei der PV verlangsamt sich der Kapazitätszuwachs bis zum Jahr 2028, nach 2029 kommt es zu einem Kapazitätsabbau. Bei der Bioenergie stellt sich die Situation drastischer dar: bis 2019 wird der Kapazitätszuwachs deutlich abgeschwächt und nach 2020 ergibt sich ein teilweise erheblicher Kapazitätsrückgang. Als Kontrast dient die Onshore-Windenergie, bei der es nach 2020 fast zu einer Verdopplung der jährlichen installierten Leistung kommen müsste, um einen weiteren Kapazitätsaufwuchs sicherzustellen. Ursächlich dafür sind die erheblichen Leistungszahlen, die zwischen den Jahren 2000 und 2005 in Betrieb genommen wurden. Aus diesem Grund ist für diese Technologiesparte die Netto-Betrachtung

besonders essentiell (Matthes 2014: 9). Die Entwicklung der installierten Leistung je nach Technologie unter Rückgriff auf eine Brutto-/Netto-Betrachtung wird in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Das sich abzeichnende Bild verdeutlicht die Problematik, dass die Ausbaupfade dem Erreichen der langfristigen Ausbauziele der erneuerbaren Energien entgegenstehen. Auch wenn die aus dem Betrieb gehenden älteren Anlagen aufgrund ihrer technischen Beschaffenheit weniger Strom produzieren als modernere Anlagen, die jüngeren Datums sind, bleibt doch offen, wie die im Regierungsentwurf angelegte Zubausteuerung die Ausbauziele nach 2030 erreichen wird können.

Abbildung 104: Brutto- und Netto-Zubau von EEG-Anlagen auf Basis von Onshore-Wind , PV und Biomasse von 1990 bis 2030

Quelle: Matthes 2014: 8

Dieser Logik folgend offenbart auch die Prüfung der Kriterien Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung sowie des zukunftsfähigen Gesamtkonzeptes Nachteile in der Steuerungskonzeption. Erneuerbare Energien werden im Stromsektor durch das EEG gefördert, zur Erfolgsmessung wurde der Anteil am Bruttostromverbrauch zu verschiedenen zeitlichen Wegmarkern definiert. Die Energiewende reicht allerdings weit über den

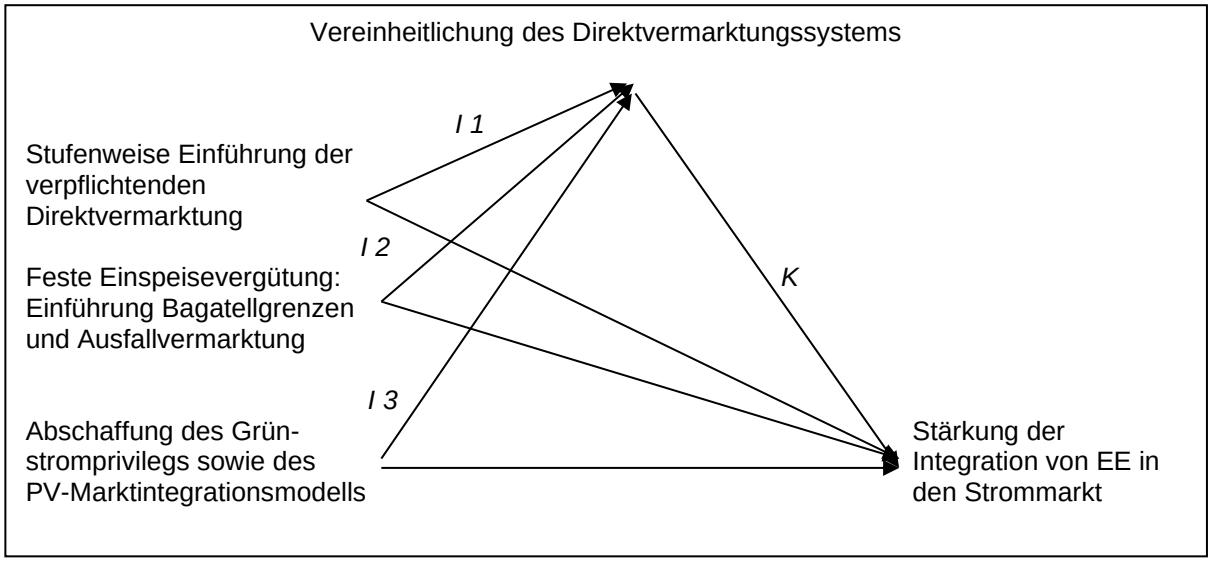
Stromsektor hinaus und kann „ohne entscheidende Fortschritte gerade in den anderen Sektoren nicht zum Erfolg geführt werden“ (Löschel u.a. 2014: 70). Sowohl das Energiekonzept der Bundesregierung als auch Zielvereinbarungen mit der EU-Kommission definieren sektorübergreifende Ziele für die erneuerbaren Energien. So soll im Jahr 2020 ein Anteil von 18 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch erreicht werden, gegenüber der EU-Kommission hat die Bundesregierung sogar einen Zielwert von 19,6 Prozent vermeldet. Im Jahr 2014 wurde ein Anteil von 13,5 Prozent realisiert, wobei es jenseits des Elektrizitätssektors in den Bereichen Wärme und Verkehr zu Stagnation gekommen ist. Die Entwicklung wird entsprechend kritisch gesehen und es wird darauf verwiesen, dass die Zielerreichung kein Selbstläufer ist und die Zeit knapp wird (Löschel u.a. 2015: 35f.). Ferner handelt es sich beim Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ebenfalls um ein relatives Ziel – der Ausbauerfolg der erneuerbaren Energien ist mittelbar an die Entwicklung und Effizienzfortschritte beim Endenergieverbrauch gekoppelt. Werden die antizipierten Verbrauchsreduktionen nicht erreicht, müssen die erneuerbaren Energien ein deutlich höheres Ausbauniveau erreichen, was fraglich für den Sektor Wärme erscheint (Löschel u.a. 2014: 67f.) – hingegen für den Sektor Verkehr ausgeschlossen ist, weil seit 2012 die Anteile der Erneuerbaren zurückgegangen sind und seitdem auf niedrigem Niveau stagnieren (Löschel u.a. 2015: 34). Vor diesem Hintergrund wirken die Ausbaupfade sowie die Zielkorridore im EEG 2014-E der intersektoralen Kompensation von potenziellen Zielverfehlungen entgegen. Die von der Bundesregierung anvisierten Obergrenzen erschweren einen darüber hinausgehenden Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, was Elektrifizierungsstrategien für die Bereiche Wärme und Verkehr und somit die Sektorkopplung hemmt.

„Kritisch anzumerken ist zudem, dass die Möglichkeiten eventuelle Zielverfehlungen in anderen Bereichen durch einen zielüberschießenden Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung ausgleichen zu können, mit der vorgeschlagenen Einführung von Ausbaukorridoren regulatorisch eingeschränkt wird. Dies gilt für Zielsetzungen hinsichtlich des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch, insbesondere aber für die Treibhausgasminderungsziele“ (Löschel u.a. 2014: 69).

Des Weiteren offenbart sich durch die diskutierten Aspekte, dass das Ausmaß an erforderlichem Steuerungswissen als hoch eingeschätzt werden muss. Zwar kann eine Konzeption der Ausbaupfade näherungsweise eine Zielerreichung im Stromsektor garantieren, jedoch erhöht die Flexibilität zwischen den technologiespezifischen Ausbaupfaden aufgrund des differierenden Stromerzeugungspotenzials die Wahrscheinlichkeit eines Zielüberschusses. Ferner bestehen Wechselwirkungen zu der Ausgestaltung des positiven finanziellen Anreizes für die jeweilige Technologiesparte über das Instrument des atmenden Deckels, was ebenfalls eine zutreffende Antizipation des Verhaltens von Marktakteuren erschwert.

5.4.3.2 Marktintegration der erneuerbaren Energien: Steuerungsteilkonzeption 2

Abbildung 105: Stärkung der Marktintegration durch verpflichtende Direktvermarktung



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1:* Die stufenweise Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung führt zu einer Vereinheitlichung des Direktvermarktungssystems.
- *Interventionshypothese 2:* Die Einführung von Bagatellgrenzen für die feste Einspeisevergütung und die Ausfallvermarktung führt zu einer Vereinheitlichung des Direktvermarktungssystems.
- *Interventionshypothese 3:* Die Abschaffung des Grünstromprivilegs sowie des PV-Marktintegrationsmodells führen zu einer Vereinheitlichung des Direktvermarktungssystems.
- *Kausalhypothese:* Die Vereinheitlichung des Direktvermarktungssystems führt zu einer Stärkung der Integration von erneuerbaren Energien in den Strommarkt.
- *Aktionshypothese:* Die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung, der Bagatellgrenzen für die feste Einspeisevergütung und die Ausfallvermarktung, die Abschaffung des Grünstromprivilegs sowie des PV-Marktintegrationsmodells führen zu einer Stärkung der Integration von erneuerbaren Energien in den Strommarkt.

Wird die Plausibilität der ersten Interventionshypothese geprüft, kann ein positiver Befund attestiert werden. Die Regelungen im Regierungsentwurf sehen vor, dass die geförderte Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie entlang einer stufenweisen Einführung für Neuanlagen verpflichtend wird. Der Paragraph „Grundsätze des Gesetzes“ normiert dies an prominenter Stelle (§ 2 Abs. 2 EEG 2014-E), während die §§ 32 ff. EEG 2014-E die Ausgestaltung sowie die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der gleitenden Marktprämie konkretisieren. Die stufenweise Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung für Neuanlagen – für

Bestandsanlagen bleibt die Marktprämie weiterhin optional – vollzieht sich in den folgenden drei Schritten: erstens greift die Pflicht dieser Veräußerungsform ab dem 1. August 2014 für alle Neuanlagen ab einer installierten Leistung von 500 kW, zweitens reduziert sich diese Leistungsbemessungsgrenze ab dem 1. Januar 2016 auf 250 kW sowie drittens in einem weiteren Schritt ab dem 1. Januar 2017 auf 100 kW (BR Drs. 157/14: 132). Direktvermarktung wird dabei als Veräußerung des erzeugten EEG-Stroms an Dritte bei Durchleitung über ein Netz der öffentlichen Versorgung definiert, was in der Praxis den Verkauf an der Strombörse oder die kaufmännische Abnahme des Stroms durch ein Direktvermarktungsunternehmen meint (§ 5 Abs. 8 und 9 EEG 2014-E). Die EEG-Anlagenbetreiber beziehen in diesem Fall eine gleitende Marktprämie. „Damit wird das Fördersystem schrittweise von einem Festvergütungssystem auf ein Prämienmodell umgestellt“ (Löschel u.a. 2014: 76). Die Marktdurchdringung der im EEG 2012 noch optionalen Marktprämie ist als sehr hoch anzusehen, weshalb die regulatorische Fixierung auf diese Veräußerungsform als konsequent angesehen werden kann – immerhin nahmen im Bereich der Offshore-Windenergie nahezu 100 Prozent die Prämie in Anspruch, im Bereich der Onshore-Windenergie waren es rund 80 Prozent und auch 40 Prozent der Biomasse-Anlagen wechselten ins Marktprämienmodell. An diesen Zahlen lässt sich veranschaulichen, dass die EEG-Anlagenbetreiber sehr wohl die Bereitschaft mitbringen und die Fähigkeit ausgeprägt haben, wirtschaftliche Risiken bei der Vermarktung ihres erzeugten Stroms zu übernehmen (ebd.).

Die Vereinheitlichung des Fördersystems auf die Direktvermarktung lässt sich auch daran ablesen, dass die energieträgerspezifischen Fördersätze von dem vormaligen Regelfall der Einspeisetarife auf den neuen Standard der anzulegenden Werte umgestellt werden – dies spiegelt den Systemwechsel anschaulich wider (Kerth 2014: 96f.). Der anzulegende Wert ist demnach nicht nur technologiespezifisch ausgestaltet, sondern hat auch eine je nach Technologie differierende Höhe der vormaligen Managementprämie eingepreist, die als formaler Vergütungsbestandteil gestrichen und mit einer Degression versehen in den anzulegenden Wert integriert wurde. Regelbare erneuerbare Technologien werden mit Vermarktungskosten von 0,2 ct/kWh angesetzt, während die Kosten der Vermarktung bei fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern mit 0,4 ct/kWh bemessen werden. Zudem ist der Bezug der Marktprämie an zwei zentrale Voraussetzungen geknüpft: einerseits müssen die EEG-Anlagen in der verpflichtenden Direktvermarktung fernsteuerbar sein, d.h. sie müssen technische Vorrichtungen vorhalten, die ihre Ist-Einspeisung anzeigen können, und die Einspeiseleistung reduzieren können, andererseits müssen sie in einem sortenreinen Bilanz- oder Unterbilanzkreis eingestellt sein, d.h. ausschließlich erneuerbar erzeugter Strom darf sich darin befinden (§§ 33 und 34 EEG 2014-E).[358]

[358] Dementsprechend wird die Managementprämie für Bestandsanlagen aufgrund von Kosteneffizienzgesichtspunkten ab 2015 auf das beschriebene Niveau abgesenkt. Darüber hinaus besteht ab diesem Zeitpunkt dann ebenfalls eine Pflicht die Fernsteuerbarkeit der Anlage zu gewährleisten (BR Drs. 157/14: 133).

Die Höhe der gleitenden Marktprämie wird rückwirkend für den jeweiligen Kalendermonat berechnet und folgt der Funktionsweise der optionalen gleitenden Marktprämie des EEG 2012. Bestimmen lässt sich die Höhe der gleitenden Marktprämie für die jeweilige Technologie, indem der jeweilige Monatsmarktwert von dem energieträgerspezifischen anzulegenden Wert subtrahiert wird.[359] Der jeweilige Monatsmarktwert unterscheidet sich bei regelbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien. Der Monatsmarktwert für regelbare Erneuerbare wie die Biomasse ist der „tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris“ (BR Drs. 157/14: 93). Für die fluktuierenden erneuerbaren Energien wird jeweils ein gesonderter Monatsmarktwert bestimmt, der oftmals nach unten von dem Wert der regelbaren Erneuerbaren aufgrund von Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Erzeugung abweicht.[360]
Die Regelungen sind durch die regulatorischen Vorgaben dafür geeignet, dass eine umfassende Vermarktung des EEG-Stroms über Marktkanäle vorgenommen wird (Gawel/ Lehmann 2014: 654). Die über das EEG-Einspeisesystem den ÜNB überlassene Strommengen werden auf diese Weise verringert. Somit wird der EEG-Strom nicht mehr zentral von den ÜNB an der Strombörse verkauft, sondern auf viele Marktakteure verteilt, die diesen wiederum dezentral handeln. Inwiefern dies zu einer stärkeren Marktintegration beiträgt, wird bei der Plausibilitätsprüfung der Kausalhypothese untersucht.

Die zweite Interventionshypothese flankiert die Wirkung der ersten, und kann deshalb als plausibel bewertet werden. Wie bereits diskutiert, zieht die Direktvermarktung zusätzliche Kosten nach sich, die sich unter dem Schlagwort Vermarktungskosten subsumieren lassen. Weil die Vermarktungskosten einen großen Anteil Fixkosten enthalten, stellt sich der Direktvermarktung von kleinen Strommengen wirtschaftliche Hürden in den Weg. Daran setzen die Maßnahmen der zweiten Interventionshypothese an und legen Bagatellgrenzen fest, die Ausnahmetatbestände von der verpflichtenden Direktvermarktung definieren. Korrespondierend mit der stufenweisen Einführung der Direktvermarktungspflicht sieht § 35 EEG 2014-E vor, die Bagatellgrenzen von 500 kW über 250 kW bis höchstens 100 kW installierter Leistung ab dem Jahr 2017 abzusenken, sodass ab diesem Zeitpunkt lediglich noch kleine Anlagen die Einspeisevergütung nutzen können. Dementsprechend errechnet sich die Einspeisevergütung aus dem jeweiligen technologiespezifischen anzulegendem Wert abzüglich der integrierten Vergütungsbestandteile von regelbaren oder fluktuierenden Erneuerbaren (BR Drs. 157/14: 208f.).

[359] Dabei kann die Marktprämie keinen Wert kleiner null annehmen; sollte dies mathematisch der Fall sein, wird sie mit null festgesetzt (Anlage 1 zu § 32 EEG 2014-E).

[360] Die Berechnung dieser Werte ist deutlich komplexer; dazu wird der jeweilige Marktwert der fluktuierenden Energieträger in der Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris berechnet: Erstens wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte für jede Stunde eines Kalendermonats mit der Menge des in dieser Stunde nach einer entsprechenden Online-Hochrechnung erzeugten Stroms aus der jeweiligen Technologie multipliziert. Zweitens werden die Ergebnisse für alle Stunden eines Kalendermonats aufsummiert sowie die Summe drittens durch die Menge des in dem gesamten Kalendermonat erzeugten Stroms des jeweiligen Energieträgers. Auf diese Weise ist der Monatsmarktwert der Onshore-Windenergie, der Windenergie Offshore sowie der PV zu ermitteln (BR. Drs. 157/14: 94).

Des Weiteren adressiert die Regelung aus § 36 EEG 2014-E einen weiteren Ausnahmetatbestand. Es wird vorgesehen, dass Anlagen aus der Direktvermarktung in die feste Einspeisevergütung wechseln können, wenn sie im Gegenzug dafür einen Abschlag von 20 Prozent auf die technologiespezifischen anzulegenden Werte hinnehmen. Diese Maßnahme trägt den Charakter einer Ausfallvergütung und soll als Absicherung des EEG-Anlagenbetreibers gegenüber einer Insolvenz des Direktvermarktungsunternehmens dienen. Die Abschläge reizen dabei eine lediglich vorübergehende Inanspruchnahme der Einspeisevergütung an und sollen gleichzeitig die Finanzierungskosten der Anlagenbetreiber minimieren (ebd.: 209f.).[361]

Die Plausibilitätsprüfung der dritten Interventionshypothese fällt ebenfalls durchweg positiv aus. Der Regierungsentwurf sieht vor, dass Grünstromprivileg (§ 39 EEG 2012), mithin auch das solare Grünstromprivileg sowie das Marktintegrationsmodell (§ 33 EEG 2012) zu streichen. Damit wird das Fördersystem grundsätzlich auf die verpflichtende Direktvermarktung ausgerichtet, wobei eine Reihe von Punkten dafür sprechen, dass dieser regulatorische Schritt die aktuellen Entwicklungen in den verschiedenen Veräußerungsformen lediglich nachvollzieht. Dementsprechend begründet die Bundesregierung die Abschaffung des Grünstromprivilegs mit dessen nachhaltigem Bedeutungsverlust. So befanden sich im Jahr 2013 lediglich etwa 1.000 MW Erzeugungskapazität in dieser Vermarktungsform – mit abnehmender Tendenz. Für das Jahr 2014 gingen die ÜNB in ihrer Prognose von einem Umfang von 2 Prozent der erneuerbar erzeugten Strommengen aus. Zusätzlich handelt es sich bei dem Grünstromprivileg im Vergleich zur Förderung durch die gleitende Marktprämie um ein teures Instrument. Des Weiteren beurteilte die EU-Kommission die Regelung aus beihilferechtlicher Sicht kritisch (ebd.: 133f.). Das Marktintegrationsmodell wurde demgegenüber vor allem mit Rechtsvereinfachung begründet, weil es PV-Anlagenbetreiber sowie Netzbetreiber erheblich von Bürokratie entlastet (ebd.: 157). Darüber hinaus ist dessen Streichung folgerichtig, weil die Regelung, wie in der Analyse in der zweiten Fallstudie gezeigt, keine marktintegrierende Wirkung entfaltet.[362]

Demgegenüber fällt die Plausibilitätsbewertung der Kausalhypothese kritischer aus – es muss von einer ambivalenten Bestandsaufnahme gesprochen werden. Positiv ist zu bewerten, dass die anvisierte stärkere Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt durch eine Fixierung auf die verpflichtende Direktvermarktung gelingen kann. Gleichwohl bleibt der Regierungsentwurf insofern vage, als dass nicht explizit definiert wird, was unter Marktintegration zu verstehen ist. Aus dem bisherigen Kontext des EEG 2012 wird abgeleitet, dass eine

[361] Weil die Regelung eine Notfalloption und keine allgemeine Wahloption darstellt, gehen mit ihr privilegierte kurzfristige Wechselfristen einher. Demgegenüber fixieren die §§ 21 und 22 EEG 2014-E, das Wechselverfahren zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen (wie bspw. die sonstige Direktvermarktung) und deren Wechselfristen, die nur zum ersten Tag eines jeden Kalendermonats möglich sind. Ferner ist keine anteilige Veräußerung in verschiedenen Vermarktungsformen vorgesehen.

[362] Aufgrund der Übergangsvorschriften entfaltet das Marktintegrationsmodell dennoch Geltung für die Bestandsanlagen die im Zeitraum vom 1. April 2012 bis 31. Juli 2014 in Betrieb genommen wurden (Breuer/ Lindner 2014: 138).

stärkere Integration in den Strommarkt zentral über zwei Dimensionen abgebildet wird: einerseits der Übernahme von Marktrisiken sowie andererseits der bedarfsgerechten Erzeugung.
Im Hinblick auf die Übernahme von Marktrisiken verstärkt das implementierte Prämienmodell die erreichten Erfolge durch die optionale gleitende Marktprämie des EEG 2012, wobei sich deren Funktionsweise wie in der Analyse zu dem Gesetz nicht grundsätzlich verändert. Dabei wird zwar das langfristige Preisrisiko über die Kopplung der Marktprämie an den Monatsmittelwert des Marktpreises eliminiert, jedoch bleibt ein kurzfristiger Anreiz zur Veränderung des Einspeiseverhaltens vollständig erhalten. Dies wird gewährleistet, weil die stundenscharfe Preisentwicklung Einfluss auf das Erlöspotenzial in der gleitenden Marktprämie hat, in der Mehreinnahmen in Zeiten höherer Preise möglich werden, wohingegen zu Zeiten ausgeprägter negativer Preise das Einnahmenniveau durch die Vermarktung gemindert wird (Löschel u.a. 2014: 76). Allerdings ist die verpflichtende Direktvermarktung an die Bilanzkreisverantwortung gebunden, womit die Übernahme von Prognoserisiken einhergeht. Damit wird dem „produce and forget“-Prinzip wirkungsvoll entgegengesteuert, weil nicht ausgeglichene Bilanzkreise Ausgleichsenergiekosten zu tragen haben. Der Charakter eines sortenreinen Bilanzkreises bedeutet zudem, dass in dem Erzeugerbilanzkreis nur Strom derselben Vermarktungsform veräußert werden darf. Auf diese Weise wird Transparenz sichergestellt und gewährleistet, dass das Doppelvermarktungsverbot nicht umgangen wird (Lippert 2014: 115; Ehricke 2015: 39).
Die Ambivalenz in der Bewertung drückt sich vor allem aus, wenn die Wirkung der verpflichtenden Direktvermarktung auf die bedarfsgerechte Erzeugung von erneuerbaren Energien untersucht wird. Dabei ist auf die Differenzierung von regelbaren und fluktuierenden erneuerbaren Energien zurückzukommen. REE sind aufgrund ihres Substrateinsatzes in der Lage, ihr Erzeugungsangebot nach der Nachfrage auszurichten und knappheitsorientiert sowie flexibel in den Markt zu bieten – dementsprechend fällt hier eine Prüfung der Plausibilität durchaus positiv aus. Die verpflichtende Direktvermarktung für Biomasseanlagen wird zudem wissenschaftlich empfohlen, um eine weitere Heranführung an diesen Vermarktungsweg zu erreichen und die Ende 2013 vorfindbare Quote von rund 50 Prozent weiter zu steigern (DBFZ u.a. 2014: 14). Allerdings vollzieht der Regierungsentwurf eine Fokussierung auf die fluktuierenden Erneuerbaren; die Rolle der Bioenergie wird nachhaltig geschwächt, wie die Erörterungen zu den Ausbaupfaden bereits gezeigt haben und ferner die technologiespezifischen Analysen zu diesem Energieträger noch zeigen werden. Der zu erwartende Rückgang der Erzeugungskapazitäten ab dem Jahr 2020 konterkariert das Potenzial der Bioenergie für die Marktintegration der erneuerbaren Energien. Denn im Gegensatz zu den REE kann die intendierte Lenkungsfunktion der Marktprämie bei den fluktuierenden erneuerbaren Energien nicht greifen (Lippert 2014: 113). Die gleitende Marktprämie verändert für FEE kaum Anreize, knappheitsorientiert zu handeln und wirkt lediglich als Abregelungsprämie in Zeiten negativer Börsenstrompreise

(Gawel/ Lehmann 2014: 654; Connect Energy Economics 2015: 49). Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der FEE kann das Preissignal nur in eine Richtung wirken, was als zentrale Schwäche des Marktprämienmodells zu identifizieren ist – Verhaltensänderungen in der Praxis sind kaum zu beobachten (Lüdemann/ Orthmann 2014: 390). „Signifikante Veränderungen des Einspeiseverhaltens seitens der nicht regelbaren Erzeugungsanlagen sind also auch in Zukunft nicht zu erwarten“ (ebd.: 391).
Gleichwohl ist als ein Kontrastpunkt zu diesen Kritikpunkten vorzubringen, dass die verpflichtende Direktvermarktung eine Flexibilisierung der Vermarktungsformen ermöglicht und deshalb EEG-Strom nicht mehr notwendigerweise an der Börse vermarktet werden muss (Matthes 2014: 10). Falls entsprechend große EEG-Strommengen außerhalb des Intraday- beziehungsweise Day-ahead-Markt über andere Vermarktungsformen vermarktet werden, relativiert dies die Einwände gegenüber einer mangelnden bedarfsorientierten Einspeisung.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Für die vorliegenden Interventionshypothesen ist ein ganzes Bündel von relevanten Bewertungskriterien heranzuziehen, bestehend aus dem Ausmaß der Treffsicherheit, der Kosteneffizienz, der dynamischen Effizienz, des erforderlichen Steuerungswissens sowie der Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung.

Dem Kriterium der Treffsicherheit kann ein positiver Bescheid ausgestellt werden. Mit den intendierten Regelungen und Maßnahmen gelingt eine Ausrichtung auf ein Marktprämienmodell, es findet „faktisch ein Regimewechsel hin zu einer Direktvermarktungspflicht in Form der geförderten Direktvermarktung“ (Breuer/ Lindner 2014: 129) statt, der die im EEG 2012 angestoßenen Entwicklung in letzter Konsequenz komplettiert. Die Marktdurchdringung der Marktprämie ging nur in einer Übergangsphase leicht zurück, weil die Ausrüstung mit entsprechender Fernsteuerungstechnik kurzfristig nicht umgesetzt werden konnte: insgesamt um 6,1 Prozent (Fraunhofer ISI u.a. 2015: 3). Nach einer entsprechenden Nachrüstung sind die Anlagen wieder in die Direktvermarktung gewechselt und es ist auch in Zukunft mit steigender Marktdurchdringung dieser Vermarktungsform zu rechnen (Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ IKEM 2016b: 1).
Als effektiv können die Regelungen ferner bewertet werden, wenn es um die gesteigerten Ansprüche an EEG-Anlagenbetreiber geht: die technischen Voraussetzungen für eine gelingende Marktintegration werden mit der Anforderung zur Fernsteuerbarkeit der Anlagen verpflichtend und es wird eine stärkere Bilanzkreisverantwortung übernommen. In diesem Zusammenhang sind auch die diskutierten Regelungen zur Sortenreinheit der Bilanzierung zu nennen, die Missbrauch treffsicher vermeiden können (Ehricke 2015: 39). Effektiv sind die Regelungen auch deshalb ausgestaltet, weil bei Pflichtverstößen der Anspruch auf eine Förderung entfällt oder diese verringert werden kann (Breuer/ Lindner 2014: 136f.). Vor dem

Hintergrund der Konzentration der Förderung im Regierungsentwurf auf die FEE erscheint es ferner als angemessen, den gleitenden Charakter der Marktprämie fortzuschreiben, „weil zumindest die Betreiber von fluktuierend erzeugenden Wind- und Photovoltaikanlagen nur sehr begrenzte Möglichkeiten zur Verfügung haben, um auf das Strompreisrisiko mit geeigneten Produktionsentscheidungen zu reagieren“ (Löschel u.a. 2014: 76).[363] Dennoch gelingt eine stärkere Übernahme von Marktrisiken durch EEG-Anlagenbetreibern, auch wenn den Betreibern lediglich ein unternehmerisches Risiko auferlegt wird, das anderen Investoren im Bereich der Errichtung von Stromerzeugungsanlagen ebenfalls zu tragen haben (Ehricke 2015: 45). Zudem kann dieser Prozess keinesfalls als abgeschlossen angesehen werden, denn sowohl das Preisrisiko ist nicht voll ausgeprägt als auch aufgrund der Vorrangregelung für erneuerbar erzeugter Strom kein Absatzrisiko vorgesehen ist.[364] In einer sehr optimistischen Lesart wird davon ausgegangen, dass sich die Gefahr von Fehlallokationen in Zukunft durch die verpflichtende Direktvermarktung verringert, weil sich Investitionen nicht mehr an der staatlichen Förderung, sondern an Angebot und Nachfrage ausrichten (ebd.). Demgegenüber dominieren eher skeptische Sichtweisen, weil der tatsächliche Effekt auf das Adressatenverhalten gering ist (Gawel/ Lehmann 2014: 654; Lüdemann/ Orthmann 2014: 391) – es wird sogar das Urteil gefällt, dass lediglich ordnungspolitische Grundüberzeugungen die zentrale Motivation der Bundesregierung waren (Matthes 2014: 10f.).[365] Grundsätzlich gilt es auch zu beachten, dass sich Investitionen auch in Zukunft eher an den Förderungsmöglichkeiten als an dem Bedarf ausrichten werden – vor allem da die Anreize für eine möglichst große Stromerzeugungsmenge durch die Regelungen im Regierungsentwurf nur unwesentlich kleiner geworden sind. Denn es ist einerseits zu begrüßen, dass durch die verpflichtende Direktvermarktung eine Stärkung des Energy-Only-Marktes mit seiner integrierenden Wirkung des Preissignals – der Transport der Preisinformation auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten ist noch immer die effektivste Koordinationsfunktion einer Vielzahl von heterogenen Marktakteuren – einhergeht, aber andererseits durch die gleitende Marktprämie der Großteil der regenerativen Erzeuger von dem Preissignal abgeschirmt bleiben, weil der gleitende Charakter der Prämie die Schwankungen des Großhandelspreises ausgleicht (Agora Energiewende 2014c: 31) – jedenfalls bis zu einem gewissen Preisniveau.

In diese Beurteilung muss jedoch einbezogen werden, dass kurzfristige Effekte im Vordergrund stehen – werden hingegen auch Auswirkungen antizipiert, die sich nach 2020

[363] Es standen durchaus Forderungen im Raum, das Prämienmodell auf eine fixe Marktprämie weiterzuentwickeln (stellvertretend EEX 2014).

[364] Das Absatzrisiko findet sich ausschließlich im Bereich des Einspeisemanagements und ist auch dort stark eingeschränkt, weil der Vergütungsausfall gedeckelt ist.

[365] Aus mehreren wissenschaftlichen Stellungnahmen sowie Forderungen aus Branchenkreisen geht hervor, dass ein Vermarktungssystem präferiert wird, das die regionale Grünstromkennzeichnung als Eigenschaft des erneuerbar erzeugten Stroms erhält (Matthes 2014: 11; BEE 2014: 30f.; BWE 2014: 17; Juwi 2014: 12f.). Einige Länder haben die Forderung nach einem optionalen Ökostrom-Vermarktungsmodell auf die Agenda des Bundesrates gesetzt (BR Drs. 157/1/14: 58f.), dort konnten sich diese Vorschlägen in der Stellungnahme jedoch nicht durchsetzen (BR Drs. 157/14 (B)).

Bahnbrechen, erscheinen die Regelungen dennoch einen angemessenen Mehrwert zu erfüllen. Ab diesem Zeitraum muss damit gerechnet werden, dass zunehmend negative Preise zu beobachten sein werden und die Phasen deren Auftretens länger werden. Aus diesem Grund können die Regelungen helfen, dem entsprechenden Phänomen entgegenzuwirken und die negative Preise zumindest in ihrem Niveau zu begrenzen helfen (EEX/ EPEX Spot 2014: 4). Der zunehmenden Komplexität in der Entwicklung des Strommarktdesigns und der noch offenen Frage der Wirtschaftlichkeit von Sektorkopplung[366] ist es geschuldet, dass auch dieser Punkt, der eigentlich als effektiver Zugewinn im Bereich der Marktintegration zu deuten ist, auch wiederum kritisch gesehen werden kann. Es wird durchaus vorgebracht, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht eine Abregelung von grenzkostenfreier und klimaneutraler Erzeugung nicht wünschenswert ist und dass der Börsenstrompreis überhaupt keine sinnvollen Signale an FEE senden kann. Vielmehr sollte der abzuregelnde Strom in andere Sektoren ökonomisch sowie ökologisch optimaler Verwendung finden (Leprich 2014: 3). Diese Diskussion wird verstärkt in der Zukunft geführt und sicherlich in der 19. Legislaturperiode auch gesetzgeberisch adressiert werden.

In diesem Zusammenhang sei noch einmal an einen wichtigen Aspekt aus der Analyse der Marktprämie im EEG 2012 erinnert: durch das Direktvermarktungssystem werden betriebswirtschaftlich sinnvolle Abregelungsentscheidungen von EEG-Anlagenbetreibern angereizt, die auf zwei Arten unintendierte Nebeneffekte produzieren: zum einen unterminiert die Marktprämie so tendenziell den Einspeisevorrang von FEE (Grashof/ Weber 2013:11), zum anderen werden die Flexibilitätsanreize für konventionelle Kraftwerke abgeschwächt, wenn negative Preissignale in ihrem Niveau durch Abregelungen vermindert werden (ebd.: 12f.; Purkus u.a. 2014: 12f.). In einem verpflichtenden Direktvermarktungssystem werden diese Flexibilitätssignale umso stärker gesenkt.[367]

Für die Einführung eines Systems der verpflichtenden Direktvermarktung ist es darüber hinaus von Bedeutung, dass die Vermarktungskosten treffsicher kalkuliert sind, insbesondere weil die Managementprämie gestrichen und deren Vergütungsbestandteil in die Marktprämie integriert wurde. Abschätzungen beliefen sich auf Vermarktungskosten zwischen 0,2 bis 0,5 ct/kWh in Abhängigkeit von der Portfoliostruktur und -größe des Direktvermarktungsunternehmens (IE Leipzig u.a. 2014: 205).[368] Mit den veranschlagten 0,4 ct/kWh bei FEE wurde sich am oberen Rand des Intervalls orientiert, wobei dieser Wert Ausdruck eines anhaltenden Trends von

[366] Vgl. zu ersten Vorschlägen der Finanzierung siehe Löschel u.a. 2015: 12ff. sowie Agora Energiewende 2017b.

[367] Die Verzerrung der Großhandelsstrompreise wirkt allerdings auch noch in eine andere Richtung: in Stunden, in denen EEG-Anlagen den Preis setzen, können Preise niedriger sein als sich die fundamentale Angebots- und Nachfragesituation darstellt. Dis ist darauf zurückzuführen, dass EEG-Anlagen nicht entsprechend ihrer kurzfristigen Grenzkosten bieten, was zu ineffizienten Produktionsentscheidungen führt (EEX/ EPEX Spot 2014: 4). Da bislang in nur sehr wenigen Stunden dieses Szenario eintritt, ist die Relevanz dieses Phänomens als gering einzuschätzen – könnte aber in Zukunft für immer längere Phasen Relevanz entwickeln.

[368] Besteht das Portfolio ausschließlich aus vermarkteter Windenergie, sind 0,2 bis 0,4 ct/kWh auskömmlich (IE Leipzig u.a. 2014: 205).

sinkenden Direktvermarktungskosten ist. In der Praxis kann beobachtet werden, dass die Direktvermarkter weniger PV in ihre Portfolios aufgenommen haben, was auf höhere Vermarktungskosten als bei der Windenergie schließen lässt. Grundsätzlich muss vor dem Hintergrund der Direktvermarktungspflicht die angemessene Höhe des Aufschlags der Vermarktungskosten bedacht werden, weil ansonsten die notwendigen Margen für das Geschäftsmodell der Direktvermarkter nicht erreicht werden und diese gegebenenfalls die Direktvermarktung ablehnen (ebd.: 207f.). Direktvermarktung ist schließlich eine zu vergütende Dienstleistung. Bislang ist diese theoretische Gefahr der Fehlsteuerung in der Praxis jedoch nicht zu beobachten. Zudem kommt es auf die vertragliche Gestaltung der Risikotrennung zwischen EEG-Anlagenbetreiber und Direktvermarkter an (Woltering 2015: 144f.).

Ein unintendierter Nebeneffekt ist die Entwicklung einer Konzentration des Marktes für Direktvermarktungsunternehmen auf große Direktvermarkter, weil die Portfoliogröße aufgrund der Fixkosten der Direktvermarktung und der entsprechenden Skaleneffekte vorteilhaft für das Geschäftsmodell ist. Zusätzlich ist die Anbieteranzahl an entsprechend spezialisierten Händlern auf dem Markt limitiert; ferner lassen sich nur niedrige Margen in diesem Geschäftsmodell realisieren, was es unwahrscheinlich werden lässt, dass sich die Struktur des Marktes für Direktvermarktungsunternehmen verändert. In der aktuellen Marktsituation besitzen wenige Marktakteure große Marktanteile, was die Bildung eines Oligopols erwarten lässt (Leprich 2014: 3; Gawel/ Lehmann 2014: 654). Es wird durchaus die Gefahr gesehen, dass die Finanzierungskosten der Förderung bei ausbleibendem oder nur sehr geringem Wettbewerb zwischen den Direktvermarktern ansteigen, weil das Risiko von Direktvermarktern in einer starken Vertragsposition bei einer verpflichtenden Direktvermarktung an die EEG-Anlagenbetreiber weitergegeben werden könnte, was sich in entsprechend höheren Fremdkapitalkosten niederschlägt (ebd.; Grashof/ Weber 2013: 30f.). Es bleibt abzuwarten, ob diese antizipierte Entwicklung eintritt – die Prognosen von Investoren, dass auf die Phase eines aktuell ausgeprägten Preiswettbewerbs zwischen den Direktvermarktern eine Phase der Konsolidierung und steigender Dienstleistungspreise folgt, legen diesen Schluss nahe (Dahlke 2015: 63f.).
Höhere Finanzierungskosten werden in der verpflichtenden Direktvermarktung auch im Zusammenhang mit der potenziellen Insolvenz eines Direktvermarkters diskutiert, weil in einem solchen Szenario dem EEG-Anlagenbetreiber Erlösausfälle drohen. Für die Fremdkapitalgeber spielt deshalb das Bonitätsrisiko der Direktvermarkter eine wichtige Rolle, weshalb das Investment im Vergleich zur optionalen Marktprämie anspruchsvoller wird (Dahlke 2015: 62f.). Der Regierungsentwurf adressiert dies mit der Ausfallvergütung.[369] Trotz verkürzter

[369] Die Entwicklung der Vergütung in Ausnahmefällen bewegt sich monatlich variabel auf niedrigem Niveau in den Jahren 2015 und 2016. In dieser Zeit befanden sich nicht einmal mehr als 45 MW EEG-Kapazität in dieser Ausfallvergütung, in der überwiegenden Anzahl der Monate pendelten die Werte zwischen 15 und 20 MW. Dabei befanden sich der Großteil der Anlagen nicht länger als drei Monate in der Ausfallvergütung (Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ IKEM 2016a: 19), was darauf schließen lässt, dass der intendierte Zweck einer Notfalloption erfüllt wird.

Wechselfristen von der Marktprämie in die Ausfallvergütung – die jedoch aufgrund der notwendigen Neubilanzierung durch die Netzbetreiber in der Praxis länger als die mindestens vorgesehenen fünf Werktage in Anspruch nehmen dürfte –, drohen vorübergehende Vergütungsverluste, weil die entsprechenden Wechselfristen zurück in die Direktvermarktung zu einem jeweiligen ersten Tag eines Kalendermonats beachtet werden müssen. Dementsprechend wird die Einschätzung geäußert, dass ein jederzeitiger Wechsel des Direktvermarkters attraktiver ist (Breuer/ Lindner 2014: 139). Dieser Regelung kann insgesamt eine hohe Treffsicherheit bescheinigt werden, weil unter der Prämisse eines funktionierenden Marktes für die geförderte Direktvermarktung die Finanzierungskosten nicht ansteigen dürften (ebd.: 141).

Das Bewertungskriterium der dynamischen Effizienz lässt sich unter einer Reihe von Aspekten positiv bewerten. Dabei geht es nicht um direkte Kostenreduktion, sondern vielmehr um eine Reihe von Lerneffekten und technologischer beziehungsweise Verfahrensinnovation, was ebenfalls der dynamischen Effizienz zuzurechnen ist (del Rio 2012: 142f.). Die verpflichtende Fernsteuerbarkeit von Bestands- und Neuanlagen im Zusammenhang mit einer verbesserten Prognosegüte durch größere Direktvermarkterportfolios senkt mittelbar Ausgleichsenergiekosten, weil die Fahrpläne der Bilanzkreise zunehmend genauer eingehalten werden können. Zudem eröffnen sich Möglichkeiten, Erfahrungen mit der Vermarktung auf anderen Teilmärkten des Strommarktes außer dem Spotmarkt zu sammeln (Matthes 2014: 10), wobei die bisherigen Direktvermarktungsstrategien die Vermarktungsformen nahezu ausschließlich auf den Spotmarkt konzentrieren (Leprich 2014: 3). Ob sich dies in der Zukunft ändert, ist entscheidend für eine erfolgreiche Marktintegration der erneuerbaren Energien – die Regelungen schaffen dazu den notwendigen Regulierungsrahmen.

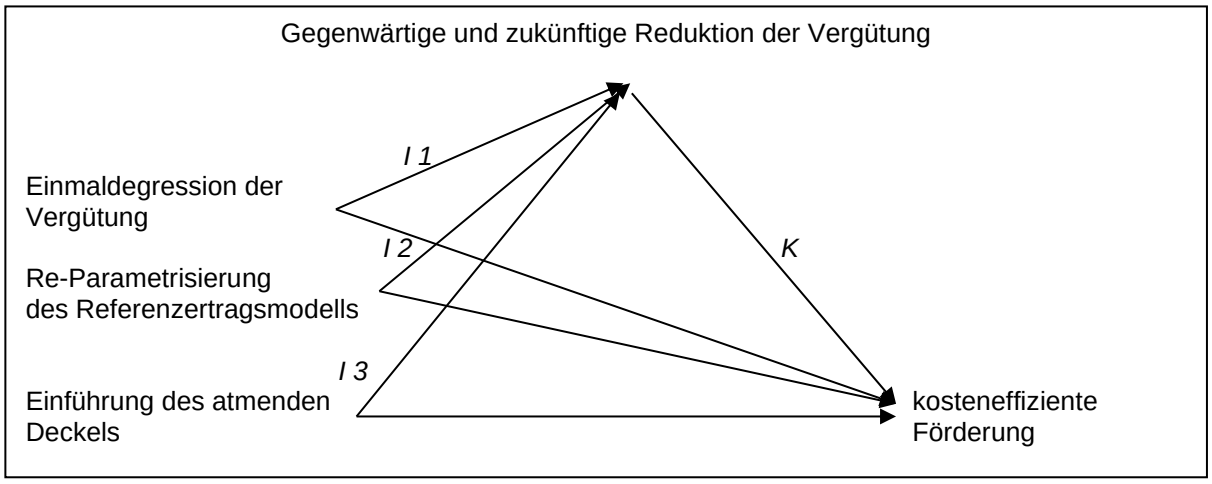
Den diskutierten Vorteilen steht bei einer Bewertung der Kosteneffizienz ein klarer Nachteil gegenüber. Unter gesamtsystemischen Gesichtspunkten kann konstatiert werden, dass die verpflichtende Direktvermarktung die Transaktionskosten der Stromvermarktung erhöht, weil zusätzliche Kosten für die Administrierung der Marktprämie im Vergleich mit der Abnahme durch die ÜNB entstehen (ebd.: 2; Gawel/ Lehmann 2014: 654). Demgegenüber muss in die Betrachtung einbezogen werden, dass auf die ÜNB weniger stark ausgeprägte Anreize der EEG-Bilanzkreisbewirtschaftung einwirken als den Direktvermarktern. Während den Letzteren Ausgleichsenergiekosten die Marge drückt, reichen die ÜNB die Kosten der Ausgleichsenergie, die aus einer Abweichung der Prognose und der entsprechenden Vermarktung für den jeweiligen Folgetag von der dann tatsächlichen Ist-Einspeisung resultieren, an die Netzkunden über die Netznutzungsentgelte weiter (Frontier Economics/ Formaet 2014: 60f.). Über eine detaillierte Verrechnung dieser beiden Effekte auf die Kosteneffizienz kann an dieser Stelle keine abschließende Aussage getroffen werden.

Abschließend kann das Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens für die Effekte der Direktvermarktungspflicht auf die Marktintegration als hoch eingeschätzt werden. Die mittel- bis langfristigen Auswirkungen sind nicht zu überblicken – der Hinweis auf die ordnungspolitischen Grundüberzeugungen als Motiv spricht in dieser Hinsicht Bände (Matthes 2014: 10), bislang liegt auch keine systematische Kosten-Nutzen-Analyse der Direktvermarktungspflicht vor (Leprich 2014: 2). Hingegen kann im Hinblick auf die Kalkulation der Vermarktungskosten von geringeren Anforderungen an das Steuerungswissen ausgegangen werden, zumal seit 2012 umfangreiche Erfahrungen mit der Managementprämie vorliegen.

5.4.3.3 Technologiespezifische Steuerungsteilkonzeptionen 3 bis 6

5.4.3.3.1 Technologiespezifische Regelung Onshore-Windenergie: Steuerungsteilkonzeption 3

Abbildung 106: Technologiespezifische Regelung Onshore-Windenergie

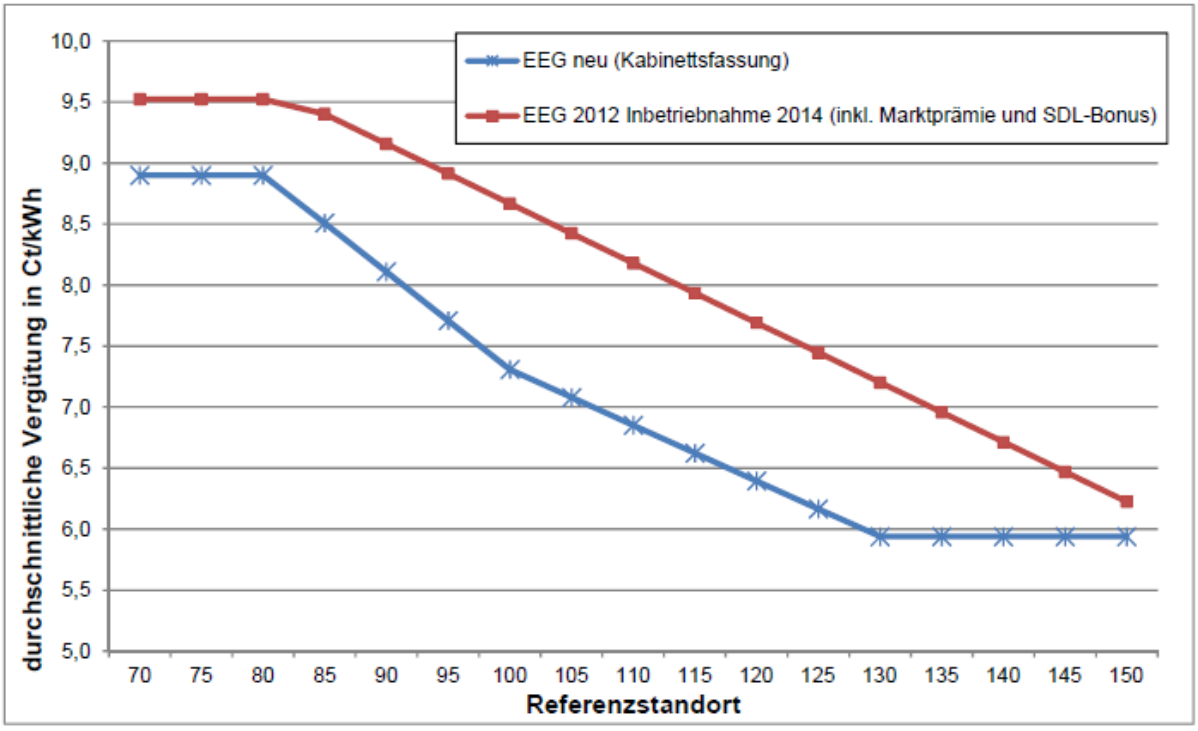


Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1:* Eine Einmaldegression der Vergütung führt zu einer gegenwärtigen und zukünftigen Reduktion der Vergütung.
- *Interventionshypothese 2:* Eine Re-Parametrisierung des Referenzertragsmodells führt zu einer gegenwärtigen und zukünftigen Reduktion der Vergütung.
- *Interventionshypothese 3:* Die Einführung des atmenden Deckels führt zu einer gegenwärtigen und zukünftigen Reduktion der Vergütung.
- *Kausalhypothese:* Eine gegenwärtige und zukünftige Reduktion der Vergütung führt zu einer kosteneffizienten Förderung.
- Aktionshypothese: Eine Einmaldegression, eine Re-Parametrisierung des Referenzertragsmodells sowie die Einführung des atmenden Deckels führen zu einer kosteneffizienten Förderung.

Die ersten beiden Interventionshypothesen sollen nachfolgend gebündelt auf ihre Plausibilität überprüft werden. In einer abschließenden Bewertung können sie als plausibel eingeschätzt werden. Der Regierungsentwurf sieht in § 47 EEG 2014-E vor, die zweistufigen Vergütungsbestandteile bestehend aus Grundwert und Anfangswert geringfügig zu verändern. Wird der Grundwert für den anzulegenden Wert herangezogen, beträgt dieser 4,95 ct/kWh, was einer leichten Erhöhung im Vergleich zum EEG 2012 bedeutet. Demgegenüber beträgt der leicht reduzierte Anfangswert 8,9 ct/kWh, der in den ersten fünf Jahren ab der Inbetriebnahme zuzüglich des Verlängerungszeitraumes bemessen an der Abweichung vom Referenzertrag gezahlt wird. Wird berücksichtigt, dass in den beiden Werten bereits die Vermarktungskosten in Höhe von 0,4 ct/kWh integriert sind, wurde eine geringfügige Vergütungsabsenkung vorgenommen. Die verlängerte Anfangsvergütung wird um jeweils einen Monat für je 0,36 Prozent des Referenzertrags, um den der Ertrag der Anlage 130 Prozent des Referenzertrages unterschreitet. Der Regierungsentwurf zieht ferner eine zweite Stufe in das Referenzertragsmodell ein, die für die entsprechende Abweichung des Ertrages einer Anlage unterhalb von 100 Prozent des Referenzertrags in Höhe von jeweils 0,48 Prozent des Referenzertrags eine Verlängerung um je einen Monat gewährt. Zusätzlich sollen durch diesen Schritt nicht nur die überproportional ansteigenden Investitionskosten am unteren Bereich des Intervalls zwischen den neu gezogenen Grenzen von 130 bis 80 Prozent des Referenzertrags Berücksichtigung finden, sondern auch die Förderbedingungen für gute Standorte kosteneffizienter ausgestaltet werden. Für einen Ertrag einer Anlage, der 130 Prozent des Referenzertrags entspricht, beträgt die Frist die benannten 60 Monate, wobei sich dieser Wert für ein Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag von 110 Prozent bereits annähernd auf 116 Monate verdoppelt. Der Zeitraum der Anfangsvergütung verdreifacht sich etwa bei einem Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag von 90 Prozent und erreicht bei dem Verhältnis von 80 Prozent mit 240 Monaten das Maximum (BR Drs. 157/14: 219f.). Für die jeweiligen Referenzstandorte können durchschnittliche Vergütungen, die sich aus der Höhe sowie der Dauer von Grund- und Anfangsvergütung ergeben, für das Inbetriebnahmejahr 2014 ausgewiesen werden – wie sie in der nachfolgenden Abbildung im Vergleich zum EEG 2012 dargestellt sind. Deutlich wird vor allem die vergütungsreduzierende Wirkung, die aus der zweiten Stufe des Referenzertragsmodells resultiert: Anlagen, die ein Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag zwischen 80 bis 100 Prozent aufweisen, werden schlechter in der relativen Vergütungsabsenkung gestellt als Anlagen, die über ein Verhältnis von Ertrag und Referenzertrag zwischen 100 und 130 Prozent verfügen.

Abbildung 107: Durchschnittliche Vergütung Onshore-Windenergie je Referenzstandort im Inbetriebnahmejahr 2014



Quelle: BR Drs. 157/14: 221

Additiv zu der vorgesehenen Absenkung der Vergütungswerte werden einerseits der Repowering- sowie andererseits der SDL-Bonus ersatzlos gestrichen (ebd.: 221), wobei die vormaligen Voraussetzungen der Inanspruchnahme des SDL-Bonus in die technischen Vorgaben aus § 9 Abs. 6 EEG 2014-E überführt wurden, sodass die Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung von den Betreibern erfüllt werden müssen.
Der Regierungsentwurf beziffert die Einsparungen für die EEG-Umlage durch die Absenkung der Fördersätze im Jahr 2020 auf 0,02 ct/kWh, was insgesamt einer Summe von 40 Mio. Euro entspricht (ebd.: 140).

Die dritte Interventionshypothese ist ebenfalls als plausibel einzuschätzen. Der atmende Deckel als Instrument der Zubausteuerung, der bis dato im EEG lediglich für die PV vorgesehen war, wird mit dem Regierungsentwurf auf die Onshore-Windenergie übertragen. § 28 EEG 2014-E definiert einen Zielkorridor zwischen 2.400 bis 2.600 MW, der sehr eng gefasst ist, um den Ausbaupfad von 2500 MW einzuhalten. Der Zielkorridor bezieht sich auf Netto-Werte: er umfasst installierte Leistung in einem zwölf Monats-Zeitraum. Über- oder unterschreitet der Zubau innerhalb eines Jahres den Zielkorridor um festgelegte Größen in 200 MW-Intervallen, so verändern sich die anzulegenden Werte über die Basisdegression von 0,4 Prozent hinaus. Eine Überschreitung verschärft die Degression, die jeweils zum Quartalsbeginn greift, bis zu einem Maximum von 1,2 Prozent gegenüber den vorangegangenen drei Kalendermonaten. Demgegenüber führt eine Unterschreitung des Zielkorridors zu einer Verringerung des

Degressionstempos, wobei ab einem niedrigen Zubau-Niveau sogar eine Erhöhung der anzulegenden Werte vorgesehen ist. Die nachfolgende Tabelle veranschaulicht die Regelungen des atmenden Deckels für die Onshore-Windenergie.

Tabelle 41: Atmender Deckel der Onshore-Windenergie

	Unterschritten um 200 MW-Schritte: Verringerung der Degression auf	Degressionsanpassungs-unabhängiger Zubaukorridor (Basisdegression 0,4 %)	Überschritten um 200 MW-Schritte: Erhöhung der Degression auf
1. Schritt	0,3 Prozentpunkte bis zu 200 MW Unterschreitung	2.400 MW bis 2.600 MW	0,5 Prozentpunkte bis 200 MW Überschreitung
2. Schritt	0,2 Prozentpunkte ab mehr als 200 MW Unterschreitung		0,6 Prozentpunkte ab mehr als 200 MW Überschreitung
3. Schritt	0 Prozentpunkte ab mehr als 400 MW Unterschreitung		0,8 Prozentpunkte ab mehr als 400 MW Überschreitung
4. Schritt	Erhöhung der AW um 0,2 Prozentpunkte ab Unterschreitung um 600 MW		1 Prozentpunkte ab mehr als 600 MW Überschreitung
5. Schritt	Erhöhung der AW um 0,4 Prozentpunkte ab Unterschreitung um 800 MW		1,2 Prozentpunkte ab mehr als 800 MW Überschreitung

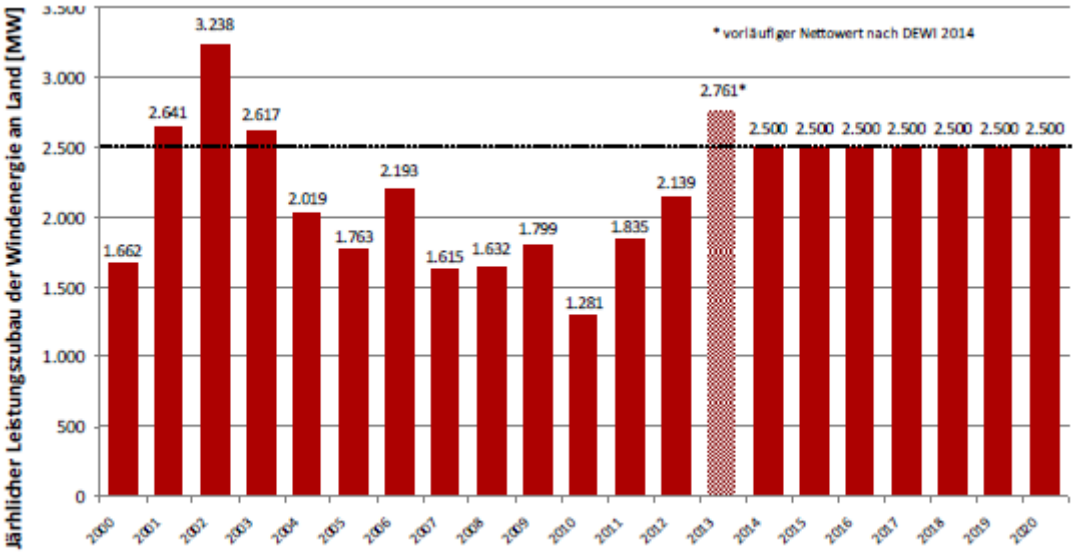
Quelle: eigene Darstellung nach § 28 EEG- 2014-E

Die Regelung entfaltet ab dem 1. Januar 2016 erstmalig ihre Wirkung, da zu diesem Zeitpunkt der Zwölf-Monats-Bezugszeitraum zum ersten Mal unter der Gültigkeit des novellierten EEG komplettiert ist.[370] Im Vergleich zum EEG 2012 wird die Degression aufgrund der Unterteilung der jährlichen Degressionsrate in vier Quartalsschritte zu einer Basisdegression von 0,4 Prozent geringfügig um 0,1 Prozentpunkte angehoben (BR Drs. 157/14: 199f.) – im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass die Degression für das Jahr 2015 ausgesetzt ist.

Im Bereich der Onshore-Windenergie wurden bislang keine Erfahrungen mit zubaubeschränkenden Regelungen gesammelt, außer mit der standartmäßig vorgesehenen jährlichen Degressionsrate. Die Zubauentwicklung der letzten Jahre hat den Schluss nahegelegt, dass der Zubaukorridor eingehalten werden kann und dass nicht mit einer zielüberschießenden Entwicklung zu rechnen ist.

[370] Die Degressionsverschärfung greift für Anlagen, die fünf Monate nach Feststellung der Zielkorridorabweichung in Betrieb gehen (§ 28 Abs. 6 EEG 2014-E).

Abbildung 108: Entwicklung der jährlichen installierten Leistung Onshore-Windenergie



Quelle: Löschel u.a. 2014: 79

Die Entwicklung der jährlich installierten Leistung zeigt, dass zwischen 2004 und 2012 jeweils der im Regierungsentwurf definierte Ausbaupfad unterschritten wurde; in der jüngeren Vergangenheit konnte lediglich im Jahr 2013 eine leichte netto Überschreitung festgestellt werden. Prognosen im Trendszenario für das Jahr 2014 gingen von einem Zubau auf leicht niedrigerem Niveau aus – es wurde mit einer installierten Leistung von netto 2.500 MW gerechnet. Die Mittelfristprognose im Trendszenario in den Jahren 2015 bis 2018 wies einen Zubau aus, der jährlich zwischen knapp 2.000 MW und 1.800 MW pendelt (r2b: 85ff.).

Die Kausalhypothese ist ebenfalls plausibel. Die Problemanalyse hat aufgezeigt, dass Kosteneffizienzpotenziale in der Förderung der Windenergie an Land zu heben sind. Der Ansatzpunkt dafür ist logischerweise die Vergütungsstruktur und insbesondere die Ausgestaltung des atmenden Deckels. Wird die nur geringfügige Neujustierung des Anfangswertes mit der Erwartung von einem sich leicht unter dem Zielkorridor vollziehenden Zubau in Kombination betrachtet, erscheint nicht nur ein kosteneffizienterer, sondern auch ein gleichmäßiger Ausbau antizipierbar gewesen zu sein.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die Kriterien, die zur Bewertung der Regelungen für die Onshore-Windenergie herangezogen werden sollen, sind der Grad der Treffsicherheit, die Kosten- und die dynamische Effizienz sowie die Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen.

Auch wenn die Interventionshypothesen plausibel im Hinblick auf die zugrundeliegenden Zusammenhänge sind, fällt eine Bewertung der Regelungen anhand des Grades der Treffsicherheit deutlich kritischer aus – die Maßnahmen müssen in ihrer Konzipierung als nur eingeschränkt effektiv eingeschätzt werden. Die nicht antizipierten tatsächlichen Entwicklungen führten demgegenüber zu einem erhöhten Effektivitätsniveau. Dieses scheinbare Paradox wird im Folgenden erläutert. Der geringfügigen Einmaldegression des Anfangswertes sowie der Abschaffung der Boni ist dabei noch eine hohe Treffsicherheit zu bescheinigen. Für die Abschaffung des Repowering-Bonus kann gelten, dass die jährliche Kostenersparnis auf 30 Mio. Euro geschätzt wird, wobei gleichzeitig eine Vereinfachung des Vergütungsmodells und eine leichte Komplexitätsreduktion des EEG erreicht wird (IE Leipzig u.a. 2014: 97). Repowering hat sich in den Jahren ab 2012 vor allem in den Küstenländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein vollzogen und auch in der näheren Zukunft wird in diesen Regionen mit sehr guten Windbedingungen die Realisierung von Repowering-Projekten erwartet, für die eine Wirtschaftlichkeit ohne Inanspruchnahme eines entsprechenden Bonus vorliegt. Durch die Abschaffung des Repowering-Bonus werden demnach Mitnahmeeffekte beseitigt – mit diesem Schritt wird eine wissenschaftliche Empfehlung umgesetzt (ebd.: 293). Daneben wurde ein weiterer Bonus gestrichen: der SDL-Bonus. Auch hier wurden Mitnahmeeffekte beseitigt, weil die Ausrüstung von Neuanlagen dem Stand der Systemdienstleistungs-Technik entspricht. Flankiert wurde die Abschaffung zudem einerseits mit der Definition der Voraussetzung für eine Inanspruchnahme der Marktprämie – der zwingenden Pflicht zur technischen Fernsteuerbarkeit – sowie andererseits der Rückbindung der technischen Vorgaben für Windenergie-Anlagen an Land an die Systemdienstleistungsverordnung (§ 9 Abs. 6 EEG 2014-E), womit Vorbehalten gegenüber einer Zementierung eines nicht-fernsteuerbaren Sockels an Anlagen begegnet wurde (ebd.: 98f.).

Einen wesentlich größeren Einfluss auf die Förderhöhe hat gleichwohl die Ausgestaltung des Referenzertragsmodells, zu dem die Bewertung besonders ambivalent ausfällt. Positiv ist unter Treffsicherheits- und Kosteneffizienz-Gesichtspunkten zu sehen, dass durch die Neuziehung der Grenzen des Referenzertragsmodells und der Einführung einer Stufe ab einem Ertragsverhältnis einer Anlage zum Referenzertrag von 100 Prozent die Überförderung von sehr guten Windstandorten im Bereich von 110 bis 130 Prozent abgebaut wird.[371] Demgegenüber

[371] Branchenkreise taxieren die Vergütungsreduktion in dem Bereich von 100 Prozent aufwärts bei etwa 20 bis 25 Prozent (BWE 2014: 11).

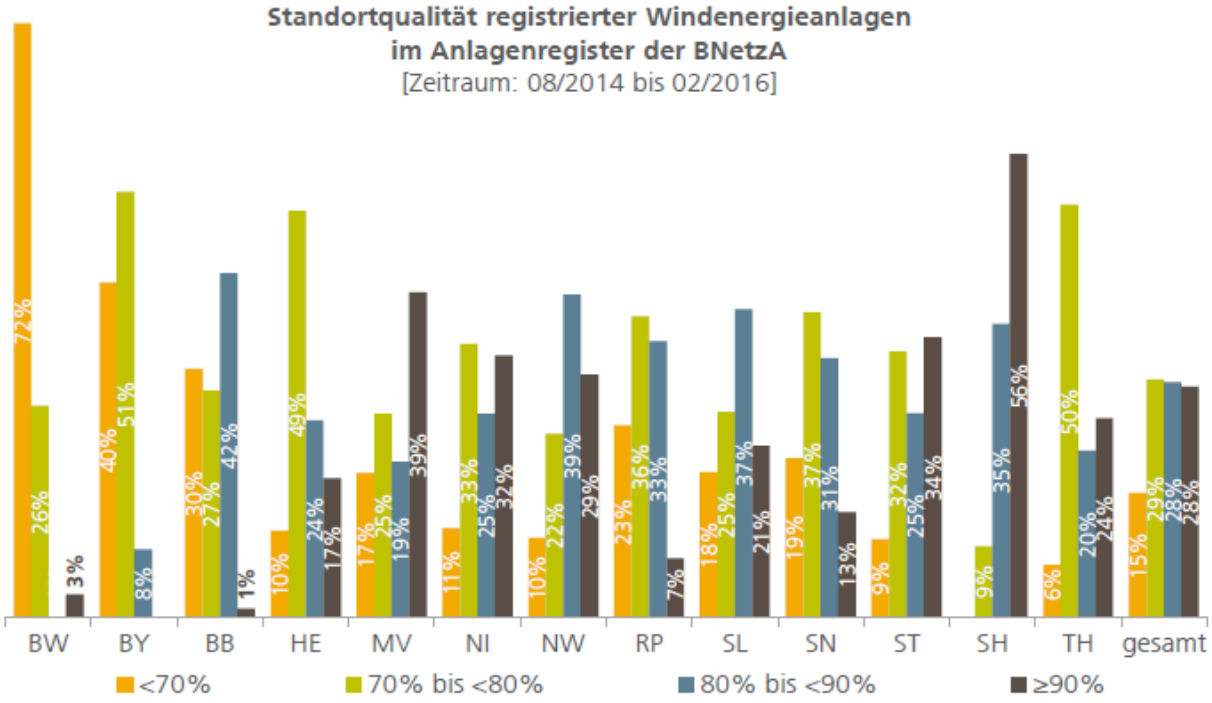
bleibt das Problem bestehen, dass trotz der Neujustierung Anlagen oberhalb der Grenzen sehr hohe Renditen erzielen können – auch wenn solche Standorte kaum existieren – und unterhalb im Bereich 70 bis 80 Prozent Steuerungspotenzial verschenkt wird (ebd.: 166). Schließlich wird noch immer die Mehrzahl der Anlagen in den Standortkategorien 60 bis 80 Prozent installiert – in den Jahren 2011 bis 2013 entsprach dies einer Quote von rund 70 Prozent. Werden Standortgüten bis 90 Prozent einbezogen, so steigt diese Quote auf 80 Prozent. Es ist zu erwarten, dass sich die Verteilung des Zubaus in den Standortkategorien mittelfristig leicht zu höheren Standortgüten Richtung 100 Prozent verschieben wird (ebd.: 270). Dementsprechend verbessert das zweistufige Referenzertragsmodell die Wirtschaftlichkeitsbedingungen für windschwächere Binnenlandstandorte in Mittel- und Süddeutschland. Für diese Standorte sind die anzulegenden Werte insgesamt im Jahr 2015 sogar höher als die Vergütung im EEG 2012 (Dahlke 2015: 69f.) – nicht zuletzt, weil in diesem Jahr keine Vergütungsdegression vollzogen wird. Dennoch wird sich ein relevanter Zubau auch weiterhin außerhalb der Systemgrenzen des Modells vollziehen. Dies kann durch eine Abschätzung der Zubauverteilung veranschaulicht werden:

Tabelle 42: Regionale Verteilung des Zubaus Windenergie an Land 2015-2016

	2015	**2016**
Norden (HB, HH, NI, MV, SH)	40,3 %	38,6 %
Mitte (B, BB, HE, NW, SA, ST, TH)	38,6 %	41,5 %
Süden (BW, BY, RP, SL)	21 %	20,8 %

Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von Berechnungen nach DWG 2016: 4, 2017b: 4 (mit Übernahme der regionalen Zuteilung, Rundungen für 100%-Abweichung verantwortlich)

Abbildung 109: Verteilung der Anlagenleistung mit Standortqualitäten in den Flächenländern



Quelle: Fachagentur Windenergie an Land 2016: 6

Die Kombination der regionalen Verteilung des Zubaus mit der abgeschätzten Aufteilung des Zubaus in den Flächenländern auf die Standortgüten bestätigt diese These.

Des Weiteren entsteht durch den zweistufigen Charakter des Referenzertragsmodells ein neues Potenzial für Mitnahmeeffekte. Denn aus der Perspektive der Systemdienlichkeit produziert das Referenzertragsmodell unintendierte Nebeneffekte, weil damit „kontraproduktive Anreize für die Anlagenauslegung“ (Matthes 2014: 12) verbunden sind. Die Konzeption des Referenzertragsmodells gleicht Ertragsunterschiede aus, die auf unterschiedliche Anlagenauslegung oder der Anlagenauswahl zurückzuführen sind – damit wird weit über das eigentliche Ziel des Windangebotsausgleichs hinaus gegangen. Mit der Funktionsweise des Referenzertragsmodells verbindet sich ein „Ertragssicherungsmechanismus für bestimmte Standort- und Anlagenentscheidungen“ (ebd.), der eine effiziente Standortwahl von dem Preissignal abschirmt. Die kontraproduktiven Anreizeffekte ergeben sich, wenn weniger systemdienlich ausgelegte Anlagen, die aufgrund hoher Spitzeneinspeisungen bei einem ungleichmäßigem Erzeugungsprofil einen niedrigeren Referenzertrag erzielen als Anlagen mit gleichmäßigem Erzeugungsprofil – die systemdienlicher sind –, wirtschaftliche Vorteile realisieren können (ebd.; BWE 2014: 12). Die Möglichkeit die Anlagenauswahl und deren Auslegung gegen das Referenzertragsmodell zu optimieren, um höhere Renditen erzielen zu können, ist von dem konkreten Einzelfall abhängig (Reich 2018).

Die Ausgestaltung des atmenden Deckels ist im Hinblick auf den Grad der Treffsicherheit als gut zu bewerten. Positiv ist hervorzuheben, dass zu Lasten der Degressionsaussetzung für

das Jahr 2015 der Steuerungszeitraum erst 2016 einsetzt. Auf diese Weise wird verhindert, dass die für eine EEG-Novelle typischen Vorzieheffekte den Bezugszeitraum 2014 verzerren, was die Degression nach oben getrieben hätte. 2014 war ein absolutes Rekordjahr für den Windenergie-Ausbau, was diesen Zusammenhang stützt. Die zeitliche Ausgestaltung der Degressionsregeln wird jedoch vor dem Hintergrund steigender Unsicherheiten und damit einhergehenden höheren Finanzierungskosten kritisiert, denn bei Projektplanungszeiten von drei bis fünf Jahren wird der finale Vergütungssatz erst kurz vor dem Netzanschluss der Anlage fixiert (BWE 2014: 5f.). Inwiefern diese Regelung, die zweifelsfrei an die Projektplanung höhere Herausforderungen bereit hält, wirklich zu einer exakt quantifizierbaren Finanzierungskostensteigerung beigetragen hat, ist nur schwer belastbar zu belegen. Dem kann entgegen gehalten werden, dass zumindest mit einer gewissen Sicherheit Vergütungsintervalle angegeben werden können. Grundlegend ist jedoch festzuhalten, dass der atmende Deckel dazu beiträgt, das Vergütungsniveau bei zielüberschießendem Zubau der Onshore-Wind abzusenken.

Wird das Kriterium der dynamischen Effizienz zusätzlich in die Betrachtung mit einbezogen, kann ebenfalls eine positive Beurteilung getroffen werden, weil zum einen kontinuierliche Anreize durch die quartalsweise Absenkung der Vergütungssätze gesetzt werden sowie zum anderen die Degression sich an den tatsächlich zugebauten Kapazitäten orientiert. Durch hohe Zubaumengen wird ein entsprechend starkes Signal an die Hersteller zur technologischen Innovation gesendet. Darüber hinaus werden potenziell auftretende Mitnahmeeffekte durch Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten tendenziell permanent abgeschmolzen. Wie die Netto-Ausbauzahlen für die Jahre 2014 bis 2016 bereits gezeigt haben, wurde der Ausbaupfad der Windenergie an Land deutlich verlassen und weit überschritten. Netto wurde jeweils die obere Grenze des Zielkorridors von 2.600 MW jeweils um mehr als 1.000 MW übertroffen.[372] Die Degression setzte demnach im Jahr 2016 nicht nur mit dem Höchstsatz von 1,2 Prozent ein (Löschel u.a. 2015: 24), sondern verharrte auch auf diesem hohen Niveau.

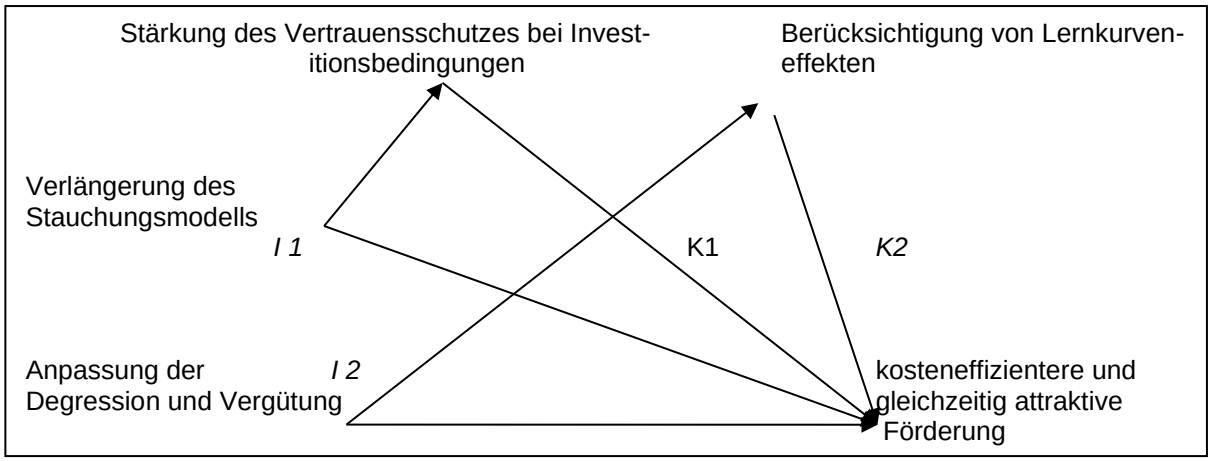
Einmal mehr zeigt sich damit, dass der atmende Deckel mit seiner Funktionsweise nicht in der Lage ist, eine zielgenaue Steuerung von Zubaumengen zu gewährleisten. Unter diesem Gesichtspunkt ist die Treffsicherheit als mangelhaft zu bewerten. Demgegenüber hat dies allerdings einen starken Kostenentlastungs-Effekt, der bis 2020 nun deutlich über den von der Bundesregierung veranschlagten 40 Mio. Euro einzuschätzen ist. Es muss an dieser Stelle offen bleiben, ob die eigentliche Intention der Bundesregierung anstatt in einer indirekten Mengensteuerung durch die Preissteuerung vielmehr in einer Kostensenkung zu suchen ist – die starke Fokussierung in der politischen Debatte auf die Kosteneffizienz lässt diesen Schluss gleichfalls zu.

[372] Die Werte wurden in der ersten Steuerungsteilkonzeption bereits aufgeführt: 2014 wurde netto 4386 MW zugebaut, 2015 3623 MW und 2016 4140 MW.

Die tatsächliche Entwicklung der jährlichen installierten Leistung wirft ein Schlaglicht auf das Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens an die indirekte Mengensteuerung. Die Anforderungen an das Steuerungswissen müssen als sehr hoch eingeschätzt werden, weil treffsichere Annahmen über das Verhalten von Marktakteuren getroffen müssen werden, die von der Entwicklung der Anlagenpreise abhängig sind, die sich wiederum aus der jeweiligen Rohstoffpreisentwicklung und der technologischen Lernkurve ergeben. Dem Staat stehen für eine exakte Abschätzung dieser Vielzahl von Einflussfaktoren kaum die geeigneten Kapazitäten zur Verfügung, vor allem weil über die tatsächlichen Kostenstrukturen durchaus Informationsasymmetrien vorliegen. Dieser Befund wird auch nicht dadurch geschmälert, dass bereits mehrere Jahre Steuerungserfahrungen mit dem atmenden Deckel für die PV vorliegen. Einerseits waren auch dort die Mengensteuerungserfahrungen negativ, andererseits unterschieden sich die PV und die Windenergie an Land in einer ganzen Reihe von Eigenschaften – insbesondere in dem Bedarf für Planungs- und Genehmigungszeiträumen, weshalb von vergleichbaren Wirkungen bei einer Übertragung ausgegangen werden kann (BWE 2014: 4).

5.4.3.3.2 Technologiespezifische Regelung Offshore-Wind: Steuerungsteilkonzeption 4

Abbildung 110: Technologiespezifische Regelung Offshore-Wind



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1:* Die Verlängerung des Stauchungsmodells führt zu einer Stärkung des Vertrauensschutzes bei den Investitionsbedingungen.
- *Interventionshypothese 2:* Die Anpassungen der Degression und Vergütung führen zu einer zu einer geringfügigen Anpassung der Vergütungsregelungen.
- *Kausalhypothese 1:* Eine Stärkung des Vertrauensschutzes bei den Investitionsbedingungen führt zu einer kosteneffizienteren und gleichzeitig attraktiven Förderung.

- *Kausalhypothese 2:* Die Berücksichtigung von Lernkurveneffekten führt zu einer kosteneffizienteren und gleichzeitig attraktiven Förderung.
- Aktionshypothese: Die Verlängerung des Stauchungsmodells, die Anpassung der Degression und der Vergütung sowie die begrenzte Netzanbindungs-Kapazitätsvergabe führen zu einer kosteneffizienteren und gleichzeitig attraktiven Förderung.

Die ersten beiden Interventionshypothesen können als weitestgehend plausibel eingeschätzt werden. Werden sie im Verbund betrachtet, erscheint ihr Zusammenwirken entgegengerichtet: Die Regelungen sollen zum einen zu einem Erhalt der Wirtschaftlichkeit von Offshore-Projekten beitragen, zum anderen gleichzeitig Kosteneffizienzpotenziale heben, dort wo sie identifiziert wurden. Die Anpassungen der Vergütungsregelungen erstrecken sich deshalb einerseits auf die Verlängerung des Stauchungsmodells sowie andererseits auf eine variierende Einmaldegression je nach Stauchungs- oder Basismodell der Förderung und einer von einem prozentualen auf einen absoluten Wert umgestellte Degression. Die Verlängerung des Stauchungsmodells um zwei Jahre bis zum 31. Dezember 2019 ist als folgerichtig anzusehen, weil sich durch die Anpassungen des Netzanschlussregimes aus der dritten EnWG-Novelle Verzögerungen eingestellt haben, sodass Investoren, die mit der Inanspruchnahme des Stauchungsmodells kalkuliert hatten, nun wieder die Möglichkeit haben, die erhöhte Vergütung des Stauchungsmodells zu beziehen (BR Drs. 157/14: 135). Auf diese Weise wird der Vertrauensschutz bei den Investitionsbedingungen gestärkt.
§ 48 EEG 2014-E beinhaltet eine geringfügige Erhöhung der Grundvergütung um 0,4 ct/kWh auf 3,9 ct/kWh, die bis zum Ende des 20-jährigen Vergütungszeitraums gezahlt wird, sobald der Vergütungszeitraum des Basis- oder des Stauchungsmodells endet. Die Erhöhung des anzulegenden Wertes ergibt sich aus der Integration der Vermarktungskosten für fluktuierende erneuerbare Energien – eine entsprechende Erhöhung findet sich auch für die Anfangswerte. Auch weiterhin erstreckt sich das Basismodell über einen Zeitraum von zwölf Jahren, der sich einerseits für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle weitere Seemeile um 0,5 Monate sowie andererseits für jeden vollen Meter Wassertiefe, der über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgeht, um 1,7 Monate verlängert. Die Vergütungshöhe des Basismodells beträgt bis zum Jahr 2017 15,4 ct/kWh. Das Stauchungsmodell, das bis 2017 eine erhöhte Vergütung von 19,4 ct/kWh über acht Jahre ausweist, kennt ebenfalls die standortspezifische Vergütungsverlängerung, wobei sich der Verlängerungszeitraum auf die Vergütungshöhe des Basismodells bezieht. Die Degression wird in § 26 EEG 2014-E differierend angesetzt: für das Stauchungsmodell beträgt sie 1,0 ct/kWh in den Jahren 2018 und 2019 bis zum Auslaufen des Modells; für das Basismodell beträgt sie für das Jahr 2018 0,5 ct/kWh, woraufhin sie im Jahr 2019 ebenfalls ausgesetzt wird, um im Jahr 2020 1,0 ct/kWh zu betragen und ab dem Jahr 2021 gleichmäßig mit 0,5 ct/kWh fortgesetzt wird – bis letztendlich das Ausschreibungsmodell

die administrativ festgesetzte Degression obsolet macht. Die nachfolgende Tabelle stellt das Offshore-Vergütungssystem dar.

Tabelle 43: Offshore-Vergütungsmodell EEG 2014-E im Vergleich mit dem des EEG 2012

	Stauchungsmodell EEG 2014-E	Basismodell EEG 2014-E	Stauchungsmodell EEG 2012	Basismodell EEG 2012
Vergütungsdauer	8 Jahre	12 Jahre	8 Jahre	12 Jahre
bis 2017	19,4 ct/kWh	15,4 ct/kWh	19 ct/kWh	15 ct/kWh
2018	18,4 ct/kWh	14,9 ct/kWh	--- (17,67)	13,95 ct/kWh
2019	18,4 ct/kWh	14,9 ct/kWh	--- (16,44)	12,97 ct/kWh
2020	---	13,9 ct/kWh	---	12,06 ct/kWh
2021	---	13,4 ct/kWh	---	11,22 ct/kWh

Quelle: eigene Darstellung und Berechnung auf Grundlage §§ 26,48 EEG 2014-E und §§ 20, 31 EEG 2012

Die Tabelle verdeutlicht darüber hinaus, die sich einstellenden Degressionsabweichungen im Vergleich zum EEG 2012. Auch wenn jeweils zu den dargestellten Vergütungssätzen des EEG 2012 Vermarktungskostenvergütung von 0,4 ct/kWh zu addieren ist, werden die Auswirkungen der Umstellung von einer sieben prozentigen Degressionsrate auf eine Absenkung um absolute Schritte offenbar. Diese Umstellung führt zu einer starken Entschleunigung der Degression, was vor dem Hintergrund des Ziels einer kosteneffizienten Förderung als nicht plausibel erscheint, allerdings die Lernkurvenfortschritte der noch jungen Technologie berücksichtigt. Gleichwohl sind die in den Jahren 2012 bis 2014 stark an Dynamik gewinnenden Kapazitätsinstallationen als auch die zu erwartenden Kostensenkungen zu beachten. Vor dem Hintergrund eines als angemessen zu bewertenden positiven finanziellen Anreizes im EEG 2012 erscheint weder das Aussetzen der Degression im Jahr 2019 noch die Reduktion der Degressionsrate im Stauchungsmodell auf rund fünf Prozent und im Basismodell auf durchschnittlich rund 3,3 Prozent einleuchtend – einzige Ausnahme bildet der Jahresschritt von 2020: hier werden die 7 Prozent Degression fast erreicht.

Darüber hinaus erscheint es diskussionswürdig, dass der Regierungsentwurf eine intendierte wirtschaftliche Austarierung von Basis- und Stauchungsmodell vornimmt. Dafür wird die Degression im Vergleich zum Stauchungsmodell in der Basisvariante weniger stark vorgenommen. Solange das Stauchungsmodell noch nicht ausgelaufen ist, haben die Investoren und Offshore-Betreiber die Wahl, welches Modell sie beziehen möchten. In der Vergangenheit wurde – wie in der Analyse zum EEG 2012 dargestellt – stets das Stauchungsmodell bevorzugt. Wenn sich dieser Trend bis zum Auslaufen des Modells fortsetzt, dann ist nicht ersichtlich, warum Mitnahmeeffekte im Basismodell gewährt werden sollten. Auch bleibt offen, ob es

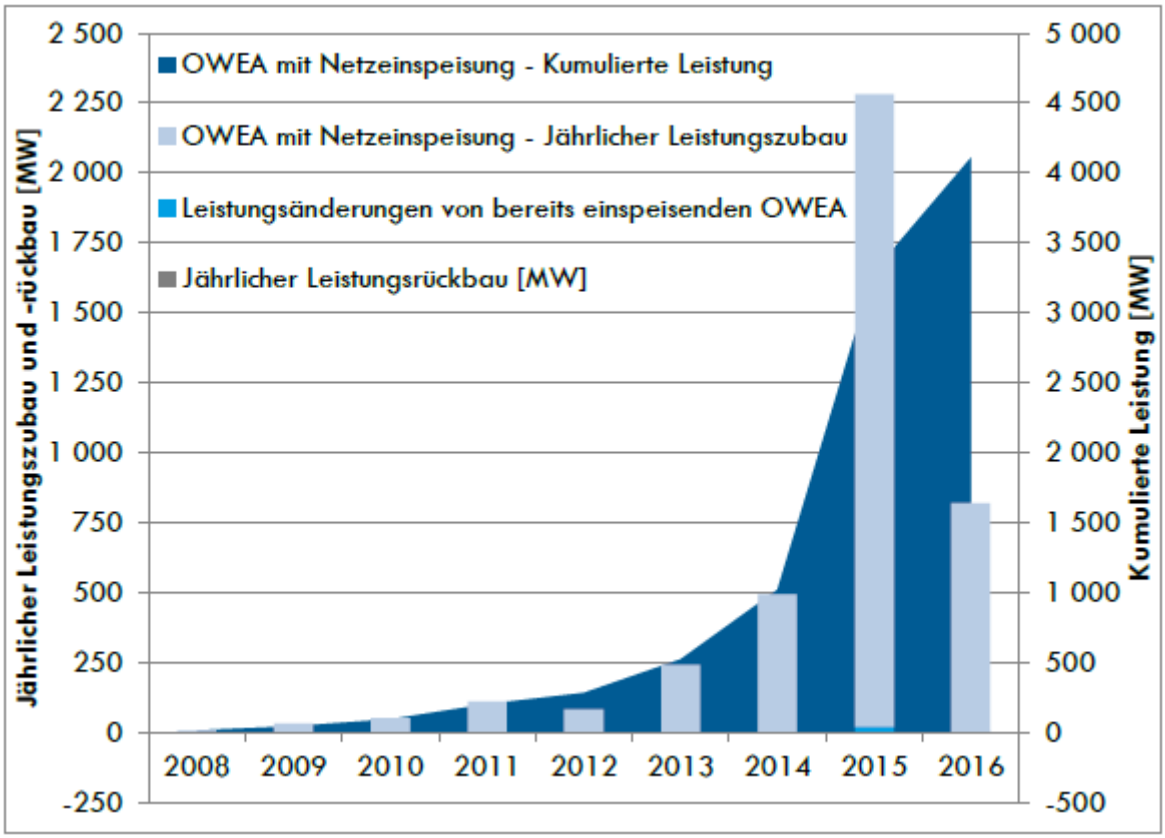
bei einem Ausbleiben einer Aufwertung des Basismodells zu Strukturbrüchen nach 2020 kommt – wie die Bundesregierung zu befürchten scheint (ebd.).

Die Kausalhypothesen 1 und 2 erscheinen nur eingeschränkt plausibel. Der Regierungsentwurf kennzeichnet das 6,5-GW Ausbauziel als nicht Erreichbar mit den Regelungen des EEG 2012 – bei einem unveränderten Fortbestehen der Regelungen seien lediglich 5 GW im Jahr 2020 zu realisieren (ebd.: 140). Einerseits kann konstatiert werden, dass diese Aussage einen hohen Plausibilitätsgrad im Hinblick auf die Verlängerung des Stauchungsmodells aufweist, andererseits fällt die Plausibilitätsprüfung für die Degressionsdimension negativ aus. Die Attraktivität wurde auf Kosten der Kosteneffizienz deshalb überbetont, was insgesamt zu Mehrkosten von 900 Mio. Euro bis 2020 führt und eine Steigerung der EEG-Umlage von 0,24 ct/kWh zur Folge hat (ebd.).

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Wird als Prüfmaßstab für die Ausgestaltung der Regelungen der Grad der Treffsicherheit herangezogen, so kann dieser positiv bewertet werden. Die Verlängerung des Stauchungsmodells hatte sich bereits in der Diskussion um die dritte EnWG-Novelle abgezeichnet und ist deshalb folgerichtig und notwendig. Unintendierte Nebeneffekte sind keine zu erwarten. Mit Blick auf die Optionalität der Vergütungsmodelle wird erwartet, dass auch zukünftig das Stauchungsmodell die Regel ist, weil es für Fremdkapitalgeber die attraktivere Variante ist (IE Leipzig u.a. 2014: 194). Ferner ist davon auszugehen, dass der positive finanzielle Anreiz angemessen ist, um einen stetigen Ausbau der Offshore-Ziele zu realisieren. Das Förderregime wird als effektiv angesehen, die Ziele im Jahr 2020 zu erreichen (Löschel u.a. 2015: 25, 2014: 81) – auch wenn sich der jährliche Zubau ins Netz einspeisender Anlagen nicht kontinuierlich bewegt, wie die nachfolgende Abbildung veranschaulicht.

Abbildung 111: Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland



Quelle: DWG 2017b: 1

Die Abbildung zeigt auch, dass nicht nur die installierte Leistung stetig zunimmt, sondern auch die Anlagen ans Netz angeschlossen werden und einspeisen können. Ende 2016 produzieren bereits 4.108,3 MW Strom, der im Netz aufgenommen wird (DWG 2017b: 1)[373]. Dies ist ein weiterer Beleg für die Funktionsfähigkeit des Netzanschlussregimes auch wenn Handlungsbedarf bei der Koordination des Offshore-Netzausbaus mit dem Netzausbau an Land vorliegt (Löschel u.a. 2014: 82).

Die Verlängerung des Stauchungsmodells muss zuvorderst als Maßnahme gesehen werden, die dem Investitionsschutz dient. Darüber hinaus ist es nur schwer zu beurteilen, ob bei einem früheren Auslaufen des Stauchungsmodells ein Markteinbruch bei der Offshore-Windenergie zu verzeichnen wäre. Inwieweit Mitnahmeeffekte auftreten, lässt sich deshalb kaum quantifizieren. Bei der Offshore-Branche handelt es sich jedoch um einen jungen Industriezweig, sodass ein stetiger und dynamischer Ausbau Kostensenkungspotenziale ermöglicht – weshalb diese Maßnahme trotz einer negativen Bewertung im Hinblick auf die Kosteneffizienz gerechtfertigt erscheint.

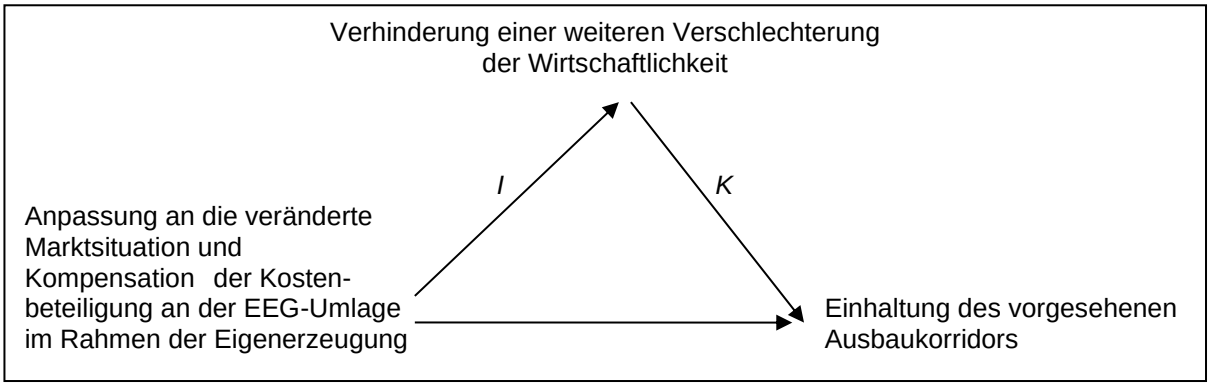
[373] Weitere 21 Offshore-Anlagen mit einer Leistung von 122,7 MW wurden im Jahr 2016 errichtet, speisten gleichwohl noch keinen Strom ins Netz ein (DWG 2017b: 2).

Eine negative Bewertung muss auch unter Berücksichtigung der dynamischen Effizienz getroffen werden. Wie der Degressionsvergleich mit den Regelungen des EEG 2012 gezeigt hat, halbiert der Regierungsentwurf die Degressionsgeschwindigkeit. Für die vergleichsweise junge Offshore-Branche, die – wie bereits dargestellt – Kostensenkungspotenziale von rund 30 Prozent erwarten lässt, ist diese Ausgestaltung relativ ambitionslos und sendet mittelfristig nur schwache Signale für eine größere Anstrengung in diesem Bereich. Gleichwohl muss beachtet werden, dass die bis 2020 installierte Kapazität um 3,5 GW niedriger anzusetzen ist als im EEG 2012 antizipiert. Der Regierungsentwurf sieht vor, dass bis 2020 auch 7,7 GW Offshore-Leistung installiert sein können, die tatsächliche Kostenentwicklung der Offshore-Windenergie bis 2020 ist dementsprechend abhängig vom realisierten Zubau (IE Leipzig u.a. 2014: 195f.).

Es ist erkennbar, dass der Regierungsentwurf aufgrund der hohen Anforderungen an das Steuerungswissen bei der Ausgestaltung sowohl der Vergütungsregelungen als auch der Degression einen risikoaversen Pfad beschreitet, um die Entwicklungen in der Offshore-Branche nicht abzuwürgen und einen Marktzusammenbruch zu provozieren. Demgegenüber leuchtet nicht ein, dass der Regierungsentwurf dies mit der Zielerreichung bis 2020 rechtfertigt. Falls die Degressionsgestaltung zu einer Überforderung der Offshore-Branche führen sollte, wäre lediglich die Zielerreichung in der nächsten Ausbauphase bis 2030 gefährdet – was zweifelsfrei auch nicht wünschenswert ist.

5.4.3.3.3 Technologiespezifische Regelung PV: Steuerungsteilkonzeption 5

Abbildung 112: Technologiespezifische Regelung PV



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese:* Eine Anpassung an die veränderte Marktsituation der PV sowie eine Kompensation der Kostenbeteiligung an der EEG-Umlage im Rahmen der

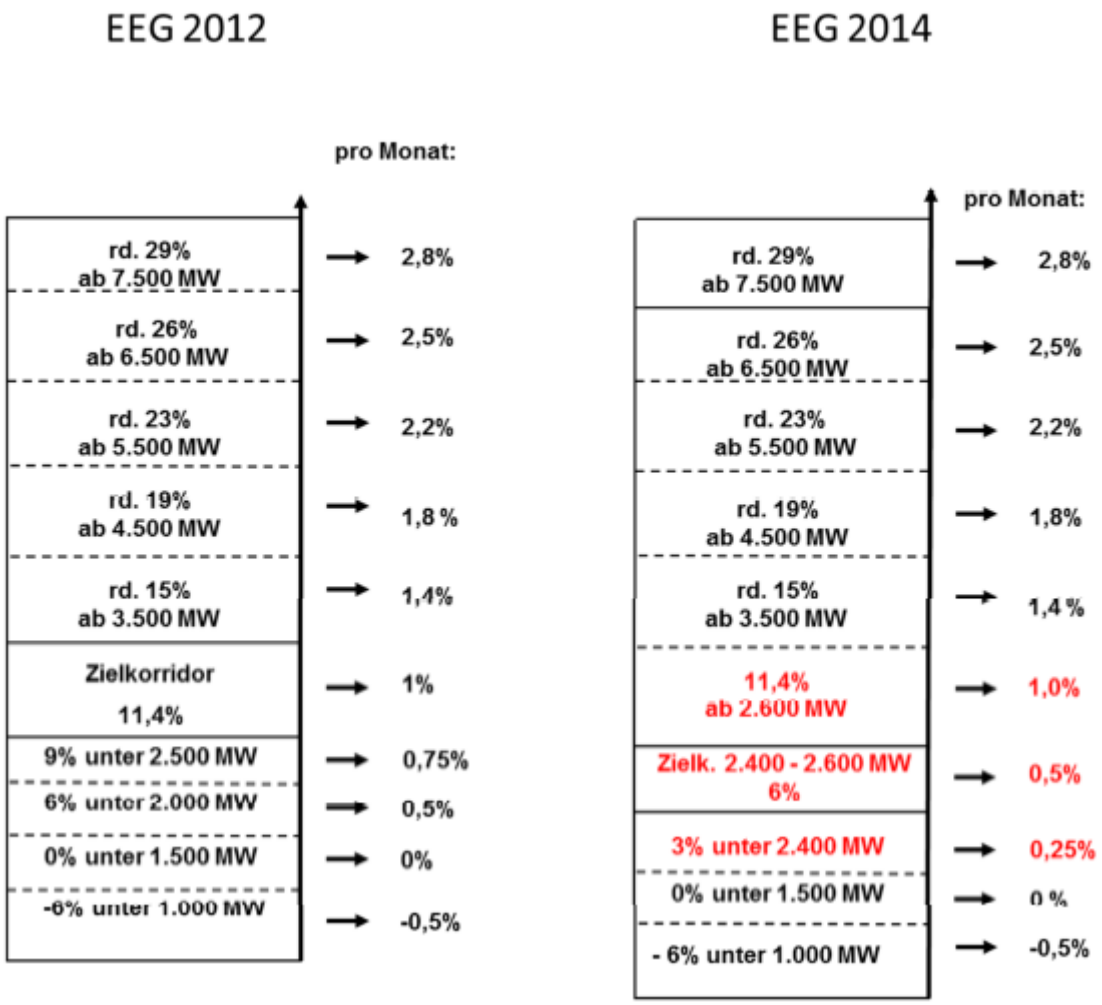
Eigenerzeugung verhindert eine weitere Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen.

- *Kausalhypothese:* Eine Verhinderung einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit führt zu einer Einhaltung des vorgesehenen Ausbaukorridors.
- *Aktionshypothese:* Eine Anpassung an die veränderte Marktsituation der PV sowie eine Kompensation der Kostenbeteiligung an der EEG-Umlage im Rahmen der Eigenerzeugung führt zu einer Einhaltung des vorgesehenen Ausbaukorridors.

Die Interventionshypothese ist plausibel. Der Regierungsentwurf sieht vor, einerseits die Degression im Bereich des Zielkorridors der PV zwischen 2.400 bis 2.600 MW pro Jahr zu entschleunigen, um die Zubauentwicklungen und das veränderte Marktumfeld zu berücksichtigen. Andererseits wird eine Kompensation für die Kostenbeteiligung an der EEG-Umlage im Rahmen der Eigenerzeugung angestrebt.

Der Regierungsentwurf hält dabei grundsätzlich an der Funktionsweise des atmenden Deckels für die zubauabhängige Degressionssteuerung fest. § 29 EEG 2014-E passt die Basisdegression auf den Wert von monatlich 0,5 Prozent an; die jeweilige Degressionsanpassung wird quartalsweise vorgenommen. Wird der Zielkorridor in einem zwölf Monatszeitraum um bis zu 900 MW überschritten, steigt die Degressionsrate dementsprechend an – anschließend erfolgen die Stufen in 1.000 MW-Intervallen. Wird der Zielkorridor hingegen unterschritten verlangsamt sich die Degressionsgeschwindigkeit oder führt sogar zu einer höheren Vergütung. Auf diese Weise beträgt die jährliche Basisdegression sechs Prozent, während die Grenzstufen des atmenden Deckels von einer Erhöhung um sechs Prozent bis zu einer Degressionsverschärfung von insgesamt 29 Prozent im Maximum reichen. Die im Ausschreibungs-Piloten vergebenden Mengen werden dabei auf den Zielkorridor angerechnet. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Ausgestaltung des atmenden Deckels und stellt zudem den Unterschied zu den Regelungen des EEG 2012 dar.

Abbildung 113: Vergleich der Degressionsraten im atmenden Deckel



Quelle: BR Drs. 157/14: 201

Des Weiteren wird an der grundsätzlichen leistungsklassenabhängigen Vergütungssystematik festgehalten. Die Differenzierung in Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen bildet dafür die Basis (§ 49 EEG 2014-E).

Tabelle 44: PV-Vergütungssystematik im EEG 2014-RegE

	Freiflächen-Anlagen	Aufdachanlagen			
Leistungs-klasse	bis 10 MW	≤ 10 kW	≤ 40 kW	≤ 1 MW	≤ 10 MW
Vergütung	9,23 ct/kWh	13,15 ct/kWh	12,8 ct/kWh	11,49 ct/kWh	9,23 ct/kWh

Quelle: eigene Darstellung nach § 49 EEG 2014-E

Ein wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen ist mittlerweile ausschließlich unter Berücksichtigung von einem gewissen Eigenverbrauchsanteil gewährleistet – die Vergütungssätze alleine reichen dazu nicht mehr aus (ZSW u.a. 2014: 25f.). Der Regierungsentwurf sieht nun vor, in §

58 EEG 2014-E den Eigenverbrauch, der bis dato von der EEG-Umlagenzahlung befreit war, anteilig an der Umlage zu beteiligen – die Analyse der Steuerungsteilkonzeption 7 beleuchtet diese regulatorische Intervention. PV-Anlagen in der Größenordnung zwischen 10 kW und 1 MW benötigen in der Regel einen Eigenerzeugungsanteil von zehn Prozent, um wirtschaftlich zu sein. Deshalb soll die Schlechterstellung für diesen Leistungsbereich und Eigenverbrauchsanteil mit 0,3 ct/kWh kompensiert werden – eine darüber hinausgehende Belastung erfährt keine Kompensation (BR Drs. 157/14: 223).

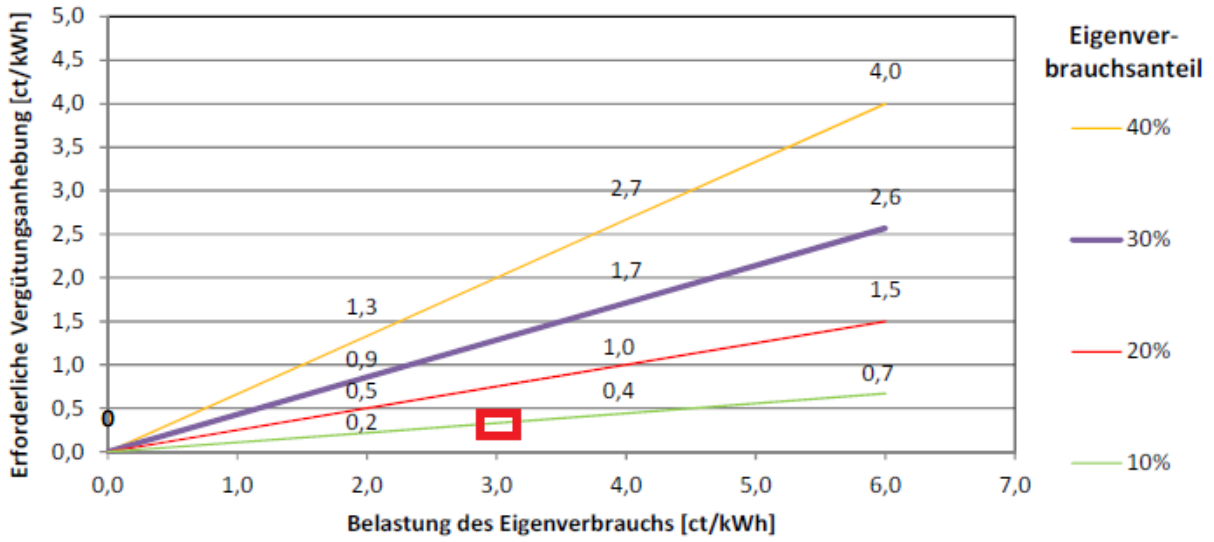
Die Kausalhypothese muss als unplausibel eingeschätzt werden. Die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen soll grundsätzlich gewahrt bleiben (ebd.: 139f.), doch bereits Ende 2013 wird dies lediglich unter den Rückgriff auf nennenswerte Eigenverbrauchsanteile gesichert. Stetig voranschreitende Vergütungsdegressionsschritte bei gleichzeitigem Stagnieren der Kostendegression führen zwangsläufig zu einer weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit. Der Ausgleich von der Belastung auf einen kleinen Teil des Eigenverbrauchs senkt vielmehr zusätzlich die Attraktivität, weil die Investition in anderen Bereichen lukrativer ist. Ferner stellt sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen mit zunehmendem Bedeutungsgewinn des Eigenverbrauchs differenzierter dar: je nachdem in welchem Endverbrauchersegment die Investition getätigt wurde, variiert der Strombezugspreis und somit auch die Möglichkeit von dem Eigenverbrauch zu profitieren. Das Gewerbe hat vergleichsweise stärkere Nutzungsanreize von Eigenverbrauch als die Industrie (ZSW u.a. 2014: 28). Wie die Analyse der Treffsicherheit der Regelungen noch zeigen wird, war Anfang 2014 eigentlich schon nicht mehr zu erwarten, dass der PV-Ausbaupfad eingehalten werden kann.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Auch wenn der Regierungsentwurf keine Gesetzesfolgenabschätzung für die Maßnahmen im Bereich der PV-Förderung angibt und nicht die Auswirkungen auf die EEG-Umlage schätzt, produzieren die verlangsamte Degression und die Kompensation der Eigenverbrauchsbelastung geringfügige Mehrkosten. Wie bereits diskutiert, bewegt man sich mit der Ausgestaltung der PV-Förderung dennoch auf einem Niveau, das unter den Stromgestehungskosten liegt, weshalb von einer kosteneffizienten Förderung ausgegangen werden kann. Die Belastung des Eigenverbrauches mit der EEG-Umlage dürfte ferner die geringfügigen Mehrbelastungen ausgleichen, wenn nicht gar überkompensieren. Die Auswirkung auf die EEG-Umlage bis 2020 wird mit einer Reduktion in Höhe von 0,3 ct/kWh angegeben (BR Drs. 157/14: 140). Eine separate Validierung der Kostenabschätzung der hier diskutierten Maßnahmen liegt nicht vor.
Gleichwohl ist die Kompensation der Eigenverbrauchsbelastung treffsicher und auch kosteneffizient ausgestaltet. Modellrechnungen in Studien, die den Zusammenhang zwischen Kompensationsleistung und gewahrter Wirtschaftlichkeit untersucht haben, weisen für den

definierten Eigenverbrauchsanteil von zehn Prozent die im Regierungsentwurf avisierten 0,3 ct/kWh aus (ZSW u.a. 2014: 29) – in der nachfolgenden Abbildung ist der Wert explizit markiert.

Abbildung 114: Abschätzung der erforderlichen Vergütungserhöhung für definierte Eigenverbrauchsanteile in Abhängigkeit von der Höhe der Eigenverbrauchsbelastung



Quelle: ZSW u.a. 2014: 29 [Markierung hinzugefügt, S.Z.]

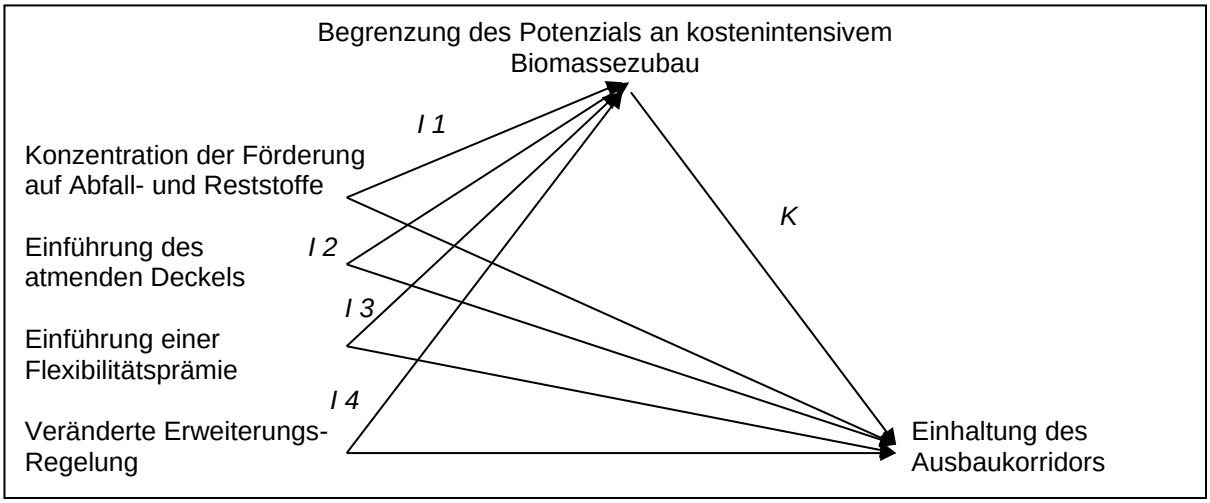
Des Weiteren kann die bisherige Degressionsgeschwindikeit spätestens ab dem Jahr 2014 als zu hoch gelten, weshalb eine Verlangsamung folgerichtig erscheint. Die Basisdegression kommt etwa einer Halbierung zum Degressionstempo des EEG 2012 gleich, währenddessen aus Branchenkreisen eine Basisdegression von fünf Prozent im Hinblick auf die zu erwartende sich abflachende Lernkurve als angemessen angesehen wird (BSW 2014: 1). Insbesondere die Anti-Dumping-Zölle auf chinesische PV-Module haben den Preisrückgang auf dem europäischen Markt für PV-Anlagen gestoppt, was zu einem weiter einbrechenden PV-Ausbau geführt hat. Zum 1. Oktober 2014 ist es deshalb zu einer Halbierung der Degressionsrate auf 0,25 Prozent gekommen – zum Oktober 2015 wurde die Degression sogar gänzlich ausgesetzt (Löschel u.a. 2015: 26) und verharrte bis Ende 2016 auf diesem Niveau (BNetzA 2017a). Dennoch muss der Anreiz für die dynamische Effizienz im atmenden Deckel der PV als ausgeprägt und für die PV-Branche anspruchsvoll bewertet werden. Die Branche erwartet, dass die Ausgestaltung des atmenden Deckels nicht in der Lage ist, kurzfristig auf die zurückgehenden Zubaumengen zu reagieren und kalkuliert mit einer Zuwachssteigerung erst nach einer Phase von zweieinhalb Jahren (BSW 2014: 6).

Trotz alledem kann das Ausmaß der Treffsicherheit in Summe der Maßnahmen als gering eingeschätzt werden. In den Jahren 2014 bis 2016 bewegte sich der jährliche Zubau der PV weit unter dem definierten Ausbaupfad. Im Jahr 2014 wurde der Pfad um rund 500 MW – wobei der wesentliche Teil der rund 2.000 MW als Vorzieheffekte vor Inkrafttreten der EEG-

Novelle realisiert wurde – und in den Folgejahren um rund 1.000 MW unterschritten (BMWi 2017e: 7; Fraunhofer ISE 2017: 5), was auf eine sich weiter verschlechternde Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen schließen lässt. Als Hauptursache dafür wird die Belastung des Eigenverbrauchs ausgemacht (Turiaux 2015: 78), die den sich entwickelnden Geschäftsmodellen in diesem Bereich die „ökonomische Basis [entzieht]“ (Löschel u.a. 2015: 26). Der positive finanzielle Anreiz ist somit nicht mehr hoch genug, um ein starkes Investitionssignal zu senden. Zwar liegen multifaktorielle Zusammenhänge vor, was eine Steuerung vor komplexe Herausforderungen stellt sowie das erforderliche Ausmaß an Steuerungswissen erhöht, jedoch lagen politische Abwägungsentscheidungen mit systemischen Fragen der Kosteneffizienz vor, weshalb durchaus zur Diskussion gestellt werden muss, inwiefern ein Unterschreiten des PV-Zielkorridors bereitwillig von der Bundesregierung in Kauf genommen wurde.

5.4.3.3.4 Technologiespezifische Regelung Biomasse: Steuerungsteilkonzeption 6

Abbildung 115: Technologiespezifische Regelung Biomasse



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1:* Die Konzentration der Förderung auf Abfall- und Reststoffe führt zu einer Begrenzung des Potenzials an kostenintensivem Biomassezubau.
- *Interventionshypothese 2:* Die Einführung des atmenden Deckels führt zu einer Begrenzung des Potenzials an kostenintensivem Biomassezubau.
- *Interventionshypothese 3:* Die Einführung einer Flexibilitätsprämie führt zu einer Begrenzung des Potenzials an kostenintensivem Biomassezubau.
- *Interventionshypothese 4:* Eine veränderte Regelung zur Anlagenerweiterung führt zu einer Begrenzung des Potenzials an kostenintensivem Biomassezubau.
- *Kausalhypothese:* Eine Begrenzung des Potenzials an kostenintensivem Biomassezubau führt zu einer Einhaltung des Ausbaukorridors.

- *Aktionshypothese:* Die Konzentration der Förderung auf Abfall- und Reststoffe, die Einführung des atmenden Deckels und einer Flexibilitätsprämie sowie eine veränderte Regelung zur Anlagenerweiterung führen zu einer Einhaltung des Ausbaukorridors.

Die erste Interventionshypothese ist plausibel. Die Förderung der Biomasse wird gleich in mehreren bedeutsamen Punkten im Regierungsentwurf umgestellt. In Zukunft wird die Vergütung nicht mehr von den eingesetzten Substraten abhängig sein; dementsprechend wurden die Einsatzstoffvergütungsklassen für nachwachsende Rohstoffe und ökologisch wertvolle Einsatzstoffe gestrichen. Darüber hinaus sind auch weitere Boni, wie der Gasaufbereitungsbonus, gestrichen worden, sodass der Regierungsentwurf lediglich eine Grundvergütung für Biomasse- und Biogas-Anlagen vorsieht (BR Drs. 157/14: 213). In § 42 wird eine leistungsklassenbezogene Förderung definiert, die in vier Stufen differenziert ist. Zudem sehen die §§ 43 und 44 mit der Vergärung von Bioabfällen und Gülle die einzigen einsatzstoffbezogenen Förderausnahmen vor.[374]

Tabelle 45: Vergütungssystematik der Biomasse im EEG 2014-E

	§ 42 Grundvergütung	§ 43 Vergärung von Bioabfällen	§ 44 Vergärung von Gülle
Installierte Leistung von ≤ 75 kW	---	---	23,73 ct/kWh
Bemessungsleistung ≤ 150 kW	13,66 ct/kWh	---	---
Bemessungsleistung ≤ 500 kW	11,78 ct/kWh	15,26 ct/kWh	---
Bemessungsleistung ≤ 5 MW	10,55 ct/kWh	---	---
Bemessungsleistung ≤ 20 MW	5,85 ct/kWh	13,38 ct/kWh	---

Quelle: eigene Darstellung nach §§ 42-44 EEG 2014-E

Des Weiteren regelt § 45 Abs. 1 EEG 2014-E unter anderem, dass Bioenergieanlagen größer als 100 kW finanzielle Förderung lediglich für die Hälfte der installierten Leistung beziehen können, wodurch sich der Ausbaupfad der Bioenergie, der sich auf bis zu 100 MW brutto pro Jahr erstreckt, weiter reduziert – denn hier zählt die installierte Leistung. Für die andere Hälfte der theoretisch erzeugbaren Strommenge ist dann lediglich der börsliche Monatsmarktwert anzusetzen (ebd.: 215f.). In Summe führen die Regelungen dazu, dass sich die Förderung der

[374] In den Detailregelungen zu den Paragraphen finden sich noch weitere Kriterien, die als Fördervoraussetzung gelten – etwa die jährlichen durchschnittlichen Masseprozente, die mindestens eingesetzt werden müssen; was an dieser Stelle gleichwohl nicht näher ausgeführt werden soll.

Biomasse auf die kostengünstigen Substrate wie Abfall- und Reststoffe konzentriert. Die landwirtschaftlich erzeugten Biogassubstrate wie Mais sind durch die Regelungen nicht mehr wirtschaftlich einsetzbar (ebd.: 213). Des Weiteren verstärkt die Leistungsgrenze bei der Regelung der Bemessungsleistung den Anreiz, kleiner dimensionierte Anlagen zu errichten, was wiederum der Abfall- und Reststoffverwertung entgegen kommt.

Die zweite Interventionshypothese besteht ebenfalls den Plausibilitätstest. Ab dem Jahr 2016 legt § 27 EEG 2014-E fest, dass quartalsweise die Fördersätze um 0,5 Prozent sinken. Weil der Zielkorridor sich auf bis zu 100 MW brutto, kann es kein Unterschreiten geben. Hingegen hat ein Überschreiten des Zielkorridors die Rechtsfolge, dass sich die Degression auf 1,27 Prozent erhöht. Damit etabliert sich auch für die Biomasse ein rollierendes System, wie es für die Ausgestaltung des atmenden Deckels im Regierungsentwurf typisch ist, da der Bezugszeitraum jeweils zu einem Quartalsschritt zwölf Monate umfasst. Der Brutto-Zubau orientiert sich an der installierten Leistung und schließt auch Anlagenerweiterungen mit ein, nicht jedoch die Flexibilisierung von Bestandsanlagen (ebd.: 198f.). Die Basisdegression in Höhe von zwei Prozent pro Jahr ab 2016 erhöht zusätzlich den Druck auf Bioenergie-Anlagenkonzepte, die kaum weiteres Kostensenkungspotenzial aufweisen. In der Vergangenheit waren die Träger des Zubaus im Bereich der Bioenergie die „Nawaro-Biogasanlage“ sowie das mit Waldrestholz betriebenen „Biomasseheizkraftwerk“ – für diese Anlagentypen ist kein wesentlicher Zubau mehr zu erwarten, zumal steigende Agrar- und Energieholzpreisen nicht ausgeschlossen sind, was sogar zu Kostensteigerungen führen würde (BMWi 2015d: 9f.).

Demgegenüber weist die dritte Interventionshypothese Plausibilitätsdefizite auf. Für Biogasanlagen, die sich in der Marktprämie befinden und eine installierte Leistung größer 100 kW vorweisen, regelt § 51 EEG 2014-RegE, einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung zu gewähren.[375] Grundsätzlich setzt schon die Berücksichtigung der Bemessungsleistung einen Anreiz zur Flexibilisierung, weil nur noch die Hälfte der theoretisch erzeugbaren Strommenge mit der gleitenden Marktprämie vergütet wird. Eine zusätzliche Förderung macht deshalb nur Sinn, wenn die Investition zur Flexibilisierung der Anlage nicht durch die Vermarktung in Hochpreiszeiten möglich erscheint. Das relativ niedrige Börsenpreisniveau für Strom sowie die kleiner gewordenen Preisspreads scheinen gleichwohl einen zusätzlichen finanziellen Anreiz notwendig werden zu lassen. Darüber hinaus flankiert diese Regelung die verpflichtende Direktvermarktung für Biogasanlagen, weil eine bedarfsgerechte Einspeisung unterstützt wird.

[375] Diese Regelung gilt für Neuanlagen. Bestandsanlagen können nach § 52 EEG 2014-E eine Flexibilitätsprämie in Höhe von 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlicher Leistung pro Jahr erhalten. Für beide Flexibilitätsprämien gelten zusätzlich Inanspruchnahme-Voraussetzungen, die hier nicht weiter diskutiert werden sollen. Gleichwohl gilt es darauf hinzuweisen, dass der Anspruch auf die Prämie für Bestandsanlagen ab einem aggregierten Zubau von 1350 MW entfällt (BDEW 2014: 24).

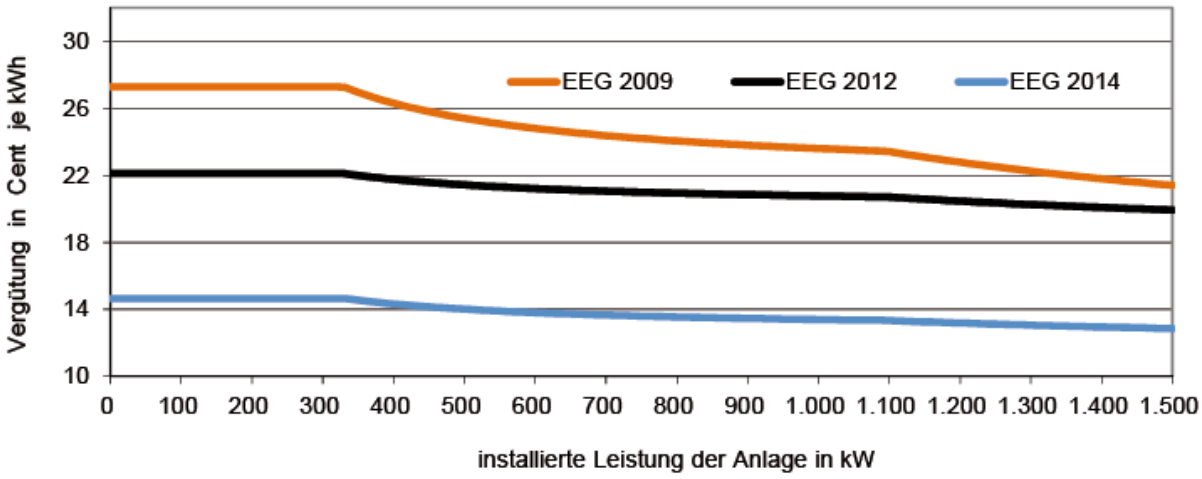
Die vierte Interventionshypothese zeichnet sich wiederum durch einen hohen Grad an Plausibilität aus. Die Analysen zur Bioenergie-Förderung haben ergeben, dass die Regelungsintention des Gesetzgebers durch Ausweichverhalten der Adressaten und das Nutzen der Möglichkeit, die novellierten Regelungen durch eine Erweiterung der Bestandsanlage zu umgehen, konterkariert wurde. Der Regierungsentwurf schiebt dem nun einen Riegel vor, indem der Inbetriebnahmebegriff neu gefasst wird. § 5 Abs. 21 EEG 2014-E kann deshalb als wichtige Steuerungsvoraussetzung gelten.

Die Kausalhypothese ist plausibel. Die Summe der Maßnahmen führt dazu, dass die Förderbedingungen der Biomasse stark unter Druck geraten und ein Zubau in Zukunft über 100 MW – was dem definierten Zubaupfad entspricht – unrealistisch erscheint. In den Jahren 2015 und 2016 liegt der Zubau mit 14 beziehungsweise 34 MW somit folgerichtig auch deutlich unter 100 MW.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

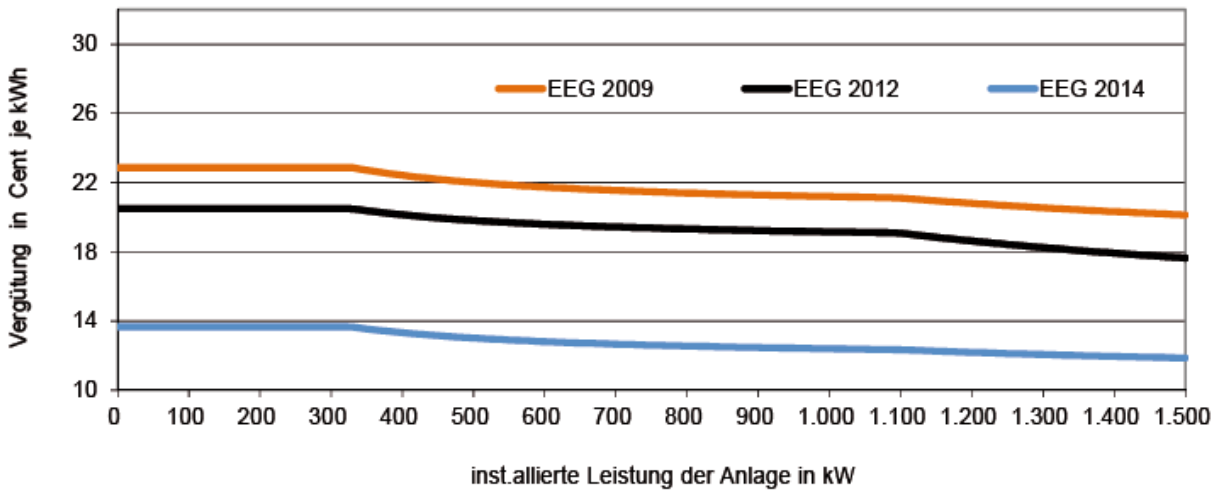
Die Bioenergie wurde von der Bundesregierung als ein Kostentreiber mit nur geringem Kostensenkungspotenzial identifiziert, weshalb dem Bewertungskriterium der Kosteneffizienz eine besondere Relevanz zukommt. Folgerichtig gibt der Regierungsentwurf an, dass im Bereich der Bioenergie-Förderung die größten energieträgerspezifischen Kosteneinsparungen erreicht werden. Die Gesetzesfolgen werden bis zum Jahr 2020 mit rund 1 Mrd. Euro Kostenentlastung angegeben, was einer Reduktionswirkung von 0,32 ct/kWh auf die EEG-Umlage entspricht (BR Drs. 157/14: 140). Diese Wirkung ist zum einen auf eine kosteneffizientere Ausgestaltung der Fördersystematik zurückzuführen, wie die nachfolgenden Abbildungen verdeutlichen.

Abbildung 116: Vergleich der Vergütung von Biogasanlagen nach verschiedenen Fassungen des EEG



Quelle: Thrän u.a. 2014: 6

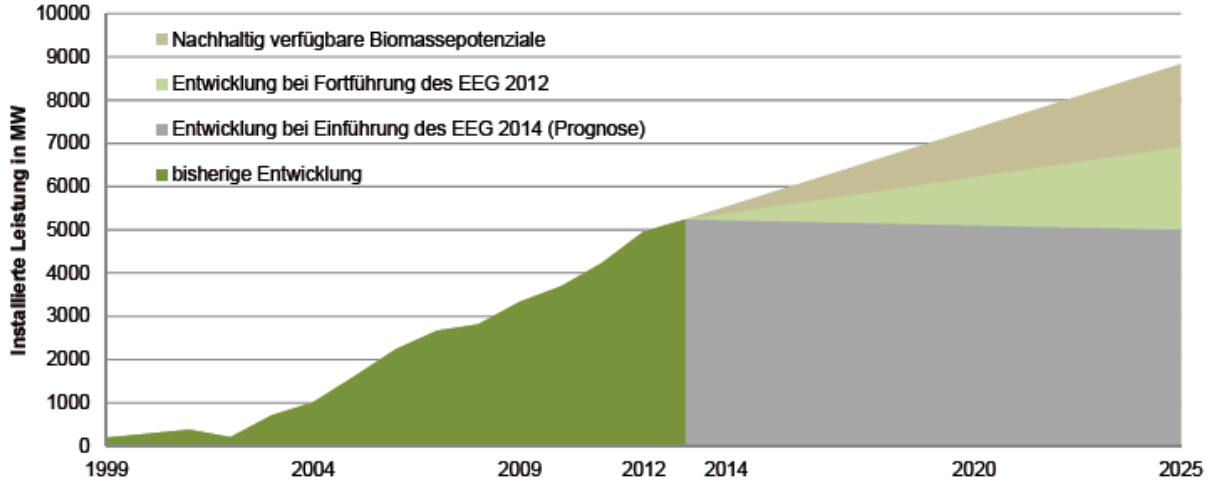
Abbildung 117: Vergleich der Vergütung für feste Biomasse nach verschiedenen Fassungen des EEG



Quelle: Thrän u.a. 2014: 7

Die bisherige Bioenergie-Förderung wurde durch das Streichen von Boni und Einsatzstoffvergütungsklassen radikal mit dem Ergebnis umgestaltet, dass Neuanlagen, die auf Substrate mit höheren Kosten angewiesen sind, nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Der positive finanzielle Anreiz ist für auf nachwachsende Rohstoffe beruhende Anlagenkonzepte nicht mehr ausreichend hoch ausgestaltet, die Motivationskomponente mithin ungenügend. Flankiert wird dieser Schritt mit der Begrenzung der Erweiterung von Bestandsanlagen, sodass zum anderen die Kosteneinsparungen vor allem nicht durch kosteneffizientere Ausgestaltung von Förderregelungen, sondern durch einen begrenzten Ausbau realisiert werden.

Abbildung 118: Erwarteter Entwicklungspfad für Stromerzeugung aus Bioenergie



Quelle: Thrän u.a. 2014: 3

Anhand der Visualisierung wird deutlich, dass der Ausbau nicht nur eingeschränkt wird, sondern auch mittelfristig Kapazitäten abgebaut werden. Für die Bioenergie-Technologien bringt dies eine Reihe von Herausforderungen mit sich, die im Folgenden diskutiert werden.

Die Bewertung der Effektivität der Maßnahmen stellt sich durchaus ambivalent dar – je nach betrachteter Dimension schwankt der Grad der Treffsicherheit teils erheblich. Wird zuvorderst auf die Einhaltung des avisierten Ausbaupfades von bis zu 100 MW jährlich geblickt,[376] kann konstatiert werden, dass unter dem EEG 2014 der Zubau von Bioenergieanlagen zum Erliegen gekommen (DBFZ 2015: 16; Scheftelowitz/ Thrän 2016: 1). Darüber hinaus sollte sich der Zubau auf Abfall- und Reststoffverwertung verlagern. Stattdessen ist zu beobachten, dass vor allem Güllekleinanlagen, die noch immer eine gesonderte Vergütungsklasse mit vergleichsweise hoher Vergütung aufweisen, in der zweiten Jahreshälfte 2014 und im Jahr 2015 installiert wurden (DBFZ 2015: 1). Eine zentrale Ursache für diese geringe Treffsicherheit ist, dass aus technischer Sicht die Vergärung von Abfall- und Reststoffen in der Praxis in Co-Fermentation vorgenommen werden muss. Die fehlende kostendeckende Vergütung für Reststoffe aus der Landwirtschaft, steht somit einer Erschließung dieser Potenziale entgegen. Weil die Einsatzstoffvergütungsklasse II gestrichen wurde, sind demnach die notwendigen Co-Substrate nicht verfügbar (Thrän u.a. 2014: 2). Auch bestätigt sich, dass für Bioenergieanlagen, die Energiepflanzen einsetzen, kein wirtschaftlicher Betrieb mehr gegeben ist (ebd.: 11f.; BMWi 2015d: 9f.; BBE 2014: 6).[377]

Des Weiteren ist ein unintendierter Nebeneffekt von dem Einbruch des Zubaus der Abriss der Technologieentwicklung, der nicht nur aus Branchenkreisen (BBE 2014: 3f.), sondern auch aus der Wissenschaft befürchtet wird (Thrän u.a. 2014: 4). Der positive finanzielle Anreiz stellt demnach kaum Anreize bereit, Effizienzverbesserungen bei bestehenden Anlagen sowie Innovationspotenziale zu heben (ebd.: 7f.). Die Motivationskomponente des finanziellen Anreizes ist für die meisten Bioenergie-Anlagenkonzepte offensichtlich unwirksam. Die Steuerung wird demnach quasi auf eine umgekehrte Richtungssteuerung umgestellt – das Vergütungsniveau wird so festgelegt, dass bestimmte Bioenergie-Technologien nicht mehr zugebaut werden können. Durch die Streichung des Gasaufbereitungsbonus gilt dies auch für Biomethan. In diesem Bereich wird ein Abbruch der Geschäftsmodellentwicklung erwartet (ebd.: 10; BBE 2014: 19; BDEW 2014: 23). Die Relevanz der Auswirkungen dieser Regelungen wird deutlich, wenn sich vor Augen geführt wird, welche Rolle der Regierungsentwurf der bedarfsorientierten Erzeugung für die Marktintegration der erneuerbaren Energien zuschreibt. Die nachhaltige

[376] Eine Potenzialanalyse der Rest- und Abfallstoffmengen sowie der verfügbaren Ackerflächen hat ergeben, dass durchaus ein jährlicher Zubau von 200 MW Bemessungsleistung – also 400 MW installierter Leistung – tragbar wäre, wobei die Erwartung an den jährlichen Zubau bei 70 bis 110 MW Bemessungsleistung Bioenergie-Zubau liegt (DBFZ u.a. 2014: 47f.).

[377] Der BDEW führt zu der Wirtschaftlichkeitsrechnung ein praktisches Beispiel an: Der Substratkostenanteil beträgt bereits 9,3 ct/kWh, wenn Kosten für eine Tonne Maissilage von 40 Euro zugrunde gelegt werden, was dem Marktpreisniveau aus dem Frühjahr 2014 entsprach. Für Betrieb und Wartung und die Finanzierung der Investition sind nochmals 5,4 ct/kWh zu veranschlagen, zuzüglich von rund 5 ct/kWh für den Anlagenteil der Biogasanlage. Dementsprechend ist ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage unter einem Förderniveau von 19 ct/kWh nicht möglich (BDEW 2014: 22) – je nach Anlagengröße liegt die Grundvergütung 30 bis 70 Prozent unter diesem Niveau.

Schwächung der Bioenergie erscheint vor dem systemischen Hintergrund fragwürdig und konterkariert die Bemühungen zu einer Systemflexibilisierung.
Die Flexibilisierung des Anlagenbestandes durch die neue Flexibilitätsprämie hat ebenfalls Treffsicherheitsdefizite. Gegenrechnungen zeigen, dass bei vergleichbaren Kosten die bestehende Regelung des EEG 2012 wesentlich mehr zusätzlich freie Leistung bereitstellen kann. Ferner dürfte die Prämie auch nur für einen kleinen Teil des Anlagenbestandes, der mit sehr großen Anlagen bei niedrigem Vergütungsniveau zu identifizieren ist, attraktiv sein (Thrän u.a. 2014: 9). Der Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen ist zusätzlich unter der Maßgabe interessant, als dass ein Vergütungselement eingeführt wird, das bereitgestellte Leistung und nicht eingespeiste Kilowattstunden – also Arbeit – als Maßstab für die Förderung heranzieht (Lippert 2014: 132). Darüber hinaus ist es adäquat, dass sich die Regelung zur Flexibilisierung ausschließlich auf Biogas beziehen, weil andere Bioenergie-Technologien nur über eine Leistungsreduzierung flexibel gefahren werden können (BBE 2014: 8) – was erneut auf eine Abregelungsprämie hinauslaufen würde und an dem eigentlichen Ziel der Marktintegration und dem Potenzial der Bioenergie vorbeigeht. Aus Systemsicht wird auch nicht auf ein gewisses Potenzial verzichtet, weil bei niedrigen Strompreisen aufgrund des Substrateinsatzes eine Abregelung aus betriebswirtschaftlichen Gründen vorgenommen wird. Vielmehr werden so Mitnahmeeffekte vermieden.

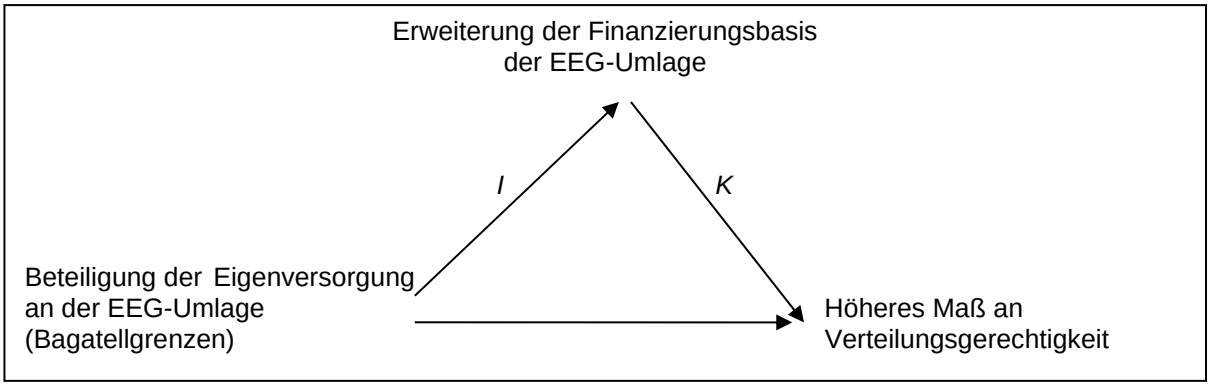
Positiv ist hervorzuheben, dass die Gesetzesfolgen auf die Verhinderung von negativen externen Effekten in der Landwirtschaft abzielen. Es ist als intendierter Nebeneffekt zu charakterisieren, dass die Konzentration auf kostengünstigere Rest- und Abfallstoffe bei gleichzeitigem Zurückführen des Anbaus nachwachsender Rohstoffe die negativen Auswirkungen auf die Biodiversität begrenzt (BR Drs. 157/14: 144).

Die sich einstellenden Fehlsteuerungen liegen in der Bioenergie-Förderung nicht an dem hohen Ausmaß des erforderlichen Steuerungswissens. Auch wenn dies gewisse Anforderungen bereit hält, fällt vielmehr auf, dass die Regelungen des Regierungsentwurfs nicht den wissenschaftlichen Handlungsempfehlungen folgen (DBFZ u.a. 2014: 129ff.) – teilweise explizit das Gegenteil Steuerungsintention ist. Deshalb muss diese Steuerungsabsicht als politisch motiviert qualifiziert werden – die Bioenergie wird salopp formuliert der Kosteneffizienz geopfert.

5.4.3.4 Kostenbeteiligung und Verteilungsgerechtigkeit: Steuerungsteilkonzeptionen 7 und 8

5.4.3.4.1 Verteilungsgerechtigkeit durch Einbezug des Eigenverbrauchs zur EEG-Umlage: Steuerungsteilkonzeption 7

Abbildung 119: Verteilungsgerechtigkeit durch Einbezug des Eigenverbrauchs zur EEG-Umlage



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese:* Eine Beteiligung der Eigenversorgung an der EEG-Umlage – unter Berücksichtigung von Bagatellgrenzen – führt zu einer Erweiterung der Finanzierungsbasis der EEG-Umlage.
- *Kausalhypothese:* Eine Erweiterung der Finanzierungsbasis der EEG-Umlage führt zu einem höheren Maß an Verteilungsgerechtigkeit.
- *Aktionshypothese:* Eine Beteiligung der Eigenversorgung an der EEG-Umlage – unter Berücksichtigung von Bagatellgrenzen – führt zu einem höheren Maß an Verteilungsgerechtigkeit.

Der Plausibilitätstest für die Interventionshypothese fällt positiv aus. Der Regierungsentwurf regelt in § 58 EEG 2014-E, dass das Eigenverbrauchsprivileg begrenzt wird. Dazu wird sowohl eine grundsätzliche Umlagepflicht für Eigenversorgung als auch die entsprechenden Ausnahmetatbestände definiert. Dabei lassen sich drei Fallkonstellationen der neuen Eigenverbrauchsregelung unterscheiden: erstens (konventionelle) Neuanlagen, die mit der vollen Höhe der Umlage belastet werden, zweitens (erneuerbare) Neuanlagen, die einer reduzierten Umlagepflicht unterliegen, sowie drittens Ausnahmetatbestände. Die letzten beiden Regelungsbereiche sind wie folgt gefasst: So verringert sich die EEG-Umlage um 50 Prozent für Eigenversorgung durch erneuerbare Energien- und KWK-Anlagen sowie um 85 Prozent, wenn die Eigenversorgung durch ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes vorgenommen wird. Ferner werden drittens Ausnahmetatbestände aufgeführt, bei denen von einer reduzierten Umlagepflichtigkeit abgesehen wird. Zuvorderst werden Bestandsanlagen[378] von der

[378] Inbegriffen ist eine Erweiterung oder Erneuerung der Bestandsanlage, wenn sich deren installierte Leistung nicht um mehr als 30 Prozent erhöht (§ 58 Abs. 3 EEG 2014-E).

Belastung exkludiert, ebenso wird eine Bagatellgrenze für kleine Eigenversorgungsanlagen von höchstens 10 kW installierter Leistung bei einer maximal 10 MWh im Jahr erzeugten Eigenverbrauchsmenge festgelegt sowie der Kraftwerkseigenverbrauch und die vollständige Autarkie als Ausnahmen festgeschrieben (BR Drs. 157/14: 234f.).

Der Steuerungsimpuls markiert den (vorläufigen) Schlusspunkt einer regulatorischen Entwicklung, die sich von einer Nicht-Beachtung selbst erzeugten und verbrauchten Stroms – eine Nicht-Regelung – über eine Privilegierung mit starken Anreizen zur Inanspruchnahme bis hin zu einer zunehmenden Gleichstellung mit nicht selbst erzeugtem Strom erstreckt hat (Moench/ Lippert 2014: 165). Diese Entwicklung spiegelt sich darin, dass bis zum Jahr 2011 nur eine implizite Normierung vorlag – ab dem EEG 2009 existierte ein finanzieller Anreiz zum Eigenverbrauch –, erst mit dem EEG 2012 wurde eine explizite Normierung vorgenommen. Mit der PV-Novelle wurde die separate Vergütung wieder gestrichen, weil der finanzielle Anreiz durch das Erreichen der Netzparität bereits ausreichend gegeben war. Das EEG 2014 nimmt nun erstmalig eine Legaldefinition vor und führt das Konzept der Eigenversorgung als Überbegriff ein, unter dem Eigenerzeugung und Eigenverbrauch zu subsumieren sind (Ruttloff 2014: 183ff.).

Damit fällt nicht nur der in Aufdachanlagen für Privathaushalte oder Gewerbebetriebe erzeugte PV-Strom unter diese Regelung, sondern auch Strom, der in KWK-Anlagen erzeugt wird, sowie die konventionelle Eigenerzeugung der Industrie. Die industrielle Eigenerzeugung macht den überragenden Großteil der jährlichen Eigenversorgung aus; Abschätzungen gehen davon aus, dass 2012 zwischen 26,1 und 43,8 TWh darauf entfielen, was zwischen 46 und 77 Prozent der gesamten Eigenverbrauchsmenge erklären kann. Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung folgt mit ebenfalls beachtlichen Eigenverbrauchsmengen, wohingegen der selbstverbrauchte Strom aus PV-Anlagen lediglich 1,3 Prozent ausmacht (Bardt u.a. 2014: 87ff.). Für das Jahr 2014 bestätigt eine weitere Abschätzung diese Größenaufteilung, wobei ein insgesamt gestiegenes Eigenversorgungs-Niveau zu beobachten ist. Die gewachsene Attraktivität schlägt sich in dieser Entwicklung nieder: insgesamt reicht die Spannbreite von 43,6 bis 57,7 TWh (prognos/ BH&W 2016: 10) – dies entspricht rund zehn Prozent des deutschen Bruttostrombedarfs.

Vor dem Hintergrund der mit der Eigenversorgung einhergehenden Privilegierungstatbestände, wie die bisherige Befreiung von der EEG-Umlage-Zahlungsverpflichtung, sieht der Regierungsentwurf vor, die Finanzierungsbasis der EEG-Umlage zu verbreitern, indem die Umlagepflicht – außer für die aufgeführten Ausnahmen – verankert wird. Der Regierungsentwurf veranschlagt die Gesetzesfolgen dieser Maßnahme mit einer Reduktion der EEG-Umlage in Höhe von 0,3 ct/kWh im Jahr 2020 (BR Drs. 157/14: 140).

Die Kausalhypothese kann als plausibel bewertet werden, weil der Steuerungsimpuls dem Trend der Entsolidarisierung der Akteure im Energieversorgungssystem entgegenwirkt. Bei

steigender EEG-Umlage vergrößert sich der Anreiz zur Eigenversorgung, was wiederum die Umlage ansteigen lässt, weil sich die umlagepflichtigen Strommengen verringern. Darüber hinaus kann dem Argument der Bundesregierung gefolgt werden, dass alle Akteure des Energieversorgungssystems dessen Transformation durch den Ausbau von erneuerbaren Energien zu tragen haben, weshalb diese Last angemessen auf möglichst viele Schultern zu verteilen ist (ebd.: 153f.). Zwar ist es richtig, dass dezentrale Energieerzeugung und die Entlastung der Netze ebenfalls ein vorrangiges energiepolitisches Interesse sind, weshalb eine Ungleichbehandlung von erneuerbar und konventionell erzeugten Strom manche nicht überzeugen mag (Ruttloff 2014: 198), jedoch ist dieser Aspekt über die Netzentgelte und nicht die EEG-Umlage zu regeln.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Grundsätzlich sind die Regelungen dazu geeignet, die Steuerungsintentionen zu erreichen. Die Belastung der Eigenversorgung – je nach Fallgruppe vollständig oder anteilig – ist treffsicher ausgestaltet und vollzieht sich über einen reduzierten positiven finanziellen Anreiz in Form der EEG-Umlagebefreiung. Für konventionelle Anlagen wurde eine Regelungslücke geschlossen, allerdings wird Eigenversorgung in diesem Bereich in Zukunft nur in Ausnahmefällen mit besonders vorteilhaften Rahmenbedingungen[379] wirtschaftlich darstellbar sein, weil die minimalen Renditeerwartungen von Investoren nicht mehr erfüllt werden (prognos/ BH&W 2016: 38). Dementsprechend begrenzt die Neuregelung das Potenzial der Eigenversorgung erheblich. Generalisierende Ausnahmen, insbesondere für den Bereich der erneuerbaren Energien, sind abhängig von einer Reihe von Faktoren: die jeweiligen Strombezugskosten, die Entwicklung von Batteriespeicherpreise zur Steigerung von Eigenverbrauchsquoten sowie die technologiespezifischen Vergütungssätze, für Strommengen, die weiterhin ins Netz eingespeist und vergütet werden. Dennoch reduziert sich auch in diesen Fällen die Attraktivität, sodass in Zukunft lediglich mit einem langsamen Aufwachsen oder gar mit einer Stagnation der Eigenversorgungsentwicklung zu rechnen ist. Die PV dient dafür als anschauliches Beispiel. Ferner steht zur Disposition, ob die Regelungen zur anteiligen Belastung der Bestandsanlagen überprüft werden soll. Aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren muss auch von hohen Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen ausgegangen werden; zumal es bislang nur wissenschaftliche Abschätzungen zum Umfang des Eigenverbrauches gibt und keine offizielle Statistik (prognos/ BH&W 2016: 3).

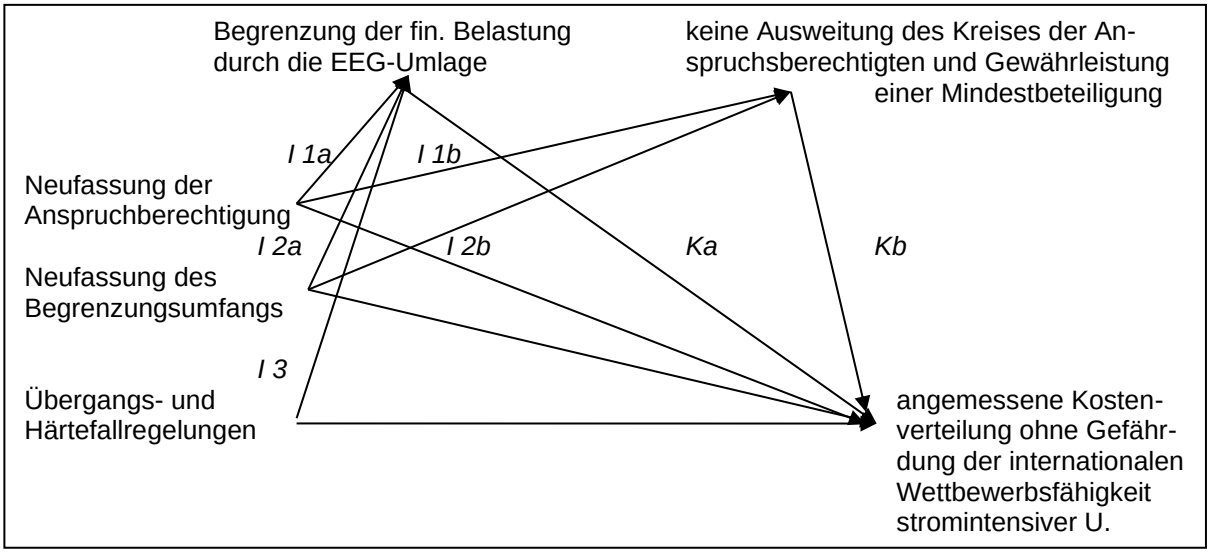
Der Grad der Treffsicherheit der Maßnahme wird durch die Einführung des Begriffes Eigenversorgung als unbestimmter Rechtsbegriff in § 5 Abs. 12 EEG 2014-E gleichwohl vermindert. Die dadurch entstehenden Auslegungsmöglichkeiten und in der Praxis sich ergebenden

[379] Beispielsweise wenn Koppelprodukte, wie Kuppelgase oder Reststoffe, zur Erdgasverstromung eingesetzt werden können.

Abgrenzungsschwierigkeiten reduzieren die Wirksamkeit der Regelung, was einer Eingrenzung entgegensteht. Im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens wurde jedoch eine Präzisierung erreicht und die Tatbestandsmerkmale für die Eigenversorgung geschärft – im Vergleich zum EEG 2012 wirken diese nun kumulativ (Moench/ Lippert 2014: 172).[380]

5.4.3.4.2 Reform der Besonderen Ausgleichsregelung: Steuerungsteilkonzeption 8

Abbildung 120: Reform der Besonderen Ausgleichsregelung



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1a:* Die Neufassung der Anspruchsberechtigung führt zu einer Begrenzung der finanziellen Belastung durch die EEG-Umlage.
- *Interventionshypothese 1b:* Die Neufassung der Anspruchsberechtigung verhindert eine Ausweitung des Kreises der Anspruchsberechtigten und gewährleistet eine Mindestbeteiligung.
- *Interventionshypothese 2a:* Die Neufassung des Begrenzungsumfangs führt zu einer Begrenzung der finanziellen Belastung durch die EEG-Umlage.
- *Interventionshypothese 2b:* Die Neufassung des Begrenzungsumfangs führt zu einer Gewährleistung einer Mindestbeteiligung.
- *Interventionshypothese 3:* Übergangs- und Härtefallregelungen führen zu einer Begrenzung der finanziellen Belastung durch die EEG-Umlage.
- *Kausalhypothese a:* Eine Begrenzung der finanziellen Belastung durch die EEG-Umlage führt zu einer angemessenen Kostenbeteiligung ohne Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen.

[380] So ist zu beachten, dass erstens eine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher bestehen muss, zweitens der Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugungsanlage erfolgen muss sowie drittens keine Durchleitung durch ein Netz stattfinden darf (Moench/ Lippert 2014: 168ff.). Trotz dieser Konkretisierung ergeben sich für Bestandsanlagen auch weiterhin Auslegungsschwierigkeiten (Ruttloff 2014: 202).

- *Kausalhypothese b:* Die Verhinderung einer Ausweitung des Kreises der Anspruchsberechtigten und die Gewährleistung einer Mindestbeteiligung führen zu einer angemessenen Kostenbeteiligung ohne Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen.
- Aktionshypothese: Die Neufassung der Anspruchsberechtigung und des Begrenzungsumfangs sowie Übergangs- und Härtefallregelungen führen zu einer angemessenen Kostenbeteiligung ohne Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen.

Die beiden a-Interventionshypothesen weisen einen hohen Plausibilitätsgrad auf. Sie bilden eine der zentralen Dimensionen der Besonderen Ausgleichregelung ab. Für stromintensive Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, sollen die Stromkosten begrenzt werden, weil sie einen entscheidenden Wettbewerbsfaktor ausmachen – dies gilt insbesondere für die Belastung durch die EEG-Umlage (BR Drs. 191/14: 1). Die Neufassung der Antragsberechtigung im Regierungsentwurf orientiert sich eng an den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien. §§ 60 und 61 EEG 2014-E legen fest, dass Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die aus einer der beiden in der Anlage 4[381] zum EEG gelisteten Branchen stammen, ausnahmegeeignet sind.[382] Die Branchenzusammensetzung der Liste 1 und 2 der Anlage 4 orientiert sich an den europäische Leitlinienvorgaben, die Branchen identifizieren, denen bei voller Umlagepflicht aufgrund hoher Stromkosten- und Handelsintensität eine verschlechterte internationale Wettbewerbsposition droht (ebd.: 32). Ferner müssen Kriterien in zwei Bereichen erfüllt sein: einerseits ein gewisser Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung – dieser wurde im Vergleich zum EEG 2012 leicht angehoben. Die privilegierten Unternehmen der Liste 1 müssen ab dem Antragsjahr 2015 einen Stromkostenanteil von mindestens 17 Prozent vorweisen können,[383] die der Liste 2 einen Anteil von 20 Prozent. Der wesentliche Unterschied in der Berechnung der Stromkostenintensität zur alten Rechtslage ist, dass nicht mehr die tatsächlichen Stromkosten, sondern die durchschnittlichen Strompreise für Unternehmen mit vergleichbaren Strommengenbezug herangezogen werden (ebd.: 24). Andererseits muss das Charakteristikum der Stromintensität über einen gewissen Mindestromverbrauch nachgewiesen werden, wobei es hier zu keiner Veränderung im Vergleich zur bestehenden Rechtslage gekommen ist – der Verbrauch muss bei mehr als einer Gigawattstunde liegen (§ 61 Abs. 1 EEG 2014-E).[384] Dabei werden nicht nur von einem Stromversorger gelieferte Strommengen berücksichtigt, sondern auch umlagepflichtige selbst verbrauchte Strommengen.

[381] Die Anlage 4 führt 219 Industriesektoren auf, die sich auf 68 Branchen der Liste 1 und 151 Branchen der Liste 2 aufteilen (von Andreae 2014: 141).
[382] § 62 EEG 2014-E regelt dies für Schienenbahnen.
[383] Für das Jahr 2014 ist ein Anteil von 16 Prozent definiert.
[384] Darüber hinaus muss das Unternehmen ein zertifiziertes Energie- und Umweltmanagementsystem betreiben (§ 61 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014-E).

Des Weiteren wurde auch der Begrenzungsumfang neu gefasst. Grundsätzlich wird ein Selbstbehalt eingeführt, der von einem privilegierten Unternehmen einfordert, für die erste Gigawattstunde Stromverbrauch an einer Abnahmestelle die volle Höhe der EEG-Umlage zu entrichten. Danach setzt für den darüber hinausgehenden Verbrauch eine Begrenzung in Höhe von 15 Prozent der EEG-Umlage ein. Allerdings werden zwei weitere Grenzen gezogen: erstens ein „Cap“ sowie zweitens der „Super-Cap“. Sofern die Stromkostenintensität eines privilegierten Unternehmens weniger als 20 Prozent beträgt, wird die anteilige Zahlung der EEG-Umlage auf höchstens vier Prozent der Bruttowertschöpfung begrenzt (Cap). Sollte die Stromkostenintensität eines Unternehmens mehr als 20 Prozent betragen, greift der Super-Cap, der die anteilige Zahlung der EEG-Umlage auf 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung deckelt.[385] Gleichwohl gilt ein Mindestanteil der EEG-Umlagenbelastung für die Stromverbrauchsmenge über eine Gigawattstunde von 0,1 ct/kWh, womit eine Mindestumlage eingeführt ist.

Schließlich sieht der Regierungsentwurf mit § 99 Übergangs- und Härtefallregelungen vor. Auch die dritte Interventionshypothese ist plausibel. Um den Übergang für betroffene Unternehmen zu erleichtern, darf sich die Belastung durch die EEG-Umlage bis zum Jahr 2019 lediglich jährlich verdoppeln (BR Drs. 191/14: 23). Außerdem können Fallkonstellationen auftreten, bei denen Unternehmen nach alter Rechtslage privilegiert waren, es nach der neuen jedoch nicht mehr sind. Erstens kann dies darin begründet sein, dass das Unternehmen nicht aus einer der als privilegierungswürdig eingestuften Branche kommt und deshalb weder auf Liste 1 noch 2 zu finden ist. Zweitens kann das Unternehmen aus einer Branche der Liste 1 kommen, allerdings nur eine Stromkostenintensität von 14 bis 16 Prozent aufweisen, und somit nicht über die Privilegierungsschwelle von 17 Prozent ab dem Jahr 2015 kommt. Die dritte Fallkonstellation ähnelt der zweiten – ein Unternehmen aus einer Branche der Liste 2 weist eine Stromkostenintensität von 14 bis 19 Prozent auf und reißt somit ebenfalls die Hürde von 20 Prozent. Die Härtefallregelung sieht vor, den Selbstbehalt für die erste GWh beizubehalten und die Belastung für den darüber hinausgehenden Stromverbrauch auf 20 Prozent der EEG-Umlage ohne die Anwendung von Caps zu begrenzen. Verwerfungen durch die Systemumstellung sollen auf diese Weise verhindert werden (ebd.: 24).

Die Maßnahmen zielen nicht nur darauf, die finanzielle Belastung von stromintensiven Unternehmen zu begrenzen, sondern explizit auch auf einerseits eine Mindestbeteiligung dieser Unternehmen an der Förderung der erneuerbaren Energien sowie andererseits darauf, einer Ausweitung des Kreises der Anspruchsberechtigten entgegen zu wirken (ebd.: 27). Dafür sind die beiden b-Interventionshypothesen als plausibel einzuschätzen. Zum einen hält der Selbstbehalt der privilegierten Unternehmen für die erste Gigawattstunde sowie die Mindestumlage

[385] Die Caps ziehen als Maßstab das arithmetische Mittel der Bruttowertschöpfung der letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahre eines Unternehmens heran (§ 61 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014-E).

in Höhe von 0,1 ct/kWh für darüber hinausgehenden Stromverbrauch den Beitrag der begünstigten Unternehmen in etwa konstant. Der Regierungsentwurf weist als Gesetzesfolgen eine Summe von 300 Mio. Euro aus (ebd.). Zum anderen zieht der angehobene Stromkostenanteil von 14 auf 17 Prozent eine Hürde gegen die Ausweitung der Anspruchsberechtigten hoch. Diese erhöhte Einstiegsschwelle vollzieht die Steigerung der EEG-Umlage nach, weil mit einer steigenden EEG-Umlage gleichzeitig steigende Stromkosten der Unternehmen einhergehen und somit das Kriterium der Stromkostenintensität gegen die Intention des Gesetzgebers leichter zu erfüllen wäre. Die Festsetzung des Stromkostenanteils an der Bruttowertschöpfung liegt die Abschätzung zugrunde, dass wenn unter Zugrundelegung einer EEG-Umlage in Höhe von 3,59 ct/kWh von einer Stromkostenintensität größer als 14 Prozent ausgegangen wird, auch für die Antragsjahre 2014 und 2015 bei gestiegenen Umlagen in Höhe von 5,28 ct/kWh beziehungsweise 6,24 ct/kWh eine Stromkostenintensität von 16 beziehungsweise 17 Prozent zu erwarten ist (ebd.: 33f.). Deshalb sollte der Kreis der zur Inanspruchnahme Berechtigten in etwa konstant bleiben.

Die Kausalhypothesen a und b können als zwei Seiten einer Medaille als plausibel bewertet werden. Sowohl wird eine Begrenzung der Belastung vorgenommen, als auch der Kreis der Anspruchsberechtigten konstant gehalten und ein Grundbeitrag der stromintensiven Unternehmen sichergestellt. Gleichwohl ist durchaus politisch umstritten, was einerseits als angemessener Beitrag zu werten ist sowie andererseits wie das Kriterium internationale Wettbewerbsfähigkeit zu fassen ist. Diese Plausibilitätsdefizite schließen an der Darstellung der Analyse des EEG 2012 an. Im Vergleich zum EEG 2012 wurden gleichwohl Verbesserungen erreicht, was unter Heranziehen des Ausmaßes der Treffsicherheit diskutiert werden soll.

Analyse und Einordnung anhand der Bewertungskriterien

Die Betrachtung anhand des Bewertungskriteriums der Treffsicherheit fällt positiv aus. Auch wenn noch immer das Setzen von Einstiegsschwellen und der Bezug auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit strittig ist, ist im Vergleich zur bestehenden Rechtslage doch eine wichtige europäische Harmonisierung erreicht worden. Durch die Orientierung an den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien ist auf europäischer Ebene zumindest eine Wettbewerbsverzerrung zwischen EU-Mitgliedsstaaten im Hinblick auf die Gewährung von wirtschaftlichen und finanziellen Privilegien im Rahmen von Kostenwälzungen für Förderzwecke der erneuerbaren Energien ausgeschlossen (Diekmann u.a. 2016: 19). Diese Spezifizierung unter formalen Gesichtspunkten ist bedeutsam, weil auf diese Weise der Kreis der Anspruchsberechtigten enger und zielgenauer gefasst wird. Das Resultat ist „eine spürbare Verkleinerung“ (von Andreae 2014: 141) des Kreises der Anspruchsberechtigten der BesAR im

Vergleich zu den Regelungen des EEG 2012.[386] Gleichwohl wird von kritischen Stimmen darauf verwiesen, dass die Bundesregierung durchaus Spielraum gehabt hätte, die Regelungen stärker auf die wettbewerbs- und handelsintensiven Branchen zu fokussieren – die Bundesregierung hat den vorgegebenen Rahmen durch die EU-Kommission für Entlastungen maximal ausgeschöpft (Fiedler/ Wronski 2015: 9f.).

Die Frage des Zuschnitts von dem Kreis der zur Inanspruchnahme der BesAR Berechtigten ist insofern relevant, weil dieser neben der privilegierten Strommenge und den EEG-Differenzkosten ein Faktor repräsentiert, der das Entlastungsvolumen beeinflusst – im Fall der Anzahl der Anspruchsberechtigten allerdings nur mit mittelbarer Wirkung. In der Vergangenheit ist das Entlastungsvolumen stetig angewachsen: Im Jahr 2012 betrug es noch 2,5 Mrd. Euro, währenddessen es im Jahr 2013 bereits auf 3,9 Mrd. Euro anwuchs und 2014 bei rund 5,1 Mrd. Euro lag. Im Jahr 2015 sank das Volumen aufgrund der neuen Rechtslage sowie einer leicht gesunkenen EEG-Umlage – was als zentraler Erklärfaktor angesehen werden kann – auf 4,8 Mrd. Euro; obwohl in diesem Jahr die Anzahl der begünstigten Unternehmen den bisherigen Rekord markierte. Damit macht das Entlastungsvolumen 22,3 Prozent der EEG-Umlage aus und bildet einen Anteil von 1,38 ct/kWh an der Umlage ab (BMWi 2016c: 92). Während die Anzahl der privilegierten Unternehmen in den Folgejahren rückläufig ist, vollzieht die privilegierte Strommenge diese Entwicklung etwas zeitversetzt nach. Die nachfolgende Tabelle gibt einen entsprechenden Überblick.

[386] Es ist auch darauf zu verweisen, dass selbstständige Unternehmensteile, die bei Erfüllung bestimmter Kriterien ebenfalls antragsberechtigt sind, von Unternehmen aus Branchen der Liste 2 nicht mehr in den Genuss der BesAR kommen können (von Andreae 2014: 147f.).

Tabelle 46: Übersicht über die Bescheideverfahren der BesAR nach EEG 2014

Ergebnisse der Bescheidverfahren für das Begrenzungsjahr:	2014	2015	2016	2017
Anzahl der Unternehmen, die einen Antrag gestellt haben	**2.389**	**2.462**	**2.305**	**2.276**
Anzahl der Abnahmestellen, für die ein Antrag gestellt wurde	3.487	3.409	3.147	3.078
begünstigte Unternehmen[13] und Unternehmensteile; davon	**2.140**	**2.242**	**2.176**	**2.092**
- produzierendes Gewerbe	2.068	2.114	2.044	1.955
- Schienenbahnen	72	128	132	137
begünstigte Abnahmestellen	2.844	2.945	2.886	2.753
privilegierte Strommenge [GWh] davon	**108.019**	**108.136**	**108.550**	**105.683**
- produzierendes Gewerbe	97.055	95.462	96.090	93.054
- Schienenbahnen	10.964	12.674	12.460	12.629
Tatsächliche Inanspruchnahme [GWh] (Ist-Werte aus EEG-Jahresabrechnung, die Mitte des Folgejahres vorliegt)	**107.977**	**111.903**	-	-
Entlastungen der Unternehmen in Mrd. Euro (Basis: Tatsächliche Inanspruchnahme (2014 und 2015))	5,0	4,8	-	-
***Anteil der Privilegierung an der EEG-Umlage in Cent/kWh** (Basis: Tatsächliche Inanspruchnahme (2014 und 2015))*	**1,43**	**1,38**	-	-

Quelle: BWMi/ BAFA 2017: 13; Stand 20.04.2017

Das Entlastungsvolumen dürfte für die Jahre 2016 und 2017 wieder ansteigen, weil auch die EEG-Differenzkosten weiter angestiegen sind. Im Umkehrschluss kann der sich parallel vollziehende Rückgang der begünstigten Unternehmen als Effekt der erhöhten Schwelle der Stromkostenintensität interpretiert werden (BMWi/ BAFA 2017: 10). Zudem zementieren die Regelungen die Ausweitung der Ausnahmegewährung, die unter dem EEG 2012 vollzogen wurde. Damit dürfte sich ein relativ hoher Sockel an Privilegierung im Rahmen der BesAR bilden, auch wenn abzuwarten bleibt, wie die Entwicklung mittelfristig aussehen wird. Höhere Belastungen durch eine dynamisch ansteigende EEG-Umlage wirken auf das Kriterium der Stromkostenintensität und sind somit gleichzeitig Treiber einer Ausweitungsentwicklung.

Im Vergleich zu den Regelungen des EEG 2012 wurden durch eine strengere Formalisierung der Begrenzungsvoraussetzungen Mitnahmeeffekte zurückgeführt; dennoch sind auch weiterhin aufgrund der relativ unspezifischen Regelungen vor dem Hintergrund eines diversifizierten und stark heterogen ausgeprägtem Bestand von privilegierten Unternehmen in der BesAR Mitnahmeeffekte vorhanden. In dieselbe Richtung wirkt die neudefinierte Berechnung der Stromkostenintensität, die sich nicht mehr nach den tatsächlich im Unternehmen angefallenen Stromkosten ausrichtet, sondern an Kosten bestimmt durch durchschnittliche

Strombezugspreise vergleichbarer Unternehmen orientiert. Diese Umstellung der Stromkostenberechnung trägt zu einer Objektivierung bei (von Andreae 2014: 145),[387] was auch zu einer Vermeidung von Mitnahmeeffekten beiträgt. Denn für die kleine Fallgruppe von Unternehmen, die kurz vor dem Überspringen von einer Stromkostenintensitäts-Einstiegsschwelle stehen, wird die Tür verschlossen, durch eine entsprechende vertragliche Ausgestaltung des individuellen Strombezugspreises ihre Stromkostenintensität künstlich zu erhöhen. Insgesamt betrachtet, bietet das neue Berechnungssystem geringere Anreize zum Verbrauch größerer Strommengen zu höheren Preisen (ebd.: 160).
Um Fehlanreize beim Stromverbrauch zu vermeiden, müssen privilegierte Unternehmen Energieeffizienzsysteme vorweisen können, was unter Treffsicherheitsgesichtspunkten positiv zu bewerten ist. Eine Deskription der Entwicklung soll diesen Aspekt untermauern: die Anzahl der Zertifizierungssystems-Nachweise hat sich im Vergleich der Jahre 2014 und 2017 in dieser Zeitspanne mehr als verdoppelt: 2014 wurden 1086 Systeme nachgewiesen, 2017 steig dieser Wert auf 2690 (BMWi/ BAFA 2017: 19).[388]

Wird das Kriterium der Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen der staatlichen Steuerung herangezogen, wird deutlich, dass die Auswirkungen der Regelung zur Eigenversorgung Relevanz erzeugen. Der Regierungsentwurf argumentiert mit einer direkten Wechselwirkung zwischen den Regelungen, denn die Einbeziehung von umlagepflichtigen eigenerzeugten und -verbrauchten Strommengen in die Mindeststromverbrauchsbetrachtung der BesAR soll die Wirtschaftlichkeit von industriellen Eigenerzeugungsanlagen sichern (BR Drs. 191/14: 33). Es kann von einer Vereinbarkeit der Regelungen ausgegangen werden, was demzufolge als ein konsequenter Regulierungsschritt anzusehen ist (von Andreae 2014: 143).

Auch wenn das Kriterium Kosteneffizienz keinen Bewertungsmaßstab einnehmen kann, da es sich um reine Umverteilung zwischen den Letztverbrauchern handelt, soll doch darauf verwiesen werden, dass volkswirtschaftliche Modellierungen in Studien zeigen konnten, dass die volkswirtschaftlichen Effekte der Privilegierung im Rahmen der BesAR positiv ausfallen (Wünsch u.a. 2015: 32f.; ECOFYS/ Fraunhofer ISI/ GWS 2015: 76f.).[389]

---

[387] Eine weitere Neuerung betrifft die Bestimmung der Bruttowertschöpfung, die nicht mehr das letzte Geschäftsjahr als Grundlage heranzuziehen hat, sondern den Durchschnittswert der letzten drei Jahre. Ferner erfolgt die Berechnung nicht zu Marktpreisen, sondern zu Faktorkosten. Ferner wurden Personalkostenabrechnungsbestimmungen geändert. Die Regelung wirkt vor allem einem missbräuchlichen Einsatz von Leiharbeitnehmern entgegen – die alte Rechtslage ermöglichte es auf diese Weise die Bruttowertschöpfung zu minimieren und somit die Stromkostenintensität zu erhöhen (von Andreae 2014: 146).

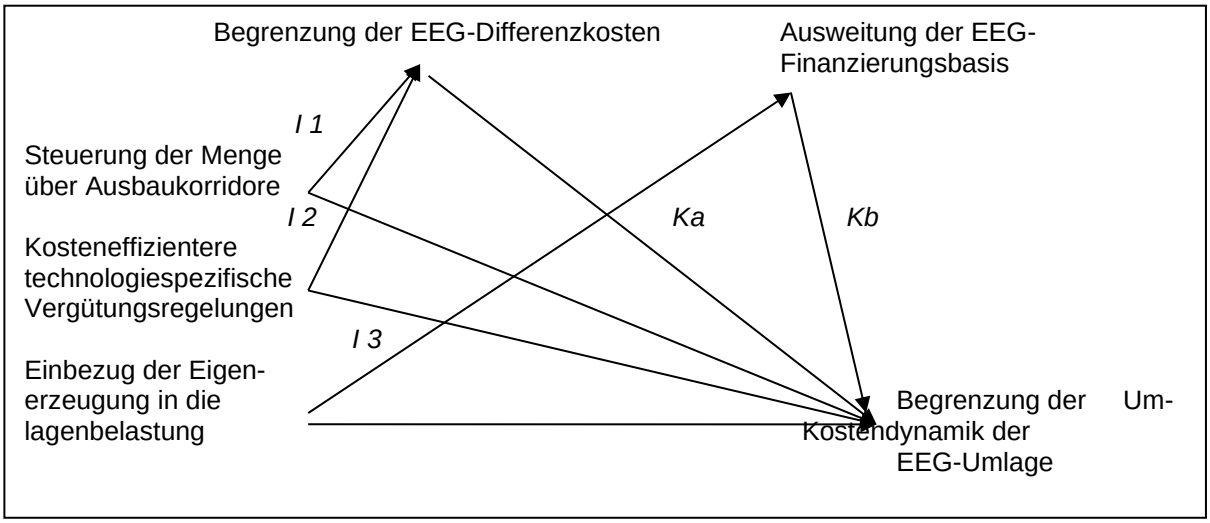
[388] Dabei handelt es sich um eine simple Aggregation verschiedener Energieeffizienzsmanagementsysteme, wobei dies den Blick auf die unterschiedliche Qualität dieser Systeme verstellt. Die Managementsysteme weisen unterschiedlich hohe Anforderungen an die Energieeffizienzmaßnahmen auf und es lässt sich der Trend erkennen, dass die weniger ambitionierten Systeme stärker genutzt werden (von Andreae 2014: 146; BMWi/ BAFA 2017: 19f.).

[389] Die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess merkt gleichwohl an, dass lediglich 720 000 Beschäftigte im Jahr 2015 in den privilegierten Unternehmen arbeiteten, was einer Quote an der Gesamtbeschäftigung von 1,6 Prozent entsprach. Aus diesem Grund sei es nicht gänzlich nachvollziehbar, dass die BesAR von

Zudem können hohe Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen konstatiert werden. Weder ist exakt bestimmbar für welche Branche die Entlastung in welcher Höhe ausfallen müsste, um die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu wahren und Mitnahmeeffekte zu vermeiden – geschweige denn gilt dies für einzelne Unternehmen.

5.4.3.5 Auswirkungen auf die Kostendynamik der EEG-Umlage: Steuerungsteilkonzeption 9

Abbildung 121: Begrenzung der Kostendynamik der EEG-Umlage



Quelle: eigene Darstellung

- *Interventionshypothese 1:* Die Steuerung der Menge über Ausbaukorridore führt zu einer Begrenzung der EEG-Differenzkosten.
- *Interventionshypothese 2:* Kosteneffizientere technologiespezifische Vergütungsregelungen führen zu einer Begrenzung der EEG-Differenzkosten.
- *Interventionshypothese 3:* Der Einbezug der Eigenerzeugung in die Umlagenbelastung führt zu einer Ausweitung der EEG-Finanzierungsbasis.
- *Kausalhypothese a:* Eine Begrenzung der EEG-Differenzkosten führt zu einer Begrenzung der Kostendynamik der EEG-Umlage.
- *Kausalhypothese b:* Eine Ausweitung der EEG-Finanzierungsbasis führt zu einer Begrenzung der Kostendynamik der EEG-Umlage.
- Aktionshypothese: Die Steuerung der Menge über Ausbaukorridore, kosteneffizientere technologiespezifische Vergütungsregelungen sowie der Einbezug der

gesamtwirtschaftlichem Interesse sei und notwendig zum Erhalt der industriellen Arbeitsplätze – wie die Bundesregierung argumentiert (Löschel u.a. 2016: 128).

Eigenerzeugung in die Umlagenbelastung führen zu einer Begrenzung der Kostendynamik der EEG-Umlage.

Die Steuerungsimpulse des Regierungsentwurfes sind kaskadenartig angelegt, weshalb ein Bündel von Maßnahmen nicht nur gleichzeitig gleichgerichtet auf ein übergeordnetes Ziel wirkt, sondern auch Maßnahmen abgestuft aufeinander aufsetzen, um das übergeordnete Ziel zu erreichen. Die jeweiligen Interventionshypothesen der unterschiedlichen Maßnahmen wurden in den bereits analysierten Steuerungsteilkonzeptionen auf ihre Plausibilität und ihre Wirkungsweise untersucht. In der nachfolgenden Konzeptionsanalyse soll der Impact der Maßnahmen aus einer übergreifenden Perspektive dargestellt werden sowie die Zielerreichung abgeschätzt werden. Dieser Analyseschritt nähert sich zudem erneut den Bewertungskriterien *Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen staatlicher Steuerung* sowie *zukunftsfähiges Gesamtkonzept* an und bewertet das Gewicht der Steuerungsimpulse zueinander. Auf diese Weise öffnet sich Raum für bislang noch nicht formulierte Plausibilitätserörterungen und eine integrierte Betrachtung der Bewertungskriterien.

Um die übergeordnete Plausibilität der Steuerungskonzeption prüfen zu können, soll noch einmal systematisch die Frage beantwortet werden, welche Faktoren die Dynamik der EEG-Differenzkosten bestimmen. Dabei lassen sich endogene Faktoren, wie die Höhe der Neuvergütungen, der durch Ausbaukorridore gestaltete Technologiemix sowie die umlagepflichtige Strommenge, von exogenen Faktoren unterscheiden – bei Letzteren sind Wettereffekte, die die eingespeisten Strommengen beeinflussen, und die Entwicklung der Börsenstrompreise anführen. Der Regierungsentwurf adressiert zwangsläufig die endogenen Faktoren im EEG – zum einen ergibt sich die erste Interventionshypothese aus der Neutarierung des Technologiemixes, zum anderen setzt die zweite Interventionshypothese an der Höhe der Neuvergütung an. Ferner wird die Steuerung des umlagepflichtigen Letztverbrauchs durch die dritte Hypothese tangiert – es sei bereits an dieser Stelle angemerkt, dass es nicht die Intention der Bundesregierung war, den bedeutendsten Faktor des letztgenannten Aspektes, die Besondere Ausgleichsregelung, im Hinblick auf Mehrerlöse neu zu justieren. Es wurde sich darauf beschränkt, Mindereinnahmen zu vermeiden.

Offensichtlich wirken die Regelungen zur technologiespezifischen Vergütung – was als grundlegende Steuerungsebene zu verstehen ist – verschränkt zu der Ausgestaltung des Technologiemixes. Der Zubau von Neuanlagen vollzieht sich dabei stetig preiswerter und die Regelungen sind so designt, dass selbst ein Zielüberschuss, der zwar absolute Kostensteigerungen mit sich bringt, aufgrund der zubauabhängigen Degression relativ kostengünstiger realisiert

werden kann, wie Szenario-Analysen zeigen konnten (Nestle 2014b: 14ff.)[390]. Auch das Zusammenführen auf der nächst höheren Steuerungsebene, dem Technologiemix, muss unter Kosteneffizienzgesichtspunkten positiv bewertet werden. Die Bundesregierung führt mit den Ausbaupfaden eine Konzentration auf die kostengünstigsten erneuerbaren Technologien ein; mit Ausnahme der Windenergie auf See, die so wie die anderen Technologien auch Zeit erhält, ihre Lernkurve zu entfalten. Eine indirekte Mengensteuerung und somit auch eine Steuerung der Zusammensetzung des Technologiemixes waren dem EEG bis dato fremd.[391] Durch das Zusammenwirken dieser beiden Steuerungsebenen wurde von der Bundesregierung das Ziel verfolgt, eine durchschnittliche Neuvergütung von 12 ct/kWh zu erreichen. Szenario-Analysen zeigen, dass mit der Unterschreitung dieser Schwelle bei der anvisierten Zubauentwicklung entlang der Ausbaupfade im Jahr 2018 zu rechnen ist – ein höherer Zubau von kostengünstigen erneuerbaren Technologien, wie die Windenergie an Land, zieht die Schwellenunterschreitung entsprechend vor (ebd.: 21f.). Da die tatsächliche Entwicklung von einem deutlichen Zielüberschuss im Bereich der Onshore-Windenergie gekennzeichnet war, wurde das Ziel bereits für Neuanlagen im Jahr 2015 erreicht. Nicht zuletzt ist diese Beschleunigung eingetreten, weil der Ausbau der Biomasse nur noch auf sehr niedrigem Niveau vonstattengeht, was im Sinne der Kosteneffizienz zu begrüßen ist (Löschel u.a. 2014: 71f.).

Die größte Kostenwirkung ist gleichwohl nicht im Bereich der Degression zu identifizieren, sondern im Zurückführen des verhältnismäßig teuren Ausbaus der Offshore-Windenergie und der Biomasse (ebd.: 81). Dennoch bleibt die Offshore-Technologie der stärkste Kostentreiber, weil sowohl die Vergütungshöhe hoch ist als auch starke Zuwachsraten der erzeugten Strommenge zu beobachten sind (Matthes/ Haller/ Loreck 2015: 22f.) – dies gilt vor allem in der mittleren Frist, weil das bislang in Anspruch genommene Stauchungsmodell für die ersten acht Jahre hohe Vergütungszahlungen vorsieht, erst danach sinken die Fördersummen erheblich ab. Die Bundesregierung veranschlagt einen überschaubaren kostendämpfenden Effekt durch die Anpassung der Vergütungsregelungen. Eine Studie zur Gesetzesfolgenabschätzung stützt diese Erwartung und rechnet mit marginalen Ersparnissen in der Förderung der Windenergie an Land in Höhe von jährlich 25 Mio. Euro sowie rund 50 Mio. Euro im Bereich der Bioenergie (Weber/ Horst 2014: 24ff.). Gleichwohl wurden durch die tatsächliche, wesentlich dynamischere als veranschlagte Zubauentwicklung die Annahmen konterkariert, sodass durch die Abweichungen der Ausbaupfade durch defizitäre Mengensteuerung unter Kostengesichtspunkten der Effekt der Novelle als überschaubar zu bewerten ist (Löschel u.a. 2014: 75). Der

[390] Abschätzungen rechnen mit einer höheren EEG-Umlage im Jahr 2020 von lediglich 0,5 ct/kWh, wenn eine Steigerung des erneuerbaren Energien-Anteils am Bruttostromverbrauch um fünf Prozent umgesetzt würde (Nestle 2014b: 28).

[391] An der Ausgestaltung der Ausbaupfade entzündete sich insofern Kritik, als dass eine Deckelung des Ausbaus zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten führe und dementsprechend einer ökonomischen Rechtfertigung entbehre (Nestle 2014b). Gleichwohl muss angemerkt werden, dass die Szenario-Analysen als selektiv zu qualifizieren sind, weil Systemkosten in der Betrachtung ausgeklammert bleiben. Eine ganzheitliche Betrachtung dürfte zu einer anderen Bewertung führen.

Anstieg der Förderkosten wurde etwas verlangsamt – die Suggestion in der politischen Debatte, eine Verringerung der Förderkosten zu erreichen geht fehl.

Eine vergleichbare Einschätzung kann für die dritte Interventionshypothese konstatiert werden: der kostendämpfende Effekt der Regelung zur Ausweitung der Finanzierungsbasis ist für den Eigenverbrauch sehr begrenzt. Abschätzungen aus Modellrechnungen setzen den Effekt im Jahr 2017 auf 0,6 Prozent an (Weber/ Horst 2014: 43f.). Allerdings deckt Eigenverbrauch den wesentlich kleineren Teil der Eigenversorgung ab, während die industrielle Eigenerzeugung hier mengenmäßig dominiert. Inwiefern Mehreinnahmen im Umlagesystem generiert werden können, wie die Kausalhypothese b unterstellt, ist demgegenüber aber abhängig von den Wechselwirkungen der Ausnahmeregelungen für Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung eine Anrechnung des umlagepflichtigen Stromverbrauchs auf die Mindeststrombezugsgröße vornehmen können. Der Zusammenhang gestaltet sich als äußerst komplex, weshalb der Effekt an dieser Stelle nicht quantifiziert werden kann. Es erscheint dennoch plausibel, dass die Bundesregierung von einer umlagereduzierenden Wirkung ausgeht. Ferner dürfte die wesentliche kostendämpfende Wirkung von der Abschwächung des vormals starken Anreizes zur Eigenversorgung ausgehen.

Eine Plausibilitätsbewertung der Kausalhypothese a setzt an den exogenen Einflussfaktoren der EEG-Differenzkosten an – bislang wurden bei den Interventionshypothesen die endogenen Faktoren diskutiert. Auf die Problematik des sinkenden Börsenstrompreisniveaus wurde bereits verwiesen, in den Jahren 2014 bis 2017 setzte sich dieser Trend fort (Matthes/ Haller/ Loreck 2015: 29f.). Die Ursachen davon sind vielfältig: neben einem zu Buche schlagenden Merit-Order-Effekt in Höhe von etwa 1 ct/kWh durch eine verstärkte Einspeisung der erneuerbaren Energien (ebd.: 33f.) haben vor allem gefallene Brennstoffkosten und CO_2-Preise auf weiter verharrendem niedrigem Niveau Erklärungskraft für die Preisbildung (Öko-Institut 2016: 1f.). Ferner ist der Strommarkt von erheblichen Überkapazitäten gekennzeichnet, was nicht nur an zwei parallel bestehenden Stromversorgungssystemen (erneuerbar und konventionell) liegt, sondern auch an dem langsam aber stetig Zusammenwachsen des EU-Binnenmarktes für Elektrizität, was einen reduzierten Bedarf an Erzeugungskapazitäten zur Folge hat und somit als Faktor für den Preisverfall zu berücksichtigen ist (Connect Energy Economics 2015: 22ff.; Frontier Economics/ Formaet 2014: 40). Die Überkapazitäten belaufen sich für das für Deutschland relevante Strommarktgebiet nach Angaben der Bundesregierung auf rund 60 GW (BMWi 2014d: 13). In der Zukunft wird allerdings erwartet, dass die Überkapazitäten mittelfristig abgebaut werden, sodass sich ein höheres Börsenpreisniveau für Strom einpendelt (Frontier Economics/ Formaet 2014; R2b 2014) – was für Deutschland spätestens mit dem Abschalten der letzten Kernkraftwerke im Jahr 2022 und dem Ausscheiden alter Kohlekraftwerke zu

erwarten ist. Sensitivitätsanalysen untermauern den bedeutsamen Zusammenhang zwischen Börsenstrompreisniveau und EEG-Differenzkosten: ein steigendes Preisniveau hätte erhebliche Reduktionseffekte auf die EEG-Umlage (Agora Energiewende 2015b: 19).

Während die endogenen Faktoren der Anpassung der Vergütungshöhe lediglich einen kleinen Teil der Anlagen betreffen, wirkt sich ein sinkender Börsenstrompreis auch auf alle Bestandsanlagen aus, weil die Vermarktungserlöse geringer ausfallen (BMWi 2016c: 20). Dieser Effekt ist für die EEG-Umlage ein umso größeres Problem, je größer die Abweichung des Preisniveaus an der Strombörse zu den von den ÜNB im Jahr davor prognostizierten Werten ausfällt. Die EEG-Differenzkosten stiegen von rund 19 Mrd. Euro im Jahr 2014 über 21 Mrd. Euro 2015 auf 23 Mrd. Euro im Jahr 2016 an (BMWi 2015a: 10).

Mehrere Faktoren bestimmen die Höhe der EEG-Umlage, die jährlich von den ÜNB prognostiziert wird. Dazu zählt erstens der Umverteilungseffekt durch die Privilegierung im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung, der hier nicht noch einmal diskutiert werden soll.

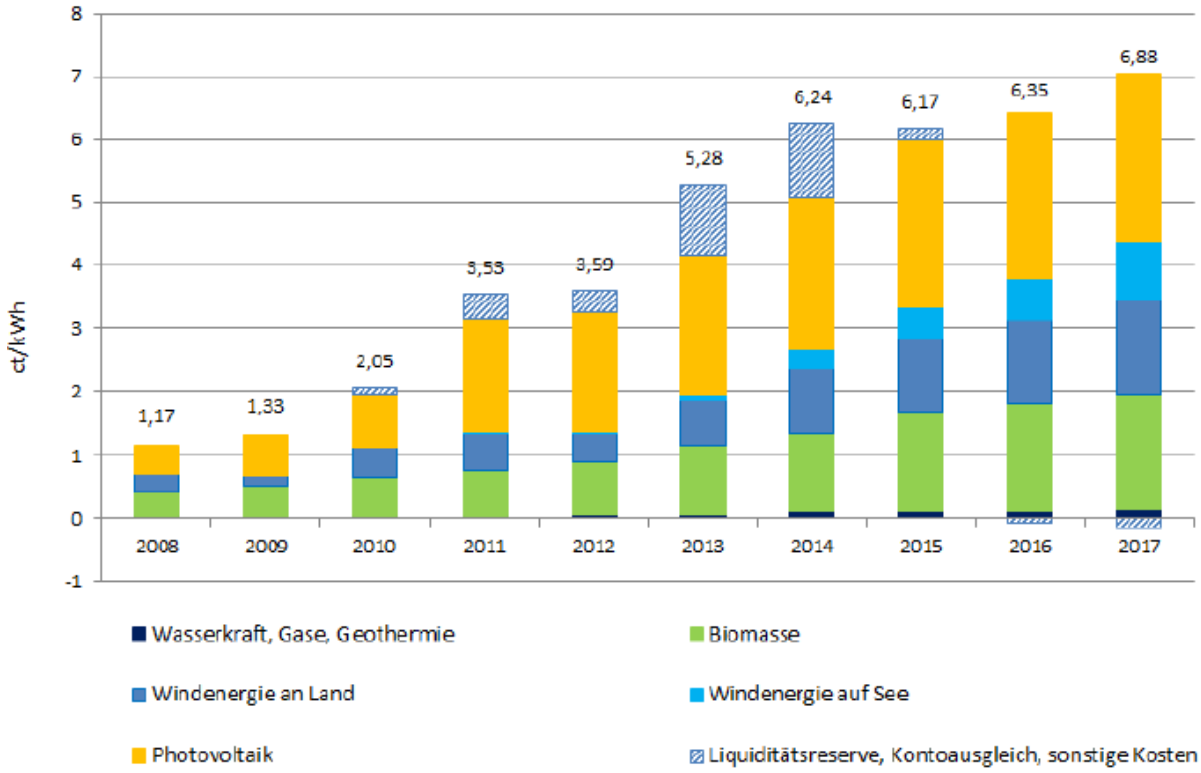
Zweitens ist die Verrechnung des EEG-Kontostandes zum Zeitpunkt der Berechnung der Umlage zu nennen, wodurch Abweichungen zwischen den prognostizierten und den schließlich realisierten Werten ausgeglichen werden, was stets zum Stichtag 30. September eines jeden Jahres vollzogen wird. In der Regel ist zu diesem Zeitpunkt das EEG-Konto durch die hohe Auszahlung der PV-Vergütung in den Sommermonaten besonders belastet und weist deshalb den niedrigsten Stand im Jahr auf (Weber/ Horst 2014: 7f.). In den Jahren 2011 bis 2014 wurde in der jeweiligen Umlage ein Ausgleich des Kontostandes durch eine Nachholung notwendig, weil aus verschiedenen Gründen die prognostizierten Kosten überschritten wurden – hauptsächlich aufgrund einerseits eines stärker als antizipierten Ausbaus der PV sowie andererseits eines geringer als angenommen Börsenstrompreises zurückzuführen (ebd.: 14; Matthes/ Haller/ Loreck 2015: 24). Dies hat bis dato verhindert, dass durch die Antizyklität der Einnahmen- und Ausgabenströme im EEG-System aufgrund der angesprochenen saisonalen Produktionsspitzen der vergleichsweise teuren PV-Bestandsanlagen den systemimmanenten Aufbau eines Liquiditätspuffers verhindert. Durch eine ausreichend hoch angesetzte Umlage füllt sich der Liquiditätspuffer in den Wintermonaten und wird entsprechend im Sommer aufgezehrt – im Jahr 2014 ist der Aufbau zum ersten Mal gelungen (Weber/ Horst 2014: 14).

Die von den ÜNB eingepreiste Liquiditätsreserve ist ein dritter wesentlicher Faktor bei der Bestimmung der Umlage und hat den Aufbau des Puffers verstärkt. Die Folge davon ist, dass sich in den Jahren 2014, 2015 und 2016 positive Jahresabschlüsse ergeben haben, die eine umlagesenkende Wirkung im Folgejahr entfalteten, wobei die Höhe der Liquiditätsreserve und die positive Verrechnung des Kontostandes sich in etwa ausgleicht und nur ein marginaler Kompensationseffekt verbleibt.[392]

[392] Während der Kontostand im Jahr 2014 zum 30. September ein positiver Saldo von 1,4 Mrd. Euro betrug, konnten bereits positive Salden in den beiden Folgejahren in Höhe von 2,5 Mrd. Euro und 1,9 Mrd. Euro verzeichnet

Außer im Jahr 2015 vollzieht sich eine stetige Steigerung der EEG-Umlage, wie die nachfolgende Abbildung zeigt, die auch die Anteile der verschiedenen Technologiesparten visualisiert. Die dargestellte Entwicklung zeigt einmal mehr, dass die EEG-Novelle lediglich die mittel- bis langfristigen Kostenentwicklungen zu minimieren im Stande ist, jedoch keine kurzfristigen Auswirkungen auf die EEG-Umlage entfaltet und kann vielmehr als „eine weitere Reperaturnovelle und keineswegs als jener großer Wurf [bewertet werden], der die längerfristigen Herausforderungen der Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren mit einer klaren Zielperspektive adressiert“ (Gawel/ Lehmann 2014: 652).

Abbildung 122: EEG-Umlage nach Technologiesparten



Quelle: BMWi 2016c: 21

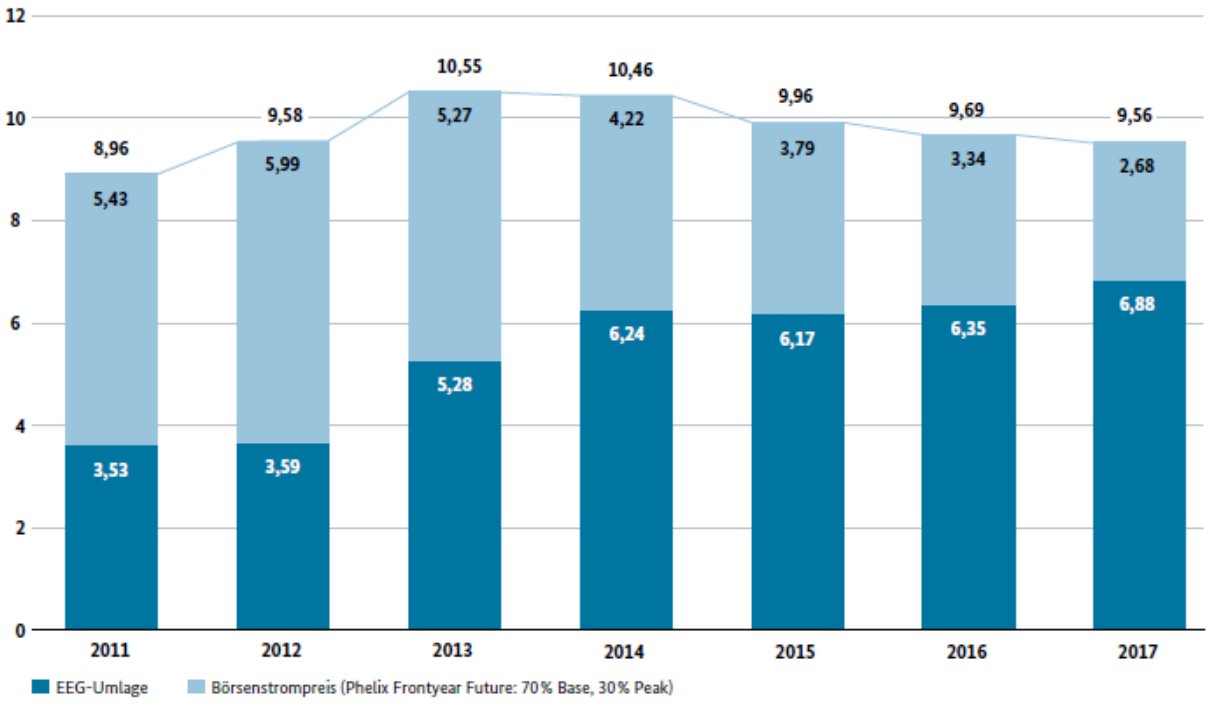
Die Diskussion der verschiedenen Einflussgrößen zeigt aber auch, dass die EEG-Umlage nicht als geeigneter Indikator für die Förderkosten der erneuerbarer Energien gelten kann. Ihre Höhe hängt nur zum Teil von den endogenen Faktoren, den Vergütungszahlungen ab; der Marktwert des EEG-Stroms als exogener Faktor ist ebenso bedeutend (Löschel u.a. 2014: 75) – ebenso wie die Effekte, die sich aus der Berechnungssystematik der Umlage ergeben. Für

werden. Damit ergab sich für die EEG-Umlage in diesen Jahren eine ansteigende rechnerische Verringerung von 0,4 ct/kWh (2015) über 0,7 ct/kWh (2016) auf 0,6 ct/kWh (2017). Wird die Erhebung der Liquiditätsreserve dem gegenübergestellt, schrumpft dieser Effekt merklich ein: die Reserve wurde für die Umlage 2015 und 2016 mit jeweils 0,6 ct/kWh und für 2017 mit 0,4 ct/kWh angesetzt (ÜNB 2016, 2015c, 2014c). Auch in Zukunft ist ein Kompensationseffekt zu antizipieren, denn mit der für das Jahr 2017 um 8,3 Prozent im Vergleich zur Umlage des Vorjahres angestiegenen EEG-Umlage hat der Kontostand im April 2017, historisch gesehen der Monat mit dem höchsten positiven Kontosaldo, 5,3 Mrd. Euro erreicht. Auch wenn die Ausgabenpositionen in ihrer Höhe von diesem Monat an exponentiell ansteigen, kann doch im September mit einem hohen Plus gerechnet werden (Mihm 2017b: 19).

die Bundesregierung stellt es sich deshalb als politisch problematisch dar, dass auf wichtige exogene Faktoren kein direkter Einfluss genommen werden kann – jedenfalls nicht mit dem EEG, wohingegen sich der öffentliche Fokus auf die Umlage richtet. Der Börsenstrompreis hat zudem als exogener Faktor das Potenzial, sämtliche Effizienzgewinne bei den endogenen Faktoren zu überkompensieren.

Relativierend kann man unter Rückgriff auf eine aggregierende Betrachtung dem Zusammenhang aus Umlage und Börsenstrompreis über die EEG-Differenzkosten gerecht werden. Teilweise wird auch von dieser Betrachtung als „Systemkosten-Indikator“ (Öko-Institut 2016: 2) gesprochen – auch wenn kritisch angemerkt wird, dass auch diese Perspektive noch verkürzt ist, weil eine Reihe von Kostenbestandteilen der Transformation des Stromversorgungssystems durch den Ausbau erneuerbarer Energien in den Netzentgelten zu finden sind (Löschel u.a. 2016: 116f.).

Abbildung 123: Entwicklung der Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage in ct/kWh



Quelle: BMWi 2017a: 1

Die Entwicklung der Summe aus Umlage und Börsenpreis verdeutlicht, dass im Jahr 2013 der vorläufige Höhepunkt erreicht wurde und sich ab dem Jahr 2014 ein etwa konstantes Niveau einstellt, das durch eine leichte Abwärtsbewegung gekennzeichnet ist. Schließlich wird im Jahr 2017 der Höchststand um etwa 1 ct/kWh unterschritten. Werden die Rahmenbedingungen der Förderung ceteris paribus fortgeschrieben und sich an der Mittelfristprognose der ÜNB orientiert, ergeben Modellierungen, dass die EEG-Umlage bis zum 2023 auf ein Summenniveau von etwa 11 ct/kWh ansteigt und erst anschließend langsam abflacht (Agora Energiewende

2015b: 18). Aus dieser Betrachtung lässt sich schließen, dass sehr wohl Fortschritte in der Kosteneffizienz erreicht wurden.

5.4.4 Zusammenfassung der Analyse von den Maßnahmen anhand der Bewertungskriterien

Tabelle 47: Bewertungsübersicht der Maßnahmen im Regierungsentwurf EEG 2014

Maßnahme im Regierungsentwurf für ein EEG 2014		Plausibilitätsprüfung		Bewertungskriterien				
		Interventionshypothese	Kausalhypothese	Treff-sicherheit	Kosteneffizienz	Dynamische Effizienz	Erforderliches Steuerungswissen	Kompatibilität mit gleichzeitig wirkenden Einflüssen
Einführung technologiespezifischer Ausbaupfade		+	+	*0*	+	/	-	-
Einführung verpflichtende Direktvermarktung		++	-	++	-	+	--	++
Einspeisetarif bei Bagatellgrenze und Ausfallvermarktung		++		++	-	+	-	+
Abschaffung des Grünstromprivilegs		++		++	-	+	+	+
(anteilige) Umlagepflicht für Eigenversorgung		++	++	+	++	/	-	+
Reform der BesAR Anspruchsberechtigte		++	+	+	/	/	--	++
Reform der BesAR Begrenzungsumfang		++		++	/	/	--	++
Reform der BesAR Härtefallregelungen		++		+	/	/	-	+
Onshore-Wind	Geringfügige Einmaldegression und Streichung der Boni	++	+	+	+	/	-	+
	Re-Parametrisierung des Referenzertragsmodells	++		+	+	/	-	+
	Einführung des atmenden Deckels	++		+	+	++	--	+
Off	Verlängerung des optionalen	+	+	+	-	-	++	+

	Stauchungsmodells							
	Anpassung der Degression	+	-	+	-	-	-	+
	Einführung der Mengensteuerung	++		++	+	/	+	+
Bioenergie	Konzentration auf Abfall- und Reststoffe	++	++	+	++	+	+	+
	Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen	++		+	++	+	+	+
	Einführung des atmenden Deckels	++		+	++	++	-	+
	Neue Flexibilitätsprämie (Flexibilitätszuschlag)	+		+	+	/	-	+
	Veränderte Regelung der Anlagenerweiterung	++		++	++	/	++	++
Photovoltaik	Anpassung der Degression im atmenden Deckel	+	-	+	+	+	-	+
	Kompensation der Kostenbeteiligung (Eigenversorgung)	+	-	+	+	+	+	+

Quelle: eigene Darstellung

Plausibilitätsprüfung:
++ = uneingeschränkt plausibel; + = eingeschränkt plausibel; - = nicht plausibel
Bewertungskriterien:
++ = umfassender Grad der Kriterienerfüllung (bzw. geringe Anforderungen an das Steuerungswissen); + = hoher Grad der Kriterienerfüllung; 0 = Nebeneffekte wiegen die Kriterienerfüllung auf; - = geringer Grad der Kriterienerfüllung; - - = keine Kriterienerfüllung (bzw. hohe Anforderungen an das Steuerungswissen); / = keine Relevanz des Bewertungskriteriums

5.4.5 Politische Widerstände Einigungskosten

Die Steuerungskonzeptionen des Regierungsentwurfes für das EEG 2014 wurden auf ihre Plausibilität untersucht und unter Heranziehung einer Reihe von Kriterien bewertet. Auf diese Weise ergibt sich eine problemorientierte Wirkungsabschätzung, die einen Kontrast der tatsächlichen Entwicklung mit der Steuerungsintention der Bundesregierung erzeugt. Die Analysen konnten ein helles Licht auf den Effektivitäts- und Effizienzgrad der Regelungen werfen,

ebenso wie die Herausforderungen bei dem erforderlichen Steuerungswissen offenbar wurden. Im parlamentarischen Prozess hat sich eine Reihe von Änderungen zum Regierungsentwurf ergeben – einige aus technischen Gründen, andere aus politischen. Wie bereits dargelegt wurde, ist die Problemlösungsfähigkeit einer Maßnahme oftmals unabhängig von ihrer politischen Durchsetzbarkeit zu beurteilen. Der Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design führt aus diesem Grund neben einer Impact-Analyse auch eine Änderungs- und Wirkungsklassifizierung durch, die für sich einstellende Widerstände gegen Maßnahmen Erklärungen anbietet. Die Perzeptionen der unterschiedlichen Adressatengruppen und deren zugrundeliegenden Erwartungen an die Auswirkungen auf den politischen Prozess bilden die Grundlage für diesen Analyseschritt.

Auch für diese Novelle können mehrere Gruppen von Betroffenen beziehungsweise Adressaten unterschieden werden: erstens betreffen vergütungsrelevante Regelungen primär die EEG-Anlagenbetreiber. Bis auf wenige Ausnahmen umfasst der Regelungsgehalt ausschließlich Neuanlagen, weil der Bestands- und Vertrauensschutz ein verfassungsrechtlich geschütztes Gut in Deutschland ist. In der Regel werden deshalb Maßnahmen von zukünftigen Anlagenbetreibern einerseits als regulativ wahrgenommen, wenn sich die Vergütungsbedingungen verschlechtern, oder andererseits als distributiv, wenn sich die Bedingungen verbessern. Des Weiteren rücken durch die veränderten Förderbedingungen auch die geänderten Marktchancen der jeweiligen Technologie-Branche in den Blick: für die Wertschöpfungsketten können sich reduzierte oder ausgeweitete Absatzchancen ergeben. Bei diesen Adressaten handelt es sich um sekundär Betroffene, denen sich in der Regel regulative Wirkungen präsentieren, weil Eingriffe in die Umsatz- oder Gewinnerwartungen nicht die Qualität einer Intervention in Eigentumsrechte aufweisen. Als redistributiv werden Maßnahmen dann wahrgenommen, wenn erheblich in Geschäftsmodelle interveniert wird. Doch auch in dieser Gruppe von Betroffenen variieren die Erwartungen an den Regelungsgehalt durchaus erheblich. Dies erklärt sich durch die verschiedenen Positionen in der Wertschöpfungskette sowie den Markt- und Exportanteilen der Unternehmen.

Ferner greifen Regelungen in die Lastenverteilung zwischen den Letztverbrauchern ein. Diese Gruppe muss zwischen privilegierten und nichtprivilegierten Letztverbrauchern differenziert werden, weil die Entlastung der einen, die Belastung der anderen ist. Dementsprechend variieren eine distributive und eine redistributive Perzeption, je nachdem welche Seite der Medaille in den Fokus rückt. Dabei gilt es zu konstatieren, dass gleichwohl der Nutzen bei den privilegierten konzentriert anfällt, währenddessen die Kosten äußerst diffus auf die nichtprivilegierten Verbraucher verteilt sind. Die zugrunde liegende Kosten-Nutzen-Verteilung der vermuteten Wirkung dieser Maßnahme strukturiert somit auch das Mobilisierungspotenzial der Adressaten und somit deren politische Widerstandsfähigkeit.

Demgegenüber nehmen – ob privilegiert oder nicht – die Letztverbraucher die vergütungsrelevanten Maßnahmen als distributiv wahr, wenn die Förderung im Vergleich zum Status quo kosteneffizienter ausgestaltet wird, oder als redistributiv, wenn sich höhere Belastungen einstellen.

Die mit Hilfe der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung analysierten Maßnahmen des Regierungsentwurfs finden sich nachfolgend in tabellarischer Darstellung. Im Anschluss daran sollen einige Maßnahmen detaillierter diskutiert werden.

Tabelle 48: Änderungs- und Wirkungsklassifikation der Maßnahmen im EEG 2014-RegE

Maßnahme im Regierungsentwurf für ein EEG 2014		**Wahrgenommene Wirkung von EEG-Anlagenbetreibern**	**Wahrgenommene Wirkung entlang der Wertschöpfungskette**	**Wahrgenommene Wirkung auf die Letztverbraucher nach privilegiert (P) und nichtprivilegiert (NP)**
		Ausmaß der wahrgenommenen Veränderung		
Einführung technologiespezifischer Ausbaupfade		regulativ *mittel*	regulativ *groß*	distributiv *mittlere diffuse Entlastung*
Einführung verpflichtende Direktvermarktung		regulativ *mittel bis hoch (je nach Leistungsklasse)*	distributiv *mittel* bis regulativ *mittel*	distributiv *gering*
Einspeisetarif bei Bagatellgrenze		distributiv *groß*	regulativ *gering*	*redistributiv* *gering*
Einführung einer Ausfallvermarktung		regulativ *groß*	regulativ *gering*	distributiv *geringe diffuse Entlastung*
Abschaffung des Grünstromprivilegs		redistributiv *groß*	keine wesentlichen Auswirkungen; für Grünstromhändler: redistributiv *groß*	distributiv *geringe diffuse Entlastung*
(anteilige) Umlagepflicht für Eigenversorgung		regulativ *mittel bis groß*	Systemtechnik: regulativ *groß*	distributiv *mittlere diffuse Entlastung*
Reform der BesAR		-	keine wesentlichen Auswirkungen	P: distributiv *mittel* NP: redistributiv *gering*
Ons-hore	Geringfügige Einmaldegression und Streichung der Boni	regulativ *groß*	regulativ *gering*	distributiv *mittel*

	Re-Parametrisierung des Referenzertragsmodells	regulativ *groß*	regulativ *gering*	distributiv *gering*
	Einführung des atmenden Deckels	regulativ *groß*	regulativ *groß*	distributiv *mittel*
Offshore-Wind	Verlängerung des optionalen Stauchungsmodells	distributiv *groß*	distributiv *gering*	*redistributiv gering*
	Anpassung der Degression	distributiv *mittel*	distributiv *mittel*	*redistributiv gering*
	Einführung der Mengensteuerung	regulativ *groß*	regulativ *groß*	distributiv *mittel*
Bioenergie	Konzentration auf Abfall- und Reststoffe	regulativ *groß*	regulativ *groß*	distributiv *mittel*
	Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen	regulativ *groß*	regulativ *groß*	distributiv *mittel*
	Einführung des atmenden Deckels	regulativ *groß*	regulativ *mittel*	distributiv *gering*
	Neue Flexibilitätsprämie (Flexibilitätszuschlag)	distributiv *mittel*	distributiv *gering*	*redistributiv gering*
	Veränderte Regelung der Anlagenerweiterung	redistributiv *groß*	regulativ *groß*	distributiv *gering*
Photovoltaik	Anpassung der Degression im atmenden Deckel	regulativ *gering*	regulativ *gering*	*redistributiv gering*
	Kompensation der Kostenbeteiligung (Eigenversorgung)	distributiv *mittel*	distributiv *gering*	*redistributiv gering*

Quelle: eigene Darstellung

Die Maßnahmen im Bereich der Markt- und Systemintegration stellen sich für die zukünftigen EEG-Anlagenbetreiber mehrheitlich regulativ dar. Hervorzuheben ist insbesondere die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung, die je nach Leistungsklasse der Anlage, eine mittlere bis große Ausprägung hat, wobei kleinere Anlagen, die sich der verpflichtenden Grenze von 100 kW ab dem Jahr 2017 nähern, stärker von den Regelungen betroffen sind, weil der administrative Mehraufwand und die anfallenden Fixkosten ins Gewicht fallen (juwi 2014: 7f.; BEE 2014: 8f.). In Kombination mit der Ausfallvermarktung auf einem Vergütungsniveau von 80 Prozent entstehen den Anlagenbetreibern somit erhebliche zusätzliche Risiken, weshalb auch diese Maßnahme als regulativ mit einer starken Ausprägung wahrgenommen wird (BWE 2014: 16f.). Demgegenüber wird die Ausnahmeregelung durch die Eingezogenen Bagatellgrenzen vor dem Hintergrund der weitreichenden Regelungen zur verpflichtenden Direktvermarktung als distributiv von kleinen Anlagenbetreibern wahrgenommen, die deren Interessen weit entgegenkommt. Auf der gegenüberliegenden Seite des Widerstands-Spektrums lässt sich die Abschaffung des Grünstromprivilegs verorten, dass für die betroffenen Anlagenbetreiber als redistributiv mit der maximalen Ausprägung wahrgenommen wird – gleichwohl muss relativierend angemerkt werden, dass der Kreis der betroffenen Anlagenbetreiber begrenzt ist (BEE 2014: 10).

Werden die Perzeptionen der Wertschöpfungsketten, also der Sekundäradressaten, in den Blick genommen, kann für die Abschaffung des Grünstromprivilegs für die betroffenen Grünstromhändler und Energieversorgungsunternehmen ebenfalls eine redistributive Wirkung mit hoher Ausprägung bilanziert werden. Dabei ist die anvisierte unterjährige Abschaffung, die für die Anspruchsvoraussetzungen und vertraglichen Verpflichtungen der betroffenen Unternehmen eine Preisanpassungsproblematik nach sich zieht, unter Vertrauensschutzgesichtspunkten kritisch zu sehen (BDEW 2014: 20). Für Direktvermarktungsunternehmen stellen sich die Regelungen zur Marktintegration hingegen differenzierter dar: während kleine Unternehmen unter Kostendruck geraten und deshalb von einer mittleren regulativen Wirkung ausgehen, bieten sich für größere Direktvermarkter Chancen, da davon ausgegangen wird, dass Konzentrationsprozesse auf dem Direktvermarkter-Markt einsetzen (juwi 2014: 8). Die Ausnahmeregelungen haben auf diesen Markt vernachlässigbare Auswirkungen.

Die technologiespezifischen Regelungen fallen für die Anlagenbetreiber Großteils regulativ aus, Abweichungen in der Wirkungsklassifikation ergeben sich für den Regelungsbereich der Offshore-Windenergie, der verbesserte Förderbedingungen erhält und somit distributive Wirkungen zu verzeichnen sind, sowie den Bereich der Biomasse, der stark zurückgeführt wird und sich dadurch auch redistributive Effekte einstellen. Die Maßnahmen mit der größten wahrgenommenen Wirkung sind die jeweiligen direkten und indirekten Mengensteuerungsimpulse, also die Regelungen, die die Ausbaupfade definieren und zubauabhängige Vergütungsdegressionen festlegen. Ähnliche Muster lassen sich über die Breite der Energieträger beobachten, am augenscheinlichsten treten sie jedoch bei der Windenergie an Land auf. Hier entstehen durch die regulative Wahrnehmung sowohl bei den Anlagenbetreibern als auch bei Projektierern und innerhalb der Hersteller-Branche Planungs- und Investitionsunsicherheit, weil die Finanzierung der Anlagen weniger antizipierbar wird und die Hersteller unter Kostendruck kommen (BWE 2014: 5ff.; BDEW 2014: 31). Ferner stellen das Zinsniveau sowie die Rohstoffpreisentwicklung bedeutsame Risikofaktoren dar, die vor dem Hintergrund eines abgesenkten Vergütungsniveaus zusätzlich an Relevanz gewinnen und den Absatzmarkt der deutschen Onshore-Branche vor Herausforderungen stellt (juwi 2014: 7).

Der atmende Deckel für die PV wird von den Anlagenbetreibern und der Branche weniger einschneidend wahrgenommen – nicht nur weil es sich dabei um eine bekannte Regelung handelt, sondern weil die geringfügigen Anpassung sogar zu einer leichten Entspannung der geltenden Rechtslage beigetragen hat. Allerdings werden die Maßnahmen als nicht geeignet bewertet, die Phase des Markteinbruchs mit stark geschrumpfter Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten zu beenden (BSW 2014: 6), weshalb von geringen regulativen Effekten gesprochen werden kann.

Demgegenüber sind die positiven Effekte der Degressionsanpassung und der Verlängerung des Stauchungsmodells für die Windenergie auf See sowohl für Betreiber, Investoren,

Projektierer als auch Hersteller hervorzuheben. Die im Vergleich zum Status quo wahrnehmbaren distributiven Wirkungen sind für den Heimatmarkt der deutschen Offshore-Branche, der einen Anteil von 70 Prozent am Umsatz ausmacht, durchaus bedeutsam. Die Investitions- und Planungssicherheit, die durch die Regelungen erzeugt wird, wird gleichwohl durch die Mengensteuerung in Form einer Anbindungskapazitätsvergabe konterkariert, weil dadurch große regulative Effekte einhergehen (Verbände Offshore-Windenergie 2014). Zubaubeschränkungen zeichnen sich durch besonders große Einschnitte in ihrer Steuerungsqualität für die Adressaten aus, weil für die betroffenen Akteure Marktchancen begrenzt werden – was dementsprechend von der betroffenen Branche massiv kritisiert wird.

Im Regelungsbereich der Biomasse ist es zu einer ganzen Reihe von Verschärfungen der Förderbestimmungen gekommen und es haben sich die weitreichendsten technologiespezifischen Änderungen dieser Novelle ergeben, sodass die Wahrnehmungen der Anlagenbetreiber wie auch der Branche äußerst negativ ausfallen. Die neuen Vergütungsregelungen sind nicht wirtschaftlich darstellbar (BDEW 2014: 22f.) und „bieten keine ausreichende Überlebenschance für die relevanten Technologiepfade der Bioenergie (Biogasanlagen, Biomasse-Heizkraftwerke, Stroh-Heizkraftwerke, Biomasse-Vergasungsanlagen)“ (BBE 2014: 3). Als besonders kritisch wird dabei die Streichung der Einsatzstoffvergütungsklassen bewertet, die dazu führen kann, „dass der Markt der Herstellerfirmen zusammenbricht“ (ebd.: 6).

Für die Lastenteilung und Verteilungsfragen sind die Regelungsbereiche Eigenversorgung und die Besondere Ausgleichsregelung besonders relevant.

Marktakteure charakterisieren das Thema Eigenversorgung als „von herausgehobener Relevanz, weil die jetzt zu treffenden Neuregelungen den zukünftigen Entwicklungspfad der Energiewende ganz erheblich beeinflussen werden“ (BDEW 2014: 10). Für die Belastung der Eigenversorgung gilt ein regulativer Effekt für EEG-Anlagenbetreiber sowie für industrielle Eigenerzeuger – allerdings unterscheiden sich die Auswirkungen in ihrem Umfang: für industrielle Erzeuger ist ein großes Ausmaß zu diagnostizieren, wohingegen EEG-Anlagenbetreiber – zudem das produzierende Gewerbe, das zusätzlich von der Anrechenbarkeit in der BesAR profitiert – lediglich anteilig belastet werden (DIHK 2014: 7f.; EiD 2014: 10f.). Die Detailregelungen erzeugen zudem bei der Erweiterung von Bestandsanlagen zum Teil redistributive Wahrnehmungen, was aus verfassungsrechtlicher Sicht kritisch diskutiert wurde (Ruttloff 2014: 238f.). Demgegenüber sind für die Systemtechnik-Branche, die technische Lösungen für die Speicherung und das Energiemanagement im Rahmen von Eigenversorgungsmodellen anbietet, gravierende Herausforderungen zu konstatieren, denn die Regelungen drücken die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsmodellen erheblich, was zu einem nicht zu unterschätzenden Druck auf die zum Teil noch junge Branche ausübt, Kostendegression zu realisieren (ZVEI 2014: 5; BEE 2014: 14). Der Maschinen- und Anlagenbau beurteilt die Maßnahme zudem ebenfalls kritisch (VDMA 2014: 5f.).

Von noch größerer finanzieller Bedeutung, weil mit einem größeren Umverteilungsvolumen bedacht, ist die Besondere Ausgleichsregelung. Wie die Regelungen durch die Adressaten wahrgenommen wird, lässt sich nur verallgemeinert grob abschätzen, da die Regelungskomplexität ein Ausmaß erreicht hat, das den jeweiligen Einzelfall zwingend für eine Beurteilung macht. Abstrakt stellt sich der Perzeptionszusammenhang wie folgt dar: ein Unternehmen nimmt die Regelung als distributiv mit einer mittleren Ausprägung wahr, wenn es privilegiert ist. Die Ausnahmereglungen wurden zwar verschärft und es ist zu geringfügigen Mehrbelastungen gekommen, gleichwohl ist der Entlastungseffekt noch immer enorm. Unter dieser grundlegenden Wirkungswahrnehmung ist der Kreis der Betroffenen allerdings stark ausdifferenziert und es ist durchaus zu einem anderen Bild als unter der geltenden Rechtslage gekommen. Unternehmen, die in Zukunft nicht mehr unter die BesAR fallen und denen Härtefallregelungen zugutekommen, nehmen die Maßnahmen als redistributiv wahr, was auch für Unternehmen gilt, die sich einer stark ansteigenden Belastung ausgesetzt sehen (EiD 2014: 6f.). Ferner spielt die angehobene Einstiegsschwelle für die Privilegierung sowohl im Hinblick auf die Mindeststromkostenintensität als auch den Mindeststromverbrauch eine wichtige Rolle, denn zum einen benachteiligen diese kleine Unternehmen, weil eine Erhöhung der Einstiegsschwellen anspruchsvolle Hürden für eine Entlastung hochzieht – auch wenn die Stromkosten trotzdem hoch sind (DIHK 2014: 11f.). Zum anderen sind Selbstständige Unternehmensteile sowie Unternehmen, die Fortschritte bei der Energieeffizienz gemacht haben und ihre Stromkostenintensität so zurückgeführt haben, von den Schwellen herausgefordert (EiD 2014: 5). Je nachdem welche Fallgestaltung zugrunde liegt, variiert dementsprechend die Wahrnehmung.

Die Gruppe der Letztverbraucher nimmt die Mehrheit der Maßnahmen als distributiv wahr, weil sie die zukünftige Belastung reduzieren. Die distributiven Entlastungseffekte fallen aber äußerst diffus an, sodass kaum die Interessenartikulation durch die grundlegende Kosten-Nutzen-Verteilung gestützt wird. Demgegenüber treten die Wirkungen in der Gruppe der Anlagenbetreiber bereits konzentrierter auf, auch wenn nicht immer zum Zeitpunkt der Novelle ersichtlich ist, wer in Zukunft Betreiber sein wird. Hingegen wird der höchste Konzentrationsgrad seitens der Wertschöpfungskette erreicht, weshalb auch in diesem Bereich die expliziteste Artikulation von Unterstützung oder Widerstand zu erklären ist.

Interessen- und Akteurskonstellationen der Länder

Die Länder positionieren sich im Bundesratsverfahren maßgeblich nach ihren Interessen, die nachfolgend in deren wirtschaftlicher und politischer Interessendimension rekonstruiert werden sollen. Anschließend wird die Analyse mit der Perzeption der Adressaten über einen Feedback-Schleifen-Mechanismus, der als Prämisse die Interessenbildung der Länder beeinflusst, verknüpft, um so die Einigungskosten zu bestimmen.

Die wirtschaftliche Interessendimension erstreckt sich über vier Indikatorensets zu den Wirtschaftsfaktoren der erneuerbaren Technologiesparten. Die folgenden Tabellen verdeutlichen die Platzierungen der Länder in den jeweiligen Einzelindikatoren, wobei alle aufgeführten Länder überdurchschnittliche Ausprägungen im Hinblick auf den Bundesdurchschnitt vorweisen können. Länder, die mindestens in der Hälfte der Einzelindikatoren eine Platzierung erreichen, qualifizieren sich für die weitere Analyse, da ihnen ein veritables wirtschaftliches Interesse zugeschrieben werden kann.

Tabelle 49: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von erneuerbare Energien im Allgemeinen

Platzierung	Umsätze mit Klimaschutzbezug pro 1000 Euro BIP 2014	Anteil EE an Bruttostromerzeugung 2014	Bruttobeschäftigung EE-Branche 2013	Anteil der Bruttobeschäftigung der EE-Branche an den Erwerbstätigen 2014	Anteil an der EEG-Vergütung 2014	Saldo der EEG-Zahlungsströme in Mio. 2014
1	SL	MV	BY	ST	BY	BB
2	MV	TH	NI	MV	NI	SH
3	ST	ST	NW	BB	BW	MV
4	RP	SH	BW	NI	NW	ST
5	BY	RP	ST	HB	BB	NI
6	TH	HE		SH	SH	TH
7	SH	BY		TH		BY
8		NI				HB
9						SN

Quelle: eigene Darstellung

Ein veritables Interesse an dem übergeordneten Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien lässt sich den sieben Ländern BB, BY, MV, NI, SH, ST, TH zuschreiben.

Auf der Ebene der Technologiesparten setzt sich diese Analyse fort:

Tabelle 50: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Windenergie für 2014

Platzierung	Anteil Windstromerzeugung an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung Onshore-Wind MW kum.	Bruttobeschäftigung Windenergie	Anteil der Bruttobeschäftigung der Windenergie-Branche an den Erwerbstätigen
1	MV	NI	NI	ST
2	SH	BB	NW	HB
3	ST	SH	ST	MV
4	RP	ST	SH	SH
5	NI	NW	BY	NI
6	TH	RP	BW	BB
7	BB	MV		HH

Quelle: eigene Darstellung

Die sieben Länder, denen ein ausgeprägtes Interesse an dem Wirtschaftsfaktor Windenergie zugerechnet werden kann, sind BB, RP, MV, NI, NW, SH, ST.

Tabelle 51: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von PV für 2014

Platzierung	Anteil PV an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung PV MW kum.	Bruttobeschäftigung PV	Anteil der Bruttobeschäftigung der PV-Branche an den Erwerbstätigen
1	BY	BY	BY	TH
2	HE	BW	NW	ST
3	TH	NW	BW	BB
4	RP	NI	HE	SN
5	MV	BB	SN	HE
6	BW		TH	MV
7	ST			BY

Quelle: eigene Darstellung, die Bruttobeschäftigung wurde aufgrund der Datenverfügbarkeit für das Jahr 2013 herangezogen

Für den Wirtschaftsfaktor PV weisen die acht Länder BB, BW, BY, HE, MV, NW, ST, SN ein veritables Interesse auf.

Tabelle 52: Indikatorenset für Interessenrekonstruktion von Bioenergie für das Jahr 2014

Platzierung	Anteil Biomasse an Bruttostromerzeugung	Installierte Leistung Biomasse MW kum.	Bruttobeschäftigung Bioenergie	Anteil der Bruttobeschäftigung der Biomasse-Branche an den Erwerbstätigen
1	TH	BY	BY	MV
2	MV	NI	NW	ST
3	HE	NW	NI	BB
4	ST	BW	BW	TH
5	NI	BB	BB	NI
6	SH	ST	ST	SH
7	BY			BY

Quelle: eigene Darstellung, die letzten beiden Einzelindikatoren wurden aufgrund der Datenverfügbarkeit für das Jahr 2013 herangezogen

Dem Wirtschaftsfaktor Biomasse wird von den neun Ländern BB, BW, BY, MV, NI, NW, SH, ST, TH ein spezifisches Interesse entgegengebracht.

Die vier Indikatorensets lassen sich zusammenfassen und den jeweiligen Ländern mit einem ausgeprägten Interesse an den Wirtschaftsfaktoren eine geographische Region zuweisen, worüber die nachfolgende Tabelle einen Überblick gibt.

Tabelle 53: Auswertungsübersicht der Indikatorensets nach geographischer Region

Geographische Region	Wirtschaftsfaktor EE im Allgemeinen	Wind	PV	Biomasse
Norddeutschland	SH (M), NI (M), MV (R)	NI (M), SH (M), MV (R)	MV (R)	NI (M), SH (M), MV (R)
Süddeutschland	BY (R)		BY (R), BW (M)	BY (R), BW (M)
Ostdeutschland	ST (R), BB (M), TH (R)	ST (R), BB (M)	BB (M), ST (R), SN (R)	BB (M), TH (R), ST (R)
Westdeutschland		NW (M), RP (M)	NW (M), HE (M)	NW (M)

Quelle: eigene Darstellung

Aus der Auswertungsübersicht zur geographischen Verteilung lassen sich erneut Erkenntnisse über Interessen-Hotspots der einzelnen Technologiesparten ableiten. Auch weiterhin entfaltet der Wirtschaftsfaktor erneuerbare Energien in seiner Gesamtheit für Nord- und Ostdeutschland vergleichsweise hohe wirtschaftliche Bedeutung. Auch für Süddeutschland sind mit den Technologiesparten PV und Biomasse spezifische Interessenlagen zu identifizieren. Für die Region Westdeutschland kann dies nur eingeschränkt gelten. Während NRW zumindest bei den Technologiesparten ein breites Interesse aufweist, kann Rheinland-Pfalz dies ausschließlich für die Onshore-Windenergie sowie Hessen für die PV zugerechnet werden. Auch wenn das Bild in weiten Teilen im Vergleich zur Situation im Jahr 2011 von Kontinuität geprägt ist, lässt sich dennoch Bewegung in Einzelindikatoren, aber auch in den jeweiligen Indikatorensets beobachten. So lässt sich im Norden und der PV ein Austausch von Niedersachsen zu Mecklenburg-Vorpommern feststellen. Währenddessen ist Rheinland-Pfalz im Westen zu einem „Wind-Land“ aufgerückt, wohingegen Thüringen im Osten aus den Reihen der „PV-Länder“ rausgefallen ist.

Während potenzielle Interessenkoalitionen bei den Technologiesparten Windenergie und PV sich nach geographischen Gesichtspunkten bilden und sich eindeutige Interessen-Zentren identifizieren lassen, verteilt sich das wirtschaftliche Interesse an der Biomasse gleichmäßig und Geografie unabhängig über die Länder.

In der Auswertungsübersicht sind bereits Informationen der beiden Interessendimensionen verknüpft, damit öffnet sich der Blick für die politische Interessendimension mit ihren zwei Komponenten.

Tabelle 54: Politische Interessendimension der Länder 2014

2014	Prozedurale Komponente		energiepolitisch-inhaltliche Komponente		
	Parteipolitische Zusammensetzung Landesregierung	Klassifizierung nach ROM-Schema	quantitative Zielfixierungen Koalitionsvertrag	Energiekonzept	Klimaschutzkonzept
BW	Grüne/SPD	M	Windenergieanteil bis 2020 mind. 10 % (2011)	IEKK (2014): EE mind. 24,9 % bis 2020 EEV (2030: 43,2 %, 2040: 59,7 %, 2050: 77,9 %)., mind. 38,5 % SE bis 2020 (61,5 % (2030), 76,1 % (2040) und 86,4 % (2050))	
BY	CSU	R	vor 2022 50% EE-SE (2013)	"Energie innovativ" (2011): bis 2021 EE 20% EEV, 50 % SE, Wind 10% SV (1000 bis 1500 neue WEA), Biomasse 9% EEV und 10% SV, PV 16% SV	
B	SPD/CDU	M		"Energiekonzept 2020" (2011)	
BB	SPD/Linke	M	bis 2030 EE > 30% PEV (2014)	"Energiestrategie 2030" (2012): EE 32% PEV, EE 100% SV, bis 2020 90 % SV	
HB	SPD/Grüne	M	bis 2050 100 % EE Strom und Wärme (2011)	"Klimaschutz- und Energieprogramm 2020" (2009)	
HH	SPD	R			Hamburger Klimaschutzkonzept bis 2020 (2010/11)
HE	CDU/Grüne	M	SE +100 % EE bis 2019, auf 25 % SV (2014)	Energiezukunftsgesetz 2012: bis 2050 100% EEV (2012)	
MV	SPD/CDU	R			Aktionsplan Klimaschutz 2010 (2011): EE Anteil PEV von 2005 bis 2020 um 5,6-fache (SE), Wind 6-fache, Biogas 6-fache, PV 3-fache
NI	SPD/Grüne	M	bis 2050 100% EE EEV		
NW	SPD/Grüne	M	bis 2025 EE >30% SE, bis 2020 Wind 15 % SE (2012)		Klimaschutzgesetz 2013
RP	SPD/Grüne	M	bis 2030 EE SE = SV, bis 2020 Wind SE 5-fache (2011)	"Road-Map zur Energiewende in Rheinland-Pfalz" (2012), Wind 67 % am SV, PV 25 % bis 2030	
SL	CDU/SPD	R	bis 2020 EE 20% SV (2012)	Masterplan zur nachhaltigen Energieversorgung (2011): bis 2020 EE 20% SV	
SN	CDU/FDP	M	bis 2020 EE 24% BSV (2009)		
ST	CDU/SPD	R	bis 2025 EE verdoppeln SE (2011)	Energiekonzept 2020 (2007): EE 20% PEV	
SH	SPD/Grüne/SSW	M	bis 2020 EE 300 % SE von EEV (2012)	integrierten Energie- und Klimakonzeptes (2011)	
TH	CDU/SPD	R	bis 2020 EE 35% SE (2009)		

Quelle: eigene Darstellung, EEV = Endenergieverbrauch, PEV = Primärenergieverbauch, SV = Stromverbrauch, N/B SV = Netto-/ Bruttostromverbrauch, SE = Stromerzeugung

Die prozedurale Komponente spiegelt die Kräfteverhältnisse im Bundestag wider. Die Große Koalition im Bund ist dafür verantwortlich, dass nach dem ROM-Schema keine O-Länder, sondern mehrheitlich M-Länder klassifiziert werden. Diese machtpolitische Sondersituation tritt im deutschen Bundesstaat nur begrenzt auf und ist an spezifische Konstellationen gebunden – durch die Abstimmungsregeln im Bundesrat besteht dennoch ein Blockadepotenzial, das gleichwohl deutlich politisch unwahrscheinlicher ist als im Falle von einer geschlossenen O-Länder-Front.

Es ist ferner zu erkennen, dass die sich aus der zeitlichen Verortung vor den Energiewendebeschlüssen einzusortierenden Koalitionsverträgen ergebenden Sondereffekte in der energiepolitisch-inhaltlichen Komponente langsam auflösen. Die ab dem Jahr 2011 beschlossenen Verträge berücksichtigen alle die politischen Energiewende-Entscheidungen, was sich auch an deren Ziel-Ambitionsniveau ablesen lässt. Eine Reihe von Ländern sticht bei diesem Aspekt heraus. So fallen die Länder Bayern, Brandenburg, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein durch ein ausgeprägtes Zielniveau auf und auch die Zielstellungen der Länder Hessen, Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz sind beachtlich. Dabei gilt es die jeweiligen unterschiedlichen Ausgangs- und Strukturbedingungen der Länder zu berücksichtigen. Beispiele für ein im Vergleich zur Vor-Energiewendebeschluss-Situation deutlich gesteigertes Ambitionsniveau in den Koalitionsverträgen sind vor allem Bayern, Brandenburg, aber auch Hessen. Baden-Württemberg hingegen ist ein Beispiel dafür, inwiefern Energie- und Klimaschutzkonzepte das Zielniveau aus Koalitionsverträgen konkretisieren und gleichzeitig anheben können.

Für die weitere Analyse gilt es, eine weitere Veränderung im Vergleich zur Situation im Jahr 2011 zu beachten. Werden wirtschaftliche und politische Interessendimension übereinandergelegt, kann konstatiert werden, dass sich ein relativ konstantes Bild ergibt. Die Länder mit starken wirtschaftlichen Interessen an den erneuerbaren Energien setzen sich auch ambitionierte politische Ausbauziele. Rheinland-Pfalz und Hessen befinden sich dabei in einer Grauzone, denn diese Länder sind politisch stärker involviert als dies mit wirtschaftlichen Indikatoren hinterlegt ist. Beide Länder weisen jeweils nur in einer Technologiesparte überdurchschnittliche Ausprägungen auf. Diese Eingruppierung lässt ein verstärktes zukünftiges politisches Engagement für die erneuerbaren Energien erwarten.

Ausgehend von der Annahme, dass die Perzeption von relevanten Akteuren und der organsierten Interessen in Verbänden maßgeblich die Wahrnehmung der jeweiligen Landesregierung beeinflusst – so wie es zu Beginn dieses Teilkapitels erläutert wurde –, ist eine quasi Feedback-Schleife anzunehmen. Aufschlussreich für dieses Vorgehen sind die Fragen, in welchen Technologiebereichen welches Konfliktniveau vorliegt? Wie nehmen die zentralen Akteure in den Ländern die Maßnahmen war? Wie verändern sich die technologiespezifischen Zubauchancen in den Ländern?

Den Regelungen zur Onshore-Windenergie im EEG 2014 kann ein mittleres Konfliktniveau zugeschrieben werden, wobei die Anlagenbetreiber relativ stärker im Vergleich zu den Wertschöpfungsstufen belastet werden. Demgegenüber zeichnen sich die Maßnahmen zur Offshore-Wund durch ein sehr niedriges Konfliktniveau aus, vielmehr dürfte ihr distributiver Charakter politische Unterstützung generieren. Des Weiteren ist auch bei der PV von einem niedrigen Konfliktniveau auszugehen, wohingegen die Biomasse von einem bis dato nicht gekannten hohen Konfliktniveau geprägt ist, das vehemente Widerstände erwarten lässt. Hinzu treten die Regelungen, die technologieunabhängig den Ausbau der erneuerbaren Energien steuern, wie beispielsweise die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung. Diese Steuerungsimpulse sind ebenfalls konfliktträchtig, weil zukünftige Belastungen für Marktakteure damit verbunden sind, was insbesondere für die Eigenversorgungsregelung gilt.
Es ist davon auszugehen, dass Länder, die wirtschaftliche Interessen mit einer Technologiesparte verbinden, die Maßnahmen mit keinem oder nur geringen Widerstandsniveau unterstützen beziehungsweise konstruktive Kritik in Form von Änderungsvorschlägen vorbringen. Hingegen wird deutlicher Widerstand bei Maßnahmen mit hohem Konfliktniveau zu erwarten sein. Die Bioenergie rückt hierbei in den Fokus. Die Länder, die ein ausgeprägtes Interesse an der Bioenergie aufweisen, haben allerdings überwiegend auch ein Interesse an den anderen Technologiesparten. Deshalb sind Abwägungsentscheidungen zu erwarten. Dabei gilt es auch noch einmal an den Charakter des EEG als ein Einspruchsgesetz zu erinnern, wonach den Ländern nur eingeschränkte Vetomöglichkeiten zukommen. Es kann davon ausgegangen werden, dass Kompromisse akzeptiert werden, die nicht vollkommen den eigenen Präferenzen entsprechen. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass die Maßnahmen bei den Letztverbrauchern als distributiv wahrgenommen werden, was der politisch anvisierten Kosteneffizienz entspricht.

Erkenntnisse lassen sich auch von der Verteilung der Stimmgewichte der Länder auf die verschiedenen Wirtschaftsfaktoren ableiten. Während die Biomasse theoretisch das breiteste Unterstützungspotenzial der Länder aufweist, ist die PV in dieser Perspektive zurückgefallen, wohingegen die Windenergie deutlich aufholen konnte.

Tabelle 55: Politische Stimmgewichte nach Indikatorensets

Politisches Stimmengewicht	Wirtschaftsfaktor EE im Allgemeinen	Wind	PV	Biomasse
Insgesamt	31	31	38	43
R-Länder	17	3	17	17
O-Länder	-	-	-	-
M-Länder	14	28	21	26

Quelle: eigene Darstellung

Vor dem Hintergrund divergierender Mehrheiten zwischen Bundestag und Bundesrat sowie des Nichtvorhandenseins einer positiven Mehrheit für das R-Lager und einem nichtexistenten O-Lager, fällt dem M-Lager zwar eine Mehrheit zu – nur sind eben solche klassifizierten Landesregierungen als politisch heterogen zu beschreiben und es ist nicht von einer Blockadekoordination auszugehen. Deshalb dürfte es schwer sein, für Anträge zur Anrufung des Vermittlungsausschusses die erforderlichen 35 Stimmen zusammen zu bekommen. Die Einigungskosten waren summa summarum auf einem mittleren Niveau ausgeprägt, können gleichwohl als überwindbar klassifiziert werden.

Positionierung der Länder im Bundesratsverfahren

Die Vertreter der Landesregierung in den Ausschüssen des Bundesrates[393] äußerten sich am 12. Mai 2014 in den formulierten Empfehlungen zur Vorbereitung der Sitzung des Plenums am 23. Mai 2014 grundsätzlich zustimmend zu einer grundlegenden Novelle des EEG. „Der Bundesrat ist der Auffassung, dass die Phase der Systemeinführung erneuerbarer Energien, in der die Entwicklung neuer Technologien erfolgreich vorangetrieben wurde, ausläuft und begrüßt daher die Novellierung des EEG grundsätzlich“ (BR Drs. 157/1/14: 75). Obwohl auf der Sondersitzung der Ministerpräsidentenkonferenz am 1. April 2014 eine umfassende Verständigung über die Grundpfeiler der Novelle zwischen der Bundesregierung und den Regierungschefs der Länder erzielt wurde – dies war ein zentrales Argument bei der Zurückweisung der durch den Bundesrat gestellten Änderungsanträge in der Gegenäußerung der Bundesregierung (BReg 2014b) –, brachten die Länder doch eine Vielzahl von Änderungsanträgen ein. In der Summe wurden mit 127 Ziffern (BR Drs. 157/1/14 und 194/1/14) ein neuer Rekord an Änderungsvorschlägen in den bisherigen Gesetzgebungsprozessen zum EEG aufgestellt. Dabei ging es den Ländern maßgeblich einerseits um die Ausweitung von bestehenden Regelungen, die eine stärkere Zubaudynamik gewährleisten sollten, sowie andererseits um die Aufweichung von Übergangsregelungen des Regierungsentwurfes, die das verschärfte EEG 2014 in dessen Wirkungsweise verzögert hätte.

Inhaltlich kritisierten die Länder zum einen die neu eingeführten Zielkorridore und die damit verbundenen Zubaudeckel, ab denen die Steuerungsmaßnahme „atmender Deckel“ greift. Die Änderungsanträge adressierten vor allem die Regelungen zur Biomasse und zur PV. Im Hinblick auf die Bioenergie wurde maßgeblich ein höherer Zubau sowie eine abgemilderte Degression bei Überschreiten des Zubaukorridors gefordert, womit auch eine Diskussion um den Brutto-/Netto-Zubau verwoben war (BR Drs. 157/1/14: 3f.). Die Regelungen zum atmenden Deckel der PV sollten so verändert werden, dass die ausgeschriebenen PV-Freiflächenanlagen nicht auf den Zielausbau angerechnet werden und der Bezugszeitraum der

[393] Dabei handelte es sich um den federführenden Wirtschaftsausschuss, den Ausschuss für Agrarpolitik und Verbraucherschutz, den Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit sowie den Verkehrsausschuss.

Zubauberechnung auf drei Monate verringert werden sollte, um eine schnellere Marktanpassung zu ermöglichen. Außerdem sollte nur eine verschärfte Degression einsetzen, wenn ein kumulierter Betrachtungszeitraum eine Abweichung des Zubaukorridors ergibt – was gleichwohl technologieunabhängig gelten sollte (ebd.: 13ff.). Für die Windenergie an Land wurde lediglich eine Degressionsanpassung gefordert (ebd.: 11).

Die stärkere Marktintegration im EEG 2014 durch eine verpflichtende Direktvermarktung wurde durch die Länder begrüßt, auch wenn diese in einer Reihe von technologiespezifischen Forderungen die Direktvermarktungspflicht aufzuweichen versuchten sowie die Wechselfristen verkürzt werden sollten (ebd.: 9). Darüber hinaus unterbreiteten die Ländervertreter die Neueinführung eines Ökostrom-Direktvermarktungsmodells, das die Eigenschaft „Grünstrom" als Vermarktungsqualität erhalten sollte (ebd.: 58ff.).

Bei den technologiespezifischen Regelungen, die über die geforderten Korrekturen an den jeweiligen atmenden Deckeln hinausgingen, nahm – wie in vorherigen EEG-Novellen auch schon – die Biomasse den größten Raum ein; hier wurden die umfangreichsten Änderungsanträge eingereicht. So sollte es keine Direktvermarktungspflicht für kleine Biomasseanlagen geben, wobei die Definition von kleinen Anlagen stark ausgeweitet werden sollte (ebd.: 15), zusätzlich sollten die Einsatzstoffvergütungsklassen beibehalten werden (ebd.: 18ff.). Ferner wurde eine Ausweitung der Regelungen zur Förderung von Güllekleinanlagen vorgeschlagen (ebd.: 21ff.) und an der Biogasaufbereitungsvergütung festgehalten (ebd.: 25ff.). Darüber hinaus sollen die Bestandsanlagen ebenfalls die Option der Inanspruchnahme zwei verschiedener Flexibilitätsprämien kommen (ebd.: 31ff.). Im Bereich der PV war die Eigenversorgung ein wichtiges Thema. Nicht nur sollten die entsprechenden Regelungen ausgeweitet und höhere Bagatellgrenzen festgeschrieben werden (ebd.: 44f.), auch sollte der Direktverbrauch (beispielsweise über ein Mieterstrommodell) mit der Eigenversorgung gleichgesetzt werden (ebd.: 53f.). Für die Offshore-Windenergie bestehen die Ländervertreter auf der Klarstellung, dass bis 2020 6,5 GW installierte Leistung vorliegt, wozu auch nicht genutzte Anbindungskapazitäten entzogen und neu vergeben werden sollen, damit der Offshore-Ausbau zügig voran schreitet. Des Weiteren sollen pro Jahr 100 MW mehr Offshore-Leistung ans Netz gehen können (ebd.: 72ff.).

Der angedachte Systemwechsel von der administrativ festgelegten Höhe der Marktprämie hin zu Ausschreibungen wurde von den Ländern mit einer gewissen Skepsis begleitet. Nicht nur machten diese sich Sorgen um steigende Finanzierungskosten durch höhere Risiken, sondern sie sahen auch die Akteursvielfalt, insbesondere Bürgerenergiegenossenschaften, gefährdet. Aus diesen Gründen versuchten die Länder das System auf Ausschreibungen erst 2018 umzustellen und im Vorfeld sorgfältig die Pilotvorhaben zu evaluieren (ebd.: 1f.), für Windenergie an Land wurde ein separates Pilotvorhaben gefordert. Ferner versuchten die Länder ihren

Einfluss auf das zukünftige Ausschreibungsdesign zu sichern, indem die Zustimmungsbedürftigkeit der Länder bei den Rechtsverordnungen festgeschrieben werden sollte (ebd.: 56f.).

Bevor das Gesetzgebungsverfahren zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung in das Verfahren zur EEG-Novelle integriert wurde, gaben am 14. Mai 2014 die Vertreter der Landesregierungen in den Ausschüssen des Bundesrates ebenfalls ihre Empfehlungen ab. Auch wenn die europäische Beihilfendiskussion rund um die BesAR dem Gesetzgebungsprozess schon inhaltlich enge Handlungsspielräume setzte, gingen die Länder doch mit ihren Forderungen noch darüber hinaus und wollten mit der BesAR ein Instrument schärfen, um Energieeffizienzanstrengungen zu steigern. So wurden nicht nur die Empfehlungen abgegeben, die Ausnahmeregelungen zu begrenzen und die Summe einer Privilegierungsreduktion in Höhe von einer Milliarde Euro somit zu erreichen, sondern Energie- und Umweltmanagement in Unternehmen auszubauen (BR Drs. 191/1/14: 8ff.). Gleichwohl wandten sich die Ländervertreter gegen eine höhere Belastung der Schienenbahnen (ebd.: 11f.) und setzten sich für Vertrauensschutz und Übergangsregelung für selbständige Unternehmensteile ein, die nach der neuen Rechtslage nicht mehr antragsberechtigt wären (ebd.: 6ff.), sowie für umfangreichere Härtefallregelungen (ebd.: 16ff.). An dieser Stelle sei jedoch darauf verwiesen, dass sich die Begrenzungsempfehlungen der Ausnahmeregelungen nicht in der Stellungnahme des Bundesrates wiederfinden (BR Drs. 191/1 (Beschluss)).

In der Beratung im Plenum am 23. Mai 2014 kam vor allem der Wille der Ministerpräsidenten zum Ausdruck, das Thema Eigenversorgung und Vertrauensschutz über die Stichtagregelung besonders in den Fokus zu rücken. Dies wurde von der Landesregierung von Thüringen, Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein, Rheinland-Pfalz sowie Hessen in ihren Redebeiträgen explizit hervorgehoben (BR 2014a: 137ff.). Darüber hinaus bedankten sich die Ländervertreter auch ausdrücklich für das Entgegenkommen des Bundes und sprachen übereinstimmend von einem „guten Kompromiss“ (ebd.: 140f.). Gleichwohl mutet es beachtlich an, dass bei über 100 Änderungsanträgen im ersten Durchgang im Bundesrat von allen Rednern im Vorhinein die Anrufung des Vermittlungsausschusses bereits ausgeschlossen wurde (Depenbrock 2014b) – in wie fern dies die Verhandlungsposition der Länder im weiteren Verfahren geschwächt hat, sei an dieser Stelle dahin gestellt. Jedenfalls zeigt dies, dass die Länder in dem Punkt der Vermeidung eines zeitaufwendigen Vermittlungsverfahrens mit dem Bund ein gemeinsames Interesse hatten, da ein solcher Prozess für erhebliche Investitionsunsicherheit in der Industrie gesorgt hätte. Es kann davon gesprochen werden, dass die Zeitknappheit aufgrund des europäischen Beihilfeverfahrens eine disziplinierende Wirkung auf beide Verhandlungsseiten hatte. Zudem folgten die Ministerpräsidenten den Empfehlungen der Fachausschüsse des Bundesrates nur zum Teil (Michaeli 2014a).

Welche Forderungen konnten die Länder gegenüber der Bundesregierung in den Verhandlungen im Bundesrat durchsetzen? Im Vergleich zum Regelungsniveau des Regierungsentwurfes muss ein begrenzter Erfolg gemessen an den Verhandlungsergebnissen konstatiert werden. Die Forderungen nach längeren Übergangsregelungen konnten in einigen Technologiesparten erreicht werden. Demgegenüber gelangen weder die grundlegende Umstellung auf Netto-Zubauwerte bei der PV oder der Biomasse, noch die Neueinführung eines Ökostrom-Direktvermarktungsmodells sowie die Einführung eines Mieterstrommodells. Auch konnte nicht durchgesetzt werden, dass den Ländern ein Zustimmungsrecht bei dem Ausschreibungsdesign eingeräumt wird und die Ausschreibungen erst im Jahr 2018 umgesetzt werden. Auch wenn damit in einer ganzen Reihe von grundsätzlichen Themen mit übergeordneter Regelungsmaterie keine nennenswerten Änderungen erreicht werden konnten, fielen die Regelungen zur BesAR nicht in diese Kategorie. Hier konnten die Länder die Ausnahmetatbestände im Detail ausweiten, was beispielsweise den selbstständigen Unternehmensteilen zu Gute kam sowie der Ausweitung der Härtefallregelung entsprach (BReg 2014c: 4f.).
Die überschaubaren Erfolge der Landesregierungen in den Verhandlungen mit dem Bund können mit einer ganzen Reihe von Faktoren versucht werden zu erklären – diesen Fragen wird sich an späterer Stelle noch gewidmet. Die Bundesregierung wies den Großteil der vorgebrachten Aspekte und Forderungen der Länder mit zwei zentralen Argumenten in den Gegenäußerungen auf die Stellungnahmen des Bundesrates zurück: einerseits mit den europarechtlichen Bedenken, die die EU-Kommission gegen das EEG vorgebacht hat, und dem sich daraus ergebenden Handlungsbedarf sowie andererseits mit den erzielten Einigungen und dem Streitfreistellen der wichtigsten Elemente der EEG-Novelle auf der Sondersitzung der Ministerpräsidentenkonferenz (MPK) am 1. April 2014 (ebd.: 1; BReg 2014b: 1) – auf die besondere Rolle der MPK wird ebenfalls in einer späteren Analyse ausführlicher eingegangen. Dementsprechend konnten das größte Konfliktpotenzial und die Widerstand behafteten Regelungen im Referentenentwurf auf der MPK entschärft und ausgeräumt werden – das wohl anschaulichste Beispiel dafür ist die Neujustierung des atmenden Deckels der Onshore-Windenergie von Brutto- auf Netto-Werte (Depenbrock 2014a).

Im zweiten Durchgang im Bundesrat am 11. Juli 2014 lagen letztendlich keine Anträge auf Anrufung des Vermittlungsausschusses vor. Dennoch blitze zum einen Kritik am Verfahren durch, dass nach der Wahrnehmung der Beteiligten ungewöhnlich verlaufen ist. Die Äußerungen des nordrhein-westfälischen Umweltministers Johannes Remmel sollen exemplarisch dafür herangezogen werden: „Der hohe Zeitdruck, die Vorgaben und der Druck der Europäischen Kommission im Rahmen des Beihilfeverfahrens einerseits, die Notwendigkeit andererseits, zu Entscheidungen zu kommen, um die Notifizierungsschritte anzugehen, haben die Debatte besonders beeinflusst und vor allem zeitlich geprägt“ (BR 2014b: 219). Jedoch standen auch inhaltliche Aspekte im Zentrum der vorgebrachten Kritik der Ländervertreter. Über

Parteigrenzen hinweg wurden noch immer die Stichtags- und Übergangsregelungen in der Breite kritisiert, wurden die Eigenversorgungsregelungen als unzureichend bewertet sowie die Förderung der Technologiesparte Biomasse als unzureichend beurteilt wurde. Trotz der Unzufriedenheit das nach der Lesart einiger Ministerpräsidenten die Regelungen zur Biomasse hinter der Verabredungen der MPK gefallen sind, wurde der Charakter der Abwägungsentscheidung in den Vordergrund gerückt. Planungssicherheit und Rechtsklarheit wurden vor allem als Rechtfertigungsmuster herangezogen (ebd.: 218ff.).

An späterer Stelle werden die gesammelten Erkenntnisse und die aus dem Indikatorensystem abgeleiteten Hypothesen durch die in den Experteninterviews gewonnenen Aussagen überprüft und validiert.

5.5 Fallstudie 5: Die EEG-Novelle 2016/ das EEG 2017

5.5.1 Problemanalyse

Der Zeitabstand zwischen der Novelle des EEG 2014 und der abermaligen Novellierung im Jahr 2016 war sehr kurz, weshalb von einer Kontinuität des Problemdrucks auszugehen ist. In dieser kurzen Zeitspanne hat sich an den wesentlichen Problemlagen kaum etwas ändern können, vor allem weil die bestehenden Probleme des Anlagenbestandes aufgrund des Bestandsschutzes zementiert sind. Für Neuanlagen sind bereits große Kosteneffizienzpotenziale gehoben worden, die Bundesregierung reklamiert diesen Fortschritt mit dem EEG 2014 für sich (BReg 2016b: 172). Aber dennoch ist diese Thematik nicht von der politischen Agenda verschwunden, was nicht alleine auf das bestehende Potenzial zurückzuführen ist. Der Grund dafür ist in der systemimmanenten Kostenverteilung der EEG-Umlage zu suchen. Das geringfüge Ansteigen der Umlage um knapp 3 Prozent auf 6,35 ct/kWh für das Jahr 2016 sorgte zwar für eine Stabilisierung auf hohem Niveau, doch wurden weitere Kostensteigerungen erwartet (Michaeli 2015).

Auch stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2015 auf 32,5 Prozent an (Agora Energiewende 2016a: 13). Damit zeichnete sich immer stärker ab, dass das ursprüngliche Ziel, 2020 einen 35 Prozent-Anteil zu realisieren, ebenso wie das Ziel, 2025 40 bis 45 Prozent Erneuerbare an der Bruttostromerzeugung zu erreichen, übertroffen wird. Während einige Vertreter von Landesregierungen, insbesondere der nördlichen Bundesländer, einen schnelleren Ausbau forderten, hielten Bundestagsabgeordnete aus dem Wirtschaftsflügel der Union dagegen – der politische Konflikt um das Ausbautempo zeichnete sich deutlich ab (Depenbrock 2016). Dieser politische Konflikt lässt sich in seiner Konsequenzdimension auch über die analytischen Problemkategorien abbilden, weil im Jahr 2015 die negativen externen Effekte, die aus den Wechselwirkungen zwischen der vorrangigen Stromeinspeisung und anderen Systemkomponenten sowie des asynchron voranschreitenden Netzausbau ergeben, auf ein bislang noch nicht dagewesenes Niveau sprunghaft anstiegen. Die Kosten für Systemdienstleistungen zur Behebung von Netzengpässen und zur Systemstabilisierung sind um etwa 500 Mio. Euro auf 1,6 Mrd. Euro angewachsen, was zum einen auf die (mehr als) Verdopplung der Redispatchkosten auf rund 400 Mio. Euro sowie zum anderen auf das ums zweieinhalbfache Hochschnellen der Einspeisemanagementkosten, die bei einer Abregelung als Entschädigung den EEG-Anlagenbetreibern gezahlt werden. Die Entschädigungsansprüche beliefen sich auf 478 Mio. Euro – im Vorjahr betrugen sie noch lediglich 183 Mio. Euro. Dementsprechend hat sich auch die abgeregelte Energiemenge fast verdreifacht. Zu einem immer größeren Anteil sind die Abregelungen auf Engpässe im Übertragungsnetz zurückführbar. Während 2014 58 Prozent der Ursachen auf dieser Netzebene zu verorten waren, waren es 2015 bereits 89 Prozent. Durch die erheblichen Verzögerungen im

Übertragungsnetzausbau ist zukünftig mit weiter stark ansteigenden Abregelungsmengen und entsprechenden Einspeisemanagementkosten zu rechnen (Löschel u.a. 2016: 95f.). Es zeichnete sich demnach ab, dass das Ausbautempo ein zentrales Thema in der EEG-Novellierung im Jahr 2016 sein würde. Auch die Bundesregierung definierte den planvollen Ausbau der Erneuerbaren und dessen Verzahnung mit dem Netzausbau als ein wesentliches Ziel (BReg 2016b: 1, 179).

Technologiespezifischen Problemlagen standen bei der Novelle weniger im Vordergrund. Wie der Name des Gesetzes „zur Einführung von Ausschreibungen“ (ebd.) schon erkennen lässt, stand die Umsetzung des § 2 Abs. 5 EEG 2014 im Zentrum der Novelle: dort wird die Umstellung des Fördersystems auf spätestens 2017 terminiert. Der Regierungsentwurf stellt die Einführung von Ausschreibungen in eine Entwicklungslinie der Marktintegration der erneuerbaren Energien. „Nach der [...] Einführung der optionalen Marktprämie durch das EEG 2012 und der Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung durch das EEG 2014 ist die Umstellung auf Ausschreibungen der nächste und konsequente Schritt für mehr Marktnähe und Wettbewerb“ (ebd.: 172). Dennoch kann konstatiert werden, dass weniger ein unausweichlicher Problemdruck, als vielmehr der seitens der europäischen Kommission erzeugte Handlungsdruck für die Novelle des EEG verantwortlich war.

5.5.2 Institutionelles Setting

Einfluss des Mehrebenensystems

Wie zum EEG 2014 ausführlich dargelegt und im Abschnitt 5.4.2.1. nachzulesen, hat das beihilferechtliche Verfahren, dass die EU-Kommission gegen die Bundesregierung angestrengt hat sowie die neuen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien maßgeblich dazu beigetragen, das EEG ein weiteres Mal in der 18. Legislaturperiode novellieren zu müssen. Maßgeblich ist die Festlegung in den Beihilfeleitlinien, dass im Regelfall die Förderung der erneuerbaren Energien lediglich dann beihilferechtlich konform ist, wenn diese ab 2017 über Ausschreibungen organisiert wird.[394]

Zwar kann § 2 Abs. 5 EEG 2014 lediglich als „politische[r] Programmsatz, dem an sich keine unmittelbare rechtliche Wirkung zukommt“ (Kahles 2014: 1) gewertet werden, jedoch wäre ohne die Zusage der Bundesregierung eine gütliche Einigung im Jahr 2014 kaum möglich gewesen (ebd.: 4). Auch wenn die Kommission das EEG 2012 und 2014 das EEG als EU-rechtlich kompatible Beihilfe einstuft, teilt die Bundesregierung diese Rechtsauffassung noch immer nicht und sieht die Ausgestaltung des EEG auch weiterhin mit dem europäischen Primärrecht als vereinbar an. Indes hat sie sich dazu entschlossen, aus Gründen der

[394] Die Beihilfeleitlinien sahen gleichwohl auch Ausnahmen über De-Minimis Regelungen vor.

Rechtssicherheit das EEG zur Notifizierung der europäischen Kommission vorzulegen. Dabei sind nicht nur die Ausschreibungen als Zugeständnis zu werten, sondern auch die Öffnung dieser für erneuerbaren Strom aus anderen EU-Mitgliedsstaaten, was als explizite Antwort auf den Diskriminierungseinwand und der vermeintlichen Einschränkung der Warenverkehrsfreiheit durch das EEG zu lesen ist (BReg 2016b: 184f.).[395]

Gesetzgebungskompetenz und Kräfteverhältnisse im Bundesrat

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes leitet sich wie mehrfach dargestellt aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG ab, weil der Hauptzweck des EEG der Vermeidung von THG-Emissionen dient und somit die Bestimmungen in den Bereich der Luftreinhaltung fallen. Die Kompetenz für das angehängte Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) ergib sich aus dem Recht der Energiewirtschaft aus § 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (ebd.: 184).

Ferner deklariert der Regierungsentwurf die Vereinbarkeit mit nationalem Verfassungsrecht und sieht insbesondere den Vertrauensschutz für Anlagenbetreiber durch Übergangsregelungen gewahrt, weil das Gesetz zwar zum 1. Januar 2017 in Kraft treten soll, in einer Übergangsphase jedoch noch keine Pflicht besteht, an Ausschreibungen teilzunehmen. Die Regelungen im WindSeeG, die ein neues an die Ausschreibungen gekoppeltes Genehmigungsverfahren ab dem Jahr 2025 vorsehen, werden ebenfalls als verfassungskonform eingestuft, weil befristet erteilte Genehmigungen, die zu einem späteren Zeitpunkt verfallen können, keine unbefristete Rechtsposition darstellen und somit nicht in das Eigentumsrecht Art. 14 GG eingegriffen wird (ebd.: 186) – in der Rechtsliteratur wird diese Frage durchaus kritisch beurteilt (Dannecker/ Ruttloff 2016: 494ff.).

Mehrheitsverhältnisse

Durch die Große Koalition im Bund existiert in der 18. Legislaturperiode die Besonderheit, dass nach dem ROM-Schema keine O-Länder zu identifizieren sind, weil eine der regierungstragenden Parteien im Bund in einem Land regierte. Zum Zeitpunkt des Gesetzgebungsverfahrens stellten die R-Länder allerdings nur noch 16 Stimmen, während die M-Länder mittlerweile 53 Stimmen auf sich vereinigten. Damit fehlte den R-Ländern eine positive Mehrheit, wohingegen die M-Länder über (vorläufiges) Blockadepotenzial verfügten. Die Kräfteverhältnisse zwischen Bundestag und Bundesrat lassen sich dementsprechend als divergierende Mehrheit charakterisieren, wobei die Mehrheitsverhältnisse sehr klar sind.
Erneut kann auf den Einfluss der Grünen im Bundesrat verwiesen werden, die im Vergleich zum Novellierungsprozess des EEG im Jahr 2014 weitere Landesregierungsbeteiligungen erringen konnten und somit 45 Stimmen beeinflussen konnten. Nur die SPD konnte mehr

[395] Am 20. Dezember 2016 hat die Kommission das Notifizierungsverfahren abgeschlossen und das EEG 2017 beihilferechtlich genehmigt.

Stimmengewicht mit 52 auf die Waage bringen, währenddessen die Union mit 31 deutlich dahinter zurück fällt.

Tabelle 56: Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat (Mai 2016 bis März 2017)

R-Länder			O-Länder	M-Länder			
BY	CSU	6		NW	SPD/GRÜNE	6	
SN	CDU/ SPD	4		NI	SPD/GRÜNE	6	
MV	SPD/CDU	3		BW	GRÜNE/CDU	6	
SL	CDU/SPD	3		HE	CDU/GRÜNE	5	
				RP	SPD/ GRÜNE/FDP	4	
				TH	LINKE/SPD/GRÜNE	4	
				BB	SPD/LINKE	4	
				B	SPD/LINKE	4	
				ST	CDU/ SPD/GRÜNE	4	
				SH	SPD/GRÜNE/**SSW**	4	
				HH	SPD/ GRÜNE	3	
				HB	SPD/GRÜNE	3	
		16	0			53	∑ 69

Quelle: eigene Darstellung

Verfahrensgang der Gesetzesgenese

Die Eckpunkte für die EEG-Novelle 2016 wurden vom federführenden BMWi am 8. Dezember 2015 veröffentlicht, die nach ersten Diskussionen im Februar 2016 fortgeschrieben wurden (BMWi 2016d). Die zeitliche Verzögerung ergab sich aus dem intensiven politischen Konflikt um das EEG in der Koalition – nach einer sich hinziehenden Ressortabstimmung – und zwischen Bundesregierung und den Ländern (Depenbrock 2016). Der Referentenentwurf wurde am 14. April vorgelegt und anschließend öffentlich konsultiert. Eine Sondersitzung der Chefs der Staatskanzleien im April bereitete die Ministerpräsidentenkonferenz am 12. Mai vor, die zu einer grundlegenden Verständigung zwischen den Ländern und der Bundesregierung führen sollte. Allerdings konnte keine Einigung erzielt werden, weshalb eine zweite Ministerpräsidentenkonferenz in einem Monat am 31. Mai nötig wurde (Mihm 2016c: 20). Nach langen Verhandlungen wurde jedoch der Durchbruch auf der Ministerpräsidentenkonferenz erreicht (Mihm 2016a: 15), woraufhin am 9. Juni schließlich der Regierungsentwurf beschlossen und dem Bundesrat zugeleitet wurde (BR Drs. 310/16). Die Empfehlungen der Ausschüsse des Bundesrates folgten am 14. Juni (BR Drs. 310/1/16), woraufhin das Plenum des Bundesrates den Regierungsentwurf am 17. Juni beriet und in diesem 1. Durchgang seinen Beschluss zur Stellungnahme fasste (310/16 (B)). Auf Grund der Notifizierungsfristen und des gestiegenen

Zeitdrucks wählten die regierungstragenden Fraktionen den Weg der Paralleleinbringung im Bundesrat, um vor dem Hintergrund einer Verfahrensbeschleunigung die umfangreichen Mitwirkungsrechte von Bundestag und Bundesrat zu gewährleisten (BT Drs. 18/8860). Das Gesetzgebungsverfahren zeichnete sich damit nach einem zögerlichen Beginn mit intensiven Abstimmungsprozessen durch eine starke Beschleunigung aus. Die erste Lesung im Bundestag folgte am 24. Juni, währenddessen die Bundesregierung am 28. Juni ihre offizielle Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates vorlegte (BT Drs. 18/8972). Im Bundestag wurde das Verfahren weiter mit dem Bericht und den Beschlussempfehlungen des Ausschuss für Wirtschaft und Energie vom 6. Juli vorangetrieben. Nur zwei Tage später folgten die zweite und dritte Lesung, in der der Entwurf der Bundesregierung formal als erledigt erklärt wurde (BT Drs. 18/9096) und dem Gesetzentwurf der Fraktionen mit deren Mehrheit zugestimmt wurde (BT 2016; BR Drs. 155/16). Noch am selben Tag und ohne Fristwahrung beschloss der Bundesrat nicht den Vermittlungsausschuss anzurufen (BR Drs. 355/16 (B)). Das EEG 2017 wurde nicht neu verkündet, sondern schreibt die 2014-Fassung fort, als Beiwerk findet sich das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG).

5.5.3 Überblick der zentralen Maßnahmen des EEG 2016

Das EEG 2017 entwickelt den Förderrahmen für erneuerbare Stromerzeugung maßgeblich fort.[396] Die Einführung von Ausschreibungen bedeutet in zweifacher Hinsicht einen Systemwechsel: zum einen wird die Höhe der Förderung nicht mehr administrativ definiert, sondern durch ein wettbewerbliches Verfahren bestimmt; zum anderen erwirbt nur noch derjenige einen Zahlungsanspruch über das EEG, der in einer Ausschreibungsrunde bezuschlagt wird (Vollprecht/ Altrock 2016: 388). Der Regierungsentwurf definiert drei zentrale Ziele, die sich mit der Einführung von Ausschreibungen als Umsetzung der im Koalitionsvertrag festgelegten Inhalte sowie der europarechtlichen Vorgaben verbinden. Erstens soll der Ausbaukorridor langfristig eingehalten werden, was über die Steuerung der ausgeschriebenen Menge gewährleistet werden soll. Eine Abweichung nach oben ist unter dieser Maßgabe nicht mehr möglich, währenddessen einer Zielverfehlung aufgrund ausbleibender Realisierung der in Ausschreibungen bezuschlagten Projekte durch Design-Aspekte entgegengewirkt werden muss. Dementsprechend soll das Ausschreibungs-Design eine hohe Realisierungsrate sichern. Zweitens wird auch weiterhin auf Kosteneffizienz gesetzt, die sich in einer intensiven Wettbewerbssituationen in den jeweiligen Ausschreibungsrunden einstellen soll, weshalb die Einführung von Ausschreibungen auf die Energieträger Windenergie an Land und auf See, PV sowie

[396] Wie in der Einleitung dargelegt, wird auf eine Darstellung entlang von Steuerungskonzeptionen in dieser Fallstudie verzichtet. Methodisch begründet sich dieser Schritt damit, dass der Erhebungszeitraum und die empirische Auswertung von Studien im Juni 2017 abgeschlossen wurden: zu diesem Zeitpunkt lagen noch keine Erkenntnisse vor, wie sich die Ausschreibungsergebnisse langfristig entwickeln. Erste selektive Ergebnisse werden gleichwohl vorgestellt und diskutiert – die Analyse entlang von Steuerungskonzeptionen ist in diesem Vorhaben jedoch der gesicherten Datengrundlage vorenthalten.

Biomasse beschränkt wird. Drittens wird der Erhalt der Akteursvielfalt als eine zentrale Zieldimension definiert, weil auch bislang der Prozess der Stromwende maßgeblich von kleinen und mittleren Marktakteuren geprägt war – das Engagement von Privatpersonen und Bürgerenergiegesellschaften sichert lokale Akzeptanz vor Ort. Nicht nur sollen Bagatellgrenzen die Akteursvielfalt gewährleisten, sondern auch Ausnahmeregelungen bei technologiespezifischen Ausschreibungen. Zwischen den drei Zieldimensionen bestehen durchaus Zielkonflikte, die über ein transparentes und faires Verfahren in einen Ausgleich gebracht werden sollen (BR Drs. 310/16: 167). Die technologiespezifische Ausgestaltung der Ausschreibungs-Designs wird zu später Stelle erläutert.

In den vorangegangenen Novellierungsprozessen des EEG stand die Marktintegration der erneuerbaren Energien stets im Fokus – im EEG 2017 ist dies anders, auch wenn die Bundesregierung die Einführung von Ausschreibungen in diese Entwicklungslinie einordnet (ebd.: 166). Ausschreibungen haben keinen Einfluss auf das Betriebsverhalten von EEG-Anlagen, weil die Regelungen keine Auswirkungen auf die Marktpreissignale entfalten. Dennoch sieht das EEG 2017 eine Reihe von kleineren Spezifikationen und Präzisierungen vor, grundsätzlich wird aber an der verpflichtenden Direktvermarktung festgehalten. Durch eine Konkretisierung der Ausfallvergütung in § 21 EEG 2017-E und einer zeitlichen Begrenzung der Inanspruchnahme soll die Direktvermarktungspflicht weiter gestärkt werden.[397]

Wesentlich bedeutsamer können die Neuerungen eingeschätzt werden, die die Synchronisation von dem Ausbau der erneuerbaren Energien und vom Netzausbau – über die grundsätzliche Mengensteuerung durch Ausschreibungen hinaus – adressieren. Um der Darstellung der technologiespezifischen Ausschreibungs-Designs an diesem Punkt vorzugreifen, trifft der Regierungsentwurf die Entscheidung, die Ausbaupfade grundsätzlich auf eine jährliche Brutto-Betrachtung umzustellen (§ 4 EEG 2017-E) – was für die Onshore-Windenergie erhebliche Folgen hat. Die Windenergie an Land wird darüber hinaus von einer weiteren Neuerung restriktiver reguliert: den sogenannten Netzausbaugebieten in § 36c EEG 2017-E. Das Netzausbaugebiet[398] stellt ein Steuerungsinstrument des regionalen Zubaus dar und soll sich laut Regierungsentwurf als Gebiet auszeichnen, das durch eine besondere Belastung des

[397] Dabei wird die 20-prozentige Vergütungsreduktion beibehalten. Diese kann aber lediglich drei Monate in Folge und sechs Monate in einem Kalenderjahr in Anspruch genommen werden. Die Regelung zielt auf Anlagen, die zu großen Teilen Eigenversorgung betreiben. Darüber hinaus wird anerkannt, dass die Ausfallvergütung nicht nur im Falle einer Insolvenz des Direktvermarkters relevant wird, sondern auch bei Inbetriebnahme einer EEG-Anlage nicht immer alle für eine Direktvermarktung benötigten Stammdaten vorliegen, sodass diese Zeit durch diese Vergütungsoption überbrückt werden kann. Ferner kann die Ausfallvergütung nur von Anlagen größer als 100 kW installierter Leistung in Anspruch genommen werden – ebenfalls eine neu eingeführte Beschränkung (BR Drs. 310/16: 228f.). Die Regelung ist regelungsgleich in die rechtsgültige Fassung des EEG 2017 eingeflossen (Vollprecht/ Altrock 2016: 393).

[398] Dieses Netzausbaugebiet wird per Rechtsverordnung kriteriengeleitet festgelegt und von der BNetzA evaluiert. Änderungen des Zuschnitts des Netzausbaugebietes sollen frühestens 2020 wirksam werden und sich anschließend in einem zwei Jahres-Rhythmus vollziehen können (§ 36c EEG 2017-E). Es umfasst im Wesentlichen den nördlichen Teil von Niedersachsen, Bremen, Schleswig-Holstein, Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern (BNetzA 2017f).

Übertragungsnetzes geprägt ist. Weil die erforderliche Netzkapazität zum Transport der erzeugten Windstrommengen noch nicht zur Verfügung steht – woraufhin es vermehrt zur Abregelung von Windenergieanlagen kommt –, sei es sinnvoll, den Onshore-Ausbau im Norden in der Übergangszeit temporär zu begrenzen bis die erforderlichen Übertragungskapazitäten errichtet sind (BR Drs. 310/16: 248). In dem Netzausbaugebiet wird eine jährliche Obergrenze definiert, bis zu deren Höhe Zuschläge in Ausschreibungsrunden erteilt werden können – diese umfasst 58 Prozent der installierten Leistung, die in den Jahren 2013 bis 2015 dort in Betrieb genommen wurden. Es sind gravierende Auswirkungen für den Ausbau der Windenergie im Netzausbaugebiet zu erwarten (Vollprecht/ Altrock 2016: 390).
Die Netzausbaugebiete eröffnen den regulatorischen Spielraum für eine weitere Regelung der Engpassbewirtschaftung: Der Regierungsentwurf sieht vor zuschaltbare Lasten einzuführen. Damit soll sich ein zusätzliches Redispatch-Potenzial verbinden, was zu einer Reduzierung von abgeregelten EEG-Strommengen beitragen soll. Zuschaltbare Lasten werden nicht über das EEG, sondern über § 13 Abs. 6a EnWG geregelt. Dabei werden brennstoffbasierte KWK-Anlagen in ihrer Fahrweise adressiert, die in Zeiten von Netzengpässen einerseits ihre Wirkleistungseinspeisung in das Netz reduzieren sowie andererseits den Energiebedarf zur Aufrechterhaltung ihrer Wärmeversorgung über den Strombezug aus dem Netz decken. Auf diese Weise kommt es zu einer doppelten Entlastungswirkung für das Netz (BR Drs. 310/16: 399f.).[399]

Förderseitig wurde mit der Kennzeichnungsmöglichkeit von regenerativ erzeugtem Strom über Regionalnachweise ein – von den Bundesländern lange gefordertes – Instrument der regionalen Grünstromvermarktung geschaffen. Die §§ 78 bis 79a EEG 2017-E normieren dieses Handelssystem mit Herkunftsnachweisen. Die Regionalnachweise dürfen nur entlang der vertraglichen Lieferkette übertragen werden, wodurch nicht nur eine nationale Begrenzung der regionalen Grünstromvermarktung erreicht wird, sondern auch der Nachweis an die dazugehörige Strommenge verknüpft wird, was den entscheidenden Unterschied zum Handelssystem mit herkömmlichen Herkunftsnachweisen markiert. Mit der Umsetzung des Instrumentes ist das Umweltbundesamt beauftragt (BR Drs. 310/16: 287ff.; Schäfer-Stradowsky/ Doderer 2017: 155).

Ferner spart das EEG 2017 den großen Regelungsbereich der Eigenversorgung weitgehend aus.[400] Zu beachten ist, dass in § 27a EEG 2017-E die Einspeisung ins Netz von in

[399] Zu diesem Zweck können die ÜNB mit den KWK-Betreibern – von Anlagen größer 500 kW installierter Leistung – vertragliche Vereinbarungen schließen, die entsprechende Kompensationsregelungen vorsehen (BR Drs. 310/16: 400f.). Der Gesetzgeber sieht vor, den Umfang der zuschaltbaren Lasten auf zwei GW zu beschränken, wobei die Höhe des Erfüllungsaufwandes nach ersten Abschätzungen auf 50 bis 100 Mio. Euro pro ein GW Leistung zuschaltbarer Lasten beläuft (Vollprecht/ Altrock 2016: 395).

[400] Im Gesetz zur Änderung der Bestimmungen zur Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung und zur Eigenversorgung, das kurz vor dem Jahreswechsel beschlossen wurde, sind erste Änderungen zum EEG wirksam geworden. Darin sind Klarstellungen zum Kumulierungsverbot bei der Stromsteuerbefreiung sowie zum Verklammerungsbegriff bei der PV-Anlagenzusammenfassung enthalten (BBH 2017a: 6f.).

Ausschreibungen bezuschlagter EEG-Anlagen zwingende Fördervoraussetzung darstellt. Damit ist die Möglichkeit der Eigenerzeugung in Verbindung mit Ausschreibungen ausgeschlossen (ebd.: 237). Diese Norm ist in § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017-E sanktionsbewährt – sollte ein Normverstoß vorliegen, verliert der EEG-Anlagenbetreiber für das gesamte Kalenderjahr seinen Förderanspruch. Gleichwohl ist eine Lieferung an einen Dritten vor dem Netz der allgemeinen Versorgung zulässig, was einerseits als Alternative zur Abregelung der EEG-Anlage und der Nutzung deren erzeugten Strommengen in Power-to-Heat-Anwendungen fungieren kann, andererseits Verwendungsmöglichkeiten des nicht vergütungsfähigen Stroms im Regelungsbereich des § 51 EEG 2017-E zu Zeiten negativer Preise[401] eröffnet (Vollprecht/ Altrock 2016: 394).[402]

Nachdem das EEG 2014 die Besondere Ausgleichsregelung umfassend reformierte, steuert der Regierungsentwurf zum EEG 2017 nach – ohne an der Systematik der Privilegierung wesentlich etwas zu verändern. Dabei geht es vor allem um Anpassungen bei der Abrechnung der EEG-Umlage gegenüber den ÜNB sowie um ausgeweitete Mitwirkungs- und Auskunftspflichten für in der BesAR privilegierten Unternehmen (Große/ Panknin 2016: 439f.).[403]

5.5.4 Ausschreibungen im EEG 2017

Zukünftig soll der positive finanzielle Anreiz als zentraler Fördermechanismus auf Ausschreibungen basieren.[404] Demnach ist sowohl der Kreis der Förderanspruchsberechtigten als auch die Höhe der Motivationskomponente des finanziellen Anreizes in einem wettbewerblichen Verfahren zu ermitteln. Je nach Technologie wird in einer oder mehreren Ausschreibungsrunden pro Jahr verdeckt und einmalig auf den anzulegenden Wert der gleitenden Marktprämie geboten. Die Ausschreibungen werden von der BNetzA durchgeführt, die die günstigsten Gebote bezuschlagt bis das ausgeschriebene Volumen vergeben ist. Unabhängig von der Technologie sind in den jeweiligen Ausschreibungsrunden Höchstwerte zu berücksichtigen, die in den ersten Runden noch administrativ festgelegt werden und erst mit der Zeit auf das durchschnittliche Zuschlagsniveau der Ausschreibungen umgestellt werden. Der Preismechanismus ist grundsätzlich das Gebotspreisverfahren (pay-as-bid). Beide Design-Elemente sollen die Kosteneffizienz sicherstellen (BR Drs. 310/16: 168ff.). Mit dem Gebotspreisverfahren hat sich die Bundesregierung für einen Preismechanismus entschieden, der Vorteile in der

[401] Der § 51 EEG 2017 ist die aus dem EEG 2014 übernommene sogenannte „6 Stunden"-Regelung, die vorsieht, dass sich in den Stundenkontrakten, in denen sich negative Preise ergeben, der Vergütungsanspruch auf null reduziert – solange mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden mit negativen Preisen auftreten.

[402] Flankiert wird der Regelungsbereich der Eigenversorgung durch die Klarstellung, dass auch eingespeicherter Strom im Kontext der Eigenversorgung von der EEG-Umlagepflicht befreit ist (§ 61 EEG 2017-E).

[403] Im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens haben sich allerdings noch Änderungen an den Mindestanforderungen für eine Privilegierung ergeben – einer der wenigen Punkte, bei dem sich der Bundesrat hat durchsetzen können.

[404] Ausschreibungen fungieren gemäß § 3 Nr. 4 EEG 2017-E ein transparentes und diskriminierungsfreies Verfahren zur Bestimmung des Anspruchsberechtigten und des anzulegenden Werts.

Kosteneffizienz und der Vermeidung von Mitnahmeeffekten hat, denn das bezuschlagte Gebot erhält den Preis der individuell geboten wurde. In der Auktionstheorie weisen Gebotspreisverfahren Nachteile in der Realisierungswahrscheinlickeit auf, weil sich Gebote nicht ausschließlich nach den eigenen Grenzkosten richten, sondern auch immer die Höhe des Grenzgebotes berücksichtigen, das als teuerstes noch bezuschlagtes Gebot eingeschätzt wird. Dadurch kann sich der „Fluch des Gewinners“ materialisieren, weil ein Teil der Gewinner der Ausschreibung systematisch dazu tendieren, den Gebotspreis zu niedrig anzusetzen. Diese systematische, durch strategisches Bieterverhalten ausgelöste Kostenunterschätzung kann zu einer ‚Überhitzung‘ führen, woraufhin die bezuschlagten Mengen nicht zugebaut werden, weil von einer Realisierung abgesehen wird. Demgegenüber steht das Einheitspreisverfahren (uniformpricing), bei dem alle bezuschlagten Bieter den Wert des teuersten noch bezuschlagten Gebotes erhalten. Unter Kosteneffizienzgesichtspunkten sind die sich daraus einstellenden Mitnahmeeffekte kritisch zu sehen. Der Vorteil ist hingegen, dass die Gebote „Kostenwahrheit“ widerspiegeln, weil der Anreiz höher ist, die eigene Zahlungsbereitschaft korrekt anzugeben und nicht zu unterschätzen (Bruttel/ Gawel/ Purkus 2016: 34f.). Allerdings haben die Evaluationsergebnisse der Pilotausschreibungen Hinweise darauf gegeben, dass die theoretischen Vorteile des Einheitspreisverfahrens sich nicht realisiert haben und es stattdessen offensichtliches strategisches Bieterverhalten Vorschub geleistet hat. Deshalb ist es folgerichtig, das Gebotspreisverfahren zu bevorzugen und eine hohe Realisierungswahrscheinlichkeit über flankierende Maßnahmen zu gewährleisten (ebd.: 81ff.). Dazu zählen einerseits die Präqualifikationskriterien für die Ausschreibung – so müssen Sicherheiten hinterlegt werden und diverse Genehmigungen bereits eingeholt worden sein (sogenannte späte Ausschreibung). Ferner werden Realisierungsfristen definiert, in denen die bezuschlagten Projekte in Betrieb genommen werden müssen. Geschieht dies nicht, fallen Pönalen an, die sich – ebenso wie die Präqualifikationskriterien – je nach Technologie in ihrer Höhe unterscheiden (BR Drs. 310/16: 169).
Zusätzlich definiert der Regierungsentwurf Ausnahmeregelung von der Ausschreibungspflicht, um einerseits die Akteursvielfalt zu wahren sowie andererseits Vertrauensschutz und Investitionssicherheit sicherzustellen.

Des Weiteren werden Ausschreibungen auch in geringem Umfang für Projekte aus anderen EU-Mitgliedsstaaten geöffnet. Diese Ausschreibungen werden im Rahmen einer Verordnungsermächtigung (Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung) in Höhe von fünf Prozent der jährlich ausgeschriebenen Menge festgesetzt, wobei das Gegenseitigkeitsprinzip der Fördermöglichkeit bestehen sowie der Strom auch tatsächlich physikalisch importiert werden muss (ebd.: 176).

5.5.4.1 Technologiespezifische Ausschreibungs-Designs

Windenergie an Land

Die Regelungen zur Windenergieanlagen an Land sehen drei Ausnahmetatbestände von der Ausschreibungspflicht vor: Erstens fallen Übergangsanlagen darunter, die bis Ende 2016 immissionsschutzrechtlich genehmigt und bis Ende 2018 in Betrieb genommen werden (ebd.: 168),[405] zweitens unterliegen Anlagen erst ab einer installierten Leistung von 750 kW der Ausschreibungspflicht und drittens sind Prototypen davon ausgenommen (maximal 125 MW pro Jahr). § 4 Nr. 1 EEG 2017-E legt fest, dass in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils 2.800 MW brutto jährlich ausgeschrieben werden, ab 2020 erhöht sich die Menge geringfügig auf 2.900 MW brutto.[406] Die §§ 36 bis 36i EEG 2017-E spezifizieren das Ausschreibungs-Design. So ist eine mindestens drei Wochen vor Gebotsabgabe erteilte BImschG-Genehmigung zwingende Voraussetzung, ebenso wie die Meldung im Anlagenregister (sogenannte späte Ausschreibung). Als Sicherheit wird 30 EUR/kW zu installierender Leistung zu hinterlegen sein, währenddessen sich die Höhe der Pönale nach § 55 Abs. 1 EEG 2017-E anhand zum einen der abgewichenen realisierten Gebotsmenge und zum anderen der gestaffelten Abweichung von den Realisierungsfristen bemisst. Nach 30 Monaten nach Bekanntmachung erlischt der erteilte Zuschlag, falls eine Inbetriebnahme bis dato noch nicht erfolgt ist. Der Höchstwert für zulässige Gebote wird in Höhe von 7,00 ct/kWh für das Jahr 2017 administrativ festgelegt, gleichwohl ergibt sich ab dem Jahr 2018 dieser Wert aus dem um acht Prozent erhöhten Durchschnittswert für das jeweils höchste noch bezuschlagte Gebot aus den letzten drei Ausschreibungsrunden (ebd.: 170f.; Vollprecht/ Altrock 2016: 389f.).

In den Ausschreibungsrunden wird auf den jeweiligen anzulegenden Wert eines 100 Prozent Standortes nach dem Referenzertragsmodell geboten. Abweichungen von dem 100 Prozent Standort wird mittels eines Korrekturfaktors ausgeglichen. Als Grundlage dafür dient das neue einstufige Referenzertragsmodell, das Zuschläge bis zu einem Gütefaktor von 70 Prozent erteilt und Abschläge bis zu einem Gütefaktor von 150 Prozent vornimmt. Die Korrekturfaktoren sind so angesetzt, dass windhöffigere Standorte relativ besser gestellt sind, um stärkere Anreize für einen Ausbau an effizienten Standorten zu setzen. Die Weiterentwicklung des Modells sieht zudem vor, den Referenzertrag der Anlage nach fünf, zehn und 15 Jahren zu überprüfen,

[405] §§ 46 und 46a EEG 2017-E umfassen die Vergütungsregelungen für die Übergangsphase bis Ende 2018. Sowohl der anzulegende Wert der Grund- als auch der Anfangsvergütung reduziert sich merklich (4,66 ct/kWh; 8,38 ct/kWh). Der Anfangswert verlängert sich über die Inanspruchnahme in den ersten fünf Jahren hinaus nach den Regelungen des Referenzertragsmodells aus dem EEG 2014 – doch auch bei den Übergangsanlagen wird eine Überprüfung der Ertragsentwicklung vorgenommen. Die Degression wird ebenfalls deutlich verschärft: zum einen greifen einmalige Sonderdegressionen zum 1. April und 1. Juni in Höhe von 1,2 bzw. 5 Prozent. Zum anderen adressiert anschließend ein verschärfter atmender Deckel die zubauabhängige Steuerung, der eine Verdopplung der maximalen Degressionsgeschwindigkeit vorsieht.

[406] § 28 Abs. 1 EEG 2017-E sieht für das Jahr 2017 drei Ausschreibungsrunden vor: zum 1. Mai 800 MW und zum 1. August und 1. November jeweils 1000 MW. Ab 2018 werden vier Ausschreibungsrunden abgehalten, wobei der 1. Februar hinzutritt und eine jeweilige Menge von 700 MW ausgeschrieben wird. Schließlich wird ab dem Jahr 2020 der Ausschreibungsrhythmus erneut geändert. Zum jährlichen Gebotstermin 1. Februar werden 1000 MW ausgeschrieben, zu den Terminen 1. Juni und 1. Oktober jeweils 950 MW.

damit die Förderung effektiver an den tatsächlichen Ertrag der Anlage angepasst werden kann. Demnach sind zu viel oder zu wenig geleistete Zahlungen zu erstatten, wenn der Gütefaktor um mehr als zwei Prozent abweicht (ebd.). Aus Sicht der Projektfinanzierung entstehen deshalb in den ersten fünf Jahren nach Inbetriebnahme zusätzliche Risiken für den Cash-Flow, danach nimmt dieses erhöhte Risiko jedoch zunehmend ab, weil die Werte immer valider werden. Es wird erwartet, dass diese Überprüfung zusätzliche Unsicherheiten für die Projektfinanzierung bedeuten und dass sich Fremdkapitalgeber mit zu bildenden Reserven dagegen absichern (Bauer/ Kantenwein 2017: 10).

Des Weiteren legt der Regierungsentwurf Ausnahmeregelungen für Regionen und Akteure fest, wozu der bereits erläuterte Ausbau im Netzausbaugebiet zu zählen ist. Damit die Akteursvielfalt gewahrt bleibt, erhalten Bürgerenergiegesellschaften[407] nach § 36g EEG 2017-E eine Reihe von Privilegien, die die Präqualifikationskriterien, den Preismechanismus und die Realisierungsfristen betreffen. Bürgerenergiegesellschaften profitieren von geringeren zu hinterlegenden Sicherheiten, deutlich ausgeweiteten Realisierungsfristen und niedrigeren Pönalen sowie dem Einheitspreisverfahren. Demnach erhalten sie stets den Zuschlagswert des noch am höchsten bezuschlagten Gebotes. Ebenfalls von großer Bedeutung ist, dass sie keine BImschG-Genehmigung als Gebotszulassungsvoraussetzung vorlegen müssen. Im Gegenzug ist das Gebot auf 18 MW installierte Leistung begrenzt (BR Drs. 310/16: 174ff.).

Photovoltaik

Die PV wird ebenso wie die Onshore-Windenergie bis zu einer installierten Leistung von 750 kW von der Pflicht zur Ausschreibung ausgenommen. Die ausgeschriebenen Mengen werden nicht auf den 52 GW Deckel angerechnet.[408] § 4 Nr. 3 EEG 2017-E weist ein jährliches Zubauvolumen von 2.500 MW aus, das allerdings nur zu einem kleinen Teil nach § 28 Abs. 2 EEG 2017-E ausgeschrieben wird – in jährlich abzuhaltenden drei Runden zu jeweils 200 MW.[409] In den §§ 37 bis 38b EEG 2017-E werden die Anforderungen an PV-Ausschreibungen dargelegt. Es können sich sowohl Freiflächenanlagen als auch Aufdachanlagen an Ausschreibungen beteiligen, solange sie die installierte Leistung von 10 MW nicht überschreiten und die weiteren Flächenvorgaben beachten. Die zu leistende Sicherheit beläuft sich auf 50 EUR/kW,

[407] Bürgerenergiegesellschaften müssen nach § 3 Nr. 15 EEG 2017-E verschiedene Definitionsmerkmale aufweisen: Die Legaldefinition sieht mindestens zehn stimmberechtigte natürliche Personen vor; natürliche Personen müssen mindestens 51 Prozent der Stimmrechte halten, während diese seit mindestens einem Jahr vor Gebotsabgabe auf entsprechender kommunaler Ebene ihren Hauptwohnsitz gemeldet haben müssen und ferner darf kein Mitglied mehr als zehn Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft halten.

[408] Der vollständigkeitshalber sei darauf verwiesen, dass sich der PV-Markt in Deutschland außerhalb der Ausschreibungen nur langsam erholt, der Zubau stagnierte auf relativ niedrigem Niveau, sodass die Degression aufgrund der Unterschreitung des Zielkorridors seit dem 1. Oktober 2015 ausgesetzt wurde und dies auch bis zum 1. Mai 2017 blieb. Anschließend setzte eine minimale Degression von 0,25 Prozent ein, nachdem der Zubau sich der 2000 MW-Marke wieder annähert (BNetzA 2017g).

[409] Der Regierungsentwurf sah noch vor, dass das Ausschreibungsvolumen sich jeweils zur zweiten Runde um die Menge an installierter Freiflächenanlagenkapazität verringert, die im Vorjahreszeitraum unter der administrativ festgelegten Einspeisevergütung zugebaut wurde.

die sich allerdings in eine Erst- und Zweitsicherheit aufteilt. Der über die Runden degressiv ausgestaltete Höchstwert des Gebotspreisverfahrens beträgt 8,91 ct/kWh, wobei sich nach § 49 EEG 2017-E zuzüglich der Basisdegression auch zubauabhängige Ab- oder Aufschlagseffekte ergeben können. Die Realisierungsfrist beträgt 24 Monate – danach erlischt das Zuschlagsrecht.

Biomasse

Das jährliche brutto Zubauvolumen wird in § 4 Nr. 4 EEG 2017-E mit 150 MW installierter Leistung in den Jahren 2017 bis 2019 und in den Jahren 2020 bis 2022 mit 200 MW angegeben, was nach § 28 Abs. 3 EEG 2017-E aufgrund der verhältnismäßig kleinen Menge einmal jährlich ausgeschrieben wird. Die Ausschreibungspflicht für Biomasse-Anlagen setzt mit einer installierten Leistung von 150 kW ein.[410] In den §§ 39 bis 39h EEG 2017-E finden sich die Regelungen wieder, die das Ausschreibungs-Design der Biomasse konkretisieren. Die Präqualifikationskriterien sind ähnlich der Onshore-Windenergie ausgestaltet: es ist ebenfalls eine BImschG-Genehmigung (oder je nach Leistung eine Baugenehmigung) erforderlich, auch wenn die zu hinterlegende Sicherheit mit 60 EUR/kW höher ausfällt. Anlagen, die Gebote abgeben, dürfen nur bis zu 20 MW installierte Leistung aufweisen. Das Gebotspreisverfahren unterliegt einem Höchstwert von 14,88 ct/kWh im Jahr 2017 – dieser Wert verringert sich ab 2018 um jährlich jeweils ein Prozent. Der Zuschlag erlischt bei ausbleibender Realisierung der Anlage nach 24 Monaten nach öffentlicher Bekanntmachung des Zuschlags. Je nach Technologie sind weitere Vorgaben zu beachten, vor allem ist bei Biogasanlagen auf den Maisdeckel zu verweisen, der Vorgaben für die eingesetzten Substratanteile macht (Vollprecht/ Altrock 2016: 391). Der Regierungsentwurf öffnet die Ausschreibungen zusätzlich zu den Neuanlagen auch für Altanlagen, deren Zahlungsanspruch lediglich noch acht Jahre besteht. In dem Zeitraum bis 2024 endet die Vergütungsdauer eines nicht unwesentlichen Teils der Bestandsanlagen in Höhe von etwa 500 MW – für diese Anlagen sollen die Ausschreibungen eine Anschlussperspektive bieten (BR Drs. 310/16: 172).

Windenergie auf See

Das Ausschreibungs-Design der Offshore-Windenergie wird nicht direkt im EEG 2017, sondern im WindSeeG geregelt, weil neben der Einführung von Ausschreibungen auch das Planungs- und Genehmigungsverfahren adaptiert wird, was die Investitionssicherheit der Akteure durch eine Bündelung aller relevanter Regelungen zur Offshore-Technologie erhöhen soll (Pflicht 2016: 556). Aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiträume von Offshore-

[410] Parallel zu den Ausschreibungen sieht der Regierungsentwurf die aus dem EEG 2014 bekannte Vergütungsdifferenzierung von kleinen Biomasseanlagen bis 150 kW (§ 42 EEG 2017-E), der Vergärung von Bioabfällen (§ 43 EEG 2017-E) sowie die Vergärung von Gülle vor (§ 44 EEG 2017-E). Im Wesentlichen sind die Regelungen mit dem EEG 2014 identisch, auch wenn alle genannten Vergütungskategorien einer leichten Degression unterzogen wurden.

Investitionen findet diese Umstellung faktisch erst ab dem Jahr 2025 ihre Gültigkeit, damit sich die Akteure mit angemessenen Vorlaufzeiten auf den veränderten Regelungsrahmen einstellen können. An den bisherigen Mengenziele für die Offshore-Technologie wird festgehalten (BR Drs. 310/16: 315f.). In das neue Genehmigungs- und Zuschlagsverfahren führt ein gleitender Übergang, der für eine Übergangsphase bereits genehmigte Offshore-Anlagen ausschreibt. Im Endergebnis werden drei auf einander folgende Regulierungszeitspannen wirksam: Anlagen, die bis Ende 2020 in Betrieb gehen, sind noch den Regelungen des EEG 2014 unterworfen, die in § 47 WindSeeG-E fortgeschrieben sind. In den Jahren 2017 und 2018 findet jeweils eine Ausschreibungsrunde für die Übergangsphase statt, deren genehmigte Anlagen ab 2021 bis Ende 2024 in Betrieb genommen werden sollen. In der Übergangsphase konkurrieren bereits geplante Projekte vor dem Hintergrund einer begrenzten Kapazität, die sich in Summe auf 3.100 MW beläuft, um einen Zuschlag; der Höchstwert orientiert sich an der administrativ festgelegten Förderhöhe von 12 ct/kWh (§ 33 WindSeeG-E). Ausschreibungen für das neue, sogenannte zentrale Modell werden ab 2021 durchgeführt. Der Kern des neuen Modells ist, dass die Flächenentwicklung und deren Voruntersuchung nicht mehr von privaten Akteuren übernommen wird, sondern nach §§ 9 bis 13 WindSeeG-E in staatliche Obhut übergeht – die BNetzA übernimmt diese Aufgabe zusätzlich. Einerseits soll auf diese Weise die Synchronisation mit dem Netzausbau stärker adressiert werden – insbesondere mit den Netzverknüpfungspunkten an Land –, andererseits soll ein effizienter Ausbau gewährleistet werden, indem küstennähere Flächen bevorzugt entwickelt werden (Pflicht 2016: 551). Der Regierungsentwurf sieht auch für die Ausschreibungen der Offshore-Windenergie vor, Sicherheiten bei Gebotsabgabe zu leisten. Dabei ist nach § 21 WindSeeG-E eine Höhe von 300 EUR/kW zu installierender Leistung zu hinterlegen, was mit Abstand die höchste finanzielle Verpflichtung im Technologievergleich repräsentiert. Dafür kennt das WindSeeG keine weiteren akteursspezifischen Tatbestände, die den Zugang zu Ausschreibungen regulieren. Falls die nach § 59 WindSeeG-E definierten Realisierungsfristen nicht eingehalten werden, fallen entsprechende Pönalen an (BR Drs. 310/16: 380ff.).

5.5.4.2 Antizipierte Problemfelder von Ausschreibungen

Das Spannungsverhältnis und die Zielkonflikte zwischen den drei zentralen Zieldimensionen wurden bereits angeführt. Auch wenn der Regierungsentwurf keine Gewichtung vornimmt, kann der Logik der Steuerungskonzeption des Regierungsentwurfes folgend davon ausgegangen werden, dass das primäre Ziel der Bundesregierung durch die Kontrolle der Menge, also die zielgenaue Ausbausteuerung der erneuerbaren Energien, geprägt ist – noch vor der Kosteneffizienz. Gegen eine Gleichrangigkeit spricht, dass zum einen sich lediglich die ausgeschriebene Menge administrativ direkt steuern lässt. Der Staat kann nur über die festgelegten Höchstwerte Einfluss auf die Kosteneffizienz nehmen, da diese als eine Art Mindestreduktionspotenzial angesehen werden können. Darüber hinausgehende Kostenminderungen

ergeben sich im wettbewerblichen Bieterverfahren und sind somit abhängig von dem Bieterverhalten – was wiederum unter anderem von der ausgeschriebenen Menge in den Ausschreibungsrunden abhängig ist. Denn zum anderen nimmt die Menge erheblichen Einfluss auf die Höhe des Wettbewerbsniveaus. Deshalb sollten die Mengen pro Runde im Verhältnis zum als realistisch erscheinenden Jahreszubauvolumen nicht zu groß werden. Bei der Festlegung der Menge entsteht somit ein Potenzial der Fehlsteuerung. „Mengenfestlegung und Ausschreibungsdesign sind freilich ebenso hochgradig politisch und daher nicht minder anfällig für Fehlsteuerungen als die viel kritisierten ‚administrierten Festpreise' des EEG 1.0" (Gawel/ Purkus/ Bruttel 2016: 159).

Eine weitere Wechselwirkung zwischen den beiden Zieldimensionen besteht darin, dass je größer die begrüßenswerten Fortschritte im Hinblick auf die Kosteneffizienz ausfallen, umso höher wird auch die Wahrscheinlichkeit einer Nichtrealisierung des bezuschlagten Projektes aus wirtschaftlichen Gründen. Dieser Zusammenhang materialisiert sich dann, wenn die bezuschlagten Gebote unterhalb der tatsächlichen Kostenstruktur der Bieter liegen und somit strategische Qualität aufweisen. Ein Anreiz für ein solches Bieterverhalten liegt vor, wenn die Präqualifikationsanforderungen und das Potenzial von versunkenden Kosten bei Nichtberücksichtigung des Gebotes hoch sind. Da bei der Onshore-Windenergie durch die späte Ausschreibung bereits rund zehn Prozent der gesamten Investitionskosten anfallen können, ist der Anreiz entsprechend groß, mit einem strategisch niedrigen Gebot bezuschlagt zu werden (ebd.: 158f.). Kostenseitig lassen sich in der Literatur weitere Vorbehalte gegenüber der Umstellung auf Ausschreibungen identifizieren. Kurzfristige Kostensenkungen durch Ausschreibungen können ein Indiz für die Marktmacht von strategischen Bietern sein, die Konkurrenten mit niedrigen Geboten aus dem Markt drängen, um langfristig höhere Gewinne abschöpfen zu können (Hauser u.a. 2014: 45f.). Demnach ist es keinesfalls garantiert, auch langfristige Kosteneffizienzvorteile realisieren zu können. Die heterogene Akteursstruktur, die in Deutschland in erneuerbare Energien investiert, wirkt dem gleichwohl entgegen – strukturell ist die Offshore-Windenergie am anfälligsten gegen eine solche Entwicklung.

Des Weiteren können eine Reihe von mengenbezogenen Argumenten angeführt werden. Wissenschaftliche Empfehlungen legen nahe, nicht von einer vollständigen Realisierungsquote auszugehen und stattdessen eine Nichtrealisierungsquote von etwa zehn Prozent anzunehmen. Diese zusätzlich benötigte Menge sollte auf die zur Zielerreichung notwendigen Mengen aufgeschlagen werden, um die tatsächlich anvisierten Zielgrößen auch zu erreichen (Agora Energiewende 2014a: 21). Der Regierungsentwurf sieht demgegenüber einen solchen Mechanismus nicht vor. Grundsätzlich wird auch vorgebracht, dass in einigen Technologien die durch die Ausschreibungen umgesetzten Ausbaupfade das jährliche Projektpotenzial fast vollständig ausschöpfen und somit keine Knappheit erzeugt werden kann – insbesondere die Onshore-Windenergie sei dafür anfällig (ebd.: 10). Dieser Argumentationsgang stützt sich auf eine

Betrachtung von historischen Zubaudaten, die – wie bereits vorangehend visualisiert – in den vergangenen 14 Jahren lediglich in fünf Jahren eine Überschreitung von 2.500 MW brutto und sogar nur in zwei Jahren ein Überschießen über 2.800 MW brutto ausweisen. Verkürzt man hingegen den Betrachtungszeitraum auf die Jahre 2013 bis 2016 und bezieht die bereits für den Übergangszeitraum bis 2018 genehmigten Projekte mit ein, die sich auf 6.128 MW zu installierende Leistung belaufen und die Erwartungsspanne an einen Zubau für 2017 von 4.500 bis 5.000 MW sowie für 2018 von 3.000 bis 3.500 MW nach sich ziehen (BWE 2017b), ergeben sich sechs Jahre in Folge, die auf hohem Niveau die 2.800 MW Brutto-Grenze übertroffen haben – im Schnitt deutlich über 1.000 MW. Zwar ist es plausibel, dass es sich bei dem beschleunigten Zubau um Vorzieheffekte handelt (Chrischilles 2016b: 29)[411], weil in diesen Jahren zwei EEG-Novellen sowie der Übergang zum Ausschreibungssystem die Investoren verunsichert hat und die geltenden Regelungen attraktiver erschienen als die neuen Rechtsfolgen. Dennoch ist nicht gänzlich auszuschließen, dass sich langfristig ein höheres Wettbewerbsniveau einstellt – schließlich scheinen Produktions- und Planungskapazitäten deutlich über dem auszuschreibenden Niveau zu liegen. Wesentlich entscheidender ist gleichwohl, dass die Menge des Ausbaupfades nicht in einer, sondern in mehreren unterjährigen Runden ausgeschrieben wird. Dementsprechend dürften nicht bezuschlagte Projekte in mehreren Runden bieten, was zusätzlich die Wettbewerbssituation pro Runde steigert – ein Effekt der oftmals übersehen zu werden scheint.

Zudem wird die Mengensteuerung dahingehend kritisiert, dass ihr Brutto-Charakter etwa ab dem Jahr 2020 zu einer Verlangsamung des realisierten Netto-Zubaus führt, weil die aus der Vergütung ausscheidenden Anlagen durch neue Anlagen kompensiert und somit die technologiespezifischen Ausbaupfade höher angesetzt werden müssten. Diesem Zusammenhang entspricht die Regelungsintention im Bereich der Biomasse, die Ausschreibungen für Bestandsanlagen zu öffnen. Dennoch ist diese Problematik vor allem für die Onshore-Wind-Technologie relevant, wohingegen dort keine Regelungen diesen Aspekt adressieren.

Ferner geht durch die starre Mengensteuerung Flexibilität verloren, Zielverfehlungen in einer Technologie mit einer Übererfüllung in anderen Bereichen zu kompensieren. Dieser Zusammenhang gilt auch sektorübergreifend und vergrößert das Risiko, dass die politisch eingegangenen Ausbau- beziehungsweise Klimaschutzverpflichtungen nicht eingehalten werden können (Löschel u.a. 2016: 73). Beispielsweise weist eine Trendprognose darauf hin, dass Deutschland das verbindliche EU-Ziel, für 2020 einen 18 Prozentanteil von erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch zu erreichen, der sich sektorübergreifend bestimmt, verfehlen wird. Zwar schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor weiter

[411] Der Zubau auf hohem Niveau in den Jahren 2016 und 2017 beschleunigt die Kosteneffizienz im Übergangszeitraum. Zum Oktober 2017 greift die Vergütungsdegression bei Onshore-Windenergie bei der maximalen Rate von 2,4 Prozent. Dementsprechend wurden von Mai 2016 bis April 2017 4676 MW Leistung installiert (BNetzA 2017h) – darin äußern sich die verschärften Degressionsregelungen im EEG 2017.

voran, das Zubautempo in den Sektoren Wärme und Verkehr ist demgegenüber aber zu langsam. Die Hochrechnung weist lediglich 16,7 Prozent für das Jahr 2020 aus, weil eine sektorübergreifende Kompensation nicht möglich ist (BEE 2017).

5.5.4.3 Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden

Welche Ergebnisse haben die ersten Ausschreibungsrunden hervorgebracht? Zwar ist es noch zu früh, die Wirkung der Steuerungskonzeptionen evaluieren zu können. Die ersten belastbaren Datenauswertungen werden erst mittelfristig in zwei bis drei Jahre vorliegen; insbesondere die Fragen – wie sich die Kosteneffizienz über mehrere Runden ausgestaltet, wie die Akteure mit steigenden Risiken umgehen, wie sich die Akteursstruktur dadurch verändert, wie die Realisierungsquoten ausfallen und wie die Ausnahmeregelungen innerhalb der Technologien die Ergebnisse verzerren werden – werden sich erst im Zeitverlauf beantworten lassen. Dennoch können die ersten Ergebnisse der Ausschreibungsrunden interessante Hinweise geben, welches Potenzial das neue Fördersystem aufweist.

Windenergie auf See

Die Ergebnisse für die erste Ausschreibungsrunde standen für die Windenergie auf See zuerst fest und überraschten sowohl die Politik als auch die Branche. Vier Offshore-Windparks aus 23 bietenden Projekten, die zwischen 2021 und 2025 in der Nordsee in Betrieb genommen werden können, haben einen durchschnittlichen Zuschlagswert von 0,44 ct/kWh mit einer bezuschlagten Leistung von 1.490 MW und einem Höchstgebot von 6,00 ct/kWh erhalten (BNetzA 2017d). Es haben sogar Gebote den Zuschlag erhalten, die auf Förderung gänzlich verzichtet haben und somit die ersten Offshore-Parks weltweit sind, die ohne Förderzusage auskommen. Branchen-Akteure erklären diese Gebotsabgabe mit einer Reihe von Annahmen, die eingepreist wurden: erstens eine steile technologische Lernkurve und dementsprechende Kostendegression, zweitens ein stabiles Zinsumfeld und geringere Risikozuschläge für das Fremdkapital der Banken, die zunehmend Vertrauen in die Technologie fassen, sowie drittens ein steigendes Börsenpreisniveau (Wetzel 2017; Mihm 2017a). Da es sich gleichwohl noch um Gebote handelt, die in der sich durch eine auszuschreibende Gesamtkapazität von 3.100 MW gekennzeichnete Übergangsphase zum neuen Genehmigungsverfahren ab dem Jahr 2025 abgegeben werden, ist der Wettbewerbsdruck enorm groß gewesen – es dürften deshalb darin auch strategische Gebote zu erkennen sein. Während beispielsweise EnBW mit dem Gebot für 0 ct/kWh Erfolg hatte, gingen andere große Akteure in der Energiewirtschaft wie EON, Innogy oder Vattenfall leer aus. Der Anreiz für strategisches Bieten in der Übergangsphase ist mit dem Design der Offshore-Regelungen gestiegen, denn es sind deutlich mehr als die auszuschreibenden 3.100 MW Offshore-Leistung in Projekten vorentwickelt. Gebote, die letztendlich keinen Zuschlag in den Ausschreibungsrunden 2017 und 2018 erhalten und nicht von dem Eintrittsrecht Gebrauch machen können, werden hohe sunk costs zu realisieren

haben – was im Hinblick auf die Wahrung der Investitionssicherheit scharf kritisiert wurde (Dannecker/ Ruttloff 2016: 494f.). Die Kosten für die Planung und Genehmigung von Offshore-Projekten in der Nordsee belaufen sich auf etwa 64.000 EUR/MW (Reich 2018: 149), währenddessen beträgt die für ein Gebot zu hinterlegende Sicherheit 100.000 EUR/MW (§ 32 WindSeeG)[412], die allerdings nur in Gänze als Pönale anfällt, wenn bereits in der Frühphase der Realisierungsfristen die erforderlichen Antragsunterlagen beim BSH nicht eingereicht werden (§ 59 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG). Bei Nichterfüllung des Schrittes zwei des Realisierungsfahrplanes fallen allerdings lediglich 30 Prozent der Sicherheit als Sanktion an (§ 60 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG), was zusätzlich mit Vertragsstrafen bei den Herstellern gegengerechnet werden muss. Je nach Szenario könnte sich somit die Nicht-Realisierung eines bezuschlagten Gebotes als attraktiver erweisen als das Abschreiben der Planungs- und Genehmigungskosten – vor allem wenn die Opportunitätskosten eines Zutreffens der Annahmen in die Kalkulation mit einbezogen werden. Sollten die getroffenen Annahmen sich als korrekt erweisen, werden die Offshore-Parks realisiert, ansonsten tritt das Gegenteil ein, weshalb die Gebote den Charakter von Optionsgeschäften tragen. Für die Erfüllung der Ausbauziele der Bundesregierung ist diese Entwicklung nicht ohne Risiko. Mit großer Wahrscheinlichkeit kann davon ausgegangen werden, dass sich die Realisierungszeiträume gen 2025 verschieben, weil ein späterer Zeitpunkt eine höhere Eintrittswahrscheinlichkeit der Gebotsprämissen bedeutet.
Ganz unabhängig von der Frage der Realisierungswahrscheinlichkeit, kann zudem noch keine Aussage darüber getroffen werden, wie sich die Zuschläge der nächsten Ausschreibungsrunden entwickeln werden. Auch der Präsident der BNetzA, Jochen Homann, äußert sich zurückhaltend: „Es ist allerdings offen, ob sich so niedrige Zuschlagswerte in der nächsten Ausschreibung wiederholen werden“ (Mihm 2017a). Dies gilt vor allem, weil die Ausschreibungsrunde im Jahr 2018 mindestens 500 MW und somit ein Drittel des auszuschreibendes Volumens für die Ostsee reserviert – dort liegen die Kosten für Planung- und Genehmigung höher als in der Nordsee (Reich 2018: 149). Demgegenüber existieren weniger vorentwickelte Projekte, sodass mit Spannung das strategische Gebotsverhalten abzuwarten ist.

Windenergie an Land

Die Ausschreibungsergebnisse für die Offshore-Technologie haben für die Windenergie an Land den Erwartungsdruck erhöht. Dabei war abzusehen, dass nicht ein annähernd so großer Kosteneffizienzsprung möglich sein würde. Dennoch wurde der vom Gesetzgeber definierte Höchstgebotswert von 7 ct/kWh deutlich unterboten. Bezuschlagt wurden 70 Gebote mit einem Gesamtumfang von 807 MW bei einem durchschnittlichen Zuschlagswert von 5,71 ct/kWh. Der niedrigste Zuschlagswert liegt bei 5,25 ct/kWh (BBH 2017b), während das höchste bezuschlagte Gebot außerhalb eines Netzausbaugebietes 5,78 ct/kWh beträgt und innerhalb eines

[412] Im Regierungsentwurf belief sich dieser Wert noch auf 150.000 EUR/MW.

Netzausbaugebietes 5,58 ct/kWh. Zwar war das Wettbewerbsniveau hoch, immerhin wurden 256 Gebote mit einem Volumen von 2.137 MW abgegeben. Doch 93 Prozent der Zuschläge (65) und sogar 96 Prozent des Zuschlagvolumens entfielen auf die privilegierten Bürgerenergiegesellschaften, die zudem 71 Prozent an der abgegebenen Gebotsmenge hielten (BNetzA 2017e). Darin lag die große Überraschung dieses Ergebnis und führt dazu, dass die Akteursvielfalt – die die Regelung zur Bürgerenergie gewährleisten sollte – als bedroht wahrgenommen wird (BWE 2017A: 3). Während das Gebotspreisverfahren (pay as bid) bei Ausschreibungen vorgesehen ist, erhalten nach dem Einheitsgebotspreisverfahren (uniform pricing) die bezuschlagten Bürgerenergiegesellschaften den höchsten realisierten Zuschlagswert, was auch unter Kosteneffizienzgesichtspunkten kritisch zu sehen ist. Gleichwohl haben sich strategische Null-Gebote bei Bürgerenergiegesellschaften nicht gezeigt, es wird demgegenüber aber spekuliert, ob die Bürgerenergieprojekte auf höhere Zuschlagswerte gehofft hatten. Zumindest dürfte auf weitere Kostensenkungen in der um zwei Jahre verlängerten Realisierungsfrist gehofft werden (BBH 2017b), was zugleich die Evaluation der Realisierungswahrscheinlichkeit erschwert, weil diese zu einem deutlich späteren Zeitpunkt erst vorliegt (BNetzA 2017e). Ferner kann eine weitere Ausnahmeregelung einen negativen Impact auf die Realisierungswahrscheinlichkeit entfalten, denn Bürgerenergiegesellschaften müssen keine BImschG-Genehmigung bei Gebotsabgabe vorlegen. Dementsprechend ist ein Großteil der bezuschlagten Anlagen noch nicht genehmigt und es wurden auch bislang (Stand Juni 2017) nur wenige Genehmigungsanträge gestellt (DWG2017: 25); Erfahrungswerte zeigen, dass 30 bis 40 Prozent der BImschG-Anträge nicht genehmigt werden – was die Unsicherheit für die Onshore-Branche erhöht und das Erreichen der Ausbauziele in Frage stellt (BWE 2017A: 5).

Im Hinblick auf die regionale Verteilung kann konstatiert werden, dass das definierte Netzausbaugebiet seine maximale Wirkung entfaltet hat und Zuschläge für die festgelegten 258 MW ausgereizt wurden. Dabei wurden Gebote einerseits auch nicht berücksichtigt und andererseits wurde vier Mal ein Zuschlag per Los entschieden (BNetzA 2017e). Zudem kann beobachtet werden, dass obwohl die südlichen Bundesländer[413] rund 50 Prozent der Gebote abgegeben haben, sie lediglich einen Anteil von 23,5 Prozent an den Zuschlägen ausmachen (BWE 2017a: 4).

Im weiteren Verfahren wird untersucht werden, inwiefern es zu (legalem) Missbrauch der Ausnahmeregelungen zur Bürgerenergiegesellschaften gekommen ist. Sollten sich die Ergebnisse der Ausschreibung im Trend fortsetzen, wird eine Reihe von Zielen verfehlt. Der formulierten Erwartungshaltung weiterer Nachsteuerungsinterventionen (BBH 2017b) wurde nachgekommen als in der letzten Sitzungswoche des Bundestages im Juli 2017 Regelungsanpassungen auf den Weg gebracht wurden. Die Ausnahmen bei Ausschreibungen für die

[413] Der BWE fasst darunter: NW, RP, SL, HE, BW, BY, TH, SC (BWE 2017: 4). Für eine differenzierte Darstellung der regionalen Verteilung vgl. Fachagentur Windenergie an Land 2017: 10f.

Bürgerenergie werden für die ersten beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2018 ausgesetzt, um die entsprechende Wirkung zu überprüfen (BMWi 2017d). Es kann damit gerechnet werden, dass der Bundesrat diesem Steuerungsimpuls entspricht. Eine Evaluation der Ergebnisse dürfte dann in die nächste EEG-Novelle einfließen, die spätestens für das Jahr 2019 oder 2020 zu erwarten ist.

Sowohl in dem Bereich der Offshore- wie auch Onshore-Windenergie können Entwicklungen erwartet werden, die den Zubau in den Jahren 2019 bis 2021 bremsen können und den Zubau in spätere Jahre verschieben. Für die Branche birgt dies das Potenzial eines „industriepolitischen Fadenrisses“ (BWE 2017a: 5), zumal im Offshore-Bereich das von der Branche wahrgenommene Problem zu niedriger Ausschreibungsmengen in den Jahren 2021 bis 2025 zusätzlich verschärft (Stiftung Offshore-Windenergie 2016). Zudem wirken die Ausnahmeregelungen für Bürgerenergiegesellschaften auch auf die industriepolitische Dimension der Förderkulisse für Windenergie-Onshore ein, denn die Wettbewerbssituation in den Ausschreibungsrunden wird massiv zuungunsten von entwickelten und genehmigten Projekten verzerrt. Nicht nur ist das Ergebnis der ersten Ausschreibungsrunde ein Indiz dafür, dass Projekte, die bereits drei oder vier Jahre Entwicklung hinter sich haben und über eine dementsprechende auf den Stand der Technik gemünzte Kostenstruktur aufweisen, nicht mit Projekten preislich konkurrieren können, die erst in vier bis fünf Jahren errichtet werden müssen und dementsprechend eine technologische und preisliche Lernkurve der Anlagen mit einpreisen. Sollten sich diese Ergebnisse in den zukünftigen Ausschreibungsrunden fortsetzen führt dies einerseits dazu, dass den Projektierern versunkende Kosten entstehen, weil der Bestand an Entwicklungskosten nicht mehr in den Markt gebracht werden kann, sowie andererseits dass der Heimatmarkt für die Anlagenhersteller eine erhebliche Zubaudelle in den Jahren 2019 bis 2021 erlebt und die in den vergangenen Jahren aufgebauten Produktionskapazitäten nur minimal ausgelastet sein werden. Dies dürfte mit Arbeitsplatzverlusten einhergehen, auch wenn sich die Onshore- wie Offshore-Industrie durch substanzielle Exportanteile auszeichnen.
Für die Betroffenen steht damit die Befürchtung negativer Konsequenzen im Vordergrund, aus einer Systemsicht kann die Ausbauverzögerung allerdings einen unintendierten Nebeneffekt haben, der sich positiv äußert. Denn der stark hinter dem Zeitplan hinterherhinkende Netzausbau bekommt auf diese Weise die Möglichkeit, relativ zum Zubau der erneuerbaren Energien aufzuholen. Ein beschleunigter Zubau nach 2025 erscheint vor dem Hintergrund der dann fertiggestellten ‚Stromautobahnen‘ weniger gravierend aus netztechnischen Erwägungen zu sein.

Photovoltaik

Während die Spannung auf die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land und auf See groß war, stellte sich die Situation bei der PV gänzlich anders dar –

schließlich wurden die Ausschreibungsrunden im Pilotvorhaben bereits im Jahr 2015 gestartet. Damit liegen die meisten Erfahrungen mit Ausschreibungen der PV im Vergleich der Technologien vor. Bevor die erste Ausschreibung nach dem EEG 2017 gestartet wurde, wurden bereits sechs Pilot-Runden durchlaufen. Dabei wurde mit verschiedenen Ausschreibungs-Designs experimentiert, wobei sich gezeigt hat, dass das Einheitsgebotsverfahren nicht zu mehr Kostenwahrheit führt, denn auch in den Runden wurden Gebote unter 1 ct/kWh abgegeben. Damit vergrößert sich das Risiko, ein Einheitspreisniveau zu erhalten, das nicht für eine Realisierung der bezuschlagten Projekte ausreicht. Verschärft wird dies durch die sequenzielle Reihung der Ausschreibungsrunden: durch die drohenden versunkenden Kosten der Präqualifikationsanforderungen ist der Anreiz hoch, nach einem erfolglosen Gebot in der nächsten Runde ein strategisch niedriges Gebot abzugeben. Die Erfolgsquote von erneut eingereichten Geboten betrug beispielsweise in der zweiten Runde knapp über 40 Prozent (Gawel/ Purkus/ Bruttel 2016: 156f.). Des Weiteren kann für die Ausschreibungsrunden 2015 konstatiert werden, dass die Wettbewerbsintensität hoch war, was zu stetig sinkenden durchschnittlichen Fördersätzen geführt hat, die auch ab der zweiten Runde unterhalb des EEG-Niveaus lagen. Die Ergebnisse aus dem Jahr 2016 bestätigen die Erwartung, dass es sich bei dem Wettbewerbsniveau 2015 um Sondereffekte aufgrund von einer Vielzahl vorentwickelter Projekte gehandelt hat (ebd.: 155f.) – sowohl die eingereichten Gebote als auch deren Gebotsmenge verringert sich in der fünften und sechsten Runde, wie aus der Übersicht zu entnehmen ist. Gleichwohl setzt sich der Trend der sinkenden durchschnittlichen Fördersätze fort.

Tabelle 57: Ergebnisse der sechs Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen in den Jahren 2015 und 2016

	Apr 15	Aug 15	Dez 15	Apr 16	Aug 16	Dez 16
Preismechanismus	Pay-as-bid	Uniform pricing	Uniform pricing	Pay-as-bid	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Ausgeschriebene Menge (MW)	150	150	200	125	125	160
Eingereichte Gebote	170	136	127	108	62	76
Eingereichte Gebotsmenge (MW)	715	558	562	539	311	423
Zuschläge	25	33	43	21	22	27
Zuschlagsmenge (MW)	157	159	204	128	118	163
Gebotsausschlüsse	37	15	13	16	9	5

Gebotsausschluss-menge (MW)	144	33	33	57	46	19
durchschnittliche Förderhöhe (ct/kWh)	9,17	8,49	8	7,41	7,25	6,9
zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	11,29	11,18	11,09	11,09	11,09	11,09
Geltende Förderhöhe* (ct/kWh)	9,02	8,93	nach EEG nicht mehr möglich			
Frist zur Inbetriebnahme (Ausschlussfrist)	06. Mai 17	20. Aug 17	18. Dez 17	18. Apr 18	12. Aug 18	15. Dez 18

Quelle: BNetzA 2017b

Erkenntnisse zu der Realisierungswahrscheinlichkeit liegen bislang kaum vor. Die Frist zur Inbetriebnahme für die Projekte aus der ersten Runde endete im Mai 2017. Für diese Projekte konnte eine Realisierungsquote von 96 Prozent (24 von 25) bilanziert werden (BMWi 2017c). Demnach kam es nicht zu einem ‚Fluch des Gewinners', woraufhin strategische Gebote einer Realisierung aus Gründen von deren Unwirtschaftlichkeit entgegenstehen. Anzumerken bleibt aber, dass diese Ausschreibungsrunde noch ein durchschnittliches Förderniveau hervorgebracht hat, das über dem EEG-Niveau lag. Zudem konnte beobachtet werden, dass die Realisierung der meisten Projekte erst kurz vor der finalen Umsetzungsfrist vollzogen wurde.
Die Akteursvielfalt im Bereich der PV wird nicht alleine von den Ausschreibungen bestimmt, weil die Ausschreibungsgrenze bei 750 kW liegt. Kleinere und mittlere Aufdachanlagen, die in Eigenversorgungskonzepten integriert sind, bilden dort das Kernsegment, was mit einer anderen Zusammensetzung der Akteursstruktur einhergeht, die sich sehr heterogen zeigt. Heterogenität kann jedoch auch für die PV-Ausschreibungen nachgewiesen werden (Gawel/ Purkus/ Bruttel 2016: 156).

Wie bedeutsam die zur Verfügung stehenden Flächen für das Wettbewerbsniveau sind, zeigen die ersten beiden Ausschreibungsrunden unter dem EEG 2017. Nachdem ab der ersten Runde nun auch große Aufdachanlagen zugelassen waren, konnten in der zweiten Runde auch Projekte auf Acker- und Grünflächen in benachteiligten Gebieten platziert werden, die durch eine Länderöffnungsklausel im EEG festgelegt werden (BNetzA 2017c). Nicht nur ist ein erneutes ansteigen der Wettbewerbsintensität zu beobachten, sondern auch ein schnelleres Absinken der durchschnittlichen Fördersätze, wie die nachfolgende Übersicht verdeutlicht.

Tabelle 58: Ausschreibungsergebnisse der ersten zwei Runden für die PV 2017

Gebotstermin	Anzahl der eingegangen Gebote	mit Gebotsvolumen	Ausgeschlossene Gebote	Anzahl der bezuschlagten Gebote	Bezuschlagtes Gebotsvolumen	Niedrigster Zuschlagswert	Höchster Zuschlagswert	Durchschnittlicher Zuschlagswert
01. Feb 2017	97	488 MW	9	38	200 MW	6,00 ct/kWh	6,75 ct/kWh	6,58 ct/kWh
01. Jun 2017	133	646 MW	17	32	201 MW	5,34 ct/kWh	5,9 ct/kWh	5,66 ct/kWh

Quelle: eigene Darstellung nach BMWi 2017b

Damit konnte seit dem Beginn der Pilotausschreibungen im Jahr 2015 eine Kostensenkung von 38 Prozent in den durchschnittlichen Fördersätzen erreicht werden. Aussagen über die Realisierungsquote können allerdings erst im Verlauf des Jahres 2019 getroffen werden. Sollte sich die Quote auf einem hohen Niveau fortentwickeln, dann hat das Policy-Instrument Ausschreibungen für die PV deutliche Effizienzfortschritte gegenüber der administrativen Festlegung von Fördersätzen mit sich gebracht, was nicht nur für die Kosten-, sondern auch für die dynamische Effizienz gilt.

Bioenergie

Die erste Ausschreibungsrunde für die Biomasse startete erst im Juli mit dem Gebotstermin zum 1. September 2017, weshalb für die Darstellung an dieser Stelle die Ergebnisse nicht mehr berücksichtigt werden können.

5.5.5 Politische Widerstände Einigungskosten

Zwar wurden Maßnahmen in diesem Abschnitt nicht im Detail diskutiert, dennoch lassen sich Aussagen zu den Einschätzungen des politischen Konfliktniveaus treffen. Je nach Zielgruppe differieren auch in diesem Gesetzgebungsprozess die Wahrnehmungen und die Erwartungen welche Effekte die Regelungen entfalten werden. Bei der folgenden Betrachtung soll der Systemwechsel der Fördersystematik auf Ausschreibungen im Vordergrund stehen sowie einige weitere konkrete Design-Entscheidungen.

Primäradressaten sind erneut die EEG-Anlagenbetreiber. Für Bestandsanlagen ändert sich grundsätzlich nichts an den direkten Förderbedingungen im EEG 2017, weshalb deren Betreiber nur mittelbar über Regelungen zur Speicherung oder zur Eigenversorgung betroffen sein können. Eine Ausnahme bildet jedoch die Biomasse, für deren Förderung die Ausschreibungen auch für Bestandsanlagen geöffnet wird. Da es sich dabei um einen zusätzlichen Fördertatbestand handelt, wird diese Maßnahme als distributiv mit teilweise großer Auswirkung

wahrgenommen – ansonsten würden Altanlagen vor der 20-jährigen Vergütungsdauer vom Netz gehen, weil die Ersatzinvestitionen sich nicht rentieren. Demgegenüber steht für zukünftige EEG-Anlagenbetreiber der regulative Gehalt der Systemumstellung im Vordergrund. Die erwarteten Wirkungen sind dabei als weitreichend einzuschätzen, denn einerseits erhöht sich das Preisrisiko zum Moment des Zuschlages (nicht bei der Vermarktung) im Vergleich zur zubauabhängigen Degressionssteuerung des atmenden Deckels erheblich. Die Realisierungsfristen bieten Handlungsspielraum für die Anlagenbetreiber den Betriebszeitpunkt zu bestimmen und somit technologische Lernkurveneffekte ausreizen zu können. Gleichwohl besteht das Risiko, dass sich anders als antizipiert entwickelnde Rohstoffpreise diesen Effekten entgegenstehen und diese im Zweifel überkompensieren. Damit steigt Investitionsunsicherheit an, die zusätzlich von der Risikoaversion der Betreiber beziehungsweise Investoren abhängig ist. Andererseits entsteht eine vollkommen neuartige Risikodimension im EEG: das Zuschlagsrisiko. In Verbindung mit der späten Ausschreibung können für diejenigen Investoren, die trotz mehrmaliger Teilnahme an Ausschreibungsrunden keinen Zuschlag erhalten, redistributive Effekte auftreten, weil sich versunkende Kosten in Form der Genehmigungsaufwendungen realisieren. Das angestiegene Niveau an Investitionsunsicherheit ist für alle Technologien im EEG angestiegen, Unterschiede lassen sich nur in der Leistungsgröße zur Ausschreibungspflicht und den Spezifika der Technologie identifizieren. Für die Windenergie ergeben sich durch die Umstellung die größten Auswirkungen, weil so gut wie alle Anlagen oberhalb der 750 kW-Grenze zu verorten sind. Allerdings lässt sich der Zielgruppe der Bürgerenergiegesellschaften eine distributive Wahrnehmung zuschreiben, da die Ausnahmeregelungen diese Adressaten weitgehend privilegieren. Demgegenüber sind für die PV die geringsten Auswirkungen zu erwarten, was zum einen auf das Aufdachanlagen-Segment, das sich unterhalb der Leistungsgrenze für Ausschreibungen bewegt, sowie zum anderen auf die im EEG 2014 eingeführten Pilotausschreibungen zurückzuführen ist. Bestehende Erfahrungen mindern Investitionsunsicherheit; ferner sind die kurze Realisierungszeitspanne in dieser Technologie zu beachten. In wenigen Monaten lassen sich PV-Anlagen in Betrieb nehmen. Die Biomasse hat eine niedrige Leistungsgrenze, aber es lassen sich aufgrund der bestehenden Anreize für Kleinanlagen sowie Sondervergütungen nur im Einzelfall Abschätzungen treffen – noch immer ist die Vergütungssystematik der Bioenergie die komplexeste im Vergleich der Technologien. Das Konfliktniveau ist im Bereich der Offshore-Windenergie hingegen eindeutig am größten, da zusätzliche Unsicherheiten durch die Umstellung des Genehmigungsverfahrens entstehen. Ab 2025 wird den Investoren der Flächenentwicklungsaufwand durch den Staat abgenommen, was durchaus als distributiver Effekt eingeschätzt werden kann, doch insbesondere in der Übergangsphase sind die auszuschreibenden Mengen nicht groß genug, um den gesamten Umfang der entwickelten Projekte aufzunehmen. Deshalb entstehen definitiv versunkende

Kosten, sodass das Zuschlagsrisiko als ausgeprägter bewertet werden kann – was von den Betroffenen als redistributiv wahrgenommen werden dürfte.

Was bedeutet die neue Fördersystematik für die Wertschöpfungsketten, die als Sekundäradressaten zu bezeichnen sind? Bei den Herstellern dominieren Wahrnehmungen der Maßnahmen von regulativer Qualität. Zwar ergeben sich auch für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen Unsicherheiten, weil verschiedene Fragen und Herausforderungen auf die Branchen zukommen: wie groß wird durch das Bieterverhalten der Kostensenkungsdruck, wie gleichmäßig stellt sich die Marktentwicklung tatsächlich dar, wie hoch fällt die Nicht-Realisierungsquote aus und wie verhält sich der Realisierungsrhythmus? Die Steuerungsintentionen Marktverstetigung und zielgenaue Mengensteuerung können distributive Wahrnehmungen der Branchen zur Folge haben, nur ist dies letztlich abhängig von den tatsächlichen Entwicklungen – und diese sind wie diskutiert von großen Unsicherheiten behaftet. Ein besonderes Problem stellen die Ausnahmeregelungen für die Onshore-Windbranche dar, denn zum einen sind für Bürgerenergiegesellschaften keine BImschG-Genehmigungen bei Gebotsabgabe vorzulegen sowie zum anderen sind die Realisierungsfristen doppelt so lang. Beide Regelungen könnten dazu führen, dass in den Jahren 2019 und 2020 kaum Windenergieanlagen an Land in Betrieb genommen werden (BWE 2016: 28f., 2017b). Die Branche befürchtet bereits einen Fadenriss. Ähnliches befürchtet die Offshore-Branche, die „strukturelle Verwerfungen“ (Stiftung Offshore-Windenergie u.a. 2016: 1) aufgrund der jährlichen Begrenzung der Ausschreibungsmenge auf 730 MW ab 2021 erwartet. Diese Befürchtungen durch spezifische Mengenbegrenzung treten parallel zu der grundsätzlichen Forderung der Branchenverbände nach einer mengenmäßigen Förderausweitung (ebd.: 3f.; BEE 2016: 8ff.; BWE 2016: 3; BSW 2016: 1; BBE u.a. 2016: 1f.).

Die Letztverbraucher sind vor allem mittelbar über die Umverteilungswirkung der EEG-Umlage betroffen und tragen die Kosteneffekte der Novelle. Unabhängig von dem Grad der Privilegierung begrüßen sowohl Industrieverbände als auch die Verbraucherzentrale den Systemwechsel, weil sich davon eine Belastungsreduktion versprochen wird, die distributiv – allerdings nur in einem geringen Umfang – wahrgenommen wird (VZVB 2016: 3; VCI 2016: 4; DIHK 2016: 2; BDI 2016: 1f.). So einig die Interessenvertreter in dieser Beurteilung in den Stellungnahmen zum EEG 2017 sind, so weit gehen die Vorschläge für zusätzliche beziehungsweise alternative konkrete Maßnahmen auseinander. Gleichwohl ist der Kern der Forderungen eine stärkere wettbewerblich ausgerichtete Förderung.

Interessen- und Akteurskonstellationen der Länder

Bei dieser EEG-Novelle war eine besonders heterogene Interessenlage der Bundesländer zu beobachten. Während die Länder in ihrer skeptischen Haltung gegenüber dem neuen Ausschreibungsdesign noch geeint waren, spalteten die technologiespezifischen Regelungen die

Länder und verhinderte eine gemeinsame Frontbildung gegenüber der Bundesregierung. Die Widerstände und Einigungskosten müssen dementsprechend in einer mittleren Ausprägung beschrieben werden. Es kann konstatiert werden, dass der Nord-Süd-Gegensatz stärker als in den anderen Novellen zum Vorschein trat. Ursächlich dafür waren die Kontroversen rund um den Ausbau der Windenergie an Land – vor allem die Umstellung auf eine Brutto-Ausbau-Berechnung (BR 2016a: 232f.). „Die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen ist eines der am meisten im öffentlichen Fokus stehenden Themen dieser EEG-Novelle. An der Diskussion um die regionale Verteilung des Zubaus von Windenergieanlagen manifestieren sich wirtschaftliche Einzelinteressen der Bundesländer bzw. Akteure in den Regionen“ (BDEW 2016: 22). Die südlichen Bundesländer, vertreten durch Bayern und Baden-Württemberg, konnten sich mit ihrer Forderung nach einer Ausbauquote für die Binnenländer zwar nicht durchsetzen, demgegenüber kann von einer wesensverwandten Wirkung auf niedrigerem Niveau durch die Einführung der Netzausbaugebiete ausgegangen werden, das insbesondere den Windenergieausbau in dem nördliche Teil Deutschlands ausbremst. Ferner konnten sich die nördlichen Länder nicht damit durchsetzen, dass die Offshore-Industrie durch einen dynamischeren Zubau gestärkt wird. Die Debatte um einen stärkeren Ausbau von regenerativen Erzeugungskapazitäten im Norden muss vor dem Hintergrund des damit einhergehenden vermehrten Transportbedarfs gesehen werden und den Widerständen in den Binnenländern gegen den Stromnetzausbau. Diese Gemengelage führt zu einer zusätzlichen Spannungslinie zwischen Nord und Süd. Damit ist auch ein zentrales Erklärungsmuster benannt, weshalb – trotz der unbestrittenen kostenseitigen Vorteile der Windenergie an Land – sich die Ausgangsbedingungen für die Interessen der Onshore-Windenergie im Vergleich zur primär auf Kosteneffizienz abzielenden EEG-Novelle im Jahr 2014 merklich verschlechtert hatten.

Während die geographische Determiniertheit bei der Windenergie eine nach der Himmelsrichtung ausgerichtete Konfliktlinie nach sich zieht, ist der Biomassezubau von Landwirtschafts- und Siedlungsstrukturen abhängig, die auch nach Ländern differieren, aber nicht entlang der Nord-Süd-Dichotomie verlaufen. Der restriktiveren Grundausrichtung der EEG-Novelle 2017 zum Trotz zählt die Biomasse zu den bescheidenen Gewinnern des Novellierungsprozesses, weil ihre Förderbedingungen sich geringfügig verbessern. Allerdings zahlt politisch diese Tatsache nicht auf das Konto der nördlichen Länder ein – mit Ausnahme des traditionellen Landwirtschaftsstandort Niedersachsen –, denn aufgrund der Positionierung der Grünen in den Landesregierungen erfährt die Biomasse im Gegensatz zu den südlichen Ländern wenig Unterstützung. Dabei ist es auch zur Bildung von politisch ungewöhnlichen Allianzen gekommen: so hat das CSU-regierte Bayern hat mit dem Rot-Grün regierten Rheinland-Pfalz an der Stärkung der Biomasse gearbeitet (STMWI 2015: 9). Schließlich ist dies in der Entschließung des Bundesrates zur Stärkung der Biomasse eingeflossen (BR Drs. 555/15 (B)). Für die anstehende EEG-Novelle wurde u.a. gefordert, Biomasse-Bestandsanlagen weiter zu fördern.

Positionierung der Länder im Bundesratsverfahren

Das Konfliktniveau schlug sich auch in den Änderungsvorschlägen der Ausschüsse im Bundesrat – 90 an der Zahl – (BR Drs. 310/1/16) und der Stellungnahme im ersten Durchgang im Bundesrat nieder, in die es immerhin noch 44 Änderungen schafften (BR Drs. 310/16 (B)). Die Ländervertreter haben im formellen Bundesratsverfahren nur noch wenige Änderungen durchsetzen können, die primär im Bereich der industriellen Privilegierung zu verorten sind: bei der BesAR-Anpassung wurden noch Änderungen erreicht, denn Liste 1-Unternehmen müssen lediglich (alternativ) noch eine Stromkostenintensität von 14 Prozent aufweisen (vormals 17 Prozent), damit ein stärkerer Anreiz für Energieeffizienzmaßnahmen besteht und nicht die Gefahr für ein Unternehmen droht, unter die Stromkostenintensitäts-Schwelle zu fallen und auf Umlagebefreiung verzichten zu müssen (BR Drs. 310/1/16: 51ff.) – der Gesetzgeber hat gleichwohl eine adaptierte Regelung umgesetzt, die die verminderte Stromkostenintensitäts-Schwelle von 14 Prozent mit einer geringeren Kostenentlastung von lediglich 20 Prozent der regulären EEG-Umlagenzahlungsverpflichtung verknüpft – die neue Regelung gilt auch für selbstständige Unternehmensteile (Große/ Panknin 2016: 436). Ferner wurde eine Konkretisierung bei der Eigenversorgung und dem Kraftwerkseigenverbrauch vorgenommen (BT Drs. 18/8972: 16ff.).

Im zweiten Durchgang im Bundesrat am 8. Juli 2016 wurde zum einen Kritik am verkürzten Verfahren geäußert – schließlich hatte der Bundestag am selben Tag erst das EEG in dritter Lesung beschlossen (BR 2016b: 299) – sowie zum anderen von allen im Plenum sprechenden Vertreter norddeutscher Länder klare Ablehnung artikuliert: sowohl Niedersachsens Ministerpräsident, Stephan Weil, als auch regierender Bürgermeister von Bremen, Carsten Sieling (beide SPD), formulierten, dass sie dem vorliegendem Gesetz nicht zustimmen können (ebd.: 296f.) – in Anbetracht des Einspruchscharakters des EEG allerdings eine irritierende Formulierung. Schleswig-Holstein positionierte sich inhaltlich ähnlich (ebd.:301). Die Wortbeiträge im Plenum des Bundesrates machten deutlich, wie weit die Ländervertreter in ihren Einschätzungen auseinanderlagen – unabhängig von der parteipolitischen Einfärbung. Ilse Aigner (CSU), bayerische Staatsministerin für Wirtschaft und Energie, betonte: „Das EEG ist nicht zustimmungspflichtig, und trotzdem wurden die Länder sehr intensiv eingebunden. Das will ich ausdrücklich [..] feststellen, weil das nicht selbstverständlich gewesen ist“ (ebd.: 298). Demgegenüber schätzte Robert Habeck, grüner schleswig-holsteinischer Minister für die Energiewende, die Beteiligung der Länder deutlich skeptischer ein: Wird der Zubau von erneuerbaren Energien gedeckelt, treibe die Heterogenität der Länderinteressen diese in Konkurrenz zueinander. „Über allem steht die Bedingung, dass das EEG nach der Verfassung nicht zustimmungsbedürftig ist. Das heißt: In Wahrheit haben die Länder keine starke Verhandlungsposition. Wäre das EEG zustimmungsbedürftig, würde es heute nicht in dieser Fassung beschlossen, sondern in den Vermittlungsausschuss wandern oder wir hätten ganz anders verhandelt“ (ebd.:

300). Charakteristisch für das Ergebnis der Beratungen im Bundesrat zum zweiten Durchgang ist jedoch vielmehr die versöhnliche Zuspitzung von Hannelore Kraft, sozialdemokratische Ministerpräsidentin aus Nordrhein-Westfalen: „Das Fazit dieser Novellierung lautet darum: Das vorliegende Gesetz erfüllt zwar nicht sämtliche Forderungen der Länder. Es ist allerdings nach Abwägung aller Interessen – davon bin ich überzeugt – eine belastbare Gesamtlösung“ (ebd.: 295). Denn allen Unmutsäußerungen zum Trotz wurde kein Antrag auf die Einberufung des Vermittlungsausschusses gestellt, sodass das EEG 2017 zum 1. Januar 2017 in Kraft treten konnte.

Bemerkenswert ist dies einerseits vor dem Hintergrund einer nicht vorhandenen positiven Mehrheit der R-Länder und der potenziellen Blockade durch eine Allianz von M-Ländern; andererseits gerade weil die politische Unzufriedenheit der Ländervertreter mit dem Ergebnis der Novelle deutlich sichtbar war. Das Resultat kann folglich nur nicht überraschen, wenn konzediert wird, dass eine Mehrheit für eine Anrufung des Vermittlungsausschusses von vorneherein unwahrscheinlich war. Eine Policy-orientierte Analyse vermag dies alleine nicht zu erklären, weshalb nachfolgend der Blick intensiver auf politische Prozesse und die Politics-Dimension der Bundesratsverfahren gerichtet werden soll.

6 Die EEG-Gesetzgebungsprozesse aus der Perspektive der Länder-Exekutiven

In den fünf hier erörterten Fallstudien standen bislang die Problemlösungsorientierung und Effektivität der Maßnahmen von den EEG-Novellierungsprozessen 2011, 2012, 2014 und 2016 sowie der EnWG-Novelle aus dem Jahr 2012 im Fokus. Anhand einer Metaanalyse sowie systematischer und detaillierter Auswertung von einschlägigen Studien wurde der Impact von gesetzlichen Regelungen auf Maßnahmenebene anhand einer Reihe von Bewertungskriterien abgeschätzt beziehungsweise untersucht. Die Heuristik der problemorientierten staatlichen Steuerung hat darüber hinaus es ermöglicht, die übergeordneten Steuerungskonzeptionen auf deren Plausibilität hin zu prüfen. Auch wenn dabei der materiell rechtliche Gehalt der einzelnen Regelungen zweifelsfrei im Vordergrund stand, so waren doch auch der institutionelle Rahmen, der die eingeschlagene Problemlösungsstrategie einbettet, sowie die politischen Widerstände und Einigungskosten der einzelnen Maßnahmen Gegenstand der Analyse – sodass die Untersuchung einen ganzheitlichen Charakter trägt: neben der Policy-Dimension, wurde ebenso die Polity- sowie Politics-Dimension des Politik-Konzeptes betrachtet.

Die Auswertung von Primär- und Sekundärquellen soll in diesem Kapitel um die Auswertung von Experteninterviews, die mit Vertretern von unterschiedlichen Landesregierungen geführt wurden, angereichert werden. Auf diese Weise soll die Perspektive der Länder-Exekutiven auf die Gesetzgebungsprozesse im Bundesrat stärker als bisher in die Analyse einbezogen werden, um somit der Politics-Dimension größeren Raum in der Analyse einzuräumen. Methodisch übernimmt die Auswertung der Interviews vor allem die Funktion einer Validierung der Hypothesen beziehungsweise Erwartungen an die Positionierungen der Landesregierungen in den einzelnen Gesetzgebungsprozessen, die sich durch die Modifikation der Heuristik ergeben haben.[414] Es eröffnen sich gleichwohl auch Perspektiven auf bislang weniger im Fokus der Analyse stehende Aspekte.

Zu den Experteninterviews ist eine einordnende Anmerkung anzubringen. Um es nach *Miles`s Law* auszudrücken*: "where you stand* depends on *where you sit".* Zweifelsfrei macht es für die Bewertung von Sachverhalten durch die Gesprächspartner einen Unterschied aus welchem Bundesland dieser stammt, welche Partei den Ministerpräsidenten oder den Fachminister stellt. Ferner spielt es eine Rolle, welche Funktion der Interviewte wahrnimmt, ob er aus der Staatskanzlei oder dem Fachministerium kommt, ob er Referatsleiter ist oder einer anderen hierarchischen Ebene zugeordnet wird. Es kann angenommen werden, dass je höher die Stellung in der Hierarchie ist, umso politischer die Bewertung von Sachverhalten ausfällt und damit

[414] Da es nicht möglich war, zu allen Fallstudien eine Interview-Vollerhebung durchzuführen sei einordnend darauf hingewiesen, dass die Aussagekraft der präsentierten Erkenntnisse nicht vorbehaltlos verallgemeinert werden kann. Erläuternde Hinweise finden sich dazu bei den Ausführungen zur Methodik.

differierende Einschätzungen zur reinen Fachebene vorliegen. Diese Überlegungen sieht der Autor durch die geführten Interviews bestätigt.

6.1 Position bestimmende Faktoren im politischen Prozess im Bundesrat: parteipolitische vs. energiewirtschaftliche Interessen

In diesem Promotionsvorhaben wird unter anderem die Hypothese zugrunde gelegt, dass energiewirtschaftliche Interessen parteipolitische Interessen die Positionierung einer Landesregierung im Bundesratsverfahren dominieren. Deshalb wurde in den Experteninterviews eine Validierung der Hypothese angestrebt.

Vertreter der nordrhein-westfälischen Exekutive weisen darauf hin, dass Interessen im politischen Prozess im Bundesrat durch mehrere Faktoren geprägt werden: neben parteipolitischen Interessen auf der Landesebene, Koalitionsabstimmungen innerhalb von Landesregierungen, parteipolitische Interessen im Hinblick auf die Bundesebene allgemein im Parteienwettbewerb sowie im Hinblick auf die Zusammensetzung der Bundesregierung sind dies vor allem wirtschaftliche beziehungsweise energiewirtschaftliche Interessenlagen. Willensbildungsprozesse sind deshalb äußerst komplex: Wie positioniert sich die jeweilige Partei im jeweiligen Bundesland? Welche Koalitionsvereinbarungen existieren auf Landesebene und kann eine einvernehmliche Positionierung zum Koalitionspartner beziehungsweise den beteiligten Ressorts erreicht werden? Wie verläuft die Konfliktlinie im Parteienwettbewerb zu einem Sachverhalt? Beschädigt man seine eigenen Leute in Berlin, wenn eine Landesregierung sich in einer Sachfrage gegen den Bundesfachminister von der eigenen Partei positioniert? Auch wenn parteipolitische Erwägungen in diesen Prozessen wiedererkannt werden wollten, so lag doch die Einschätzung vor, dass eher energiewirtschaftliche Interessen als parteipolitische Interessen eine Landesposition prägen und die zugrunde liegenden Interessen definieren. Ausnahmslos jeder Interviewpartner bestätigte diese These. Der Vertreter der schleswig-holsteinischen Exekutive ordnete den Zusammenhang der Interessenkomponenten wie folgt ein: Die Positionierung einer Landesregierung wird maßgeblich von energiewirtschaftlichen Themen bestimmt (Policies), zudem treten politische Prioritätensetzungen der Landesregierungen hinzu – hingegen wird deren Koordinierung parteipolitisch bestimmt (Politics). Besonders markant wurde diese Feststellung für die Gesetzgebungsprozesse zum EEG 2014 und 2017 beschrieben. Um dies plastisch zu charakterisieren, wurde ein Bonmot Peter Altmaiers (CDU), damaliger Kanzleramtschef, angeführt, dass einer Verhandlungssituation im Bundesrat zugeschrieben wird: Nach zwei Stunden Verhandlungen merke man noch nicht, aus welcher Partei einer ist, nach zwei Minuten aber schon aus welchem Land er kommt.

Prägnant wurde dieser Zusammenhang durch den Interviewpartner aus Sachsen beschrieben: Die EEG-Novellen 2014 und 2017 seien Musterbeispiele dafür gewesen, dass es keine

geschlossene Länderfront oder parteipolitische Blöcke gegenüber der Bundesregierung gegeben habe. Die Problematik der 16 Energiewenden statt eines ganzheitlich abgestimmten Konzeptes wirke bis heute fort. Die Landesregierungen versuchten vollkommen unabhängig von den jeweiligen Parteifarben möglichst viel Wertschöpfung, Arbeitsplätze und Steuereinnahmen in das jeweilige Land zu holen. Dabei differierten die Länderpositionen je nach geographischer Lage, der Unternehmensstruktur sowie den Investoreninteressen. Während die sächsische Staatsregierung sich in der energiepolitischen Positionierung der jeweiligen Position der Bundesregierung annäherte, weil aufgrund einer Schieflage im energiepolitischen Zieldreieck eine stärkere Orientierung an der Kosteneffizienz von Nöten sei, setzten die anderen Länder auf den Ausbau der erneuerbaren Energien – die Küstenländer auf die Windenergie, Bayern auf Biomasse und – gemeinsam mit Baden-Württemberg – auf die PV.[415]
Vertreter der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns gewichteten nicht nur Landesinteressen schwerwiegender als Parteiinteressen, sondern rückten auch das Ziel der Sicherstellung von Partizipation an der Energiewende in den Vordergrund.
Der Vertreter der baden-württembergischen Exekutive relativierte das Primat der energiewirtschaftlichen Interessen insofern, als dass es den grünen Teilen der Landesregierungen vor allem um das erreichen politischer beziehungsweise ideologischer Interessen ginge: den Ausbau der erneuerbaren Energien für den Klimaschutz sowie den Kernenergieausstieg.

Für die These, dass energiewirtschaftliche Interessen dominant gegenüber parteipolitischen in den EEG-Novellierungsprozessen ausgeprägt sind, lassen sich auch Antragsinitiativen als Beleg heranziehen. Der interviewte Vertreter der thüringischen Exekutive betonte die Bedeutung der Biomasse für das Land und schilderte, dass die thüringische Landesregierung sich beim EEG 2014 und 2017 in einem intensiven Austausch zu Positionen und materiell-rechtlichen Regelungen zur Biomasse-Förderung mit anderen „Biomasse-Länder“ befunden habe. Beim Gesetzgebungsprozess des EEG 2017 ist es dann sogar zu der politisch durchaus kuriosen – und nicht als Regelfall geltend könnenden – Konstellation gekommen, dass Thüringen einen gemeinsamen Entschließungsantrag mit Bayern und Rheinland-Pfalz vorgelegt hat. Thüringen war zu dem Zeitpunkt rot-rot-grün unter Ministerpräsident Bodo Ramelow (Linke) regiert, Bayern CSU alleinregiert und Rheinland-Pfalz unter der Führung der SPD Ampel-regiert. Der durch die drei Länder vorgelegte Antrag „Entschließung des Bundesrates zur Stärkung der Stromerzeugung aus Biomasse im EEG 2016“ (BR Drs. 555/15(B)) zeigt somit deutlich, dass der Parteienwettbewerb und das für gewöhnlich als politisch unvereinbar geltende für gemeinsame Interessen überwindbar ist.

[415] Darüber hinaus gebe es Spezialthemen, wie die Schwarzlauge, die für Thüringen eine Relevanz entfaltet und eine landesspezifische Alleinstellung darstelle. Dieser Punkt wird in den weiteren Ausführungen noch einmal thematisiert.

Für die politische Debatte prägend – unabhängig der durch die jeweiligen Novellierungsprozesse adressierten Problemlagen – wurde seitens Vertreter der nordrhein-westfälischen Exekutiven der Saldo der EEG-Zahlungsflüsse beschrieben. Für die Landesregierung aus NRW stellte sich die politische Diskussion um das EEG alleine deshalb als schwierig dar, weil NRW ein Nettozahler ist. Jahr für Jahr fließen Milliarden in andere Länder, was politisch eine entsprechende Erwartungshaltung weckt, den finanziellen Mittelabfluss zu reduzieren – auch wenn die Institutionenökonomik, wie in den Erörterungen der theoretischen Grundlagen gezeigt, darlegt, dass volkswirtschaftlich gesehen dies per se kein Problemkomplex darstellt.

Die politische Praxis zeigt hingegen, dass um die EEG-Zahlungsbilanzen Debatten geführt werden: Aus Länderperspektive bieten sich dabei zwei wesentliche Optionen an. Einerseits die Gesamtbelastung zu reduzieren sowie andererseits den über das EEG zu vergütenden Ausbau erneuerbarer Energien im eigenen Land zu intensivieren, weil so netto die Zahlungsbilanz schrumpft. Neben politischen Grundüberzeugungen wurde in diesem Kontext auch aus mehreren Ländern berichtet, dass der Lobby-Druck der erneuerbaren Energien-Branche, den Ausbau der Erneuerbaren zu beschleunigen, stetig gestiegen ist. Diese Einschätzung wurde in den Interviews mit Vertretern aus Nordrhein-Westfalen, Schleswig-Holstein und Thüringen geäußert.

Im Gegensatz dazu haben die hier vorgelegten Fallstudien gezeigt, dass die Bundesregierung die Kostendynamik verstärkt zum Thema in der Gesetzgebung machte. Die Interviews bestätigten dies, denn insbesondere die Diskussion um das EEG 2014 stellte die Weichen für den Ausbau der erneuerbaren Energien neu. An dem Framing und der Stoßrichtung der politischen Debatte um den Ausbau wird deutlich, dass die zugrunde gelegte Problemlage konkrete Auswirkungen auf den Ausbau der Erneuerbaren hat – je nachdem wie die Diskussion geführt wird. Der Vertreter der schleswig-holsteinischen Landesregierung identifizierte mit der wahrgenommenen Überbetonung der Kostendiskussion im politischen Diskurs eine Determinante sowie den Ausgangspunkt der EEG-Novelle im Jahr 2014 (auch Interview Thüringen). Für die Landesregierung des Küstenstaates wurde die Fokussierung als vorteilhaft eingeschätzt, weil in Schleswig-Holstein entsprechend gute Windstandorte aufzufinden sind und politisch auf die vergleichsweise kostengünstige Technologie Onshore-Windenergie gesetzt wird. Deshalb war insbesondere für Schleswig-Holstein in der EEG-Novelle der avisierte Ausbaukorridor für Onshore-Windenergie relevant, die Vergütungshöhe sowie die Stichtagregelung, die für Windenergieanlagen die Entfaltung der neuen Rechtswirkung festsetzte – die Realisierungszeiträume der Technologie sind vergleichsweise lang.

6.2 Interessenkoalitionen und Koordinierung der Ländergruppen

Die sozialdemokratisch geführten Länder (A-Länder) und die unionsgeführten Länder (B-Länder) koordinieren ihre Positionierungen und ihr Stimmverhalten im Bundesrat. Durch diese Koordinierung eröffnet sich im Bundesrat ein Kanal für den Parteienwettbewerb, weil eine gemeinsame Positionierung innerhalb der Ländergruppen die Lagerbildung begünstigt. Interessant ist, dass anhand der nordrhein-westfälischen Interviewaussagen entnommen werden kann, dass bei den EEG-Gesetzgebungsprozessen die Koordinierungen nur eine untergeordnete Rolle spielt. Vor allem überrascht diese Aussage geäußert von Vertretern der Exekutive in Nordrhein-Westfalen, wo doch die nordrhein-westfälische Ministerpräsidentin Hannelore Kraft (SPD) die A-Länder-Koordinierung leitete. Vielmehr seien die Länderinteressen an der EEG-Gesetzgebung so stark, dass die parteitaktischen Erwägungen hinter diesen zurücktreten. Diese Einschätzung wird durch weitere Interviews gestützt (Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen).

Relativierend dazu steht die Einschätzung eines Vertreters der baden-württembergischen Landesregierung, der das Abstimmungsverhalten im Bundesrat keineswegs nur sachorientiert sieht, sondern vielmehr durch den Parteienwettbewerb und durch die Logik gekennzeichnet, ‚gibst du mir, geb ich dir' – das gelte vor allem auch für das Zusammenwirken der Ressorts innerhalb der Landesregierungen. Laufend komme es zu Deals zwischen Ministerien und zwischen Ländern. Insbesondere mit dem Bund komme es in diesem Kontext zu Paketlösungen, da die Bundesregierung materielle Angebote unterbreiten kann. Darüber hinaus stünde die parteipolitische Allianzbildung im Vordergrund, die durch das Denken in Blöcken geprägt sei. Zwischen dem A-Block und dem G-Block kommt es dann beispielsweise zu einem Tauschgeschäft, wobei nicht einzelne Länder, sondern stets Blöcke im Vordergrund stehen, weil diese ausreichend Stimmen für die 35er-Marke auf die Waagschale bringen können.

Die Dominanz und die Kontinuitätswirkung von Landesinteressen lässt sich insbesondere an einer besonderen Konstellation veranschaulichen: In Thüringen regierte von November 2009 bis Dezember 2014 eine CDU-geführte Große Koalition, die von einer von den Linken geführten rot-rot-grünen Regierung abgelöst wurde. Die Erwartung liegt nahe, dass es zu einer grundsätzlichen Neuorientierung im politischen Stil und der inhaltlichen Positionierung der thüringischen Landesregierung gekommen ist. Doch Interviewaussagen legen nahe, dass diese Erwartung nicht zutreffend ist. Zwar verlagert sich die politische Koordination im Bundesrat vom B-Lager in das A-Lager – der erste Ministerpräsident der Partei die Linke in Deutschland nahm an den Kamingesprächen der SPD-geführten Länder teil. Grundlegend änderten sich daraufhin jedoch nicht die energiepolitischen Positionen. Vielmehr wurde es als weniger relevant eingeschätzt, ob die thüringische Landesregierung in der A- oder B-Länder-Koordinierung eingebunden war, weil die energiewirtschaftlichen Landesinteressen als ausschlaggebend

anzusehen sind. Deshalb hat die parteipolitische Koordination auf die Positionierungen und Verhandlungsergebnisse aus der Perspektive der thüringischen Exekutive weniger Gewicht entfaltet. Gleichwohl wurde eingeräumt, dass nicht die Partei des Ministerpräsidenten den großen Unterschied machte, sondern der kleinste Koalitionspartner, die Grünen, einen stärkeren energiepolitischen Fußabdruck in der Koalition hinterließ – sie besetzten das Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz. Insbesondere die Einbindung der fachministeriellen Koordination in eine über die Zeit stärker gewordene grüne Einflusszone in den Energie- und Umweltministerien der Länder scheint einen Unterschied zu machen. Dennoch wird die Einschätzung geäußert, dass die vertretenden Positionen stark von Kontinuität geprägt sind.
Interessant ist, dass das Beispiel Thüringen auch von dem sächsischen Interviewpartner herangezogen wurde, um zu unterstreichen, dass landesspezifische Interessen die Positionsfindung einer Landesregierung gegenüber den parteipolitischen Interessen dominieren – selbst wenn die Partei des Ministerpräsidenten wechselt bleibt die grundlegende Position bestehen. Gleichwohl bedeute dies nicht, dass Parteipolitik überhaupt keine Rolle spiele. Für den Wechsel der Zusammensetzung in der sächsischen Landesregierung im Jahr 2014 gelte dies ebenfalls; in bestimmten Nuancen – wie dem Ausbau der Windenergie – sei der Regierungswechsel von Schwarz-Gelb zu Schwarz-Rot dann doch spürbar gewesen. Daran schloss sich die Einschätzung an, dass auch für die Grünen die Parteipolitik tendenziell eine größere Rolle spiele.

Nicht jede Regelungsmaterie ist allerdings für eine A- oder B-Länder-Koordination relevant. Die Interviewpartner aus Mecklenburg-Vorpommern führten aus, dass die A-Länder Koordination eher für politische Aspekte genutzt wird und weniger um fachliche Fragen zu adressieren. Vor allem spielt es auch eine Rolle in den Koordinierungsmechanismen, dass zu Zeiten der EEG-Novellen 2014 und 2017 das BMWi in SPD-Hand war. Die A-Länder Koordination war deshalb maßgeblich darauf gerichtet, politische Handlungsfähigkeit sicherzustellen und soweit möglich, den Erfolg der eigenen Regierungsprojekte zu garantieren. Die Interviewpartner bestätigten die These, dass die ‚eigenen Leute' in Berlin nicht beschädigt werden sollen und deshalb landesspezifische Interessen mit den parteipolitischen abgewogen werden (dazu unten weitere Ausführungen). Jedoch gilt dies nur bis zu einem gewissen Grad, denn auch die Vertreter dieser Landesregierung schätzten Landesinteressen höherrangig ein als Parteiinteressen bezüglich der Positionsfindung der Landesregierung.

Im Zeitverlauf wird ferner eine weitere parteipolitische Koordinierung zwischen den Landesregierungen zunehmend bedeutsamer: Mit dem Erstarken der Grünen in den Ländern und einer ansteigenden Regierungsbeteiligung bildet sich nach Aussagen des Interviewpartners aus Baden-Württemberg eine starke Allianzbildung auf Fachministerebene heraus. Auswertungen der Regierungsbeteiligungen zeigen, dass sich 2012 fünf grüne Umwelt- beziehungsweise

Energieminister im Amt befanden, 2014 bereits sieben und 2016 zehn.[416] Der Vertreter der baden-württembergischen Landesregierung beschrieb die einzige Landesregierung mit einem grünen Ministerpräsidenten dabei als funktionaler Dreh- und Angelpunkt. In den EEG-Novellen gab es diverse gemeinsame Anträge mit anderen Landesregierungen. Auch wenn dann nicht alle Landesregierungen mit grüner Beteiligung auf dem Antragskopf stehen, so haben doch alle grünen Fachministerien Kenntnis davon und waren in den Prozess eingebunden. Es sei vielmehr die Frage, ob es dem Koalitionspartner im jeweiligen Land vermittelbar sei, weil Antragsstellungen im Bundesrat eines Kabinettsbeschlusses bedürfen und innerhalb der Landesregierungen abgestimmt sind. Grundsätzlich sei es leichter, den Koalitionspartner dazu zu bewegen, einem Antrag zuzustimmen als diesen als Initiator mit einzubringen. Zwischen den grünen Fachministern kommt es auch zu einem regelmäßigen Austausch, dieses Format nennt sich der grüne Kamin.

Kooperationsformen zwischen Ländern sind stark von den jeweiligen Interessen- und Konfliktstrukturen abhängig. Im Interview ordneten die Vertreter der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns dies so ein, dass je nach Regelungsgegenstand im Bundesrat mal alle 16 Länder einig sind, mal die Linie zwischen Süd und Nord oder mal zwischen West und Ost verläuft. Entscheidend seien die Schnittmengen der landesspezifischen Interessenlagen sowie die daraus resultierenden Konflikte. Diese Einschätzung lässt sich wie folgt zuspitzen: Kooperation richtet sich nach Interessen und daraus folgenden Konfliktstrukturen: ähnliche Interessenlagen ist die notwendige Bedingung für länderübergreifende erfolgreiche Kooperation.

Neben den A- und B-Länder-Koordinierungskreisen existieren regionale Zusammenschlüsse, die ergänzend zu der parteipolitischen Koordinierung stehen. Zu dem wohl am stärksten etabliertesten zählt der Nordbund, dem sich die norddeutschen Küstenländer zusammengeschlossen haben: Bremen, Hamburg, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein. Die norddeutschen Länder haben aufgrund der Geographie ähnlich gelagerte Interessen, insbesondere bei der Windenergie. So haben sie beispielsweise Anfang 2016 im Kontext des Gesetzgebungsverfahrens zum EEG 2017 den Wismarer Appell verabschiedet, der mit der Forderung für einen ambitionierteren Ausbau der Windenergie an die Bundesregierung adressiert war (Nordbund 2016). Der Nordbund vereint 19 Stimmen im Bundesrat auf sich, was immerhin etwas mehr als die Hälfte der notwendigen Stimmen für eine positive Mehrheit im Bundesrat entspricht. Zweifelsfrei erhöht eine solche Allianzbildung erheblich das Durchsetzungspotenzial, als wenn ein kleines, weniger stimmgewichtiges Land versucht seine Interessen alleine durchzusetzen – lediglich Niedersachsen mit sechs Stimmen bringt von sich aus ein großes Gewicht auf die Waage. So verwundert es nicht, dass die Interviewpartner aus

[416] 2012: BW, HB, NW, RP, SH
2014: BW, HB, HE, NI, NW, RP, SH (TH erst im Dez 2014, für die EEG-Novelle deshalb nicht relevant)
2016: BW, HB. HH, HE, NI, NW, RP, SA, SH, TH.

Mecklenburg-Vorpommern den Nordbund als norddeutsche Phalanx beschrieben haben, die sich geschlossen für die Offshore-Windenergie sowie die Windenergie an Land eingesetzt hat. Dabei sei die Interessendurchsetzung sehr effektiv gewesen, wobei der Wismarer Appell als Paradebeispiel dafür herangeführt wurde. Ein Konsens in der Positionierung im Vorfeld zum EEG-Novellierungsprozess im Jahr 2016 sei schnell erzielt worden – und dies, obwohl Nord- und Ostsee Wind-Offshoreprojekte auch gegeneinander konkurrieren.

Die ostdeutschen Länder sind in der Ministerpräsidentenkonferenz-Ost formal institutionalisiert, die Regionalkonferenz der Ministerpräsidenten der ostdeutschen Länder. Ursprünglich war dieses Format gegründet worden, um die besonderen Interessen der neuen Bundesländer zu bündeln und gegenüber der Bundesregierung und den alten Ländern zu kanalisieren. Interviewaussagen mit Vertretern von ostdeutschen Landesregierungen zeigen, dass die Energiepolitik auch auf der Ministerpräsidentenkonferenz-Ost stets eine Rolle spielt (Interview Thüringen und Sachsen). Gleichwohl sei zum einen die Vorstellung falsch, dass die Länder in verschiedenen Formaten Gegengewichte zueinander oder zu anderen Verbünden ausbilden. Vielmehr stehe die Frage im Vordergrund, wie Interessen organisiert und durchgesetzt werden können. So betonen beispielsweise die Vertreter der Exekutive Mecklenburg-Vorpommerns, dass es für das Land ein großer Vorteil sei, in zwei institutionalisierten Verbünden aktiv sein zu können. Zum anderen ist die Ministerpräsidentenkonferenz-Ost für die EEG-Energiepolitik nicht das entscheidende Format für die ostdeutschen Länder. Die interviewten Vertreter der ostdeutschen Länder-Exekutiven stellen die Interessenlage unisono innerhalb der ostdeutschen Länder als zu heterogen dar, weil Braunkohleländer (Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt) gemeinsam mit Ländern, die bereits maßgeblich auf erneuerbare Energien setzen – wie beispielsweise Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen – sowie mit dem Stadtstaat Berlin einen gemeinsamen Nenner finden müssen.[417] Darüber hinaus ist die Ministerpräsidentenkonferenz-Ost mit einer auseinanderlaufenden geographischen Orientierung der ostdeutschen Länder konfrontiert: Während beispielsweise Thüringen und Sachsen sich Richtung Bayern orientieren, richtet sich der Fokus von Mecklenburg-Vorpommern nach Norden, wie die Mitgliedschaft im Nordbund verdeutlicht. Den Interviewaussagen des Vertreters der thüringischen Exekutive ist dennoch ein entscheidender Vorteil des Formates Ministerpräsidentenkonferenz-Ost zu entnehmen: Es existiert ein zusätzlicher direkter Zugang zur Bundeskanzlerin, den lose Gesprächsformate, wie sie zwischen Bayern und Baden-Württemberg vorliegen, nicht aufweisen. Jedenfalls hat in der Wahrnehmung des Interviewpartners aus Thüringen die Ministerpräsidentenkonferenz-Ost in den EEG-Gesetzgebungsverfahren keine bedeutende

[417] Der Interviewpartner aus Sachsen differenzierte die heterogene Interessenlage zwischen den ostdeutschen Ländern so aus: Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt hätten sich stark in der Windenergie an Land positioniert, Berlin hat als Stadtstaat kaum Interesse am Ausbau der Erneuerbaren, wiederum sind Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt Braunkohleländer und Thüringen ist stark belastetes Stromtransitland.

Rolle gespielt. Diese Einschätzung wird durch die Ausführungen der Vertreter der sächsischen und mecklenburg-vorpommerschen Exekutive gestützt, der eine treibende Kraft der Ministerpräsidentenkonferenz-Ost in der Energiepolitik vor allem bei den Netzentgelten ausmacht, hingegen weniger Relevanz beim EEG identifiziert – was auch mit dem Tagungsrhythmus zusammenhängt: Die ostdeutschen Ministerpräsidenten kommen einmal im Jahr zusammen und dieser Rhythmus wird nicht aufgrund von EEG-Novellen angepasst.

Demgegenüber maßen die Vertreter der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern das Kooperationsformat Nordbund das stärkste Gewicht für die Landesregierung bei und schätzten die Struktur des Nordbundes aus der Perspektive der Regierung als am stärksten formalisiert ein. Prinzipiell sei es für Mecklenburg-Vorpommern ein großer Vorteil, in zwei regionalen Verbünden aktiv zu sein. Die Ministerpräsidentenkonferenz-Ost ist zwar das länger bestehende Kooperationsformat, mittlerweile sieht sich die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns aus strategischen Gründen in der Energiepolitik eher dem Nordbund zugeneigt. Dies liegt vor allem an den größeren Schnittmengen mit den nördlichen Ländern (vor allem Wind), da die Ostdeutschen Länder stärker auf Braunkohle (konventionell) oder Biomasse (REE) setzen. Dabei räumten die Gesprächspartner ein, dass Mecklenburg-Vorpommern alleine wenig einflussreich im Bundesrat ist, umso wichtiger deshalb die Kooperationskanäle seien. Dieser Umstand wird im Bewusstsein vorgetragen, dass große Länder ihre Interessen leichter durchsetzen können und manche, wie Bayern, zudem noch weitere Einflusskanäle besitzen – dazu später mehr.

Hingegen verfügen die restlichen Länder nicht über regional institutionalisierte Kooperationsformen. Aus den Interviews wurde deutlich, dass Kooperationen und Allianzen im Bundesrat beziehungsweise zwischen den Ländern nicht zu starr verstanden werden dürfen. Vielmehr wird in der Regel eher punktuell nach einzelnen Kooperationen gesucht, um gemeinsame Interessen durchzusetzen. Das Beispiel der „Biomasse-Länder“ wurde hier bereits angeführt.

Stimmgewichtige Länder, wie Nordrhein-Westfalen, haben alleine aufgrund ihrer wirtschaftlichen, energiewirtschaftlichen sowie industriepolitischen Bedeutung erhebliche Einflussmöglichkeiten. Dennoch strebt auch NRW eine punktuelle Kooperation an. In energiewirtschaftlichen Kontexten sind dies laut Angaben von Vertretern der nordrhein-westfälischen Exekutive vor allem Rheinland-Pfalz, Hessen sowie die ostdeutschen Braunkohleländer (Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt).

Die Bedeutung der energiepolitischen Koordinierung für die jeweiligen Länder der Braunkohleländer variiert. Der Vertreter der sächsischen Exekutive schätzt die nordrhein-westfälische Landesregierung zu rot-grünen Regierungszeiten weniger kooperationswillig in diesem informellen Koordinierungsformat ein als die ostdeutschen Länder, weil für NRW die Braunkohle

bei weitem nicht die wirtschaftspolitische Bedeutung habe wie für die anderen Braunkohleländer. Darüber hinaus verhindere der grüne Koalitionspartner in der nordrhein-westfälischen Landesregierung eine offensive Landesposition. Sachsens Energieversorgung sei demgegenüber stark abhängig von der Braunkohleindustrie und auch strukturpolitisch davon geprägt.[418] Es gebe zwar Ländersolidarität in Braunkohlefragen bei den betroffenen Ländern, aber politische Gründe verhinderten das Durchsetzen von politisch konfliktträchtigeren energiepolitischen Positionen.

Ungewöhnliche politische Allianzen gelten dabei als besonders attraktiv, um politische Signale zu senden – nach den Aussagen des schleswig-holsteinischen Interviewpartners kann dies für die punktuellen Kooperationen von Bayern und Baden-Württemberg gelten. Wenn eine grüngeführte mit einer CSU-geführten Landesregierung ein einem Strang ziehen, dann wird dem von anderen Ländern Beachtung geschenkt.

Im Bundesrat treten die Landesregierungen einander gegenüber wohlwollend auf: In der Regel behindern sie sich nicht gegenseitig und üben in einem gewissen Maß Ländersolidarität. Interviewaussagen aus NRW veranschaulichen dies: Wenn eine Landesregierung an einer Sachfrage kein gesteigertes Interesse hat, dann wird dieses Landesinteresse nicht blockiert. Gleichwohl heißt dies noch nicht, dass dafür politisches Kapital investiert wird und man sich dafür einsetzt.

Im Gesetzgebungsprozess zum EEG 2014 wird diese Aussage durch das Beispiel der Schwarzlauge untermauert, wie aus dem Interview mit einem Vertreter der thüringischen Landesregierung hervorgeht. Für die thüringische Landesregierung entwickelt sich die Bedeutung der Förderung der erneuerbaren Energien über das EEG über die energiewirtschaftlichen Strukturdaten des Landes: Sowohl die Biomasse als auch die PV spielen im Energiemix als auch industriepolitisch für die Landesregierung eine Rolle, wohingegen der Onshore-Windenergie nur eine energiewirtschaftliche Bedeutung zukommt. Im Regierungsentwurf zum EEG 2014 wurde eine Neuklassifikation von Schwarzlauge vorgenommen. Schwarzlauge ist ein Nebenprodukt bei der Zelluloseherstellung in der Papierindustrie (fällt bei dem sogenannten Sulfatverfahren an) und kann energetisch genutzt werden. Bis dato war die Verstromung von Schwarzlauge über die Förderkategorie der festen Biomasse möglich. Demgegenüber sah der Regierungsentwurf vor, die Klassifikation in flüssige Biomasse zu ändern. Flüssige Biomasse war nach dem EEG nicht mehr förderfähig. Nach Interviewaussagen hat dieses Regelungsvorhaben ausschließlich die Papierindustrie in Thüringen berührt. Daraufhin hat die thüringische Landesregierung intensiv für eine angepasste Regelung und für das Beibehalten des

[418] Die Braunkohle habe für das strukturschwache Land eine große wirtschaftliche Bedeutung: in der Lausitz seine etwa 8000 Arbeitsplätze direkt und nochmal mehr als 10 000 indirekt von der Braunkohle abhängig. Des Weiteren wurde die Überzeugung geäußert, dass für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung die Braunkohle unerlässlich sei.

Status quo geworben. Man habe das Thema in jedem Gespräch angesprochen und stets die Bedeutung für die Papierindustrie in Thüringen deutlich gemacht – es wurde zugespitzt so formuliert: bis es den anderen Ländervertretern aus den Ohren gekommen sei. Obwohl es für keine andere Landesregierung von Interesse war, konnte die thüringische Landesregierung am Ende einen Erfolg verbuchen. Im EEG 2014 wurde von der Neukategorisierung der Schwarzlauge Abstand genommen.

Im Novellierungsprozess zum EEG 2017 war ein Sachverhalt ähnlich gelagert. Im WindSeeG war im Referentenentwurf das Küstenmeer nicht adressiert.[419] Dabei handelte es sich um ein landesspezifisches Anliegen von Mecklenburg-Vorpommern, das aufgrund geographischer Besonderheiten nur diese Region betraf. Dazu wurde auch auf den beiden MPKs im Mai 2016 keine Übereinkunft zwischen den Ministerpräsidenten erzielt, jedoch konnte die Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns im Bundesratsverfahren entsprechende Regelungen hineinverhandeln. Die Interviewpartner zeigten sich zufrieden mit den Ergebnissen.

Ein indirektes Kooperationsmuster lässt sich darüber hinaus ausmachen: Die Fallstudien identifizierten insbesondere in den Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2014 und 2017 eine Nord-Süd-Konfliktlinie, die durch diverse Interviewaussagen gestützt wurde. Diese Konfliktachse wird insbesondere durch unterschiedliche Interessenlagen beim Netzausbau sowie geographischer Voraussetzungen bei den einzelnen erneuerbaren Energien-Technologien geprägt. Gleichwohl ist eine weitergehende Differenzierung angemahnt: So hat der Vertreter der schleswig-holsteinischen Landesregierung für das EEG 2014 ausgeführt, dass die bayerische Staatsregierung sich insbesondere für die Bioenergie politisch exponiert hat, wobei diese Technologieform als unabhängig von der Himmelsrichtung zu bezeichnen ist. Ferner hat sich die grün geführte Landesregierung Baden-Württembergs solidarisch mit den nördlichen Ländern in Fragen der Förderung der Windenergie an Land gezeigt, weil für das Binnenland auch Schwachwindanlagen beziehungsweise weniger effiziente Standorte nach dem Referenzertragsmodell politisch eine Rolle spielten. Insgesamt hat nach den Aussagen des Interviewpartners aus Schleswig-Holstein Baden-Württemberg eine wichtige Rolle gespielt, beispielsweise auch bei der Eigenverbrauchsregelung zur PV. Als Erklärungsmuster wurde angeführt, dass mit Winfried Kretschmann der einzige Ministerpräsident an den Verhandlungen beteiligt war, der die grüne Position vertrat und somit einen Deal auf der Ministerpräsidentenkonferenz hätte platzen lassen können. Es sei an die potentielle negative Mehrheit von Landesregierungen mit grüner Beteiligung erinnert. Diese Aussage ist zudem ein Fingerzeig für die Bedeutung der politisch handelnden Personen. Ministerpräsident Kretschmann kann als durchsetzungsstark gelten, ebenso wie Olaf Scholz (SPD), der sozialdemokratische Regierungschef der

[419] Im Interview wurde die Einschätzung geäußert, dass es sich eher um einen handwerklichen Fehler im BMWi handeln durfte als ein bewusstes Ausschließen des Küstenmeeres in der Ostsee. Dies sei der Komplexität des Regelungsgegenstandes sowie des hohen Zeitdruck geschuldet.

Hansestadt Hamburg, der auf die Förderbedingungen für die Offshore-Windenergie entsprechenden Einfluss nahm. Es wird deutlich, dass das Ministerpräsidentenkonferenz-Format die Durchsetzungsfähigkeit von einzelnen Personen unterstützt und befördert. Von dem Vertreter Schleswig-Holsteins wurde die Einschätzung geäußert, dass Hessen, Sachsen, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Bayern auf der Ministerpräsidentenkonferenz zum EEG 2014 positionell eher etwas schwächer aufgestellt waren. Gleichzeitig wurde die stärkste Allianz auf der Umwelt- und Energieseite zwischen Baden-Württemberg und Schleswig-Holstein gesehen.

6.3 Das Koordinierungsformat Ministerpräsidentenkonferenz: informeller Interessenausgleich oder Entkernung des Bundesratsverfahrens?

Ministerpräsidenten beschäftigen sich nicht erst in Ministerpräsidentenkonferenzen mit Energiepolitik und dem Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Bedeutung der Energiepolitik als Wirtschaftsfaktor für die Länder lässt sich auch exemplarisch daran ablesen, dass in Koalitionsverhandlungen ein besonderes Augenmerk diesem Handlungsfeld den Länderchefs gilt. So haben in den Verhandlungen 2013 zur Bildung einer Großen Koalition zwischen Union und SPD in der Verhandlungsgruppe „Energie“ mehrere Ministerpräsidenten gesessen: 2013 leitete SPD-seitig Hannelore Kraft, Ministerpräsidentin des Landes Nordrhein-Westfalen, die Arbeitsgruppe; ferner entsandte die SPD mit Stephan Weil (Niedersachsen) und Dietmar Woidke (Brandenburg) weitere Ministerpräsidenten in die Verhandlungen.[420] In den Experteninterviews wurde an verschiedenen Stellen auf die herausragende Bedeutung der Weichenstellung in der Energiepolitik durch die Festlegungen in Koalitionsverträgen auf Bundesebene hingewiesen – insbesondere weil formal betrachtet, den Ländern in vielen energiepolitischen Handlungsfeldern direkte Kompetenzen fehlen. Festlegungen, die im Koalitionsvertrag hinterlegt sind, können maßgeblich die energiepolitische Agenda einer Legislaturperiode prägen, was für Ministerpräsidenten mit entsprechender Interessenlage eine wichtige Einflussmöglichkeit darstellt.

Photovoltaik-Novelle 2012: Alleinstellungsmerkmal und Lehrstunde für die Bundesregierung

Um die veränderte Rolle der Ministerpräsidentenkonferenz in den EEG-Novellen darstellen zu können, ist der Blick auf den Novellierungsprozess des EEG im Jahr 2012 entscheidend. Es wird argumentiert, dass die Bundesregierung aus dem Prozess entsprechende Lehren

[420] Die Länderexekutiven waren darüber hinaus mit weiteren Fachministern vertreten: Heiko Maas, saarländischer Minister für Wirtschaft, Arbeit, Verkehr und Energie und stellvertretender Ministerpräsident, Frank Kupfer, sächsischer Staatsminister für Umwelt und Landwirtschaft und Franz Pschierer, Staatssekretär im bayerischen Wirtschaftsministerium. Politisch spiegelt sich auch die Bedeutung der Arbeitsgruppe wieder, wenn der Blick auf die Anzahl der Landesvorsitzenden gerichtet wird – neben den bislang aufgeführten Ministerpräsidenten und stellvertretenden Ministerpräsidenten waren dies Armin Laschet, CDU-Vorsitzender Nordrhein-Westfalens, und Thorsten Schäfer-Gümbel, SPD-Vorsitzender in Hessen – insgesamt zählte die Arbeitsgruppe damit sechs.

beziehungsweise Erkenntnisse gezogen hat, woraufhin das Format der Ministerpräsidentenkonferenz strategisch in den Novellierungsprozess eingepasst wird und somit eine neue Qualität der Prozesssteuerung erreicht wird.

Die PV-Novelle aus dem Jahr 2012 ist ein besonderer Vorgang vor dem Hintergrund, dass eine parteipolitische Instrumentalisierung des Bundesratsverfahrens Seltenheitswert hat und dass wie oben dargelegt, die A-Länder-Koordinierung nicht der entscheidende Koordinationsmechanismus ist. Interviewaussagen beschreiben diese Novelle des EEG als einmaligen Vorgang in der langen Reihe von EEG-Novellierungsprozessen: und dies gleich auf mehreren Ebenen. Zum einen ist ergebnisorientiert festzuhalten, dass die Anrufung des Vermittlungsausschusses ein Novum in der EEG-Geschichte ist – am 11. Mai 2012 mehrheitlich im Bundesrat beschlossen; trotz vorhandener fachpolitischer, handfester Interessen der ostdeutschen Ministerpräsidenten, war die Novelle zum anderen doch durch eine politische Konstellation in Westdeutschland geprägt, die die Bundesratssitzung als politische Bühne nutzte. Die Sitzung kulminierte eine Konfliktsituation vor der Landtagswahl in Nordrhein-Westfalen, die nur wenige Tage vor der Wahl terminiert war. Die Bundesregierung wurde durch den Bundesumweltminister Norbert Röttgen repräsentiert, der gleichzeitig CDU-Spitzenkandidat in NRW war, wohingegen sein Widerpart – auch in der Aussprache zur Novelle – Ministerpräsidentin NRWs, A-Länder-Koordinatorin sowie SPD-Spitzenkandidatin Hannelore Kraft war. Diese Polarisierung wurde laut Interviewaussagen aus Baden-Württemberg bereitwillig aufgenommen, sodass es nach der Erinnerung des Vertreters der Landesregierung er als einziges Mal erlebte, dass es einen Ordnungsruf im Bundesrat gegen Ministerpräsidentin Kraft gab, die auf den Tisch klopfte und höhnisch in den Saal rief, was als äußerst ungewöhnlich Szene im Bundesrat beschrieben wurde und als Nachspiel eine formelle Rüge nach sich zog. Die Konstellation im Bundesrat ergab sich vor allem durch eine schwarz-gelbe Bundesregierung, die sich einem rot-grün dominierten Bundesrat gegenüber sah. Zudem führte der parteipolitische Konflikt in NRW dazu, dass die Reihen der A-Länder im Bundesrat geschlossen waren, auch wenn nicht gerade alle A-Länder als Freunde des erneuerbaren Energien-Ausbaus zu gelten haben – der Interviewpartner aus Baden-Württemberg verwies hier maßgeblich auf die Braunkohleländer.

Mehrere Interviewaussagen (BW, SN u.a.) bestätigten, dass alle A-Länder, die ostdeutschen Länder sowie Baden-Württemberg für die Anrufung des Vermittlungsausschusses stimmten.[421] Das Abstimmungsverhalten sei auch sachlich begründet gewesen – die Analyse der Fallstudie hat die hohen Widerstände und Einigungskosten herausgearbeitet –, vor allem aber politisch überformt durch die Wahlkampfsituation in NRW. Die nordrhein-westfälische

[421] Im Analyseteil wurde argumentiert, dass die Länder Baden-Württemberg, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen ein veritables Interesse an dem Wirtschaftsfaktor PV aufweisen. Diese Länder haben für die Anrufung des Vermittlungsausschusses votiert – lediglich Bayern und Hessen, die ebenfalls dieser Kategorie zugeordnet waren, votierten nicht entsprechend.

Ministerpräsidentin Kraft hatte die Gelegenheit gemeinsam mit den anderen A-Ländern genutzt, um Bundesumweltminister Röttgen in seinem Metier der Bundespolitik kurz vor der Landtagswahl als Verlierer dastehen zu lassen. Vor allem deshalb wurde der Vermittlungsausschuss angerufen.

Die zentralen inhaltlichen Kritikpunkte an der Photovoltaik-Novelle waren die Ausgestaltung des atmenden Deckels, die erheblichen Vergütungsabsenkungen und der eingeschränkte Vertrauensschutz für Investoren, sowie für die ostdeutschen Länder auch die industriepolitische Bedeutung der PV-Branche von hoher Relevanz war (Interview Baden-Württemberg) – diese Ausführungen decken sich mit den Ergebnissen im Analyseteil. Dabei bewertete der Interviewpartner aus Baden-Württemberg die informelle Beteiligung zur PV-Novelle als weniger stark ausgeprägt im Vergleich zu den nachfolgenden EEG-Novellen. Die Sonderministerpräsidentenkonferenzen, die sogenannten Energiegipfel, wurden erst unter der Großen Koalition eingeführt. Ursächlich sei dies auf die PV-Novelle zurückzuführen, denn diese sei durch die Bundesregierung zu wenig informell vorbereitet gewesen. Das Vermittlungsausschussverfahren sei als Quittung zu verstehen, woraus die Bundesregierung gelernt habe und entsprechend das Verfahren im Rahmen der Ministerpräsidentenkonferenz adaptiert hat. In der PV-Novelle habe die Bundesregierung zwei zentrale Fehler begangen: Einerseits ist es zu einer gravierenden Fehleinschätzung hinsichtlich des Konfliktpotenzials gekommen. Die Bundesregierung habe nicht antizipiert, dass auch ein ostdeutscher Ministerpräsidenten Haselhoff (Sachsen-Anhalt) das Landesinteresse primär im Blick behalten muss – Unionspolitiker hin oder her. Andererseits sei es zu einem Timingfehler der Bundesregierung gekommen, als ausgerechnet ein Beschluss zur PV-Novelle in der Bundesrat Sitzung nur wenige Tage vor der nordrhein-westfälischen Landtagswahl herbeigeführt werden sollte – nach der Wahl hätte es eine neue Situation gegeben. Darüber hinaus lag der spezifische Kontext einer schwarz-gelben Bundesregierung gegenüber eines rot-grün dominierten Bundesrates vor – divergierende Mehrheiten per Excellance.

Angepasste strategische Einbettung der MPK in EEG-Novellen

Tabelle 59: Vergleich der MPK Zeitpunkte im EEG-Novellierungsprozess

	MPK	Regierungsentwurf/ Kabinettsbeschluss	MPK	1. Durchgang BR	2. Durchgang BR
EEG 2009		04.01.2008	19.12.2007[422] 12.06.2008	15.02.2008	04.07.2008
EEG 2012		06.06.2011	09.06.2011	17.06.2011	08.07.2011
PV-Novelle		29.02.2012	29.03.2012	-	12.05.2012
EEG 2014	01.04.2014	08.04.2014		23.05.2014	11.07.2014
EEG 2017	12.05.2016 31.05.2016	09.06.2016		17.06.2016	08.07.2016

Quelle: eigene Darstellung

Ministerpräsidentenkonferenzen haben sich auch vor dem Jahr 2014 mit dem EEG befasst. Der Beratungsgegenstand „Umsetzung der Energiewende“ war regelmäßiger Tagesordnungspunkt der Ministerpräsidentenkonferenzen seit 2012 (Interview Mecklenburg-Vorpommern). Die föderale Gestaltung der Energiewende war demnach immer schon auch Chefsache. Allerdings lässt sich im Vergleich der Novellierungsprozesse ein Bruch beim Einsatz des Ministerpräsidentenkonferenz-Formates zwischen der PV-Novelle und dem EEG 2014 erkennen. Es kam zu zwei zentralen Neuerungen: Einerseits wurde zum ersten Mal am 1. April 2014 eine Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz durchgeführt, die sich ausschließlich mit dem EEG beschäftigte; andererseits wurde diese Ministerpräsidentenkonferenz noch vor dem Kabinettsbeschluss zum Regierungsentwurf vom EEG terminiert. Damit hatte sich ein neuer informeller Verfahrensschritt noch vor dem formalen Bundesratsverfahren, das regulär die Länderbeteiligung an der Gesetzgebung sicherstellt, etabliert. Ursächlich war diese Justierung des Konferenzformates nicht nur in der PV-Novelle zu suchen, sondern auch in der veränderten Regierungszusammensetzung auf Bundesebene. Interviewaussagen bestätigen die Hypothese,

[422] Bei der Ministerpräsidentenkonferenz am 19. Dezember 2007 und der am 12. Juni 2008 handelte es sich um sogenannte „Kinderschutzgipfel“ (Stötzel 2009: 787f.). Energiepolitik stand nicht im Vordergrund der Befassung. Dies ist ein Beispiel dafür, dass es nicht nur auf die Terminierung einer Ministerpräsidentenkonferenz, sondern insbesondere auf deren Tagesordnung ankommt.

dass die Ministerpräsidentenkonferenz-Sonderenergiegipfel eine Eigenheit der Großen Koalition ab dem Jahr 2013 waren.

Die Besonderheit dieses Verfahrensschrittes in der föderalen Gesetzgebung wird von einem Vertreter der thüringischen Exekutive betont. Informelle Verfahren sind zwar üblich, jedoch nicht in dieser Ausprägung. Informelle Vorbereitung von Gesetzesnovellen in Bund-Länder-Arbeitsgruppen seien institutionalisierter Standard in allen Politikfeldern; sobald es politischer wird werden diese Formate durch Fachministerkonferenzen ergänzt. Die Ausnahme bildet hingegen das Format der Ministerpräsidentenkonferenz, auf der sich primär mit nur einem Themenbereich beschäftigt wird. Kaum ein Gesetzgebungsgegenstand wie das EEG wird so intensiv auf Ministerpräsidentenkonferenz-Ebene vordiskutiert – außer die Asylgesetzgebung oder die Bund-Länder-Finanzbeziehungen. Auch der Interviewpartner aus Baden-Württemberg sieht bei den EEG-Novellen ab dem Jahr 2014 das Verfahren vom Kopf auf die Füße gestellt, denn normalerweise bereitet die Fachebene Entscheidungen ausführlich vor und erst im Anschluss daran entscheiden Ministerpräsidenten, was die zentralen Interessen sind, wo die Prioritäten liegen und wie zu einem Konsens – gegebenenfalls unter dem Einbeziehen von Paketlösungen – zu kommen ist. Mit dem Format der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz mache man den zweiten Schritt vor dem ersten.

Auch der Vertreter der sächsischen Landesregierung bestätigte diese Einschätzung grundlegend: Die EEG-Novellen seien atypisch für Gesetzgebungsprozesse im Zusammenspiel zwischen Bundestag und Bundesrat, weil mit der jeweiligen Ministerpräsidentenkonferenz im Vorfeld des formalen Verfahrens bereits die wesentliche Kompromissfindung zwischen Bundesregierung und Ländern erfolgt ist. Den regierungstragenden Fraktionen im Bundestag sei zudem damit der Handlungsspielraum ein Stück weit eingeschränkt. Dies führte der Interviewpartner auf zwei wesentliche Gründe zurück: zum einen sei die EEG-Rechtsmaterie hochgradig komplex und ziehe gravierende Auswirkungen, insbesondere in der finanziellen Verteilungswirkung, nach sich; ferner läge in diesem Kontext deshalb eine äußerst heterogene Interessenlage vor. In einem regulär formalisierten Bundesratsverfahren sei es sehr schwierig, die verschiedenen Interessen zu einem Ausgleich zusammen zu bringen. Das Ministerpräsidentenkonferenz-Format mit den Optionen auf Hinterzimmergesprächen und größerer Vertrautheit bietet sich eher an, Kompromisse auszuhandeln und zu einem Deal zu kommen. In diesem Format befinden sich zudem alle Akteure auf Augenhöhe, im Bundesrat ist dies nicht immer der Fall, weil Landesregierungen sich auch durch Minister repräsentieren lassen. Zum anderen wird ein strukturelles Argument angeführt: die aktuellen Mehrheitsverhältnisse in den Ländern mache es schwieriger – über die Zeit sei es zunehmend schwieriger geworden – Mehrheiten zu organisieren. Landesregierungen setzten sich immer diverser und heterogener zusammen, wobei die Rolle der FDP und der Grünen besonders zu beachten seien sowie die

variierende Anzahl der Koalitionspartner in einer Regierung. Während 2014 Drei-Parteien-Koalitionen die Seltenheit waren, waren diese 2016 schon stärker verbreitet. Dies bliebe nicht ohne Folge für die politischen Prozesse – es sei immer schwieriger und unübersichtlicher geworden, ein Gesetz so zu schneiden, dass es politische Zustimmung findet. Deshalb würden Fachthemen innerhalb der Landesregierungen zunehmend in die Staatskanzleien gezogen.

Ein Vertreter der schleswig-holsteinischen Landesregierung ergänzte diese Einschätzung um die Feststellung, dass das informelle Vorabbeteiligungsniveau der Länder eine politikfeldspezifische Besonderheit für das EEG ist, denn ansonsten sei dies in der Energiepolitik einmalig und ein absoluter Sonderstatus. Dies wurde auch vom Interviewpartner aus Baden-Württemberg so gesehen.

Eine differenzierte Perspektive nahmen die Vertreter der mecklenburg-vorpommerschen Regierung ein. Es wurde darauf verwiesen, dass es auch bereits in den Jahren 2011 und 2012 informelle Beteiligungsrunden – auch unter Mitwirkung der Ministerpräsidenten – gab, die sich in der Beratungsqualität und Bindungswirkung nicht wesentlich von den Ministerpräsidentenkonferenzen aus den Jahren 2014 und 2016 unterschieden. Es kann konstatiert werden, dass diese Wahrnehmung in den geführten Interviews isoliert blieb.

Der Interviewpartner aus Schleswig-Holstein bestätigte, dass bereits bevor das offizielle Bundesratsverfahren eingesetzt hat, die wesentlichen Punkte der EEG-Novellen 2014 und 2017 ausverhandelt waren. Dabei setzte die Ministerpräsidentenkonferenz nicht im luftleeren Raum auf, sondern war das letzte Glied eines umfangreichen informellen Verfahrens: unterschiedliche Fachzirkel zwischen Bund und Ländern, Umwelt- und Wirtschaftsministerkonferenzen sowie Dialog-Plattformen im Bundeswirtschaftsministerium mit diversen Stakeholdern gingen dem voraus. Auf diese Weise vereinbarten die Ministerpräsidenten bereits früh auf einer Ministerpräsidentenkonferenz den Deal, wie die EEG-Novelle 2014 aussehen soll.[423]

Die Interviewpartner aus Mecklenburg-Vorpommern schilderten, dass die Festlegungen von Kernpunkten auf den MPKs die Positionierung der Länder maßgeblich bindet. Bei den Gesetzgebungsprozessen zum EEG 2014 und 2016 gab es eine besonders dichte inhaltliche Positionierung und Stellungnahmen, die mit dem Konsens auf der Ministerpräsidentenkonferenz schnell nichtig wurden. Die intensiven inhaltlichen Vorarbeiten, die durch die Arbeitsebene in den Ländern geleistet wurde, seien zu 90 Prozent durch die Einigung der Ministerpräsidentenkonferenz vom Tisch gefegt worden.

Vertreter der nordrhein-westfälischen Exekutive bestätigen zwar die gestiegene Bedeutung der Ministerpräsidentenkonferenzen, die als Sonderenergiegipfel fungieren und die zentralen

[423] Schleswig-Holstein war durch eine enge Koordinierung eingebunden, die über die rot-geführte Staatskanzlei und das zuständige grüne Energiewendeministerium lief.

Weichen für das Gesetzgebungsverfahren stellen. Allerdings wird entschieden die überspitzte These zurückgewiesen, dass der Bundesrat in den Gesetzgebungsprozessen keine Rolle mehr spielen würde. Das Bundesratsverfahren sei keinesfalls sinnentleert, sondern vielmehr noch immer von großer Bedeutung in der Regelsetzung. Dies gilt vor allem, für die Korrektur- beziehungsweise Kontrollfunktion zu den auf der Ministerpräsidentenkonferenz ausgehandelten Eckpunkten des EEG-Novellierungsprozesses. Im Bundesratsverfahren wird darauf geachtet, dass die Normen nicht überinterpretiert werden und dass der Konsens aus der Ministerpräsidentenkonferenz sich in dem Gesetzestext wiederfindet.

Diese Sichtweise wurde durch die Interviewaussagen eines Vertreters der thüringischen Landesregierung bestätigt. Das Format Ministerpräsidentenkonferenz sei eine staatspolitische Besonderheit und damit ein Vorteil des Föderalismus in Deutschland. Das Ministerpräsidentenkonferenz-Verfahren sei auch deshalb notwendig, weil die Interessenlage beim EEG zwischen den Ländern so divers und heterogen sei. Für das Verfahren sei es deshalb ein Vorzug, dass sich frühzeitig auf gemeinsame Eckpunkte verständigt wird. Das hieße im Umkehrschluss jedoch nicht, dass das Bundesratsverfahren entkernt wäre oder dass die Länder sich selbst darauf verpflichten, im Bundesrat ihre Interessen nicht mehr klar zur Sprache zu bringen. Die Länder achten im Bundesratsverfahren darauf, dass sich die auf der Ministerpräsidentenkonferenz vereinbarten Punkte entsprechend im Gesetzgebungsverfahren wiederfinden. Der Bundesrat nimmt dabei eine selbstbewusste Haltung ein, schon alleine auch deshalb, weil die Länder verhindern wollten, dass der Bundesrat zu einer reinen Durchwinke-Veranstaltung werde. Auf fachlicher Ebene wird deshalb eine Vielzahl von Anpassungen zum Regierungsentwurf eingebracht. Die entscheidende Frage sei dann, welche vorgebrachten Änderungen noch von den konsensual vereinbarten Eckpunkten der Ministerpräsidentenkonferenz gedeckt sind. Dies sei stets zwischen der Bundesregierung und den Ländern ein trefflicher Streitpunkt, denn natürlich erlauben Eckpunkte einen gewissen Deutungsspielraum in der konkreten Ausgestaltung.

Darüber hinaus werden im Bundesratsverfahren technische und redaktionelle Details eingespeist, über die auf der Ministerpräsidentenkonferenz kein Einvernehmen erzielt wurde oder die gar nicht erst thematisiert wurden, was darauf zurückzuführen ist, dass technische Regulierungsdetails in der Regel nicht durch Ministerpräsidenten erörtert werden. Die politischen Vereinbarungen stehen auf dieser Gesprächsebene im Vordergrund. Detailregelungen werden eher von der Arbeitsebene diskutiert.

Die große Zahl der Änderungsanträge im Bundesrat unterstützt die Darstellung, dass das Bundesratsverfahren von den Ländern intensiv genutzt wird, um inhaltliche Änderungen im Gesetzgebungsprozess vorzunehmen. Für das formale Bundesratsverfahren zum EEG 2014 wurden in die Fachausschüsse in Summe 127 Änderungsanträge eingebracht, zum EEG 2017

immerhin noch 90. Allerdings wurde von den Interviewpartnern zugestanden, dass es als untypisch angesehen werden muss, dass in dem Bundesratsverfahren durch die Länderexekutiven versucht wird, den auf der Ministerpräsidentenkonferenz erzielten grundlegenden Kompromiss noch einmal aufzumachen. Die Bindungswirkung eines durch die Ministerpräsidenten geschnürten Paketes muss als sehr groß für den gesamten Prozess eingeschätzt werden. Diese Bindungswirkung ist insbesondere für die Fachminister zu konstatieren – sobald die Bundeskanzlerin sich mit den Ministerpräsidenten geeinigt hat, braucht sich nach der Einschätzung der Vertreter der mecklenburg-vorpommerschen Exekutive kein Energieminister mehr mit alternativen Konzepten aus dem Fenster zu lehnen.

Interviewpartner aus Thüringen wiesen des Weiteren auf die Komplexität der Entscheidungsfindung und deren koalitionsinternen Rückkopplung innerhalb einer Landesregierung hin. Das Format der Ministerpräsidentenkonferenz hat auch deshalb Grenzen, weil Ministerpräsidenten dort nicht sämtliche Entscheidungen final treffen können beziehungsweise beliebig Vereinbarungen treffen. Denn schließlich muss der Koalitionspartner noch mit in das Boot geholt werden. Es sei die Regel, dass im Vorfeld einer Ministerpräsidentenkonferenz, um möglichst dem Ministerpräsidenten weitgehenden Handlungsspielraum einzuräumen und ein robustes Verhandlungsmandat zu geben, intern in den Landesregierungen Leitlinien vereinbart werden. Auf diese Weise wird der Rückkopplung bereits im Vorfeld Raum gewährt – darüber hinausgehende Positionierungen werden entsprechend im Bundesratsverfahren platziert. Insbesondere wenn der Koalitionspartner den Fachminister stellt, ist es der Fall, dass Punkte, die nicht Gegenstand der Vereinbarung auf der Ministerpräsidentenkonferenz waren, in die Beratungen eingebracht werden. Gleichwohl ist immer klar, dass der jeweilige Ministerpräsident seinen Fachminister zurückpfeift, wenn dieser über den Konsens der Ministerpräsidentenkonferenz hinausgeht.

EEG 2014: Etablierung einer neuen Qualität der Länderbeteiligung in der föderalen Gesetzgebung

Mit der EEG-Novelle aus dem Jahr 2014 führte die Bundesregierung mit der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz eine vorgelagerte Entscheidungsstruktur zum Bundesratsverfahren ein. Die Vertreter der Exekutiven aus Thüringen und Baden-Württemberg sahen Parallelen zur Asylgesetzgebung aus den Jahren 2015 und 2016, womit das EEG diesbezüglich quasi Vorbildfunktion hatte. Der informelle Vorab-Koordinierungsaufwand sei enorm gewesen.

Der Vertreter der sächsischen Exekutive reflektierte Vor- und Nachteile der Koordinierungsfunktion der Länder im Ministerpräsidentenkonferenz-Format. Im Bundesrat gebe es klare Entscheidungsregeln, jedes Land habe eine definierte Anzahl von Stimmen. Bei der Ministerpräsidentenkonferenz herrsche durch ein ungeschriebenes Gesetz das Einstimmigkeitsprinzip

und es liegen somit faktisch keine Mehrheitsentscheidungen vor – lediglich über Protokollerklärungen ließen sich Minderheitenpositionen dokumentieren. In der Ministerpräsidentenkonferenz ließen sich jedoch leichter Kompromisse erzielen, was auch atmosphärisch gelte. Zudem sei eine parteiübergreifende Zusammenarbeit auf einer Ministerpräsidentenkonferenz noch stärker zu beobachten als im Bundesrat und Ministerpräsidenten seien kompromissbereiter und -orientierter als Fachminister.
Im Interview mit Vertretern der nordrhein-westfälischen Landesregierung wurde die Entscheidungsebene noch positiv gewendet: Die Ministerpräsidenten hätten einen anderen Fokus als die Fachminister, die tendenziell einen engen Blick auf den Ausbau der erneuerbaren hätten, wohingegen die Ministerpräsidenten das große Ganze ins Auge fassen und die Wechselbeziehungen zur industriellen Wettbewerbsfähigkeit, dem Netzausbau, der Entwicklung der Netzentgelte und weiterer Faktoren stärker berücksichtigten. Demgegenüber äußerte sich der Interviewpartner aus Schleswig-Holstein schon skeptischer: wenn auf der Ministerpräsidentenkonferenz das Referenzertragsmodell konkret diskutiert wird, dann sei eine Detailtiefe erreicht, die nicht die richtige Verhandlungsebene mit den Ministerpräsidenten adressiert. Die deutlichste Einschätzung kam vom Vertreter der Exekutive Baden-Württembergs: die Ministerpräsidenten seien mit der Detailtiefe des EEG überfordert, was sich die Bundesregierung mit dem Format des Energiegipfels zu Nutze gemacht habe.

Politisch war die Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz durch einen hohen Konformitätsdruck gekennzeichnet, wie die Einschätzung des Vertreters der baden-württembergischen Exekutive lautete: die A-Länder griffen ihren Minister Gabriel nicht an, die B-Länder nicht die Bundeskanzlerin Merkel.

Auf der Ministerpräsidentenkonferenz zum EEG 2014 waren die Rollen klar verteilt, wie Interviewpartner, die ebenfalls an der Ministerpräsidentenkonferenz teilnahmen, berichteten (Interview Schleswig-Holstein). Die Bundeskanzlerin fungierte als Moderatorin, der Bundeswirtschafts- und Energieminister Sigmar Gabriel (SPD) besetzte die Positionen für das BMWi und hatte vor allem wirtschaftliche Belange im Blick, Peter Altmaier (CDU) als Chef des Kanzleramtes achtete in den Beratungen darauf, dass die Positionen der Unions-Bundestagsfraktion – die aus institutionellen Gründen nicht mit am Verhandlungstisch saß – gewahrt blieben, und die Ministerpräsidenten vertraten ihre jeweiligen landesspezifischen Interessen. Dabei wurde ein Konsens angestrebt; auf den Ministerpräsidentenkonferenzen gilt das Einstimmigkeitsprinzip und es sind keine Mehrheitsentscheidungen vorgesehen – was vor dem Hintergrund der Interessenvielfalt die Beratungen nicht einfacher gestaltet.

In den geführten Interviews war es Konsens, dass der dominante Faktor für den Novellierungsprozess die Kosteneffizienz war – sowie die zunehmend stärkere Berücksichtigung von Fragen

der Systemintegration; der letztgenannte Faktor wurde nicht von allen Interviewpartnern angeführt, vor allem von Vertretern der sächsischen sowie schleswig-holsteinischen Exekutive.
Die Fokussierung auf die Kosteneffizienz schlug sich auch ganz konkret auf die Verhandlungsführung auf der Ministerpräsidentenkonferenz nieder. Die Beratungen mit den Ministerpräsidenten und der Bundesregierung wurde mit einer Matrix geführt, die die Forderungen der Länder und deren prognostizierten Mehrkosten aufschlüsselt bezogen auf die umlagensteigernde Wirkung. Dieser Kontext erschwerte es Forderungen nach einem stärkeren Ausbau der Bioenergie und blockte dadurch insbesondere die Forderungen des Freistaates Bayern in Person von Ministerpräsident Horst Seehofer (CSU) ab – so beschrieb es der Interviewpartner aus Schleswig-Holstein.[424]
Auch andere Länder haben im Novellierungsprozess des EEG 2014 versucht, ihre Anliegen zu platzieren und Interessen durchzusetzen. So hat Baden-Württemberg sich für die PV stark gemacht und konnte günstigere Förderbedingungen erreichen (Interview SH und BW). Die Küstenländer haben sich für die Offshore-Technologie eingesetzt. Nach Aussagen des interviewten Vertreters aus Schleswig-Holstein stand hier vor allem der industriepolitische Gedanken im Vordergrund, wobei die schleswig-holsteinische Landesregierung die Forderung nach einem dynamischeren Ausbau der Offshore-Windenergie nicht allzu offensiv vertreten hat. Für die schleswig-holsteinische Landesregierung hat die Onshore-Windenergie eindeutig Priorität gegenüber der Hochseetechnologie. Allerdings zeigte man sich im Rahmen der norddeutschen Kooperation solidarisch, denn die SPD regierten Länder Hamburg und Bremen traten insbesondere aufgrund ihrer Hafeninfrastruktur und dem daraus resultierenden Investitionspotenzials für Offshore-Wind ein. Die Interviewaussagen deuten zudem an, dass Schleswig-Holstein sich nicht für diese Forderung verkämpft hätte, wenn der Offshore-Windenergie aufgrund ihres relativen Kostennachteils Kürzungen gedroht hätten – es wurde geäußert, dass Hamburg hingegen dies sehr wohl getan hätte.

Am Abend des 1. April 2014 wurde schließlich das erforderliche Einvernehmen und Einstimmigkeit erzielt. Zwar stand die Zustimmung einiger Ministerpräsidenten unter dem Vorbehalt, ihren Koalitionspartner davon zu überzeugen, letztendlich haben jedoch alle genickt, erinnert sich der Interviewpartner aus Schleswig-Holstein. Insbesondere die grünen Beteiligungen der Landesregierungen versuchten das Verhandlungsergebnis der Ministerpräsidentenkonferenz als Erfolg zu deuten, bei dem vielfältige inhaltliche Forderungen umgesetzt wurden. Der baden-württembergische Ministerpräsident Winfried Kretschmann sollte unter keinen Umständen durch das Ergebnis beschädigt werden. Denn trotz der Kostendominanz in der politischen Debatte, wurde der Brutto-Nettostreit beim Ausbau der Windenergie an Land zu Gunsten einer

[424] Es wurde zudem beschrieben, dass auch das schleswig-holsteinische Energiewende-Ministerium als grün geführtes Haus die Kostenfrage respektiert hatte und auch aus strategischen Gründen Entlastungsmöglichkeiten bzw. Kosteneffizienzmaßnahmen anstrebte, um die langfristige Akzeptanz der Energiewende zu sichern.

Nettobetrachtung auf der Ministerpräsidentenkonferenz entschieden. Gleichwohl wurde als Zugeständnis für die Kritiker dieses Steuerungsansatzes eine Wiedervorlage in der nächsten EEG-Novelle vereinbart.[425]

Auch wenn am Ende der Verhandlungen auf der Ministerpräsidentenkonferenz ein Konsens und Einvernehmen erzielt wurden, so unterstreicht der Vertreter der baden-württembergischen Exekutive, dass es sich doch nur um Formelkompromisse handele, weil an der großen Zahl an Änderungsanträgen sowie die Stellungnahme des Bundesrates zeigten, wie viel Handlungsbedarf von den Ländern noch gesehen wurde. Die Einwände im formalen Bundesratsverfahren seien jedoch von der Bundesregierung nicht sonderlich ernst genommen worden: mit Verweis auf die Ergebnisse der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz wurden die Einwände des Bundesrates regelrecht abgeschmettert – noch am selben Tag des Bundesratsplenums, das die Stellungnahme verabschiedet hat, habe der Entwurf der Gegenäußerung der Bundesregierung vorgelegen, in dem alle Änderungen abgelehnt wurden. Der Interviewpartner bewertete dies wie folgt: das verfassungsrechtlich verankerte Bundesratsverfahren sei so ein Stück weit ad absurdum geführt worden. Durchaus anerkennend führte er aus, dass das Verfahren vom Bundeskanzleramt vom Ende her gedacht war und so angelegt gewesen sei, dass es glatt durchläuft.[426] Durch die Bindungswirkung der Ministerpräsidentenkonferenz erleichtert, war es primär das Ziel der Bundesregierung zu verhindern, dass im zweiten Durchgang im Bundesrat 35 Stimmen für die Anrufung des Vermittlungsausschusses zusammen kamen, denn dann konnte getrost über die fachlichen Bedenken der Ministerialbürokratie der Länder hinweg gegangen werden. In der Bundesregierung sei nämlich die Erkenntnis gewachsen, dass den Länderinteressen hinsichtlich des EEG entgegengetreten werden muss. Die politische Figur, die dafür herangezogen wurde, sei die Formel gewesen: die Summe der Einzelinteressen ist nicht das Gemeinwohl.

In einer strategischen Koordination zwischen den grünen Häusern innerhalb der Landesregierungen wurde der Kurs ausgegeben, im Bundesratsverfahren weitere inhaltliche Punkte einzubringen. So setzte sich die schleswig-holsteinische Landesregierung gemeinsam mit den Regierungen Rheinland-Pfalz, Hessen und Baden-Württemberg für eine Erhöhung des Ausbaukorridors der Onshore-Windenergie ein.[427] Diese Forderung wurde im Verfahren sowohl durch die bayerische Staatsregierung und die sächsische Landesregierung abgelehnt – die Unions-Bundestagsfraktion bezog ebenfalls dagegen Position. Argumentativ wurde der

[425] Im EEG 2017 wurde dann schließlich das Ausschreibungssystem auf eine Bruttobetrachtung des Zubaus umgestellt.

[426] Diese Einschätzung wurde durch den Vertreter der schleswig-holsteinischen Exekutive geteilt.

[427] Die Initiative knüpfte an die Forderungen der besagten Landesregierungen an, denn bereits parallel zur Erarbeitung des EEG-Referentenentwurfes schrieben deren Ministerpräsidenten aus Schleswig-Holstein (SPD), Baden-Württemberg (Grüne), Rheinland-Pfalz (SPD) und Hessen (CDU) dem Wirtschaftsminister Sigmar Gabriel, dass der Windenergieausbau an Land nicht bei 2.500 MW brutto gedeckelt werden sollte, sondern auf mindestens 3.500 MW zu erhöhen sei (Michaeli 2014b).

Forderung primär mit einem Kostenargument entgegen getreten, jeder über das vereinbarte Maß hinausgehende Zubau erhöht zwangsläufig die Förderkosten, auch wenn die Onshore-Technologie als vergleichsweise kostengünstig galt. Schließlich wurden auch die Systemintegrationskosten dagegen ins Feld geführt.

Darüber hinaus wurden Anträge aus politisch-taktischen Erwägungen von der grünen Seite aus, wie der Interviewpartner aus Schleswig-Holstein ausführte, in den Bundesrat eingebracht, um die Uneinigkeit der Bundesregierung zu dokumentieren beziehungsweise die Spannungen innerhalb der Bundesregierung anzureizen – denn die Anträge hatten Regelungen zum Gegenstand, die aus der Frühphase der Referentenentwürfe durch die Ressortabstimmung herausgestrichen wurden.

Wie bereits mehrfach beschrieben, entfaltete die Kostendiskussion direkte Rückwirkungen auf die Förderung einzelner erneuerbaren Energien Technologien – am drastischsten auf die Bioenergie. Insbesondere aus Bayern standen Forderungen nach einem stärkeren Ausbau der Bioenergie im Raum. Dagegen formierte sich gleichwohl politischer Widerstand. Die Bioenergie ist ein Paradebeispiel wie energiewirtschaftliche Bedeutung (bezüglich des Anteils am jeweiligen Strommix) und politische Bewertung auseinanderfallen – damit nimmt die Bioenergie im Vergleich zu den anderen Erneuerbaren eine Sonderrolle ein. Obwohl Länder wie Schleswig-Holstein einen nennenswerten Bioenergie-Anteil aufweisen, war die Landesregierung nach Interviewaussagen nicht bereit politisches Kapital dafür zu investieren.[428] Im Gegenteil: bei den Verhandlungen auf der Ministerpräsidentenkonferenz legte man sich innerhalb der schleswig-holsteinischen Landesregierung darauf fest, dass ein verstärkter Bioenergieausbau eine rote Linie darstellte und dass ein solcher Kurs die Forderungen in anderen Technologiefeldern, wie der Onshore-Windenergie, nach oben getrieben hätte.[429]

Diese Interviewaussagen lenken den Blick auf eine methodische Verkürzung der in dieser Arbeit entwickelten Modifikation des Ansatzes der problemorientierten staatlichen Steuerung. Es wurde deutlich, dass die Prämisse der Dominanz von energiewirtschaftlichen Interessen gegenüber den politischen Interessen im Fall der Bioenergie in einem allgemeinen Charakter nicht die Realität abzubilden vermag. Einige sozialdemokratisch geführte Landesregierung unter Beteiligung der Grünen ziehen politische Erwägungen einem reinen Zahlen basierten Ansatz vor. Im Gegensatz zur Windenergie an Land und der PV ist die Bioenergie in der

[428] Der schleswig-holsteinische Interviewpartner hob auch darauf ab, dass 2012 im Landtagswahlkampf die Vermaisung der Landschaft negativ diskutiert wurde und dass der grüne Energieminister Robert Habeck diese Erzeugungsform ebenfalls nicht protegierte.

[429] Grundsätzlich wurde im Gespräch die Handlungsfähigkeit der schleswig-holsteinischen Landesregierung als vergleichsweise groß eingeschätzt gegenüber anderen rot-grünen Landesregierungen. In Schleswig-Holstein arbeiteten das grüne Energiewendeministerium und die SPD-geführte Staatskanzlei gut zusammen – was für die EEG-Novellen 2014 und 2017 gelte. Der Gesprächspartner ließ sich den Verweis auf NRW nicht nehmen: dort funktioniere die Arbeitsteilung zwischen den Koalitionspartnern anders, sprich deutlich konfliktreicher.

öffentlichen Debatte deutlich konfliktbehafteter und wird zudem von der Partei die Grünen durchaus kritisch gesehen.

Der Interviewpartner aus Baden-Württemberg berichtete von einer gewissen Arbeitsteilung zwischen den Landesregierungen mit Beteiligung der Grünen bezüglich der erneuerbaren Energie-Quellen. So brächte vor allem Rheinland-Pfalz Initiativen zur Biomasse vor, wohingegen Schleswig-Holstein sich auf die Windenergie an Land konzentriert und Baden-Württemberg wiederum auf die PV. In der Regel gebe es parteipolitische Solidarität und Unterstützung für die Initiativen im Bundesrat. Dabei sollen alle Initiativen im Umweltausschuss des Bundesrates im Vorfeld mit allen relevanten grünen Häusern in den jeweiligen Landesregierungen abgestimmt und vorbesprochen, um sicherstellen zu können, dass am Ende alle mitgehen können.

EEG 2017 – Nord-Süd-Konflikt und externer Druck

Im formalen Bundesratsverfahren zum EEG 2017 wurde ebenfalls kein Antrag auf die Anrufung des Vermittlungsausschusses gestellt, dennoch war die Bewertung einiger Landesregierung eine gänzlich andere als zur Novelle 2014. So zeigte sich die schleswig-holsteinische Landesregierung nicht zufrieden mit den Ergebnissen der Novelle im Jahr 2016. In der Plenaraussprache zum zweiten Durchgang des EEG 2017 im Bundesrat betonte Energieminister aus Schleswig-Holstein, Robert Habeck (Grüne): „Wäre das EEG zustimmungsbedürftig, würde es heute nicht in dieser Fassung beschlossen, sondern in den Vermittlungsausschuss wandern, oder wir hätten ganz anders verhandelt.“ (BR 2016b: 300) Der interviewte Vertreter der schleswig-holsteinischen Landesregierung führte dazu aus, dass es auch immer entscheidend sei, wie ein Ergebnis zu Hause bei den eigenen Leuten verkauft werden könne. Im Kontrast zum Bundesratsverfahren zum EEG 2014 müsse zur Kenntnis genommen werden, dass 2014 erhebliche Verbesserungen durch Verhandlungsverfolge erreicht werden konnten, wie bspw. die Umstellung von einer Brutto- auf eine Netto-Betrachtung bei dem Ausbaukorridor Onshore-Windenergie. Demgegenüber war der Fokus beim EEG 2017 anders gelagert – es wurde abschließend auf eine Brutto-Betrachtung umgestellt, es wurde ein Netzausbaugebiet im Norden Deutschlands fixiert und die Einführung der Kategorie Bürgerenergie bei den Ausschreibungen brachte eine gewisse Unsicherheit mit sich – all dies müsse als nachteilig für Schleswig-Holstein eingeschätzt werden. Die Interviewaussagen validieren die Ergebnisse im Analyseteil dieser Arbeit im Hinblick auf das wahrgenommene Konfliktniveau und die politischen Widerstände gegen bestimmte Maßnahmen.

In weiteren Interviews wurden einige Maßnahmen problematisiert. Die Gesprächspartner aus Mecklenburg-Vorpommern führten ferner aus, dass es sich beim Netzausbaugebiet um kein netztechnisches, sondern primär um ein politisches Instrument handele. Datenauswertungen der Bundesnetzagentur zeigten, dass der Zuschnitt politisch gewählt worden war – nach rein

netztechnischen Gesichtspunkten sei ein anderer Zuschnitt denkbar gewesen. Allerdings handelt es sich bei dem Steuerungs-Instrument um ein Verhandlungsergebnis, dass quasi „durch die kalte Küche“ ins EEG 2017 gekommen sei. Im Referentenentwurf war diese Regelung noch nicht enthalten, wurde aber bis zum Kabinettsbeschluss als Reaktion auf die Forderungen der südlichen Bundesländer nach einer Quote für den Ausbau der Windenergie an Land implementiert. Bundeswirtschaftsminister Gabriel habe sich vehement gegen die Quote für die südlichen Länder gewehrt, weil diese Effizienzbestrebungen konterkariert hätte. Im Interview wurde deutlich, dass diese Regelung ein Beispiel sei, wie große einflussreiche Länder sich im Verteilungskampf gegen andere Länder durchsetzen können.
Demgegenüber führte der Vertreter der sächsischen Exekutive aus, dass die sächsische Staatsregierung das Instrument Netzausbaugebiet stark unterstützt habe, weil es einen erfolgsversprechenden Ansatz zur Reduzierung von Systemkosten, wie Redispatchmaßnahmen oder die Entschädigung von Einspeisemanagementmaßnahmen, darstellte.
Die Interviews bestätigten die herausgearbeitete Analyse, dass der EEG-Novellierungsprozess im Jahr 2016 stark durch einen Nord-Süd-Konflikt gekennzeichnet war, weil neben Kosteneffizienz vor allem die Synchronisationsfrage zwischen Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien im Fokus standen (Interview Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern). Dieser sich verschärfte Nord-Süd-Konflikt ist ein potentielles Erklärmuster, weshalb die eingebrachten Ausschussstellungnahmen im Bundesrat im Vergleich der Novellierungsprozesse 2014 und 2016 um etwa 30 Prozent zurückgingen. Ein weiteres Erklärungsmuster wurde von dem Vertreter der baden-württembergischen Exekutiven angeführt: Die doch erheblichen Ernüchterungserfahrungen der Länderexekutiven im Novellierungsprozess des EEG 2014 durch die geringe Übernahmequote der Bundesregierungen ihrer detailliert en Regelungsänderungsvorschlägen hätten dazu geführt, dass die Fachebene der Länderexekutive kaum Detailregelungen adressiert haben, sondern sich ausschließlich auf die großen Linien im EEG fokussiert wurde.

Gleichwohl wurde bereits auf der ersten Ministerpräsidentenkonferenz zum EEG 2017 die sogenannte Weltformel gestrichen, die noch im Referentenentwurf des BMWi vorgesehen war. Demnach sollte die ausgeschriebene Menge der Windenergie an Land als Stellschraube genutzt werden, um einen Gesamtausbaupfad der erneuerbaren Energien zu garantieren und ein Überschreiten des Zielkorridors zu verhindern. Auf diese Weise hätte sich die ausgeschriebene Menge Onshore-Windenergie durch die Subtraktion der zugebauten Mengen PV sowie Offshore-Windenergie vom Gesamtziel ergeben. Interviewaussagen aus Mecklenburg-Vorpommern machten deutlich, dass dies ein maßgeblicher Konflikt der Steuerungskonzeption zwischen Bundesregierung und den Ländern darstellte – alle Länder positionierten sich dagegen. Der veränderte Ausschreibungsrahmen für die Onshore-Windenergie wurde deshalb als

Erfolg verbucht. Nicht nur dieser Aspekt, sondern auch die Verhandlungserfolge bei der Offshore-Windenergie, ließen die Vertreter der mecklenburg-vorpommerschen Exekutive von einer sehr effektiven Interessenvertretung der nördlichen Länder innerhalb des Nordbundes sprechen.

Äquivalent dazu war der Novellierungsprozess weniger über die Fachminister-Ebene gelaufen als 2014. Grundsätzlich war die Novelle konfliktreicher; zwei notwendig gewordene Ministerpräsidentenkonferenzen verdeutlichten dies – es wurde erbittert gestritten (dazu später mehr). Insgesamt wurde der Prozess durch den schleswig-holsteinischen Gesprächspartner als vermachteter und härter beschrieben, was sich in entsprechender Konfrontation zeigte. Der Rahmen dafür wurde einerseits durch die kleiner gewordenen Förderspielräume gesetzt sowie andererseits durch die Unions-Bundestagsfraktion, die sich teilweise scharf gegen das EEG positionierte.[430] Die Bundesregierung war für die Mehrheitsbeschaffung im Bundestag jedoch auf sie angewiesen, weshalb den Einwänden im Verfahren entgegen gekommen wurde. Der (grüne) Staatssekretär im BMWi, Rainer Baake, habe in den Verhandlungen die A- und G-Seite auf den aus deren Perspektive wenig zufriedenstellenden Kurs gebracht. Ein Hebel, um Einschnitte im EEG durchzusetzen, war die Drohung mit Verweis auf die Unions-Bundestagsfraktion: wenn die Länder sich nicht untereinander einigen können, dann würde der Einfluss der Fraktion nur größer werden. Insgesamt schreckten die Ministerpräsidenten vor der Anrufung des Vermittlungsausschusses zurück – die A-Ministerpräsidenten vor allem deshalb, weil sie ihren Wirtschaftsminister Gabriel nicht beschädigen wollten.

Druck entstand auch durch das beschleunigte Verfahren, das notwendig wurde, weil die Diskussionen mit den regierungstragenden Fraktionen den Prozess verzögerten – wobei zudem noch die zeitaufwendigen Notifizierungspflichten durch die EU-Kommission zu beachten waren. Der baden-württembergische Interviewpartner führte aus, dass die Bundesregierung das Ausspielen der Brüssel-Karte funktional einsetze, um ihre Ziele zu erreichen und bestimmte Regelungen durchzudrücken. Der Verweis auf die ausstehende Genehmigung durch die EU-Kommission sei als Totschlagargument gegen kostenintensive beziehungsweise der Bundesregierung unliebsame Forderungen der Länder ins Feld geführt worden. Eine vergleichbare Einschätzung wurde von dem Vertreter der sächsischen Exekutive geäußert.

In der Darstellung des schleswig-holsteinischen Gesprächspartners setzte sich der Dissens zwischen den Fraktionen in der Ressortabstimmung fort. Für die A-Länder habe sich die Zusammenarbeit mit den B-Ländern nur als sporadisch dargestellt – im Interview wurde darauf verwiesen, dass es 2016 auch nicht mehr allzu viele B-Länder gab. Insbesondere die

[430] Der Vertreter der baden-württembergischen Exekutive beschrieb die Haltung der Unions-Bundestagsfraktion als ein dominanter Faktor für die Qualität des Novellierungsprozesses. In der 18. Wahlperiode des Bundestages (2013-2017) habe der Wirtschaftsflügel der Union kaum eine seiner Positionen durchsetzen können. Dort habe man das EEG 2017 dafür genutzt, sein Mütchen zu kühlen – und die Kanzlerin habe dieses Vorgehen entweder nicht Einhalt gebieten können oder wollen.

bayerische Staatsregierung war für viele A-Länder ein schwieriger Kooperationspartner in der Energiepolitik. Die notwendig gewordene Beschleunigung des Verfahrens mündete schließlich in der Paralleleinbringung, bei der zusätzlich zum durch die Bundesregierung eingebrachten Gesetzesentwurf die regierungstragenden Fraktionen einen wortgleichen Entwurf einbringen, um kürzere Fristen im Vergleich zum regulären Verfahren zu erhalten. Die Bundesregierung erklärt im weiteren Verfahren ihren Entwurf für erledigt. Der Vertreter der baden-württembergischen Exekutive erklärte, dass dies kein häufiges, aber immer mal wieder verwendetes Verfahren sei. Das Resultat war, dass ein verkürzter zweiter Durchgang im Bundesrat anstand: Der finale Bundestagsbeschluss und die abschließende Bundesratsbefassung ergingen am selben Tag – mit nur 45 Minuten Vorlagezeit. Neben der geäußerten Frustration über eine solche Verfahrensgestaltung stand die Einschätzung im Fokus, dass ein verkürztes Verfahren vor allem den öffentlichen Diskurs unterlaufe. Am Ende nütze es nur den Grünen, wenn breit in der Öffentlichkeit über eine EEG-Novelle gestritten wird. Das sei ein von der Bundesregierung geschätzter Nebeneffekt gewesen. In diesem Kontext wurde ausgeführt, dass es 2016 noch nie so viele Fristverkürzungen gegenüber dem Bundesrat gegeben habe, die im Kern nicht inhaltlich oder verfahrenstechnisch motiviert gewesen seien, sondern vor allem taktisch geprägt gewesen wären. Systematisch sollten lange und breite Debatten vermieden werden, denen erhebliches Mobilisierungspotenzial zugeschrieben wurde. Dabei spielten öffentliche Diskurse eine wichtige Rolle, welche Schwerpunkte in einem Gesetzgebungsverfahren dominieren und somit leichter durchsetzbar sind.

Die vorgenommene Beschleunigung des Verfahrens wurde auch vom Interviewpartner aus Sachsen problematisiert. Daraus resultierten sehr knappe Fristen für die Stellungnahmen im Bundesrat.[431] Zwar sei dies auch auf formale Gründe zurückführbar, es stehe jedoch auch die Vermutung im Raum, dass die Verfahrensgestaltung als Disziplinierungsinstrument gegenüber dem Einfluss der Länder eingesetzt worden sei. Es sei quasi zu einem Erzwingen von Entscheidungsfreudigkeit gekommen. Dieses Vorgehen wurde als Unsitte gewertet. Es komme dann bedingt durch die Zeitknappheit auch zu handwerklichen Fehlern in der Gesetzgebung. Insgesamt wurde die Einschätzung unterstrichen, dass auch machtpolitisch dies der Bundesregierung auf die Füße fallen könne, weil mittel- bis langfristig die Akzeptanz verloren gehen kann.

In besonderen Konstellationen erhalten Länder die Möglichkeit Einfluss in ungewöhnlich großem Ausmaß auf die Verhandlungen auszuüben. Eine Sonderrolle kommt dabei Bayern zu. Der bayerische Ministerpräsident war auf der Ministerpräsidentenkonferenz zwar lediglich ein Ministerpräsident unter gleichen – wobei Bayern aufgrund seiner wirtschaftlichen und finanziellen Stärke sowie seines großen Stimmgewichtes im Bundesrat grundsätzlich ein höherer

[431] Dabei merkte der Gesprächspartner an, dass verkürzte Fristen insofern auch relevant sind, als dass eine ausgebliebene Stellungnahme als Zustimmung gewertet wird.

Einfluss als den meisten anderen Ländern zugemessen werden kann – und dennoch war er in seiner Rolle den anderen ungleich: Denn Horst Seehofer (CSU) hatte gleichzeitig die Möglichkeit, die Länderinteressen Bayerns auch über den Koalitionsausschuss der Großen Koalition, in dem er Mitglied über seine Funktion als CSU-Parteivorsitzender war, in Paketlösungen einfließen zu lassen. In mehreren Interviews (NRW, MV, SN) wurde darauf verwiesen, dass auf der MPK eine Verständigung zu dem Regelungskomplex Stromerzeugung aus Biomasse durch Horst Seehofer verhindert wurde. Als sich abzeichnete, dass für Bayern nachteilige Ergebnisse, die auf eine weitere Einschränkung der Förderkulisse für Biomasse hinaus gelaufen wäre, verhandelt würden, habe er durch einen Abbruch der Verhandlungen diesen Regelungsbestrebungen einen Riegel vorgeschoben. Im Anschluss an die MPK musste durch seine Länderkollegen zur Kenntnis genommen werden, dass Seehofer sich im Koalitionsausschuss mit den anderen beiden Parteivorsitzenden der Koalitionsparteien – Sigmar Gabriel (SPD) und Angela Merkel (CDU) – auf weniger restriktive Regelungen zur Stromerzeugung aus Biomasse verständigt hat. Auf diese Weise lässt sich erklären, weshalb im Vergleich zum EEG 2014 die Förderung der Biomasse eine Aufwertung erfahren hat.

6.4 Einschätzungen zum Format Sonder-MPK: Ambivalenz in den Bewertungen

Interessant ist die Einschätzung von Vertretern der nordrhein-westfälischen Exekutive zur aufgewerteten Rolle der Ministerpräsidentenkonferenz, wonach die Länder durch diesen informellen Verfahrensschritt mehr Inhalte durchsetzen können als in einem rein formalen Bundesratsverfahren, in dem sich die Länderinteressen im Zweifel gegeneinander aufheben. Diese Einschätzung ist umso bemerkenswerter, als das sie von Vertretern eines Landes geäußert wird, das als vergleichsweise einflussreich zu gelten hat. Die Erwartung, dass kleine, bevölkerungsarme und wirtschaftlich schwächere Bundesländer das Ministerpräsidentenkonferenz-Format begrüßen und für ihre Interessendurchsetzung förderlich betrachten, hat sich zudem bestätigt. So haben Vertreter der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns sowohl die Bündelung von gemeinsamen Interessen im Nordbund sowie die effektive Vertretung dieser Interessen auf den Ministerpräsidentenkonferenzen als maßgeblich für die Durchsetzungsfähigkeit für ein tendenziell weniger einflussreiches Land beschrieben.
Zumal diese Einschätzung auch von anderen Landesregierungen geteilt wird. So zeigte sich der Vertreter der thüringischen Landesregierung zufrieden mit den Ergebnissen der EEG-Novellen in den Jahren 2014 und 2016 und betonte, dass dies der Haltung seiner Regierung entspreche.[432] Nach der Wahrnehmung des Interviewpartners konnten sowohl Thüringen als auch andere Länder ihre Punkte setzen und maßgebliche Interessen durchsetzen, was sich jeweils bereits auf den Ministerpräsidentenkonferenzen wiederfand – dort wurden die

[432] In dem geführten Interview wurden nur zu den beiden genannten Novellen Aussagen getroffen – es soll hier klar gestellt werden, dass deshalb kein impliziter limitierender Charakter der Aussage zu Grunde liegt.

entscheidenden Weichen gestellt. Bei der ersten Ministerpräsidentenkonferenz im Mai 2016 konnte sich erst nicht zwischen den Ministerpräsidenten geeinigt werden, dafür wurde eine zweite Zusammenkunft der Länderregierungschefs noch im selben Monat notwendig. Die Güterabwägung und das Streben nach Konsens bei der landesspezifischen Interessendurchsetzung lägen in der Natur der Ministerpräsidentenkonferenz.

Die Einschätzung, dass die Länder die Ministerpräsidentenkonferenz-Energiegipfel nachhaltig erfolgreich nutzen, wird auch plausibilisiert durch die Tatsache, dass die Interviewpartner aus Nordrhein-Westfalen erkennen ließen, dass die Unions-Bundestagsfraktion als Kritiker gegenüber dieser Verfahrensmechanik zu gelten hat. Das Verfahren wird der Fraktion als Dorn im Auge beschrieben, weil den Ländern in den Gesetzgebungsprozessen zum EEG 2014 und 2017 regelmäßig weitgehende Zugeständnisse gemacht wurden.[433] Die Interviewpartner aus Mecklenburg-Vorpommern betonten ebenfalls, dass die Bundestagsfraktionen dieses Verfahren mit Argusaugen betrachteten. Zusätzlich wird diese Einschätzung durch den Interviewpartner aus Sachsen bestätigt. Grundsätzlich werde das Ministerpräsidentenkonferenz-Format als Machtverschiebung zugunsten der Länder und zu Lasten des Bundestages wahrgenommen. Die Bundestagsfraktionen sehen dies aufgrund ihres Einflussverlustes kritisch, denn auf einer Ministerpräsidentenkonferenz ausgehandelte Kompromisse werden selten von den regierungstragenden Fraktionen im Bundestag wieder aufgeschnürt. Allerdings habe der Novellierungsprozess zum EEG 2017 gezeigt, dass Kompromisse zwischen den Ministerpräsidenten und der Bundesregierung nicht in Stein gemeißelt sind und die regierungstragenden Fraktionen im weiteren Verfahren nachjustiert haben.

Grundsätzlich wird sowohl vom Vertreter der thüringischen als auch der sächsischen Exekutive angemerkt, dass auch aus den Reihen der Länderexekutiven auch kritische Stimmen zu vernehmen seien – die Ministerpräsidentenkonferenz ist und bleibe ein informelles Organ ohne Verfassungsrang, das erheblich in das institutionelle föderale Gefüge eingreife.

Dennoch weisen die Interviewpartner in breiter Übereinstimmung stets darauf hin, dass die faktische Einflussbegrenzung der Länder aufgrund des Charakters vom EEG als Einspruchsgesetz beachtet werden muss. Der institutionelle Rahmen begrenzt die Handlungsmöglichkeiten der Landesregierungen, worüber diese sich wohl bewusst zeigen. In diesem Kontext wird umso mehr die Bedeutung des informellen Verfahrens der Ministerpräsidentenkonferenz hervorgehoben. Vertreter der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns machen beispielsweise die institutionelle Gestaltung des Einspruchsgesetzes als die entscheidende Einflussgröße auf den Einfluss der Länder aus, wobei die EEG-Novellen doch klar von der reinen

[433] Diese Aussage kann durch den in dieser Arbeit gewählten Untersuchungsrahmen nicht verifiziert werden, da der Referentenentwurf nicht Gegenstand der Analyse war und stattdessen erst bei dem Kabinettsbeschluss angesetzt wurde. Der Autor teilt allerdings aufgrund der gesammelten Erfahrungen und Eindrücke aus der Lektüre der Referentenentwürfe diese Einschätzung.

Lehre abweichen. Die Konsensmechanismen seien deutlich ausgeprägter als bei Einspruchsgesetzen üblich, weil der politische Konsens vor allem schon aufgrund der nationalen Aufgabenstellung zur Energiewende als erstrebenswert gilt. Deren Gestaltungsaufgabe sei so groß, dass der Gegenstand Energiewende sich nicht für eine konträre Auseinandersetzung eigne, weil man auf gesellschaftlichen Konsens angewiesen sei – von Vertretern anderer Landesregierungen sind in den Interviews deutlich machtpolitischerere Ansätze geäußert worden.

Insgesamt wird sich bei der Bewertung der Beratungsergebnisse im Bundesratsverfahren von den Vertretern der nordrhein-westfälischen Landesregierung auf die Haltung zurückgezogen, dass wenn NRW mit den Ergebnissen nicht zufrieden gewesen wäre, dann wohl auch keine Zustimmung erfolgt wäre. Auf eine Detailbewertung wurde nicht eingegangen.

Im Bundesratsverfahren kann über den Betrachtungszeitraum hinweg und vor dem Hintergrund einer quantifizierenden Betrachtung der durch die Bundesregierung entsprochenen Änderungsanträge, die durch die Länder in das Bundesratsverfahren eingebracht wurden, demgegenüber eine andersgerichetete Aussage getroffen werden. Hier zeigt sich ein anderes Bild: Die Entsprechungswahrscheinlichkeit der Bundesregierung in der Gegenäußerung zu den Stellungnahmen des Bundesrates sinkt von 40 auf 15 Prozent.

Tabelle 60: Änderungsanträge und Entsprechungen durch die Bundesregierung je Novellierungsprozess

Novelle	**Drucksache**	**Ausschuss – Plenum**	**Anträge-Anzahl**	**BReg Gegenäußerung. Anzahl Zustimmung oder Prüfung**
EEG 2012	341/1/11	Ausschuss	88	
	341/11 (B)	Plenum	68	26
PV-Novelle 2012	204/1/12	Ausschuss	5	
	204/12 (B)	Plenum	1 (VA)	Verkürztes Verfahren, keine Gegenäußerung
EnWG 2012	520/1/12	Ausschuss	7 (nur Offshore)	
	17/11269	Plenum	6	0
EEG 2014	157/1/14	Ausschuss	98	
	191/1/14	Ausschuss	29	
	157/14 (B)	Plenum	23	6

	194/14 (B)	Plenum	10	3
EEG 2017	310/1/16	Ausschuss	90	
	310/16 (B)	Plenum	44	7

Quelle: eigene Darstellung

Zur Relativierung muss angemerkt werden, dass zweifelsfrei nur eine eingeschränkte Aussagekraft dieser Betrachtung vorliegt, weil eine Gleichstellung von Punkten mit inhaltlich variierendem Gewicht zu berücksichtigen ist. Dennoch stellt sich die Frage nach den Gründen und für deren Antwort können drei verschiedene Erklärungsansätze herangezogen werden:

1. Geändertes Verfahren: Das Format der Ministerpräsidentenkonferenz hat im Zeitverlauf mehr politisches Gewicht erhalten, weil die Terminierung vor den jeweiligen ersten Kabinettsbeschluss gerückt ist.
2. Zunehmende Regierungsbeteiligung der Grünen: Die Partei der Grünen kann im Zeitverlauf immer mehr Regierungsbeteiligungen in den Ländern aufweisen und übernimmt zunehmend die Umwelt- beziehungsweise Energieressorts, weshalb sowohl inhaltlich als auch politisch die Vorschläge weniger attraktiv sind für eine Bundesregierung an der die Grünen nicht beteiligt sind.
3. Verengung des Handlungskorridores: Inhaltliche Dominanz der Themen Kosteneffizienz (EEG 2014 und 2017) und Systemkosten beziehungsweise -verträglichkeit (EEG 2017) verhindern ausufernde Forderungen beziehungsweise engen den Handlungsspielraum ein.

Die Interviewpartner wurden mit diesen Erklärungsansätzen konfrontiert – die Reaktionen waren unterschiedlich.

Vertreter der nordrhein-westfälischen Exekutive widersprachen dem zu ziehenden Schluss, dass die Beratungen im Bundesrat an Bedeutung verloren hätten beziehungsweise, dass die Länder sich gegenüber der Bundesregierung im Bundesratsverfahren zunehmend weniger durchsetzen können. Bereits diese Betrachtungsweise wird als nicht zielführend zurückgewiesen, weil das politische Gewicht oder die regulatorische Detailschärfe einzelner Regelungen nicht quantitativ miteinander vergleichbar seien. Ein Einwand – der wie oben bereits eingeräumt – nicht von der Hand zu weisen ist. Ein Bedeutungsverlust des Bundesrates sei nicht anzunehmen, denn bereits auf der Ministerpräsidentenkonferenz werden die entscheidenden Rahmenlinien und Eckpunkte für die EEG-Novellierungsprozesse festgezurrt. Gleichwohl bestätigt diese Festlegung den Erklärungsansatz über ein geändertes Verfahren. Darüber hinaus wurde geschildert, dass neben der intensiveren gesetzgeberischen Fokussierung auf die Kosteneffizienz die Synchronisation des Ausbaus der erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau in den Vordergrund tritt. Die Erklärungsansätze schließen sich nicht gegenseitig aus, wobei

aus der Perspektive von NRW deutlich wird, dass sowohl Verfahrenstechnik und die inhaltliche Determination für eine gewandelte Qualität und Handlungsspielräume der Beratungen im Bundesratsverfahren verantwortlich sind.

Der Vertreter der thüringischen Exekutive führte aus, dass ein plausibler Erklärungsansatz in einer Kombination von Ursachen zu suchen sei: Die steigende Anzahl von Grünen Fachministern sei für die sinkende Entsprechung der Stellungnahmen des Bundesrates durch die Bundesregierung ursächlich – eine Analyse die der Interviewpartner aus dem unter Beteiligung der Grünen regierten Schleswig-Holstein ebenfalls teilt –, weil diese den Fokus in der inhaltlichen Auseinandersetzung mit dem EEG vor allem auf Maßnahmen legen, die die erneuerbaren Energien stärker fördern wollen. Bei diesen kostentreibenden Maßnahmen sei dementsprechend ein Konflikt mit der auf Kosteneffizienz setzenden Bundesregierung vorprogrammiert – so wie dies ein erklärtes politisches Ziel beim EEG 2014 und 2017 war. Es wird vom Interviewpartner darauf hingewiesen, dass kostentreibende Maßnahmen sich nur noch schwer durchsetzen können; egal in welchem Verfahrensschritt sie angebracht werden. Wenn Länderinteressen sich schlechter im formalen Bundesratsverfahren durchsetzen können, sei dies primär auf die Konzentration auf die Kosteneffizienz zurückzuführen. Es sei zudem zu beachten, dass die Ministerpräsidentenkonferenz, kein verfassungsrechtlich verankertes Organ ist. Aus der Perspektive der Länder müsse es jedoch unerheblich sein, wie und wo die landesspezifischen Interessen durchgesetzt werden können – die Hauptsache ist, dass man es kann.
Ferner wurde vom Interviewpartner aus Sachsen als Ergänzung zu den strukturellen Effekten der unterschiedlichen Konzentration beziehungsweise Dominanz der Faktoren Kosteneffizienz und Systemstabilität angeführt, dass diese Faktoren in den jeweiligen Novellen die spezifischen Eigenschaften einzelner erneuerbarer Energien-Technologie-Sparten begünstige oder belaste. Als Paradebeispiel diente ihm das Beispiel Onshore-Windenergie, dass aufgrund des primären Fokus auf Kosteneffizienz 2014 klar in einer vorteilhaften Ausgangslage befunden habe, während die Perspektive der Systemintegration im Jahr 2016 der Windenergie an Land zum Nachteil gereichte – insbesondere durch den hinter den Zeitplanungen zurückbleibenden Netzausbau.

Im Kontext der zunehmenden Dominanz der Grünen im Umweltausschuss des Bundesrates aufgrund steigender Beteiligungen der Grünen an Landesregierungen berichtete ein Vertreter der baden-württembergischen Exekutive, dass zu Zeiten der schwarz-gelben Bundesregierung die Grün-geführten Häuser offener gegenüber den Fachministerien der A-Länder waren – und umgekehrt. Es wurde die Einschätzung vertreten, dass in den Zeiten der Großen Koalition diese Kommunikationskanäle weniger intensiv genutzt wurden, weil die Erwartungshaltung gegenüber den A-Ländern zurückgegangen sei. Man positioniere sich dort weniger stark gegen die eigene Bundesregierung. Zudem gehe mit dem Bedeutungszuwachs im

Umweltausschuss des Bundesrates auch eine gesteigerte Durchsetzungsfähigkeit einher. Die grünen Initiativen setzten sich dort in der Regel durch. Für manche Landesregierungen sei eine Einhegung des Einflusses der Grünen im Bundesrat durch eine größere Anzahl von zurückgewiesenen Ausschussempfehlungen vorteilhaft. Diese Einschätzung wurde explizit auf die rot-grüne Landesregierung NRW bezogen. Dies gelte wirkungsgleich auch für die Ministerpräsidentenkonferenz, die als Format des Beschneidens des Einflusses der Grünen im Bundesrat fungiere.

6.5 Anrufung des Vermittlungsausschusses: Stumpfes Schwert bei EEG-Novellen

Rein formal betrachtet ist die Anrufung des Vermittlungsausschusses das schärfste Schwert der Länder in einem Einspruchsgesetzgebungsverfahren. Da den Ländern bei Einspruchsgesetzen keine Vetooption offen steht, ist der Vermittlungsausschuss die einzige Möglichkeit, unbillige Härten aus der Perspektive der Länder in der Gesetzgebung zu vermeiden. Einschätzungen der Interviewpartner bestätigen zwar die großen Chancen von Verhandlungen im Vermittlungsausschuss, gleichwohl kommt in der Regel in der Konstellation der EEG-Gesetzgebungsprozesse eine Anrufung kaum in Frage. Bei EEG-Novellierungen ist die Anrufung des Vermittlungsausschusses kein gangbares Instrument, weil die Länderinteressen zu heterogen sind und deshalb keine geschlossene Länderfront gegenüber der Bundesregierung vorliegt. Der Vermittlungsausschuss bietet hingegen vor allem dann einen Weg an, wenn gemeinsame Interessen der Länder gegen den Bund stehen. Ist dies nicht der Fall, blockieren sich die Länder gegenseitig und verhindern gegebenenfalls zum einen, dass eine entsprechende Mehrheit als Voraussetzung für die Anrufung vorliegt. Zum anderen steigt das Risiko, dass sich materiell-rechtliche Zufallsergebnisse einstellen. Einerseits weil Verhandlungen immer in Kompromissen enden und andererseits, weil mit Vertretern des Bundestages weitere Spieler an den Tisch kommen – und damit gestaltet sich die Abwägung auch hinsichtlich der Anrufung als nachteilig. Informelle Absprachen im Bundesratsverfahren zwischen den Ländern sichern eine ausgewogene Güterabwägung und sind dafür geeignet, zentrale Inhalte durchzusetzen; auch wenn auf diese Weise nicht zu erwarten ist, Maximalpositionen durchzusetzen. Im Interview mit Vertretern von NRW wurde diesbezüglich jedoch das Bild bemüht, dass ein Spatz in der Hand besser als eine Taube auf dem Dach sei. Der Vertreter der thüringischen Landesregierung wies auch auf die Bindungswirkung der Ministerpräsidentenkonferenz-Beschlüsse hin: die Länder schlössen faktisch die Anrufung des Vermittlungsausschusses aus, weil sich auf Eckpunkte geeinigt wurde. Im Bundesratsverfahren wird dann die Einhaltung des Vereinbarten kontrolliert und gegebenenfalls auch nachgeschärft. Jedoch rufe man dann nicht mehr den Vermittlungsausschuss an, wenn man sich in einer konkreten Ausgestaltungsfrage einer Maßnahme nicht hat durchsetzen können – die grobe Linie ist schließlich konsensual abgestimmt.

Diese Einschätzung wurde ähnlich vom Interviewpartner aus Schleswig-Holstein verargumentiert: die Ministerpräsidentenkonferenz verändert maßgeblich die Struktur des politischen Prozesses im Bundesrat. Eine Einigung in einem so frühen Stadium verhindert die Anrufung des Vermittlungsausschusses und minimiert den Einfluss der Länder im förmlichen Bundesratsverfahren (wie auch die diskutierte quantitative Auswertung zeigt).

Die hier vorgenommenen Analysen der Gesetzgebungsprozesse aus den Jahren 2011, 2012, 2014 und 2016 bestätigen dies: lediglich im Jahr 2012 kam es zu einer Anrufung des Vermittlungsausschusses – und eben diese Konstellation muss als besondere Ausnahmesituation aufgrund der Politisierung vor einer Landtagswahl in NRW gewertet werden.

Darüber hinaus ist die Anrufung des Vermittlungsausschusses noch aus einem weiteren Grund problematisch, weil eine zeitliche Verfahrensverzögerung nicht im Interesse der Länder liegt. Denn damit geht Investitionsunsicherheit für Unternehmen der energieintensiven Industrie einher, die im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) auf ihre Entlastungsbescheide warten, die sie jedes Jahr erneut beantragen müssen. Sind die Antragsmodalitäten aufgrund eines schwebenden Gesetzgebungsverfahrens nicht klar, werden durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle auch keine Bescheide verteilt. In den Interviews wurde diese These bestätigt. Insbesondere Vertreter der nordrhein-westfälischen Exekutive wiesen darauf hin, dass die Landesregierungen, die Standort für energieintensive Industrie sind, ein solches Szenario vermeiden wollen. NRW ist immerhin das Land mit der höchsten privilegierten Strombezugsmenge nach der BesAR.

6.6 EEG-Gesetzgebungsprozesse und die Konstellation zwischen Bundestag und Bundesrat

Werden die Konstellationen zwischen Bundestag und Bundesrat betrachtet, kann konstatiert werden, dass im gesamten Untersuchungszeitraum – zu den Zeitpunkten der EEG-Novellen – divergierende Mehrheiten vorlagen. Allerdings stellte sich die Konstellation in der Bundesregierung variierend dar: die schwarz-gelbe Bundesregierung, die sich im Bundesrat einer starken Front von oppositionell regierten Ländern gegenüber sah, wurde 2013 durch eine Große Koalition abgelöst. Das Format der großen Koalition kann im Bundesrat als lähmendes Element angesehen werden. Verschiedene Interviewpartner machten deutlich, dass der Grad der Politisierung des Bundesrates abnahm. In der Zeit der großen Koalition wurde von der Anrufung des Vermittlungsausschusses vom Bundesrat sehr selten Gebrauch gemacht[434] – in energiepolitischen Fragen beziehungsweise Gesetzgebungen überhaupt nicht. So machten

[434] Vom Interviewpartner der thüringischen Exekutive wurde das Beispiel der Einführung einer PKW-Maut angeführt, bei der die politische Auseinandersetzung im Bundesrat besonders scharf ausgefallen sei – am Ende wurde jedoch auf die Anrufung des Vermittlungsausschusses verzichtet. Die Rücksichtnahme auf die eigene Partei in der Bundesregierung sei einfach zu groß gewesen.

Vertreter der Landesregierung Mecklenburg-Vorpommerns deutlich, dass eine Anrufung des Vermittlungsausschusses in Zeiten einer großen Koalition auf Bundesebene alleine schon deshalb als wenig zielführend beziehungsweise erfolgsversprechend aus Länderperspektive erscheint, weil die Mehrheitsverhältnisse bei Einspruchsgesetzen ungünstig sind. Die regierungstragenden Fraktionen konnten selbst 2/3 Mehrheiten im Bundesrat im Bundestag zurückweisen.

Zwar wurde die Formulierung, dass der Bundesrat in Zeiten einer großen Koalition vollkommen entpolitisiert sei als zu weit gehend zurückgewiesen, aber mehrere Interviewpartner verwiesen darauf, dass der Konflikt zwischen den Ländern und der Bundesregierung im Bundesrat nicht auf die Spitze getrieben wurde. Vertreter der thüringischen Landesregierung ordneten das begrenzte Maß an Konfliktorientierung so ein, dass von den Ministerpräsidenten auf die Belange der Koalitionspartner im Bund Rücksicht genommen wurde (ähnliche Einschätzung SH und SN). Darin wurde vor allem die Betonung der Regierungsstabilität als Ausdruck der politischen Kultur in Deutschland gelesen. Der Föderalismus sei nun mal so gestaltet, dass es entsprechende Mechanismen gibt, die eine Konsenssuche ermöglichen. Die Einbeziehung und der Ausgleich von Positionen unterschiedlichster Art seien in der Genetik des Bundesrates angelegt.

Diese Wahrnehmung wurde durch den Vertreter der baden-württembergischen Exekutive gestützt: in den EEG-Novellen in den Jahren 2014 und 2016 sei die parteipolitische Polarisierung deutlich in den Hintergrund gerückt. Der sächsische Interviewpartner münzte diesen Zusammenhang so um: es sei vor allem darum gegangen, nicht die Leute im eigenen Lager zu beschädigen. Deshalb sei die Anrufung des Vermittlungsausschusses auch kein gangbares Instrument in Zeiten der Großen Koalition.

Deutlich zurückhaltender und abweichend zu dieser mehrheitlich geäußerten Einschätzung äußerten sich die Vertreter der nordrhein-westfälischen Exekutive – man habe nicht den Eindruck, dass die eigenen Leute in Berlin geschont wurden. Vielmehr seien Interessen klar und deutlich artikuliert und auch vertreten worden.

Vertreter der nordrhein-westfälischen Landesregierung schätzten die informelle Beteiligung der Ministerpräsidentenkonferenz in der Struktur eines Sonderenergiegipfels dem formalen Bundesratsverfahren vorweg geschaltet als spezifische Konfiguration aufgrund der großen Koalition auf Bundesebene ein. Es wurde auch eine gewisse Skepsis ausgedrückt, ob das Verfahren – gerade auch weil die Kritik von unterschiedlicher Seite daran zunimmt – unter anderen politischen Vorzeichen sich fortsetzen ließe.

7 Schlussbetrachtung: der Ausbau der erneuerbaren Energien und die Stromwende aus der Perspektive problemorientierter staatlicher Steuerung

Der Steuerungsprozess der Stromwende in Deutschland ist komplex und vielschichtig. In dieser Analyse wurde mit der Förderung der erneuerbaren Energien ein zentraler Teil der Wendestrategie der Bundesregierung beleuchtet. Maßgeblich dafür ist, fossile Stromerzeugung durch erneuerbare zu verdrängen, um somit CO_2-Emissionen im Stromsektor zu reduzieren. Im Zentrum der Analyse standen hier deshalb primär das EEG sowie das EnWG. Vor dem Hintergrund des Kernenergieausstiegs war in der 18. Legislaturperiode ein politisch eingeleiteter Kohleausstieg nicht durchsetzbar. Überlegungen des BMWi zu einem marktgetriebenen beschleunigten Kohleausstieg mündeten schließlich in Verhandlungen mit den Braunkohlekraftwerksbetreibern und dem Überführen von einem alten und ineffizienten (hinsichtlich der Emissionsintensität) Kraftwerksbestand in die sogenannte Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, die mit dem Strommarktgesetz 2016 eingeführt wurde. Erst mit der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, die im Sommer 2018 ihre Beratungen aufnahm und Anfang 2019 der Bundesregierung ihre Empfehlungen übergab, wurde der Prozess für einen staatlich induzierten Kohleausstieg realisiert. Bis dato blieb die Substitutionsstrategie durch Erneuerbare die sichtbarste Form der CO_2-Emissionsreduktion.

Auf den ersten Blick kommt dem Staat die Rolle als Gewährleister in Deutschland zu: Für die Erfüllung der öffentlichen Aufgabe Energieversorgung übernimmt er die Gewährleistung – wie es auch im EnWG normiert ist –, er erfüllt diese Aufgabe nicht selbst, sondern überlässt diese den Marktteilnehmern.[435] Jedoch existiert ein Spannungsverhältnis zwischen der Wahrnehmung von Gewährleistungsverantwortung und dem Anspruch der Bundesregierung aktiv den Prozess der Stromwende zu gestalten. Wenn der Staat langfristige politische Ziele setzt, steigt die Erfordernis den staatlichen Einfluss auf Marktgeschehen auszuweiten, insbesondere wenn garantiert werden soll, dass die Marktteilnehmer mit ihren privaten Investitionsentscheidungen in einem definierten Zeithorizont die Ziele erreichen. Die Dynamik der Zielerreichung wird vor diesem Hintergrund durch lange Investitionszyklen in Infrastruktur und Anlagentechnik gehemmt. Möchte der Staat seine Ziele erreichen, muss er Anreize setzen und Investitionsentscheidungen lenken, um somit den Kapitalstock in der Energiewirtschaft langfristig zu verändern. Entscheidend ist dabei, dass der Regulierungsrahmen profitable Ergebnisse für die Marktakteure ermöglicht, denn andernfalls wird das benötigte Investitionskapital nicht zu mobilisieren sein. Dies gilt vor allem auch deshalb, weil die definierten Ziele nicht mit der Energiewirtschaft in einem Dialog gesetzt wurden, sondern dem Sektor top-down vorgegeben

[435] Zweierlei sei relativierend angemerkt: Zum einen zeichnet sich die Energiewirtschaft in Deutschland schon immer über eine große Staatsnähe aus, zum anderen sind die Beteiligungen von Kommunen an Stadtwerken sowie des Landes Baden-Württemberg an EnBW nicht zu vergessen. Gleichwohl kann salopp formuliert werden: der Staat betreibt keine Kraftwerke und die Energieversorgung wird über den Markt bereitgestellt. Der Staat füllt zweifelsfrei nicht die klassische Rolle eines Leistungsstaates aus.

wurden. Wie dargelegt, gestaltet sich der Zielkanon als komplex und gibt die langfristige Transformation des Energieversorgungssystems vor. Dieser Sachverhalt lässt sich als starken Steuerungsanspruch beschreiben. Das häufige Nachschärfen des Regulierungsrahmens steht im Spannungsverhältnis zur benötigten Planungssicherheit der Marktteilnehmer, die über langfristige Investitionen zu entscheiden haben, wofür stabile Rahmenbedingungen von den Marktakteuren präferiert werden. Alleine in den fünf Jahren von 2011 bis 2016 ist es zu vier EEG-Novellen gekommen, die in dieser Arbeit untersucht wurden; ferner wurde das EnWG mehrfach in dieser Zeit angepasst.[436]

In diesem Promotionsvorhaben wurde explizit eine politikwissenschaftliche Perspektive gewählt, die auf einen flüchtigen Blick dem politikwissenschaftlichen Mainstream der Governance-Forschung entgegen zu laufen scheint. Es wurde in den theoretisch-konzeptionellen Grundlagen dargelegt, wie die Entwicklungslinien der Steuerungsforschung verliefen, wie der Leitbegriff Steuerung durch Governance in der Politikwissenschaft ersetzt wurde und warum es an der Zeit ist, steuerungstheoretischen Analysen wieder mehr Raum in der Policy-Analyse zu geben. Mit einem Steuerungsbegriff, der von einem rein hierarchischen Begriffsverständnis befreit ist, gelingt es, eine Brücke zwischen den beiden politikwissenschaftlichen Leitkonzepten zu schlagen. Dabei wurde dem Mantra gefolgt, dass Steuerung und Governance sich als zentrale theoretische Leitbegriffe nicht gegenseitig ausschließen, sondern dass sie sich vielmehr sinnvoll ergänzen können. Dabei wird sich eines holistischen Policy-Design-Ansatzes bedient, der Facetten der Policy-Analyse sowie der Steuerungs-, Implementations-, Instrumenten-, Governance- und Föderalismus-Forschung integriert. Der Ansatz problemorientierte staatliche Steuerung setzt auf einer systematischen Problemanalyse auf, untersucht den institutionellen Rahmen, die Instrumentenwahl vor dem Hintergrund der vom Steuerungsakteur wahrgenommenen Problemlage, die Plausibilität der Steuerungskonzeption auf Maßnahmenebene und nimmt schließlich eine Bewertung entlang von einer Reihe Prüfkriterien vor sowie der Einigungskosten, die auf die politischen Widerstände gegen die Maßnahmen zurückzuführen sind. Durch diese Analyseschritte sind Aussagen über die Ursachenadäquanz und Effektivität der Problemlösung zu erwarten. Für das Forschungsvorhaben ist eine Modifikation des Policy-Design-Ansatzes vorgenommen worden. Einerseits betrifft dies die Berücksichtigung von Mehrheitskonfigurationen im Bundesrat und zwischen Bundestag und Bundesrat, von denen eine zusätzliche Einflussgröße auf die Einigungskosten erwartet wird. Andererseits wurde eine Systematik zur Rekonstruktion der Interessen der Länder beim Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt, die ein Erklärungsmuster für die vertikale Koordination zwischen dem Bund und den Ländern bereitstellt.

[436] Neben der analysierten dritten Novelle des EnWG aus dem Jahr 2012 ging dies vor allem auf das Strommarktgesetz sowie das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende aus dem Jahr 2016 zurück. Dazwischen wurden mehrere Anpassungen von Bestimmungen im EnWG durch Artikelgesetze vorgenommen.

Mit diesem methodischen Adaptionsschritt ist die erste Forschungsfrage beantwortet worden, die auf die Konzeptualisierung der Untersuchung gerichtet ist: *Wie lässt sich der Ansatz der problemorientierten staatlichen Steuerung auf dem Interventionsfeld Energiewende im Stromsektor über eine Verknüpfung von den bundesländerspezifischen Interessenstrukturen und der Änderungs- und Wirkungsklassifizierung zur Analyse der Einigungskosten modifizieren?*

Für das fallstudienzentrierte Forschungsdesign rückt die Bundesregierung als zentraler Steuerungsakteur in den Fokus der Analyse. Sie legt eine Problemperzeption dem Regierungsentwurf zu Grunde und definiert Maßnahmen, die intendierte Wirkungen entfalten sollen. Es muss an dieser Stelle angemerkt werden, dass die steuerungstheoretische Analyse intensiver die Steuerungsfähigkeit der Bundesregierung zum Thema hätte machen können. Mit der durchlaufenden Ressortabstimmung und dem Einvernehmen der beteiligten Ministerien voraussetzenden Kabinettsbeschluss als Startpunkt der hier vorgenommenen Analyse wird eine Steuerungsfähigkeit bereits unterstellt – die gleichwohl durchaus problematisiert werden kann. Mit der unterschiedlichen Ressortierung in der 17. und 18. Legislaturperiode ging auch eine differierende Handlungsfähigkeit der Bundesregierung einher. Die geteilten Zuständigkeiten für die Energiepolitik zwischen Wirtschafts- – sehr grob unterschieden für die konventionelle Energiewandlung sowie den Netzausbau – und Umweltministerium – für die erneuerbaren Energien – führten in der 17. Legislatur zu Blockaden zwischen den Häusern, was zusätzlich dadurch verstärkt wurde, dass das Wirtschaftsministerium von der FDP geführt wurde und das Umweltministerium von der CDU. In der 18. Legislaturperiode hingegen wurden die Kompetenzen für die gesamte Energiepolitik im Wirtschaftsministerium gebündelt. Koordinations- und Abstimmungshemmnisse wurden somit in ein Haus verlagert, denn verschwunden waren die unterschiedlichen Positionen freilich nicht. Auch hatten die Ministerialbeamten, die die schwarzgelben Grabenkämpfe noch ausgefochten hatten, nun lediglich einen neuen Dienstsitz, sodass sich Konflikte schlicht verlagerten. Zudem war noch immer eine regierungsinterne Abstimmung mit dem Umweltministerium notwendig, weil dort die Kompetenzen für den Klimaschutz lagen. Diese Ausführungen machen eine analytische Verkürzung deutlich; der Schwerpunkt wurde hier gleichwohl bewusst anders gesetzt. Dieser ist durch eine Policy-Design-Zentrierung gekennzeichnet, die die Steuerungskonzeption der Bundesregierung sowie die Instrumentierung und Ausgestaltung auf Maßnahmenebene in den Blick rückt, um sowohl die Problemlösungsfähigkeit, Effektivität sowie die Durchsetzbarkeit von Maßnahmen zu beurteilen. Zudem wird die Prozessgestaltung der Bundesregierung im informellen und formalen Gesetzgebungsverfahren ausgeleuchtet. Hier sind die Energiegipfel und die Sonder-Ministerpräsidentenkonferenzen zum EEG von besonderem Interesse. Diese durch die Bundesregierung eingeführten Formate sind strukturell dazu geeignet, Konflikte in der vertikalen Koordination zwischen Bund und Ländern zu bearbeiten; fungierten gleichzeitig auch als Kulminationspunkt der

horizontalen Koordination zwischen den Ländern. Die Bundesregierung strebte auf diese Weise an, einerseits Verteilungskonflikte zwischen den Ländern zu regeln und gleichzeitig Zielkonformität herzustellen. Das Format der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenzen sowie die darauf gerichtete Prozessgestaltung sind gleichwohl auch ein Ausdruck und gleichzeitig Indikator für die Steuerungsfähigkeit der Bundesregierung im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien.

7.1 Problemperzeption und analytische Problemkategorien: ursachenadäquate Ansätze?

Im Erarbeitungsprozess der Dissertation hat sich gezeigt, dass die Komplexität der Forschungsfragen auch einer vielschichtigen Beantwortung bedarf. Um diese Vielschichtigkeit freilegen zu können, werden die weiteren Forschungsfragen abgeschichtet beantwortet.
Aus Darstellungsgründen wird der erste Teil der dritten Forschungsfrage in den Abschnitten 7.1 bis 7.3 beantwortet. Die Forschungsfrage zwei und die Aspekte zu den Mehrheitsverhältnissen sowie der Einfluss der Länder werden unter 7.5 thematisiert.
3) Wie wirksam und ursachenadäquat im Sinne einer effektiven Problemlösung stellen sich die zentralen Maßnahmen zur Energiewende im Stromsektor dar und wie wird deren Wirksamkeit durch die vermuteten Mechanismen aus 2)[den Mehrheitskonfigurationen zwischen Bundestag und Bundesrat] beeinflusst?

Die Problemwahrnehmung der Bundesregierung richtet sich im Zeitraum von 2011 bis 2016 maßgeblich an der Kosteneffizienz des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie deren System- und Marktintegration aus. Die Kostendiskussion und die jährlich ansteigenden EEG-Umlagen-Beträge können als prägend für die öffentliche politische Debatte rund um das EEG beschrieben werden. Der primäre Zweck, an dem das EEG ansetzt, ist die Vermeidung von CO_2-Emissionen durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. In den Fallstudienanalysen wurde gezeigt, dass es sich dabei um die systematisierte Problemkategorie der negativen externen Effekte handelt. Der positive finanzielle Anreiz des EEG ist somit kein ursachenadäquates Instrument, um eine Internalisierung der negativen Externalitäten zu erreichen.
Darüber hinaus erzeugt das EEG auch positive externe Effekte, wie das Anreizen von Innovationen und technologischer Entwicklung der Erneuerbaren, den Abbau von Importabhängigkeiten von fossilen Energieträgern und somit ein höheres Ausmaß von Versorgungssicherheit sowie den Aufbau von Beschäftigung. Für diese positiven Externalitäten ist der positive finanzielle Anreiz hingegen ursachenadäquat. Ferner wurde argumentiert, dass mit der konkreten Ausgestaltung des EEG sowie dem Zusammenspiel mit dem bestehenden Stromversorgungssystem und der Integration der erneuerbaren Energien in dieses System weitere negative externe Effekte auftreten. Dazu zählen vor allem der durch den Ausbau der erneuerbaren

Energien notwendige Netzausbau, der von der Allgemeinheit der Netznutzer zu tragen ist, ebenso wie die Netzintegration, da EEG-Anlagen vollkommen unabhängig von der jeweiligen lokalen oder regionalen Netzsituation errichtet werden können – ob die benötigten Netzkapazitäten vorhanden sind oder nicht. Bei einer Abregelung der EEG-Anlage durch Überkapazitäten im Netz wird durch die Einspeisemanagementmaßnahme eine Entschädigung für den EEG-Anlagenbetreiber fällig, die die Höhe des positiven finanziellen Anreizes lediglich leicht reduziert. Ursachenadäquat wäre demgegenüber ein negativer finanzieller Anreiz. Zudem führen der Regulierungsrahmen und die vorhandenen Inflexibilitäten im Stromversorgungssystem bei bestimmten Marktsituationen – wenn sich negative Strombörsenpreise einstellen – zu negativen Externalitäten, da die weitere Einspeisung von erneuerbar erzeugtem Strom nicht nur keinen Erlös an der Strombörse erbringt, sondern zusätzliche Kosten für das EEG-Umlagesystem nach sich zieht. Des Weiteren wurde die analytische Problemkategorie der Anpassungsmängel in einer Reihe von Marktsituation identifiziert. Es können die ruinöse Konkurrenz auf dem PV-Markt sowie das inflexible Anbieterverhalten auf dem Windenergie Offshore-Markt angeführt werden.

Es kann konstatiert werden, dass sich die systematisierten Problemlagen und die damit verbundenen analytischen Problemkategorien über die Zeit als (weitestgehend) stabil erweisen. Lediglich variiert deren Niveau, das mit steigender Transformationsgeschwindigkeit im Stromversorgungssystem zunimmt. Obwohl mehrfach durch Novellierungen nachgesteuert wurde, soll hier nicht suggeriert werden, dass lediglich an Symptomen durch den Gesetzgeber kuriert wurde. Die Problemlösungsfähigkeit bedarf einer differenzierten Darstellung. Grundsätzlich gilt es festzuhalten, dass der Regulierungsrahmen erfolgreich Problemlagen adressiert. Bei der Beurteilung der Problemlösung ist die Tatsache in den Vordergrund zu rücken, dass der primäre Zweck des EEG, zur nationalen Vermeidung von CO_2-Emissionen im Stromsektor beizutragen, sehr erfolgreich erreicht wird – stets werden die Ausbauziele der erneuerbaren Energien übererfüllt. Dafür ist die Frage der ursachenadäquaten Instrumentierung nicht ausschlaggebend. Eine effektive und zielgerichtete Rückkopplung mit der Mengensteuerung im europäischen Emissionshandel erfolgt demgegenüber nicht.[437] Des Weiteren lässt sich beobachten, dass sich Problemlagen nachhaltig auflösen lassen. Dies kann für die Anpassungsmängel im Bereich der Offshore-Windenergie gelten, die mit den Regelungen der dritten EnWG-Novelle merklich abgebaut werden.

Die Kosteneffizienz des Ausbaus der erneuerbaren Energien steht im Zentrum der politischen Debatte. Festzustellen ist, dass die Kosteneffizienz der jeweiligen Ausbaujahrgänge stetig ansteigt: so fiel die Durchschnittsvergütung der EEG-Anlagen vom Höchststand im Jahr 2011 von 18,3 ct/kWh auf 13,89 ct/kWh im Jahr 2017 (BMWi 2015a: 7; BNetza 2018: 5). Die

[437] Es lässt sich als Konzeptionsfehler des EEG bezeichnen, dass die durch die eingespeisten erneuerbaren Strommengen frei werdenden Zertifikate im Rahmen des EU-ETS nicht neutralisiert werden. Auf diese Weise würde effektiv eine Verringerung der Zertifikatmenge realisiert werden.

Vergütungssätze sowie die optionale Marktprämie sinken über die verschiedenen Technologien unterschiedlich stark, wobei Onshore-Windenergie und die PV am substanziellsten zu dieser Entwicklung beitragen. Die Steigerung der jährlichen Zubaueffizienz steht gleichwohl konträr zu der öffentlichen Wahrnehmung von permanent steigenden Kosten. Die historische Entwicklung des Ausbaus mit besonders zubaustarken Jahrgängen bei vergleichsweise hoher Vergütung hat im EEG-Umlagesystem bis in die Mitte der 2020er-Jahre steigende Fördergesamtkosten zur Folge. Dieser Mechanismus lässt den politischen Druck kontinuierlich auf das System steigen und ist nicht kurzfristig zu adressieren.[438] Einerseits resultiert dies aus dem 20-jährigen Vergütungsanspruch der EEG-Anlagen und andererseits aus dem Vertrauensschutz für Bestandsanlagen, sodass nicht rückwirkend in Förderzusagen – selbst bei nachweisbarer Überförderung – eingegriffen wird. Deshalb ist das EEG stark von Pfadabhängigkeiten geprägt. Überdies ergeben sich lediglich langfristige Anpassungen im bestehenden Stromversorgungssystem durch die Investitionsimpulse des EEG, weil der Kapitalstock aufgrund von langen Investitionszyklen sich nicht kurzfristig umschichten lässt.

Negative externe Effekte im Zusammenhang mit dem EEG, die nicht adressiert werden, werden vom Gesetzgeber bewusst regulatorisch fortgeschrieben, da es sich um Strukturprinzipien des EEG handelt. Das Abschirmen der EEG-Anlagenbetreiber beziehungsweise -investoren von bestimmten Risiken ist Teil der Förderlogik des EEG. Dies kann für das Absatz-, das Mengen- und Preisrisiko gelten – weitestgehende Planungs- und Investitionssicherheit sollen für niedrige Finanzierungskosten beim Ausbau der Erneuerbaren sorgen und zu einer hohen Investitionsbereitschaft führen. Die Ausbauerfahrungen geben diesem Instrumenten-Design Recht. Während durch inkrementelle Anpassungen am Förderrahmen Risikoverlagerungen auf EEG-Anlagenbetreiber vorgenommen wurden, wurde in dem betrachteten Untersuchungszeitraum kein Versuch unternommen die negativen Externalitäten durch eine Nichtberücksichtigung von systemischen Aspekten durch EEG-Anlagenbetreiber zu adressieren, wie die Netzsituation und die lediglich an betriebswirtschaftlicher Optimierung ausgerichteten Standortentscheidung sowie die entsprechende Anlagenkonfiguration.

7.2 Entwicklung der Strukturelemente und des Risikoprofils des EEG

Die Instrumentenanalyse[439] und die analysierte Rechtsentwicklung im Förderrahmen über die vier untersuchten EEG-Novellen haben gezeigt, dass das EEG in seinem Kern von einer Reihe Strukturelementen in der Zeitspanne von 2000 bis 2014 kontinuierlich stabil geprägt gewesen ist. Die steuerungsrelevanten Strukturelemente bilden als Förderstrategie zum einen die

[438] Der Gesetzgeber hat gleichwohl die Alternative den Finanzierungsmechanismus des EEGs grundlegend zu verändern (beispielsweise über eine Fondslösung) oder eine Adaption über eine anteilige Finanzierung aus dem Bundeshaushalt zu erreichen. Bei diesen Varianten stellen sich jedoch beihilferechtliche Fragen, was neben der Finanzintensität als Erklärung herangezogen werden kann, weshalb diese Schritte bislang ausgeblieben sind.

[439] Siehe dazu 4.2.4.

zentralen Dimensionen von Investitionssicherheit ab sowie zum anderen gestalten sie Zahlungsflüsse und Lastenteilung durch Umverteilung. Die Investitionssicherheit materialisiert sich einerseits über die materiell-rechtlichen Gebote der Anschlusspflicht für Netzbetreiber von EE-Anlagen und der vorrangigen Einspeisung des regenerativ erzeugten Stroms, was einer Abnahmegarantie gleichkommt; andererseits über einen positiven finanziellen Anreiz, der über die Dauer von mindestens 20 Jahren administrativ festgelegter kostenorientierter Vergütungssätze für erneuerbare Stromerzeugung garantiert. Diese Preissteuerung entzog dem Steuerungsakteur Staat die Kontrolle über die zugebauten Mengen (installierte Leistung), die ausschließlich von privat-wirtschaftlichem Kalkül abhängig war. Ferner wurde die Vermarktung der EEG-Strommengen zentral von den ÜNB an der Strombörse vorgenommen, was erst durch die Einführung der optionalen Marktprämie im EEG 2012 aufgeweicht wurde. Das Anlagenbetreiberverhalten lässt sich als produce-and-forget-Prinzip charakterisieren, weil eine bedarfsorientierte Stromerzeugung ausblieb.

Die Lastenteilung wurde über die EEG-Umlage organisiert, die (größtenteils) die Differenz aus den aufsummierten Vergütungssummen der Garantiepreise sowie der Vermarktungserlöse des EEG-Stroms widerspiegelt. Die Letztverbraucher wurden auf diese Weise anhand ihres Strombezugs belastet, während verschiedene Letztverbrauchergruppen sowohl im Hinblick auf die Eigenversorgung (Private Haushalte, GHD und Industrie) und über die Besondere Ausgleichsregelung (stromintensive Industrie) über Privilegierungstatbestände verfügten.
Mit dem EEG 2014 ist es zu einer ersten Systemadaption gekommen. Der Kern der steuerungsrelevanten Strukturelemente wird zwar beibehalten, jedoch wird mit der verpflichtenden Direktvermarktung der Weg der Verantwortungsübertragung für die Vermarktung des erzeugten Stroms auf die EEG-Anlagenbetreiber, der mit der optionalen Marktprämie betreten wurde, fortgesetzt. Der gleitende Charakter der Marktprämie sorgt allerdings noch immer dafür, dass die EEG-Anlagenbetreiber von dem Absatz- und Preisrisiko bis auf wenige Marktsituationen abgeschirmt bleiben. Eine effektivere Marktintegration in den Großhandelsmarkt stellt sich auch darüber ein, dass den EEG-Anlagenbetreibern (oder den von ihnen beauftragten Direktvermarktern) die Bewirtschaftung der Bilanzkreise obliegt, was mit Prognose- und Ausgleichsenergierisiken einhergeht. Produce and forget gehörte damit ein (großes) Stück weit der Vergangenheit an – allerdings wurde die verpflichtende Direktvermarktung stufenweise eingeführt und Anlagen unter 100 kW_p werden nicht erfasst, womit rein numerisch der Großteil der Anlagen ausgeklammert bleibt.
Es existieren ab dem EEG 2014 weitere Regelungen, die den EEG-Anlagenbetreibern mehr Verantwortung und Risiken übertragen. Vormals wurden die Marktintegration oder Beiträge zur Systemstabilisierung über separate finanzielle Anreizkomponenten wie die Managementprämie oder den SDL-Bonus angereizt – diese Regelungen wurden in materiell-rechtliche Gebote überführt und sind mittlerweile Fördervoraussetzungen. Zudem lassen sich Regelungen

zum Einspeisemanagement und zu Entschädigungsansprüchen der Anlagenbetreiber für diese Entwicklung anführen. Hinzu treten eine Reihe von Anzeige- und Meldepflichten, die allesamt sanktionsbewährt sind und deren Nichterfüllung einen temporären Verlust des Förderanspruches nach sich ziehen. Insgesamt führt diese Steuerungsentwicklung dazu, dass sich die Rolle der EEG-Anlagenbetreiber derjenigen anderen, etablierten Marktakteuren annähert – auch wenn noch immer wesentliche Risiken über die Umverteilung auf die Letztverbraucher getragen werden, was auch weiterhin die Investitionssicherheit garantiert und die Finanzierungsrisiken des Ausbaus der erneuerbaren Energien begrenzt.

Überdies wurde mit dem EEG 2014 ein Hybridsystem aus Preis- und Mengensteuerung eingeführt beziehungsweise von dem technologiespezifischen Fördersegment der PV auf die Technologien Onshore-Wind und Biomasse mit Adaptionen übertragen. Atmende Ausbaukorridore verschärften die Vergütungsdegression des Garantiepreises in Abhängigkeit von der in einem definierten Bezugszeitraum installierten Leistung, sodass innerhalb eines Jahres ein nur schwer zu kalkulierendes, gleichwohl begrenztes Degressionsrisiko für EEG-Investoren auftrat. Bei dem Hybridsystem handelte es sich demnach um eine indirekte, wenig treffsichere Mengensteuerung über den Preis – nur im Offshore-Bereich existierten Regelungen, die eine direkte Mengensteuerung über die Netzanbindungskapazitätsvergabe möglich machten.

Der damalige Bundeswirtschaftsminister Sigmar Gabriel bezeichnete diese Entwicklung das Erwachsenwerden der erneuerbaren Energien, die sich von einer Nischentechnologie zu der zukünftigen Leittechnologie des Strommarktes fortentwickeln werden, weshalb es richtig sei, die Förderstrategie anzupassen (BT 2014: 2698).

So vorteilhaft der Investitionsschutz für die Bestandsanlagen über einen langen Zeitraum von 20 Jahren ist, so nachteilig ist er im Hinblick auf das Nachsteuerungspotenzial. Im Bestand ist quasi ein Regelwerk zementiert, dass der Marktrolle der EEG-Anlagen nicht mehr entspricht, was zu einer erheblichen systemimmanenten Trägheit des EEG als Steuerungssystem beiträgt. Diese Problematik wird insoweit noch zugespitzt, da über unklare Rechtsbegriffe Auslegungsschwierigkeiten beim Anlagenbegriff existierten, was ein Ausweichverhalten der Steuerungsadressaten befeuerte und die Steuerungsabsicht des Staates konterkarierte. Die Regelanpassungen im EEG 2014 werden demnach erst mittelfristig ihre volle Wirkung für das Stromversorgungssystem entfalten, weil sich erst sukzessive ein Austausch des Bestandes über einen Zubau von Neuanlagen sowie ein Ausscheiden aus dem Vergütungszeitraum von Altanlagen vollzieht.

Einen bedeutenden Systembruch lässt sich im EEG 2017 identifizieren. Mit einer Mengensteuerung über technologiespezifische Ausschreibungen wird das Preissteuerungssystem über administrativ festgelegte Preise überwunden. Die festgesetzten Gebots-Höchstwerte in den ersten Ausschreibungsrunden stehen noch für einen administrativen Preisrahmen, allerdings wird auch diese Regelung durch ein wettbewerbliches Verfahren ersetzt, sobald der

Durchschnitt der letzten drei Runden als Maßstab herangezogen werden kann. Der staatliche Steuerungsakteur steuert über die ausgeschriebenen Mengen, der Fördersatz bildet sich in einem wettbewerblichen Gebotspreisverfahren heraus, das auf verdeckten individuellen Gebotsabgaben beruht. Bei ausreichend hohem Wettbewerbsniveau, das unter anderem über die Höhe der ausgeschriebenen Menge beeinflusst wird, gehen einige Bieter in einer Runde zweifelsohne leer aus, während andere Bieter den Zuschlag erhalten. Sollten bezuschlagte Projekte nach einer Realisierungsfrist nicht realisiert werden, werden Sanktionen fällig. Damit entstehen den EEG-Investoren zusätzliche Zuschlags-, Preis- und Pönalenrisiken. Gleichwohl bleibt der Charakter der gleitenden Marktprämie erhalten, ebenso wie die anderen zentralen Strukturelemente, sodass auch weiterhin nur ein begrenztes Absatz- und Preisrisiko an der Strombörse beziehungsweise in der Vermarktung während der wirtschaftlichen Nutzungsdauer besteht. Die Erfahrungen mit den ersten Ausschreibungsergebnissen lassen den Schluss zu, dass die höheren Risiken zwar die Finanzierungskosten der erneuerbaren Energien moderat erhöht haben, jedoch von der Wettbewerbsintensität in den jeweiligen Ausschreibungsrunden und der tatsächlichen oder antizipierten zukünftigen Kostenentwicklung von Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen überkompensiert wurde, sodass sich deutliche Kosteneffizienzvorteile durch ein abgesenktes Vergütungsniveau ergeben haben. Über die zukünftige Entwicklung von Gebotspreisen und Realisierungsquoten lassen sich allerdings noch keine belastbaren Aussagen treffen – dafür waren die ersten Ausschreibungsrunden zu sehr von Sondereffekten geprägt und es liegen bislang zu wenige Erfahrungen vor.

Für die Phase der Markteinführung der erneuerbaren Energien-Technologien kann konstatiert werden, dass das hohe Maß an Investitionssicherheit einen bedeutenden Wert hatte, weil der stabile Regulierungsrahmen den Investoren sichere Renditen garantieren konnte und entsprechendes Kapital mobilisiert hat. Die bislang zu beobachtenden Übertragungen von Verantwortung und Risiken auf die EEG-Anlagenbetreiber hat diesen Status noch nicht nennenswert verändert. Das Gut Investitionssicherheit, das sich aus den zentralen Strukturelementen des EEG ableitet – zum einen die materiell-rechtlichen Gebote, die das Absatzrisiko begrenzen, zum anderen der gleitende Charakter der Marktprämie, der das Preisrisiko begrenzt – gerät in zwei Aspekten in Zukunft unter Druck.

Einerseits sieht die Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie auf europäischer Ebene als ein Teil des „Clean Energy for all Europeans“-Paketes nicht mehr vor, dass der Anschluss- und Einspeisevorrang erneuerbare Energien privilegiert. Vielmehr sollen für alle Stromerzeuger ab 2021 unter Rechts-Harmonisierungs- und Antidiskriminierungs-Gesichtspunkten dieselben Regeln gelten (Schulz/ Losch 2017: 111). Zwar sind De-minimis-Regelungen vorgesehen, ebenso wie von einem Bestandsschutz ausgegangen werden kann; dennoch würde eine entsprechende Umsetzung der Richtlinie in nationales Recht das Absatzrisiko der EEG-Anlagen erheblich vergrößern. Es sei angemerkt, dass auch in der nationalen Debatte um eine

Fortentwicklung des EEG von Wirtschaftsvertretern sowie Politikern vom Wirtschaftsflügel der Union die Vorrangprinzipien zur Disposition stellen.
Andererseits werden die Verzerrungen der Marktpreise in bestimmten von leicht negativen Preisen geprägten Marktsituationen kritisiert, die aus einer ex post bestimmten gleitenden Marktprämie resultieren, sodass mehrere Reformvorschläge kursieren, die den gleitenden Charakter abschaffen wollen. Stattdessen soll der positive finanzielle Anreiz auf eine ex ante ermittelte fixe Marktprämie umgestellt werden. Damit würde das Strompreisrisiko im Energy-Only-Markt für erneuerbare Energien, das bislang über die Differenzkosten vom Letztverbraucher getragen wurde, auf die EEG-Anlagenbetreiber verlagert (Agora Energiewende 2014c: 40f.).
Zukünftig ergibt sich für den staatlichen Steuerungsakteur ein Zielkonflikt in der Steuerung zwischen der Kosteneffizienz des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf der einen Seite, weil die Finanzierungskosten durch zunehmende Risiken steigen, was sich in erhöhten Geboten in den Ausschreibungen spiegeln dürfte, und ordnungspolitischer Vorstellungen zur Marktintegration über den Energy-Only-Markt auf der anderen Seite, wofür sowohl ein starkes und unverzerrtes als auch alle Marktteilnehmer erreichendes Preissignal notwendig ist.

7.3 Instrumenten-Design und dessen Beurteilung

Die materiell-rechtlichen Gebote, die im Fall des EEG ein Anspruchsverhältnis zwischen privaten Akteuren regeln, können als äußerst treffsicher beurteilt werden. In den analysierten Novellen wurden keine wesentlichen Änderungen an der Regelung zur vorrangigen Einspeisung von erneuerbarem Strom sowie an der Netzanschlussverpflichtung der Netzbetreiber von EE-Anlagen vorgenommen. Wie bereits dargestellt, tragen die Regelungen einen wesentlichen Anteil zur Investitionssicherheit für EE-Investoren bei.

Der positive finanzielle Anreiz wird technologiespezifisch differenziert eingesetzt. Die Regelungskomponente ist grundsätzlich darauf gerichtet, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu fördern, entsprechende Anlagen zu errichten und diese an das Netz anzuschließen. Die Komplexität der Regelungskomponente unterscheidet sich dabei je nach Technologieform. Am simpelsten fällt diese bei der Offshore-Windenergie aus, weil dort keine weiteren Technologietypen unterschieden werden und der Standort nicht spezifisch innerhalb der AWZ reguliert wird. Die Onshore-Windenergie gestaltet sich ähnlich, wobei die Standortentscheidung Richtung Effizienz gelenkt wird – auch wenn die Mindestvergütungsschwelle im Referenzertragsmodell seit dem EEG 2012 entfallen ist. Überdies werden bestimmte technische Systemdienstleistungs-Eigenschaften vorgegeben. Die PV wird zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen unterschieden, wobei der Ausbau der Freiflächenanlagen in mehrerer Hinsicht eingeschränkt ist: zum einen gilt dies für den Förderausschluss von Ackerfläche als bebaute Fläche, zum anderen bis zur PV-Novelle für die Bevorzugung von Anlagen auf Konversionsflächen sowie

für eine maximale Größe der installierten Leistung seit der PV-Novelle. Die Regelungskomponente der Bioenergie stellt sich am komplexesten dar. Nicht nur wird zwischen den Formen fest, flüssig und gasförmig unterschieden, es wird auch zwischen der Anlagenkonfiguration sowie dem Substratansatz differenziert und entsprechend reguliert. Im EEG 2009 wurde noch detailliert über Boni KWK-Konzepte, innovative Technologien, der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Gülle angereizt, wohingegen diese Boni im EEG 2012 gestrichen und in materiell-rechtliche Gebote als Fördervoraussetzung überführt wurden, wie beispielsweise eine 60 Prozent Wärmenutzungspflicht sowie Gülleanteile in Biogasanlagen. Ferner wurde die Förderung der flüssigen Biomasse vollständig gestrichen. Indes wurden mit dem EEG 2014 erneut die Förderanforderungen grundlegend geändert, sodass letztlich lediglich noch die Vergärung von Gülle und Bioabfällen angereizt wurde.
Den Komplexitätsstufen der Regelungskomponente entspricht eine Tendenz von der Niveausteuerung zur Richtungssteuerung des positiven finanziellen Anreizes. Der Förderansatz der Windenergie und der PV besitzt den Charakter der Niveausteuerung (auch wenn die Flächen- und Größenregulierung bei der Freiflächen-PV Ansätze der Richtungssteuerung trägt): hier geht es primär um die Steigerung der Zubaumengen und weniger darum, welche Technologie oder Anlagenkonfiguration zur Anwendung kommt. Demgegenüber handelt es sich bei der Bioenergie um eine Richtungssteuerung, weil der Steuerungsakteur sehr gezielt spezifische Formen mit Boni anreizt beziehungsweise im Zuge von Nachsteuerung durch die Förderung ausschließt.

Die Motivationskomponente des finanziellen Anreizes ist ebenfalls technologiespezifisch ausgestaltet. Die Entwicklung lässt sich auf der Grundlage der Fallstudienanalysen wie folgt darstellen: Die Offshore-Windenergie zeichnet sich durch eine durchweg ausreichend gestaltete Motivationskomponente aus. Seit dem EEG 2012 ist die bis dato gewährte Sprinterprämie für einen zusätzlichen beschleunigten Ausbauanreiz in die Anfangsvergütung integriert sowie ein zusätzliches optionales Stauchungsmodell eingeführt worden, das Vorteile bei den Finanzierungskosten bietet. Überdies zeichnen sich die Novellen dadurch aus, dass die Vergütungsdegression erst zu einem späteren Zeitpunkt einsetzt, im EEG 2014 wurde diese im Vergleich zum Status quo sogar weiter abgesenkt. Der positive finanzielle Anreiz war somit konstant ausreichend hoch und wirksam. Dementsprechend werden die Ausbauziele der Offshore-Windenergie erfüllt; das langsame Ausbautempo in den Jahren bis 2013 lässt sich auf ein dysfunktionales Netzanbindungsregime mit unverhältnismäßiger Risikoverteilung erklären. Die dritte EnWG-Novelle hat hier nachhaltige Abhilfe geschaffen. Durch dieses Regime wird die Preissteuerung des EEG durch eine Obergrenze ergänzt, woraufhin garantiert im Jahr 2020 nicht mehr als eine definierte Menge Offshore-Leistung installiert ist.
Die Entwicklung der Motivationskomponente des finanziellen Anreizes für die Onshore-Windenergie gestaltete sich durchweg als wirksam. Der Zubau stieg seit dem Jahr 2011

kontinuierlich an und bewegte sich seitdem im EEG 2014 definierten Zubaukorrdidor über der oberen Grenze. Die Vergütungsdegression kann als gering eingeschätzt werden und beschleunigte sich erst mit der Übertragung des atmenden Deckels auf die Onshore-Windenergie aufgrund des zielüberschießenden Zubaus. Die beschleunigte Degression hatte wiederum keine nachhaltige Auswirkung auf den Zubau.

Bei der Ausprägung der Motivationskomponente der PV-Förderung existiert kein einheitlicher Trend, sondern es können zwei Phasen unterschieden werden. Bis zum Jahr 2013 boomte in der ersten Phase der Ausbau der PV, gemessen an dem im EEG 2012 definierten Zubaukorridor wurde dieser in drei Jahren in Folge um mehr als das doppelte überschritten – im Jahr 2013 wurde er immerhin noch am oberen Ende gehalten. In der zweiten Phase ab 2014 bewegte sich der Zubau deutlich unter dem im Vergleich zum vorherigen Korridor reduzierten definierten Zielzubau. Im Gegensatz zur ersten Phase war die Motivationskomponente so ausgestaltet, dass sie nur unter sehr günstigen Bedingungen wirksam wurde. Es ist davon auszugehen, dass in der überwiegenden Einzelfallkonstellation von Aufdachanlagen eine Investition in die PV erfolgte, weil der parallel wirkende Anreiz der Eigenversorgung wirkte – also der anteiligen Befreiung von der EEG-Umlagezahlungsverpflichtung. Die separate Motivationskomponente war zu niedrig ausgestaltet. Im Segment der Freiflächenanlagen sind Eigenversorgungskonzepte in der Regel nicht durchführbar, ab dem Jahr 2015 wurden allerdings Ausschreibungen als Pilot durchgeführt – zur Motivationskomponente bei Auktionsverfahren folgen unten zusammenfassende Erläuterungen.

Für die Bioenergie kann konstatiert werden, dass das EEG 2012 noch eine wirksam gestaltete Motivationskomponente bereithielt. Ab dem EEG 2014 änderte sich die Ausgestaltung allerdings grundlegend, sodass nur noch in den wenigsten Fallkonstellationen ein ausreichend hoher Anreiz gegeben war – diese bezogen sich gleichwohl auf die vom Steuerungsakteur präferierten Biogasanlagenkonzepten (Gülle-Kleinanlagen und Bioabfallvergärung).

Mit dem EEG 2017 wurde die Preissteuerung technologieübergreifend auf eine Mengensteuerung umgestellt, sodass sich die Förderhöhe wettbewerblich in Auktionsrunden herausbildet. Da die Gebote individuell abgegeben werden und nach dem Gebotspreisverfahren bezuschlagt wird, ist zu erwarten, dass die Motivationskomponente ausreichend ausgeprägt ist – auch wenn nicht gänzlich strategisches Gebotsverhalten insbesondere im Fall von hohem Wettbewerbsdruck ausgeschlossen werden kann.

Insgesamt wurden in den fünf Fallstudien 25 Steuerungskonzeptionen mit in der Summe 66 Interventionsimpulsen analysiert.[440] Die Auswertung zeigt, dass durch die Bundesregierung

[440] Für das EEG 2017 wurde auf eine Darstellung entlang von Steuerungskonzeptionen verzichtet. Methodisch begründet sich dieser Schritt damit, dass der Erhebungszeitraum und die empirische Auswertung von Studien im Juni 2017 abgeschlossen wurden: zu diesem Zeitpunkt lagen noch keine Erkenntnisse vor, wie sich die

als Steuerungsakteur gewählten Steuerungskonzeptionen überwiegend als plausibel zu werten sind. Jedoch können auch Einschränkungen und Steuerungskonzeptionsdefizite bilanziert werden. Die untersuchten EEG-Novellen unterscheiden sich dabei in den Plausibilitätsprüfungsergebnissen nicht wesentlich voneinander.[441] Auch wenn die verschiedenen erneuerbaren Energieträger unterschiedliche Eigenschaften aufweisen, lässt sich doch ein Steuerungsmuster identifizieren: Es kann konstatiert werden, dass mit Ausnahme der Onshore-Windenergie technologieübergreifend eingeschränkte Plausibilität bei degressionsbezogenen Regelungen zu bilanzieren ist. Technologiespezifisch betrachtet ragen die Regelungen zur Onshore-Windenergie heraus, die über die Novellen zum EEG 2012 und 2014 durch hohe Plausibilität überzeugen können.[442] Die Steuerungskonzeptionen der Offshore-Windenergie-Regelungen sind beim EEG 2012 als nur eingeschränkt plausibel einzuschätzen, während beim EEG 2014 wiederum eine uneingeschränkte Plausibilität anzuführen ist. Dies gilt bei einer Ausnahme ebenfalls für die Steuerungskonzeptionen der dritten EnWG-Novelle.[443] Die Regelungen zur Bioenergie-Förderung sind in der Konzeption ebenso positiv zu bewerten.[444] Demgegenüber fällt die Bewertung der Steuerungskonzeptionen zur PV im EEG 2012 und 2014 vergleichsweise negativ aus. Die Konzeptionen sind lediglich als eingeschränkt plausibel zu bewerten und die Analyse hat gezeigt, dass die dazugehörigen Kausalhypothesen als nicht plausibel eingeschätzt werden.[445] Hingegen zeigt die Plausibilitätsprüfung der Konzeptionen der PV-Novelle keine größeren Steuerungskonzeptionsdefizite – außer Einschränkungen bei der Degressionsausgestaltung.

Bei den technologieunabhängigen Regelungen sind die Entwicklung der Marktintegration sowie die der Privilegierung maßgeblich. Das sich zeichnende Bild bei ersteren ist positiv – sowohl im EEG 2012 können die Regelungen zur Anpassung des Grünstromprivilegs als auch deren Weiterentwicklung im EEG 2014 zur verpflichtenden Direktvermarktung und zur Abschaffung des Grünstromprivilegs durch uneingeschränkte Plausibilität der Steuerungskonzeptionen überzeugen. Auffällig ist gleichwohl, dass demgegenüber die dem Steuerungsimpuls zugrunde liegenden Kausalhypothesen als nicht plausibel bewertet wurden. In der PV-

Ausschreibungsergebnisse langfristig entwickeln. Erste selektive Ergebnisse werden gleichwohl vorgestellt und diskutiert – die Analyse entlang von Steuerungskonzeptionen ist in diesem Vorhaben jedoch der gesicherten Datengrundlage vorenthalten.

441 Für einen detaillierten Überblick über die in den jeweiligen Fallstudien analysierten Interventions- und Kausalhypothesen vergleiche die jeweiligen Zusammenfassungen am Ende der Fallstudienanalysen in den Kapiteln 5.1.3.5, 5.2.8, 5.3.4, 5.4.4.

442 Im EEG 2012 weist die Streichung des SDL-Bonus eine eingeschränkte Plausibilität auf; im EEG 2014 können alle Konzeptionen als plausibel bewertet werden.

443 Die Einführung des optionalen Stauchungsmodells im EEG 2012 sowie die Verlängerung der Anfangsvergütung bei verzögertem Netzanschluss besitzen lediglich eingeschränkte Plausibilität. In der dritten EnWG-Novelle vermag die Regelungen zur verursacherunabhängigen Entschädigungspflicht des anbindungsverpflichteten ÜNB nicht vollständig zu überzeugen.

444 Im EEG 2012 weist die Anpassung der Degression Defizite auf und im EEG 2014 trifft dies auf die neue Flexibilitätsprämie zu.

445 Dazu sind im EEG 2012 die Fortschreibung des atmenden Deckels, die Begrenzung der Eigenverbrauchsregelung auf Anlagen bis 100 kW und die vergütungslose Freiflächenanlagen auf Naturschutzflächen sowie im EEG 2014 die Anpassung der Degression im atmenden Deckel und die Kompensation der Kostenbeteiligung bei der Eigenversorgung anzuführen.

Novelle ist die Einführung eines Marktintegrationsmodells als nicht plausibel zu bewerten. Die Steuerungsimpulse zur Privilegierung wie die BesAR und die Eigenversorgung sind hingegen durchweg plausibel konzipiert worden.

Dass einer Maßnahme eine plausible Steuerungskonzeption zugrunde liegt, sagt allerdings noch nichts über deren Wirksamkeit, Effizienz oder das erforderliche Steuerungswissen aus. Die Auswertung verdeutlicht noch einmal, dass es auf die konkrete Ausgestaltung des Maßnahmen-Designs ankommt. So hat die Einführung einer Marktprämie im EEG 2012 eine Reihe von negativen Nebeneffekten und ist wenig effektiv. Die Weiterentwicklung zur verpflichtenden Direktvermarktung im EEG 2014 weist demgegenüber eine hohe Treffsicherheit auf. Nachteile in der Kosteneffizienz, hohe Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen und ausgeprägte Vorteile in der dynamischen Effizienz sind beiden Maßnahmen jedoch zu eigen. Es existieren weitere Gemeinsamkeiten von regel-verwandten Steuerungsimpulsen – so zeichnen sich die Maßnahmen zur Anpassung der BesAR durch hohe Treffsicherheit aus, was vor dem Hintergrund der hohen Anforderungen an das Steuerungswissen überrascht.

Insgesamt kann konstatiert werden, dass der überwiegende Anteil der analysierten Regelungen hohe Anforderungen an das Steuerungswissen hat – beispielsweise gilt dies explizit für alle degressionsbezogenen Regelungen. Gleichzeitig wird erkennbar, dass das Steuerungswissen in der Mehrheit der Maßnahmen im ausreichenden Umfang vorhanden ist, weil deren Effektivität sich in positiver Weise einstellt. Grundsätzliche Ausnahme von dieser Bilanz stellen die Regelungen zur PV dar, die weder im EEG 2012, noch in der PV-Novelle sowie dem EEG 2014 bei hohen Anforderungen an das Steuerungswissen treffsichere Ergebnisse erzielen, weshalb die Marktentwicklungen der PV als besonders schwer zu steuern gelten kann. Des Weiteren können beim Referenzertragsmodell der Onshore-Windenergie und bei der Einführung des atmenden Deckels zur Onshore-Windenergie im EEG 2014 Steuerungsdefizite identifiziert werden – ebenso wie für die Einführung technologiespezifischer Ausbaupfade. Die gesammelten Beobachtungen bestätigen die Erwartung: Liegt Steuerungswissen nicht in ausreichendem Maße vor, lassen sich Fehlsteuerungen erklären. Es gilt überdies zu bilanzieren, dass die umgekehrte Fallkonstellation – mangelnde Treffsicherheit bei niedrigen Anforderungen an das Steuerungswissen – nicht beobachtet werden konnte.

Die Bilanzierung zum Kriterium „Zukunftsfähiges Gesamtkonzept“ fällt positiv aus. Die Steuerungskaskade innerhalb des EEG und die Regelungen zur Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien passen sich konform ineinander ein – es kann konstatiert werden, dass sich das EEG durch einen hohen Konsistenzgrad auszeichnet. Die großen EEG-Novellen im Jahr 2011 und 2014 weisen in der überwiegenden Mehrheit eine Kompatibilität mit gleichzeitig

wirkenden Einflüssen in der Steuerungslandschaft auf.[446] Dies gilt insbesondere für das Zusammenspiel zwischen technologiespezifischen Regelungen und der schrittweisen Einführung der voranschreitenden Marktintegration einerseits sowie der Regelung zur Eigenversorgung andererseits. Demgegenüber fällt die PV-Novelle durch überwiegend inkompatible Maßnahmen auf – besonders im Fokus stehen dabei eine auf absolute Vergütungsreduktion abstellende Degression und die jährliche Absenkung des Zubaukorridors sowie die Einführung eines zusätzlichen Marktintegrationsmodells, das sich weder in die Logik der Marktintegration noch in die Eigenverbrauchssystematik einpasst. Wie sich darüber hinaus die Regelungen der EEG-Novellen zu weiterer Regulierung der Energiewirtschaft verhalten, wird bei der Diskussion von externen Faktoren der Zielverfehlung erörtert.

Die Auswertung der Analyseergebnisse zeigt, dass mehrheitlich die Regelungen der EEG-Novelle als regulativ wahrgenommen werden. Dieses Ergebnis überrascht wenig, weil in der Regel nicht in den Vertrauensschutz eingegriffen wird.[447] Dann folgen distributive Regelungen und am seltensten redistributive Maßnahmen. Es lässt sich ferner festhalten, dass die regulativen Maßnahmen tendenziell die höchste Treffsicherheit aufweisen. Eine große Einschränkung dieser Beobachtung stellt die PV-Novelle dar, weil in dieser Novellierung trotz mehrheitlich als regulativ wahrgenommener Maßnahmen dennoch eine niedrige Ausprägung der Treffsicherheit festzustellen war.

Versuche, Verallgemeinerungen oder Kausalmechanismen zwischen der Ausprägung von Bewertungskriterien und der Änderungs- und Wirkungsklassifikation von Regelungen im EEG zu identifizieren, laufen ins Leere. So lassen sich eine Reihe von Vermutungen überprüfen: so beispielsweise, dass als distributiv wahrgenommene Maßnahmen stets treffsicher sind, weil mit einem weniger ausgeprägten Ausweichverhalten der Regelungsadressaten zu rechnen ist. Einerseits muss angeführt werden, dass die Variationsbreite der Maßnahmen und die auf subjektive Wahrnehmung beruhende Wirkungsklassifizierung schlicht zu groß ist, um übergreifende Kausalmechanismen identifizieren zu können. Andererseits kann auch technologiespezifisch nicht von solchen Mechanismen gesprochen werden. So werden die Maßnahmen zur Offshore-Windenergie im EEG 2012 zwar alle als distributiv durch die Primäradressaten wahrgenommen, gleichwohl stellt sich von einer hohen bis zu einer niedrigen Treffsicherheit die gesamte Ausprägungsspannweite des Kriteriums ein. Demgegenüber bestätigt sich

[446] Ausreißer im EEG 2012 ist die Ausweitung der BesAR; im EEG 2014 stellt dies die Einführung technologiespezifischer Ausbaupfade dar.

[447] Es sei dabei noch einmal auf den Hinweis der Vereinfachung aus 5.1.3.6. verwiesen: Bei der Zuschreibung regulativer Wirkung handelt es sich um eine gewisse Vereinfachung. Bei zukünftigen EEG-Anlagenbetreibern, die sich bereits im Planungs- und Genehmigungsverfahren befinden, lässt sich eine subjektive redistributive Wirkung feststellen – auch wenn in keine bestehende Rechtsposition eingegriffen wird. Einerseits handelt es sich dabei um eine diffuse Gruppe, andererseits ergeben sich technologiespezifische Variationen. So sind zukünftige Windenergieanlagenbetreiber besonders betroffen, da hier die Genehmigungsverfahren die längste Dauer in Anspruch nehmen.

tendenziell die Vermutung, dass als distributiv wahrgenommene Maßnahmen nachteilig in der Kosteneffizienz sind.

Die Analyse von einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen scheint die Identifikation von übergeordneten Mustern beziehungsweise Mechanismen zu erschweren.

Ein bislang ausgeklammertes Bewertungskriterium ist der Verwaltungsaufwand. Es kann festgehalten werden, dass die BNetzA und das BAFA kontinuierlich über die Novellen mehr Funktionen sowie eine Ausweitung der bestehenden Aufgaben und dementsprechend mehr Planstellen zugewiesen bekommen haben. Dies gilt insbesondere für die BesAR als auch für die Ausschreibungen.

7.4 Ursachen für Fehlsteuerung beim Ausbau der erneuerbaren Energien

Nachdem soeben Belange eines zukunftsfähigen Gesamtkonzeptes erörtert wurden, thematisiert die vierte Forschungsfrage Aspekte der Fehlsteuerung:

4) Welche systematisierten Ursachen von Steuerungsdefiziten können identifiziert werden und wie wirken diese auf ein zukunftsfähiges Gesamtkonzept ein?

Neben den Steuerungsdefiziten auf Maßnahmenebene sind zudem aggregierte Auswirkungen, die auf mehrere Regelungen beruhen, anzuführen. Die Analysen haben gezeigt, dass regelmäßig ein Zielüberschuss beim Ausbau der erneuerbaren Energien zu beobachten ist. Dies gilt allgemein für die Zielanteile am Bruttostromverbrauch als auch im Besonderen für die Onshore-Windenergie und die PV bis 2013 (danach kommt es ebenfalls zu einer Zielverfehlung bei der PV, allerdings in die entgegengesetzte Richtung). Des Weiteren entwickelte sich die Kostenbelastung negativ, erst mit den sich einstellenden Effekten aus dem EEG 2014 konnte das Ziel, ein reduziertes durchschnittliches jährliches Vergütungsniveau, erreicht werden.

Es lassen sich endogene und exogene Ursachen – in Bezug auf den Regulierungsrahmen – für die maßnahmenbezogene sowie aggregierte Fehlsteuerung identifizieren.

Zu den endogenen Ursachen zählen:

- Inkonsistenzen der Zielbezugsgrößen
- Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen
- Feinsteuerung
- Ausweichverhalten von Adressaten
- zu langsame Anpassungsreaktionen (politischer Prozess)

Als exogene Ursachen sind anzuführen:

- Strom-Börsenpreisniveau
- Entwicklung von Rohstoffpreisen
- Zinsentwicklung
- Eingeschränkte Kompatibilität mit der vorhandenen Steuerungslandschaft

Bei den endogenen Ursachen für Steuerungsdefizite sind Inkonsistenzen der Zielbezugsgrößen anzuführen, denn dabei handelt es sich um einen Ziel-Ebenenwechsel. Das EEG fördert grundsätzlich erneuerbare produzierte Strommengen, hat demgegenüber jedoch technologiespezifische Ausbaupfade vorgegeben, die sich an der installierten Leistung orientieren – das EEG 2017 setzt zudem (überwiegend) auf eine Mengensteuerung, die ebenfalls die installierte Leistung adressiert. Die Analysen haben gezeigt, dass bereits durch diesen Steuerungsmechanismus Unsicherheiten bei der Zielerreichung entstehen, da die Annahmen zur produzierten Strommenge von einer gewissen Leistung statisch sind und technische Entwicklung, Anlagenkonfigurationen, Standortbedingungen und weitere Faktoren nicht berücksichtigen und somit zu Fehleinschätzungen neigen. Auf der übergeordneten Zielebene werden die Ausbauziele wiederum als relative Zieldimension in Abhängigkeit von der Bezugsgröße Bruttostromverbrauch angegeben, weshalb die Zielerreichung in Abhängigkeit zu einer weiteren Zielgröße – der Steigerung der Energieeffizienz – steht sowie durch zusätzliche Verbräuche im Rahmen der Sektorenkopplung, wodurch sich die Fehleranfälligkeit weiter steigert. Vor dem Hintergrund des nicht zielkonform sinkenden Energieverbrauchs stellt sich der Zielüberschuss beim Ausbau der erneuerbaren Energien folglich noch größer dar als der reine Anteil widerspiegelt, weil der Nenner bei der Zielerreichung tatsächlich größer als erwartet ausfällt.
Eine Steuerungsmaxime des Rechtsrahmens ist, das möglichst große Mengen an erneuerbar erzeugten Strom produziert und eingespeist werden – ohne dass dabei das Erzeugungsprofil der Anlage eine Rolle spielt. Diese Steuerungsabsicht muss als konsequent dargestellt werden, da der Anteil am Bruttostromverbrauch stetig erhöht werden soll – schließlich soll das Langfristziel bis 2050 von mindestens 80 Prozent erneuerbar erzeugten Strom an dieser Größe erreicht werden. Allerdings existieren in der langfristigen Perspektive Zielkonflikte zwischen Anreizen, die Anlagen entweder auf möglichst großes Erzeugungspotenzial oder auf möglichst ausgeprägte Systemdienlichkeit hin auszulegen. Damit ist bereits im Design des EEG angelegt, dass das zukunftsfähige Gesamtkonzept beim Förderrahmen der erneuerbaren Energien Inkonsistenzen aufweist und dass die Wechselwirkungen der Designelemente zu Zielverfehlungen führen können. Über die verschiedenen EEG-Novellen hinweg wurden die Anreize, für die Anlagenbetreiber möglichst die Strommengenerzeugung zu maximieren, schrittweise reduziert: die Einführung der optionalen Marktprämie bis zur verpflichtenden Direktvermarktung wirken in diese Richtung. Jedoch setzen diese Regelungen lediglich an der Betriebsweise der Anlage an und bestimmen, in welchen Marktsituationen die Anlage heruntergeregelt wird – der Effekt ist demnach begrenzt. Was das EEG hingegen nicht anreizt, ist

eine systemdienliche Auslegung der Anlage, die mit weniger steilen Leistungsgradienten einhergeht, sowie den netzdienlichen Anlagenstandort. Weder der Regulierungsrahmen noch exogene Marktumfeldfaktoren, wie die Preisspreads des Großhandelsmarktes, setzen flankierende Anreize für die Systemdienlichkeit in der Marktsituation, wie sie in den 2010erJahren zu beobachten ist. Langfristig gesehen stellt sich dieses Anreizsystem insofern als problematisch dar, weil der Großteil der installierten EEG-Kapazität bis in die 2030 und 2040 Jahre aufgrund der 20-jährigen Förderdauer laufen werden. Zu diesem Zeitpunkt wird aber nicht mehr nur ein Drittel des Stromverbrauchs durch Erneuerbare gedeckt werden, sondern mindestens doppelt so viel. Die Erzeugungsspitzen und die Leistungsänderungsgeschwindigkeit der Anlagenauslegung werden das Stromversorgungssystem in Zukunft mit erheblichen Netz- und Flexibilitätsoptionskosten belasten (Agora Energiewende 2014c: 49ff.). Dementsprechend werden langfristige unintendierte Steuerungsnebenfolgen auftreten, die durch eine ausbleibende Feinsteuerung bewirkt werden und das Potenzial haben, die Marktintegration der Erneuerbaren zu hemmen. In der ersten Ausbauphase, wo es vor allem um die initiale Steigerung des Anteils der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch ging, konnte dies noch als vernachlässigbar gelten. Für die nächste Phase der Stromwende braucht es jedoch Regelanpassungen, die die langfristigen Konsequenzen stärker in den Blick nehmen und mit auf kurzfristige Kosteneffizienz ausgelegte Regelungen ausbalancieren – zumal die erneuerbare Energien zunehmend zur Leittechnologie im Strommarkt werden. Indes haben die Analysen gezeigt, wie erheblich das Potenzial für Fehlsteuerung in der Feinjustierung von Regelungen ist, vor allem langfristig. Zudem ist heute noch nicht absehbar, wie sich das Stromversorgungssystem in den nächsten 20 Jahren entwickelt. Durch eine Sektorkopplungsstrategie würde sich die Rolle des Stromsystems deutlich verändern und es bestände ein großer Bedarf an zusätzlichen erneuerbar erzeugten Strommengen. Demnach übernähme die Sektorkopplung die Funktion einer Flexibilitätsoption. Da der Gesetzgeber heute noch nicht über das notwenige Steuerungswissen verfügt, stellt sich die Frage, wie ratsam es tatsächlich ist, bereits heute den Regelungsrahmen so auszugestalten, dass er eine mögliche zukünftige Entwicklung vorwegnimmt.

Ferner wurden hohe Anforderungen an das erforderliche Steuerungswissen identifiziert. Unter der Prämisse, dass nur eine zielgerichtete Steuerung erfolgen kann, wenn über ausreichend Steuerungswissen verfügt wird, kann konstatiert werden, dass auf der Maßnahmenebene in der überwiegenden Anzahl von Regelungen das nötige Steuerungswissen in ausreichendem Umfang vorliegt – denn die Maßnahmen sind überwiegend treffsicher ausgestaltet. Dies gilt insbesondere für Regelungen, die die Qualität der Niveausteuerung ausweisen. Demgegenüber stellen sich Richtungssteuerungsversuche als herausfordernder für den staatlichen Steuerungsakteur dar – die Steuerungsdefizite im Bereich der Bioenergie, des Referenzertragsmodells der Onshore-Windenergie oder der atmenden Deckel belegen dies. Überdies führte die

Mengensteuerung über den Preis bis zum Systemwechsel im EEG 2017 zu einem deutlichen Steuerungsversagen.
Der inkrementelle Steuerungsprozess hat gleichwohl den großen Vorteil innovationsoffen zu sein und Lock-In-Effekte zu vermeiden beziehungsweise zu minimieren. Darüber hinaus ist dies auch ein Steuerungsmodus der sich vor dem Hintergrund einer fehlenden Blaupause in anderen Ländern anbietet. Steuerungswissen muss erst produziert, Lernkurven durchschritten und sektorenübergreifende Konzepte erstellt werden, damit das Gesamtsystem unter der Breite von möglichen Bewertungskriterien positiv beurteilt werden kann.

Die Komplexität des EEG sowie der weiteren Regelungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien wird an dem Ausmaß des Paragraphen-Aufwuchses deutlich. Während das EEG 2000 noch mit 12 Paragraphen auskam (insgesamt auf fünf Seiten mit weiteren Artikeln), wurden mit dem EEG 2012 bereits 66 Paragraphen (plus Anlagen auf 51 Seiten) und mit dem EEG 2017 mittlerweile sogar 104 Paragraphen (und vier Anlagen auf 250 Seiten) erreicht. Die Regelungstiefe sowie die Querbezüge und Wechselwirkungen zum Mieterstromgesetz, zum KWKG, zum NABEG oder zum Strommarktgesetz stellen zielgerichtete Steuerungsversuche als äußerst anspruchsvoll dar.

Der Steuerungsprozess kann als inkrementeller Prozess gekennzeichnet werden. Es lassen sich mehrere Reparaturnovellen am EEG identifizieren, die in mehreren Schritten an verschiedenen Stellschrauben des EEG gedreht haben. Gleichwohl ist eine konsequente Richtung zu erkennen und es wird den übergeordneten Leitlinien für den Ausbau der erneuerbaren Energien gefolgt, die aus Kosteneffizienz, Netzausbau-Synchronisation sowie Markt- und Systemintegration bestehen. Anpassungen im Detail sind aber immer schon deshalb notwendig, weil Ausweichverhalten der Adressaten zu beobachten ist und zudem sich Marktentwicklungen anders als prognostiziert darstellen.
Die Faktoren Ausweichreaktionen der Steuerungsadressaten und die Geschwindigkeit der regulatorischen Anpassungsprozesse sind zwei Seiten einer Medaille. Ausweichreaktionen fallen am prägnantesten in Form von Vorzieheffekten auf, um sich noch die günstigeren Förderbedingungen zu sichern. Mitnahmeeffekte werden somit ausgereizt. In Kombination damit stehen die verdeckten Ausweichreaktionen, die im Zusammenhang mit dem Anlagenbegriff zu sehen sind. Auf diese Weise wurden in der Vergangenheit Steuerungsimpulse umgangen, wie exemplarisch für das EEG 2014 gezeigt wurde. Ein besonders eindrückliches Beispiel für eine Ausweichreaktion beziehungsweise für eine missbräuchliche Anwendung von Regelungen ist in der Bürgerenergie in den Ausschreibungsrunden im Jahr 2017 bei der Onshore-Windenergie zu sehen.
Überdies kann die Geschwindigkeit der regulatorischen Anpassungsprozesse als zu langsam bilanziert werden. Trotz Fristverkürzungen und beschleunigter Verfahren ziehen sich EEG-

Novellierungsprozesse über lange Zeit hin, in der Regel ist zudem das Inkrafttreten der Gesetze auf den Jahreswechsel terminiert, um den Adressaten ausreichend Zeit einzuräumen, um sich auf die veränderte Regulierung einzustellen – die Ausnahme davon stellt das EEG 2014 dar. Ferner sind bei einigen Regelungen wiederum Übergangsfristen oder eine stufenweise Einführung vorgesehen, sodass weiterer Zeitverzug damit einhergeht. Die Geschwindigkeit regulatorischer Anpassungsprozesse ist darüber hinaus relativ zur Marktentwicklung zu bewerten. Ändert sich das Marktumfeld schnell, erscheint das Regulierungstempo erst recht langsam. Die Summe dieser angeführten Faktoren erklärt beispielsweise, warum die PV als nur begrenzt präzise steuerbar gelten kann.

Des Weiteren optimieren sich Akteure entlang der Regulierung: so werden Anlagenauslegungen oftmals auf starre Schwellen ausgerichtet; zum einen beispielsweise auf die 100 kW-Grenze für die verpflichtende Direktvermarktung und zum anderen auf die 750 kW Grenze für die verpflichtende Teilnahme an Ausschreibungen. Starre Grenzen und Schwellenwerte haben in der Praxis zur Folge, dass zur Verfügung stehende Fläche nicht maximal genutzt wird und somit Ausbaupotenziale brach liegen gelassen werden.

Bei den exogenen Ursachen für Fehlsteuerungen ist das Börsenpreisniveau für Strom anzuführen. Der Strompreis beeinflusst die Förderkulisse der Erneuerbaren über die Höhe der Differenzkosten – je höher der Strompreis ausfällt, desto niedriger stellen sich die Förderkosten dar. Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass die Perspektive von einer Förderlogik bestimmt ist – für eine Volkswirtschaft sind niedrige Strompreise aus Gründen der Wettbewerbsfähigkeit wünschenswert. Die Förderung der erneuerbaren Energien wird dann gesetzlich für Neuanlagen nicht mehr notwendig sein, wenn das Börsenpreisniveau ansteigt. In den Jahren zwischen 2025 und 2030 und folgende könnten laut Prognosen sich Großhandelspreise in einem Intervall zwischen 6 und 9 ct/kWh ergeben.

Darüber hinaus kann mit den sich als falsch herausgestellten Prognosen und Modellierungen der Rohstoffpreise und weiterer preisbestimmender Faktoren der konventionellen Stromerzeugung, die dem Energiekonzept der Bundesregierung zugrunde liegen, eine weitere exogene Ursache für die Fehlsteuerung der Energiewende im Stromsektor, aber auch in anderen Sektoren, identifiziert werden. Die sich auf einem deutlich niedrigeren Niveau vollziehende Preisentwicklung setzt nicht die antizipierten Anreize für klimaschonende Investitionen wie es in dem Energiekonzept für das Gesamtsystem angenommen wurde (vgl. auch Erdmann 2017).

Des Weiteren ist ein beutender exogener Faktor makroökonomische Risiken; hier ist vor allem der Metatrend Zinsentwicklung anzuführen, die Einfluss auf die Kapitalkosten der Investitionen in erneuerbare Energien hat. Bislang hat auch ein niedriges Zinsniveau dazu beigetragen, dass große Summen Fremdkapital zur Verfügung standen, in die erneuerbare Energien zu

investieren. Die Investitionssumme für die Errichtung von EEG-Anlagen beläuft sich in den Jahren von 2000 bis 2016 auf insgesamt rund 200 Milliarden Euro[448] (BMWi 2017e: 14). Die Attraktivität war auch deshalb hoch, weil einerseits Überrenditen in der Vergangenheit beobachtbar waren, als auch andererseits durch den Regulierungsrahmen näherungsweise risikofreie Investitionen ermöglicht wurden – dieser adressierte lediglich nicht das Mengenrisiko durch das Wetter. In Zukunft ändert sich dies in zweifacher Hinsicht: erstens nimmt die Verantwortungsübernahme der Anlagenbetreiber im EEG stetig zu, was gleichfalls ein höheres Investitionsrisiko bedeutet – es kann ein zunehmendes Absatz- und Preisrisiko konstatiert werden, nicht zuletzt durch das Ausschreibungsdesign des EEG 2017 (Zuschlags-, Preis- und Pönalenrisiko). Zweitens wird mittel- bis langfristig eine Zinswende einsetzen. An dieser Stelle soll nicht darüber spekuliert werden, wann und in welchem Ausmaß diese Entwicklung einsetzen wird – die Zinswende in den USA sowie interne Widerstände in der EZB gegen ein kontinuierlich niedriges Zinsniveau können neben der wirtschaftlichen Entwicklung dafür ein Treiber sein. Beide Entwicklungen sorgen dafür, dass die Kapitalkosten, insbesondere die Fremdkapitalkosten steigen werden. Damit ergibt sich das Potenzial, die Kosteneffizienz-Anstrengungen der Bundesregierung zu konterkarieren. Zumal das privatwirtschaftliche Investment in den Ausbau der erneuerbaren eine zwingende Voraussetzung für die Zielerreichung der Bundesregierung darstellt. Dabei verbinden institutionelle Investoren mit der EEG-Projektfinanzierung höhere Renditeerwartungen als private Akteure, weshalb aus diesem Grund die Akteursgruppe ‚Bürgerenergie(gesellschaft)' für die weitere Umsetzung der Stromwende eine wichtige Projektfinanzierungsquelle sein dürfte.

Ein weiterer wesentlicher exogener Faktor ist die Kompatibilität mit der bestehenden Steuerungslandschaft. Viel diskutiert ist das Zusammenwirken von nationalen Instrumenten, wie das EEG, mit dem europäischen Emissionshandelssystem. Bei einer statischen Betrachtung wird deutlich, dass durch den Ausbau der erneuerbaren Energien keine zusätzlichen CO_2-Emissionen eingespart werden, weil die jährliche Emissionsmenge in den handelspflichtigen Sektoren gedeckelt ist. Der aufgehäufte Zertifikatüberschuss im EU-ETS ist gleichwohl nicht maßgeblich auf den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen, sondern hat andere Ursachen, die im Kapitel 4 erörtert wurden. Allerdings gilt es auch die dynamischen Effekte des Ausbaus der Erneuerbaren und ihre Wirkung auf den EU-ETS abzuwägen, denn der Reformdruck wurde in dieser Dekade deutlich erhöht, sodass nicht nur die CO_2-Reduktionsziele für 2030 auf europäischer Ebene angehoben wurden, sondern auch eine schärfere Ausgestaltung der vierten Handelsperiode ab 2021 erreicht wurde. Indes wird die CO_2-Reduktion durch erneuerbare Energien aufgrund von höheren CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zu Alternativen weniger kosteneffizient.

[448] Darunter subsumieren sich Investitionen in Wasserkraft, Windenergie an Land und See, PV sowie Biomasse (Strom).

Auch wenn das EEG oftmals als zentrale Internalisierungsstrategie der externen Effekte im Stromversorgungssystem charakterisiert wird, ist ein messbarer Effekt der THG-Reduktion im Gesamtsystem nicht feststellbar. Demgegenüber ist der Transformationseffekt deutlich zu bilanzieren, weil die volatilen erneuerbaren Energien im Begriff sind die zentrale Säule der Stromversorgung zu werden. Für die CO_2-Vermeidung kann festgehalten werden, dass eine Reihe von Faktoren im Stromsektor den positiven externen Effekt der regenerativen Stromerzeugung kompensieren. Erstens kann konstatiert werden, dass der Zuwachs der EEG-Strommengen vor allem zu einer Substitution des klimaneutralen Stroms aus Kernenergie beigetragen hat, währenddessen die CO_2-intensive Braunkohleverstromung etwa auf konstantem Niveau verbleibt.[449] Zweitens hat sich der stark ausgeweitete Stromexport zu einer „problematischen“ Größe entwickelt. Aus der Klimaschutzperspektive ist diese Größe problematischer als die abgeregelten Mengen erneuerbar erzeugten Stroms, denn die konventionellen Strommengen wurden eben nicht durch die EE-Strommengen vollständig substituiert, sondern werden weiterhin in Deutschland erzeugt, wo die Bilanzierung anfällt, jedoch im Ausland verbraucht. Des Weiteren kann drittens dies auch für den zur Systemstabilisierung eingesetzten konventionellen Erzeugungssockel gelten, der zwischen 20 und 25 GW zu taxieren ist. Dementsprechend lassen sich aus einer Systemsicht konterkarierende Effekte diagnostizieren, die gleichwohl außerhalb des Regelungsbereiches des EEG liegen, gleichwohl einer effektiven Vermeidung von THG-Emission entgegenstehen.

Aus einer gesamtsystemischen Betrachtung des Energieversorgungssystems hat sich eine unitendierter Effekt eingestellt: Der Stromsektor zeichnet sich durch die höchsten Kosten aus, was insbesondere an der Höhe der verschiedenen Abgaben und Umlagen liegt, vor allem der EEG-Umlage und den Netzentgelten. Ferner spielen fossile beziehungsweise konventionelle Energieträger eine größere Rolle in den Sektoren Wärme (Heizöl, Gas) und Verkehr (Benzin, Diesel). Damit hat sich ein Status quo etabliert, der eine ökonomisch darstellbare Sektorkopplung in Form einer Elektrifizierung der letztgenannten Sektoren nicht darstellbar erscheinen lässt. Deshalb kann erwartet werden, dass in der 19. Legislaturperiode die Finanzierung des Energieversorgungssystems und die Verteilung der staatlichen Belastung der Sektoren neu justiert werden wird. Die Diskussion rund um die CO_2-Bepreisung im Sommer 2019 bestätigt dies.

Spätestens mit dem EEG 2014 kann von einer gescheiterten Biomasse-Strategie der Bundesregierung gesprochen werden. Bioenergie ist der einzige erneuerbare Energieträger der direkte CO_2-Vermeidungspotenziale in allen Sektoren aufweist. Die Ausbaupotenziale sind

[449] Während die Kernenergie im Jahr 2010 141 TWh Stromerzeugung beitrug, lieferten die erneuerbaren Energien eine Bruttostromerzeugung im Jahr 2016 in Höhe von 188 TWh. Demgegenüber belief sich die Bruttostromerzeugung von Braunkohle im Jahr 2010 auf 146 TWh, wohingegen bis zum Jahr 2013 sich ein Anstieg auf 161 TWh vollzogen hat, wobei das Niveau der Erzeugung danach langsam abnahm – im Jahr 2016 wurden 150 TWh erreicht (UBA 2017).

hingegen durch eine Reihe von Restriktionen begrenzt; folglich ist der Bestand im Stromsektor auch bereits zementiert und wird über die Zeit auslaufen. Die Flexibilisierung der Anlagen als neue Anreiz-Strategie ist an die Stelle des reinen Zubaus von Neuanlagen getreten, weil bisherige Regulierungsmuster auf eine gleichmäßig hohe Erzeugung und nicht auf einen systemoptimierten Betrieb gesetzt haben. Die Flexibilisierung stellt eine sinnvolle Ergänzung zu volatilen EE-Formen dar – zumal Flexibilitätsoptionen im Stromversorgungssystem immer wichtiger werden und über das EEG ein unflexibler regenerativer Kraftwerksstock angereizt wurde. Die Flexibilitätsprämie wurde gleichwohl mit einem Förderdeckel in Höhe von 1.000 MW begrenzt, der im Jahr 2019 erreicht wurde.

Entlang der unterschiedlichen EEG-Novellen haben die erneuerbaren Energien immer mehr Verantwortung und Risiken übertragen bekommen, um ihre Rolle als funktionaler Markteilnehmer zu stärken. Diese Erkenntnis bezieht sich nicht nur auf den Bereich der Erzeugung und was mit dem erzeugten Strom geschieht, dem Prinzip ‚produce and forget' wurde durch mehrere Regulierungen entgegen gewirkt, sondern auch auf den Bereich der Finanzierung. Zum einen ist für den Bereich der Erzeugungssteuerung maßgeblich die verpflichtende Direktvermarktung designed worden, zum anderen erzeugt das Ausschreibungsdesign Finanzierungsrisiken, weil nicht mehr gewährleistet ist, das jede Investition in erneuerbare Energien auch einen Zuschlag erhält. Dabei handelt es sich gleichwohl nicht um sunk costs, weil unterjährig mehrere Ausschreibungsrunden durchgeführt werden. Dennoch werden erst die langfristigen Ausschreibungsergebnisse zeigen können, dass sich kein Faktor einstellt, der den Kosteneffizienzbestrebungen der Bundesregierung entgegenläuft, da die Ausschreibungsteilnehmer ihre Finanzierungsrisiken über höhere Gebote an den Staat weitergeben. Dieser Mechanismus stellt allerdings keinen Automatismus dar, vielmehr wird dabei die Wettbewerbsintensität in den jeweiligen Ausschreibungsrunden entscheidend sein, da diese über die Möglichkeit der Kostenweitergabe bestimmt. Der eingeschlagene Weg der Verantwortungs- und Risikoübertragung auf die EEG-Anlagenbetreiber wird ihrer wachsenden Bedeutung im Stromversorgungssystem gerecht und muss mittel- bis langfristig konsequent umgesetzt werden, sodass die Risikoasymmetrien zwischen den Marktakteursgruppen näherungsweise vollständig abgebaut werden. Die stärkere Konfrontation der EEG-Anlagenbetreiber mit Preissignalen und somit Vermarktungsrisiken kann als No-Regret-Option für die zukünftige Entwicklung des Regelungsrahmens qualifiziert werden (Agora Energiewende 2014c: 68).

Technologiedifferenziertheit ist für die Markteinführungsphase zwingende Voraussetzung und ermöglicht langfristig überhaupt erst die Option der Technologieneutralität, weil Technologien erprobt sind und im besten Fall aufgrund von Kostendegression erschwinglich sind. Darüber hinaus diversifiziert eine technologiedifferenzierte Ausbaustrategie sowohl die Erzeugungs- als auch die Systemrisiken, weil sich die fluktuierenden erneuerbaren Energien sinnvoll

ergänzen lassen. Ferner ist aus dem Akzeptanzgesichtspunkt die Technologiedifferenziertheit nicht zu unterschätzen.

Die Geschwindigkeit in der sich dieser Steuerungsprozess vollzieht muss jedoch als langsam beschrieben werden. Hohe Widerstände und Beharrungskräfte von verschiedenen Akteuren und institutionellen Ebenen vor dem Hintergrund einer komplexen und heterogenen Interessenlage verhindern den großen Wurf und ein schnelles Umsteuern. Nicht zuletzt findet dies seine Ursache in der Tatsache, dass das EEG nicht nur die Förderung der erneuerbaren Energien regelt, sondern auch eine Reihe von Ausnahmeregelungen zur Lastenverteilung im Rahmen der BesAR sowie der Eigenversorgung. Diese Regelungsaspekte sorgen dafür, dass die Verhandlungen um das EEG schnell politisch überkomplex werden.

7.5 Ländereinfluss: Informelle und formale Verfahren im Bundesrat

Maßgeblich ist die Feststellung, dass es eine mangelhafte Koordinierung der Erneuerbare-Energien-Politik zwischen Bund und Ländern gibt. Die Übersicht der Länderkonzepte/-strategien der Energiepolitik zeigen, dass die Länder heterogene energiepolitische Ziele aufweisen. Die Ziele unterscheiden sich dabei nicht nur in ihrer Qualität der Fixierung beziehungsweise Festlegung, sondern auch in den zugrunde gelegten Bezugsgrößen sowie der anvisierten Zeiträume. Dennoch lässt sich festhalten, dass die Summe der definierten Ziele mit denen des Bundes inkompatibel ist.

Die Länder betreiben die jeweilige Energiepolitik in eigener Verantwortung und je nach Zuständigkeit; beispielsweise sind Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen im direkten Planungsbereich der Landes- und Regionalplanungsträger sowie der Kommunen. Aufgrund des Ausschreibungsdesigns des EEG 2017 stehen Länder (und mithin auch Regionen) in einem direkten Wettbewerbsverhältnis um Standorte zueinander, wobei die Flächenverfügbarkeit neben topographischen Gegebenheiten (Windverhältnisse/Binnenland vs. Küste) dabei einen entscheidenden Faktor darstellt.

Die Bundesregierung versucht auf eine konzertierte Gestaltung der Energiewende hinzuwirken – ihr stehen dabei jedoch nur begrenzte Optionen zur Verfügung. Seit 2014 sind in den EEG-Novellen bundesweit verbindlich definierte Ausbaukorridore festgelegt. Einerseits war ein Überschreiten möglich, das dann lediglich einen degressionssteigernden Effekt hatte, sowie mit diesem Mechanismus andererseits noch keine Festlegungen über die regionale Verteilung getroffen ist. Auch werden die Zielvorgaben der Länder nicht direkt bei den Regelungen der Mengensteuerung im EEG berücksichtigt.
Im EEG 2017 wird mit der Mengensteuerung die jeweilige Ausschreibungsmenge technologiespezifisch festgelegt; Realisierungsfristen entfalten ebenfalls eine Steuerungswirkung

(insbesondere bei Windenergieanlagen) und regionale Steuerung wird zudem über das sogenannte Netzausbaugebiet ausgeübt, das eine regionale Höchstzubaugrenze definiert.
Darüber hinaus besitzt die Bundesregierung in den föderalen Institutionen keine direkten Einwirkungsmöglichkeiten auf die Zielvorstellungen auf Länderebene; es existiert kein ordnungsrechtliches Instrumentarium, um dort direkten Einfluss zu nehmen. Es kann lediglich ein bundesweit einheitlicher Rahmen mit Anreizstrukturen gesetzt werden, in dem sich die Energiepolitiken der Länder zu vollziehen haben.

Koordinierungsformate zwischen Bund und Ländern existieren viele. In den Interviews haben die Vertreter der Länderexekutiven darauf verwiesen, dass die Arbeitsebene der Ministerien in diversen intensiven Austauschbeziehungen steht, einmal jährlich kommen die Fachminister zu Wirtschafts- und Umweltministerkonferenzen zusammen (bis zum Jahr 2018 existierte keine Energieministerkonferenz, weshalb die Energiekompetenz je nach Ressortzuschnitt in den Ländern auf unterschiedliche Fachministerien verteilt ist) sowie die Ministerpräsidenten im Halbjahresrhythmus mit der Kanzlerin zusammen kommen, um den Umsetzungsstand der Energiewende zu besprechen. Ferner ist die formale Beteiligung in den jeweiligen Gesetzgebungsprozessen anzuführen. In besonders wichtigen energiepolitischen Vorhaben der Bundesregierung, wie die EEG-Novellen, findet im Vorfeld eine institutionalisierte informelle Beteiligung statt – durch die Sonder-Ministerpräsidentenkonferenzen.

Im Verlauf dieser Untersuchung hat sich gezeigt, dass anders als zu Beginn vermutet, die Mehrheitsverhältnisse zwischen Bundestag und Bundesrat nicht den alleinigen determinierenden Faktor für den Einfluss der Länder darstellen, sondern dass eine Vielzahl von Faktoren diesen Einfluss bestimmt:
2) Welchen Einfluss nehmen verschiedene Mehrheitskonfigurationen zwischen Bundestag und Bundesrat vor dem Hintergrund der bundesländerspezifischen Interessenstrukturen auf Policy-Designs energiepolitischer Maßnahmen?
Analytischer Ausgangspunkt dieser Untersuchung ist die These aus der Institutionenökonomie, dass die Länder einen entsprechenden Anreiz haben, die eigenen Vorteile der Energiewende zu maximieren. Empirisch deckt sich die These mit der politischen Figur der 16 Energiewenden. Wie einflussreich sind Länder in den EEG-Gesetzgebungsverfahren? Wie können die Landesregierungen ihre Handlungskorridore im föderalen Mehrebenensystem in der Bundesgesetzgebung nutzen? Zur Beantwortung dieser Fragen müssen zwei Phasen unterschieden werden: Zum einen die Phase der schwarz-gelben Bundesregierung zum anderen die Phase der Großen Koalition. Es existieren jeweils dem EEG endogene sowie exogene Einflussfaktoren, die den Einfluss der Länder determinieren, zum Teil stehen diese Faktoren in einem interdependenten Verhältnis zueinander.

Zu den exogenen Einflussfaktoren lassen sich die Mehrheitsverhältnisse zwischen Bundestag und Bundesrat sowie innerhalb des Bundesrates zählen. Es kann bilanziert werden, dass bei allen untersuchten Gesetzgebungsverfahren divergierende Mehrheiten zwischen Bundestag und Bundesrat vorliegen. Die Mehrheitsverhältnisse im Bundesrat variieren demgegenüber in ihrer Ausprägung. Zwar liegt nicht bei einem Gesetzgebungsverfahren nach dem ROM-Schema für eine der Sparten eine absolute Mehrheit vor, jedoch nimmt das R-Lager in der 17. Wahlperiode über die Zeit stetig ab, um dann in der 18. Wahlperiode im Niveau wieder anzusteigen. Gleichwohl ist das R-Lager zur EEG-Novellierung im Jahr 2016 letztlich am schwächsten. In Zeiten der Großen Koalition im Bund existiert kein klassisches O-Lager, was einer stark konfrontativen Politisierung des Bundesrates entgegenwirkt und somit die Höhe der politischen Einigungskosten begrenzt.

Ein weiterer exogener Faktor ist die Zusammensetzung der Bundesregierung: Im Vergleich zu der schwarz-gelben Regierung hat die Große Koalition im Bund eine disziplinierende Wirkung für die Unions- und die SPD-Ministerpräsidenten. In der 18. Wahlperiode ist das Kanzleramt CDU geführt und das Bundeswirtschaftsministerium SPD geführt. Auch wenn die Analyse gezeigt hat, dass landesspezifische Interessen von den Ländern noch vor parteipolitischen Interessen gestellt werden, rücken diese doch nicht gänzlich aus dem Blick. In den Interviews wurde die Einschätzung geäußert, dass die „eigenen Leute“ in Berlin nicht vorsätzlich beschädigt werden, was die Konsensbereitschaft der Ministerpräsidenten erhöht. Der Arbeitsebene im Umfeld der Landesregierungen war wichtig hervorzuheben, dass dies nicht die Interessenartikulation hemmt, sehr wohl aber „politische Beißhemmungen“ nach sich zieht und sich nicht in jeden inhaltlichen Punkt haltlos verkämpft wird. Auch dies ist einer der Gründe, weshalb in den EEG-Novellen der Jahre 2014 und 2016 von einer Anrufung des Vermittlungsausschusses abgesehen wurde. Augenscheinlich lässt sich eine Verschränkung mit Verfahrensfragen erkennen und die gesteigerte Bedeutung und das qualitativ aufgewertete Format der Ministerpräsidentenkonferenz als ein Begründungsmuster heranziehen.

Die Aufwertung der Ministerpräsidentenkonferenz als informelles Verfahren stellt den gewichtigsten exogenen Einflussfaktor dar. Der angestrebte Interessenausgleich und das Einstimmigkeitsprinzip abseits der Mehrheitsverhältnisse wirken sich erheblich auf die Handlungsmöglichkeiten der Länder aus. Grundsätzlich spielen Größe und Stimmgewicht eines Landes, ebenso wie die volkswirtschaftliche Bedeutung und die Zuordnung zum politischen Lager eine Rolle. Mit den Novellierungsprozessen ab dem EEG 2014 hat das Format der Ministerpräsidentenkonferenz jedoch die Spielregeln ein Stück weit geändert und auch kleineren Ländern einen effektiven Hebel ihrer Interessendurchsetzung an die Hand gegeben, wie die Analysen der Policy-Ergebnisse gezeigt haben.

Die Interviews arbeiteten heraus, dass die Ministerpräsidenten kompromissbereiter als ihre Fachministerkollegen sind. Es wurde die Einschätzung geäußert, dass die Ministerpräsidenten gleichwohl die inhaltlichen Auswirkungen der komplexen Regelungen des EEG nicht in Gänze überblicken und deshalb die Ministerpräsidentenkonferenz vor diesem Hintergrund nicht die richtige Ebene für Detailanpassungen ist. Auf den Sonder-Ministerpräsidentenkonferenzen sind jedoch sogar Regelungen bis hin zum Referenzertragsmodell abgesprochen worden, sodass das formale Bundesratsverfahren an diese Einigungen stark gebunden war. Dennoch handelt es sich nicht um ein entleertes Bundesratsverfahren, weil die verabredeten Eckpunkte und Leitlinien einem gewissen Interpretationsspielraum ausgesetzt sind und die Bundesregierung im Kabinettsbeschluss durchaus auch Abweichungen hineingeschrieben hat. Die jeweils hohe Anzahl von Ziffern in der Stellungnahme des Bundesrates macht dies deutlich. Gleichwohl gilt das Prinzip, dass mit den Stellungnahmen des Bundesrates der erzielte Konsens aus der Ministerpräsidentenkonferenz nicht angegangen und das Paket nicht aufgeschnürt wird. Die politische Ebene der Ministerpräsidenten ist insofern jedoch zielgerichtet, weil die politische Bedeutung des EEG, das Fördervolumen und die sich damit verbindenden Möglichkeiten für aktive Strukturpolitik sowie die Notwendigkeit eines nationalen Konsenses zur Energiewende als Begründungsmuster anzuführen sind.

In der Reflexion dieser Frage ist zu konstatieren: Die Einschätzung wie einflussreich Länder sind, variiert mit dem Zeitpunkt und der Fassung des Gesetzesentwurfes. Darüber hinaus ist die methodische Konzipierung in dieser Untersuchung zu beachten. Aufgrund der theoretisch-konzeptionellen Festlegung auf das ROM-Schema und die eingenommene Perspektive der Bundesregierung war es unerlässlich, den Kabinettsbeschluss als Regierungsentwurf heranzuziehen. Nur auf diese Weise treten Ressortkonflikte zurück, wie sie in den Zeiten der schwarz-gelben Bundesregierung regelmäßig vorgeherrscht haben. Zu Zeiten der Großen Koalition ist diese Problematik anders gelagert, weil die Kompetenzen zur Energiepolitik im BMWi gebündelt wurden und somit die größten politischen Reibungsverluste neutralisiert wurden. Gleichwohl wird dieses methodische Vorgehen dem geänderten Verfahren und dem Bedeutungszuwachs der Ministerpräsidentenkonferenz nicht in Gänze gerecht. In den Gesetzgebungsprozessen zum EEG 2014 und 2017 liegen die entscheidenden Ministerpräsidentenkonferenzen jeweils vor dem Kabinettsbeschluss, weshalb die dort erreichten Zugeständnisse der Bundesregierung gegenüber den Ländern im Vergleich zum Referentenentwurf aus dem Blick geraten, wenn sich nur auf das förmliche Bundesratsverfahren konzentriert wird. Aus diesem Grund ist eine, wie hier erfolgte, erweiterte Betrachtung von Nöten, um diesem Kontext gerecht zu werden.

Des Weiteren sind zeitliche Restriktionen anzuführen, die durch ein im Zeitverlauf größeres Gewicht der europäischen Kommission herrühren. Quasi durch die Hintertür hat sie seit dem

EEG 2014 verstärkt vom Wettbewerbsrecht gebraucht gemacht, um Notifizierungspflichten der Bundesregierung beim EEG aufzuerlegen. Die entsprechenden Fristen sind von der Bundesregierung zu beachten. Einerseits wird das Zeitmanagement der Novellierungsprozesse anspruchsvoller, andererseits steigt die Unsicherheit der Regelsetzung, weil der EU-Kommission die Rolle einer Art intervenierende Variable zukommt. Dies schränkt den Einfluss der Länder stark ein. In den Interviews wird deutlich, dass die „Brüssel-Karte“ als vorgeschobenes Argument der Bundesregierung interpretiert wird, um den Einfluss der Länder zurückzudrängen.

Bei den endogenen Einflussfaktoren des EEG auf die Länder ist zuvorderst der institutionelle Rahmen anzuführen. Das EEG als Einspruchsgesetz engt den Handlungsspielraum der Länder zusätzlich ein. Dabei kann in einer ersten Phase eine Politisierung des Bundesrates konstatiert werden, wie das Beispiel zum EEG 2012 mit Anträgen auf Anrufung des Vermittlungsausschusses zeigt sowie die PV-Novelle 2012 bei der es sogar zum Vermittlungsverfahren gekommen ist. Demgegenüber steht die zweite Phase: zu Zeiten der Großen Koalition unterblieben Anträge auf Anrufung des Vermittlungsausschusses. 2014 und 2016 konnten im Verfahrensgang Einigungen erzielt werden und schon die Ministerpräsidentenkonferenzen als informeller Vorbau des formalen Gesetzgebungsverfahren mit den 16:0 Beschlüssen machen eine Anrufung des Vermittlungsausschusses sehr unwahrscheinlich, weil sich die Ministerpräsidenten stark an die verabredeten Positionen binden. Ferner können Einsprüche des Bundesrates, gleich mit welcher Mehrheit sie gefasst werden von der entsprechenden Mehrheit der Großen Koalition im Bundestag zurück gewiesen werden. Eine weitere Abwägung der Länder gilt dem Faktor der politischen Ungewissheit, wie einer Reihe von Vertretern der Länder-Exekutiven in den Interviews geäußert haben. Sollte eine Einigung einerseits der Länder untereinander sowie andererseits mit der Bundesregierung auf der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz und dem formalen Bundesratsverfahren ausbleiben, steigt die Wahrscheinlichkeit von nicht intendierten Zufallsergebnissen stark an. Im Falle eines Vermittlungsausschussverfahrens werden weitere Verhandlungsakteure in Form der Bundestagsfraktionen an der Entscheidungsfindung beteiligt, die zum Teil gänzlich andere Interessen verfolgen als die Länder (zusätzlich zu dem formalen parlamentarischen Verfahren). Darüber hinaus gilt es zu beachten, dass die Länder über eine heterogene Interessenlage verfügen und die sich daraus ergebenden Konstellationen sich nicht für einen Vermittlungsausschuss eignen, denn eine geschlossene Länderfront gegen den Bund ist ein Erfolgsfaktor innerhalb von Vermittlungsausschussverfahren. Der Heterogenität der Länderinteressen im Hinblick auf das EEG, die wiederum von einer Vielzahl von Gründen abhängig ist, lässt sich auch der relative Bedeutungsverlust der A- und B-Länder-Koordination zuschreiben, Interviewaussagen zeigen auch in diese Richtung.

Die PV-Novelle bestätigt als Ausnahme diese Regel. Zum einen wiesen bis auf wenige vor allem nördliche Bundesländer die meisten Landesregierungen ein großes Interesse an diesem

Thema auf, weshalb auch B-Länder für die Anrufung des Vermittlungsausschusses votierten, zum anderen war die A-Länder-Front aufgrund der anstehenden Wahl in NRW und der besonderen politischen Konstellation (Ministerpräsidentin Kraft als Spitzenkandidatin der SPD und Röttgen als Spitzenkandidat der CDU in NRW und ihre Rollenüberschneidung als A-Länder-Koordinatorin und als Bundesumweltminister) mit großer auch medial transportierter und zugespitzter Konfliktsituation geschlossen.

Des Weiteren kann bilanziert werden, dass die Gesetzgebungsprozesse zum EEG zunehmend durch Eilbedürftigkeit gekennzeichnet sind. Die Novellen zum EEG 2014 und 2017 stechen als Beispiel besonders heraus – verkürzte Fristen und Paralleleinbringung im Bundestag sind eine Folge. Die Beratungszeit nach dem Kabinettsbeschluss zum Regierungsentwurf kürzt sich stark ein und lässt den Ländern kaum die Möglichkeit zu einer ausgiebigen Prüfung und Stellungnahme. Zeitliche Restriktionen für eine Rechtsfolge des EEG sind vor allem für die BesAR relevant, denn es gilt den Rhythmus der Privilegierungstatbestände mit entsprechenden Antragsfristen und Bescheiden zu beachten.
Nicht nur aus politischen Gründen sind für die Landesregierungen Planungs- und Investitionssicherheit wichtig. In erster Linie werden bei EEG-Novellen diese Interessen vor allem im Hinblick auf Stichtagsregelungen sowie Übergangsfristen diskutiert. Weil die BesAR aber Antrags- und Bescheid-gebunden ist und über die Jahre das Entlastungsvolumen sowie die Zahl der privilegierten Unternehmen zugenommen hat, können die Länder kein Interesse haben, den Vermittlungsausschuss anzurufen. Eine Anrufung des Vermittlungsausschusses hat unmittelbare Auswirkungen auf die Verwaltungspraxis der BAFA und führte zu Planungsunsicherheit bei den privilegierten Unternehmen – was im Gegenzug von der Wirtschaftsseite den Druck auf die Landesregierungen erhöht, Gesetzgebungsverfahren nicht zu verschleppen. Die Bedeutung der BesAR ist in den Jahren 2014 und 2016 deutlich höher einzuschätzen als 2011 oder 2012, obwohl auch dort die Bedeutung nicht unterschätzt werden darf. Diese Problematik schränkt die Landesregierungen gleichwohl in ihrem Handlungsspielraum ein.

Um der Frage nach dem Ländereinfluss weiter nachzugehen, wurde auch auf eine quantifizierende Betrachtung abgestellt – der allerdings lediglich eingeschränkte Aussagekraft beigemessen werden kann, weil die Gleichstellung von Punkten mit inhaltlich variierendem Gewicht stets verzerrend wirkt.

Tabelle 61: Änderungsanträge und Entsprechungen durch die Bundesregierung je Novellierungsprozess

Novelle	Drucksache	Ausschuss – Plenum	Anzahl der Anträge	BReg Gegenäußerung. Anzahl Zustimmung oder Prüfung
EEG 2012	341/1/11	Ausschuss	88	

	341/11 (B)	Plenum	68	26
PV-Novelle 2012	204/1/12	Ausschuss	5	
	204/12 (B)	Plenum	1 (VA)	Verkürztes Verfahren, keine Gegenäußerung
EnWG 2012	520/1/12	Ausschuss	7 (nur Offs-hore)	
	17/11269	Plenum	6	0
EEG 2014	157/1/14	Ausschuss	98	
	191/1/14	Ausschuss	29	
	157/14 (B)	Plenum	23	6
	194/14 (B)	Plenum	10	3
EEG 2017	310/1/16	Ausschuss	90	
	310/16 (B)	Plenum	44	7

Quelle: eigene Darstellung

Im Zeitverlauf lässt sich bilanzieren, dass der Anteil der positiven Entsprechungen der Bundesregierung in der Gegenäußerung zu den Stellungnahmen des Bundesrates von 40 auf 15 Prozent zurück geht.

Mit den Interviewpartnern wurden drei Erklärungsansätze diskutiert, die multikausal und parallel Anwendung finden:

1. Geändertes Verfahren: Das Format der Ministerpräsidentenkonferenz ändert die Logik des formalen Bundesratsverfahrens, gerade weil der Zeitpunkt vor dem Kabinettsbeschluss liegt.
2. Grüne können immer mehr Regierungsbeteiligungen in den Ländern aufweisen und übernehmen zunehmend die Umwelt- beziehungsweise Energieressorts, weshalb sowohl inhaltlich als auch politisch die Vorschläge weniger attraktiv sind für eine Bundesregierung an der keine Grünen beteiligt sind.
3. Inhaltliche Dominanz der Themen Kosteneffizienz (EEG 2014 und 2017) und Systemkosten beziehungsweise -verträglichkeit (EEG 2017) verhindern ausufernde Forderungen beziehungsweise engen den Handlungsspielraum ein.

Das Erklärungsmuster hinsichtlich der Rolle der Grünen liegt allerdings konträr einer zentralen Erkenntnis und These dieser Untersuchung: Landesinteressen werden in Fragen der

Energiewirtschaft und des EEG vor Parteiinteressen durch die Landesregierungen gewichtet, was nicht zuletzt durch die Experteninterviews bestätigt wurde. Deshalb erhalten regionale Verbünde in der Kooperationsfunktion eine größere Bedeutung beim EEG als die A- und B-Länder-Koordination. Gleichwohl spielt die parteipolitische Ausrichtung in den Kooperationskanälen zwischen Landesregierungen beziehungsweise Fachministerien der jeweiligen Länder eine wichtige Rolle.

Die sich aus Interviewaussagen ergebende Empirie zur Rolle der Grünen in der Bewertung des Ausbaus der Bioenergie am Beispiel Schleswig-Holsteins lenkt den Blick auf eine methodische Verkürzung der in dieser Arbeit entwickelten Modifikation des Ansatzes der problemorientierten staatlichen Steuerung. Es wurde deutlich, dass die Prämisse der Dominanz von energiewirtschaftlichen Interessen gegenüber den politischen Interessen im Fall der Bioenergie in einem allgemeinen Charakter nicht die Realität abzubilden vermag. Einige sozialdemokratisch geführte Landesregierung unter Beteiligung der Grünen ziehen politische Erwägungen einem reinen Zahlen basierten Ansatz vor. Im Gegensatz zur Windenergie an Land und der PV ist die Bioenergie in der öffentlichen Debatte deutlich konfliktbehafteter und wird zudem von der Partei die Grünen durchaus kritisch gesehen.

Grundsätzlich lässt sich aber als wesentliche Erkenntnis festhalten, dass sich die Möglichkeiten der Einflussnahme der Länder durch die veränderte Bedeutung der Ministerpräsidentenkonferenz qualitativ verändern und erweitern.

Demgegenüber wird auch darauf verwiesen, dass vor dem Hintergrund einer Großen Koalition im Bund, den geringen institutionellen Handlungskorridoren durch den Einspruchscharakter, der im Hinblick auf die ungünstige heterogene Interessenkonstellation geringen Wahrscheinlichkeit eines allen zur Zufriedenheit gereichenden Vermittlungsausschussverfahrens sowie den sich als problematisch entwickelnden Mehrheitsverhältnissen im Bundesrat aufgrund einer immer komplexeren internen Zusammensetzung der Landesregierungen (immer mehr Dreiparteienkoalitionen) das Format der Ministerpräsidentenkonferenz den Ländern erst den ausreichenden Einfluss zusichert. Dies ist auch daran zu erkennen, dass die Bundestagsfraktionen (insbesondere Union) dieses Verfahren zunehmend kritisch sieht – nicht nur unter inhaltlichen Gesichtspunkten, sondern auch weil das parlamentarische Verfahren davon betroffen ist. Zwar nutzt die Bundesregierung die Straffung von Verfahren und den Verweis auf die regulatorischen Restriktionen aufgrund von Notifizierungserfordernissen (Stichwort „Brüssel-Karte“), den Einfluss der Länder auf das EEG zu begrenzen. Jedoch äußern manche Ländervertreter auch die Einschätzung, dass das Ministerpräsidentenkonferenz-Format strukturell Vorteile hat. Das Einstimmigkeitsprinzip sichert auch kleineren Ländern starken Einfluss und Veto-Potenzial. Demgegenüber erhöht es zweifelsfrei auch den Konformitätsdruck auf einzelne Länder, sich einem Konsens anzuschließen.

In den theoretisch-konzeptionellen Grundlagen wurde auf die These der Veto-Antizipation und der legislativen Autolimitation von Burkhart und Manow referiert. Es wurde die Hypothese aufgestellt, dass die Länder einen großen Einfluss auf die Policy-Ergebnisse der EEG-Novellen nehmen können. Dies legt nahe, eine legislative Autolimitation bei den EEG-Novellen zu erwarten. Ursprünglich für zustimmungspflichtige Gesetze entworfen, kann die These auch für das EEG (eingeschränkte) Gültigkeit beanspruchen, obwohl das EEG lediglich den Charakter eines Einspruchsgesetzes trägt. Die Gültigkeit bezieht sich gleichwohl weniger auf Policies, wofür sich vielfältige Beispiele aufführen lassen: so konzipiert die Bundesregierung in den meisten EEG-Novellen konfliktintensive Maßnahmen, wie beispielsweise einerseits bei der PV-Novelle, bei der Maßnahmen wie die Neugestaltung der Vergütungsklassen und die Reform des atmenden Deckels sowie die vorgesehenen Verordnungsermächtigungen als besonders widerstandsbehaftet zu gelten haben, andererseits die Regelungen im EEG 2014 zur Biomasse, die den Ausbau stark hemmen sollte, sowie zur Brutto-Betrachtung beim Ausbaukorridor für Windenergie an Land; ferner trifft dies auch für die sogenannte Weltformel aus dem EEG 2017 zu. Allerdings sind bei diesen Ausführungen weitere Differenzierungen angezeigt, die den qualitativen Unterschied deutlich machen. Während sich die meisten konfliktintensiven Regelungen der PV-Novelle und zur Biomasse im EEG 2014 zum Referentenentwurf nahezu unverändert im Regierungsentwurf wiederfinden, ist sowohl die Brutto-Betrachtung des Windenergieausbaus an Land im EEG 2014 als auch die Weltformel im EEG 2017 noch im informellen Abschnitt des Gesetzgebungsverfahren gestrichen worden – nach Interviewaussagen auch auf Betreiben der Ministerpräsidenten auf den Sonder-Ministerpräsidentenkonferenzen.

Doch obwohl die Länder zweifelsfrei ihre Interessen im erheblichen Umfang durchzusetzen vermögen, bleiben ihre Handlungsoptionen institutionell doch begrenzt. Hingegen ist es die Bundesregierung, die mit der Einführung des Formates der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenz den Ländern einen Hebel zur Interessendurchsetzung an die Hand gibt und das informelle Verfahren stark aufwertet. Bis zu diesem Verfahrensschritt spielt es nur eine untergeordnete Rolle, welchen Zustimmungscharakter das Gesetz hat. Am ehesten lässt sich deshalb von einer strukturellen Autolimitation sprechen, die dennoch letztlich Auswirkungen auf die Policies hat. Als Ziel der Bundesregierung kann die Verhinderung der Anrufung des Vermittlungsausschusses gelten. Die Analyse der Fallstudien sowie die geführten Interviews verdeutlichen, dass durch die frühe informelle Einbindung der Ministerpräsidenten einen erfolgsversprechenden Antrag auf Anrufung des Vermittlungsausschusses so gut wie ausschließt. Auf diese Weise wird ein langwieriger Novellierungsprozess des EEG verhindert.

Zuletzt wird Bilanz gezogen, wie die Interessenwahrnehmung der Länder in den Novellierungsprozessen des EEG das Maßnahmen-Design und dessen Wirksamkeit beeinflusst. Einer der Grundannahmen dieser Untersuchung war, dass die Länder aufgrund ihrer

Interessenwahrnehmung die Problemlösungsfähigkeit verwässern. Die Analyse hat gezeigt, dass die Länder nicht allzu viele Regelungsgegenstände in den Novellierungsprozessen nach den jeweiligen Kabinettsbeschlüssen verändern vermochten. Die Einführung der Sonder-Ministerpräsidentenkonferenzen erweitert zwar die Handlungsmöglichkeiten auf einen informellen Verfahrensabschnitt, schwächt gleichwohl dadurch das formale Bundesratsverfahren weiter. Zwar können die Länder für sie wichtige Punkte durchsetzen, wie beispielsweise der Erhalt der Onshore-Windenergie-Boni sowie die Absenkung der PV-Eigenverbrauchsschwelle im EEG 2012, die Brutto-Netto-Frage zugunsten der Brutto-Betrachtung im EEG 2014 oder der Widerstand gegen die sogenannte Weltformel beim Windenergieausbau im EEG 2017. Allerdings lassen sich ebenso Punkte anführen, die demgegenüber sich nicht haben durchsetzen lassen; hier sticht vor allem der Regelungsbereich der Bioenergie über die drei großen EEG-Novellen aus den Jahren 2011, 2014 und 2016 hervor. Darüber hinaus ist es im Wesentlichen lediglich zu technologiespezifischen Adaptionen gekommen, wohingegen die Metasteuerung exemplarisch durch die verpflichtende Direktvermarktung, die Umgestaltung des Eigenerzeugungsprivilegs oder die Einführung einer Mengensteuerung durch die Länder nicht verhindert werden konnte.

Zudem erreichen die Länder faktisch oftmals nur eine aufschiebende Wirkung von einer Novelle zur nächsten. Dies gilt für die von der Bundesregierung im Regierungsentwurf intendierte Abschaffung der Boni für die Windenergie an Land ebenso wie die restriktivere Ausgestaltung der Eigenerzeugung im EEG 2012, die von den Ländern verhindert wurden – nur um dann im EEG 2014 vollzogen zu werden –, oder die Festlegung entgegen des Regierungsentwurf auf einen Bruttozubau bei der Onshore-Windenergie im EEG 2014, wobei im EEG 2017 doch schließlich ein Nettozubau als Grundlage der Mengensteuerung für Windenergie an Land gewählt wurde.

Während diese Regeladaptionen spezifische Designfragen berühren, haben die Analysen zu den Fallstudien vor allem gezeigt, dass die Länder in der Regel die von der Bundesregierung taxierte Vergütungsniveauabsenkung abschwächen und nach oben korrigieren sowie die Degressionsgeschwindigkeit verlangsamen.

In der Summe werden somit Mitnahmeeffekte nicht konsequent abgebaut. Es kann konstatiert werden, dass die Vorschläge der Länder vor allem unter den Gesichtspunkten der Prüfkriterien Kosteneffizienz und dynamische Effizienz nachteilig ausgestaltet sind. In diesem Sinne sinkt also die Problemlösungsfähigkeit durch die Länder-Interventionen.

Für die Organisation von Mehrheiten im Bundesrat und die Durchsetzbarkeit der einzelnen EEG-Novellen lässt sich bilanzieren, dass die politischen Einigungskosten und Widerstände dadurch sinken, weil diese den jeweiligen Länderinteressen entsprechen. Dennoch bleiben die Regulierungsadaptionen lediglich Ausgestaltungsfragen von Maßnahmen vorbenommen. Eine grundsätzlich anders gelagerte Problemorientierung des Steuerungsimpulses oder ein

ursachenadäquaterer Ansatz wird durch die Änderungsvorschläge der Länder nicht erreicht. Hier zeigen sich die Pfadabhängigkeiten des EEG und die Detailtiefe der Regulierung. Die Erörterungen in dieser Schlussbetrachtung hat aber auch gezeigt, dass das EEG kaum Problemlösung für systemische Aspekte adressiert, wie beispielsweise eine echte Marktintegration der erneuerbaren Energien durch gleiche Marktrollen im Verhältnis zu anderen Akteuren, durch einen vollständigen Abbau der bestehenden Risikoasymmetrien oder durch eine echte Synchronisation zwischen Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien. Gleichzeitig darf bezweifelt werden, dass sich für solche Maßnahmen breite politische Unterstützung fände. Den Interessen der meisten Länder liefe dies zumindest entgegen.

Die zukünftige Rechtsentwicklung des EEG hinsichtlich der Marktrolle der erneuerbaren Energien und einer sich komplettierenden Markt- und Systemintegration ist eine spannende Frage. Es kann erwartet werden, dass das Ausschreibungsdesign lediglich geringfügig adaptiert wird. Demgegenüber ist eine Veränderung der gleitenden Marktprämie wahrscheinlicher, weil darin ein Hebel für den Abbau von Risikoasymmetrien liegt. Besonders erwartungsvoll ist auf die Herangehensweise der Bundesregierung bei der ersten EEG-Novelle nach dem EuGH-Urteil zum nicht vorhandenen Beihilfecharakter des EEG zu blicken. Wie weit wird die Bundesregierung wiedergewonnenen Spielraum nutzen? In diesem Kontext ist ebenfalls offen, wie die EU-Kommission sich in der Frage zum Transfer des Urteils auf das EEG 2017 positioniert. Wird sie weiterhin eine juristische Auseinandersetzung um die Beihilfequalität suchen? Welche Auswirkungen wird in diesem Zusammenhang das Vorhaben der Bundesregierung haben, im Rahmen des Klimaprogramms 2030 die EEG-Umlage schrittweise abzuschmelzen?

Offen ist darüber hinaus die Zukunft des Formats der Ministerpräsidentenkonferenz unter der Großen Koalition. Wird eine anders zusammengesetzte Bundesregierung in dieser Frage eine andere Strategie verfolgen und die informelle weitreichende Abstimmung mit den Ländern beschneiden? Werden Vermittlungsverfahren bei EEG-Novellen zukünftig durchsetzbar sein? Nach Lage der Dinge werden diese Fragen mit größerer Wahrscheinlichkeit verneint als bejaht.

Zum Abschluss gilt es zu konstatieren, dass aktuelle Entwicklungen bereits eins deutlich zeigen: Ein Ergebnis der Dissertation kann für die jüngere Vergangenheit als relativiert gelten. Energiewirtschaftliche Interessen sind nicht zwangsläufig dominant gegenüber den politischen Interessen ausgeprägt. Neben der Biomasse erfährt die Onshore-Windenergie vermehrt einen neuen Steuerungsanspruch. Die Experteninterviews haben den Hinweis gegeben, dass die Rolle der FDP in den Landesregierungen hier eine Auswirkung hat. In den Jahren ab 2017 lässt sich jedoch beobachten, dass der Windenergie in den Ländern ein neuer Steuerungsanspruch begegnet, der sich vor allem auf Abstandsregelungen fokussiert. Mit angestiegenem

Ausbaustand sind auch Akzeptanzschwierigkeiten offen zu Tage getreten. Wie sich Länderinteressen in diesem Zuge verändern hat das Potenzial für weitere Forschungsfragen.

Trotz einer Vielzahl von Reformen der Regulierung und sich zweifelsfrei einstellender Steuerungserfolge, herrscht noch immer die Wahrnehmung von Managementfehlern beim Ausbau der erneuerbaren Energien vor. Nun da die Lernkurve der Erneuerbaren bezahlt ist und der Ausbau vergleichsweise günstig, treten gravierende Ausbaudefizite auf – eine große Paradoxie der Energiewende und gleichzeitig der Fingerzeig, dass das EEG lediglich die Förderkulisse bereitstellt, während weitere Erfolgsfaktoren, wie Flächenkulisse sowie Planungen und Genehmigungen, auf anderen Ebenen zu verorten sind. Obwohl Kernenergie- und Kohleausstieg im Begriff sind sich zu vollziehen, trübt sich die Perspektive für den Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Ein weiteres Gegensteuern ist zu erwarten.

Literaturverzeichnis

50Hertz (2014): Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Anhörung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts am 02.06.2014, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)113 vom 26.05.2014.

acatech (2012): Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft, abrufbar unter: http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/acatech_POSITION_Energiewende_WEB.pdf (Stand 16.11.2015).

AEE (2016): Föderal Erneuerbar. Bundesländer mit neuer Energie. Länderübersicht, abrufbar unter: http://www.foederal-erneuerbar.de/uebersicht/bundeslaender/BW|BY|B|BB|HB|HH|HE|MV|NI|NRW|RLP|SL|SN|ST|SH|TH|D/kategorie/top+10 (Stand 10.03.2016).

AEE (2014a): Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien, abrufbar unter: http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_finanzierungsinstrumente_jun2014/AEE_Metaanalyse_EEG_Reform_mai14_fixed.pdf (Stand 16.09.2016).

AEE (2014b): Vermiedene Importkosten 2014 in Deutschland, abrufbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/vermiedene-importkosten-2014-in-deutschland (Stand 17.03.2017).

AEE (2013): Bundesländer mit neuer Energie. Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2013, Berlin.

AEE (2012): Bundesländer mit neuer Energie. Jahresreport Föderal-Erneuerbar 2011/12, Berlin.

Agora Energiewende (2017a): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2016. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2017, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung-2016_WEB.pdf (Stand 07.02.2017).

Agora Energiewende (2017b): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/Agora_Abgaben_Umlagen_WEB.pdf (Stand 15.05.2017).

Agora Energiewende (2016a): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf (Stand 30.06.2017).

Agora Energiewende (2016b): Eigenversorgung aus Photovoltaikanlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf (Stand 17.10.2016).

Agora Energiewende (2015a): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung_2014/Agora_Energiewende_Jahresauswertung_2014_web.pdf 8 (Stand 18.01.2015).

Agora Energiewende (2015b): Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035. Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele auf die Energiewende wirkt, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf (Stand 17.11.2015).

Agora Energiewende (2015c): Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende. Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/ETS/Agora_Hintergrund_Rolle_des_Emissionshandels_11022015_web.pdf (Stand 11.1.2015).

Agora Energiewende (2014a): Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen?, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf (Stand 30.06.2017).

Agora Energiewende (2014b): Das deutsche Energiewende-Paradox: Ursachen und Herausforderungen. Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO_2-Emissionen, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/Energiewende-Paradox/Analyse_Energiewende_Paradox_web.pdf (Stand: 30.06.2017).

Agora Energiewende (2014c): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung), abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30/Agora_Energiewende_EEG_3_0_LF_web.pdf (Stand 30.06.2017).

Agora Energiewende (2014d): Negative Preise: Ursachen und Wirkungen, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Negative_Strompreise/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf (Stand 26.10.2015).

Agora Energiewende (2013a): Kostenoptimaler Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf (Stand 10.09.2015).

Agora Energiewende (2013b): Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel, abrufbar unter: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/AGORA_EEG_Reader_130213_Web.pdf (Stand 10.09.2013).

Aldy, Joseph E./ Stavins, Robert N. (2011): The Promise and Problems of Pricing Carbon: Theory and Experiences, in: The Journal of Environment and Development, Special Issue, S. 2-25.

Allianz (2012): Stellungnahme der Allianz Capital Partners GmbH zum Regierungsentwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)977 vom 18.Oktober 2012.

Altenbockum, Jasper von (2013): Weiter mit dem EEG, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 10.09.2013, Nr. 210, S. 10.

Altrock, Martin (2002): „Subventionierende" Preisregelungen. Die Förderung erneuerbarer Energieträger durch das EEG, München.

Altrock, Martin/ Vollprecht, Jens (2011): Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 15, Nr. 3, S. 231-243.

Altrock, Martin/ Oschmann, Volker/ Theobald, Christian (2011): EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar, 3. Aufl., München.

Altvater, Elmar/ Bieling, Hans-Jürgen/ Demirović, Alex/ Flassbeck, Heiner/ Goldschmidt, Werner/ Payandeh, Mehrdad/ Wöhl, Stefanie (Hrsg.) (2010): Die Rückkehr des Staates? Nach der Finanzkrise, Hamburg.

Amtsblatt Europäische Union (2014): Rechtssache T-134/14: Klage eingereicht am 28. Februar 2014 - Deutschland/Kommission. 2014/C 142/52, vom 12.05.2014, abrufbar unter:

http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=uri-serv:OJ.C_.2014.142.01.0040.02.DEU&toc=OJ:C:2014:142:TOC (Stand 18.11.2016).

Andor, Mark A./ Frondel, Manuel/ Sendler, Sophie (2015): Photovoltaik-Anlagen in Deutschland – Ausgestattet mit der Lizenz zum Gelddrucken?, abrufbar unter: http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-materialien/rwi-materialien_94.pdf (Stand 15.01.2017).

Bagchus, René (1998): The trade-off between appropriateness and fit of policy instruments, in: Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Administration, Cheltenham/ Northampton, S. 46-66.

Bandelow, Nils C. (2003): Lerntheoretische Ansätze in der Policy-Forschung, in: Maier, Matthias Leonhard/ Nullmeier, Frank/ Pritzlaff, Tanja/ Wiesner, Achim (Hrsg.): Politik als Lernprozess. Wissenszentrierte Ansätze der Politikanalyse, Opladen, S. 98-121.

Barber, Benjamin (1994): Starke Demokratie. Über die Teilhabe am Politischen, Hamburg.

Bardt, Hubertus/ Chrischilles, Esther/ Growitsch, Christian/ Hagspiel, Simeon/ Schaupp, Lisa (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potentiale und Trends, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 38, Nr. 3, S. 83-99.

Bardt, Hubertus/ Niehues, Judith (2013): Verteilungswirkungen des EEG, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 37, Nr. 3, S. 211-218.

Bardt, Hubertus/ Brügelmann, Ralph/ Niehues, Judith/ Schaefer, Thilo (2012): Alternative Möglichkeiten der steuerlichen Finanzierung der EEG-Kosten. Aufkommens- und Verteilungseffekte, abrufbar unter: http://www.iwkoeln.de/studien/gutachten/beitrag/hubertus-bardt-ralph-bruegelmann-judith-niehues-thilo-schaefer-alternative-moeglichkeiten-der-steuerlichen-finanzierung-der-eeg-kosten-95136 (Stand 22.11.2015).

Bardt, Hubertus/ Niehues, Judith/ Techert, Holger (2012): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz – Erfahrungen und Ausblick, abrufbar unter: http://www.iwkoeln.de/studien/gutachten/beitrag/hubertus-bardt-judith-niehues-holger-techert-das-erneuerbare-energien-gesetz-85321(Stand 22.11.2015).

Barkowsky, Kai (2014): Reform der Kommunalverwaltung in England und Deutschland. New Public Management zwischen Reformrhetorik und Reformergebnissen, Wiesbaden.

Bauer, Christian/ Kantenwein, Korbinian (2017): Auswirkungen des EEG 2017 auf die Projektfinanzierung, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 6, Nr. 1, S. 3-10.

Baumgartner, Frank R. (2013): Ideas and Policy Change, in: Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions, Vol. 26, Nr. 2, S. 239-258.

Baumgartner, Frank R./ Jones, Bryan D. (1991): Agenda Dynamics and Policy Subsystems, in: The Journal of Politics, Vol. 53, Nr. 4, S. 1044-1074.

BBE (2014): Stellungnahme des Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE) vom 12.03.2014 mit den wichtigsten Kern-Positionen zum Referentenentwurf des BMWi für die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 04.03.2014, abrufbar unter: http://www.bundesgerichtshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bibliothek/Gesetzesmaterialien/18_wp/EEG-Reform/stellung_bbe_refe1.pdf?__blob=publicationFile (Stand 17.05.2017).

BBE (2011): Stellungnahme des Bundesverband BioEnergie e.V. (BBE) zum BMU-Referentenentwurf des Erneuerbare Energien Gesetzes 2012 vom 17.5.2011, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

BBE/ DBV/ FvB/ FVH (2016): Stellungnahme zum Referentenentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2016) vom 14.04.2016, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 07.07.2017).

BBH (2019): EuGH lässt EEG 2012 von der Beihilfe-Angel, abrufbar unter: http://www.der-energieblog.de/alle-themen/energie/eugh-laesst-eeg-2012-von-der-beihilfe-angel/ (Stand 01.11.2019).

BBH (2017a): Energiepolitik. News Januar 2017, abrufbar unter: http://www.beckerbuettner-held.de/fileadmin/user_upload/documents/newsletter/Newsletter_Energiepolitik/NL_Energiepolitik_1_2017.pdf (Stand 30.06.2017).

BBH (2017b): Und der Gewinner ist: Bürgerenergie! - BNetzA veröffentlicht Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Windenergie an Land, abrufbar unter: http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/und-der-gewinner-ist-buergerenergie-bnetza-veroeffentlicht-ergebnisse-der-ersten-ausschreibungsrunde-fuer-wind-an-land/ (Stand 30.06.2017).

BBH/ Fraunhofer ISI/ IKEM/ SUER/ Öko-Institut (2014): Vorhaben III. Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-3,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 17.01.2016).

BDEW (2016): Stellungnahme zum „Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien“ vom 28.04.2016, abrufbar unter: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/904E53EEF996DC70C1257FA300447D3A/$file/192_BDEW-Stellungnahme_EEG%202016_oA.pdf (Stand 10.07.2017).

BDEW (2014): Stellungnahme zum „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des EEG und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)127 vom 28.05.2014.

BDEW (2012a): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(16)510-C vom 20.03.2012.

BDEW (2012b): Stellungnahme zum Kabinettsentwurf vom 29. August 2012 eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)975 vom 18.Oktober 2012.

BDEW (2011): Zentrale Änderungsvorschläge für den Bundesrat zum Regierungsentwurf des EEG 2012. Stellungnahme vom 15. Juni 2011, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

BDI (2016): Stellungnahme EEG 2016 und WindSeeG vom 28.04.2017, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 15.07.2017).

BDI (2011): BDI zur Veröffentlichung der neuen EEG-Umlagenhöhe: „Das System braucht mehr Wettbewerb“, PM vom 14.10.2011, abrufbar unter: http://www.presseportal.de/pm/6570/2129801 (Stand 16.11.2015).

Beck, Ulrich (1993): Die Erfindung des Politischen, Frankfurt a.M.

Becker, Florian (2005): Kooperative und konsensuale Strukturen in der Normsetzung, Tübingen.

Becker, Peter (2015): Die paradoxe Krise der deutschen Solarindustrie in den Boom-Jahren 2010-2012: Auch eine verfassungsrechtliche Fragestellung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 19, Nr. 2, S. 88-93.

BEE (2017): Trendprognose und BEE-Zielszenario. Entwicklung der Erneuerbaren Energien bis 2020, abrufbar unter: https://www.bee-

ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE_Trend-Prognose_und_BEE-Zielszenario_2020.pdf (Stand 30.06.2017).

BEE (2016): BEE-Stellungnahme zum Referentenentwurf des BMWi (Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien), abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 10.07.2017).

BEE (2014): BEE-Stellungnahme zum EEG-Gesetzentwurf 2014 aus Anlass der Anhörung im Bundestagsausschuss für Wirtschaft und Energie am 2. Juni 2014 zur Drucksache 18/1304, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)111 vom 28.05.2014.

BEE (2012a): BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013. Bestandteile, Entwicklung und Höhe, in: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/121026_BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2013_aktualisiert.pdf (Stand 19.01.2016).

BEE (2012b): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, in: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/120319_BEE_Stellungnahme-EEGAendG.pdf (Stand 11.05.2016).

Behnke, Joachim/ Baur, Nina/ Behnke, Nathalie (2010): Empirische Methoden der Politikwissenschaft, 2. Aufl., Paderborn.

Bemelmans-Videc, Marie-Lousie (1998): Introduction: Policy Instrument Choice and Evaluation, in: Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Rist, Ray C./ Vedung, Evert (1998): Carrots, Sticks & Sermons. Policy Instruments & their evaluation, New Brunswick/ London, S. 1-18.

Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Vedung, Evert (1998): Conclusions: Policy Instrument Types, Packages, Choices, and Evaluation, in: Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Rist, Ray C./ Vedung, Evert (1998): Carrots, Sticks & Sermons. Policy Instruments & their evaluation, New Brunswick/ London, S. 249-274.

Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Rist, Ray C./ Vedung, Evert (Hrsg.) (1998): Carrots, Sticks & Sermons. Policy Instruments & their evaluation, New Brunswick/ London.

Benz, Arthur (2012): Eine Gestalt, die alt geworden ist? Thesen zum Wandel des Staates, in: Leviathan, Vol. 40, Nr. 2, S. 223-247.

Benz, Arthur (2010): Multilevel Governance – Governance im Mehrebenensystem, in: Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, 2. Aufl., Wiesbaden, S. 111-136.

Benz, Arthur (2009): Politik im Mehrebenensystem, Wiesbaden.

Benz, Arthur (2008a): Der moderne Staat. Grundlagen der politologischen Analyse, 2. Aufl., München.

Benz, Arthur (2008b): Der Staat als politisches Projekt – eine theoretische Skizze, in: Bröchler, Stephan/ Laut, Hans-Joachim (Hrsg.): Politikwissenschaftliche Perspektiven, Wiesbaden, S. 71-92.

Benz, Arthur (1997): Policies als erklärende Variable in der politischen Theorie, in: Benz, Arthur / Seibel, Wolfgang (Hrsg.): Theorieentwicklung in der Politikwissenschaft - eine Zwischenbilanz, Baden-Baden, S. 303-322.

Benz, Arthur (1994): Kooperative Verwaltung. Funktionen, Voraussetzungen und Folgen, Baden-Baden.

Benz, Arthur/ Detemple, Jessica/ Heinz, Dominic (2013): Varianten und Dynamiken der Politikverflechtung, in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung Tübingen (Hrsg.): Jahrbuch des Föderalismus 2013. Föderalismus, Subsidiarität und Regionen in Europa, Baden-Baden, S. 155-165.

Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (2010a): Governance – Modebegriff oder nützliches sozialwissenschaftliches Konzept?, in: Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, 2. akt. und veränderte Aufl., Wiesbaden, S. 13-36.

Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (2010b): Von der Governance-Analyse zur Policytheorie, in: Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, 2. akt. und veränderte Aufl., Wiesbaden, S. 251-276.

Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (Hrsg.) (2010c): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, 2. akt. und veränderte Aufl., Wiesbaden.

Benz, Arthur/ Lütz, Susanne/ Schimank, Uwe/ Simonis, Georg (Hrsg.) (2007a): Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder, Wiesbaden.

Benz, Arthur/ Lütz, Susanne/ Schimank, Uwe/ Simonis, Georg (2007b): Einleitung, in: Benz, Arthur/ Lütz, Susanne/ Schimank, Uwe/ Simonis, Georg (Hrsg.): Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder, Wiesbaden, S. 9-25.

Berman, Sheri (2013): Ideational Theorizing in the Social Sciences since “Policy Paradigms, Social Learning, and the State”, in: Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions, Vol. 26, Nr. 2, S. 217-237.

Bevir, Mark (2011): Governance and governmentality after neoliberalism, in: Policy & Politcs, Vol. 39, Nr. 4, S. 457-471.

Bevir, Mark/ Krupicka, Benjamin (2011): On two types of governance theory. A response to B. Guy Peters, in: Critical Policy Studies, Vol. 5, Nr. 4, S. 450-453.

Bevir, Mark/ Rhodes, Roderick A. W. (2010): The state as cultural practice, Oxford.

Beyme, Klaus von (1997): Der Gesetzgeber: der Bundestag als Entscheidungszentrum, Opladen.

Beyme, Klaus von (1995): Selbstregelung und Selbststeuerung. Zur Entwicklung zweier Paradigmen, in: Journal für Sozialforschung, Vol. 35, Nr. 3/4, S. 197-218.

BGH (2014): EEG-Umlage als verfassungswidrige Sonderabgabe. AZ VIII ZR 169/13 vom 25.06.2014, abrufbar unter: http://juris.bundesgerichtshof.de/cgi-bin/rechtsprechung/document.py?Gericht=bgh&Art=en&nr=68267&pos=0&anz=1 (Stand 18.11.2016).

Bieling, Hans-Jürgen (2010): Metamorphosen des „integralen Staates“. Konkurrierende Leitbilder in der Krisendiskussion, in: Altvater, Elmar/ Bieling, Hans-Jürgen/ Demirović, Alex/ Flassbeck, Heiner/ Goldschmidt, Werner/ Payandeh, Mehrdad/ Wöhl, Stefanie (Hrsg.): Die Rückkehr des Staates? Nach der Finanzkrise, Hamburg, S. 37-60.

Bieling, Hans-Jürgen (2009): “Privat vor Staat”? Zur Entwicklung politischer Leitbilder über die Rolle des Staates, in: WSI Mitteilungen 5/2009, abrufbar unter: http://www.boeckler.de/wsimit_2009_05_bieling.pdf (Stand 19.02.2015).

Bieling, Hans-Jürgen (2008): Liberalisierung und Privatisierung in Deutschland: Versuch einer Zwischenbilanz, in: WSI Mitteilungen 10/2008, abrufbar unter: http://www.boeckler.de/wsimit_2008_10_bieling.pdf (Stand 23.02.2015).

Blatter, Joachim (2006): Governance als transdisziplinäres Brückenkonzept für die Analyse von Formen und Transformationen politischer Steuerung und Integration, in: Bogumil, Jörg/ Jann, Werner/ Nullmeier, Frank (Hrsg.): Politik und Verwaltung, Wiesbaden, S. 50-76.

Blatter, Joachim K./ Janning, Frank/ Wagemann, Claudius (2007): Qualitative Politikfeldanalyse. Eine Einführung in Forschungsansätze und Methoden, Wiesbaden.

Blätte, Andreas/ Hohl, Karina (2013): Gestaltungsspielräume des Regierens in den Ländern. Landespolitik zwischen Marginalisierung, Blockade und Innovation, in: Korte, Karl-Rudolf/ Grunden, Timo (Hrsg.): Handbuch Regierungsforschung, Wiesbaden, S. 207-215.

Blätte, Andreas/ Zitzler, Stephan (2014): Vorsorgende Sozialpolitik als sozialpolitisches Leitbild der SPD, in: Schaal, Gary S./ Lemke, Matthias/ Ritzi, Claudia (Hrsg.): Die Ökonomisierung der Politik in Deutschland. Eine vergleichende Politikfeldanalyse, Wiesbaden, S. 69-96.

BMI (2009): Arbeitshilfe zur Gesetzesfolgenabschätzung, Berlin.

BMI (2001): Moderner Staat – Moderne Verwaltung. Der Mandelkernbericht – Auf dem Weg zu besseren Gesetzen, Berlin.

BMU (2013a): „Begrenzt gut gelaunt“, in: http://www.bmu.de/bmu/presse-reden/medienbeitraege-und-interviews/interview-mit-bundesumweltminister-peter-altmaier-in-die-welt-begrenzt-gut-gelaunt/ (Stand 22.08.2013).

BMU (2013b): Treibhausgasausstoß im Jahr 2012 um 1,6 Prozent gestiegen, abrufbar unter: http://www.bmu.de/bmu/presse-reden/pressemitteilungen/pm/artikel/treibhausgasausstoss-im-jahr-2012-um-16-prozent-gestiegen/?tx_ttnews%5Bback-Pid%5D=1892&cHash=7b8298f7f7ae5256232de4c7720f5b52 (Stand 18.01.2015).

BMU (2012): Reform des EEG – Politischer Dialog. Thesenpapier zu „Photovoltaik – Auf dem Weg zur Marktfähigkeit“, abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_dialog_thesen_bf.pdf (Stand 11.01.2013).

BMU (2011a): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Entwurf, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_Erfahrungsbericht_2011_Entwurf.pdf (Stand 19.011.2015).

BMU (2011b): Hintergrundinformationen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bis 2020, abrufbar unter: http://www.wattzweipunktnull.de/fileadmin/content/pdf/Hintergrund_Ausbau_EE.pdf (Stand 16.02.216).

BMWi (2017a): EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-umlage-2017-fakten-und-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (Stand 20.05.2017).

BMWi (2017b): Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse. Ausschreibungen für Ergebnisse für Solaranlagen 2017, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/nationale-ausschreibungen-und-ergebnisse.html?cms_docId=577124 (Stand 30.06.2017).

BMWi (2017c): Staatssekretär Baake: „Hervorragendes Ergebnis bei der Realisierung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen – Ausschreibungen für erneuerbare Energien sind voller Erfolg“. Pressemitteilung vom 15.05.2017, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170515-baake-hervorragendes-ergebnis-bei-realisierung-von-photovoltaik-freiflaechenanlagen.html (Stand 16.05.2017).

BMWi (2017d): Staatssekretär Beckmeyer: Mieterstromgesetz im Bundestag verabschiedet. Pressemitteilung vom 30.06.2017, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170630-beckmeyer-mieterstromgesetz-im-bundestag-verabschiedet.html (Stand 30.06.2017).

BMWi (2017e): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (Stand 17.03.2017).

BMWi (2016a): Ausschreibungsbericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014), abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/bericht-pilotausschreibungen.pdf;jsessionid=531C12A653E6CB3E79C6596ABE7860D4?__blob=publicationFile&v=5 (Stand 16.05.2017).

BMWi (2016b): Brüssel genehmigt EEG 2017 und Netzreserve. Pressemitteilung vom 20.12.2016, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2016/20161220-bruessel-genehmigt-eeg-2017-und-netzreserve.html (Stand 30.06.2017).

BMWi (2016c): Die Energie der Zukunft. Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2015, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=23 (Stand 10.02.2017).

BMWi (2016d): EEG-Novelle 2016. Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-novelle-2016-fortgeschriebenes-eckpunktepapier.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Stand 30.06.2017).

BMWi (2016e): Offshore-Windenergie. Wirtschaftliche Aspekte, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Wirtschaftliche_Aspekte/wirtschaftliche-aspekte.html;jsessionid=79D7DEB76F668B70E05FD678EDF91E8C (Stand 11.03.2016).

BMWi (2015a): EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016, abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Stand 18.11.2015).

BMWi (2015b): Energie der Zukunft. Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/vierter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 16.02.2016).

BMWi (2015c): Evaluierungsbericht gemäß § 17i EnWG, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/evaluierungsbericht-paragraph-17i-enwg,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 04.08.2016).

BMWi (2015d): Marktanalyse Biomasse, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-biomasse,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 28.10.2015).

BMWi (2015e): Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-photovoltaik-dachanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 22.11.2015).

BMWi (2015f): Marktanalyse Windenergie an Land, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (10.05.2017).

BMWi (2015g): Marktanalyse Windenergie auf See, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/M-O/marktanalyse-freiflaeche-photovoltaik-wind-auf-see,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 28.10.2015).

BMWi (2015h): Thesenpapier zum Branchenforum Offshore-Windindustrie. „Offshore-Windindustrie und Maritime Wirtschaft: Kosten senken, Rahmen sichern, Wert schöpfen, Voraussetzungen verbessern“, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/thesenpapier-branchenforum-offshore-wind,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 17.09.2016).

BMWi (2014a): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013 – eine erste Abschätzung, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-zur-bruttobeschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-jahr-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 15.11.2015).

BMWi (2014b): Die Energie der Zukunft. Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/fortschrittsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 15.10.2015).

BMWi (2014c): Eckpunkte für die Reform des EEG vom 21.01.2014, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/eeg-reform-eckpunkte.pdf (Stand 14.10.2016).

BMWi (2014d): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch), abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gruenbuch-gesamt.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Stand 22.02.2017).

BMWi (2014e): Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 11.12.2015).

BMWi (2012): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zur Lage der deutschen Photovoltaik-Industrie, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-des-bmwi-zur-lage-der-deutschen-photovoltaikindustrie,property=pdf,bereich=bmwi 2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 26.05.2016).

BMWi/ BAFA (2017): Hintergrundinformationen zu der Besonderen Ausgleichsregelung. Antragsverfahren 2016 für Begrenzung der EEG-Umlage 2017, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/hintergrundinformationen-zur-besonderen-ausgleichsregelung-antragsverfahren-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=14 (Stand 19.05.2017).

BMWi/ BMU (2012): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 18.01.2015).

BNetzA (2018): EEG in Zahlen 2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2017_BF.pdf;jsessionid=F50ADF72AA7D476566F7A0F863BF2179?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 19.07.2019).

BNetzA (2017a): Archivierte Datenmeldungen. Degressions- und Vergütungssätze bis April 2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html (15.05.2017).

BNetzA (2017b): Beendete Ausschreibungen 2015 und 2016, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/Ausschreibungen2015_2016/Ausschreibungen2015_16_node.html (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2017c): Bekanntgabe der Ergebnisse der Solarausschreibung Juni 2017. Pressemitteilung vom 14.06.2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/14062017_Solarausschreibung.html?nn=265778 (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2017d): Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der ersten Ausschreibung für Offshore-Windparks. Pressemittelung vom 13.04.2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017_WindSeeG.html?nn=265778 (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2017e): Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Windenergie an Land. Pressemittelung vom 19.05.2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/19052017_Onshore.html?nn=265778 (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2017f): Netzausbaugebiet, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.html (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2017g): Photovoltaikanlagen – Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2017h): Zum 1. Oktober 2017 sinken die Fördersätze für Windenergie an Land. Pressemittelung vom 31.05.2017, abrufbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/31052017_Foerdersaetze.html?nn=265778 (Stand 30.06.2017).

BNetzA (2016): Installierte EE-Leistung zum 31.12.2015, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung_2015_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 10.06.2016).

BNetzA (2014): Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu der Vorlage Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des

Energiewirtschaftsrechts. Stellungnahme der Bundesnetzagentur, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)126 vom 27.05.2014.

BNetzA (2012a): Stellungnahme der Bundesnetzagentur. Öffentliche Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie zu der Vorlage Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften (BT-Drs. 17/10754) einschließlich der Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und FDP zu den Themen Kraftwerksstilllegung und Sicherstellung der Gasversorgung von für das Elektrizitätsversorgungssystem systemrelevanten Gaskraftwerken, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)976 vom 18.10.2012.

BNetzA (2012b): Zubau an Photovoltaik-Anlagen 2011 noch höher als im Rekordjahr 2010, Pressemittelung vom 09.01.2012, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1431/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2012/120109_ZubauPVAnlagen.html?nn=315172 (Stand 25.05.2016).

BNetzA (2011a): Bericht zur Auswertung der Netzzustands- und Netzausbauberichte der deutschen Elektrizitätsübertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_6.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 15.12.2015).

BNetzA (2011b): Monitoringbericht 2011, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 19.011.2015).

BNetzA (2010a): Hintergrundinformationen zur Ausgleichmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV). Der EEG-Wälzungsmechanismus, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEG/AusgleichsmechanismusAusfVerordg/HintergrundWaelzungsmechanismuspdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 17.11.2015).

BNetzA (2010b): Monitoringbericht 2010, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 19.011.2015).

BNetzA (2009): Monitoringbericht 2009, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2009/Monitoringbericht2009EnergieId17368pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 19.011.2015).

BNetzA (2008): Monitoringbericht 2008, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2008/Monitoringbericht08EnergieId14513pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 19.011.2015).

BNetzA (2007): Monitoringbericht 2007, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2007/Monitoringbericht2007Id12086pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 19.011.2015).

BNetzA/ Bundeskartellamt (2015): Monitoringbericht 2015. Offene Märkte. Fairer Wettbewerb, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 19.011.2015).

BNetzA/ Bundeskartellamt (2014): Monitoringbericht 2014. Offene Märkte. Fairer Wettbewerb, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Stand 19.011.2015).

BNetzA/ Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2013, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=15 (Stand 19.011.2015).

BNetzA/ Bundeskartellamt (2012): Monitoringbericht 2012, abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 19.011.2015).

Bobrow, Davis B. (2006): Policy Design: Ubiquitous, Necessary and Difficult, in: Peters, B. Guy/ Pierre, Jon (Hrsg.): Handbook of Public Policy, Thousand Oaks, S. 75-95.

Bode, Sven (2013): EEG-Umlage: Grenzen der Interpretation im Kontext der Energiewende, Discussion paper Nr 12, abrufbar unter: http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP12_-_EEG_Umlage.pdf (Stand 18.11.2015).

Bofinger, Peter (2013): Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?, abrufbar unter: http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/110541/Gutachten_Bofinger_EEG.pdf (Stand 03.11.2013).

Bogumil, Jörg/ Jann, Werner (2009): Verwaltung und Verwaltungswissenschaft in Deutschland. Einführung in die Verwaltungswissenschaft, 2. Aufl., Wiesbaden.

Bonn, Moritz/ Heitmann, Nadine/ Reichert, Götz/ Voßwinkel, Jan S. (2014): „Brüsseler Spitzen“: Europäische Impulse für eine EEG-Reform, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 64, Nr. 1/2, S. 42-46.

Bost, Mark/ Hirschel, Bernd/ Aretz, Astrid (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?, abrufbar unter: https://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf (Stand 06.06.2016).

Böckenförde, Ernst-Wolfgang (1976): Staat, Gesellschaft, Freiheit. Studien zur Staatstheorie und zum Verfassungsrecht, Frankfurt a.M.

Böhret, Carl/ Konzendorf, Götz (2001): Handbuch Gesetzesfolgenabschätzung (GFA). Gesetze, Verordnungen, Verwaltungsvorschriften, Baden-Baden.

Börzel, Tanja A. (2011): Networks: Reified Metaphor or Governance Panacea?, in: Public Administration, Vol. 89, Nr. 3, S. 49-63.

Börzel, Tanja A. (2008): Der „Schatten der Hierarchie“ – ein Governance-Paradox?, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 118-131.

BR (2017): Plenarsitzung. Die Stimmabgabe, abrufbar unter: http://www.bundesrat.de/DE/bundesrat/br-plenum/stimmabgabe/stimmabgabe-node.html (Stand 17.07.2017).

BR (2016a): Stenografischer Bericht. 946. Sitzung. Plenarprotokoll 946 vom 17.06.2016, Berlin.

BR (2016b): Stenografischer Bericht. 947. Sitzung. Plenarprotokoll 947 vom 08.07.2016, Berlin.

BR (2014a): Stenografischer Bericht. 922. Sitzung. Plenarprotokoll 922 vom 23.05.2014, Berlin.

BR (2014b): Stenografischer Bericht. 924. Sitzung. Plenarprotokoll 924 vom 11.07.2014.

BR (2012a): Stenografischer Bericht. 896. Sitzung. Plenarprotokoll 896 vom 11. Mai 2012, Berlin.

BR (2012b): Stenografischer Bericht. 901. Sitzung. Plenarprotokoll 901 vom 12. Oktober 2012, Berlin.

BR (2012c): Stenografischer Bericht. 904. Sitzung. Plenarprotokoll 904 vom 14. Dezember 2012, Berlin.

BR (2011a): Stenografischer Bericht. 884. Sitzung. Plenarprotokoll 884 vom 17. Juni 2011, Berlin.

BR (2011b): Stenografischer Bericht. 885. Sitzung. Plenarprotokoll 885 vom 08. Juli 2011, Berlin.

BR Drs. 355/16 (Beschluss): Beschluss des Bundesrates vom 08.07.2016. Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 355/16: Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages vom 08.07.2016. Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 310/16 (Beschluss): Stellungnahme des Bundesrates vom 17.06.2017. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 310/1/16: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt 65 der 946 Sitzung des Bundesrates am 17. Juni 2016 vom 14.06.2016. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 310/16: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 09.06.2016. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 555/15 (Beschluss): Beschluss des Bundesrates vom 18.12.2015. Entschließung des Bundesrates zur Stärkung der Stromerzeugung aus Biomasse im EEG 2016, Berlin.

BR Drs. 293/14 (Beschluss): Beschluss des Bundesrates vom 11.07.2014. Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Berlin.

BR Drs. 191/14 (Beschluss): Stellungnahme des Bundesrates vom 23.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen, Berlin.

BR Drs. 191/1/14: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt 16b der 922. Sitzung des Bundesrates am 23. Mai 2014 vom 14.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen, Berlin.

BR Drs. 191/14: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 08.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen, Berlin.

BR Drs. 157/14 (Beschluss): Stellungnahme des Bundesrates vom 23.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Berlin.

BR Drs. 157/1/14: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt ... der 922. Sitzung des Bundesrates am 23. Mai 2014 vom 12.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Berlin.

BR Drs. 157/14: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 11.04.2014. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Berlin.

BR Drs. 740/12 (Beschluss): Beschluss des Bundesrates vom 14.12.2012. Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 740/2/12: Antrag des Landes Rheinland-Pfalz vom 12.12.2012. Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 740/1/12: Antrag der Freien und Hansestadt Hamburg vom 12.12.2012. Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 520/5/12: Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen vom 10.10.2012. Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 520/2/12: Antrag des Landes Mecklenburg-Vorpommern vom 09.10.2012. Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 520/1/12: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt ... der 901. Sitzung des Bundesrates am 12. Oktober 2012 vom 01.10.2012, Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 520/12: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 31.08.2012. Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Berlin.

BR Drs. 378/12: Beschluss des Deutschen Bundestages vom 28.06.2012. Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 204/12 (Beschluss): Anrufung des Vermittlungsausschusses durch den Bundesrat vom 11.05.2012. Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 204/12: Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages vom 20.04.2012. Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 204/4/12: Antrag des Freistaates Sachsen vom 10.05.2012. Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 204/2/12: Antrag des Landes Brandenburg vom 08.05.2012. Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 204/1/12: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt ... der 896. Sitzung des Bundesrates am 11. Mai 2012 vom 27.04.2012. Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 152/2/12: Antrag des Landes Brandenburg vom 29.03.2012. Entschließung des Bundesrates – Energiewende voranbringen: Investitionssicherheit, Planbarkeit und Kostendeckung der Photovoltaikförderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz sichern – Antrag der Länder Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Berlin.

BR Drs. 152/12: Antrag der Länder Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz vom 23.03.2012. Entschließung des Bundesrates – Energiewende voranbringen: Investitionssicherheit, Planbarkeit und Kostendeckung der Photovoltaikförderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz sichern, Berlin.

BR Drs. 151/12: Antrag der Länder Nordrhein-Westfalen, Brandenburg vom 23.03.2012. Entschließung des Bundesrates zu den mit der EEG-Novelle vorgesehenen Änderungen bei der Förderung des Solarstroms, Berlin.

BR Drs. 149/12: Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen vom 21.03.2012. Entschließung des Bundesrates für ein konzeptionelles Vorgehen der Bundesregierung bei der Energiewende („Masterplan Energiewende“), Berlin.

BR Drs. 392/11: Gesetzesbeschluss des Deutschen Bundestages vom 01.07.2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 392/5/11: Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen vom 08.07.2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 392/4/11: Antrag des Landes Nordrhein-Westfalen vom 07.07.2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 392/3/11: Antrag des Landes Berlin vom 07.07.2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 392/2/11: Antrag des Landes Rheinland-Pfalz vom 05.07.2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 392/1/11: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt 55d der 885. Sitzung des Bundesrates am 8. Juli 2011 vom 01.07.2011. Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 341/11 (Beschluss): Stellungnahme des Bundesrates vom 17.06.2011. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 341/11: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 06.06.2011. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BR Drs. 341/1/11: Empfehlungen der Ausschüsse zu Punkt 17d der 884. Sitzung des Bundesrates am 17. Juni 2011 vom 10.06.2011. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

Brandis, Ruprecht (2015): Hat sich Peak Oil überholt?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 65, Nr. 12, S. 33-36.

Braun, Dietmar (2001): Diskurse zur staatlichen Steuerung. Übersicht und Bilanz, in: Burth, Hans-Peter/ Görlitz, Axel (Hrsg.): Politische Steuerung in Theorie und Praxis, Baden-Baden, S. 101-132.

Braun, Dietmar (1995): Steuerungstheorien, in: Nohlen, Dieter/ Schultze, Rainer-Olaf (Hrsg.): Politische Theorien. Lexikon der Politik Band 1, München, S. 611-618.

Braun, Dietmar/ Giraud, Oliver (2009): Politikinstrumente im Kontext von Staat, Markt und Governance, in: Schubert, Klaus/ Bandelow, Nils (Hrsg.): Lehrbuch der Politikfeldanalyse 2.0, 2. Aufl., München, S. 159-186.

Bräuninger, Thomas/ Ganghof, Steffen (2005): Parteienwettbewerb im Zweikammersystem, in: Ganghof, Steffen/ Manow, Philip (Hrsg.): Mechanismen der Politik: Strategische Interaktion im deutschen Regierungssystem, Frankfurt a.M., S. 149-182.

Bräuninger, Thomas/ König, Thomas (1999): The checks and balances of party federalism: German federal government in a divided legislature, in: European Journal of Political Research, Nr. 36, S. 207-234.

Bräuninger, Thomas/ Gschwend, Thomas/ Shikano, Susumu (2010): Sachpolitik oder Parteipolitik?, in: Politische Vierteljahresschrift, Vol. 51, Nr. 2, S. 223-249.

BReg (2016a): Bundesregierung legt Rechtsmittel gegen Urteil des Gerichts der Europäischen Union in Sachen EEG 2012 / Staatliche Beihilfen ein. Pressemitteilung vom 21.07.2016, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Meldung/2016/20160721-bundesregierung-legt-rechtsmittel-gegen-urteil-des-gerichts-der-europaeischen-union-in-sachen-eeg-ein.html (Stand 18.01.2017).

BReg (2016b): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien vom 8.06.2016, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BReg_Entwurf_EEG_2016_160608.pdf (Stand 30.06.2017).

BReg (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 28.10.2016).

BReg (2014a): Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage „Daten zur Abregelung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen“, BT-Drucksache 18/645 vom 07.03.2014.

BReg (2014b): Gegenäußerung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates vom 23. Mai 2014 zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energierechts BR-Drucks. 157/14 (Beschluss), abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Gegenaeusserung-BReg-zur_Stellgn_BR_EEG.pdf.pdf (Stand 15.01.2017).

BReg (2014c): Gegenäußerung der Bundesregierung zu der Stellungnahme des Bundesrates vom 23. Mai 2014 zum Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen BR-Drucks. 191/14 (Beschluss), abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Gegenaeusserung-BReg-zur_Stellgn_BR_BesAR.pdf (Stand 15.01.2017).

BReg (2013): Folgen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Entwicklung der Umlage und der Stromeinspeisung. Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage [...] Drucksache 18/165, BT-Drs. 18/242 vom 27.12.2013.

BReg (2012): Formulierungshilfe der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien. Kabinettsbeschluss vom 29.02.2012, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/aenderung1/material (Stand 28.05.2016).

BReg (2011a): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_Erfahrungsbericht_2011.pdf (Stand 18.11.2015).

BReg (2011b): Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/RegE_EEG2012_110606_1.pdf (Stand 19.011.2015).

BReg (2010a): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, abrufbar unter: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Stand 18.01.2015).

BReg (2010b): Bundesrepublik Deutschland. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Nationaler_Aktionsplan_100804.pdf (Stand 15.07.2016).

BReg (2002): Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See, abrufbar unter: http://www.loy-energie.de/download/Bundesregierung,%20windenergie_strategie_br,%2001-2002.pdf (Stand 24.11.2015).

Breuer, Daniel (2013): Fernsteuerung von EEG-Anlagen: Aktuelle Rechtslage und Praxisprobleme, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 2/2013, S. 81-89.

Breuer, Daniel/ Lindner, Thomas (2014): Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 3/2014, S. 129-141.

Breuer, Stefan (1998): Der Staat. Entstehung, Typen, Organisationsstadien, Reinbeck bei Hamburg.

Briese, Dirk/ Westhäuser, Mareike (2013): Einleitung. Zukunftsperspektiven und Herausforderungen der Offshore-Windenergie, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, München, S. 1-32.

Brinkmann, Henrik (2013): Die „Strompreisbremse“ in der strategischen Analyse, abrufbar unter: http://www.awv-net.de/cms/upload/awv-info/pdf/Seiten_aus_Info-5-13-innen-Strompreisbremse.pdf (Stand 02.11.2015).

Broemel, Roland/ Pflicht, Sandra (2016): Anbindungsregime von Windenergieanlagen auf See zwischen privatrechtlicher Haftung und hoheitlicher Regulierung, abrufbar unter: https://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2016/Broemel_Plicht_Haftung_Regulierung.pdf (Stand 17.05.2017).

Bröchler, Stephan/ Blumenthal, Julia von (2006): Von Government zu Governance. Analysen zu einem schwierigen Verhältnis, in: Bröchler, Stephan/ Blumenthal, Julia von (Hrsg.): Von Government zu Governance. Analysen zum Regieren im modernen Staat, Münster, S. 7-22.

Bruder, Wolfgang (1989): Politische Planung, in: Nohlen, Dieter/ Schulze, Rainer-Olaf (Hrsg.): Pipers Wörterbuch zur Politikwissenschaft, Band 1, Theorien-Methoden-Begriffe, München, S. 770-773.

Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria Rosaria (Hrsg.) (2014a): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden.

Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria Rosaria (2014b): Wettlauf der Systeme. Der Startschuss für das Rennen zwischen fossilen und erneuerbaren Energien ist gefallen – eine Einleitung, in: Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria Rosaria (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden, S. 15-31.

Brunnengräber, Achim/ Walk, Heike (Hrsg.) (2007): Multi-Level-Governance. Klima-, Umwelt- und Sozialpolitik in einer interdependenten Welt, Baden-Baden.

Bruttel, Franziska/ Purkus, Alexandra/ Gawel, Erik (2016): Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien: Eine institutionenökonomische Bewertung unter besonderer Berücksichtigung der Photovoltaik-Freiflächenausschreibungsverordnung, UFZ-Bericht,

Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, Nr. 01/2016, abrufbar unter: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/140870/1/859167356.pdf (Stand 30.06.2017).

BSH (2016a): Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Nordsee, abrufbar unter: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Bundesfachplan_Nordsee.jsp (Stand 15.10.2016).

BSH (2016b): Bundesfachplan Offshore für die AWZ der Ostsee, abrufbar unter: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Bundesfachplan_Ostsee.jsp (Stand 15.10.2016).

BSH (2015): Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2013/2014 und Umweltbericht, abrufbar unter: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Dokumente/BFON2013_2014.pdf (Stand 15.10.2016).

BSH (2013): Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee 2012 und Umweltbericht, abrufbar unter: http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/BFO/Dokumente/BSH_BFO-Nordsee2012-Netzplan_Internet.pdf (Stand 15.10.2016).

BSW (2016): EEG-Novelle 2016. Stellungnahme der Solarwirtschaft, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 07.07.2017).

BSW (2015): Stellungnahme des BSW-Solar zur Marktanalyse „Photovoltaik-Dachanlagen“, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Stellungnahmen_Marktanalysen/bsw.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 29.05.2016).

BSW (2014): Stellungnahme des BSW-Solar zu dem „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts“ vom 4. März 2014, abrufbar unter: https://www.solarwirtschaft.de (Stand 14.10.2016).

BSW (2012a): Auswirkungen der EEG-Novelle auf die Energiewende und die Solarbranche, abrufbar unter: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/EEG2012_Argumente_01.pdf (Stand 20.05.2016).

BSW (2012b): Position zum Fraktionsentwurf zur Anpassung der EEG-Solarstromförderung vom 6. März 2012, abrufbar unter: http://news.wagner-solar.com/wp-content/uploads/2012/03/BSW-Solar_Position-EEG_122103.pdf (Stand 11.05.2016).

BT (2016): Stenografischer Bericht der 184. Sitzung, Plenarprotokoll 18/184 vom 08.06.2016, Berlin.

BT (2014): Stenografischer Bericht der 33. Sitzung, Plenarprotokoll 18/33 vom 08.05.2014, Berlin.

BT (2012a): Stenografischer Bericht der 191. Sitzung, Plenarprotokoll 17/191 vom 12.09.2012, Berlin.

BT (2012b): Stenografischer Bericht der 195. Sitzung, Plenarprotokoll 17/195 vom 27.09.2012, Berlin.

BT (2012c): Stenografischer Bericht der 211. Sitzung, Plenarprotokoll 17/211 vom 29.11.2012, Berlin.

BT (2011): Stenografischer Bericht der 114. Sitzung, Plenarprotokoll 17/114, vom 9.06.2011, Berlin.

BT Drs. 18/9096: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) vom 06.07.2016. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Gegenäußerung der Bundesregierung zu den Stellungnahmen des Bundesrates, Berlin.

BT Drs. 18/8972: Unterrichtung durch die Bundesregierung vom 28.06.2016. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien. Gegenäußerung der Bundesregierung zu den Stellungnahmen des Bundesrates, Berlin.

BT Drs. 18/8860: Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und SPD vom 17.06.2016. Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien, Berlin.

BT Drs. 18/1891: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie vom 26.06.2014, Berlin.

BT Drs. 18/1573: Unterrichtung durch die Bundesregierung vom 28.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts – Drucksache 18/1304 – Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung, Berlin.

BT Drs. 18/1304: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 05.05.2014. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, Berlin.

BT Drs. 17/10754: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 29.09.2012. Gesetzentwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften

BT Drs. 17/10103: Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses zu dem Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien – Drucksachen 17/8877, 17/9152/ 17/9643 vom 27.06.2012, Berlin.

BT Drs. 17/9792: Antrag […] der SPD-Fraktion für ein konzeptionelles Vorgehen der Bundesregierung bei der Energiewende – Masterplan Energiewende vom 22.05.2012, Berlin.

BT Drs. 17/9152: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) a) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP – Drucksache 17/8877 – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien und b) zu dem Antrag der Abgeordneten Ralph Lenkert, Jan Korte, Dorothee Menzner, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE – Drucksache 17/8892 – Mut zum Aufbruch ins solare Zeitalter vom 28.03.2012, Berlin.

BT Drs. 17/8877: Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und FDP vom 06.03.2012. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Berlin.

BT Drs. 17/6363: Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss) a) zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und FDP – Drucksache 17/6071 – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, b) zu dem Gesetz der Bundesregierung – Drucksache 17/6247 – Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und c) zu dem Antrag der Fraktion der SPD – Drucksache 17/5812 – Energiewende jetzt sowie d) zu dem Antrag der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/5202 – Atomzeitalter beenden – Energiewende jetzt vom 29.06.2011, Berlin.

BT Drs. 17/6247: Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 22.06.2011. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

BT Drs. 17/6071: Gesetzentwurf der Fraktionen CDU/CSU und FDP vom 06.06.2011. Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Berlin.

Bundeswahlleiter (2013): Bundestagswahl 2013. Ergebnisse, abrufbar unter: https://www.bundeswahlleiter.de/bundestagswahlen/2013/ergebnisse.html (17.11.2016).

Bundeswahlleiter (2009): Bundestagswahl 2009. Ergebnisse der Wahl zum 17. Deutschen Bundestag, abrufbar unter: https://www.bundeswahlleiter.de/de/bundestagswahlen/BTW_BUND_09/E2_BTW_2009__Ergebnisse_IVU_ueberarbeitet.pdf (Stand 05.01.2016).

Bungenberg, Marc/ Motzkus, Matthias (2015): Das EEG-2012-Modell und die Privilegierung stromintensiver Unternehmen aus dem Blickwinkel des EU-Beihilferechts, in: Graf von Kielmansegg, Sebastian (Hrsg.): Die EEG-Reform – Bilanz, Konzeptionen, Perspektiven, Baden-Baden, S. 81-138.

Burkhart, Simone/ Manow, Philip (2006): Veto-Antizipation. Gesetzgebung im deutschen Bikamerlaismus, in: MPIfG Discussion Paper, http://www.mpifg.de/pu/mpifg_dp/dp06-3.pdf (Stand 13.09.2013).

Burth, Hans-Peter/ Görlitz, Axel (2001): Politische Steuerung in Theorie und Praxis. Eine Integrationsperspektive, in: Burth, Hans-Peter/ Görlitz, Axel (Hrsg.): Politische Steuerung in Theorie und Praxis, Baden-Baden, S. 7-16.

Burth, Hans-Peter/ Görlitz, Axel (1998): Politische Steuerung. Ein Studienbuch, Opladen.

Büllesfeld, Dirk/ Koch, Nina/ von Stackelberg, Felix (2012): Das neue Zulassungsregime für Offshore-Windenergieanlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), in: Zeitschrift für Umweltrecht, Nr. 5/2012, S. 274-280.

Bündnis 90/Die Grünen/ SPD Baden-Württemberg (2011): Der Wechsel beginnt. Koalitionsvertrag zwischen Bündnis 90/Die Grünen und der SPD Baden-Württemberg 2011 bis 2016, abrufbar unter: https://www.gruene-bw.de/app/uploads/2015/10/Koalitionsvertrag-Der-Wechsel-beginnt.pdf (Stand 08.06.2016).

BVerfG (2016): Verfassungsbeschwerden gegen das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 nicht zur Entscheidung angenommen, PM vom 20 Dezember 2016, abrufbar unter: https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/bvg16-098.html;jsessionid=9DAF7D506588CBFC3ABBF9765F818637.2_cid393 (Stand 10.01.2017).

BWE (2017a): Ausschreibung Windenergie an Land. Ergebnisse der ersten Runde vom Mai 2017, abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibung-windenergie-land-ergebnisse-der-ersten-runde-vom-1-mai-2017/20170613_hintergrundpapier_ausschreibung_we_onshore_ergebnisse_1_runde.pdf (Stand 30.06.2017).

BWE (2017b): Windenergie an Land: Analyse deutscher Markt 2016 und Ausblick 2017 – Nach gutem Ausbau stehen fordernde Zeiten bevor, abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/2017/windenergie-land-analyse-deutscher-markt-2016-und-ausblick-2017-nach (Stand 30.06.2017).

BWE (2016): Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien“ vom 14.04.2016, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 10.07.2017).

BWE (2015): Installierte Windenergieleistung in Deutschland, abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland (Stand 05.02.2016).

BWE (2014): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts, abrufbar unter: http://www.bundesgerichtshof.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bibliothek/Gesetzesmaterialien/18_wp/EEG-Reform/stellung_bwe_refe1.pdf?__blob=publicationFile (Stand 10.05.2017).

BWE (2011): Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE) zum Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung auserneuerbaren Energien vom 23. Mai 2011, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

Capano, Gilberto/ Howlett, Michael/ Ramesh, Michael (2015): Bringing Governments back in: Governance and Governing in comparative policy analysis, in: Journal of Comparative Policy Analysis, Vol. 17, Nr. 4, S. 311-321.

CDU Sachsen-Anhalt/ SPD Sachsen-Anhalt (2011): Sachsen-Anhalt geht seinen Weg. Wachstum. Gerechtigkeit. Nachhaltigkeit, abrufbar unter: http://www.spd-sachsen-anhalt.de/files/koalitionsvertrag2011.pdf (Stand 10.06.2016).

CDU/CSU-BT-Fraktion (2019): AG Akzeptanz/Energiewende der Koalitionsfraktionen konstituiert, abrufbar unter: https://www.cducsu.de/presse/pressestatement/ag-akzeptanzenergiewende-der-koalitionsfraktionen-konstituiert (Stand 18.07.2019).

CDU/ CSU/ SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 18. Legislaturperiode, abrufbar unter:

https://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile (Stand 16.11.2016).

CDU/ CSU/ FDP (2009): Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP. 17. Legislaturperiode, abrufbar unter: https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/Ministerium/koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile (Stand 15.11.2015).

CDU Hessen/ FDP Hessen (2009): Vertrauen. Freiheit. Fortschritt. Hessen startet ins nächste Jahrzehnt. Koalitionsvereinbarung Legislaturperiode 2009-2014, abrufbar unter: http://starweb.hessen.de/cache/hessen/koalitionsvereinbarung_18.wp_cdufdp.pdf (Stand 08.06.2016).

CDU Saarland/ FDP Saarland/ Bündnis 90/Die Grünen Saarland (2009): Koalitionsvertrag für die 14. Legislaturperiode des Landtags des Saarlandes (2009-2014), abrufbar unter: http://www.cdu-saar.de/media/downloads/88782.pdf (Stand 10.06.2016).

CDU Sachsen/ FDP Sachsen (2009): Freiheit. Verantwortung. Solidarität. Gemeinsam für ein starkes und selbstbewusstes Sachsen, abrufbar unter: http://www.cdu-fraktion-sachsen.de/fileadmin/user_upload/content/pdf/koali_vertrag.pdf (Stand 10.06.2016).

CDU Thüringen/ SPD Thüringen (2009): Starkes Thüringen – innovativ, nachhaltig, sozial und weltoffen, abrufbar unter: http://www.spd-thueringen.de/dl/Koalitionsvereinbarung_SPD_CDU_Thueringen_2009.pdf (Stand 10.06.2016).

CDU Niedersachsen/ FDP Niedersachsen (2008): Koalitionsvereinbarung 2008-2013 zwischen CDU und FDP für die 16. Legislaturperiode des Niedersächsischen Landtages, abrufbar unter: https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiZvZXtmJzQAhUIqxoKHYs6CwIQFggdMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.mk.niedersachsen.de%2Fdownload%2F5119&usg=AFQjCNHvrRIFhHKZkfBixD_cyVSdiyoxoA&sig2=WQEloBeIxaeFwKNPMYeaCw (Stand 08.06.2016).

CDU Saarland/ SPD Saarland (2012): Koalitionsvertrag für die 15. Legislaturperiode des Landtages des Saarlandes (2012-2017), abrufbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/_documents/koalitionsvertrag2012_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Stand 08.06.2016).

Champney, Leonard (1988): Public Goods and Policy Types, in: Public Administration Review, Vol. 48, Nr. 6, S. 988-994.

Chemnitz, Christine (2019): Die Umsetzung der Energiewende im Föderalismus – Koordination und Steuerung durch mehr Politikverflechtung, in: der moderne staat, Vol. 12, Nr. 1, S. 116-144.

Chemnitz, Christine (2018): Der Mythos vom Energiewendekonsens. Ein Erklärungsansatz zu den bisherigen Koordinations- und Steuerungsproblemen bei der Umsetzung der Energiewende im Föderalismus, in: Radtke, Jörg/ Kersting, Norbert (Hrsg.): Energiewende. Politikwissenschaftliche Perspektiven, Wiesbaden, S. 155-203.

Chrischilles, Esther (2016a): Ausbautempo bleibt hoch. Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, IW-Kurzberichte 26/2016, abrufbar unter: https://www.iwkoeln.de/studien/iw-kurzberichte/beitrag/reform-des-erneuerbare-energien-gesetzes-eeg-ausbautempo-bleibt-hoch-285270 (Stand 15.04.2017).

Chrischilles, Esther (2016b): EEG 2017: Eine Kostenabschätzung. Mögliche Entwicklungen der Förderkosten bis 2020 und 2025, abrufbar unter: https://www.iwkoeln.de/studien/gutachten/beitrag/esther-chrischilles-eeg-2017-moegliche-entwicklungen-der-foerderkosten-bis-2020-und-2025-306248 (Stand 30.06.2017).

Christlich Soziale Union/ Freie Demokratische Partei Bayern (2008): Koalitionsvereinbarung 2008 bis 2013 zwischen CSU und FDP für die 16. Wahlperiode des Bayerischen Landtags, abrufbar unter: http://www.bllv.de/fileadmin/Dateien/Land-PDF/Politik/Koalitionsvertrag_CSU_FDP_25_10_2008-2.pdf (Stand 08.06.2016).

Clean Energy Sourcing (2012): Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundestagsfraktionen der CDU/CSU und FDP zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(16)509-A vom 15.03.2012.

Clearingstelle EEG (2012): EEG 2012 (Urfassung) und BiomasseV 2012 – Gesetzgebungsverfahren, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/urfassung/material (Stand 04.01.2016).

Clearingstelle PV-Novelle (2012): EEG 2012: erste Änderung (sog. PV-Novelle) – Gesetzgebungsmaterialien, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/aenderung1/material (Stand 29.05.2016).

Clemens, Gabriel/ Ohrem, Simon (2014): Die Energiewende findet im Verteilnetz statt, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/1022/Die-Energiewende-findet-im-Verteilnetz-statt.aspx (02.02.2016).

Colebatch, Hal K. (2009): Governance as a conceptual development in the analysis of policy, in: Critical Policy Studies, Vol. 3, Nr. 1, S. 58-67.

Connect Energy Economics (2015): Leitstudie Strommarkt 2015. Endbericht, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=9 (Stand 22.02.2017).

consentec/ ECOFYS (2013): Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/U/unterssuchung-notwendigkeit-weitergehende-systemsteuerung-zur-einhaltung-der-systembilanz,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 18.01.2016).

Czada, Roland (2007): Markt in: Benz, Arthur/ Lütz, Susanne/ Schimank, Uwe/ Simonis, Georg (Hrsg.): Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder, Wiesbaden, S. 68-81.

Czada, Roland (2003): Grenzprobleme zwischen Politik und Markt, in: Czada, Roland/ Zintl, Reinhard (Hrsg.): Politik und Markt, Politische Vierteljahresschrift Sonderheft Nr. 34, Wiesbaden, S. 11-28.

Czada, Roland (1994): Konjunkturen des Korporatismus: Zur Geschichte eines Paradigmenwechsels in der Verbändeforschung, in: Streeck, Wolfgang (Hrsg.): Staat und Verbände, Politische Vierteljahresschrift Sonderheft 25/1994, Opladen, S. 37-64.

Czada, Roland/ Lütz, Susanne (2003): Einleitung – Probleme, Institutionen und Relevanz regulativer Politik, in: Czada, Roland/ Lütz, Susanne/ Mette, Stefan (Hrsg.): Regulative Politik. Zähmung von Markt und Technik, Opladen, S. 13-34.

Czada, Roland/ Radtke, Jörg (2018): Governance langfristiger Transformationsprozesse. Der Sonderfall „Energiewende“, in: Radtke, Jörg/ Kersting, Norbert (Hrsg.): Energiewende. Politikwissenschaftliche Perspektiven, Wiesbaden, S. 45-75.

Dagger, Steffen B. (2009): Energiepolitik & Lobbying. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2009, Stuttgart.

Dahlke, Kay (2015): Neuerungen im Bereich der Windenergie, in: Graf von Kielmansegg, Sebastian (Hrsg.): Die EEG-Reform – Bilanz, Konzeptionen, Perspektiven, Baden-Baden, S. 59-70.

Dahlke, Christian/ Trümpler, Kai (2013): Rechtliche Rahmenbedingungen. Genehmigungssituation bei Offshore-Windparks, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, München, S. 89-128.

Dannecker, Marcus (2014): Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für die verzögerte und gestörte Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen – Keine Lösung der Streitfragen im Rahmen der EEG-Novelle, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 241-258.

Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (2016): Kein Vertrauensschutz für Offshore-Windparkprojekte?, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 11, S. 490-497.

DBFZ (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Mai 2015, abrufbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/eeg_monitoring/berichte/01_Monitoring_ZB_Mai_2015.pdf (Stand 16.05.2017).

DBFZ (2011): Vorhaben IIa. Stromerzeugung aus Biomasse. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Berichte/eeg_eb_2011_biomasse_bf.pdf (Stand 11.11.2015).

DBFZ/ Fraunhofer IWES/ Bosch & Partner/ UFZ/ INL (2014): Vorhaben IIa. Stromerzeugung aus Biomasse. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 28.01.2016).

DBV (2011): Bewertung des Referentenentwurfes des Bundesumweltministeriums zur EEG-Novelle 2012 vom 23. Mai 2011, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

De Bruijn, Hans A./ Hufen, Hans A.M. (1998): The traditional approach to policy instruments, in: Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Administration, Cheltenham/ Northampton, S. 11-32.

del Rio, Pablo (2014): On evaluating success in complex policy mixes: the case of renewable energy support schemes, in: Policy Sciences, Vol. 47, Nr. 3, S. 227-247.

del Rio, Pablo (2012): The dynamic efficiency of feed-in tariffs: The impact of different design elements, in: Energy Policy, Vol. 41, Nr. 1, S. 139-151.

del Rio, Pablo (2010): Analyzing the interactions between renewable energy promotion and energy efficiency support schemes: The impact of different instruments and design elements, in: Energy Policy, Vol. 39, Nr. 4, S. 1897-1908.

del Rio, Pablo/ Howlett, Michael (2013): Beyond the “Tinbergen Rule” in Policy Design: Matching Tools and Goals in Policy Portfolios, in: Annual Review of Policy Design, Nr. 1/2013, S. 1-16.

DCTI (2013): Branchenführer PV 2013. Fakten und Akteure, abrufbar unter: http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/Branchenfuehrer/Branchenfuehrer_PV_2013.pdf (Stand 28.05.2016).

DCTI (2012): Branchenführer PV 2012. Fakten und Akteure, abrufbar unter: http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/DCTI_Branchenfuehrer_PV2012.pdf (Stand 28.05.2016).

DCTI (2011): Branchenführer PV 2011. Fakten und Akteure, abrufbar unter: http://www.dcti.de/fileadmin/pdfs_dcti/DCTI_PV_2011_Branchenfuehrer.pdf (Stand 28.05.2016).

deLeon, Peter (2006): The historical roots of the field, in: Moran, Michael/ Rein, Martin/ Goodin, Robert (Hrsg.): The Oxford Handbook of Public Policy, Oxford, S. 39-57.

deLeon, Peter/ Martell, Christine R. (2006): The Policy Sciences: Past, Present, and Future, in: Peters, B. Guy/ Pierre, Jon (Hrsg.): Handbook of Public Policy, Thousand Oaks, S. 31-47.

dena [Deutsche Energie-Agentur] (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, abrufbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF (15.12.2015).

dena (2005): dena-Netzstudie. Energiewirtschaftliche Planungen für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, abrufbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiesysteme/Dokumente/dena-Netzstudie.pdf (Stand 15.12.2015).

de Perthuis, Christian/ Trotignon, Raphaël (2013): Governance of CO_2 markets: Lessons from the EU ETS, abrufbar unter: http://ns212578.ovh.net/RePEc/cec/wpaper/13-09-Cahier-R-2013-07-De-Perthuis-Trotignon-EU-ETS-Governance.pdf (Stand 10.11.2015).

Depenbrock, Gerd (2016): Energiepolitik voller Widersprüche, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://et-energie-online.de/AktuellesHeft/KommentareundBerichte/BerichtausBerlin/tabid/96/Year/2016/Month/3/NewsModule/454/20162.aspx (Stand 30.06.2017).

Depenbrock, Gerd (2014a): Die Reform als Folge des Erfolgs, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://et-energie-online.de/AktuellesHeft/KommentareBerichte/BerichtausBerlin/tabid/96/Year/2014/Month/4/NewsModule/454/20143.aspx (Stand 18.01.2017).

Depenbrock, Gerd (2014b): Eiltempo bei der Energiewende, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://et-energie-online.de/AktuellesHeft/KommentareBerichte/BerichtausBerlin/tabid/96/Year/2014/Month/7/NewsModule/454/20146.aspx (Stand 18.01.2017).

Derlien, Hans-Ulrich (1993): Staatliche Steuerung in Perspektive: Ein Gesamtkommentar, in: König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln et al, S. 503-518.

Destatis (2014): Anteil der erneuerbaren Energieträgern am Bruttostrom- und Primärenergieverbrauch ab 1991, abrufbar unter: https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/ErneuerbareEnergie.html (Stand 17.11.2015).

Deutsche Bundesbank (2016): EZB-Zinssätze seit 1999, abrufbar unter: https://www.bundesbank.de/Redaktion/DE/Downloads/Statistiken/Geld_Und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_Renditen/S510TTEZBZINS.pdf?__blob=publicationFile (Stand 12.07.2016).

DWG (2017a): Analyse der 1. Ausschreibungsrunde für die Windenergie an Land, abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/system/files/attachments/press-release/2017/erweitertes-hintergrundpapier-zu-ausschreibungen-wind-land/20170615-erste-ausschreibung-kurzanalyse-ohne-weitere-schritte.pdf (20.06.2017).

DWG (2017b): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland im Jahr 2016, abrufbar unter: http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/e4d460d037a2875516a5f74556988cc8e61a14ab/Factsheet-Status-Offshore-Windenergieausbau-Jahr-2016.pdf (Stand 10.05.2017).

DWG (2017c): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2016, abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/factsheet-status-windenergieausbau-land-2016.pdf (Stand 10.05.2017).

DWG (2016): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2015, abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/statistiken/20160127-factsheet-status-windenergieausbau-land-jahr-2015_0.pdf (Stand 10.05.2017).

DWG/ Bio Consult SH (2011): Vorhaben IIe. Windenergie. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter:

http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/151a451fe2a4915d3d0bae-beef146eec5b1a8dc2/eeg-eb-2011-windenergie-online.pdf (Stand 18.11.2015).

DEWI (2015): Repowering in Deutschland in 2014: Letzte Gelegenheit zur Nutzung des Repowering-Bonus, in: DEWI Magazin, Nr. 46, abrufbar unter: http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/publications/Magazin_46/06.pdf (Stand 10.02.2016).

DEWI (2014): Bilanz des Repowering im Jahr 2013, in: DEWI Magazin, Nr. 44, abrufbar unter: http://www.dewi.de/dewi/fileadmin/pdf/publications/Magazin_44/08.pdf (Stand 10.02.2016).

DGS (2011): DGS-Stellungnahme zum Referentenentwurf EEG des BMU (Entwurfsstand vom 19.05.2011), abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

Diekmann, Jochen/ Schill, Wolf-Peter/ Breitschopf, Barbara/ Sievers, Luisa/ Klobasa, Marian/ Lehr, Ulrike/ Horst, Juri (2016): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien – Zusammenfassungen und Schlussfolgerungen, abrufbar unter: http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Abschlussbericht-ImpRES_2016_09_27.pdf (Stand 17.05.2017).

Diekmann, Jochen/ Schill, Wolf-Peter/ Vogel-Sperl, Antje/ Schmidt, Janine/ Kirrmann, Sven (2014): Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2014. Indikatoren und Ranking, in: Politikberatung kompakt Nr. 91, DIW, abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489973.de/diwkompakt_2014-091.pdf (Stand 07.06.2016).

Diekmann, Jochen/ Groba/ Felix/ Vogel-Sperl, Antje/ Püttner, Andreas/ Vohrer, Philipp/ Schmidt, Janine (2012): Vergleich der Bundesländer: Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2012. Indikatoren und Ranking, in: Politikberatung kompakt Nr. 70, DIW, abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.412840.de/diwkompakt_2012-070.pdf (Stand 07.06.2016).

Diekmann, Jochen/ Kemfert, Claudia/ Neuhoff, Karsten (2012): Solarstromförderung: Drastische Einschnitte nicht sinnvoll, in: DIW-Wochenbericht Nr. 12/2012, abrufbar unter: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.395420.de/12-12-1.pdf (Stand 24.05.2016).

Diekmann, Jochen/ Kemfert, Claudia/ Neuhoff, Karsten/ Schill, Wolf-Peter/ Traber, Thure (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, in: DIW-

Wochenbericht Nr. 45/2012, abrufbar unter: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.411130.de/12-45-3.pdf (Stand 22.11.2015).

Diekmann, Jochen/ Groba/ Felix/ Vogel-Sperl, Antje/ Püttner, Andreas/ van Mark/ Kerstin/ Mayer, Jörg/ Ziller, Undine (2010): Bundesländer-Vergleichsstudie mit Analyse der Erfolgsfaktoren für den Ausbau der Erneuerbaren Energien 2010., in: Politikberatung kompakt Nr. 57, DIW, abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.363910.de/diwkompakt_2010-057.pdf (Stand 07.06.2016).

Dietsche, Hans-Jörg (2013): Energiewende und Energie-Föderalismus – Zu den Möglichkeiten für eine Koordination des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Bundesstaat, in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung Tübingen (Hrsg.): Jahrbuch des Föderalismus 2013. Föderalismus, Subsidiarität und Regionen in Europa, Baden-Baden, S. 47-53.

DIHK (2016): Stellungnahme zum Referentenentwurf EEG 2016 vom 28.04.2017, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 15.07.2017).

DIHK (2014): Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 18/1304) vom 27.05.2014, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=73930 (Stand 16.05.2017).

DIHK (2011): DIHK-Vorstandsbeschluss "Energie für die Wirtschaft – Anforderungen an die künftige Energiepolitik", abrufbar unter: http://www.dihk.de/themenfelder/innovation-und-umwelt/energie/energiewende/positionen/positionen (Stand 16.11.2015).

Dimmler, Nikolaus/ Pichler, Wolfgang (2009a): Einleitung, in: Dimmler, Nikolaus/ Pichler, Wolfgang (Hrsg.): Governance - Bewältigung von Komplexität in Wirtschaft, Gesellschaft und Politik, Frankfurt a.M., S. 7-13.

Dimmler, Nikolaus/ Pichler, Wolfgang (Hrsg.) (2009b): Governance – Bewältigung von Komplexität in Wirtschaft, Gesellschaft und Politik, Frankfurt a.M.

DLR/ Fraunhofer IWES/ IfnE (2012): Schlussbericht. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, abrufbar unter: http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (Stand 10.09.2015).

DLR/ Fraunhofer IWES/ IfnE (2011): „Leitstudie 2010“. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung

in Europa und global, abrufbar unter: http://www.fvee.de/fileadmin/politik/bmu_leitstudie2010.pdf (Stand 10.09.2015).

DLR/ ZES/ ECOFYS/ Klinski, Stefan/ WIKUE (2011): Vorhaben V – Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern. Endbericht. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmuimport/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_integration_ee_konventionell_bf.pdf (Stand 17.08.2014).

Dose, Nicolai (2013): Von Government zu Governance. Regieren unter veränderten Bedingungen, in: Korte, Karl-Rudolf/ Grunden, Timo (Hrsg.): Handbuch Regierungsforschung, Wiesbaden, S. 53-60.

Dose, Nicolai (2008a): Problemorientierte staatliche Steuerung. Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design, Baden-Baden.

Dose, Nicolai (2008b): Governance als problemorientierte Steuerung. Steuerung angesichts alter Probleme und neuer Herausforderungen, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 77-94.

Dose, Nicolai (2008c): Wiederbelebung der Policy-Forschung durch konzeptionelle Erneuerung, in: Janning, Frank/ Toens, Katrin (Hrsg.): Die Zukunft der Policy-Forschung. Theorien, Methoden, Anwendungen, Wiesbaden, S. 175-188.

Dose, Nicolai (2007): Planung/ Planungspolitik, in: Nohlen, Dieter/ Grotz, Florian (Hrsg.): Kleines Lexikon der Politik, 4. Aufl., München, S. 403-407.

Dose, Nicolai (2006a): Governance im Geflecht von Problemen, Ebenen und Akteuren, in: Bröchler, Stephan/ Blumenthal, Julia von (Hrsg.): Von Government zu Governance. Analysen zum Regieren im modernen Staat, Münster, S. 23-56.

Dose, Nicolai (2006b): New Governance. Staatliche Steuerung im Geflecht von Problemen, Ebenen und Akteuren, Habilitationsschrift. München.

Dose, Nicolai (2006c): Verrechtlichung und die Steuerungsfähigkeit von Recht, in: Becker, Michael/ Zimmerling, Ruth (Hrsg.): Politik und Recht, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 36, S. 503-522.

Dose, Nicolai (2003): Trends und Herausforderungen der poltischen Steuerungstheorie, in: Grande, Edgar/ Prätorius, Rainer (Hrsg.): Politische Steuerung und neue Staatlichkeit, Baden-Baden, S. 19-55.

Dose, Nicolai (2001): Problemorientierte politische Steuerung, in: Grande, Edgar/ Prätorius, Rainer (Hrsg.): Politische Steuerung und neue Staatlichkeit, Baden-Baden, S. 315-336.

Dose, Nicolai (1997): Die verhandelnde Verwaltung. Eine empirische Untersuchung über den Vollzug des Immissionsschutzrechts, Baden-Baden.

Dose, Nicolai (1987): Muster von Verhandlungsprozessen mit Ordnungsverwaltungen. Ein steuerungstheoretisch angeleiteter Versuch einer Typenbildung in: Windhoff-Héritier, Adrienne (Hrsg.): Verwaltung und ihre Umwelt, Opladen, S. 111-131.

Dose, Nicolai/ Buntrock, Oliver (2010): Politische Steuerung der Finanzkrise. Das Beispiel der europäischen Regulierung von Ratingagenturen, Bremen/ Siegen.

Dose, Nicolai/ Voigt, Rüdiger (1995): Kooperatives Recht: Norm und Praxis, in: Dose, Nicolai/ Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Kooperatives Recht, Baden-Baden, S. 11-39.

Döhler, Marian (2007): Hierarchie, in: Benz, Arthur/ Lütz, Susanne/ Schimank, Uwe/ Simonis, Georg (Hrsg.): Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder, Wiesbaden, S. 46-53.

Döhler, Marian/ Wegrich, Kai (2010): Regulierung als Konzept und Instrument moderner Staatstätigkeit, in: der moderne staat, Vol. 3, Nr. 1, S. 31-52.

Dreier, Horst/ Graf, Friedrich Wilhelm/ Hesse, Joachim Jens (2011): Staatswissenschaften und Staatspraxis: ein herausfordernd prekäres Verhältnis, in Dreier, Horst/ Graf, Friedrich Wilhelm/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften und Staatspraxis, Baden-Baden, S. 439-470.

Drummer, Hermann/ Fach, Wolfgang/ Häusler, Jürgen/ Simonis, Georg (1990): Energiepolitik: Die Krisenregulierung der politischen Parteien, in: Beyme, Klaus von/ Schmidt, Manfred G. (Hrsg.): Politik in der Bundesrepublik Deutschland, Opladen, S. 360-381.

Druwe, Ulrich (1994): Steuerungstheoretische Problemlösungsansätze, in: Görlitz, Axel (Hrsg.): Umweltpolitische Steuerung, Baden-Baden, S. 57-77.

Duin, Garrelt (2013): Masterplan für Energiewende nötig, abrufbar unter: Deutschlandfunk vom 17.07.2013, http://www.dradio.de/dlf/sendungen/interview_dlf/2180563/ (Stand 05.09.2013).

Düngen, Helmut (1993): Zwei Dekaden deutscher Energie- und Umweltpolitik: Leitbilder, Prinzipien und Konzepte, in: Hohensee, Jens/ Salewski, Michael (Hrsg.): Energie – Politik – Geschichte, Stuttgart, S. 35-50.

ECOFYS (2011): Vorhaben III. Netzoptimierung, -integration und -ausbau, Einspeisemanagement. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

ECOFYS/ DWG/ tu Dortmund/ izes (2011): Vorhaben III. Netzoptimierung, -integration und -ausbau, Einspeisemanagement. Anhang. Vorübergehende Regelung von EE-Anlagen zur Vermeidung von Netzengpässen (Einspeisemanagement) und die damit verbundene Härtefallregelung, Berlin.

ECOFYS/ Fraunhofer ISI/ GWS (2015): Stromkosten der energieintensiven Industrie. Ein internationaler Vergleich. Zusammenfassung der Ergebnisse, abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Strompreiswirkung_330639/Industriestrompreise_Abschlussbericht.pdf (Stand 19.05.2017).

ECOFYS/ IFK (2011): Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung, in: http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/ecofys_50_2_hertz.pdf (Stand 19.01.2016).

EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, vom 28. Juli 2011, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_2012_juris_110728_0.pdf (Stand 18.01.2015).

EEG (2009): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, vom 25. Oktober 2009, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_2009_Urfassung_juris_0.pdf (Stand 15.11.2015).

EEX (2014): Stellungnahme: Öffentliche Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Energie des Deutschen Bundestages zum Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)117 vom 26.05.2014.

EEX/ EPEX Spot (2014): Positionspapier zur Weiterentwicklung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien in Deutschland, abrufbar unter: https://www.epex-spot.com/document/26379/Weiterentwicklung%20der%20F%C3%B6rdermechanismen%20f%C3%BCr%20Erneuerbare%20Energien%20in%20Deutschland (Stand 15.05.2017).

EFI (2014): Gutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands. 2014, abrufbar unter: http://www.e-fi.de/fileadmin/Gutachten_2014/EFI_Gutachten_2014.pdf (Stand 15.11.2015).

Ehricke, Ulrich (2015): Die Regelung der Direktvermarktung im EEG 2014, in: Graf von Kielmansegg, Sebastian (Hrsg.): Die EEG-Reform – Bilanz, Konzeptionen, Perspektiven, Baden-Baden, S. 23-45.

EiD (2014): Stellungnahme der Energieintensiven Industrien in Deutschland zum Kabinettsentwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 8. April 2014 und zum Entwurf eines Gesetzes zur Reform der Besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen vom 7. Mai 2014, https://www.bundestag.de/blob/281810/944ea3d83ff971efeee6dc325485c72a/105_eid-data.pdf (Stand 18.05.2017).

Eising, Rainer (2000): Liberalisierung und Europäisierung. Die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien und der Bundesrepublik Deutschland, Opladen.

Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (2005a): Introduction, in: Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (Hrsg.): Designing Government. From Instruments to Governance, Quebec, S. 3-18.

Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (Hrsg.) (2005b): Designing Government. From Instruments to Governance, Quebec.

Ellwein, Thomas (1987): Politische Wissenschaft. Beiträge zur Analyse von Politik und Gesellschaft, Opladen.

EnWG (2012): Energiewirtschaftsgesetz, vom 20.12.2012, abrufbar unter: https://dejure.org/gesetze/EnWG/13a.html (Stand 28.02.2015).

Erdmann, Georg (2017): Der Klimaschutzbeitrag der deutschen Energiewende, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 67, Nr. 4, S. 8-13.

Erdmann, Georg/ Fischedick, Manfred/ von Hirschhausen, Christian/ Hohmeyer, Olav/ Jochem, Eberhard/ Kemfert, Claudia/ Matthes, Felix/ Pehnt, Martin/ Ragwitz, Mario/ Schmid, Jürgen (2010): Dringender Appell zur Rettung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes seitens deutscher Energiewissenschaftler, abrufbar unter: https://www.ensys.tu-berlin.de/fileadmin/fg8/documents/Final_Appell_EEG-14-12-2010.pdf (Stand 16.11.2015).

Erdmann, Georg/ Zweifel, Peter (2010): Energieökonomik. Theorie und Anwendungen, 2. Aufl., Berlin/ Heidelberg.

Erneuerbare Energien (2012a): Altmaier will Solarbranche helfen, abrufbar unter: http://www.erneuerbareenergien.de/altmaier-will-solarbranche-helfen/150/490/38735/ (Stand 26.05.2016).

Erneuerbare Energien (2012b): Konsolidierung fordert 180 Opfer, abrufbar unter: http://www.erneuerbareenergien.de/konsolidierung-fordert-180-opfer/150/436/57858/ (Stand 26.05.2016).

Erneuerbare Energien (2012c): Peking will Ausbauziele erhöhen, abrufbar unter: http://www.erneuerbareenergien.de/peking-will-ausbauziele-erhoehen/150/436/39315/ (Stand 26.05.206).

Evans, Peter B./ Rueschemeyer, Dietrich/ Skocpol, Theda (Hrsg.) (1985): Bringing the state back in, Cambridge.

EU Com (2015): State of the Energy Union 2015, COM(2015) 572, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/state-energy-union/docs/communication-state-energy-union_en.pdf (Stand 19.11.2015).

EU Com (2014a): Ein Rahmen für die Energie- und Klimapolitik im Zeitraum 2020-2030, COM(2014) 15, abrufbar unter: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN (Stand 14.11.2015).

EU Com (2014b): Staatliche Beihilfen: Kommission verabschiedet neue Regeln für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen. Pressemitteilung vom 09.04.2014, abrufbar unter: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-400_de.htm (Stand 12.11.2016).

EU Com (2013): Beschluss der Kommission vom 18. Dezember 2013, SA 33995 – Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen, C(2013) 4424 final, abrufbar unter: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251153/251153_1506027_58_2.pdf (Stand 20.11.2016).

Europäischer Rat (2014): Tagung des Europäischen Rates (23./24. Oktober 2014) – Schlussfolgerungen, EUCO 169/14, abrufbar unter: http://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INIT/de/pdf (Stand 14.11.2015).

Fachagentur Windenergie an Land (2017): 1. Ausschreibung im Jahr 2017 für Windenergieanlagen an Land, abrufbar unter: https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Analyse_1_Ausschreibung_Wind_an_Land_2017.pdf (Stand 30.06.2017).

Fachagentur Windenergie an Land (2016): Standortqualitäten von Windenergieanlagen. Bundesweite Auswertung windenergiespezifischer Daten im Anlagenregister (§ 6 EEG 2014) für den Meldezeitraum August 2014 bis Februar 2016, abrufbar unter: http://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA-Wind_WEA-Standortqualitaeten_Anl-Reg_05-2016.pdf (Stand 10.05.217).

Fachverband Biogas e.V. (2011): Stellungnahme des Fachverbandes Biogas e.V. zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) in der Fassung vom 17. Mai 2011, abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

Falk, Thorsten/ Wagner, Andreas (2013): Einleitung. Politische, rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen der Offshore-Nutzung, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, München, S. 33-54.

Färber, Gisela (1993): Staatliche Steuerung aus wirtschaftswissenschaftlicher Perspektive – Eine Kritik an staatlichen Allokationsentscheidungen, in: König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln/ Berlin/ Bonn/ München, S. 237-248.

Fest, Philipp (2015): Rechtsprobleme der Energiewende, in: Quaas, Michael/ Deutsches Anwaltsinstitut e.V. (Hrsg.): Rechtsprobleme der Energiewende, Baden-Baden, S. 11-34.

Fiedler, Swantje/ Wronski, Rupert (2015): Energiepreisbericht 2015. Besondere Ausgleichsregelung und Industriestrompreise, abrufbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/1509_Energiepreisbericht_BesAR.pdf (Stand 17.05.2017).

Fischer, Severin (2011): Auf dem Weg zur gemeinsamen Energiepolitik. Strategien, Instrumente und Politikgestaltung in der Europäischen Union, Baden-Baden.

Flick, Uwe (2011): Triangulation. Eine Einführung, 3. Aufl., Wiesbaden.

Frantzen, Jörg/ Hauser, Eva (2012): Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, abrufbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/izes_kurzgutachten_pv.pdf (Stand 11.12.2015).

Fraunhofer ISE (2017): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, abrufbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf (Stand 15.05.2017).

Fraunhofer ISE (2016): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, abrufbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf (Stand 27.05.2016).

Fraunhofer ISE (2013a): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, abrufbar unter: http://www.sunova.eu/fileadmin/downloads/Presse/130415_ISE_Fraunhofer_Fakten_PV_in_Deutschland.pdf (Stand 28.05.2016).

Fraunhofer ISE (2013b): Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, abrufbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf (Stand 28.05.2016).

Fraunhofer ISE (2012a): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, abrufbar unter: http://www.kachelofen-dotzauer.de/home/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf (Stand 27.05.2016).

Fraunhofer ISE (2012b): Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, abrufbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien-mai-2012.pdf (Stand 28.05.2016).

Fraunhofer ISI (2012): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Stand 04/2012, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-01.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 20.04.2016).

Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ IKEM (2016a): Monitoring der Direktvermarktung. Stand 12/2016, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-12-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 10.05.2017).

Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ IKEM (2016b): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben I: Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbare Energien, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 10.05.2017).

Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ BBH/ IKEM (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Stand 05/2015, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-

energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/laufende-evaluierung-direktvermarktung-strom-erneuerbare-energie-2015-mai.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Stand 10.05.2017).

Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ BBH/ IKEM (2012): Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, abrufbar unter: http://www.wattzweipunktnull.de/fileadmin/content/pdf/Daten_2012/kurzgutachten_marktpraemienmodell.pdf (Stand 26.10.2015).

Fraunhofer ISI/ Fraunhofer IWES/ izes/ Forschungsstelle Umweltenergierecht Würzburg/ BBH (2011): Vorhaben IV. Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: http://isi-cmspflege.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/eeg_eb_2011_recht_bf.pdf (Stand 17.11.2015).

Fraunhofer IWES (2015): Windenergie Report Deutschland 2014, abrufbar unter: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2014.pdf (Stand 10.02.2016).

Fraunhofer IWES (2014): Windenergie Report Deutschland 2013, abrufbar unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-2837358.pdf (Stand 10.02.2016).

Frenz, Walter (2012): Energiewende und Beihilfenverbot, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 16, Nr. 1, S. 34-36.

Friderichs, Hauke (2015): Lichtschalter statt Kernkraftwerke, in: Zeit online vom 06.09.2014, abrufbar unter: http://www.zeit.de/2014/35/rwe-energiewende-smarthome (Stand 18.01.2015).

Frondel, Manuel/ Schmidt, Christoph M./ Vance, Colin (2012): Germany`s Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster, in: Ruhr Economic Papers, Nr. 353, S. 1-25.

Frontier Economics/ Formaet (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Stand 22.02.2017).

Fürsch, Michaela/ Malischek, Raimund/ Lindenberger, Dietmar (2012): Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist, abrufbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Working_Paper/EWI_WP_12_14_Merit-Order-Effekt-der-Erneuerbaren.pdf (Stand 11.12.2015).

Fürst, Dietrich (1987): Die Neubelebung der Staatsdiskussion: Veränderte Anforderungen an Regierung und Verwaltung in westlichen Industriegesellschaften, in: Ellwein, Thomas/ Hesse, Joachim Jens/ Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (Hrsg.): Jahrbuch zur Staats und Verwaltungswissenschaft, Band 1, Baden-Baden, S. 261-284.

Gailing, Ludger (2018): Die räumliche Governance der Energiewende: Eine Systematisierung der relevanten Governance-Formen, in: Kühne, Olaf/ Weber, Florian (Hrsg.): Bausteine der Energiewende, Wiesbaden, S. 75-90.

Gaugele, Jochen (2012): BDI-Chef Keitel warnt Politik vor Blackout-Gefahren, in: Welt online vom 21.09.2012, abrufbar unter: http://www.welt.de/politik/deutschland/article109375716/BDI-Chef-Keitel-warnt-Politik-vor-Blackout-Gefahr.html (Stand 18.01.2015).

Gawel, Erik (2016): Der EU-Emissionshandel vor der vierten Handelsperiode, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 8, S. 351-357.

Gawel, Erik (2014): Der Schienenverkehr in der besonderen Ausgleichsregelung des EEG: Stand und Perspektiven, in: UFZ Discussion Papers, Nr. 12/2014, abrufbar unter: https://www.ufz.de/export/data/global/59108_DP_12_2014_Gawel_BesAR_final.pdf (Stand 02.02.2016).

Gawel, Erik/ Klassert, Christian (2013a): Probleme der besonderen Ausgleichsregelung im EEG, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Vol. 24., Nr. 9, S. 467-480.

Gawel, Erik/ Klassert, Christian (2013b): Wie weiter mit der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG?, in: UFZ Discussion Papers, Nr. 9/2013, abrufbar unter: http://econstor.eu/bitstream/10419/76874/1/751426113.pdf (Stand 02.02.2016).

Gawel, Erik/ Korte, Klaas (2015): Regionale Verteilungswirkungen und Finanzierungsverantwortung: Bund und Länder bei der Strom-Energiewende, in: Müller, Thorsten/ Kahl, Hartmut (Hrsg.): Energiewende im Föderalismus, Baden-Baden, S. 145-186.

Gawel, Erik/ Korte, Klaas (2012): Verteilungseffekte des EEG: Kritik an den falschen Stellen, in: Wirtschaftsdienst, Vol. 92, Nr. 8, S. 512-515.

Gawel, Erik/ Lehmann, Paul (2014): Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014, in: Wirtschaftsdienst, Vol. 94, Nr. 9, S. 651-658.

Gawel, Erik/ Purkus, Alexandra (2015): Die Rolle von Energie- und Strombesteuerung im Kontext der Energiewende, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 39, Nr. 2, S. 77-103.

Gawel, Erik/ Purkus, Alexandra (2013): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 37, Nr. 1, S. 43-61.

Gawel, Erik/ Purkus, Alexandra/ Bruttel, Franziska (2016): Auktionen als Förderinstrument für erneuerbare Energien, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 4, S. 153-158.

Gawel, Erik/ Strunz, Sebastian (2014): State Aid Dispute on Germany`s Support for Renewables. Is the Commission on the right Course?, in: Journal for European Environmental & Planning Law, Vol. 11, Nr. 2, S. 137-150.

Gawel, Erik/ Strunz, Sebastian/ Lehmann, Paul (2014): Wie viel Europa braucht die Energiewende?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 38, Nr. 3, S. 163-182.

Geden, Oliver/ Fischer, Severin (2014): Moving Targets. Die Verhandlungen über die Energie- und Klimapolitik-Ziele der EU nach 2020, abrufbar unter: http://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/studien/2014_S01_fis_gdn.pdf (Stand 14.11.2015).

Geden, Oliver/ Fischer, Severin (2013): Strategiediskussion in der EU-Energie- und Klimapolitik. Neue Ziel für die Zeit nach 2020, abrufbar unter: http://library.fes.de/pdf-files/id/ipa/09599.pdf (Stand 14.11.2015).

Geden, Oliver/ Tils, Ralf (2013): Das deutsche Klimaziel im europäischen Kontext: strategische Implikationen im Wahljahr 2013, in: Zeitschrift für Politikberatung, Nr. 1, S. 24-28.

Geipel, Martin/ Uibeleisen, Maximilian (2014): Die Übergangsbestimmungen für Bestandsanlagen im EEG 2014, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 3/2014, S. 142-148.

Genschel, Philipp/ Leibfried, Stephan (2008): Schupperts Staat. Wie beobachtet man den Wandel einer Formidee?, in: Der Staat, Vol. 47, Nr. 3, 359-380.

Genschel, Philipp/ Zangl, Bernhard (2008): Metamorphosen des Staates – vom Herrschaftsmonopolisten zum Herrschaftsmanager, in: Leviathan, Vol. 36, Nr. 3, S. 430-454.

Genschel, Philipp/ Leibfried, Stephan/ Zangl, Bernhard (2006): Zerfaserung und Selbsttransformation: Das Forschungsprogramm „Staatlichkeit im Wandel“, in: TranState Working Papers, Nr. 45, abrufbar unter: http://www.sfb597.uni-bremen.de/homepages/genschel/arbeitspapierBeschreibung.php?ID=55&SPRACHE=de&USER=genschel (Stand: 05.03.2015).

George, Alexander L./ Bennett, Andrew (2005): Case studies and theory development in the social sciences, Cambridge.

Giesel, Katharina D. (2007): Leitbilder in den Sozialwissenschaften. Begriffe, Theorien und Forschungskonzepte, Wiesbaden.

Göhler, Gerhard (2010): Neue Perspektiven politischer Steuerung, in: APuZ, Nr. 2-3/2010, S. 34-40.

Göhler, Gerhard/ Höppner, Ulrike/ De La Rosa, Sybille (Hrsg.) (2009a): Weiche Steuerung. Studien zur Steuerung durch diskursive Praktiken, Argumente und Symbole, Baden-Baden.

Göhler, Gerhard/ Höppner, Ulrike/ De La Rosa, Sybille (2009b): Einleitung, in: Göhler, Gerhard/ Höppner, Ulrike/ De La Rosa, Sybille (Hrsg.): Weiche Steuerung. Studien zur Steuerung durch diskursive Praktiken, Argumente und Symbole, Baden-Baden, S. 11-26.

Göhler, Gerhard/ Höppner, Ulrike/ De la Rosa, Sybille/ Skupien, Stefan (2010): Steuerung jenseits von Hierarchie. Wie diskursive Praktiken, Argumente und Symbole steuern können, in: Politische Vierteljahresschrift, Nr. 51, S. 691-720.

Görlitz, Axel (1995): Politische Steuerung, Opladen.

Grande, Edgar (2008): Reflexive Modernisierung des Staates, in: der moderne staat, Vol. 1, Nr. 1, S. 7-28.

Grande, Edgar (2001): Globalisierung und die Zukunft des Nationalstaats, in: Beck, Ulrich/ Bonß, Wolfgang (Hrsg.): Die Modernisierung der Moderne, Frankfurt a.M., S. 261-275.

Grande, Edgar (1997): Vom produzierenden zum regulierenden Staat. Möglichkeiten und Grenzen von Regulierung bei Privatisierung, in: König, Klaus/ Benz, Angelika (Hrsg.): Privatisierung und staatliche Regulierung, Baden-Baden, S. 576-591.

Grande, Edgar (1995): Regieren in verflochtenen Verhandlungssystemen, in: Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (Hrsg.): Gesellschaftliche Selbstregelung und politische Steuerung, Frankfurt a.M./ New York, S. 327-368.

Grande, Edgar/ Eberlein, Burkhard (1997): „Modernisierung des Staates? – Zur Einführung, in: Grande, Edgar/ Prätorius, Rainer (Hrsg.): Modernisierung des Staates?, Baden-Baden, S. 9-20.

Grashof, Katherina/ Weber, Andreas (2013): Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, abrufbar unter: https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/201402-strom-direktvermarktung-i-zes.pdf (Stand 26.10.2015).

Grasselt, Nico (2016): Die Entzauberung der Energiewende. Politik- und Diskurswandel unter schwarz-gelben Argumentationsmustern, Wiesbaden.

Grasselt, Nico (2015): Fracking in den USA: riskante Freiheit, abrufbar unter: http://regierungsforschung.de/wp-content/uploads/2015/04/080415regierungsforschung.de_grasselt_fracking.pdf (Stand 10.09.2015).

Grasselt, Nico (2013): Diagnose: Vasa-Syndrom - Wenn die Energiewende scheitert, wird am Ende niemand verantwortlich sein, abrufbar unter: Regierungsforschung.de, http://regierungsforschung.de/dx/public/article.html?id=220 (Stand 18.01.2015).

Grau, Thilo (2012): Zielgerichtete Solarstromförderung erfordert häufige und flexible Anpassungen, in: DIW Wochenbericht, Nr. 12 vom 21.03.2012, abrufbar unter: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.395424.de/12-12-3.pdf (Stand 28.05.2016).

Grimm, Dieter (2009): Souveränität. Herkunft und Zukunft eines Schlüsselbegriffs, Berlin.

Greven, Michael Th. (2008): "Politik" als Problemlösung – und als vernachlässigte Problemursache, in: Janning, Frank/ Toens, Katrin (Hrsg.): Die Zukunft der Policy-Forschung. Theorien, Methoden, Anwendungen, Wiesbaden, S. 23-33.

Grimm, Dieter (1993): Der Staat in der kontinentaleuropäischen Tradition, in: Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Abschied vom Staat - Rückkehr zum Staat?, Baden-Baden, S. 27-50.

Grimm, Dieter (1990): Staat und Gesellschaft, in: in: Ellwein, Thomas/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften: Vergessene Disziplin oder neue Herausforderung, Baden-Baden, S. 13-27.

Grosjean, Godefroy/ Acworth, William/ Flachsland, Christian/ Marschinski, Robert (2014): After Monetary Policy, Climate Policy: Is Delegation the Key to EU ETS Reform?, MCC Working Paper 1/2014, abrufbar unter: http://www.mcc-berlin.net/fileadmin/data/pdf/Publikationen/Grosjean_et_al_2014_Is_Delegation_the_Key_to_EU_ETS_Reform_May2014.pdf (Stand 10.11.2015).

Große, Andreas/ Panknin, Jens (2016): Die Besondere Ausgleichsregelung im EEG 2017, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 10, S. 435-440.

Grösche, Peter/ Schröder, Carsten (2011): On the redistributive effects of Germany`s feed-in tariff, in: economics working paper, 7/2011, abrufbar unter: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/49291/1/66579133X.pdf (Stand 18.11.2015).

Grunden, Timo (2009): Politikberatung im Innenhof der Macht. Zu Einfluss und Person der persönlichen Berater deutscher Ministerpräsidenten, Wiesbaden.

Gundel, Jörg (2016): Haftung, Wälzung und Verschuldungszurechnung beim Offshore-Windkraftausbau: Die Konsequenzen der Neuregelung vom Dezember 2012, in: Recht der Energiewirtschaft, Nr. 8/2016, S. 325-331.

Gupta, Dipak K. (2011): Analyzing Public Policy. Concepts, Tools and Techniques, 2. Aufl., Washington D.C.

GWS/ prognos/ EWI (2014): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Energiewende, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/gesamtwirtschaftliche-effekte-der-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 10.01.2017).

GWS/ DIW/ DLR/ Fraunhofer ISI/ ZSW (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt, abrufbar unter: http://www.soko-institut.de/pdf/ee_arbeitsmarkt_bf.pdf (Stand 15.11.2015).

Haack, Stefan (2012): Primitive Staatstheorie, in: Der Staat, Vol. 51, Nr. 1, S. 57-89.

Haas, Hans-Dieter/ Schlesinger, Dieter Matthew (2010): Bergbau, Energiewirtschaft und Energieversorgung, in: Kulke, Elmar (Hrsg.): Wirtschaftsgeographie Deutschlands, 2. Auflage, Heidelberg, S. 101-129.

Hajer, Maarten (1993): Discourse Coalitions and the institutionalization of practice. The case of acid rain in Britain, in: Fischer, Frank/ Forester, John (Hrsg.): The argumentative turn in policy analysis and planning, Durham/ London, S. 43-76.

Hakkarainen, Petri (2013): Von einer nationalen zu einer europäischen Energiewende, in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung Tübingen (Hrsg.): Jahrbuch des Föderalismus 2013. Föderalismus, Subsidiarität und Regionen in Europa, Baden-Baden, S. 85-94.

Hall, Peter A. (1993): Policy Paradigms, Social Learning, and the State. The Case of Economic Policymaking in Britain, in: Comparative Politics, Vol. 25, Nr. 3, 275-296.

Harmeling, Sven/ Bals, Christoph/ Burck, Jan (2015): Stand und Perspektiven der nationalen und internationalen Klimapolitik, in: Fischedick, Manfred/ Görner, Klaus/ Thomeczek, Margit (Hrsg.): CO_2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie, Berlin/ Heidelberg, S. 37-65.

Hassel, Anke/ Lütz, Susanne (2010): Durch die Krise aus der Krise? Die neue Stärke des Staates, in: der moderne Staat, Vol. 3, Nr. 2, S. 251-271.

Haus, Michael (2010a): Governance-Theorien und Governance-Probleme: Diesseits und jenseits des Steuerungsparadigmas, in: Politische Vierteljahresschrift, Vol. 51, Nr. 3, S. 457-479.

Haus, Michael (2010b): Transformation des Regierens und Herausforderungen der Institutionenpolitik, Baden-Baden.

Hauser, Eva/ Harms, Gunnar (2011): Analyse möglicher Verbesserungen des EEG-Umlage-Berechnungsverfahrens, abrufbar unter: http://www.hans-josef-fell.de/content/index.php/dokumente/studien-und-analysen/618-kurzstudie-analyse-moeglicher-verbesserungen-des-eeg-umlage-berechnungsverfahrens/file (Stand 17.11.2015).

Hauser, Eva/ Weber Andreas/ Zipp, Alexander/ Leprich, Uwe (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, abrufbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/IZES20140627IZES-BEE_EE-Ausschreibungen.pdf (Stand 30.06.2017).

Hauser, Eva/ Horst, Juri/ Frantzen, Jörg/ Luxenburger, Martin/ Zipp, Alexander (2011): Analyse möglicher EEG-Umlage-erhöhender Faktoren und der Berechtigung von aktuellen Strompreiserhöhungen durch das EEG, in: http://www.hans-josef-fell.de/content/index.php/dokumente/studien-und-analysen/619-analyse-moeglicher-eeg-umlageerhoehender-faktoren/file (Stand 11.01.2015).

Hay, Colin (2011): Interpreting interpretivism interpreting interpretation: The new hermeneutics of public administration, in: Public Administration, Vol. 89, Nr. 1, S. 167-182.

Hayes, Michael T. (1978): The Semi-Sovereign Pressure Groups: A Critique of Current Theory and an Alternative Typology, in: The Journal of Politics, Vol. 40, Nr. 1, S. 134-161.

Häder, Michael (2010): Energiepolitik in Deutschland. Eine Analyse der umweltpolitischen Rahmenbedingungen für den Strommarkt aus Sicht der Ordnungspolitik, Bochum.

Härtel, Ines (Hrsg.) (2012): Handbuch Föderalismus – Föderalismus als demokratische Rechtsordnung und Rechtskultur in Deutschland, Europa und der Welt, Band I bis III, Berlin/ Heidelberg.

Heeg, Thiemo (2011): Die Solarindustrie ist auch ein Förderopfer, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 280 vom 01.12.2011, S. 17.

Heinelt, Hubert (2011): Which contributions to the governance debate can lead to a more general political theory? A response to B. Guy Peters, in: Critical Policy Studies, Vol. 5, Nr. 4, S. 458-466.

Heinelt, Hubert (2010): Governing Modern Societies. Towards participatory Governance, Oxford.

Heinelt, Hubert (2008): Demokratie jenseits des Staates. Partizipatives Regieren und Governance, Baden-Baden.

Heinelt, Hubert (2007): Do Policies Determine Politics?, in: Fischer, Frank/ Miller, Gerald J./ Sidney, Mara S. (Hrsg.): Handbook of Public Policy Analysis. Theory, Politics, and Methods, London/ New York, S. 109-119.

Heinze, Rolf G. (2013): Politische Steuerung und gesellschaftliche Selbstregelung, in: Korte, Karl-Rudolf/ Grunden, Timo (Hrsg.): Handbuch Regierungsforschung, Wiesbaden, S. 61-69.

Heinze, Rolf G. (2009): Rückkehr des Staates? Politische Handlungsmöglichkeiten in unsicheren Zeiten, Wiesbaden.

Helfferich, Cornelia (2014): Leitfaden- und Experteninterviews, in: Baur, Nina/ Blasius, Jörg (Hrsg.): Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung, Wiesbaden, S. 559-574.

Hennecke, Frank (1993): Alte und neue Handlungsformen staatlicher Steuerung im Umweltbereich – Die Perspektive der Ministerialverwaltung, in: König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln/ Berlin/ Bonn/ München, S. 381-389.

Hennis, Wilhelm (1976): Legitimität. Zu einer Kategorie der bürgerlichen Gesellschaft, in: Graf Kielmansegg, Peter (Hrsg.): Legitimationsprobleme politischer Systeme, PVS-Sonderheft Nr. 7, Opladen, S. 9-38.

Hennis, Wilhelm/ Graf Kielmunsegg, Peter/ Matz, Ulrich (1979) (Hrsg.): Regierbarkeit. Studien zu ihrer Problematisierung, Band II, Stuttgart.

Hennis, Wilhelm/ Graf Kielmunsegg, Peter/ Matz, Ulrich (1977) (Hrsg.): Regierbarkeit. Studien zu ihrer Problematisierung, Band I, Stuttgart.

Héritier, Adrienne/ Lehmkuhl, Dirk (2008): The Shadow of Hierarchy and New Modes of Governance, in: Journal of Public Policy, Vol. 28, Nr. 1, S. 1-17.

Hermes, Georg (2015): Rechtsprobleme der Energiewende – verfassungsrechtliche Grundlagen, in: Quaas, Michael/ Deutsches Anwaltsinstitut e.V. (Hrsg.): Rechtsprobleme der Energiewende, Baden-Baden, S. 35-54.

Hermes, Georg (2005): Gewährleistungsverantwortung als Infrastrukturverantwortung, in: Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.): Der Gewährleistungsstaat – Ein Leitbild auf dem Prüfstand, Baden-Baden, S. 111-132.

Hesse, Joachim Jens (2011): Res publica revisited, in: Dreier, Horst/ Graf, Friedrich Wilhelm/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften und Staatspraxis, Baden-Baden, S. 13-28.

Hesse, Joachim Jens/ Wahl, Rainer/ Wille, Eberhard (1990): Staatswissenschaften: Von der Notwendigkeit disziplinübergreifenden Denkens, in: Ellwein, Thomas/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften: Vergessene Disziplin oder neue Herausforderung, Baden-Baden, S. 309-328.

Hilgers, Hans Anton (2012): Das Eigenstromerzeugerprivileg nach § 37 Abs. 3 EEG 2012, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 16, Nr. 1, S. 42-46.

Hill, Hermann (1990): Staatliches Handeln bei veränderlichen Bedingungen, in: : Ellwein, Thomas/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften: Vergessene Disziplin oder neue Herausforderung, Baden-Baden, S. 55-72.

Hirsch, Joachim (1998): Vom Sicherheitsstaat zum nationalen Wettbewerbsstaat, Berlin/Amsterdam.

Hirschl, Bernd (2008): Erneuerbare Energien-Politik. Eine Multi-Level Policy-Analyse mit Fokus auf den deutschen Strommarkt, Wiesbaden.

Hoffmann-Riem, Wolfgang (2006): Governance im Gewährleistungsstaat – Nutzen der Governance-Perspektive für die Rechtswissenschaft, in: Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.): Governance-Forschung. Vergewisserung über Stand und Entwicklungslinien, 2 Aufl., Baden-Baden, S. 195-219.

Holstenkamp, Lars/ Radtke, Jörg (Hrsg.) (2018a): Handbuch Energiewende und Partizipation, Wiesbaden.

Holstenkamp, Lars/ Radtke, Jörg (2018b): Disziplinäre, interdisziplinäre und transdisziplinäre Zugänge zu Energiewende und Partizipation – Einblicke in die sozial und geisteswissenschaftliche Energie(wende)forschung, in: Holstenkamp, Lars/ Radtke, Jörg (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation, Wiesbaden, S. 3-20.

Hood, Christopher (2007): Intellectual Obsolescence and Intellectual Makeovers: Reflections on the Tools of Government after Two Decades, in: Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions, Vol. 20, Nr. 1, S. 127-144.

Hood, Christopher/ Margetts, Helen Z. (2007): The Tools of Government in the Digital Age, London.

Hoppe, Robert (2010): The Governance of Problems. Puzzling, powering and participation, Bristol.

Horst, Juri/ Hauser, Eva (2012): Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage. Kurzgutachten, abrufbar unter: http://www.izes.de/cms/upload/pdf/20120123_Absenkung_EEG_Umlage.pdf (Stand 17.11.2015).

Howlett, Michael (2014a): From the 'old' to the 'new' policy design: design thinking beyond markets and collaborative governance, in: Policy Sciences, Vol. 47, Nr. 3, S. 187-207.

Howlett, Michael (2014b): Policy Design: What, How, Who and Why?, in: Halpern, Charlotte/ Lascoumes, Pierre/ Le Galès, Patrick (Hrsg.): L'Instrumentation de l'action publique, Paris, S. 281-315.

Howlett, Michael (2011a): Designing Public Policies. Principles and Instruments, Abingdon.

Howlett, Michael (2011b): Revisiting Policy Design: The Rise and Fall (and Rebirth?) of Policy Design Studies. Paper Prepared for the General Conference of the European Consortium for Political Research (ECPR). Draft 4, abrufbar unter: http://ecpr.eu/filestore/paperproposal/777bba9e-7de8-423d-9c1d-1c4362c0e92a.pdf (Stand 20.04.2015).

Howlett, Michael (2009): Governance modes, policy regimes and operational plans: A multi-level nested model of policy instrument choice and policy design, in: Policy Sciences, Vol. 42, Nr. 1, S. 73-89.

Howlett, Michael (2005): What is a policy instrument? Policy Tools, Policy Mixes, and Policy-Implementation Styles, in: Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (Hrsg.): Designing Government. From Instruments to Governance, Quebec, S. 31-50.

Howlett, Michael/ Mukherjee, Ishani (2015): From tools to toolkits in policy design studies: the new design orientation towards policy formulation research, in: Policy & Politics, Vol. 43, Nr. 2, S. 291-311.

Howlett, Michael/ Mukherjee, Ishani (2014): Policy Design and Non-Design: Towards a Spectrum of Policy Formulation Types, in: Politics and Governance, Vol. 2, Nr. 2, S. 57-71.

Howlett, Michael/ Rayner, Jeremy (2013): Patching vs Packaging in Policy Formulation: Assessing Policy Portfolio Design, in: Politics and Governance, Vol. 1, Nr. 2, S. 170-182.

Howlett, Michael/ Rayner, Jeremy (2007): Design Principles for Policy Mixes: Cohesion und Coherence in New Governance Arrangements, Policy and Society, Vol. 26, Nr. 4, S. 1- 18.

Höhlein, Carolin (2018): Staatliche Steuerung des veterinärmedizinischen Antibiotikaeinsatzes. Analyse der Steuerungsansätze in Deutschland, Dänemark und den Niederlanden, Wiesbaden.

Höhne, Niklas/ Kuramochi, Takeshi/ Sterl, Sebastian/ Röschel, Lina (2016): Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?, abrufbar unter: https://newclimateinstitute.files.wordpress.com/2016/02/160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu1.pdf (Stand 08.03.2016).

Höreth, Marcus (2007): Zur Zustimmungsbedürftigkeit von Bundesgesetzen: Eine kritische Bilanz nach einem Jahr Föderalismusreform I, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 38, Nr. 4, S. 712-733.

Hucke, Jochen (1983): Implemenation von Finanzhilfeprogrammen, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Implementation politischer Programme II, Opladen, S. 75-98.

Hupe, Peter L./ Hill, Michael J. (2006): The three action levels of governance: Reframing the policy process beyond the stages model, in: Peters, B. Guy/ Pierre, Jon (Hrsg.): Handbook of Public Policy, Thousand Oaks, S. 13-30.

Hurrelmann, Achim/ Leibfried, Stephan/ Martens, Kerstin/ Mayer, Peter (2007): The Golden-Age Nation State and its Transformation: A Framework for Analysis, in: Hurrelmann, Achim/ Leibfried, Stephan/ Martens, Kerstin/ Mayer, Peter (Hrsg.): Transforming the Golden-Age Nation State, Houndmills u.a., S. 1-23.

IE Leipzig (2011): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016. Prognose der Stromeinspeisung und Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/111115_IE-Leipzig_EEG-Mittelfristprognose_bis_2016.pdf (Stand 20.11.2015).

IE Leipzig (2010a): Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für 2011, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/2010-10-12-IE-EEG-Jahresprognose2011.pdf (Stand 18.11.2015).

IE Leipzig (2010b): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/EEG-Mittelfristprognose-2015_IE.pdf (Stand 20.11.2015).

IE Leipzig/ Helmut Schmidt Universität/ Bio Consult SH (2014): Vorhaben IIe. Windenergie. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 17.01.2016).

IE Leipzig/ ZSW/ SOKO Institut/ Fraunhofer IWES (2011): Vorhaben IIc – Solare Strahlungsenergie. Endbericht. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, abrufbar unter: http://www.soko-institut.de/pdf/eeg_eb_2011_solare_strahlung.pdf (Stand 11.08.2013).

IER/ IZT (2014): Evaluation ausgewählter Maßnahmen zur Energiewende, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/S-T/evaluation-ausgewaehlter-massnahmen-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=7 (Stand 14.03.2017).

IfnE/ ifeu/ bosch & partner/ ZSW (2014): Vorhaben I. Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-1,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=en,rwb=true.pdf (Stand 11.11.2015).

IKEM/ Fraunhofer IWES/ Fraunhofer ISI/ BBH (2015): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Stand 05/2015. 13. Quartalsbericht, abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/laufende-evaluierung-direktvermarktung-strom-erneuerbare-energie-2015-mai.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Stand 17.01.2016).

IKEM/ Fraunhofer IWES/ Fraunhofer ISI/ BBH (2014): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Stand 11/2014. 11. Quartalsbericht, abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-11.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 17.01.2016).

IKEM/ Fraunhofer IWES/ Fraunhofer ISI/ BBH (2013): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Stand 01/2013. 4. Quartalsbericht, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-04.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Stand 17.01.2016).

IKEM/ Fraunhofer IWES/ Fraunhofer ISI/ BBH (2012): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Stand 10/2012. 3. Quartalsbericht, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-

energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-03.pdf;jsessionid=1467A64996A2240835C307C355FF62D7?__blob=publicationFile&v=3 (17.01.2016).

Illing, Falk (2012): Energiepolitik in Deutschland. Die energiepolitischen Maßnahmen der Bundesregierung 1949 – 2013, Baden-Baden.

INSM (2012): Wir brauchen einen Markt für alternative Energien, abrufbar unter: http://www.insm.de/insm/Presse/Pressemeldungen/Offener-Brief-zur-Energiewende.html (Stand 05.09.2015).

In`t Veld, Roeland J. (1998): The dynamics of policy instruments, in: Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Administration, Cheltenham/ Northampton, S. 153-161.

IRENA (2012): Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. Wind Power, abrufbar unter: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-WIND_POWER.pdf (Stand 10.02.2016).

Isensee, Josef (2011): Rückmeldung eines Totgesagten: der Staat, in: Jesse, Eckhard (Hrsg.): Renaissance des Staates?, Baden-Baden, S. 53-74.

IW Köln (2012): Energiewende Radar. Fortschritte beim Umbau der Stromversorgung in Deutschland von 2000 bis 2012, Köln.

IWR (2015a): Deutscher Windmarkt 2014: Enercons Vorsprung schmilzt, abrufbar unter: http://www.iwr.de/news.php?id=28227 (Stand 27.02.2016).

IWR (2015b): Windenergie-Weltmarkt 2014: Vestas Nummer eins - Siemens verdrängt Enercon, abrufbar unter: http://www.iwr.de/news.php?id=28377 (Stand 27.02.2016).

IWR (2014): Tennet befürchtet zu hohen Offshore-Netzausbau in der Nordsee, abrufbar unter: http://www.iwr.de/news.php?id=27045 (Stand 15.05.2017).

IWR (2012): Zur Lage der Regenerativen Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen 2011, Teil 1 – Monitoringbericht, Münster.

Jann, Werner (1982): Staatliche Programme und »Verwaltungskultur«. Eine vergleichende Untersuchung staatlicher Policies am Beispiel der Bekämpfung des Drogenmissbrauchs und der Jugendarbeitslosigkeit in Schweden, Großbritannien und der Bundesrepublik Deutschland, Speyer.

Jann, Werner (1981): Kategorien der Policy-Forschung, in: Speyerer Arbeitsheft 37, Speyer.

Jann, Werner/ Wegrich, Kai (2010): Governance und Verwaltungspolitik: Leitbilder und Reformkonzepte, in: Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, 2. Aufl., Wiesbaden, S. 175-200.

Janning, Frank (2008): Regime in der regulativen Politik. Chancen und Probleme eines Theorietransfers, in: Janning, Frank/ Toens, Katrin (Hrsg.): Die Zukunft der Policy-Forschung. Theorien, Methoden, Anwendungen, Wiesbaden, S. 112-137.

Janning, Frank/ Toens, Katrin (2008): Einleitung, in: Janning, Frank/ Toens, Katrin (Hrsg.): Die Zukunft der Policy-Forschung. Theorien, Methoden, Anwendungen, Wiesbaden, S. 7-20.

Jordan, Andrew/ Benson, David/ Wurzel, Rüdiger K.W./ Zito, Anthony (2012): Environmental Policy: Governing by multiple policy instruments?, in: Richardson, Jeremy (Hrsg.): Constructing a Policy State? Policy Dynamics in the EU, Oxford, S. 104-124.

Jordan, Andrew/ Wurzel, Rüdiger K.W./ Zito, Anthony (2005): The Rise of 'New' Policy Instruments in Comparative Perspective: Has Governance Eclipsed Government?, in: Political Studies, Vol. 53, Nr. 3, S. 477-496.

Jun, Uwe (2010): Der Bundesrat im föderativen System Deutschlands: Vor und nach der Reform 2006, in: Schrenk, Klemens/ Soldner, Markus (Hrsg.): Analyse demokratischer Regierungssysteme, Wiesbaden, S. 335-358.

Juwi (2014): Stellungnahme der juwi AG zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zum EEG (Kabinettsbeschluss) vom 08.04.2014, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)119 vom 26.05.2014.

Kachel, Markus (2012): Die besondere Ausgleichsregelung im EEG als Instrument zur Entlastung der stromintensiven Industrie, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Vol. 23, Nr. 1, S. 32-39.

Kahles, Markus (2014): Ausschreibungen als neues Instrument im EEG 2014. Ein Überblick zu den relevanten Regelungen im EEG 2014, abrufbar unter: http://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/02/stiftungumweltenergierecht_WueBerichte_06_Ausschreibungen-im-EEG.pdf (Stand 30.06.2017).

Kahles, Markus/ Nysten, Jana (2019): Alles auf Anfang? – Die fehlende Beihilfeeigenschaft des EEG. Vorgeschichte und Auswirkungen des aktuellen EuGH-Urteils zum EEG 2012, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 8, Nr. 5, S. 147-152.

Kaiser, Reinhard (2013): Auf dem Weg zu einem neuen Energiewende-Ministerium, in: Zeitschrift für neues Energierecht, Vol. 17, Nr. 2, S. 107-113.

Kellow, Aynsley (1988): Promoting elegance in policy theory: Simplifiying Lowi`s arenas of power, in: Policy Studies Journal, Vol. 16, Nr. 4, S. 713-724.

Kenis, Patrick/ Raab, Jörg (2008): Politiknetzwerke als Governanceform: Versuch einer Bestandsaufnahme und Neuausrichtung der Diskussion, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 132-148.

Kerth, Yvonne (2014): Das EEG 2014 – Systemwechsel und Mengensteuerung, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 85-104.

Kießling, Andreas (2012): Politische Unternehmenskommunikation und angewandte Politikforschung – Potentiale und Limitationen am Beispiel der Erneuerbaren Energien-Politik im Wendejahr 2011, in: Glaab, Manuela/ Korte, Karl-Rudolf (Hrsg.): Angewandte Politikforschung, Wiesbaden, S. 211-222.

Kingdon, John W. (1995): Agendas, Alternatives and Public Policy, 2. Aufl., New York.

Kjaer, Anne Mette (2011): Rhodes' Contribution to Governance Theory: Praise, Criticism and the Future Governance Debate, in: Public Administration, Vol. 89, Nr. 3, S. 101-113.

Kjaer, Anne Mette (2004): Governance, Cambridge/ Malden.

Klagge, Britta/ Arbach, Cora (Hrsg.) (2013): Governance-Prozesse für erneuerbare Energien, Hannover.

Klawitter, Jörg (1992): Staatstheorie als Steuerungstheorie?, in: Bußhoff, Heinrich (Hrsg.): Politische Steuerung. Steuerbarkeit und Steuerungsfähigkeit. Beiträge zur Grundlagendiskussion, Baden-Baden, S. 193-240.

Klein, Martin (2014): Die Koalitionsvereinbarungen zur Energiewende, in: Wirtschaftsdienst, Vol. 94, Nr. 1, S. 19-25.

Klemm, Andreas (2011): Vorgaben aus Brüssel: Das Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien im Überblick, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 2/2011, S. 61-67.

Klobasa, Marian/ Ragwitz, Mario/ Sensfuß, Frank/ Rostankowski, Anke/ Gerhardt, Norman/ Holzhammer, Uwe/ Richts, Christoph/ Lehnert, Wieland (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie, abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf (Stand 26.10.2015).

Koch, Nicolas/ Fuss, Sabine/ Grosjean, Godefroy, Edenhofer, Ottmar (): Causes of the EU ETS price drop: recession, CDM, renewable policies or a bit of everything? – New Evidence, in: Energy Policy, Vol. 73, 676-685.

Konzendorf, Götz (2006): Gesetzesfolgenabschätzung als zentrales Element von Better Regulation, in: Becker, Michael/ Zimmerling, Ruth (Hrsg.): Politik und Recht, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft 36/2006, Wiesbaden, S. 540-558.

Konzendorf, Götz (2005): Gesetzesfolgenabschätzung, in: Blanke, Bernhard/ von Bandemer, Stephan/ Nullmeier, Frank/ Wewer, Göttrig (Hrsg.): Handbuch zur Verwaltungsreform, 3., völlig überarbeitete und erweiterte Auflage, Wiesbaden, S. 460-469.

Kooiman, Jan (2006): Governing as Governance, in: Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.): Governance-Forschung. Vergewisserung über Stand und Entwicklungslinien, 2 Aufl., Baden-Baden, S. 149-172.

Kooiman, Jan (1993a): Social-Political Governance: Introduction, in: Kooiman, Jan (Hrsg.): Modern Governance. New Government – Society Interactions, London, S. 1-8.

Kooiman, Jan (1993b): Findings, Speculations and Recommendations, in: Kooiman, Jan (Hrsg.): Modern Governance. New Government – Society Interactions, London, S. 249-262.

König, Carsten (2013): Die Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für den verzögerten Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 17, Nr. 2, S. 113-119.

König, Michael (2013): FDP beerdigt schwarz-gelbe Energiepolitik, in: Süddeutsche online, abrufbar unter: http://www.sueddeutsche.de/politik/roesler-und-bruederle-fdp-beerdigt-schwarz-gelbe-energiepolitik-1.1720092 (Stand 05.09.2015).

König, Thomas/ Bräuninger, Thomas (2005): Gesetzgebung im Föderalismus. Speyerer Forschungsberichte 237, Speyer.

König, Thomas/ Bräuninger, Thomas (1997): Wie wichtig sind die Länder für die Politik der Bundesregierung bei Einspruchs- und Zustimmungsgesetzen?, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 28, Nr. 4, S. 605-628.

König, Klaus/ Dose, Nicolai (1993a): Klassifikationsansätze zum staatlichen Handeln, in: König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln/ Berlin/ Bonn/ München, S. 3-152.

König, Klaus/ Dose, Nicolai (1993b): Referenzen staatlicher Steuerung, in: König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln/ Berlin/ Bonn/ München, S. 3-152.

König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.) (1993c): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln/ Berlin/ Bonn/ München.

Krasner, Stephen D. (1999): Sovereignty. Organized Hypocrisy, Princeton.

Krewitt, Wolfram/ Schlomann, Barbara (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, abrufbar unter: http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/Studie_Externe-Kosten-der-Stromerzeugung-aus-erneuerbaren-Energien-im-Vergleich-zur-Stromerzeugung-aus-fossilen-Energietraegern.pdf (Stand 11.11.2015).

Krisp, Annika (2008): Die deutsche Stromwirtschaft. Interessenkonflikte, Klimaschutz und Wettbewerb, Frankfurt a.M.

Kropp, Sabine (2010): Kooperativer Föderalismus und Politikverflechtung, Wiesbaden.

Krug, Michael (2014): Umwelt- und sozialverträglicher Ausbau der erneuerbaren Energien. Herausforderungen und politische Gestaltungsansätze, in: Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria Rosaria (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden, S. 225-246.

Kruse, Jan (2014): Qualitative Interviewforschung: Ein integrativer Ansatz, Weinheim.

Kübler, Knut (2013): EEG-Förderung der Photovoltaik: Über den Anfang nach dem Ende, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 63, Nr. 9, S. 27-31.

Lamping, Wolfram/ Schridde, Henning/ Plaß, Stefan/ Blanke, Bernhard (2002): Der Aktivierende Staat. Positionen, Begriffe, Strategien, abrufbar unter: http://library.fes.de/pdf-files/stabsabteilung/01336-1.pdf (Stand 27.02.2015).

Landesenergierat Mecklenburg-Vorpommern (2013): Vorschlag für ein Landesenergiekonzept Mecklenburg-Vorpommern, abrufbar unter: http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/vm/Themen/Energie/Landesenergiekonzept/Regionalkonferenzen_zum_Thema_Energiewende/Landesenergiekonferenz/Vorschlag_fr_ein_Landesenergiekonzept_Mecklenburg-Vorpommern.pdf (Stand 12.09.2013).

Landesregierung Schleswig-Holstein (2013): Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein – Ziele, Maßnahmen und Monitoring, in: Schleswig-Holsteinischer Landtag Drucksache 18/889 vom 05.06.2013.

Landesvertretung Sachsen (2012): Minister Morlok spricht sich für die Überarbeitung der Solarförderung aus, abrufbar unter: https://www.landesvertretung.sachsen.de/download/Bundesratssitzungen_2012_01.pdf (Stand 30.06.2017).

Lange, Stefan/ Braun, Dietmar (2000): Politische Steuerung zwischen System und Akteur. Eine Einführung, Opladen.

Larsson, Oscar L. (2013): Sovereign power beyond the state: a critical reappraisal of governance by networks, in: Critical Policy Studies, Vol. 7, Nr. 2, S. 99-114.

Lascoumes, Pierre/ Le Galès, Patrick (2007): Introduction: Understanding public policy through its instruments – from the nature of instruments to the sociology of public policy instrumentation, in: Governance: An International Journal of Policy, Administration, and Institutions, Vol. 20, Nr. 1, S. 1-21.

Laumanns, Ulrich (2004): Determinanten der Energiepolitik, in: Reiche, Danyel (Hrsg.): Grundlagen der Energiepolitik, Frankfurt a.M., S. 279-289.

Le Galès, Patrick (2011): Policy Instruments and Governance, in: Bevir, Mark (Hrsg.): The Sage Handbook of Governance, Thousand Oaks, S. 142-159.

Legler, Dirk (2013): Die Novelle des EnWG zum Offshore-Ausbau: Alle Hoffnung liegt auf dem „Systemwechsel“, in: Zeitschrift des Institutes für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft e.V., Nr. 1/2013, S. 5-9.

Lehmbruch, Gerhard (2002): Der unitarische Bundesstaat in Deutschland. Kontinuität und Wandel, in: Benz, Arthur/ Lehmbruch, Gerhard (Hrsg.): Föderalismus. Analysen in entwicklungsgeschichtlicher und vergleichender Perspektive, PVS-Sonderheft Nr. 32, Wiesbaden, S. 53-110.

Lehmbruch, Gerhard (2000): Parteienwettbewerb im Bundesstaat. Regelsysteme und Spannungslagen im politischen System der Bundesrepublik Deutschland, 3. Aufl., Wiesbaden.

Lehmbruch, Gerhard (1998): A-Länder und B-Länder: Eine Anmerkung zum Sprachgebrauch, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 29, Nr. 2, S. 349-352.

Lehmbruch, Gerhard (1976): Parteienwettbewerb im Bundesstaat, Kohlhammer/ Stuttgart.

Lehnert, Wieland (2012): Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Vol. 23, Nr. 1, S. 4-16.

Lehr, Ulrike/ Drosdowski, Thomas (2013): Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, in: gws discussion papers, 3/2013, abrufbar unter: http://www.gws-os.com/discussionpapers/gws-paper13-3.pdf (Stand 18.11.2015).

Leibfried, Stephan (2010): Einführung „Finanzkrise und Staat: Untergang des Abendlandes? Warum Demoskopie und Geldbeutel unterschiedliche Sprachen über den Staat sprechen.“, in: Adolf-Arndt-Kreis (Hrsg.): Staat in der Krise – Krise des Staates? Die Wiederentdeckung des Staates, Berlin, S. 9-24.

Leibfried, Stephan/ Zürn, Michael (2006): Von der nationalen zur post-nationalen Konstellation, in: Leibfried, Stephan/ Zürn, Michael (Hrsg.): Transformationen des Staates?, Frankfurt a.M., S. 19-65.

Leidinger, Tobias (2014): Freiheit des Warenverkehrs und EEG-Umlagesystem – Die Ålands Vindkraft-Entscheidung des EuGH und ihre Folgen, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttlof, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 61-84.

Lemke, Matthias/ Schaal, Gary S. (2014): Ökonomisierung und Politikfeldanalyse, in: Schaal, Gary S./ Lemke, Matthias/ Ritzi, Claudia (Hrsg.): Die Ökonomisierung der Politik in Deutschland. Eine vergleichende Politikfeldanalyse, Wiesbaden, S. 3-20.

Leprich, Uwe (2014): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drucksache 18/1304), Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)120 vom 26.05.2014.

Leprich, Uwe (2012): „Energiewende jetzt: robuste Schritte und offene Fragen“, abrufbar unter: http://www.isfh.de/institut_solarforschung/files/120629_ee_leprich.pdf.pdf (Stand 16.01.2015).

Leunig, Sven (2015): Föderalismus in Deutschland. Datenbank zur parteipolitischen Zusammensetzung des Bundesrates, abrufbar unter: http://www.foederalismus.uni-jena.de/index.php/der-bund (Stand 05.01.2016).

Leunig, Sven (2010): Der Bundesrat im politischen System der Bundesrepublik Deutschland, in: Detterbeck, Klaus/ Renzsch, Wolfgang/ Schieren, Stefan (Hrsg.): Föderalismus in Deutschland, München, S. 87-117.

Leunig, Sven (2006): „AB(C)“ oder „ROM“? Zur Operationalisierung von Mehrheitsverhältnissen im Bundesrat, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 37, Nr. 2, S. 402-420.

Leunig, Sven (2003a): Föderale Verhandlungen. Bundesrat, Bundestag und Bundesregierung im Gesetzgebungsprozess, Frankfurt a.M.

Leunig, Sven (2003b): „Öl“ oder „Sand“ im Getriebe? Der Einfluss der Parteipolitik auf den Bundesrat als Veto-Spieler im Gesetzgebungsprozess, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 34, Nr. 4, S. 778-791.

Leunig, Sven/ Träger, Hendrik (2012a): Einleitung, in: Leunig, Sven/ Träger, Hendrik (Hrsg.): Parteipolitik und Landesinteressen. Der deutsche Bundesrat 1949-2009, S. 15-38.

Leunig, Sven/ Träger, Hendrik (2012b): Fazit: Parteipolitik und Landesinteressen im Bundesrat, in: Leunig, Sven/ Träger, Hendrik (Hrsg.): Parteipolitik und Landesinteressen. Der deutsche Bundesrat 1949-2009, S. 289-308.

Leßner, Armin (2013): „KfW mit ins Boot nehmen“, in: Zeitschrift für kommunale Wirtschaft, Nr. 1/2013, S. 7.

Lhotta, Roland (2003): Zwischen Kontrolle und Mitregierung: Der Bundesrat als Oppositionskammer? In: Aus Politik und Zeitgeschichte, Nr. 43, S. 16-22.

Lieberknecht, Christine (2013): Schluss mit den 16 Energiewenden. CDU-Landesvorsitzende Christine Lieberknecht fordert im Deutschlandradio mehr Abstimmung zwischen Bund und Ländern, abrufbar unter: http://www.cdu-thueringen.de/inhalte/1013510/aktuelles/29325/schluss-mit-den-16-energiewenden/index.html (Stand 18.01.2015).

Lieblang, Leon (2019): Das EEG 2017 : Eine systematische Analyse der Maßnahmen zur Förderung der Windenergie an Land, Baden-Baden.

Lindblom, Charles E. (1979): Still muddling, not yet through, in: Public Administration Review, Vol. 39, Nr. 6, S. 517-526.

Lindblom, Charles E. (1959): The Science of “Muddling Through”, in: Public Administration Review, Vol. 19, Nr. 2, S. 79-88.

Lindenberger, Dietmar (2014): Stellungnahme PD Dr. Dietmar Lindenberger. Direktor für Anwendungsforschung am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI), Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)128 vom 28.05.2014.

Linder, Stephen H./ Peters, Guy B. (1998): The study of policy instruments: four schools of thougt, in: Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Administration, Cheltenham/ Northampton, S. 33-45.

Linder, Stephen H./ Peters, Guy B. (1989): Instruments of Government: Perceptions and Context, in: Journal of Public Policy, Vol. 9, Nr. 1, S. 35-58.

Lippert, André (2014): Die Markt- und Netzintegration Erneuerbarer Energien im EEG 2014, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 105-133.

Loreck, Charlotte/ Haller, Markus/ Hermann, Hauke/ Cludius, Johanna (2013): Analyse der EEG-Umlage 2014, abrufbar unter: http://www.oeko.de/oekodoc/1825/2013-495-de.pdf (Stand 18.02.2016).

Loreck, Charlotte/ Matthes, Felix/ Hermann, Hauke/ Jung, Frederieke/ Emele, Lukas (2012): Kurzanalyse des Anstiegs der EEG-Umlage 2013, abrufbar unter: http://www.oeko.de/oekodoc/1589/2012-445-de.pdf (Stand 18.02.2016).

Lowi, Theodore J. (1972): Four systems of policy, politics and choice, in: Public Administration Review, Vol. 32, Nr. 4, 298-310.

Lowi, Theodore J. (1964): American Business, Public Policy, Case-Studies, and Political Theory, in: World Politics, Vol. 16, Nr. 4, S. 677-715.

Löschel, Andreas/ Erdmann, Georg/ Staiß, Frithjof/ Ziesing, Hans-Joachim (2016): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, Berlin/ Münster/ Stuttgart.

Löschel, Andreas/ Erdmann, Georg/ Staiß, Frithjof/ Ziesing, Hans-Joachim (2015): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum vierten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2014, Berlin/ Münster/ Stuttgart.

Löschel, Andreas/ Erdmann, Georg/ Staiß, Frithjof/ Ziesing, Hans-Joachim (2014): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2012, Berlin/ Mannheim/ Stuttgart.

Löschel, Andreas/ Erdmann, Georg/ Staiß, Frithjof/ Ziesing, Hans-Joachim (2012): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“. Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011, Berlin/ Mannheim/ Stuttgart.

Löschel, Andreas/ Flues, Florens/ Heindl, Peter (2012): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion, in: Wirtschaftsdienst, Vol. 92, Nr. 8, S. 515-519.

Ludwigs, Markus (2014): EEG-Umlage und EU-Beihilferecht. Die Besondere Ausgleichsregelung auf dem Prüfstand der EU-Kommission, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 2/2014, S. 65-76.

Luhmann, Niklas (1997): Die Gesellschaft der Gesellschaft, Frankfurt a.M.

Luhmann, Niklas (1989): Die Wirtschaft der Gesellschaft, 2. Aufl., Frankfurt a.M.

Lukes, Steven (2005): Power. A radical view, 2. Aufl., Basingstoke.

Lutz, Burkhart (1984): Der kurze Traum immerwährender Prosperität, Frankfurt a.M.

Lüdemann, Volker/ Ortmann, Manuel (2014): Direktvermarktung im EEG. Das unvollendete Marktprämienmodell, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 3, Nr. 9, S. 387-391.

Lüdemann, Volker/ Ortmann, Manuel (2012): Hält die Marktprämie was sie verspricht? Eine Analyse anhand aktueller Zahlen, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 16, Nr. 4, S. 325-334.

Maaßen, Hans-Georg (2014): & 8 Gesetzesinitiativen der Bundesregierung, in: Kluth, Winfried/ Krings, Günter (Hrsg.): Gesetzgebung. Rechtssetzung durch Parlamente und Verwaltungen sowie ihre gerichtliche Kontrolle, Heidelberg/ München/ Landsberg/ Frechen/ Hamburg, S. 191-228.

Mackert, Jürgen (2006): Ohnmächtiger Staat? Über die sozialen Mechanismen staatlichen Handeln, Wiesbaden.

Magnier, Annick (2012): Governing through instruments? The challenging revival of spatial planning in European politics, in: Egner, Björn/ Haus, Michael/ Terizakis, Georgios (Hrsg.): Regieren. Festschrift für Hubert Heinelt, Wiesbaden, S. 191-204.

Majone, Giandomenico (1997): From the Positive to the Regulatory State: Causes and Consequences of Changes in the Mode of Governance, in: Journal of Public Policy, Vol. 17, Nr. 2, S. 139-167.

Manssen, Gerrit (2012): Die Verfassungsmäßigkeit von EEG-Umlage und besonderer Ausgleichsregelung im Erneuerbare Energien Gesetz, in: Wirtschaft und Verwaltung 4/2012, S. 170-187.

Marinetto, Mike (2003): Governing beyond the centre: A Critique of the Anglo-Governance School, in: Political Studies, Vol. 51, Nr. 3, S. 592-608.

Matthes, Felix Chr. (2014): Erneuerbare Energien Gesetz 2014. Eine Zwischenreform auf dem Weg zu einem nachhaltigen Strommarktdesign der Energiewende. Stellungnahme zu den Anhörungen des Ausschusses für Wirtschaft und Energie des 18. Deutschen Bundestages am 2. und 4. Juni, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(9)129 vom 30.05.2014.

Matthes, Felix Chr./ Haller, Markus/ Loreck, Charlotte (2015): Die Umlage des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes. Hintergründe, Trends, Treiber und Perspektiven, abrufbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energiewende/EEG/151108_Oeko-Institut_Kurzstudie_EEG-Umlage.pdf (Stand 20.05.2017).

Mautz, Rüdiger (2012): Atomausstieg und was dann? Probleme staatlicher Steuerung der Energiewende, in: der moderne staat, Vol. 5 , Nr. 1, S. 149-168.

Mayer, Tilman/ Knoblich, Ruth (2011): Der Nationalstaat im Globalisierungsprozess, in: Mayer, Tilman/ Meyer, Robert/ Miliopoulos, Lazaros/ Ohly, H. Peter/ Weede, Erich (Hrsg.): Globalisierung im Fokus von Politik, Wirtschaft, Gesellschaft. Eine Bestandsaufnahme, Wiesbaden, S. 29-50.

Mayer, Johannes N./ Burger, Bruno (2014): Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage, abrufbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/kurzstudie-zur-historischen-entwicklung-der-eeg-umlage.pdf (Stand 17.11.2015).

Mayer, Johannes N./ Kreifels, Niklas/ Burger, Bruno (2013): Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, abrufbar unter: http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/kohleverstromung-zu-zeiten-niedriger-boersenstrompreise.pdf (Stand 18.01.2015).

Mayer, Stephan (2009): Nicolai Dose, Problemorientierte staatliche Steuerung. Ansatz für ein reflektiertes Policy-Design, Baden-Baden 2008, 516 Seiten, in: Zeitschrift für Rechtssoziologie, Vol. 30, Nr. 1, S. 116-120.

Mayntz, Renate (2010a): Governance im modernen Staat, in: Benz, Arthur/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung, 2. Aufl., Wiesbaden, S. 37-48.

Mayntz, Renate (2010b): Die Handlungsfähigkeit des Nationalstaats bei der Regulierung der Finanzmärkte in: Leviathan, Vol. 38, Nr. 2, S. 175-187.

Mayntz, Renate (2009a): Einleitung, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Über Governance. Institutionen und Prozesse politischer Regelung, Frankfurt a.M., S. 7-11.

Mayntz, Renate (2009b): Governancetheorie: Erkenntnisgewinn und offene Fragen, in: Grande, Edgar/ May, Stefan (Hrsg.): Perspektiven der Governance-Forschung, Baden-Baden, S. 9-20.

Mayntz, Renate (2009c [1998]): New Challenges to Governance Theory (1998), in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Über Governance. Institutionen und Prozesse politischer Regelung, Frankfurt a.M., S. 12-27.

Mayntz, Renate (2008): Von der Steuerungstheorie zu Global Governance, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 43-60.

Mayntz, Renate (2006): Governance Theory als fortentwickelte Steuerungstheorie?, in: Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.): Governance-Forschung. Vergewisserung über Stand und Entwicklungslinien, 2 Aufl., Baden-Baden, S. 11-20.

Mayntz, Renate (2001): Zur Selektivität der steuerungstheoretischen Perspektive, Prätorius, Rainer (2003): „Staatlichkeit“ – kein Nekrolog, in: Grande, Edgar/ Prätorius, Rainer (Hrsg.): Politische Steuerung und neue Staatlichkeit, Baden-Baden, S. 17-28.

Mayntz, Renate (1997a): Politische Steuerung: Aufstieg, Niedergang und Transformation einer Theorie, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Soziale Dynamik und politische Steuerung. Theoretische und methodologische Überlegungen, Frankfurt a.M., S. 263-292.

Mayntz, Renate (1997b): Verwaltungsreform und gesellschaftlicher Wandel, in: Grande, Edgar/ Prätorius, Burkhard (Hrsg.): Modernisierung des Staates?, Baden-Baden, S. 65-74.

Mayntz, Renate (1996): Policy-Netzwerke und die Logik von Verhandlungssystemen, in: Kenis, Patrick/ Schneider, Volker (Hrsg.): Organisation und Netzwerk. Institutionelle Steuerung in Wirtschaft und Politik, Frankfurt a.M./ New York, S. 471-496.

Mayntz, Renate (1987): Politische Steuerung und gesellschaftliche Steuerungsprobleme – Anmerkungen zu einem theoretischen Paradigma, in: Ellwein, Thomas u.a. (Hrsg.): Jahrbuch zur Staats- und Verwaltungswissenschaft, Baden-Baden, S. 89-110.

Mayntz, Renate (1983a): Implementation von regulativer Politik, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Implementation politischer Programme II, Opladen, S. 50-74.

Mayntz, Renate (1983b): Zur Einleitung: Probleme der Theoriebildung in der Implementationsforschung, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Implementation politischer Programme II, Opladen, S. 7-24.

Mayntz, Renate (Hrsg.) (1983c): Implementation politischer Programme II, Opladen.

Mayntz, Renate (1980a): Einleitung. Die Entwicklung des analytischen Paradigmas der Implementationsforschung, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Implementation politischer Programme. Empirische Forschungsberichte, Königstein/Ts., S. 1-17.

Mayntz, Renate (1980b): Die Implementation politischer Programme. Theoretische Überlegungen zu einem neuen Forschungsgebiet, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Implementation politischer Programme. Empirische Forschungsberichte, Königstein/Ts., S. 236-249.

Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (2005): Politische Steuerung – Heute?, in: Zeitschrift für Soziologie, Vol. 34, Nr. 3, S. 236-243.

Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (1995a): Steuerung und Selbstorganisation in staatsnahen Sektoren, in: Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (Hrsg.): Gesellschaftliche Selbstregelung und politische Steuerung, Frankfurt a. M., S. 9-38.

Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (1995b): Der Ansatz des akteurzentrierten Institutionalismus, in: Mayntz, Renate/ Scharpf, Fritz W. (Hrsg.): Gesellschaftliche Selbstregelung und politische Steuerung, Frankfurt a. M., S. 39-72.

Mayntz, Renate/Scharpf, Fritz W. (1973): Kriterien, Voraussetzungen und Einschränkungen aktiver Politik, in: Mayntz, Renate/Scharpf, Fritz W. (Hrsg.): Planungsorganisation. Die Diskussion um die Reform von Regierung und Verwaltung des Bundes, München, S. 115-145.

Michaeli, Wolf-Dieter (2015): Strompreis-Stabilisierung auf hohem Niveau? in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://et-energie-online.de/AktuellesHeft/KommentareundBerichte/BerichtausBerlin/tabid/96/Year/2015/Month/11/NewsModule/454/201510.aspx (30.06.2017).

Michaeli, Wolf-Dieter (2014a): Die Kunst der Kompromisse, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/KommentareBerichte/BerichtausBerlin/tabid/96/Year/2014/Month/6/NewsModule/454/20145.aspx (Stand 18.01.2017).

Michaeli, Wolf-Dieter (2014b): Gabriel gegen die Länder, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/KommentareundBerichte/BerichtausBerlin/tabid/96/Year/2014/Month/3/NewsModule/454/20143.aspx (Stand 18.01.2017).

Mihm, Andreas (2017a): Erneuerbare Energie lohnt sich endlich, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung online vom 13.04.2017, abrufbar unter: http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiepolitik/windparks-ohne-foerderung-erneuerbare-energie-lohnt-sich-endlich-14971139-p2.html?printPagedArticle=true#pageIndex_2 (Stand 30.06.2017).

Mihm, Andreas (2017b): Verbraucher zahlen zu viel Umlage für Ökostrom, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 138 vom 17.06.2017, S. 19.

Mihm, Andreas (2016a): Koalition will den Windstromausbau zähmen, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 125 vom 01.06.2016, S. 15.

Mihm, Andreas (2016b): Nur noch 1000 neue Windräder an Land in jedem Jahr, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 126 vom 02.06.2016, S. 19.

Mihm, Andreas (2016c): Tauziehen um die nächste Ökostromreform, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 111 vom 13.05.2016, S. 20.

Mihm, Andreas (2015): Ein Jahr voller Superlative für den Ökostrom, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 7 vom 09.01.2015, S. 17.

Mihm, Andreas (2011a): Fraktionschefs setzen Röttgen unter Druck, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 279 vom 30.11.2011, S. 13.

Mihm, Andreas (2011b): Rösler will Hilfen für Sonnenstrom kürzen, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 277 vom 28.11.2011, S. 13.

Mihm, Andreas (2011c): FDP streitet über Senkung der Solar-Förderung, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 269 vom 18.11.2011, S. 14.

Mihm, Andreas/ Steltzner, Holger (2013): Umweltminister Altmaier: „Energiewende könnte bis zu einer Billion Euro kosten“, abrufbar unter: http://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/umweltminister-altmaier-energiewende-koennte-bis-zu-einer-billion-euro-kosten-12086525.html?printPagedArticle=true#pageIndex_2 (17.03.2017).

Mihm, Andreas/ Paul, Holger/ Heeg, Thiemo (2012): Das Milliardending, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, Nr. 18 vom 21.01.2012, S. 13.

Moench, Christoph (2014): Das EEG 2014 – Überblick und Ausblick, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttlof, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 9-34.

Moench, Christoph/ Lippert, André (2014): Eigenversorgung im EEG 2014 – Der Verbrauch selbst erzeugten Stroms vor und nach der EEG-Novelle 2014, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 165-180.

Moench, Christoph/ Wagner, Johann/ Schulz, Martin/ Wrede, Jens (2013): Gutachterliche Stellungnahme „Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom

durch Dritte aus Photovoltaikanlagen“, abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/pv_anlagen_bf_langfassung.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Stand 06.06.2016).

Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, abrufbar unter: http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf (Stand 28.02.2015).

Monopolkommission (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb. Sondergutachten 54, abrufbar unter: http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s54_volltext.pdf (14.11.2015).

Montag, Tobias (2012): Netzausbau ohne Bürger? Die Neuregelungen für den Ausbau von Höchstspannungsleitungen als Vorbild für Bürgerbeteiligung bei Großprojekten, abrufbar unter: http://www.kas.de/wf/doc/kas_31135-544-1-30.pdf?120523170427 (Stand 12.09.2015).

Moravcsik, Andrew (1998): The Choice for Europe: Social Purpose and State Power from Messina to Maastricht, London.

Müller, Dominik (2012): Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Vol. 23, Nr. 1, S. 22-31.

Müller, Markus M. (2002): The new regulatory state in Germany, Bermingham.

Müller, Thorsten (2014): Beihilfe & Grundfreiheiten: Europarechtliche Anforderungen an die EE-Förderung, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 18, Nr. 1, S. 21-25.

Müller, Thorsten/ Kahl, Hartmut (Hrsg.) (2015): Energiewende im Föderalismus, Baden-Baden.

Müller, Wolfgang C./ Wright, Vincent (1994): Reshaping the State in Western Europe: The Limits to Retreat, in: West European Politics, Vol. 17, Nr. 3, 1-11.

Münch, Ursula (2013): Effektivität und Legitimation föderaler Regierungssysteme, in: Korte, Karl-Rudolf/ Grunden, Timo (Hrsg.): Handbuch Regierungsforschung, Wiesbaden, S. 197-205.

Nahamowitz, Peter (1995): Hierarchie und Kooperation als staatliche Handlungsmuster: Ein Plädoyer für Steuerungsrealismus und Rechtsstaatlichkeit, in: Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Der kooperative Staat. Krisenbewältigung durch Verhandlung?, Baden-Baden, S. 119-141.

Nahamowitz, Peter (1993): Markt versus Staat: Theoriegeschichtliche Entwicklungen und aktuelle Trends, in: Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Abschied vom Staat – Rückkehr zum Staat?, Baden-Baden, S. 231-263.

Nestle, Uwe (2014a): Auf dem Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien: Der Kostenberg ist überwunden, abrufbar unter: http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/eeg-jahrgangsumlage_gutachten.pdf (Stand 15.02.2016).

Nestle, Uwe (2014b): Auf dem Weg zum 40 %-Klimaziel: Mehr Wind an Land und Photovoltaik – warum die Deckelung keine Kosten spart, abrufbar unter: http://www.leipzig.greenpeace.de/sites/www.leipzig.greenpeace.de/files/auf_dem_weg_zum_40_klimaziel.pdf (Stand 17.01.2017).

Nestle, Uwe/ Reuster, Lena (2012): Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse. Argumente zur Bewertung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, abrufbar unter: http://www.foes.de/pdf/2012-11-14-EEG-Umlage-kritisch-analysiert.pdf (Stand 11.01.2015).

Neuhoff, Karsten/ Küchler, Swantje/ Rieseberg, Sarah/ Wörlen, Christine/ heldwein, Christina/ Karch, Alexandra/ Ismer, Roland (2013): Vorschlag für die zukünftige Ausgestaltung der Ausnahmen für die Industrie bei der EEG-Umlage, in: Politikberatung kompakt Nr. 75, DIW, abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.431913.de/diwkompakt_2013-075.pdf (Stand 22.11.2015).

Neuhoff, Karsten/ Bach, Stefan/ Diekmann, Jochen/ Beznoska, Martin/ El-Laboudy, Tarek (2012): Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden, abrufbar unter: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.409391.de/12-41-1.pdf (Stand 11.08.2015).

Nicholson, Norman (2002): Policy Choices and the Use of State Power. The work of Theodore J. Lowi, in: Policy Sciences, Vol. 35, Nr. 2, S. 163-177.

Nispen, Frans K.M./ Ringeling, Arthur B. (1998): On instruments and instrumentality: a critical assessment, in: Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Adimistration, Cheltenham/ Northampton, S. 204-217.

Nitsch, Joachim (2016): Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung, abrufbar unter: http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Joachim_Nitsch_Energiewende_nach_COP21.pdf (Stand 22.02.2016).

Nordbund (2016): Wismarer Appell zum Norddeutschen Windenergiegipfel am 25.01.2016, abrufbar unter: https://www.hamburg.de/contentblob/4846640/3e1694434a3d8b01d529f75b0e17dece/data/2016-01-25-windenergie-wismarer-appell.pdf (Stand 15.06.2017).

NRWSPD/ Bündnis 90/Die Grünen NRW (2012): Koalitionsvertrag 2012-2017. Verantwortung für ein starkes NRW – Miteinander die Zukunft gestalten, abrufbar unter: https://gruene-nrw.de/dateien/Koalitionsvertrag_2012-2017.pdf (Stand 10.06.2016).

NRWSPD/ Bündnis 90/Die Grünen NRW (2010): Gemeinsam neue Wege gehen. Koalitionsvertrag zwischen NRWSPD und Bündnis 90/Die Grünen NRW, abrufbar unter: http://www.nrwspd.de/db/docs/doc_30009_2010713112745.pdf (Stand 10.06.2016).

Obinger, Herbert/ Traub, Stefan/ Etling, Andreas/ Mause, Karsten/ Schmitt, Carina/ Schreeb, Katharina/ Schuster, Philipp (2010): Der Rückzug des Staates aus unternehmerischen Tätigkeiten. Eine Zwischenbilanz, in: der moderne staat, Vol. 3, 1, S. 209-233.

OECD (2009): Government at a Glance 2009, Paris.

OECD (2000): Reducing the Risk of Policy Failure: Challenges for Regulatory Compliance, Paris.

OECD (1995): Recommendation of the Council of the OECD on Improving the Quality of Government Regulation, Paris.

Offe, Claus (2008): Governance – „Empty signifier“ oder sozialwissenschaftliches Forschungsprogramm?, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 61-76.

Offe, Claus (1979): “Unregierbarkeit”. Zur Renaissance konservativer Krisentheorien, in: Habermas, Jürgen (Hrsg.): Stichworte zur ‚Geistigen Situation der Zeit‘, Band 1: Nation und Republik, Frankfurt a.M., S. 294-318.

Ohlhorst, Dörthe (2018): Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland: das EEG und seine Reform, in: Holstenkamp, Lars/ Radtke, Jörg (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation, Wiesbaden, S.101-124.

Ohlhorst, Dörthe (2015): Germany’s energy transition policy between national targets and decentralized responsibilities, in: Journal of Integrative Environmental Sciences, Vol. 12, Nr. 4, S. 303-322.

Ohlhorst, Dörte/ Bruns, Elke/ Adolf, Matthias (2014): Erneuerbare Energien für Wärme – heiß oder nur lauwarm? Chancen und Hemmnisse der Diffusion innovativer Techniken, in: Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria Rosaria (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden, S. 247-264.

Ohlhorst, Dörte/ Tews, Kerstin/ Schreurs, Miranda (2014): Energiewende als Herausforderung der Koordination im Mehrebenensystem, in: Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria

Rosaria (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden, S. 15-31.

Ohmae, Kenichi (1996): The End of the Nation State. The Rise of the Regional Economics. How new Engines of Property are Reshaping Global Markets, London.

Oschmann, Volker (2010): Zehn Jahre Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Bilanz und Ausblick, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 14, Nr. 2, S. 117-125.

Oster, Fernando/ Cienciala, Andreas/ Erdmann, Georg (2016): Das EEG als gesamtwirtschaftlicher Nachfrageimpuls, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 66, Nr. 3, S. 31-34.

O`Sullivan, Marlene/ Edler, Dieter/ Bickel, Peter/ Lehr, Ulrike/ Peter, Frank/ Sakowski, Fabian (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/beschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=6 (Stand 20.03.2017).

O`Sullivan, Marlene/ Edler, Dieter/ Bickel, Peter/ Lehr, Ulrike/ Peter, Frank/ Sakowski, Fabian (2014): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2013. Eine erste Abschätzung, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/bruttobeschaeftigung-durch-erneuerbare-energien-in-deutschland-im-jahr-2013.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Stand 20.03.2017).

Öko-Institut (2016): Zukunft Energiewende – quo vadis EEG?, abrufbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Hintergrundpapier_Zukunft-EEG.pdf (Stand 20.05.2017).

Papier, Hans-Jürgen/ Krönke, Christoph (2012): Investitionen in Erneuerbare Energien und Vertrauensschutz, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 1/2012, S. 1-10.

Peters, Guy B. (2011a): Governance as political theory, in: Critical Policy Studies, Vol. 5, Nr. 1, S. 63-72.

Peters, Guy B. (2011b): Response to Mark Bevir and Benjamin Krupicka, Hubert Heinelt and Birgit Sauer, in: Critical Policy Studies, Vol. 5, Nr. 4, S. 467-470.

Peters, Guy B. (2005): Conclusion: The Future of Instruments Research, in: Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (Hrsg.): Designing Government. From Instruments to Governance, Quebec, S. 353-364.

Peters, Guy B. (2000): The Problem of Policy Problems, Pittsburgh.

Peters, B. Guy (1998): Globalization, Institutions and Governance, European University Institute, Jean Monnet Chair Paper Nr. 98/51, abrufbar unter: http://www.uned.es/113016/docencia/spd%20-%20doctorado%202001-02/Introducci%F3n/peters-globalization,%20institutions%20and%20governance%20-%20iue%201998.htm (Stand 27.02.2015).

Peters, Guy B./ Hoornbeek, John A. (2005): The Problem of Policy Problems, in: Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (Hrsg.): Designing Government. From Instruments to Governance, Quebec, S. 77-105.

Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (1998a): Prologue, in: Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Adimistration, Cheltenham/ Northampton, S. 1-8.

Peters, Guy B./ Nispen, Frans K.M. (Hrsg.) (1998b): Public Policy Instruments. Evaluating the Tools of Public Adimistration, Cheltenham/ Northampton.

Pflicht, Sandra (2016): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergieanlagen auf See, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 12, S. 550-556.

photovoltaik (2012a): Alles auf Anfang, abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel/beitrag/alles-auf-anfang-_100006745/86/?tx_ttnews%5BbackCat%5D=194&cHash=2820048fa6fd48acadc39ffbd775976e (Stand 26.05.2016).

photovoltaik (2012b): Monatliche Kürzung der Solarförderung geplant, abrufbar unter: http://www.photovoltaik.eu/Gentner.dll?AID=448449&MID=30021&UID=1B722A177E295FD96A3E4B9851D648131D3D08E9401F1A802237 (Stand 02.06.2016).

photovoltaik (2012c): Trübe Aussichten, abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel/beitrag/trbe-aussichten-_100007052/86/?tx_ttnews%5BbackCat%5D=203&cHash=3d7fd3b2129a6629abb36c1a43b1f142 (Stand 26.05.2016).

photovoltaik (2012d): Vorsprung eingeholt, abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel/beitrag/vorsprung-eingeholt-_100008702/86/?tx_ttnews%5BbackCat%5D=218&cHash=81e07dd7502412366f7f6c6f1f4e8963 (Stand 22.06.2016).

Pielow, Johann-Christian (2013): Die Energiewende auf dem Prüfstand des Verfassungs- und Europarechts, in: Zeitschrift für Europäisches Umwelt- und Planungsrecht, Nr. 3/2013, S. 150-165.

Pierre, Jon (2006): Disciplinary Perspectives, in: Peters, B. Guy/ Pierre, Jon (Hrsg.): Handbook of Public Policy, Thousand Oaks, S. 481-492.

Pierre, Jon (2000): Introduction, in: Pierre, Jon (Hrsg.): Debating Governance: Authority, Steering and Democracy, Oxford, S. 1-10.

Pierre, Jon/ Peters, Guy B. (2000): Governance, Politics and the State, Houndmills u.a.

Pittel, Karen (2012): Das energiepolitische Zieldreieck und die Energiewende, in: ifo Schnelldienst, Vol. 65, Nr. 12, S. 22-26.

Planungsamt der Bundeswehr (2012): Peak Oil. Sicherheitspolitische Implikationen knapper Ressourcen, abrufbar unter: http://aspo.ch/wp-content/uploads/studie/%5B15%5D%20Bundeswehr_2012.pdf (Stand 10.09.2015).

Prätorius, Rainer (2003): „Staatlichkeit" – kein Nekrolog, in: Grande, Edgar/ Prätorius, Rainer (Hrsg.): Politische Steuerung und neue Staatlichkeit, Baden-Baden, S. 11-18.

Prätorius, Rainer (1997): Theoriefähigkeit durch Theorieverzicht? Zum staatswissenschaftlichen Ertrag der Policy-Studies, in: Benz, Arthur/ Seibel, Wolfgang (Hrsg.): Theorieentwicklung in der Politikwissenschaft – eine Zwischenbilanz, Baden-Baden, S. 283-302.

Prognos (2015): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Energiewirtschaft, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/wertschoepfungs-und-beschaeftigungseffekte-der-energiewirtschaft.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (Stand 21.03.2017).

Prognos (2010): Letztverbrauch 2011. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/de/file/Prognos_Kurzbericht_2011_101112.pdf (Stand 18.11.2015).

Prognos/ BH&W (2016): Eigenversorgung. Forschungsvorhaben: Weiterentwicklung des EEG 2014 im Hinblick auf die Kosten industrieller Verbraucher, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/forschungsvorhaben-ee-02.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Stand 18.05.2017).

Prognos/ Fichtner (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, abrufbar unter: http://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/130822_Prognos_Fichtner_Studie_Offshore-Wind_Lang_de.pdf (Stand 10.02.2016).

Pufè, Iris (2014): Nachhaltigkeit, 2. Aufl., Konstanz.

Purkus, Alexandra/ Gawel, Erik/ Deissenroth, Marc/ Nienhaus, Kristina/ Wassermann, Sandra (2014): Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration Erneuerbarer. Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Vol. 64, Nr. 12, S. 8-16.

PV Magazin (2016): GTM Research: Weltweiter Photovoltaik-Zubau 2015 bei 59 Gigawatt, abrufbar unter: http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/gtm-research--weltweiter-photovoltaik-zubau-2015-bei-59-gigawatt_100021809/ (Stand 29.05.2016).

pwc/ wab (2012): Volle Kraft aus Hochseewind, abrufbar unter: http://www.wab.net/images/stories/PDF/studien/Volle_Kraft_aus_Hochsee-wind_PwC_WAB.pdf (Stand 03.08.2016).

Quaschning, Volker (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung, abrufbar unter: http://www.boeblingen-sindelfingen.greenpeace.de/sites/www.boeblingen-sindelfingen.greenpeace.de/files/1_htw_sektorkopplungsstudie.pdf (30.06.2017).

r2b (2014): Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Endbericht Leitstudie Strommarkt, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.pdf?__blob=publicationFile&v=5 (Stand 22.02.2017).

r2b (2013): Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Jahres-Mittelfrist-Prognosen/Jahres-Mittelfrist-Prognose%202013/r2b_EEG_Mittelfristprognose_11112013.pdf (Stand 18.01.2017).

Ragwitz, Mario/ Walz, Rainer/ Hoffmann, Volker/ Schmidt, Tobias/ Neuhoff, Karsten/ Cantner, Uwe/ Graf, Holger/ Wüstenhagen, Rolf/ Jacob, Klaus/ Truffer, Bernhard/ Schleich, Joachim/ Haas, Reinhard/ Hekkert, Marko/ Negro, Simona/ Jacobbson, Staffan/ Kern, Florian/ Rogge, Karoline (2014): Wirkung des EEG – was ist die empirische Evidenz? Expertenstatement, abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-de/service/presseinfos/2014/pri-04-2014-EFI-Expertenstatement.php (Stand 15.11.2015).

Radtke, Jörg/ Holstenkamp, Lars (2018): Disziplinäre Perspektiven auf Energiewende und Partizipation, in: Holstenkamp, Lars/ Radtke, Jörg (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation, Wiesbaden, S. 75-79.

Radtke, Jörg/ Kersting, Norbert (Hrsg.) (2018a): Energiewende. Politikwissenschaftliche Perspektiven, Wiesbaden.

Radtke, Jörg/ Kersting, Norbert (2018b): Energiewende in Deutschland. Lokale, regionale und bundespolitische Perspektiven, in: Radtke, Jörg/ Kersting, Norbert (Hrsg.): Energiewende. Politikwissenschaftliche Perspektiven, Wiesbaden, S. 3-16.

Radtke, Jörg/ Canzler, Weert/ Miranda A. Schreurs/ Wurster, Stefan (2018): Die Energiewende in Deutschland – zwischen Partizipationschancen und Verflechtungsfalle, in: **Radtke, Jörg/ Kersting, Norbert (Hrsg.):** Energiewende. Politikwissenschaftliche Perspektiven, Wiesbaden, S. 17-43.

Rave, Tilmann/ Triebswetter, Ursula/ Wackerbauer, Johann (2013): Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik, München.

Rebmann, Kristina/ Hirschmann, Matthias (2013): Rechtliche Rahmenbedingungen. Der Netzanschluss, in: Böttcher, Jörg (Hrsg.): Handbuch Offshore-Windenergie. Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, München, S. 129-155.

Rehker, Marleen (2016): Die rechtliche Einordnung der EEG-Umlage als Sonderabgabe oder als Preisregelung, Baden-Baden.

Reich, Sebastian (2018): Wirtschaftlichkeitsanalysen von Windparkprojekten im Kontext der Energiewende. Konzepte zur integrierten Bewertung der Erfolgs- und Risikofaktoren, Dissertation, abrufbar unter: https://hss-opus.ub.ruhr-uni-bochum.de/opus4/frontdoor/deliver/index/docId/5682/file/diss.pdf (Stand 18.11.2018).

Reimer, Franz (2015): Die Energiewende und die Kompetenzordnung des Grundgesetzes, in: Müller, Thorsten/ Kahl, Hartmut (Hrsg.): Energiewende im Föderalismus, Baden-Baden, S. 69-98.

Reimers, Britta/ Kaltschmitt, Martin (2014): Kostenentwicklung der Offshore-Windstromerzeugung – Analyse mithilfe der Erfahrungskurventheorie, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 38, Nr. 4, S. 217-234.

Reinhard, Wolfgang (1999): Geschichte der Staatsgewalt. Eine vergleichende Verfassungsgeschichte Europas von den Anfängen bis zur Gegenwart, München.

Renzsch, Wolfgang (1995): Konfliktlösung im parlamentarischen Bundesstaat: Zur Regelung finanzpolitischer Bund-Länder-Konflikte im Spannungsfeld von Administration und Politik – Vorläufige Überlegungen, Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Der kooperative Staat. Krisenbewältigung durch Verhandlung?, Baden-Baden, S. 167-192.

ResKV (2013): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von

Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (Reservekraftwerksverordnung, ResKV), vom 27. Juni 2013, BGBl I S. 1947., abrufbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/reskv/gesamt.pdf (Stand 28.02.2015).

Reuster, Lena/ Küchler, Swantje (2013): Die Kosten der Energiewende – wie belastbar ist Altmaiers Billion?, abrufbar unter: http://www.bee-ev.de/_downloads/presse/2013/201303_BEE-GPE_Kurzanalyse-Altmaiers-Billion.pdf (Stand 25.04.2014).

Reuster, Lena/ Küchler, Swantje (2012): Industriebegünstigungen bei der EEG-Umlage und deren Auswirkungen auf die restlichen Stromverbraucher, abrufbar unter: http://www.foes.de/pdf/2012-10-Industriebeguenstigung_EEG-Umlage.pdf (Stand 02.02.2016).

Rhodes, Roderick A.W. (1997): Understanding Governance. Policy Networks, Governance, Reflexivity and Accountability, Buckingham/ Philadelphia.

Rhodes, Roderick A.W. (1996): 'The New Governance: Governing without Government', in: Political Studies, Vol. 44, Nr. 4, S. 652-667.

Ringeling, Arthur B. (2005): Instruments in Four: The Elements of Policy Design, in: Eliadis, Pearl/ Hill, Margaret M./ Howlett, Michael (Hrsg.): Designing Government. From Instruments to Governance, Quebec, S. 185-202.

Ripley, Randall B./ Franklin, Grace A. (1976): Congress and Bureaucracy, and Public Policy, Homewood/ Illinois.

Rist, Ray C. (1998): Choosing the right policy instrument at the right time: the contextual challenges of selection and implementation, in: Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Rist, Ray C./ Vedung, Evert (1998): Carrots, Sticks & Sermons. Policy Instruments & their evaluation, New Brunswick/ London, S. 149-164.

Ritter, Ernst-Hasso (1979): Der kooperative Staat. Bemerkungen zum Verhältnis von Staat und Wirtschaft, in: Archiv des öffentlichen Rechts, 104. Band, Tübingen, S. 389-413.

Rochefort, David A./ Cobb, Roger W. (1994): Problem Definition: An Emerging Perspective, in: Rochefort, David A./ Cobb, Roger W. (Hrsg.): The Politics of Problem Definition. Shaping the Policy Agenda, Lawrence, S. 1-31.

Rossi, Peter H./ Freeman, Howard E. (1993): Evaluation. A systematic approach, fünfte Auflage, Newbury Park/ London/ New Delhi.

Rostankowski, Anke (2010): Die Ausgleichsmechanismus-Verordnung und der Ausbau der Erneuerbaren Energien, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 14, Nr. 2, S. 125-131.

Rösler, Philipp (2013): „Endlich raus aus der Planwirtschaft“. Zwei Jahre Energiewende – FDP-Chef Rösler im Interview, abrufbar unter: http://www1.wdr.de/themen/wdr5/roeslerinterview100.html (Stand 05.09.2013).

Ruttloff, Marc (2014): Das Regelungsregime der Eigenversorgung unter dem EEG 2014, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 181-209.

Rüb, Friedbert W./ Seifer, Kerstin (2007): Vom Government zu Governance, in: Schöller, Oliver/ Canzler, Weert/ Knie, Andreas (Hrsg.): Handbuch Verkehrspolitik, Wiesbaden, S. 161-175.

Sabatier, Paul A. (1999): The Need for Better Theories, in: Sabatier, Paul A. (Hrsg.): Theories of the Policy Process, Boulder/ Colorado, S. 3-17.

Sabatier, Paul A. (1993): Advocacy-Koalitionen. Policy Wandel und Policy Lernen. Eine Alternative zur Phasenheurisitik, in: Hèritier, Adrienne (Hrsg.): Policy Analyse. Kritik und Neuorientierung, Opladen, S. 116-148.

Sabatier, Paul (1975): Social Movements and Regulatory Agencies: Toward a More Adequate – and less pessimistic – Theory of »Clientele Capture«, in: Policy Sciences, Vol. 6, Nr. 3, S. 301-342.

Sack, Detlef (2018): Zwischen europäischer Liberalisierung und Energiewende – Der Wandel der Governanceregime im Energiesektor (1990 – 2016), in: Holstenkamp, Lars/ Radtke, Jörg (Hrsg.): Handbuch Energiewende und Partizipation, Wiesbaden, S. 83-100.

Salamon, Lester M. (2002a): The New Governance and the Tools of Public Action: An Introduction, in: Salamon, Lester M. (Hrsg.): The Tools of Government. A Guide to the New Governance, Oxford/ New York, S. 1-47.

Salamon, Lester M. (Hrsg.) (2002b): The Tools of Government. A Guide to the New Governance, Oxford/ New York.

Salisbury, Robert H. (1968): The Analysis of Public Policy: A Search for Theories and Roles, in: Ranney, Austin (Hrsg.): Political Science and Public Policy, Chicago, S. 151-175.

Salisbury, Robert H./ Heinz, John (1970): A Theory of Policy Analysis and some Preliminary Applications, in: Sharkansky, Ira (Hrsg.): Policy Analysis in Political Science, Chicago, S. 39-60.

Salje, Peter (2012): Die Rolle des Rechts bei der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 2/2012, S. 69-76.

Sarasin (2011): Solarwirtschaft: Hartes Marktumfeld – Kampf um die Spitzenplätze. Studie der Bank Sarasin, Basel.

Scharpf, Fritz W. (2006): The Joint-Decision Trap Revisited, in: JCMS, Vol. 44, Nr. 4, S. 845-864.

Scharpf Fritz W. (1999): Regieren in Europa. Effektiv und demokratisch?, Frankfurt a.M., New York.

Scharpf, Fritz W. (1988): Verhandlungssysteme, Verteilungskonflikte und Pathologien der politischen Steuerung, in: Schmidt, Manfred G. (Hrsg.): Staatstätigkeit, PVS-Sonderheft Nr. 19, Opladen, S. 61-87.

Scharpf, Fritz W. (1985): Die Politikverflechtungsfalle: Europäische Integration und deutscher Föderalismus im Vergleich, in: Politische Vierteljahresschrift Vol. 26, Nr., S. 323-356.

Scharpf, Fritz W. (1983): Interessenlage der Adressaten und Spielräume der Implementation bei Anreizprogrammen, in: Mayntz, Renate (Hrsg.): Implementation politischer Programme II, Opladen, S. 99-116.

Scharpf, Fritz W. / Reissert, Bernd / Schnabel, Fritz (1976): Politikverflechtung: Theorie und Empirie des kooperativen Föderalismus in der Bundesrepublik, Kronberg.

Schäfer-Stradowsky, Simon/ Doderer, Hannes (2017): Rechtlicher Überblick: Was hat sich 2016 für die nachhaltige Stromerzeugung geändert?, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 6, Nr. 5, S. 153-159.

Scheftelowitz, Mattes/ Thrän, Daniela (2016): Biomasse im EEG 2016. Hintergrundpapier zur Situation der Bestandsanlagen in den verschiedenen Bundesländern, abrufbar unter: https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergundpapier_Biomasse_EEG2016.pdf (Stand 16.05.2017).

Scheller, Henrik (2008): Ursprünge und Rezeption des Politikverflechtungsansatzes – Auswanderung aus der Wissenschaft und politische Instrumentalisierung?, in: Scheller, Henrik/ Schmid, Josef (Hrsg.): Föderale Politikgestaltung im deutschen Bundesstaat. Variable Verflechtungsmuster in Politikfeldern, Baden-Baden, S. 13-35.

Scheller, Henrik/ Schmid, Josef (Hrsg.) (2008): Föderale Politikgestaltung im deutschen Bundesstaat. Variable Verflechtungsmuster in Politikfeldern, Baden-Baden.

Schelsky, Helmut (1965): Auf der Suche nach der Wirklichkeit, Düsseldorf.

Schimank, Uwe (2007): Neoinstitutionalismus, in: Benz, Arthur/ Lütz, Susanne/ Schimank, Uwe/ Simonis, Georg (Hrsg.): Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder, Wiesbaden, S. 161-175.

Schimank, Uwe (2000): Handeln und Strukturen. Einführung in die akteurtheoretische Soziologie, Weinheim.

Schimmelfennig, Frank (2006): Prozessanalyse, in: Behnke, Joachim/ Gschwend, Thomas/ Schindler, Delia/ Schnapp, Kai-Uwe (Hrsg.): Methoden der Politikwissenschaft. Neuere qualitative und quantitative Analyseverfahren, Baden-Baden, S. 263-271.

Schlacke, Sabine (2015): EU-Umweltpolitik nach Lissabon: Grundlagen, Abgrenzungsfragen und Entwicklungsperspektiven, in: Müller, Thorsten/ Kahl, Hartmut (Hrsg.): Energiewende im Föderalismus, Baden-Baden, S. 99-128.

Schlacke, Sabine (2013): Die Kompetenzordnung der EU in der Energiepolitik nach dem Lissabon-Vertrag, Vortrag bei den 10. Würzburger Gesprächen zum Umweltenergierecht, 10./11.10.2013, Würzburg.

Schlüter, Karen (2010): Föderale Kompetenzverteilung am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland, in: Detterbeck, Klaus/ Renzsch, Wolfgang/ Schieren, Stefan (Hrsg.): Föderalismus in Deutschland, München, S. 53-86.

Schmalz-Bruns, Rainer (2012): Governance als Politische Theorie?, in: Egner, Björn/ Haus, Michael/ Terizakis, Georgios (Hrsg.): Regieren. Festschrift für Hubert Heinelt, Wiesbaden, S. 17-35.

Schmidt, Christoph M./ Weigert, Benjamin (2014): Neustart der Energiewende: Weitere ohne klares Ziel oder grundlegende Reform?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, abrufbar unter: http://www.et-energie-online.de/AktuellesHeft/Topthema/tabid/70/NewsId/878/Neustart-der-Energiewende-Weiter-ohne-klares-Ziel-oder-grundlegende-Reform.aspx (18.01.2017).

Schmidt, Manfred G. (2003): Die »komplexe Demokratietheorie« nach drei Jahrzehnten, in: Mayntz, Renate/ Streeck, Wolfgang (Hrsg.): Die Reformierbarkeit der Demokratie. Innovationen und Blockaden, Frankfurt a.M./ New York, S. 151-172.

Schmidt, Thorsten Ingo (2012): §22 Der Bundesrat. Geschichte, Struktur, Funktion, in: Härtel, Ines (Hrsg.): Handbuch Föderalismus– Föderalismus als demokratische Rechtsordnung

und Rechtskultur in Deutschland, Europa und der Welt. Grundlagen des Föderalismus und der deutsche Bundesstaat, Band I, Berlin/ Heidelberg, S. 651-689.

Schmitz-Grethlein, Fabian (2015): Das Ausschreibungsmodell als Mittel zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien – Anforderungen an die Auktionierungsverordnung, in: Graf von Kielmansegg, Sebastian (Hrsg.): Die EEG-Reform – Bilanz, Konzeptionen, Perspektiven, Baden-Baden, S. 47-57.

Schneider, Almut Madlen (2010): EU-Kompetenzen einer Europäischen Energiepolitik, Baden-Baden.

Schneider, Volker/ Tenbrücken, Mark (Hrsg.) (2004): Der Staat auf dem Rückzug. Privatisierung öffentlicher Infrastrukturen, Frankfurt a.M.

Scholz, Rupert/ Moench, Christoph/ Herz, Benjamin (2014): Verfassungs- und europarechtliche Grundsatzfragen einer EEG-Reform, Baden-Baden.

Schreurs, Miranda A./ Steuwer, Sibyl (2015): Der Koordinierungsbedarf zwischen Bund und Ländern bei der Umsetzung der Energiewende aus politikwissenschaftlicher Sicht, in: Müller, Thorsten/ Kahl, Hartmut (Hrsg.): Energiewende im Föderalismus, Baden-Baden, S. 45-68.

Schubert, Klaus (1994): Steuerungstheoretische Ansätze, in: Kriz, Jürgen/ Nohlen, Dieter/ Schultze, Rainer-Olaf (Hrsg.): Politikwissenschaftliche Methoden. Lexikon der Politik Band 2, München, S. 452-457.

Schulz, Thomas/ Losch, Ruth (2017): Die geplante Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 6, Nr. 4, S. 103-113.

Schulze-Fielitz, Helmuth (1993): Der Leviathan auf dem Weg zum nützlichen Haustier?, in: Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Abschied vom Staat – Rückkehr zum Staat?, Baden-Baden, S. 95-120.

Schumacher, Hanna (2015): Die EEG-Novelle aus Perspektive der Bundespolitik, in: Graf von Kielmansegg, Sebastian (Hrsg.): Die EEG-Reform – Bilanz, Konzeptionen, Perspektiven, Baden-Baden, S. 11-22.

Schumacher, Hanna (2012): Die Neuregelungen zum Einspeise- und Engpassmanagement, in: Zeitschrift für Umweltrecht, Vol. 23, Nr. 1, S. 17-22.

Schuppert, Gunnar Folke (2012): § 9 Föderalismus und Governance, in: Härtel, Ines (Hrsg.): Handbuch Föderalismus– Föderalismus als demokratische Rechtsordnung und Rechtskultur in Deutschland, Europa und der Welt. Grundlagen des Föderalismus und der deutsche Bundesstaat, Band I, Berlin/ Heidelberg, S. 223-250.

Schuppert, Gunnar Folke (2011): Alles Governance oder was?, Baden-Baden.

Schuppert, Gunnar Folke (2008a): Governance – auf der Suche nach Konturen eines „anerkannt uneindeutigen Begriffs“, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 13-40.

Schuppert, Gunnar Folke (2008b): Was ist und wie misst man Wandel von Staatlichkeit?, in: Der Staat, Vol. 47, Nr. 325-358.

Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.) (2006): Governance-Forschung. Vergewisserung über Stand und Entwicklungslinien, 2. Aufl., Baden-Baden.

Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.) (2005a): Der Gewährleistungsstaat – Ein Leitbild auf dem Prüfstand, Baden-Baden.

Schuppert, Gunnar Folke (2005b): Der Gewährleistungsstaat – modisches Label oder Leitbild sich wandelnder Staatlichkeit?, in: Schuppert, Gunnar Folke (Hrsg.): Der Gewährleistungsstaat – Ein Leitbild auf dem Prüfstand, Baden-Baden, S. 11-52.

Schuppert, Gunnar Folke (1998): Geändertes Staatsverständnis als Grundlage des Organisationswandels öffentlicher Aufgabenwahrnehmung, in: Budäus, Dietrich (Hrsg.): Organisationswandel öffentlicher Aufgabenwahrnehmung, Baden-Baden, S. 19-59.

Schuppert, Gunnar Folke (1997): Vom produzierenden zum gewährleistenden Staat: Privatisierung als Veränderung staatlicher Handlungsformen“, in: König, Klaus/ Benz, Angelika (Hrsg.): Privatisierung und staatliche Regulierung: Bahn, Post und Telekommunikation, Rundfunk, Baden-Baden, S. 539-575.

Schuppert, Gunnar Folke (1990): Recht als Steuerungsinstrument: Grenzen und Alternativen rechtlicher Steuerung, in: Ellwein, Thomas/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften: Vergessene Disziplin oder neue Herausforderung, Baden-Baden, S. 73-84.

Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.) (2008): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, Wiesbaden.

Sensfuß, Frank (2013): Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien, abrufbar unter: http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Merit-Order-2012_final.pdf (Stand 11.12.2015).

Sensfuß, Frank/ Ragwitz, Mario (2011): Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_FP_IEWT_2011.pdf (Stand 09.09.2015).

Siemens (2012): Siemens AG Stellungnahme zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Stand 29.08.2012, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)980 vom 18.Oktober 2012.

Sinn, Hans-Werner (2008): Das Grüne Paradoxon. Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik, Berlin.

Solarpraxis (2012): Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(16)510-E vom 20.02.2012.

SolarServer (2016): IHS: China, USA und Japan führen weltweit installierte Photovoltaik-Leistung 2016 an, Zubau in Europa gedämpft, abrufbar unter: http://www.solarserver.de/solar-magazin/nachrichten/aktuelles/2016/kw09/ihs-china-usa-und-japan-fuehren-weltweit-installierte-photovoltaik-leistung-2016-an-zubau-in-europa-gedaempft.html (Stand 29.05.2016).

Soltész, Ulrich/ von Köckritz, Christian (2014): Das EEG im Fokus des EU-Beihilferechts, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttlof, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 35-59.

SPD Brandenburg/ Die Linke Brandenburg (2009): Gemeinsinn und Erneuerung: Ein Brandenburg für alle. Koalitionsvertrag zwischen SPD Brandenburg und Die Linke Brandenburg für die 5. Wahlperiode des Brandenburger Landtags, abrufbar unter: https://www.brandenburg.de/media/lbm1.a.4868.de/koalitionsvertrag.pdf (Stand 08.06.2016).

SPD Bremen/ Bündnis 90/Die Grünen (2011): Vereinbarung zur Zusammenarbeit in einer Regierungskoalition für die 18. Wahlperiode der Bremischen Bürgerschaft, abrufbar unter: http://www.spd-land-bremen.de/Binaries/Binary8076/uploadsmediaKoalitionsvertr...pdf (Stand 08.06.2016).

SPD Mecklenburg-Vorpommern/ CDU Mecklenburg-Vorpommern (2011): Koalitionsvereinbarung 2011-2016, abrufbar unter: http://service.mvnet.de/_php/download.php?datei_id=47762 (Stand 25.03.2017).

SPD Rheinland-Pfalz/ Bündnis 90/Die Grünen Rheinland-Pfalz (2011): Koalitionsvertrag. Den sozial-ökologischen Wandel gestalten, abrufbar unter: https://gruene-rlp.de/userspace/RP/lv_rlp/pdfs/gruene_dokumente/Koalitionsvertrag.pdf (Stand 10.06.2016).

SPD Schleswig-Holstein/ Bündnis 90/Die Grünen Schleswig-Holstein/ SSW (2012): Bündnis für den Norden. Neue Horizonte für Schleswig-Holstein. Koalitionsvertrag 2012 bis 2017, abrufbar unter: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/_documents/koalitionsvertrag2012_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Stand 10.06.2016).

SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten, abrufbar unter: http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_11_SG_Strommarkt_der_Zukunft_gestalten.pdf;jsessionid=CFC44BB3DA1BA76523D03F2CB8B62C5E.1_cid335?__blob=publicationFile (Stand 02.03.2015).

Statistische Ämter der Länder (2015): Umweltökonomische Gesamtrechnung der Länder. Umweltwirtschaft. Analysen und Berichte, Bd. 3, abrufbar unter: http://www.ugrdl.de/pdf/ugrdl_analyse_2015.pdf (Stand 10.07.2016).

Statistisches Bundesamt (2010): Elektrizitätserzeugung im Jahr 2010, abrufbar unter: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online;jsessionid=7CB53BDB7DBB014F0B12FEAFA7E88B18.tomcat_GO_1_2?operation=previous&levelindex=2&levelid=1421666576716&step=2 (Stand 18.01.205).

Stelter, Christian/ Ipsen, Nils (2016): Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 11, S. 483-489.

Stiftung Offshore Windenergie (2016): EEG Novelle gefährdet Wertschöpfung und Beschäftigung in der Offshore Windbranche. Pressemitteilung vom 08.07.2016, abrufbar unter: https://www.offshore-stiftung.de/eeg-novelle-gef%c3%a4hrdet-wertsch%c3%b6pfung-und-besch%c3%a4ftigung-der-offshore-windbranche (Stand 30.06.2017).

Stiftung Offshore Windenergie/ AGOW/ OWIA/ offshore forum winx/ WAB Windenergie Agentur/ Wind comm Schleswig-Holstein e.V./ VDMA/ WindEnergy Network/ Renewable Energy Hamburg (2016): Gemeinsame Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Stand des Entwurfes: 14. April 2016). Hier Windenergie-auf-See-Gesetz-Entwurf (WindSeeG-E), abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 14.07.2017).

Stiftung Offshore Windenergie/ Offshore Forum Windenergie/ WAB Windenergie Agentur/ Wind comm Schleswig-Holstein e.V./ VDMA/ WindEnergy Network/ Renewable Energy Hamburg/ Wirtschaftsverband Windenergie e.V. (2012): Stellungnahme zum Kabinettsentwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Stand des Gesetzentwurfes 29. August 2012, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)967 vom 17. Oktober 2012.

STMWI (2015): Öffentliche Konsultation. Eckpunktepapier für die Förderung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/Eckpunkte-EE-Foerderung/stellungnahmen-eckpunktepapier.html (Stand 17.06.2017).

Stötzel, Manuela (2009): Kinderschutz in Deutschland im Lichte der MPK-Beschlüsse. Was ist daraus geworden?, in: Praxis der Kinderpsychologie und Kinderpsychiatrie, Vol. 58, S. 786-797.

Streeck, Wolfgang (2010): Noch so ein Sieg, und wir sind verloren. Der Nationalstaat nach der Finanzkrise, in: Leviathan, Vol. 38, Nr. 2, S. 159-173.

Streeck, Wolfgang/ Mertens, Daniel (2010): Politik im Defizit. Austerität als fiskalpolitisches Regime, in: der moderne staat, Vol. 3, 1, S. 7-29.

Streeck, Wolfgang/ Schmitter, Philippe C. (1996): Gemeinschaft, Markt, Staat – und Verbände? Der mögliche Beitrag von privaten Interessenregierungen zu sozialer Ordnung, in: Kenis, Patrick/ Schneider, Volker (Hrsg.): Organisation und Netzwerk. Institutionelle Steuerung in Wirtschaft und Politik, Frankfurt a.M./ New York, S. 123-164.

Strohmeier, Gerd (2004): Der Bundesrat: Vertretung der Länder oder Instrument der Parteien?, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 35, Nr. 4, S. 717-731.

Stroker, Gerry (1998): Governance as theory: five propositions, in: International Social Science Journal, Vol. 50, Nr. 155, S. 17-28.

Strünck, Christoph (2012): § 26 Parteienwettbewerb und Politikverflechtung: Strukturprobleme des deutschen Föderalismus aus politikwissenschaftlicher Perspektive, in: Härtel, Ines (Hrsg.): Handbuch Föderalismus– Föderalismus als demokratische Rechtsordnung und Rechtskultur in Deutschland, Europa und der Welt. Probleme, Reformen, Perspektiven des deutschen Föderalismus, Band II, Berlin/ Heidelberg, S. 3-18.

Sturm, Bodo/ Vogt, Carsten (2011): Umweltökonomik. Eine anwendungsorientierte Einführung, Berlin/ Heidelberg.

Sturm, Roland/ Müller, Markus M. (2013): Blockadepolitik in den Ausschüssen des Bundesrates – Offene Fragen und erste Antworten, in: Europäisches Zentrum für Föderalismus-Forschung Tübingen (Hrsg.): Jahrbuch des Föderalismus 2013. Föderalismus, Subsidiarität und Regionen in Europa, Baden-Baden, S. 142-154.

Stüdemann, Dirk-Christof (2014): Europäische Politik aus einem Guss? Energiepolitik zwischen europäischen Visionen und nationalen Realitäten am Beispiel von Deutschland und Frankreich, Frankfurt a.M.

Stüwe, Klaus (2008): Der Bundesrat in Zeiten Großer Koalitionen, in: APuZ, abrufbar unter: http://www.bpb.de/apuz/31305/der-bundesrat-in-zeiten-grosser-koalitionen?p=all (Stand: 07.05.2015).

SVR (2013): Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik. Jahresgutachten 2013/14 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, abrufbar unter: http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201314/JG13_Ges.pdf (Stand 02.03.2015).

SVR (2009): Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen. Jahresgutachten 2009/10 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, abrufbar unter: http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/download/gutachten/ga09_ges.pdf (Stand 15.11.2015).

TCE (2012): Offshore Wind Cost Reduction. Pathways Study, abrufbar unter: http://www.thecrownestate.co.uk/media/5493/ei-offshore-wind-cost-reduction-pathways-study.pdf (Stand 10.02.2016).

Techert, Holger/ Niehues, Judith/ Bardt, Hubertus (2012): Ungleiche Belastung durch die Energiewende: Vor allem einkommensstarke Haushalte profitieren, in: Wirtschaftsdienst, Vol. 92, Nr. 8, S. 507-512.

TenneT (2012): Stellungnahme der TenneT TSO GmbH zum Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften (BT-Drs. 17/10754) und zum Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und FDP (Ausschuss-Drs. 17(9)979), Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)981 vom 18.10.2012.

Teubner, Gunther (1989): Recht als autopoietisches System, Frankfurt a.M.

Teubner, Gunther (1982): Reflexives Recht. Entwicklungsmodelle des Rechts in vergleichender Perspektive, in: Archiv für Rechts- und Sozialphilosophie, Vol. 68, Nr. 1, S. 13-59.

Teubner, Gunther/Willke, Helmut (1984): Kontext und Autonomie: Gesellschaftliche Selbststeuerung durch reflexives Recht, in: Zeitschrift für Rechtssoziologie, 5. Jg., Heft 1, S. 4-35.

Theobald, Christian/ Theobald, Christiane (2013): Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts. Die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft, 3. Aufl., München.

Thrän, Daniela/ Krautz, Alexander/ Scheftelowitz, Mattes/ Lenz, Volker/ Liebetrau, Jan/ Daniel-Gromke, Jaqueline/ Nelles, Michael (2014): Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014, abrufbar unter: https://www.bhkw-infozentrum.de/download/Hintergrundpapier-bioenergie-eeg-2014-dbfz.pdf (Stand 16.01.2017).

Töller, Annette Elisabeth (2012a): Warum kooperiert der Staat? Kooperative Umweltpolitik im Schatten der Hierarchie, Baden-Baden.

Töller, Annette Elisabeth (2012b): Regieren als Problemlösung oder als eigendynamischer Prozess? Überlegungen zu einer Überwindung des Problemlösungsbias in der Politikfeldanalyse, in: Egner, Björn/ Haus, Michael/ Terizakis, Georgios (Hrsg.): Regieren. Festschrift für Hubert Heinelt, Wiesbaden, S. 171-190.

Töller, Annette Elisabeth (2008): Kooperation im Schatten der Hierarchie. Dilemmata des Verhandelns zwischen Staat und Wirtschaft, in: Schuppert, Gunnar Folke/ Zürn, Michael (Hrsg.): Governance in einer sich wandelnden Welt, Politische Vierteljahresschrift, Sonderheft Nr. 41, S. 282-312.

Treiber, Hubert (1994): Von der Programm(entwicklungs)-Forschung zur Netzwerkanalyse. Ein Literaturbericht, in: Hoffmann-Riem, Wolfgang/ Schmidt-Aßmann, Eberhard (Hrsg.): Innovation und Flexibilität des Verwaltungshandelns, Baden-Baden, S. 371-406.

Trianel (2012): Stellungnahme zum Entwurf der Bundesregierung eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften anlässlich der Anhörung im Ausschuss für Wirtschaft und Technologie des Deutschen Bundestages am 22. Oktober 2012, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(9)972 vom 18. Oktober 2012.

Turiaux, Andrè (2015): PV-Geschäftsmodelle nach der EEG-Novelle: Auswirkungen der Neuregelungen auf Eigenstromerzeugung und Anlagenpachtmodelle, in: Graf von Kielmansegg, Sebastian (Hrsg.): Die EEG-Reform – Bilanz, Konzeptionen, Perspektiven, Baden-Baden, S. 71-78.

UBA (2019): Der Europäische Emissionshandel, abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#textpart-1 (Stand 19.10.2019).

UBA (2017): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgernhttps://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/3_datentabelle-zur-abb_bruttostromerzeugung-et_2018-02-14.pdf (Stand 07.07.2017).

UBA (2014): Schriftliche Stellungnahme zur BT-Drucksache 18/1304. Anhörung im Bundestag am 4. Juni 2014, Bundestags-Ausschussdrucksache 18(16)65-E vom 03.06.2014.

UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten, abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/uba_methodenkonvention_2.0_-_2012.pdf (Stand 11.11.2015).

Uken, Marlies (2012): Der Föderalismus gefährdet die Energiewende, in: Zeit online, abrufbar unter: http://www.zeit.de/wirtschaft/2012-05/energiewende-bundeslaender-karte (Stand 18.01.2015).

UNFCCC (2015): Adoption of the Paris Agreement, abrufbar unter: http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf (Stand 17.12.2015).

ÜNB (2017): Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) AusglMechV, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Aktuelle_Daten_zu_den_Einnahmen-_und_Ausgabenpositionen_nach_EEV_Mai_2017%20.pdf (Stand 10.06.2017).

ÜNB (2016): Pressemitteilung: EEG-Umlage 2017 beträgt 6,880 Cent pro Kilowattstunde, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20161014_Pressemitteilung_EEG-Umlage-2017_und_EEG-Vorschau_2017-2021.pdf (Stand 20.05.2017).

ÜNB (2015a): Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) AusglMechV, abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/2015-01-07_EEG-Konto_Finanzieller-HoBA_2014_Dezember_Internet.pdf (Stand 18.01.2016).

ÜNB (2015b): Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/ONEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf (Stand 18.10.2016).

ÜNB (2015c): Pressemitteilung: EEG-Umlage 2016 beträgt 6,354 Cent pro Kilowattstunde, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/20151015-Pressemitteilung-EEG-Umlage-2016_und_EEG-Vorschau_2016-2020_FINAL.pdf (Stand 20.05.2017).

ÜNB (2014a): Aktuelle Angaben der ÜNB zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV, in: http://www.netztransparenz.de/de/file/2014-01-07_EEG-Konto_finanzieller-HoBA_2013_Dezember_gesamt.pdf (Stand 17.01.2016).

ÜNB (2014b): Netzentwicklungsplan Strom 2014. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20141103_nep_2014_2_entwurf_teil1.pdf (Stand 07.02.2017).

ÜNB (2014c): Pressemitteilung: EEG-Umlage 2015 beträgt 6,170 Cent pro Kilowattstunde, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202015/20141015-Pressemitteilung_zur_EEG-Umlage_2015.pdf (Stand 20.05.2017).

ÜNB (2013a): Aktuelle Angaben der ÜNB zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV, in: http://www.netztransparenz.de/de/file/20130104_EEG-Konto_finanzieller-HoBA_2012_Gesamt_neu.pdf (Stand 16.02.2016).

ÜNB (2013b): EEG-Umlage 2014, abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage-2014.htm (Stand 23.10.2015).

ÜNB (2013c): Netzentwicklungsplan Strom 2013. Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2013_1_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf (Stand 07.02.2017).

ÜNB (2013d): Offshore-Netzentwicklungsplan 2013. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/ONEP_2013_2%20Entwurf_Teil%20I.pdf (Stand 18.10.2016).

ÜNB (2013e): Pressemitteilung: EEG-Umlage 2014 beträgt 6,240 Cent pro Kilowattstunde, abrufbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202014/Pressemitteilung_EEG-Umlage_2014.pdf (Stand 20.05.2017).

ÜNB (2012a): Aktuelle Angaben der ÜNB zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 3 AusglMechV i.V. mit § 6 AusglMechAV, in: http://www.netztransparenz.de/de/file/UeNB_EEG-Kontostand-20011-12-31_mit_Grafik_%281%29.pdf (Stand 16.02.2016).

ÜNB (2012b): Netzentwicklungsplan Strom 2012. Zweiter überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, abrufbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf (Stand 07.02.2017).

ÜNB (2011): EEG-Mittelfristprognose 2011, in: http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognose_2011.htm (Stand 17.01.2015).

ÜNB (2010): EEG-Mittelfristprognose 2010, in: http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Mifri-Stand-2010.htm, Stand 17.01.2015.

van der Doelen, Frans C.J. (1998): The "Give-and-Take" Packaging of Policy Instruments: Optimizing Legitimacy and Effectiveness, in: Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Rist, Ray C./ Vedung, Evert (1998): Carrots, Sticks & Sermons. Policy Instruments & their evaluation, New Brunswick/ London, S. 129-146.

VCI (2016): VCI-Position zu dem Thema: Referentenentwurf des BMWi des Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien (inkl. Windenergie-auf-See-Gesetz) vom 14.04.2016, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 15.07.2017).

VDMA (2014): Stellungnahme zum Referentenentwurf zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom 04. März 2014, abrufbar unter: https://ps.vdma.org/documents/105628/1988338/VDMA_Positionspapier_EEG_Referentenentwurf_12.03.14/e4157f36-3837-4454-aab9-2917a5f434aa (Stand 17.06.2017).

Vedung, Evert (2006): Evaluation Research, in: Peters, B. Guy/ Pierre, Jon (Hrsg.): Handbook of Public Policy, Thousand Oaks, S. 397-416.

Vedung, Evert (1998): Policy Instruments: Typologies and Theories, in: Bemelmans-Videc, Marie-Louise/ Rist, Ray C./ Vedung, Evert (1998): Carrots, Sticks & Sermons. Policy Instruments & their evaluation, New Brunswick/ London, S. 21-58.

Verbände Offshore-Windenergie (2014): Stellungnahme zum EEG 2014 vom 12.03.2014, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=73930 (Stand 15.05.2017).

VIK (2013): VIK-Stellungnahme zum 6. Dialogforum „Ausnahmeregelung im EEG“, abrufbar unter: http://vik.de/stellungnahmen.html (Stand 02.02.2016).

Voigt, Rüdiger (2003): Phönix aus der Asche. Die Geburt des Staates aus dem Geist der Politik, Baden-Baden.

Voigt, Rüdiger (2001): Steuerung und Staatstheorie, in: Burth, Hans-Peter/ Görlitz, Axel (Hrsg.): Politische Steuerung in Theorie und Praxis, Baden-Baden, S. 133-146.

Voigt, Rüdiger (1995a): Der kooperative Staat. Krisenbewältigung durch Verhandlung?, in: Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Der kooperative Staat. Krisenbewältigung durch Verhandlung?, Baden-Baden, S. 11-29.

Voigt, Rüdiger (1995b): Der kooperative Staat. Auf der Suche nach einem neuen Steuerungsmodus, in: Voigt, Rüdiger (Hrsg.): Der kooperative Staat. Krisenbewältigung durch Verhandlung?, Baden-Baden, S. 33-92.

Voigt, Rüdiger (1993): Staatliche Steuerung aus interdisziplinärer Perspektive, in: König, Klaus/ Dose, Nicolai (Hrsg.): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Köln/ Berlin/ Bonn/ München, S. 289-322.

Vollprecht, Jens/ Altrock, Martin (2016): Die EEG-Novelle 2017: Von Ausschreibungen bis zuschaltbaren Lasten, in: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft, Vol. 5, Nr. 9, S. 387-395.

Von Andreae, Jacob (2014): Die Reform der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2014, in: Moench, Christoph/ Dannecker, Marcus/ Ruttloff, Marc (Hrsg.): Beiträge zum neuen EEG 2014, Baden-Baden, S. 241-258.

Von Oertzen, Jürgen (2006): Grounded Theory, in: Behnke, Joachim/ Gschwend, Thomas/ Schindler, Delia/ Schnapp, Kai-Uwe (Hrsg.): Methoden der Politikwissenschaft. Neuere qualitative und quantitative Analyseverfahren, Baden-Baden, S. 145-154.

Von Oppen, Rain Margarete / Groß, René (2012): Nach dem EEG ist vor dem EEG – Die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen nach der PV-Novelle 2012, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 16, Nr. 4, S. 347-352.

Von Petersdorf, Winand (2012): Der Triumpf der Planwirtschaft, in: Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung vom 13.10.2012, abrufbar unter: http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/energiewende-der-triumph-der-planwirtschaft-11924688.html (Stand 05.09.2013).

Voß, Werner (2010): Der Photovoltaik-Standort in Deutschland – quo vadis?, abrufbar unter: http://www.boeckler.de/pdf_fof/S-2009-328-1-1.pdf (Stand 28.05.2016).

Voßkuhle, Andreas (2001): Der „Dienstleistungsstaat“. Über Nutzen und Gefahren von Staatsbildern, in: Der Staat, Vol. 40, Nr. 4, S. 495-523.

VZVB (2016): EE-Ausbau auf die kostengünstigsten Technologien konzentrieren. Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbandes zum Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus Erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der Erneuerbaren Energien vom 28. April 2016, abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Navigation/DE/Service/Stellungnahmen/EEG-2016/stellungnahmen-reform-eeg-2016.html (Stand 15.07.2017).

VZVB (2012): Effizienzen ausschöpfen, Ausbau fortsetzen, Kostenbelastung senken. Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbandes zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(16)510-A vom 20.03.2012.

Wagschal, Uwe (2001): Der Parteienstaat der Bundesrepublik Deutschland. Parteipolitische Zusammensetzung seiner Schlüsselinstitutionen, in: Zeitschrift für Parlamentsfragen, Vol. 32, Nr. 4, S. 861-886.

Wahl, Rainer (2006): Herausforderungen und Antworten: Das Öffentliche Recht der letzten fünf Jahrzehnte, Berlin.

Wallace, Helen/ Caporaso, James A./ Scharpf, Fritz W./ Moravcsik, Andrew (1999): Review section symposium: The choice for Europe: Social purpose and state power from Messina to Maastricht, in: Journal of European Public Policy, Vol. 6, Nr. 1, S. 155-179.

Walz, Rainer/ Ragwitz, Mario (2011): Erneuerbare Energien aus Sicht der Innovationsforschung. Konzeptionelle und empirische Grundlagen einer innovationsorientierten Ausgestaltung der Politik zur Förderung erneuerbarer Energietechnologien, abrufbar unter: http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-1858796.pdf (Stand 15.11.2015).

WBGU (2011): Welt im Wandel. Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation. Hauptgutachten, Berlin.

Weber, Andreas/ Horst, Juri (2014): Auswirkungen einzelner Änderungen im Reg EEG 2014 auf die EEG-Umlage, abrufbar unter: https://www.solarify.eu/wp-content/uploads/2014/08/I-ZES-Studie-Auswirkungen_EEG_2014_Umlage.pdf (Stand 20.05.2017).

Weber, Michael/ Hay, Christian (2012): Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität, in: Wirtschaftsdienst, Vol. 92, Nr. 13, S. 43-51.

Wegrich, Kai (2010): Das Leitbild „Better Regulation“. Ziele, Instrumente, Wirkungsweise, Berlin.

Wegrich, Kai (2009): Better Regulation? Grundmerkmale moderner Regulierungspolitik im internationalen Vergleich, Gütersloh.

Weidner, Helmut (2014): Globale Klimapolitik in der Sackgasse: Eine Analyse aus klimapolitikskeptischer Sicht, in: Brunnengräber, Achim/ Di Nucci, Maria Rosaria (Hrsg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen, Wiesbaden, S. 83-92.

Weimann, Joachim (2009): Wirtschaftspolitik. Allokation und kollektive Entscheidungen, fünfte Auflage, Berlin/ Heidelberg.

Weltbank (2014): Turn down the heat: Confronting the new climate normal, abrufbar unter: https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/20595 (Stand 12.11.2015).

Wetzel, Daniel (2017): Die brutale Kostenwahrheit über die Windkraft-Branche, in: Welt online vom 13.04.2017, abrufbar unter: https://www.welt.de/wirtschaft/article163681001/Die-brutale-Kostenwahrheit-ueber-die-Windkraft-Branche.html (Stand 30.06.2017).

Wetzel, Daniel (2012): Die Gefahr eines Blackouts im Winter steigt, in: Welt online vom 19.11.2012, abrufbar unter: http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article111297990/Die-Gefahr-eines-Blackouts-im-Winter-steigt.html (Stand 18.01.2015).

Wiederholt, Norbert/ Bode, Jan-Hendrik/ Reuter, Victoria (2012): Rückenwind für den Ausbau der Offshore-Windenergie?, in: Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht, Vol. 19, S. 1207-1212.

Wieland, Joachim (2011): Der Staat als Aktionär der letzten Instanz: zum krisenbedingten Wandel von Staatsaufgaben, in: Dreier, Horst/ Graf, Friedrich Wilhelm/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften und Staatspraxis, Baden-Baden, S. 170-187.

Wille, Eberhard (1990): Marktversagen vs. Staatsversagen – ein ideologisches Karussell?, in: Ellwein, Thomas/ Hesse, Joachim Jens (Hrsg.): Staatswissenschaften: Vergessene Disziplin oder neue Herausforderung, Baden-Baden, S. 251-278.

Windhoff-Hèritier, Adrienne (1987): Policy Analyse. Eine Einführung, Frankfurt a.M.

Windhoff-Hèritier, Adrienne (1980): Politikimplementation: Ziel und Wirklichkeit politischer Entscheidungen, Königstein/Ts.

Winter, Soren C. (2006): Implementation, in: Peters, B. Guy/ Pierre, Jon (Hrsg.): Handbook of Public Policy, Thousand Oaks, S. 151-166.

Wiesenthal, Helmut (2006): Gesellschaftssteuerung und gesellschaftliche Selbststeuerung. Eine Einführung, Wiesbaden.

Witzel, Andreas/ Reiter, Herwig (2012): The problem-centred interview, London.

Wolf, Charles Jr. (1987): Market and Non-Market Failures: Comparison and Assessment, in: Journal of Public Policy, Vol. 7, Nr. 1, S. 43-70.

Wollmann, Hellmut (1980): Implementationsforschung – eine Chance für kritische Verwaltungsforschung?, in: Wollmann, Hellmut (Hrsg.): Politik im Dickicht der Bürokratie. Beiträge zur Implementationsforschung, Opladen, S. 9-48.

Woltering, Tobias (2015): Risikoverteilung in EEG-Direktvermarktungsverträgen – Vertragliche Gestaltung von Leistungspflichten und Haftung, in: Recht der erneuerbaren Energien, Nr. 3/2015, S. 141-149.

Wurster, Stefan (2013): Staatstätigkeit II: neue Formen politischer Steuerung, in: Schmidt, Manfred G./ Wolf, Frieder/ Wurster, Stefan (Hrsg.): Studienbuch Politikwissenschaft, Wiesbaden, S. 351-377.

Wurster, Stefan/ Köhler, Christina (2016): Die Energiepolitik der Bundesländer. Scheitert die Energiewende am deutschen Föderalismus?, in: Hildebrandt, Achim/ Wolf, Frieder (Hrsg.): Die Politik der Bundesländer. Zwischen Föderalismusreform und Schuldenbremse, Wiesbaden, 2. Aufl., S. 283-314.

Wustlich, Guido (2014): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014. Grundlegend neu – aber auch grundlegend anders?, in: Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht, Vol. 33, Nr. 17, S. 1113-1121.

Wustlich, Guido/ Müller, Dominik (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, in: Zeitschrift für Neues Energierecht, Vol. 15, Nr. 4, S. 380-396.

Wünsch, Marco/ Klotz, Eva/ Lutz, Christian/ Großmann, Anett/ Lehr, Ulrike (2015): Auswirkungen der erneuerbaren Energien auf die Strompreise und gesamtwirtschaftliche Effekte unter Berücksichtigung unterschiedlicher Regelungen zur Lastenteilung, abrufbar unter: http://www.gws-os.com/discussionpapers/gws-researchreport15-1.pdf (Stand 19.05.2017).

WVW (2011): Stellungnahme des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V. zum Entwurf des „Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz [...]sowie zum Referentenentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien [...], abrufbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

ZfK (2013): Eiseskälte am Strommarkt, in Zeitschrift für kommunale Wirtschaft (ZfK), Nr. 4/2013, S. 1.

Zitzler, Stephan (2014): „Energiepolitischer Irrläufer“ oder begnadeter Wahlkämpfer? Die politischen und planerischen Konsequenzen des geforderten Netzausbau-Moratoriums der

bayerischen Staatsregierung, abrufbar unter: http://regierungsforschung.de/wp-content/uploads/2014/08/220814regierungsforschung.de_Zitzler_Fall_Energiepolitischer_-Irrl%C3%A4ufer.pdf (Stand 02.11.2015).

Zitzler, Stephan (2013a): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz als Steuerungsinstrument der Energiewende – ein problemlösungsorientiertes Policy-Design? Eine steuerungstheoretische Analyse der Photovoltaik-Novelle 2012, Duisburg, Masterarbeit.

Zitzler, Stephan (2013b): Opfer der Depolitisierung? Nichtexistente energiepolitische Essenz im Wahlkampf, abrufbar unter: http://regierungsforschung.de/data/290813regierungsforschung.de_zitzler_energiepolitik.pdf (Stand 23.10.2015).

Zitzler, Stephan (2013c): Energiepolitisches Manövrieren in der „Wunschkoalition". Das schwarz-gelbe Politikmanagement rund um die Strompreisbremse, abrufbar unter: http://regierungsforschung.de/wp-content/uploads/2014/06/bst_rk_cases__zitzler_de_130917_hr.pdf (Stand 06.07.2014).

Zohlnhöfer, Reimut (2010): Wirtschaftspolitische Gesetzgebung nach der Föderalismusreform I: Schluss mit dem Reformstau?, in: Schrenk, Klemens H./ Soldner, Markus (Hrsg.): Analyse demokratischer Regierungssysteme, Wiesbaden, S. 389-400.

ZSW/ Fraunhofer IWES/ Bosch & Partner/ GfK SE (2014): Vorhaben IIc. Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (Stand 25.11.2015).

ZSW/ IfnE/ ifeu/ iwr (2011): Vorhaben I. Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/eeg_eb_2011_deponie-gas_bf.pdf;jsessionid=12B70158B331CBD2628A44AFF605997E?__blob=publicationFile&v=6 (Stand 11.11.2015).

Zürn, Michael (1998): Regieren jenseits des Nationalstaates, Frankfurt a.M.

Zürn, Michael (1996): Über den Staat und die Demokratie im europäischen Mehrebenensystem, in: Politische Vierteljahresschrift, Vol. 37, Nr. 1, S. 27-55.

ZVEI (2014): Stellungnahme des ZVEI zum BMWi-Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG 2014) vom 12.03.2014, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=73930 (Stand 17.05.2017).

ZVEI (2012): Stellungnahme der Elektronikindustrie zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 2. März 2012, Bundestags-Ausschussdrucksache 17(16)509-C vom 19.03.2012.

ZVEI (2011): Position der Elektrotechnik- und Elektronikindustrie zur geplanten Novelle des „Erneuerbaren-Energien-Gesetzes“ vom 20. Mai 2011, abrufbar unter: https://www.clearing-stelle-eeg.de/eeg2012/refe (Stand 11.02.2016).

DuEPublico

Duisburg-Essen Publications online

UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN

Offen im Denken

ub | universitäts bibliothek

Diese Dissertation wird via DuEPublico, dem Dokumenten- und Publikationsserver der Universität Duisburg-Essen, zur Verfügung gestellt und liegt auch als Print-Version vor.

DOI: 10.17185/duepublico/75258
URN: urn:nbn:de:hbz:464-20220118-140320-7

Alle Rechte vorbehalten.