Strategien für die Elektromobilität bei erweiterter energiewirtschaftlicher Nutzung – Betrachtung steuernder Ladestrategien für Elektrofahrzeuge sowie Minutenreservevermarktung von Elektrofahrzeugen

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Wirtschaftswissenschaften
(Dr. rer. pol.)

durch die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der

Universität Duisburg-Essen
Campus Essen

vorgelegt von
Maren Elisabeth Kempgens (geb. Kier), Bottrop

Essen, 2019

Tag der mündlichen Prüfung:	04.06.2019
Erstgutachter:	Prof. Dr. Christoph Weber
Zweitgutachterin:	Prof. Dr. Jutta Geldermann

DuEPublico

Duisburg-Essen Publications online

UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN

Offen im Denken

ub universitäts bibliothek

Diese Dissertation wird über DuEPublico, dem Dokumenten- und Publikationsserver der Universität Duisburg-Essen, zur Verfügung gestellt und liegt auch als Print-Version vor.

DOI: 10.17185/duepublico/70467
URN: urn:nbn:de:hbz:464-20190828-084857-8

Alle Rechte vorbehalten.

Inhalt

ABBILDUNGSVERZEICHNIS ..... **VI**
TABELLENVERZEICHNIS ..... **XII**
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS ..... **XIII**
SYMBOLVERZEICHNIS ..... **XV**
1 EINLEITUNG **1**
TEIL I – GRUNDLAGEN **5**
2 ELEKTROMOBILITÄT **5**
2.1 FAHRZEUGTYPEN 5
2.2 FAHRZEUGBATTERIEN 7
2.2.1 Lithium-Ionen-Batterien *8*
2.2.2 Zukünftige Entwicklung *13*
2.2.3 Kosten der Batterienutzung *14*
2.3 FAHRPROFILE 15
2.4 ZUKÜNFTIGE HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE NUTZUNG DER ELEKTROMOBILITÄT UND FORSCHUNGSFRAGEN DER DISSERTATION 17
3 STROMMÄRKTE **20**
3.1 SPOTMÄRKTE 21
3.1.1 Day-Ahead-Auktion *22*
3.1.2 Intraday-Auktion *24*
3.1.3 Kontinuierlicher Intraday-Handel *24*
3.2 REGELENERGIEMÄRKTE 25
3.2.1 Primärreservemarkt *27*
3.2.2 Sekundärreservemarkt *28*
3.2.3 Minutenreservemarkt *30*
4 STROMKUNDEN **34**
4.1 STROMNETZINTEGRATION 34
4.2 LEISTUNGSMESSUNG 35
4.3 LASTMANAGEMENT 36
5 GRUNDLEGENDE MATHEMATISCHE METHODEN **39**
5.1 OPTIMIERUNG 39
5.2 LINEARE APPROXIMATION 44
TEIL II – LASTMANAGEMENT IM UNTERNEHMENSKONTEXT MIT VERSCHIEDENEN LADESTRATEGIEN FÜR ELEKTROFAHRZEUGE **46**
6 KONTEXT UND ZIELSETZUNG DES LASTMANAGEMENTS MIT ELEKTROFAHRZEUGEN **47**

7 SPEZIFIKATION DER ZU UNTERSUCHENDEN LADESTRATEGIEN ... 53
8 MODELLIERUNG DER LADESTRATEGIEN ... 58
8.1 GRUNDLADESTRATEGIEN ... 58
8.1.1 Ungesteuertes Laden ... 58
8.1.2 Energiekostenminimales Laden ... 59
8.1.3 Kapazitätsbeschränktes Laden ... 61
8.1.4 Energiekostenminimales Laden mit Kapazitätsbeschränkung ... 61
8.1.5 Kostenminimales Laden ... 61
8.2 ERWEITERUNGEN ... 62
8.2.1 Berücksichtigung von Strom aus erneuerbaren Energien ... 63
8.2.2 Vehicle to Grid – Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie ... 65
8.2.3 Berücksichtigung des typischen Batterieladeverhaltens ... 66
8.2.4 Strompreisbegrenzung ... 67
9 ANWENDUNG DER LADESTRATEGIEN ... 70
9.1 BETRACHTETE FALLSTUDIE ... 70
9.1.1 Betrachtungszeitraum ... 70
9.1.2 Charakteristika des Unternehmens ... 71
9.1.3 Unternehmenslastdaten ... 71
9.1.4 Strompreise ... 73
9.1.5 PV-Stromerzeugung ... 75
9.1.6 Elektrofahrzeuge ... 77
9.2 AUSWERTUNGEN ... 82
9.2.1 Auswertung Grundladestrategien ... 83
9.2.2 Auswertung Erweiterungen ... 95
9.2.3 Ladestrategien unter zukünftigen Randbedingungen ... 105
10 WESENTLICHE ERKENNTNISSE UND ERGEBNISSE DES LASTMANAGEMENTS BEI ELEKTROFAHRZEUGEN IM UNTERNEHMENSKONTEXT ... 116
TEIL III – REGELENERGIEBEREITSTELLUNG DURCH EINBINDUNG VON ELEKTROFAHRZEUGEN IN DEN STROMMARKT ... 119
11 KONTEXT UND ZIELSETZUNG DER FLEXIBILITÄTSVERMARKTUNG VON ELEKTROFAHRZEUGEN ... 120
11.1 KONTEXT UND PROBLEMSTELLUNG ... 120
11.2 ANFORDERUNGEN UND ZIELSETZUNG ... 124
12 SPEZIFIKATION DES PORTFOLIO-MANAGEMENT-MODELLS ... 128
13 MODELLIERUNG DER VERMARKTUNGSSTRATEGIE ... 132
13.1 ALLGEMEINE MODELLSTRUKTUR ... 135

13.2 ZIELFUNKTION 137
13.3 NEBENBEDINGUNGEN: BILANZEN 138
13.3.1 Strombilanz 138
13.3.2 Wärmebilanz 139
13.4 NEBENBEDINGUNGEN: KRAFTWERKE, HEIZWERKE UND ELEKTROFAHRZEUGE 139
13.4.1 Stromproduktion und Reservebereitstellung in Kraftwerken 139
13.4.2 Betriebsbeschränkungen bei Kraftwerken 142
13.4.3 Wärmeproduktion in Heizwerken 144
13.4.4 Brennstoffverbrauch in Kraftwerken und Heizwerken 144
13.4.5 Elektrofahrzeuge 145
13.5 NEBENBEDINGUNGEN: STROMMÄRKTE 147
13.5.1 Day-Ahead-Spotmarkt 147
13.5.2 Minutenreservemarkt 149
13.6 OPTIMALITÄTSKRITERIUM 150
14 ANWENDUNG DER VERMARKTUNGSSTRATEGIE 152
14.1 BETRACHTETE FALLSTUDIE 152
14.1.1 Betrachtungszeitraum 152
14.1.2 Kraftwerkspark 152
14.1.3 Lastdaten 154
14.1.4 Wärmedaten 154
14.1.5 Minutenreservepreise 155
14.1.6 Day-Ahead-Strompreise 157
14.1.7 Day-Ahead-Strompreisszenarien 158
14.1.8 Elektrofahrzeuge 160
14.1.9 Verwendete Daten für Sensitivitätsanalysen 167
14.2 AUSWERTUNGEN 169
14.2.1 Portfoliomanagement mit Elektrofahrzeugen 2013 169
14.2.2 Portfoliomanagement mit Elektrofahrzeugen 2020 196
14.2.3 Portfoliomanagement mit Elektrofahrzeugen 2030 203
15 WESENTLICHE ERKENNTNISSE UND ERGEBNISSE DER REGELENERGIEVERMARKTUNG BEI ELEKTROFAHRZEUGEN 210
16 SCHLUSSBETRACHTUNG 212
17 LITERATURVERZEICHNIS XX
18 ANHANG XXXVI

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Entwicklung der Elektromobilität 1
Abbildung 1.2: Markthochlaufkurve für Elektrofahrzeuge nach den bisherigen Zielen der Bundesregierung bis 2020 2
Abbildung 2.1: Antriebsformen nach dem Grad der Elektrifizierung 6
Abbildung 2.2: Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle – Ionenfluss bei Entladung der Zelle 10
Abbildung 2.3: CC-CV-Ladekurve einer Lithium-Ionen-Batterie 12
Abbildung 2.4: Fahrprofile aus den Daten der MiD 2008 und KiD 2010 mithilfe einer hierarchischen Clusteranalyse ermittelt 16
Abbildung 3.1: Zeitliche Darstellung der Teilmärkte in Deutschland.....20
Abbildung 3.2: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel (Stand August 2016) 21
Abbildung 3.3: Tagesablauf an der Strombörse für Deutschland 22
Abbildung 3.4: Dreistufige Regelleistung im kontinentaleuropäischen Stromverbund 26
Abbildung 3.5: Überblick zu Einsatz und Aufgaben der verschiedenen Reservequalitäten.....26
Abbildung 3.6: Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge und des mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für PRL 28
Abbildung 3.7: Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge und des mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für SRL 30
Abbildung 3.8: Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge und des mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für MRL (Mittelwert über alle Produktzeitscheiben).....33
Abbildung 3.9: Mittlerer Leistungspreis der bezuschlagten Gebote für positive und negative MRL nach Zeitscheiben getrennt für 2013 und 2016 33
Abbildung 4.1:Einsatzoptionen von nachfrageseitiger Flexibilität.....37
Abbildung 5.1: Lineare Approximation einer nichtlinearen Funktion.....44
Abbildung 7.1: Frei verfügbare Kapazität für den Ladeprozess.....53
Abbildung 9.1: Jahreslastprofil des Unternehmens (Betrachtungsjahr 2014/2015) 72
Abbildung 9.2: Mittlere Last des Unternehmens im Tagesverlauf (Betrachtungsjahr 2014/2015) 72
Abbildung 9.3: Endkundenstrompreis bei einem Jahresstromverbrauch über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 h/a (Betrachtungsjahr 2014/2015) 73
Abbildung 9.4: Erzeugung der PV-Anlage pro Monat (Betrachtungsjahr 2014/2015).....76
Abbildung 9.5: PV-Leistung (Betrachtungsjahr 2014/2015) 76
Abbildung 9.6: Durchschnittlicher Anteil der Zeiten mit Anschluss an die Ladesäule für die verschiedenen Fahrzeuge nach Stunden (Modelljahr 2014/2015).....78

Abbildung 9.7: Verteilung der zeitgleich angeschlossenen Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2014/2015) 79
Abbildung 9.8: Häufigkeit der Uhrzeit des Anschlusses an der Ladesäule (Modelljahr 2014/2015) 80
Abbildung 9.9: Häufigkeit der Uhrzeit bei Abfahrt von der Ladesäule (Modelljahr 2014/2015) 80
Abbildung 9.10: Prozentualer Batteriefüllstand zu Beginn des Ladeprozesses (Modelljahr 2014/2015) 81
Abbildung 9.11: Strompreisbegrenzung für den Ladeprozess in Abhängigkeit vom Endfüllstand 82
Abbildung 9.12: Überschreitung der Leistungsgrenze bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 83
Abbildung 9.13: Vergleich des Jahresbezugs und der Jahresbenutzungsdauer bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 84
Abbildung 9.14: Unvollständige Ladeprozesse als Differenz zur Referenzladestrategie bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 86
Abbildung 9.15: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 86
Abbildung 9.16: Jahresüberblick beim ungesteuerten Laden (Modelljahr 2014/2015) 88
Abbildung 9.17: Wochenübersicht beim ungesteuerten Laden (Modellwoche 28.07.2014 – 03.08.2014) 88
Abbildung 9.18: Tagesübersicht beim ungesteuerten Laden (Modelltag 31.07.2014) 89
Abbildung 9.19: Jahresüberblick beim energiekostenminimalen Laden (Modelljahr 2014/2015) 90
Abbildung 9.20: Wochenübersicht beim energiekostenminimalen Laden (Modellwoche 08.09.2014 – 14.09.2014) 90
Abbildung 9.21: Tagesübersicht beim energiekostenminimalen Laden (Modelltag 09.09.2014) 91
Abbildung 9.22: Jahresüberblick beim kapazitätsbeschränkten Laden (Modelljahr 2014/2015) 92
Abbildung 9.23: Tagesübersicht beim kapazitätsbeschränkten Laden (Modelltag 31.07.2014) 92
Abbildung 9.24: Jahresüberblick beim energiekostenminimalen & kapazitätsbeschränkten Laden (Modelljahr 2014/2015) 93
Abbildung 9.25: Tagesübersicht beim energiekostenminimalen & kapazitätsbeschränkten Laden (Modelltag 31.08.2014) 94

Abbildung 9.26: Strombezug der Elektrofahrzeuge bei den erweiterten Ladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 95
Abbildung 9.27: Zusätzliche unvollständige Ladeprozesse bei den erweiterten Ladestrategien im Vergleich zur Referenzladestrategie (Modelljahr 2014/2015) 96
Abbildung 9.28: Vergleich des Jahresbezugs und der Jahresbenutzungsdauer bei den erweiterten Ladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 97
Abbildung 9.29: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge bei den erweiterten Ladestrategien (Modelljahr 2014/2015) 98
Abbildung 9.30: Tagesübersicht beim Laden mit PV-Strom (Modelltag 09.08.2014) 99
Abbildung 9.31: Tagesübersicht bei der V2G Ladestrategie (Modelltag 21.10.2014) 101
Abbildung 9.32: Tagesübersicht bei der V2G Ladestrategie (Modelltag 01.11.2014) 102
Abbildung 9.33: Typisches Batterieladeverhalten 103
Abbildung 9.34: Dauerlinien der maximalen Strompreise für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2014/2015) 104
Abbildung 9.35: Vergleich des Jahresbezugs (Modelljahr 2020) 106
Abbildung 9.36: Jahresbenutzungsdauer und Leistungsgrenze (Modelljahr 2020) 107
Abbildung 9.37: Unvollständige Ladeprozesse als Differenz zur Referenzladestrategie (Modelljahr 2020) 108
Abbildung 9.38: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2020) 109
Abbildung 9.39: Vergleich des Jahresbezugs (Modelljahr 2030) 111
Abbildung 9.40: Jahresbenutzungsdauer und Leistungsgrenze (Modelljahr 2030) 112
Abbildung 9.41: Unvollständige Ladeprozesse als Differenz zur Referenzladestrategie (Modelljahr 2030) 113
Abbildung 9.42: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2030) 114
Abbildung 12.1: Ablauf Portfolio-Management-Modell bei Modellierung in GAMS 129
Abbildung 13.1: Schematische Darstellung der rollierenden Planung im Kontext des PMM 135
Abbildung 13.2: Zeitschritte und Stufen des Optimierungsproblems in der ersten und zweiten Optimierung 136
Abbildung 13.3: Zeitschritte und Stufen des Optimierungsproblems in der dritten Optimierung 137
Abbildung 13.4: P/Q-Diagramm - Typischer Betriebsbereich einer Entnahmekondensationsanlage 141
Abbildung 14.1: Aufbau der Fallstudie 152

Abbildung 14.2: Variable Kosten pro MWh Stromproduktion (Modelljahre 2013/2020/2030) 153
Abbildung 14.3: Endkundennachfrage (Betrachtungsjahr 2013) 154
Abbildung 14.4: Wärmenachfrage (Betrachtungsjahr 2013) 155
Abbildung 14.5: Mittlerer Leistungspreis für negative und positive Minutenreserve (Betrachtungsjahr 2013) 156
Abbildung 14.6: Grenzleistungspreis für negative und positive Minutenreserve (Betrachtungsjahr 2013) 156
Abbildung 14.7: Strompreise (Betrachtungsjahr 2013) 158
Abbildung 14.8: Strompreise (Modelljahr 2020) 158
Abbildung 14.9: Strompreise (Modelljahr 2030) 158
Abbildung 14.10: Streuung der Strompreisszenarien (Modelltage 02./03.01.2013) 159
Abbildung 14.11: Streuung der Strompreisszenarien (Modelltage 02./03.01.2020) 159
Abbildung 14.12: Streuung der Strompreisszenarien (Modelltage 02./03.01.2030) 159
Abbildung 14.13: Prozentuale Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge 161
Abbildung 14.14: Stromverbrauch je EV Pool (Modelljahre 2013/2020/2030) 166
Abbildung 14.15: Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013) 170
Abbildung 14.16: Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013) 171
Abbildung 14.17: Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013) 172
Abbildung 14.18: Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2013) 173
Abbildung 14.19: Positive und negative Minutenreservevorhaltung der EV Pools (Modelljahr 2013) 174
Abbildung 14.20: Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2013) 175
Abbildung 14.21: Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2013) 176
Abbildung 14.22: Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug nach EV Pools getrennt (Modelljahr 2013) 177
Abbildung 14.23: Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge (niedriges Preisniveau) 179
Abbildung 14.24: Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge (mittleres Preisniveau) 180
Abbildung 14.25: Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge (hohes Preisniveau) 181
Abbildung 14.26: Ausprägung der Bandbreite bei Vorhaltung negativer Minutenreserve der Elektrofahrzeuge (niedriges Preisniveau) 182

Abbildung 14.27: Ausprägung der Bandbreite bei Vorhaltung negativer Minutenreserve der Elektrofahrzeuge (mittleres Preisniveau) 183
Abbildung 14.28: Ausprägung der Bandbreite bei Vorhaltung negativer Minutenreserve der Elektrofahrzeuge (hohes Preisniveau) 183
Abbildung 14.29: Vergleich Deckungsbeiträge und Erlöse des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013).....185
Abbildung 14.30: Vergleich Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013).....186
Abbildung 14.31: Vergleich Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013).....186
Abbildung 14.32: Vergleich Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013).....187
Abbildung 14.33: Vergleich Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2013).....188
Abbildung 14.34: Vergleich Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2013).....189
Abbildung 14.35: Vergleich Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2013).....190
Abbildung 14.36: Vergleich durchschnittliche Kosten/Erlöse pro Elektrofahrzeug getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013).....190
Abbildung 14.37: Vergleich der MRL Vorhaltung (Modelljahr 2013).....191
Abbildung 14.38: Vergleich von G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013).....193
Abbildung 14.39: Vergleich der Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2013) 194
Abbildung 14.40: Vergleich durchschnittliche Erlöse/Kosten pro Elektrofahrzeug (Modelljahr 2013).....196
Abbildung 14.41: Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2020) 197
Abbildung 14.42: Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2020).....198
Abbildung 14.43: Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2020).....199
Abbildung 14.44: Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2020).....199
Abbildung 14.45: Positive und negative Minutenreservevorhaltung der EV Pools (Modelljahr 2020).....200
Abbildung 14.46: Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2020).....201
Abbildung 14.47: Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2020) 202

Abbildung 14.48: Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug nach EV Pools getrennt (Modelljahr 2020) 202
Abbildung 14.49: Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2030) 203
Abbildung 14.50: Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2030).....204
Abbildung 14.51: Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2030).....205
Abbildung 14.52: Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2030).....205
Abbildung 14.53: Positive und negative Minutenreservevorhaltung der EV Pools (Modelljahr 2030).....206
Abbildung 14.54: Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2030).....207
Abbildung 14.55: Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2030) 207
Abbildung 14.56: Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2030).....208
Abbildung 18.1: Vergleich der MRL Vorhaltung (Modelljahr 2020)..... XLII
Abbildung 18.2: Vergleich von G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2020). XLIII
Abbildung 18.3: Vergleich der Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2020) XLIV
Abbildung 18.4: Vergleich Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug (Modelljahr 2020).....XLVI
Abbildung 18.5: Vergleich der MRL Vorhaltung (Modelljahr 2030).....XLVI
Abbildung 18.6: Vergleich von G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2030)XLVII
Abbildung 18.7: Vergleich der Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2030) XLIX
Abbildung 18.8: Vergleich Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug (Modelljahr 2030).....XLIX

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zusammensetzung der Stichprobe für die Clustererstellung 16
Tabelle 3.1: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen PRL.....28
Tabelle 3.2: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen SRL.....29
Tabelle 3.3: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen MRL 32
Tabelle 7.1: Überblick der betrachteten Ladestrategien.....54
Tabelle 9.1: Überblick der Strompreise für die betrachtete Fallstudie bei einem Jahresbezug über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer kleiner 2.500 h/a 74
Tabelle 9.2: Überblick der Strompreise für die betrachtete Fallstudie bei einem Jahresbezug über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer größer 2.500 h/a 75
Tabelle 9.3: Fahrtenverteilung der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2014/2015) 78
Tabelle 9.4: Strompreisbegrenzung zu einem vorgegebenen Endfüllstand 82
Tabelle 14.1: Kraftwerksparameter.....153
Tabelle 14.2: Übersicht der Strompreise (Modelljahre 2013/2020/2030) 157
Tabelle 14.3: Zuordnung der Cluster zu den Elektrofahrzeugpools 160
Tabelle 14.4: Prozentuale Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge 161
Tabelle 14.5: Tagesfahrleistung der jeweiligen Elektrofahrzeuge in den Pools 162
Tabelle 14.6: Anzahl Elektrofahrzeuge in den jeweiligen Pools (Modelljahre 2013/2020/2030) 164
Tabelle 14.7: Verwendete Elektrofahrzeuge 164
Tabelle 14.8: Zuordnung der verwendeten Elektrofahrzeuge zu den Pools 165
Tabelle 14.9: Batteriekapazität der jeweiligen Elektrofahrzeugpools (Modelljahre 2013/2020/2030) 165
Tabelle 14.10: Auswahl Typtage für stochastische Auswertung 178
Tabelle 18.1: Kosten der Leistungsmessung in der Niederspannung im Stadtgebiet Duisburg (Netto) XXXVII
Tabelle 18.2: Zuschläge zum Spotpreis bei einem Jahresverbrauch < 100.000 kWh in ct/kWh XXXVIII
Tabelle 18.3: Zuschläge zum Spotpreis bei einem Jahresverbrauch > 100.000 kWh in ct/kWh XXXIX
Tabelle 18.4: Zukünftige Zuschläge zum Spotpreis in ct/kWh..... XL
Tabelle 18.5: Kosten der Leistungsmessung in der Niederspannung im Stadtgebiet Duisburg XL
Tabelle 18.6: Gegenüberstellung Deckungsbeiträge und Erlöse des Kraftwerksportfolios (Modelljahre 2013/2020/2030) XLI

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AC	Wechselstrom (alternating current)
Ah	Amperestunde
BEV	rein batterieelektrisches Fahrzeug (battery electric vehicle)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CC	Konstantstromladung (constant current)
CCS	kombiniertes Ladesystem (combined charging system)
ct	Cent
CV	Konstantspannungsladung (constant voltage)
DA	Tag voraus (day ahead)
DC	Gleichstrom (direct current)
EEG	Erneuerbaren Energien Gesetz
EEV	Erwartungswert des Erwartungswert-Problems
EKT	Entnahmekondensationsturbine
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EUR (€)	Euro
EV	Elektrofahrzeuge (electric vehicle)
EVPI	Wert der vollständigen Information (expected value of perfect information)
G2V	Ladeprozess eines Elektrofahrzeugs (grid to vehicle)
GAMS	algebraische Modellierungssprache (General Algebraic Modeling System)
GDT	Gegendruckturbine
GT	Gasturbine
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
h	Stunde
HT	Hauptzeit bei der Sekundärregelleistung
HW	Heizwerk
Hz	Hertz
KBA	Kraftfahrtbundesamt
kg	Kilogramm
KID	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

l	Liter
LP	Lineares Optimierungsproblem (linear program)
MID	Mobilität in Deutschland
MIP	Gemischt ganzzahliges Optimierungsproblem (mixed integer program)
MOL	Merit Order Liste
MRC	Multi-Regionen-Kopplung (Multi-Regional-Coupling)
MRL	Minutenregelleistung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MwSt	Mehrwertsteuer
NFZ	Nutzfahrzeug
NT	Nebenzeit der Sekundärregelleistung
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
OTC	Außerbörslich (Over the Counter)
PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeug (plug-in hybrid electric vehicle)
Pkw	Personenkraftwagen
PMM	Portfolio-Management-Modell
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
REEV	Elektrofahrzeug mit Reichweitenverlängerung (range extended electric vehicle)
RP	Lösung des stochastischen Ansatzes (Here and Now Lösung)
SEI	Feste Elektrolytgrenzschicht (Solid Electrolyte Interphase)
SOC	Batteriefüllstand (state of charge)
SOH	Alterungszustand einer Batterie (state of health)
SOS	Speziell geordnete Menge (special ordered set)
SRL	Sekundärregelleistung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
T	Turbine
TCO	Gesamtbetriebskosten (total cost of ownership)
TWh	Terawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V2G	Rückspeisung aus der Elektrofahrzeugbatterie in das Stromnetz (vehicle to grid)
VSS	Wert der stochastischen Lösung (value of stochastic solution)
W	Watt
Wh	Wattstunde
WS	Lösung unter perfekter Voraussicht (Wait and See Lösung)

Symbolverzeichnis

Teil I

A	Koeffizientenmatrix (der ersten Stufe)
b	Komponentenvektor (der ersten Stufe)
c	Zielfunktionsvektor (der ersten Stufe)
c_b	Batterieanschaffungskosten
c_d	Batterieabnutzungskosten
DOD	Entladetiefe der Batterie
E	Erwartungswert
EEV	Erwartungswert des Erwartungswert-Problems
$EVPI$	Wert der vollständigen Information (expected value of perfect information)
f	Stückweise stetige lineare Funktion (lineare Approximation)
$h(\omega)$	Stochastischer Komponentenvektor der zweiten Stufe
k_i	Stützstellen der linearen Approximation
L_c	Anzahl der Ladezyklen
λ_i	Hilfsvariablen der linearen Approximation
ω	Zufallsereignis
$q(\omega)$	Stochastischer Zielfunktionsvektor der zweiten Stufe
RP	Lösung des stochastischen Ansatzes (here and now Lösung)
$T(\omega)$	Stochastische Koeffizientenmatrix der zweiten Stufe
VSS	Wert der stochastischen Lösung (value of the stochastic solution)
W	Koeffizientenmatrix der zweiten Stufe
WS	Lösung unter perfekter Voraussicht (wait and see Lösung)
x	Entscheidungsvariablenvektor (der ersten Stufe)
x_i	Ganzzahliger Entscheidungsvariablenvektor (der ersten Stufe)
x_j	Funktionsargument
$\bar{x}(\omega)$	Optimale Lösungen des Optimierungsproblems
$\bar{x}(\bar{\omega})$	Optimale Lösung des Erwartungswert-Problems
$y(\omega)$	Stochastischer Entscheidungsvariablenvektor der zweiten Stufe
y_i	Binäre Hilfsvariablen der linearen Approximation
z	Zielfunktionswert

Teil II

c_t	Strompreis
c^{EEG}	EEG Umlage
c^{Einsp}	Einspeisevergütung für PV-Erzeugung
c_t^{EV}	Strompreis für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge
c^{LP}	Leistungspreis
$C_{i,t}^{Max}$	Strompreisbegrenzung für den Ladeprozess
f	Nichtlineare Funktion
$\hat{f}$	Stückweise stetige lineare Funktion (Lineare Approximation)
γ	Ladeverluste
$g_{i,t}^{end}$	Endindikatorfunktion
$i \in I$	Betrachtete Elektrofahrzeuge
$k \in K$	Indizes der Stützstellen
$\lambda_{i,k,t}$	Hilfsvariablen der linearen Approximation
$\theta_{i,t}$	Binärvariable zur Entscheidung eines Ladeprozesses
p_i^{max}	Maximale Ladeleistung eines Elektrofahrzeugs
p^{maxL}	Exogene maximale Bezugsleistung des Unternehmens
$P_{i,t}$	Ladeleistung der Elektrofahrzeuge
$P_{i,t}^{PV}$	Ladeleistung der Elektrofahrzeuge aus PV-Erzeugung
$P_{i,t}^{V2G}$	Entladeleistung der Elektrofahrzeuge
$P_t^{PV_{Einsp}}$	Ins Stromnetz eingespeiste PV-Erzeugung
$P_t^{PV_{Last}}$	Eigenverbrauch Unternehmen aus PV-Erzeugung
$p_t^{PV_{Erz}}$	Gesamte PV-Erzeugung des Unternehmens
p_t^{Last}	Unternehmenslast
P^{LG}	Endogene maximale Bezugsleistung des Unternehmens
q_i^{Kap}	Batteriekapazität
$Q_{i,t}$	Batteriefüllstand
$t \in T$	Betrachtete Zeitschritte, alias: $d \in T$
T^{end}	Menge der Endzeitpunkte der Ladeprozesse
Δt	Länge der betrachteten Zeitintervalle
ϑ	Gewichtungsfaktor Opportunitätskosten
$x_{i,k}$	Stützstellen der linearen Approximation
Z	Zielfunktionswert

Teil III

$a_{t,i}$	Anzahl Elektrofahrzeuge pro Pool
b_i	Achsenabschnitt P/Q Diagramm, alias: $b_{1,i}$, $b_{2,i}$, $b_{3,i}$
b_i^B	Achsenabschnitt Brennstoffverbrauch
$B_{n,t,i}$	Brennstoffverbrauch
c^B	Brennstoffpreise
$c_{n,t}^{DA}$	Spotpreis (DA)
$c_{tb,r}^{MRL}$	Leistungspreis (MRL)
c_i^S	Anfahrkosten
d_t	Stromnachfrage
d_t^{EV}	Stromverbrauch durch Fahrten der Elektrofahrzeuge
d_t^K	Endkundennachfrage
d_t^W	Wärmenachfrage
γ_i	Wirkungsgrad
$H_{n,t}^{DA}$	Einkauf/Verkauf (DA)
$H_{t,j}^{DA^l}$	Obergrenze Einkauf (linker Rand)
$H_{t,j}^{DA^r}$	Obergrenze Verkauf (rechter Rand)
$i \in I$	Anlagen im Kraftwerksportfolio
I^B	Menge der Anlagen mit Brennstoffverbrauch
I^{EKT}	Menge der KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine
I^{EV}	Menge der Elektrofahrzeug Pools
I^{GDT}	Menge der KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine
I^{HW}	Menge der Heizwerke
I^{KWK}	Menge der Kraftwärmekopplungsanlagen
I^{MRL}	Menge der Anlagen zur Vorhaltung von Minutenreserve
I^T	Menge der Kraftwerke mit Turbinen
I^W	Menge der Anlagen zur Wärmeproduktion
$j \in J$	Intervalle
$\lambda_{n,t}$	Lambda Spot
m_i	Steigung P/Q Diagramm, alias: $m_{1,i}$, $m_{2,i}$, $m_{3,i}$
m_i^B	Steigung Brennstoffverbrauch Stromproduktion
$m_i^{B^W}$	Steigung Brennstoffverbrauch Wärmeproduktion
$n \in N$	Knoten der stochastischen Optimierung, alias $m \in N$
$= N_1 \cup N_2$	
N_1	Menge der Knoten der ersten Stufe

N_2	Menge der Knoten der zweiten Stufe
$n_0 \in N$	Wurzelknoten der stochastischen Optimierung
$(n,t) \in NT$ $= (N_1 \times T_1)$ $\cup (N_2 \times T_2)$	Kombination von Knoten und Zeitschritten pro Optimierungsstufe
$(n,tb) \in NTB$ $= (N_1 \times TB_1)$ $\cup (N_2 \times TB_2)$	Kombination von Knoten und Zeitscheiben pro Optimierungsstufe
$O_{n,t,i}$	Binäre Zustandsvariable (An/Aus)
$O_{tb,r}$	Binäre Zustandsvariable MRL Vermarktung
$P_{n,t,i}$	Stromproduktion
p_i^{max}	Maximale Stromleistung (bei Elektrofahrzeugen Lade/Entladeleistung)
$p_{i,r}^{max}$	Maximale MRL Vorhaltung pro Kraftwerk
$p_{t,i,r}^{max}$	Maximale MRL Vorhaltung pro EV Pool und Zeitschritt
$p_{tb,i,r}^{max}$	Maximale MRL Vorhaltung pro EV Pool und Stundenblock
p_i^{min}	Minimale Stromleistung
p_r^{min}	Mindestvermarktung MRL
$P_{tb,r}^{MRL}$	Vermarktung MRL Portfolio
$P_{n,t,i,r}^{MRL}$	MRL Vorhaltung pro Zeitschritt
$P_{n,t,i}^{G2V}$	Ladeleistung der Elektrofahrzeuge
$P_{n,t,i}^{V2G}$	Entladeleistung der Elektrofahrzeuge
φ_n	Übertragungswahrscheinlichkeit des Wurzelknotens
$Q_{n,t,i}$	Momentaner Speicherfüllstand der EV Pools
$q_{t,i}^{Kap}$	Speicherkapazität EV Pool
$r \in R$ $= R^{neg} \cup R^{pos}$	Betrachtete Minutenreservemärkte
SJ	Fest zugeordnetes Intervall zum Preisszenario
$t \in T$ $= T_1 \cup T_2$	Zeitschritte der Optimierung, alias $d \in T$
T_1	Menge der Zeitschritte der ersten Stufe
T_2	Menge der Zeitschritte der zweiten Stufe
Δt	Länge der betrachteten Zeitintervalle
$tb \in TB$ $= TB_1 \cup TB_2$	Stundenblöcke der Optimierung
TB_1	Menge der Stundenblöcke der ersten Stufe

TB_2	Menge der Stundenblöcke der zweiten Stufe
Δtb	Länge der betrachteten Stundenblöcke
$(t, tb) \in TTB$	Zuordnung Stunden zu Stundenblöcken
$U_{n,t,i}$	Binäre Anfahrvariable
u_i^{OP}	Mindestbetriebszeit
u_i^{SD}	Mindeststillstandszeit
$v_{t,i}$	Verfügbarkeit Elektrofahrzeuge
$W_{n,t,i}$	Wärmeproduktion
w_i^{max}	Maximale Wärmeleistung
Z	Zielfunktionswert

1 Einleitung

Die Elektromobilität blickt bereits auf eine lange Entwicklungsgeschichte zurück (vgl. Abbildung 1.1). Schon Mitte des 19. Jahrhunderts wurden Elektrofahrzeuge als Prototypen vorgestellt.[1] Nach einer ersten Hochphase wurden sie jedoch Anfang des 20. Jahrhunderts aufgrund technischen Fortschritts in der Zündtechnologie von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor in ein Nischendasein verdrängt.[2] Ab den 1970er Jahren entwickelte sich mit den Ölkrisen ein Umwelt- und Ressourcenbewusstsein, das die Elektromobilität wieder in den Fokus rückte.[3] Aber erst im Rahmen des integrierten Energie- und Klimaprogramms 2007 hat die Bundesregierung die Grundsteine für eine Förderung der Elektromobilität in Deutschland gelegt.[4]

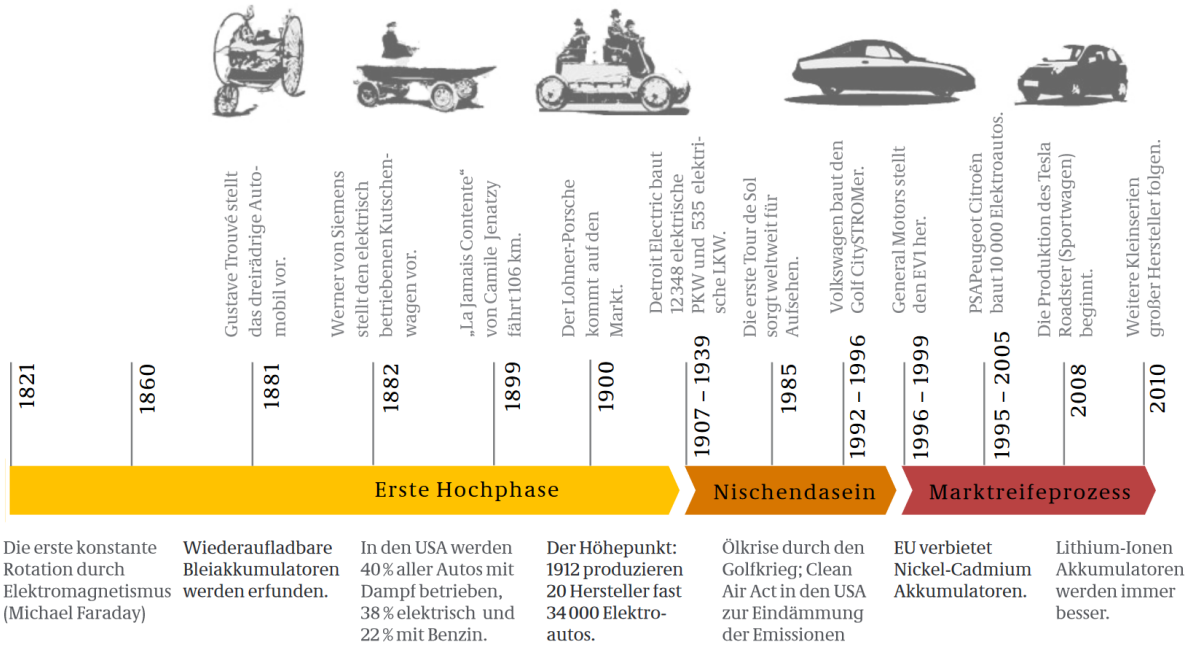

Abbildung 1.1: Entwicklung der Elektromobilität

Im August 2009 hat die Bundesregierung den „Nationalen Entwicklungsplan für Elektromobilität" erstellt. Mit diesem soll die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen reduziert und der Weg in eine zukunftsfähige Mobilität eingeschlagen werden.[5] Bis zum Jahr 2020 strebt die Bundesregierung das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen an und bis 2030 werden bereits über fünf Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen erwartet.[6] Im Januar 2014 waren 12.156 rein batterieelektrische Fahrzeuge (BEV)[7] und zum 01. November 2018 81.825 BEV[8]

[1] Vgl. Schaufenster Elektromobilität (2015).
[2] Vgl. Schaufenster Elektromobilität (2015), vgl. BMVBS (2011, S. 5).
[3] Vgl. Schaufenster Elektromobilität (2015).
[4] Vgl. BMWi (2007).
[5] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 2).
[6] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 18).
[7] Kraftfahrt-Bundesamt (2018a).
[8] Eigene Berechnung nach Kraftfahrt-Bundesamt (2018a) und Kraftfahrt-Bundesamt (2018b).

in Deutschland zugelassen. Das entspricht einem Bruchteil der von der Nationalen Plattform für Elektromobilität prognostizierten Markthochlaufkurve (vgl. Abbildung 1.2). Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) geht daher bei der derzeitigen Marktdynamik von einer Verschiebung der Zielerreichung ins Jahr 2022 aus.[9] In der vorliegenden Arbeit werden die Analysen dennoch für das bisherige Ziel von eine Million Elektrofahrzeuge für das Jahr 2020 betrachtet.

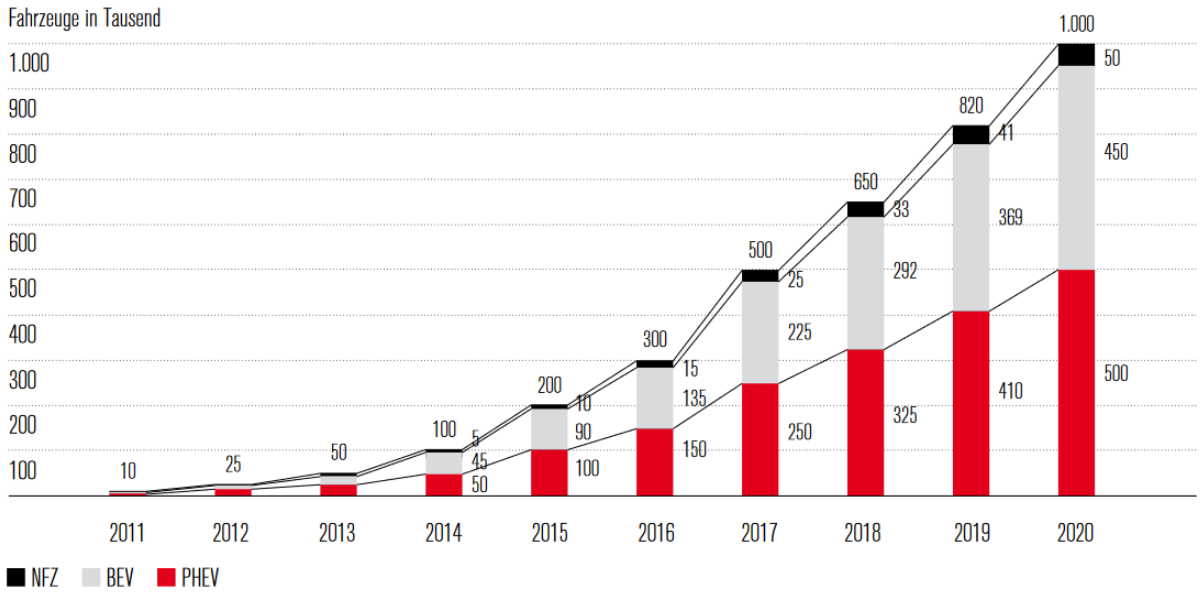

Abbildung 1.2: Markthochlaufkurve für Elektrofahrzeuge nach den bisherigen Zielen der Bundesregierung bis 2020[10]

Auch wenn die Anzahl der Elektrofahrzeuge langsamer als geplant zunehmen wird, sind Auswirkungen durch die Ladeprozesse der Elektrofahrzeuge auf das deutsche Energiesystem zu erwarten.

Parallel wird im Zuge der Energiewende der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen in Deutschland weiter vorangetrieben. Wird der regenerativ erzeugte Strom für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge verwendet, können die Elektrofahrzeuge als Nullemissionsfahrzeuge angesehen werden.[11] Werden Elektrofahrzeuge hingegen mit dem derzeitigen durchschnittlichen Strommix geladen, verursacht ihre Nutzung dennoch CO_2-Emmissionen, auch wenn diese geringer als bei konventionellen Fahrzeugen ausfallen.[12]

Bei einer Million Elektrofahrzeugen ist mit 0,3 % der erwartete Anteil des Stromverbrauchs am aktuellen Gesamtstromverbrauch in Deutschland zwar sehr gering,[13] die Auswirkungen der Elektromobilität könnten in den Verteilnetzen dennoch deutlich zu spüren sein. So können viele zum Zeitpunkt der abendlichen Lastspitze angeschlossene und gleichzeitig ladende

[9] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2018, S. 6).
[10] Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 32).
[11] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 36).
[12] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 8).
[13] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 36).

Elektrofahrzeuge die Stromnachfrage in Stunden mit bereits hoher Nachfrage zusätzlich erhöhen. Durch die zusätzliche Bezugsleistung könnten wiederum in den Verteilnetzen stellenweise Überlastungen auftreten. Für die Verteilnetze ist daher nicht die Strommenge, sondern der gleichzeitige Strombezug (Ladeleistung) kritisch. Ebenso können durch erhöhte Spitzenlastnachfrage die Großhandelspreise in die Höhe getrieben werden, da teurere Kraftwerke den zusätzlich nachgefragten Strom bereitstellen müssen. Wird der Ladeprozess der Elektrofahrzeuge durch Lastmanagement hingegen in Schwachlastzeiten verschoben, ergibt sich eine vergleichmäßigende Auswirkung auf die Stromnachfrage.[14]

Zugleich können Elektrofahrzeuge die Energiewende im Stromsektor unterstützen, indem sie direkt dezentral die Nutzung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen erhöhen.[15] Die Erzeugung der fluktuierenden Energiequellen ist dargebotsabhängig und unterliegt somit starken Schwankungen, einerseits saisonal bedingt und andererseits auch im Tagesverlauf. Zudem unterliegt die Stromnachfrage kurzfristigen Schwankungen. Dadurch ist es notwendig, zusätzliche Kapazitäten vorzuhalten, die Schwankungen in der Netzfrequenz ausgleichen können. Dies können entweder konventionelle Kraftwerke sein, die im Bedarfsfall die Erzeugung kurzfristig anpassen. Ebenso können Speicher verwendet werden, die zusätzlich Reserveleistung vorhalten. Neben großen Pumpspeicherkraftwerken und stationären Batteriespeichern können hier auch Batterien von am Netz angeschlossenen Elektrofahrzeugen bei gezielter Bewirtschaftung und gemeinsamer Steuerung zum Einsatz kommen.

Heutzutage haben Elektrofahrzeuge im Vergleich zu konventionell betriebenen Fahrzeugen noch einen erheblichen Kostennachteil durch die sehr hohen Anschaffungskosten. Um mit den konventionell betriebenen Fahrzeugen über die „Total Cost of Ownership“ (TCO) konkurrieren zu können, ist es notwendig, dass die laufenden Kosten der Elektrofahrzeuge möglichst geringgehalten werden. Dies könnte die zu erwartende Reduktion der Anschaffungskosten aufgrund niedrigerer Batteriepreise komplementieren. Entsprechend stehen Strategien zur Reduktion der laufenden Kosten beziehungsweise zur Erschließung zusätzlicher Erlösquellen für Elektrofahrzeuge im Zentrum dieser Dissertation. Hierzu werden in der vorliegenden Arbeit einerseits Ladestrategien für Gewerbebetriebe analysiert, die zu Einsparungspotenzialen gegenüber dem ungesteuerten Laden führen. Zum anderen werden Systemdienstleistungen betrachtet, die durch viele Elektrofahrzeuge gemeinsam angeboten werden können, um das Netz zu unterstützen und dadurch zusätzliche Erlöse zu generieren. Um diese Lade- bzw. Vermarktungsstrategien adäquat modellgestützt untersuchen zu können, sind Optimierungsmodelle zu entwickeln, die das Einspar- bzw. Erlöspotenzial von Elektrofahrzeugen identifizieren können. Hierzu werden einerseits steuernde Ladealgorithmen als gemischt ganzzahlige lineare Opti-

[14] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 4).
[15] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2014, S. 32).

mierungsprobleme formuliert sowie andererseits ein Portfolio-Management-Modell als mehrstufiges stochastisches Optimierungsmodell weiterentwickelt. Zur Analyse des Einspar- bzw. Erlöspotenzials der Elektrofahrzeuge wird jeweils eine Fallstudie mit verschiedenen Sensitivitäten betrachtet. Dabei werden die Analysen für ein bereits vergangenes Jahr sowie die Jahre 2020 und 2030 – entsprechend der bisherigen Ziele der Bundesregierung – durchgeführt, um zusätzlich Aussagen für eine deutlich höhere Durchdringung der Elektromobilität tätigen zu können.

Für die Betrachtungen wird die vorliegende Dissertation in drei Teile gegliedert. Dabei stellt Teil I die notwendigen Grundlagen für die in Teil II und Teil III durchzuführenden Analysen dar. Im Fokus von Teil II steht die Reduktion der Strombezugskosten für Elektrofahrzeuge eines Gewerbebetriebs durch unterschiedliche Ladestrategien in Form eines lokalen Lastmanagements. In Teil III der Dissertation wird die Integration vieler Elektrofahrzeuge in das Kraftwerksportfolio eines Stadtwerks und die damit einhergehenden Erlöschancen durch Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit Hilfe der Elektrofahrzeuge betrachtet.

Teil II und Teil III der vorliegenden Arbeit untersuchen somit verschiedene Ansätze, um die bei Elektrofahrzeugen vorhandenen Flexibilitäten für unterschiedliche Akteure zu nutzen. Durch die Generierung eines Zusatznutzens für die Akteure wird zugleich ein Beitrag zur beschleunigten Einführung der Elektromobilität und deren Nutzung für energiewirtschaftliche Ziele geleistet.

Teil I – Grundlagen

Im Folgenden werden zunächst wesentliche technische, ökonomische und gesellschaftliche Aspekte der Elektromobilität erörtert (vgl. Kapitel 2). Danach folgt eine Darstellung der Grundlagen der deutschen Strommärkte (vgl. Kapitel 3) sowie der Rahmenbedingungen für die in der Arbeit betrachteten Stromkunden (vgl. Kapitel 1). Abschließend wird auf relevante mathematischen Methoden eingegangen (vgl. Kapitel 5).

2 Elektromobilität

Elektromobilität fokussiert auf Fahrzeuge, die eine portable Energiequelle verwenden und mit unterschiedlichen Graden der Elektrifizierung elektrisch betrieben werden.[16] Es gibt neben rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen auch Mischformen unterschiedlicher Technologien (vgl. Kapitel 2.1). Die zur Fortbewegung benötigte Energie wird bei Elektrofahrzeugen nicht durch die Verbrennung von fossilen Kraftstoffen bereitgestellt, wie es bei konventionellen Fahrzeugen üblich ist,[17] sondern aus gespeicherter elektrochemischer Energie eines Akkumulators umgewandelt[18] (vgl. Kapitel 2.2).

Neben der Technologie der Fahrzeuge sind für die Nutzung der Flexibilitäten der Elektrofahrzeuge auch die Mobilitätsmuster der Fahrzeugnutzer von Bedeutung. In Deutschland stehen insbesondere Datensätze aus zwei Studien zur Verfügung, die die Mobilität der Deutschen widerspiegeln. Auf Basis dieser Studien werden in Kapitel 2.3 typisierte Fahrprofile dargestellt. In der vorliegenden Arbeit werden Strategien für eine erweiterte energiewirtschaftliche Nutzung der Elektrofahrzeuge diskutiert. Daher werden zukünftige Herausforderungen für die energiewirtschaftliche Nutzung, ebenso wie die Forschungsfragen der vorliegenden Dissertation in Kapitel 2.4 dargelegt.

2.1 Fahrzeugtypen

Neben den konventionellen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wird zwischen Hybridfahrzeugen und Elektrofahrzeugen unterschieden (vgl. Abbildung 2.1). Die geläufigsten Hybridfahrzeuge haben sowohl einen Verbrennungs- als auch einen Elektromotor.[19] Zusätzlich zur Starterbatterie verfügen die Hybridfahrzeuge über eine weitere Batterie (Traktionsbatterie) zum Antrieb des Elektromotors, die während der Fahrt aufgeladen wird.[20]

[16] Vgl. Scheurenbrand et al. (2015, S. 25).
[17] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 8).
[18] Vgl. Kampker, Vallée und Schnettler (2013, S. 265).
[19] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1084).
[20] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1084 f.).

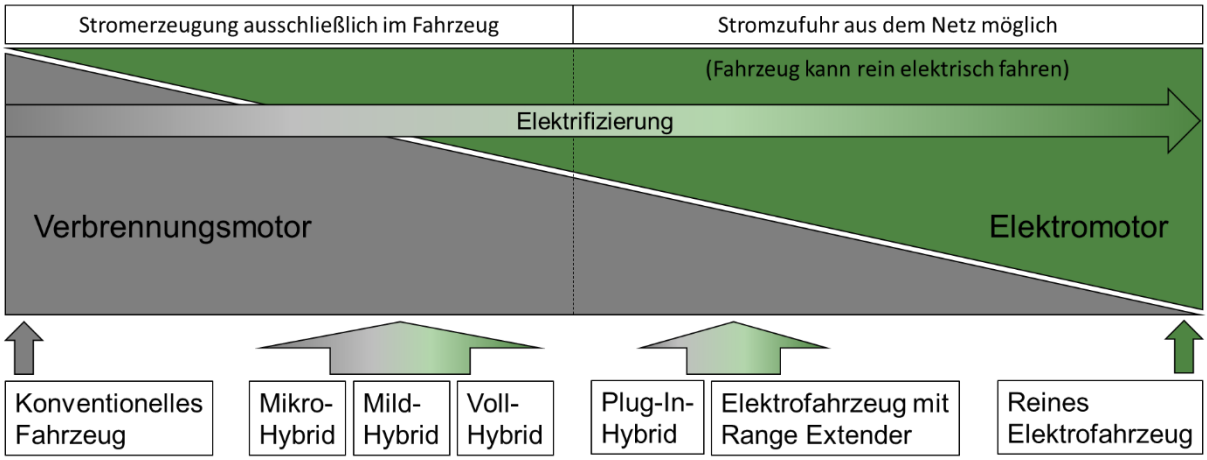

Abbildung 2.1: Antriebsformen nach dem Grad der Elektrifizierung[21]

Die Fahrzeugtechnologie lässt sich anhand ihrer Elektrifizierung weiter unterteilen:[22]

- Der Mikro-Hybrid ist ein kontrovers diskutiertes Hybridfahrzeug, da hier eine Start-Stopp-Automatik und in begrenztem Maße eine Energierückgewinnung bei Schubphasen lediglich den Kraftstoffverbrauch senken.[23]
- Der Mild-Hybrid besitzt neben der Start-Stopp-Automatik die Fähigkeit, die Bremsenergie nennenswert durch Rekuperation zurückzugewinnen.[24] Zudem wird der Verbrennungsmotor in Grenzen durch den Elektromotor elektrisch unterstützt und dieser kann eher als eine Art elektrischer Turbolader gesehen werden.[25]
- Ein Voll-Hybrid kann zusätzlich kurze Strecken rein elektrisch mit dem Elektromotor zurücklegen.[26] Die Anordnung des Verbrennungs- und des Elektromotors führt zur Klassifizierung in Seriell-, Parallel- und Mischhybride.[27] Der Energiespeicher des Voll-Hybriden kann jedoch nicht durch eine externe Energiequelle geladen werden.[28] Dies kann nur während der Fahrt im Generatorbetrieb der elektrischen Maschine durch Rekuperation oder Lastpunktverschiebung erfolgen.[29]
- Plug-In-Hybride (PHEV) verfügen zusätzlich zum Verbrennungsmotor über einen Elektromotor, eine Traktionsbatterie und die Möglichkeit, die Fahrzeugbatterie über das

[21] Eigene Darstellung nach Helms et al. (2016, S. 69).
[22] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1088).
[23] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1089, S. 1136).
[24] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1089).
[25] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1089).
[26] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1091).
[27] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1088).
[28] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1136).
[29] Vgl. Reif, Noreikat und Borgeest (2012, S. 68).

Stromnetz aufzuladen.[30] Primär wird ein Plug-In-Hybrid über den Elektromotor angetrieben und bei geringem Ladestand der Batterie wird der Verbrennungsmotor hinzugeschaltet, der das Fahrzeug dann antreibt.[31]

- Ein Elektrofahrzeug mit Rangeextender (REEV) nutzt zusätzlich zum Elektromotor einen deutlich kleineren Verbrennungsmotor zur Verlängerung der Reichweite, wenn die Energie des Batteriespeichers für den Elektromotor nicht mehr ausreicht.[32] Der Verbrennungsmotor lädt während der Fahrt die Batterien zusammen mit einem Generator nach, ist aber nicht mehr mit dem Antriebsstrang verbunden.[33]
- Reine Elektrofahrzeuge verfügen ausschließlich über einen Elektroantrieb und keinen Verbrennungsmotor mehr.[34] Die elektrische Energie für den Antrieb wird aus einer Traktionsbatterie bei einem batteriebetriebenen Elektrofahrzeug (BEV) bereitgestellt.[35] In einem Brennstoffzellenfahrzeug wird der elektrische Strom aus Wasserstoff in einer Brennstoffzelle erzeugt und nicht über das Stromnetz geladen.[36] Das rein batteriebetriebene Elektrofahrzeug kann nur über eine externe Stromquelle aufgeladen werden und die Reichweite ist durch den Ladefüllstand der Fahrzeugbatterie limitiert.[37]

Unter dem landläufigen Begriff Elektrofahrzeug werden die rein batterieelektrisch angetriebenen Fahrzeuge verstanden.[38] Der Nationale Entwicklungsplan für Elektromobilität betrachtet insbesondere elektrisch betriebene Personenkraftwagen (Pkw) und leichte Nutzfahrzeuge.[39] Auch in der vorliegenden Dissertation werden ausschließlich rein elektrische batteriebetriebene Fahrzeuge betrachtet und im weiteren Verlauf als Elektrofahrzeuge (EV) verallgemeinernd bezeichnet. Dabei liegt der Schwerpunkt auf Pkw – teilweise werden aber auch leichte Nutzfahrzeuge (Kleintransporter) berücksichtigt.

2.2 Fahrzeugbatterien

Unter Batterien werden elektrochemische Energiespeicher verstanden, die in Primärzellen (nicht wieder aufladbar) und Sekundärzellen (wieder aufladbar) unterschieden werden.[40] Sekundärzellen werden auch als Akkumulatoren bezeichnet, bei denen die chemische Reaktion umkehrbar ist, sodass sie mehrfach genutzt werden können.[41] Dementsprechend müssen Elektrofahrzeugbatterien korrekterweise als Akkumulatoren definiert werden, da sie wieder

[30] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1089).
[31] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 774).
[32] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1132).
[33] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 774).
[34] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 774).
[35] Vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 774).
[36] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 7); vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1138).
[37] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 6); vgl. van Basshuysen und Schäfer (2015, S. 1161).
[38] Vgl. Duden (2017).
[39] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 6).
[40] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 2).
[41] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 2).

aufladbar sind. Es hat sich aber durchgesetzt, diese als Batterien zu bezeichnen. Daher wird in der vorliegenden Arbeit der Begriff Batterie als Synonym für Akkumulator verwendet.
Die zukunftsweisende elektrische Speichertechnologie stellt nach Meinung vieler Experten die Lithium-Ionen-Batterie sowohl im stationären als auch im mobilen Einsatz dar.[42] Deshalb wird nur auf diesen speziellen Batterie-Typ (vgl. Kapitel 2.2.1) und dessen Kosten der Batterienutzung (vgl. Kapitel 2.2.3) genauer eingegangen. Bei der zukünftigen Batterieentwicklung (vgl. Kapitel 2.2.2) werden jedoch ergänzend neue Technologien in Betracht gezogen.

2.2.1 Lithium-Ionen-Batterien

In den folgenden Kapiteln werden zunächst der Aufbau und das Wirkprinzip einer Lithium-Ionen-Batterie (vgl. Kapitel 2.2.1.1) dargestellt. Da u. a. Batterien der Kostentreiber bei Elektrofahrzeugen sind, sollte ihre Lebensdauer hinreichend lang sein. Daher werden in Kapitel 2.2.1.2 Einflussfaktoren auf die Lebensdauer thematisiert und in Kapitel 2.2.1.3 die Ausgestaltung des Ladeprozesses erörtert, da dieser auch Auswirkungen auf die anwendbaren Ladestrategien hat.
Nachfolgend werden jedoch zunächst grundlegende Begriffe präzisiert:
Unter der landläufigen Bezeichnung Batteriekapazität wird die maximal in einer Batterie speicherbare Energie verstanden. Die Energie entspricht dem Produkt aus der Menge der elektrischen Ladung und der mittleren Entladespannung.[43] Im weiteren Verlauf der Arbeit wird der Begriff Batteriekapazität für die Energie des Speichers verwendet und in der Einheit Wattstunden (Wh) angegeben.[44] Bei Elektrofahrzeugen wird mit der Batteriekapazität die Größe der Traktionsbatterie angegeben.
Die Ladeleistung entspricht dem Produkt aus elektrischer Spannung und Stromstärke.[45] Sie beschreibt den Energiefluss pro Zeiteinheit und die entsprechende Einheit ist Watt (W).[46] Bei Elektrofahrzeugen gibt die Ladeleistung an, wie viel Strom aus dem Netz bezogen oder aber auch eingespeist werden kann.
Ein Maß für die Energiespeicherfähigkeit einer Batterie ist die Energiedichte.[47] Die Energiedichte wird bezogen auf die Masse der Batterie in Form der spezifischen Energie (Wh/kg), auch gravimetrische Energiedichte genannt oder bezogen auf das Volumen der Batterie als

[42] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 2).
[43] Vgl. Korthauer (2013, S. 16).
[44] Vgl. Korthauer (2013, S. 16).
[45] Vgl. Korthauer (2013, S. 16).
[46] Vgl. Korthauer (2013, S. 16).
[47] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 9).

Energiedichte in Wh/l, auch volumetrische Energiedichte genannt, angegeben.[48] Die Energiedichte ist für die Reichweite eines Elektrofahrzeugs aufgrund des beschränkten Platzes für Fahrzeugbatterien entscheidend.[49]
Die Leistungsdichte gibt an, wie viel Leistung pro Masse/Volumen der Batterie abgeben werden kann und ist für die Beschleunigung der Elektrofahrzeuge entscheidend.[50] Auch bei der Leistungsdichte wird die gravimetrische (W/kg) und die volumetrische (W/l) Leistungsdichte unterschieden.[51]
Der Energiewirkungsgrad des Ladevorgangs wird als Quotient aus entnommener Energie und zugeführter Energie definiert und beschreibt die Auswirkungen von Ladungs- und Spannungsverlusten.[52]

2.2.1.1 Aufbau und Wirkprinzip

Eine Lithium-Ionen-Batterie besteht aus einer positiven und einer negativen Elektrode, einem Elektrolyten, der für Lithium-Ionen durchlässig ist[53] sowie einem Separator, damit sich die beiden Elektroden nicht berühren.[54] Während des Herstellungsprozesses der Zelle entsteht an der negativen Elektrode (Anode) durch Reaktion mit dem Lithium eine feste Elektrolytgrenzschicht.[55] Die sogenannte Solid Electrolyte Interphase (SEI) schützt die Anode vor dem Elektrolyten.[56] Als chemischer Speicher dient das sogenannte Aktivmaterial an den Elektroden.[57] Während des Aufladeprozesses der Zelle wandern Lithium-Ionen von der positiven Elektrode (Kathode) zur Anode und lagern sich dort ohne feste chemische Verbindung im Aktivmaterial ein.[58] Zudem wird das Aktivmaterial der Kathode unter Abgabe von Elektronen oxidiert.[59] Bei der Entladung der Batterie wird das Aktivmaterial der Anode unter Abgabe von Elektronen oxidiert und das Aktivmaterial der Kathode unter Aufnahme der gleichen Anzahl von Elektronen reduziert (vgl. Abbildung 2.2).[60] Bei der chemischen Reaktion wandern die Elektronen über den äußeren Stromkreis (Last). Dies führt zu einem (Lithium-) Ionenstrom innerhalb des Elektrolyten, um den Stromkreis zu schließen.[61] D. h. die Lithium-Ionen, die sich an der Anode während des Aufladeprozesses im Aktivmaterial eingelagert haben, wandern von der Anode zurück zur Kathode.[62]

---

[48] Vgl. Korthauer (2013, S. 16); vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 9).
[49] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 9).
[50] Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 105).
[51] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 11).
[52] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 29), vgl. Korthauer (2013, S. 16).
[53] Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 109).
[54] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S.6, S.104).
[55] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 125); vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 109).
[56] Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 109).
[57] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 6).
[58] Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 109).
[59] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 7).
[60] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 6).
[61] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 6).
[62] Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 109).

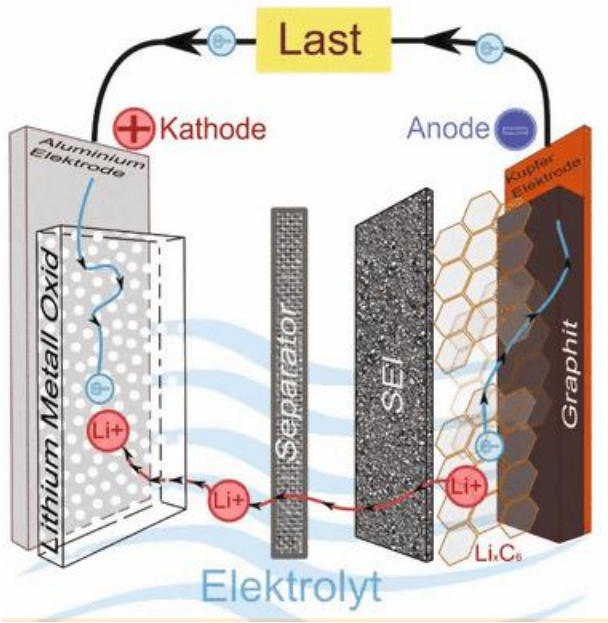

Abbildung 2.2: Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle – Ionenfluss bei Entladung der Zelle[63]

Die Entladung der Zelle führt zu einer Volumenänderung des Aktivmaterials.[64] Für eine lange Lebensdauer der Batterien (vgl. Kapitel 2.2.1.2) ist das Abfangen der Volumenänderungen entscheidend, was durch eine poröse Struktur des Aktivmaterials erreicht wird.[65] Ebenso ist der SEI-Film ein wichtiger Faktor für die Lebensdauer, da ein stabiler Film die Alterung vermindern kann.[66]

2.2.1.2 Lebensdauer

Die Zeitspanne zwischen der Auslieferung der Batterie (begin of life) und dem Zeitpunkt, an dem die Speicherfähigkeit der Batterie 70 % – 80 % der Nennkapazität durch Alterung unterschreitet (end of life) wird häufig als ihre Lebensdauer definiert.[67] Es wird vom sogenannten State of Health (SOH) gesprochen, wenn die noch nutzbare Restkapazität der Batterien angegeben wird.[68]

Bei der Lebensdauer wird zwischen der kalendarischen Lebensdauer und der Zyklenlebensdauer, auch Zyklenfestigkeit genannt, unterschieden.[69] Ein Zyklus bezeichnet einen (i. d. R. vollständigen) Lade- und Entladeprozess.[70]

---

[63] Conte (2009, S. 12).
[64] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 7).
[65] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 8).
[66] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 125).
[67] Vgl. Hu, Martinez und Yang (2017, S. 8); vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 13); vgl. Saxena et al. (2015, S. 266).
[68] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 8).
[69] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 13).
[70] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 2).

Die kalendarische Lebensdauer ist unabhängig von der Batterienutzung und wird durch die kalendarische Alterung beeinflusst.[71] Neben der Selbstentladung (reversibler Kapazitätsverlust), die durch das Aufladen der Zelle vollständig behoben werden kann, beschreibt die kalendarische Alterung (irreversibler Kapazitätsverlust) die Kapazität, die nach einer erneuten Vollladung nicht mehr zur Verfügung steht.[72] Der Kapazitätsverlust der Zelle ist temperatur- und ladezustandsabhängig[73] und wird insbesondere durch chemische Nebenreaktionen in der Batteriezelle verursacht[74].

Bei steigender Temperatur und steigender Spannung nimmt der Kapazitätsverlust zu und begrenzt die Lebensdauer, selbst wenn die Batterie nicht genutzt wird.[75] Daher lässt sich durch niedrige Temperaturen und einen geringen Ladezustand (State of Charge, SOC)[76] die kalendarische Lebensdauer erhöhen.[77]

Die Zyklenlebensdauer beschreibt die Anzahl der Ladezyklen bis zum Ende der Lebensdauer,[78] dabei wird zwischen Voll- und Teilzyklen unterschieden[79]. Als Vollzyklus wird eine vollständige Entladung (bis SOC = 0 %) mit anschließender vollständiger Aufladung (SOC = 100 %) bezeichnet.[80] Ein Teilzyklus beschreibt eine unvollständige Entladung mit anschließendem Wiederaufladen.[81] Durch die Benutzung der Lithium-Ionen-Zellen sinkt die Batteriekapazität stetig ab.[82] Die zyklische Batterielebensdauer kann aber erhöht werden, wenn die Batterie in Teilzyklen geladen wird.[83] Damit sind bis zu 5.000 Zyklen bzw. eine kalendarische Lebensdauer von 10 Jahren möglich, was der Gebrauchsdauer eines Fahrzeuges entspricht.[84]

2.2.1.3 Ladeprozess

Beim Ladeprozess wird elektrische Energie in chemische Energie und während des Entladeprozesses wird chemische Energie in elektrische Energie umgewandelt.[85]

Beim Ladeprozess steht der Nutzer häufig vor einem Zielkonflikt: Lange und langsame Ladeverfahren fördern eine hohe Lebensdauer durch viele Ladezyklen, jedoch führt eine hohe Ladegeschwindigkeit zu einer größeren Verfügbarkeit und zu einer höheren Einsatzhäufigkeit.[86]

---

[71] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 13).
[72] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 140).
[73] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 141).
[74] Vgl. Fu et al. (2015, S. 506).
[75] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 140).
[76] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 14).
[77] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 144).
[78] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 13).
[79] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 13).
[80] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 14).
[81] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 14).
[82] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 141).
[83] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 14).
[84] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 15), vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 7).
[85] Vgl. Rahimzei, Saan und Vogel (2015, S. 2).
[86] Vgl. Retzbach (2008, S. 56).

Lithium-Ionen-Batterien in Elektrofahrzeugen werden daher meistens mit dem CC-CV-Verfahren[87] (constant current – constant voltage) geladen.[88] Dies ist eine Kombination der Konstantstromladung (CC) und der Konstantspannungsladung (CV).[89] Hierbei wird die Batterie bis zu ihrer Spannungsgrenze mit konstantem Strom und danach mit abnehmendem Strom, aber konstanter Spannung geladen (vgl. Abbildung 2.3).[90] Der Verlauf des Ladestroms wird in Kapitel 8.2.3 bei einer optimierten Ladestrategie berücksichtigt.

Zur Gewährleistung einer langen Lebensdauer der Zellen ist es notwendig, die maximale Spannung zu begrenzen, um dadurch ein Überladen und damit einhergehende Nebenreaktionen zu vermeiden.[91] In Elektrofahrzeugen übernimmt das sogenannte Batteriemanagementsystem mit weiteren Komponenten die Überwachung der Zellen und steuert den Lade- und Entladeprozess.[92]

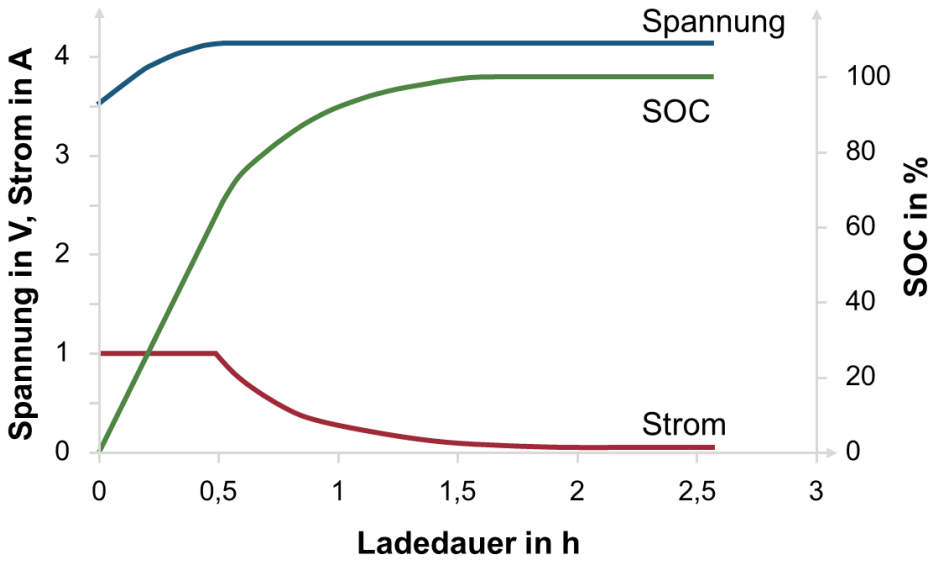

Abbildung 2.3: CC-CV-Ladekurve einer Lithium-Ionen-Batterie[93]

Für Elektrofahrzeuge wurde durch die Europäische Kommission Anfang 2013 das Combined Charging System (CCS) mit dem Typ 2 Ladestecksystem nach IEC 62196 für Europa als Standard Ladesystem festgelegt.[94] Es ermöglicht das Laden mit Wechselstrom (AC) ebenso wie das Laden mit Gleichstrom (DC).[95]

[87] Im Deutschen wird auch vom IU-Ladeverfahren gesprochen (vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 147)).
[88] Vgl. Korthauer (2013, S. 15).
[89] Vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 147).
[90] Vgl. Korthauer (2013, S. 15).
[91] Vgl. Korthauer (2013, S. 16), vgl. Jossen und Weydanz (2006, S. 149).
[92] Vgl. Korthauer (2013, S. 95, S. 101).
[93] Eigene Darstellung nach Jossen und Weydanz (2006, S. 195).
[94] Vgl. PHOENIX CONTACT E-Mobility GmbH (2017).
[95] Vgl. PHOENIX CONTACT E-Mobility GmbH (2017).

Bei einer einphasigen AC-Ladung mit 32 A und 230 V ist es möglich, 7,36 kW zu laden, bei einer dreiphasigen AC-Ladung 22 kW.[96] DC-Ladungen können mit einer typischen Ladeleistung von 50 kW durchgeführt werden[97] oder bereits mit Ladeleistungen von 150-350 kW. Ab einer Ladeleistung von 22 kW wird von einer Schnellladung gesprochen.[98]
Manche Stecker (z. B. Typ 2) ermöglichen zudem einen bidirektionalen Betrieb, sodass Strom aus der Fahrzeugbatterie zur Einspeisung ins Stromnetz (V2G) entnommen werden kann.[99] Dies ist eine notwendige Voraussetzung, um sogenannte V2G-Konzepte umsetzen und damit auch positive Reserveleistung durch Elektrofahrzeuge bereitstellen zu können (vgl. Teil II und Teil III).
An induktiven Ladeverfahren wird weiterhin geforscht, um das Laden kabellos und komfortabler zu gestalten.[100] Für die Betrachtungen in Teil II und Teil III ist es jedoch irrelevant, ob die Elektrofahrzeuge über ein Ladekabel oder induktiv geladen werden können.

2.2.2 Zukünftige Entwicklung

Bis 2030 ist davon auszugehen, dass keine alternativen Batterietechnologien zu den Lithium-Ionen-Batterien kommerziell zur Verfügung stehen werden.[101] Die Batterien der Lithium-Ionen-Technologie werden in verschiedene Generationen unterteilt.[102] Die Batterien der 1. bis 4. Generation unterscheiden sich insbesondere in der Wahl der Kathoden- und Anoden-Materialien.[103] 2015 waren Lithium-Ionen-Batterien der 2. Generation im Einsatz.[104] Bis 2020 werden Lithium-Ionen-Batterien der 3. Generation und erst ab 2030 werden Batterien der 4. Generation erwartet.[105]
Für wieder aufladbare Hochenergiebatterien jenseits der Lithium-Ionen-Technologie werden verschiedene Forschungsansätze verfolgt, die teilweise bis in die 1970er/1980er Jahre zurückreichen.[106] Es werden u. a. Metall-Schwefel-Batterien und Metall-Luft-Batterien erforscht, die deutlich höhere Energiedichten versprechen.[107]
Im Nationalen Entwicklungsplan für Elektromobilität hat die Bundesregierung bereits 2009 einige Anforderungen an die Batteriespeicher formuliert. So definiert sie als Kostenziel für die Batterieherstellung 300-500 €/kWh (2009 lagen die Kosten bei 1.000-1.200 €/kWh).[108] Dieses

[96] Vgl. Kölch (2017, S. 3).
[97] Vgl. Kölch (2017, S. 4).
[98] Vgl. § 2 Abs. 8 LSV.
[99] Vgl. Wallentowitz und Freialdenhoven (2011, S. 116).
[100] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2014, S. 58).
[101] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 3).
[102] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 28).
[103] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 28).
[104] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 14).
[105] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 14 f.).
[106] Vgl. Kurzweil und Dietlmeier (2015, S. 291).
[107] Vgl. Kurzweil und Dietlmeier (2015, S. 291), vgl. Bundesregierung (2009, S. 28).
[108] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 10).

Ziel wurde bereits 2016 mit Preisen von ca. 205 €/kWh erreicht.[109] Es ist sogar vorstellbar, dass bis 2030 die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien unter 100 €/kWh fallen können.[110]
Als weiteres Ziel forderte die Bundesregierung eine Erhöhung der Energiedichte bei Lithium-Ionen-Batterien auf 200 Wh/kg.[111] Schon im Jahr 2015 gab es kleinformatige Batteriezellen, die eine gravimetrische Energiedichte von bis zu 270 Wh/kg vorweisen konnten.[112] Somit wurde das Ziel übertroffen und bis 2030 sind weitere Steigerungen der Energiedichte bis zu 300 Wh/kg zu erwarten[113]. Bei Post-Lithium-Ionen-Batterien wird von weitaus höheren Energiedichten ausgegangen.[114]
Hinsichtlich des Ziels der Bundesregierung, sowohl die kalendarische Lebensdauer auf 10-15 Jahre und die zyklische Lebensdauer auf 3.000-5.000 Ladezyklen bei Elektrofahrzeugbatterien zu erhöhen, kann bereits 2015 ein Erfolg verbucht werden.[115] Nun gilt es bei optimierten Lithium-Ionen-Batterien die Lebensdauer mindestens aufrecht zu erhalten und noch weiter zu erhöhen.[116]

2.2.3 Kosten der Batterienutzung

Als Kosten der Batterienutzung gelten die Kosten, die für den Besitzer zusätzlich zu den Stromkosten durch das Laden und Entladen der Batterie entstehen. Diese sind neben den Investitionskosten u. a. auch von der Anzahl der möglichen Vollladezyklen der Batterie abhängig.[117]
Die Kosten der Batterienutzung sind insbesondere dann von Interesse, wenn der Fahrzeugnutzer seine Batterie für Systemdienstleistungen durch Ausnutzung der Bidirektionalität und/oder Minutenreservevorhaltungen zur Verfügung stellt. Aufgrund der Begrenzung durch die zyklische Lebensdauer entstehen bedingt durch den Austausch der Fahrzeugbatterie die Kosten der Batterieabnutzung (c_d). Diese lassen sich vereinfacht wie folgt ermitteln:[118]

$$c_d = \frac{c_b}{L_c \cdot DOD} \qquad \textbf{(1)}$$

Dabei werden kalkulatorisch die Kosten als Quotient aus den Batterieersetzungskosten (c_b) und der Anzahl der Ladezyklen (L_c) multipliziert mit der Entladetiefe (DOD) errechnet (Gleichung (1)).

[109] Vgl. McKinsey & Company (2017, S. 10), Dollarumrechnungskurs für 2016 vgl. Statista (2018b).
[110] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 3).
[111] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 10).
[112] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 11).
[113] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 3).
[114] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 11).
[115] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 10), vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 7).
[116] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 4).
[117] Vgl. Tomić und Kempton (2007, S. 462).
[118] In Anlehnung an Tomić und Kempton (2007, S. 462), ohne Berücksichtigung von Arbeitslohn für den Austausch der Batterie.

Mit den Annahmen aus Kapitel 2.2.2 für heutige Batterien (c_b=205 €/kWh, L_c=5.000) und einer Entladetiefe auf 20 % der Batteriekapazität (50 % Fahrzeugnutzung[119] zuzüglich 30 % Systemdienstleistungen[120]) betragen die Kosten für die Batterieabnutzung ca. 20 ct/kWh. Mit deutlich niedrigeren Anschaffungskosten und höheren Ladezyklen können die Batterieabnutzungskosten beträchtlich absinken.

Es wird aber davon ausgegangen, dass die Fahrzeugbatterie allein durch den Lade- und Entladeprozess für das Fahren nicht die zyklische Lebensdauer ausschöpft.[121] Daher ist die kalendarische Lebensdauer der begrenzende Faktor, sodass die Kosten der Batterieabnutzung durch Austausch der Fahrzeugbatterie irrelevant und damit null sind.[122] Dementsprechend stehen viele Zyklen für eine Doppelnutzung der Fahrzeugbatterie (z. B. Bidirektionalität) zur Verfügung, die ansonsten während der kalendarischen Lebensdauer nicht benötigt würden.[123] Zudem ist vorstellbar, dass sich eine Doppelnutzung sogar positiv auf die Lebensdauer auswirken kann, insbesondere wenn entsprechende Ladestrategien verwendet werden.[124]

Für die weiteren Betrachtungen in Teil II und Teil III wird deshalb auf die Berücksichtigung eines kalkulatorischen Kostenzuschlags als Entschädigung für die Elektrofahrzeugnutzer, die ihr Fahrzeug für Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen, verzichtet.

2.3 Fahrprofile

Für die Modellierungen in Teil II und Teil III werden Nutzungsprofile für die betrachteten Elektrofahrzeuge benötigt. Die Fahrprofile in Teil II werden aus den gemessenen Feldtestdaten des BMWi geförderten Forschungsprojektes „econnect Germany – Stadtwerke machen Deutschland elektromobil“[125] (nachfolgend kurz: econnect) abgeleitet. Für die detaillierte Darstellung sei auf Kapitel 9.1.6 verwiesen. Für die Fahrprofile in Teil III sind die erhobenen Daten aus den Studien „Mobilität in Deutschland“ (MID 2008)[126] und „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“ (KID 2010)[127] durch eine Clusteranalyse zusammengefasst worden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die Fahrzeugnutzer ihr Nutzerverhalten bei Umstieg auf ein Elektrofahrzeug nicht stark verändern werden.

Tabelle 2.1 enthält die Zusammensetzung der Stichprobe aus den beiden Studien. Die gesamte Stichprobe umfasst 30.903 Fahrzeuge, für die jeweils die Nutzung an einem Tag protokolliert worden ist. Dabei entfallen von den Fahrzeugen 43 % auf gewerbliche und 48 % auf private Halter. 9 % der Studienteilnehmer haben keine Angaben zum Halter gemacht.

---

[119] Vgl. Ebel und Hofer (2014, S. 66).
[120] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 34).
[121] Vgl. Kowal (2014, S. 3).
[122] Vgl. Tomić und Kempton (2007, S. 462).
[123] Vgl. Kowal (2014, S. 3).
[124] Vgl. Lunz et al. (2012, S. 517), Vgl. Lunz et al. (2012, S. 517).
[125] Vgl. econnect (2019)
[126] BMVI (2010a), BMVI (2010b).
[127] BMVI (2012a), BMVI (2012b).

Tabelle 2.1: Zusammensetzung der Stichprobe für die Clustererstellung[128]

	KiD 2010	MiD 2008	Gesamte Stichprobe	gewerbliche Halter	private Halter	ohne Angabe
Montag	2.454	2.430	4.884	46 %	46 %	9 %
Dienstag	2.579	2.469	5.048	46 %	46 %	8 %
Mittwoch	2.626	2.464	5.090	47 %	44 %	9 %
Donnerstag	2.477	2.397	4.874	47 %	45 %	8 %
Freitag	2.380	2.390	4.770	46 %	46 %	8 %
Samstag	1.365	2.179	3.544	34 %	56 %	11 %
Sonntag	971	1.722	2.693	32 %	56 %	12 %
Insgesamt	14.852	16.051	30.903	43 %	48 %	9 %

Um ähnliche Fahrprofile zu identifizieren, werden die Daten der Studienteilnehmer zur Verwendung in der Clusteranalyse kodiert.[129] Für jede Viertelstunde des Tages wird für jedes Fahrzeug einzeln ermittelt, ob es die gesamte Viertelstunde steht („0“), teilweise unterwegs ist („0,5“) oder die gesamte Viertelstunde fährt („1“).[130] Mithilfe der hierarchischen Clusteranalyse werden die Daten zu fünf Clustern zusammengefasst.[131] Bei der Auswertung wird zwischen werktags (Mo-Fr), samstags und sonntags unterschieden (vgl. Abbildung 2.4). Für eine detailliertere Auswertung und die weitere Verwendung sei auf Kapitel 14.1.8 verwiesen.

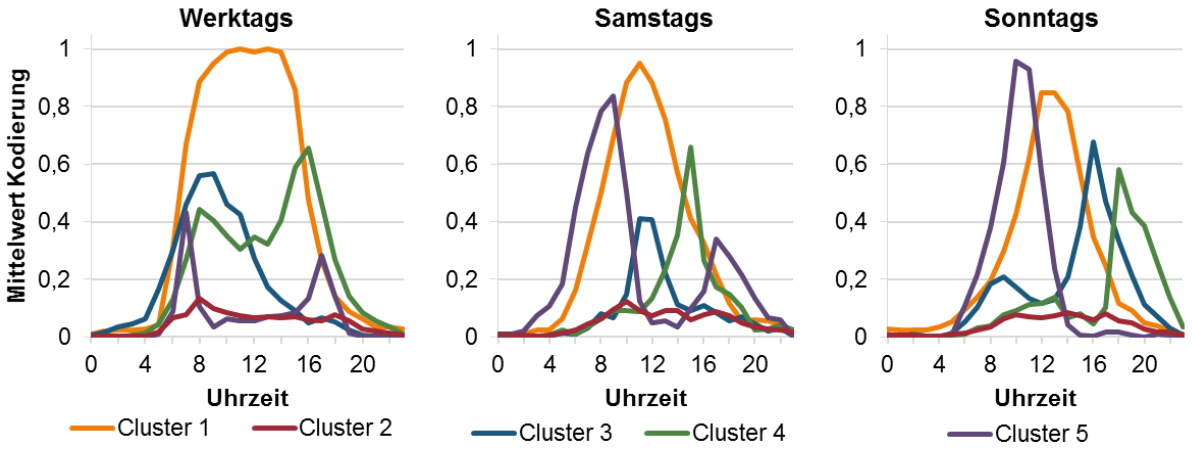

Abbildung 2.4: Fahrprofile aus den Daten der MiD 2008 und KiD 2010 mithilfe einer hierarchischen Clusteranalyse ermittelt[132]

[128] Eigene Darstellung nach Jansen (2015, S. 24).
[129] Vgl. Jansen (2015, S. 25).
[130] Vgl. Jansen (2015, S. 25).
[131] Vgl. Jansen (2015, S. 25).
[132] Eigene Darstellung nach Jansen (2015, S. 43, S. 46, S. 48).

2.4 Zukünftige Herausforderungen für die energiewirtschaftliche Nutzung der Elektromobilität und Forschungsfragen der Dissertation

Im Zuge des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität der Bundesregierung ist die Elektromobilität erneut in den Fokus gerückt.[133] Für die bisherigen Ziele der Bundesregierung von einer Million bzw. fünf Millionen Elektrofahrzeugen in den Jahren 2020 bzw. 2030 (vgl. Kapitel 1, S. 1) zählen sowohl rein elektrisch betriebene Pkw (45 %), Plug-In Hybride (50 %), als auch elektrisch betriebene Nutzfahrzeuge (5 %).[134] Mit den dargestellten Zielen möchte die Bundesregierung insbesondere erreichen, dass die Elektromobilität zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele der Regierung beiträgt[135] – „weitgehende Treibhausgasneutralität bis 2050“[136]. Bereits beim heutigen Kraftwerksmix ergeben sich bei Elektrofahrzeugen niedrigere CO_2-Emissionen als bei Pkw mit Verbrennungsmotoren.[137] Durch die Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen können zudem die Treibhausgasemissionen deutlich gesenkt werden und somit trägt die Elektromobilität aktiv zum Klimaschutz bei.[138]

Durch die Einbindung der Elektrofahrzeuge in ein steuerbares Energiesystem (Smart Grid) können mehr erneuerbare Energien in das Stromnetz integriert werden,[139] da der dezentral erzeugte Strom aus erneuerbaren Energien direkt im Verteilernetz durch die Elektrofahrzeuge aufgenommen werden kann. Dadurch kann der Stromfluss aus dem Verteilernetz ins Übertragungsnetz reduziert werden.

Die Gesamteffizienz der Stromversorgung kann durch die Elektrofahrzeuge erhöht werden, indem die Batterien der Fahrzeuge als Stromspeicher ins Netz eingebunden werden.[140] So können Erzeugungsspitzen abgefangen werden und ein Ausgleich zwischen erneuerbarer Erzeugung und Nachfrage geschaffen werden.[141] Somit hat die Elektromobilität das Potenzial das Mobilitäts- und das Energiesystem effizient zu verknüpfen.[142]

Zudem vermindert der für die Elektromobilität verwendete Strom als Energieträger die Abhängigkeit von Öl als Treibstoff, sodass die Elektromobilität zur Sicherung der Energieversorgung beitragen kann.[143]

Für die Energiewirtschaft ergeben sich dennoch zusätzliche Herausforderungen: Die Stromnachfrage steigt durch den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge an. Werden zudem in den Abendstunden viele Elektrofahrzeuge gleichzeitig geladen, kann dies zu Netzüberlastungen führen. Das breite Thema der Netzüberlastungen durch Elektrofahrzeuge in den deutschen

---

[133] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 2. ff.).
[134] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 31), vgl. Bundesregierung (2009, S. 18).
[135] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 17).
[136] BMU (2016, S. 7).
[137] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 8).
[138] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 8).
[139] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010b, S. 10).
[140] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 9, S. 37).
[141] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 9).
[142] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010b, S. 10).
[143] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 8).

Verteilnetzen ist jedoch nicht Bestandteil der vorliegenden Dissertation. Denn bereits in einem deutlich kleineren Umfeld ergeben sich Herausforderungen, nämlich bei leistungsgemessenen Gewerbebetrieben mit Elektrofahrzeugflotte. Elektrofahrzeuge haben gegenüber konventionellen Verbrennerfahrzeugen einen deutlichen Kostenvorteil bei den laufenden Kosten (vgl. Anhang I, S. XXXVI). Die Strompreisstruktur eines leistungsgemessenen Stromkunden (vgl. Kapitel 1, S. 34) kann aber schnell dazu führen, dass der Kostenvorteil der Elektrofahrzeuge verloren geht, wenn viele Elektrofahrzeuge der Firmenflotte zeitgleich geladen werden. Dadurch ergibt sich die erste Forschungsfrage der vorliegenden Dissertation:

1. Wie können die Ladeprozesse der Elektrofahrzeuge gesteuert werden, sodass die Elektrofahrzeuge kostenminimal bei einem leistungsgemessenen Stromkunden in die Fahrzeugflotte integriert werden können?

In einem Smart Grid ist es vorstellbar, dass der Ladevorgang individuell an die Benutzerbedürfnisse angepasst wird[144] und nicht mehr direkt startet, wenn das Fahrzeug an einem Ladepunkt angeschlossen wird. Ebenso ist davon auszugehen, dass im Gewerbebetrieb deutlich mehr Elektrofahrzeuge in den Fuhrpark aufgenommen werden als in einem privaten Haushalt. Dadurch besteht die Möglichkeit zur Optimierung der Ladeprozesse innerhalb einer Elektrofahrzeugflotte, die häufig lange Standzeiten in der Nacht aufweist. In Form von Ladestrategien wird das Verschiebepotenzial der Ladeprozesse von Elektrofahrzeugen in Teil II der vorliegenden Arbeit untersucht. So ist es das Ziel in Teil II herauszustellen, mit welcher steuernden Ladestrategie die Elektrofahrzeuge kostenoptimal in den Fuhrpark eines leistungsgemessenen Stromkunden integriert werden können.
Die sinnvolle Einbindung der Elektrofahrzeuge in ein Kraftwerksportfolio (als kleiner Teil des Energiesystems) stellt ein Energieversorgungsunternehmen ebenso vor neue Herausforderungen: Werden Elektrofahrzeuge nicht nur als zusätzlicher Verbraucher angesehen, kann das Potenzial der Flexibilität von Elektrofahrzeugen an den Strommärkten (vgl. Kapitel 3, S. 20) vermarktet werden. Dabei gelten für die unterschiedlichen Strommärkte verschiedene Restriktionen, die zu beachten sind und ebenso variiert die Erlöshöhe an den Märkten. So ergibt sich die zweite Forschungsfrage dieser Dissertation:

2. Wie kann das Flexibilitätspotenzial von Elektrofahrzeugen bei Integration von Elektrofahrzeugen in ein Kraftwerksportfolio eines Stadtwerks erlösmaximierend vermarktet werden?

Das Flexibilitätspotenzial kann durch Zusammenschluss vieler Elektrofahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk genutzt werden. Zusammen mit der Fähigkeit, Strom ins Netz

[144] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 37).

zurückzuspeisen (V2G), können die Elektrofahrzeuge einen Teil zu regionaler Energie- und Leistungsautonomie beisteuern.[145] Zukünftig ist auch die Bereitstellung von Regelenergie vorstellbar, wodurch die Effizienz konventioneller Kraftwerke erhöht werden kann, da sie weniger an- und abgefahren werden müssen.[146] Das Potenzial von möglichen Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge wird in Teil III der vorliegenden Arbeit untersucht. Dabei ist es das Ziel, das Erlöspotenzial für Elektrofahrzeuge bei unterschiedlichen Vermarktungsstrategien aufzuzeigen.

[145] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 37).
[146] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 9).

3 Strommärkte

In Deutschland kann Strom an der Börse (EEX in Leipzig und EPEX SPOT in Paris) oder außerbörslich („Over the Counter“ – OTC) gehandelt werden.[147] An der Börse werden standardisierte Produkte zu einem einheitlichen Markträumungspreis gehandelt, wohingegen außerbörslich die Handelspartner den Preis sowie alle wesentlichen Vertragsinhalte bilateral absprechen.[148] Die Abwicklung eines OTC-Geschäfts kann, ähnlich wie an der Börse, durch eine Gegenpartei oder direkt bilateral erfolgen.[149]

Eine weitere Unterscheidung kann nach dem Lieferzeitpunkt erfolgen. Hier kann zwischen Termin- (Langfristhandel) und Spotmärkten (Kurzfristhandel) unterschieden werden (vgl. Abbildung 3.1).[150]

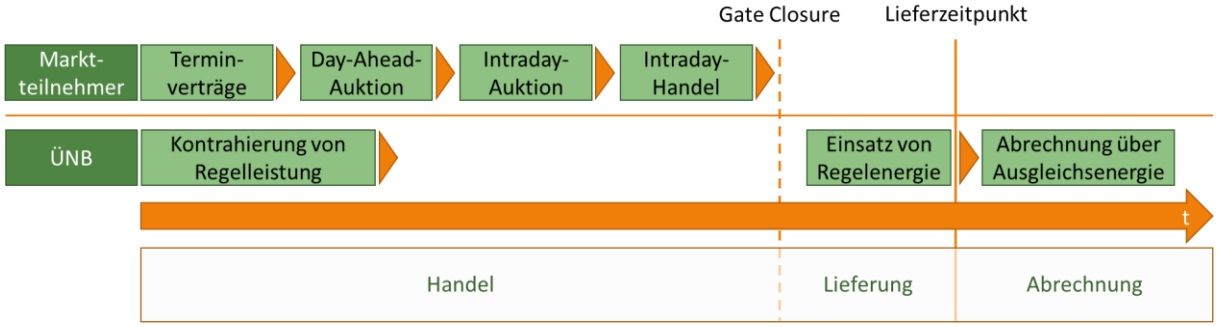

Abbildung 3.1: Zeitliche Darstellung der Teilmärkte in Deutschland[151]

Auf dem Terminmarkt können Kontrakte für einen zukünftigen Erfüllungszeitpunkt (> 2 Tage) gehandelt werden.[152] Dabei wird vereinbart, Strom für einen vorab bestimmten Preis für einen festgelegten zukünftigen Zeitpunkt zu kaufen oder zu verkaufen.[153] Ein Handel bis zu sechs Jahren im Voraus ist möglich.[154] Die Handelsprodukte des Terminmarkts werden an der Börse „Futures“ und am OTC-Handel „Forwards“ genannt.[155] Der Terminhandel dient zur Absicherung von Preisrisiken und kann als Spekulationsinstrument für Arbitragechancen eingesetzt werden.[156] Da Terminkontrakte Derivate sind, also abgeleiteten Handelsgeschäften entsprechen,[157] wird der Terminmarkt im Folgenden nicht weiter berücksichtigt.

[147] Vgl. Schiffer (2010, S. 290); Vgl. BMWi (2014, S. 9).
[148] Vgl. Schiffer (2010, S. 290 f.); Vgl. BMWi (2014, S. 9).
[149] Vgl. Hull (2015, S. 27).
[150] Vgl. BMWi (2014, S. 9); Vgl. BMWi (2018).
[151] Eigene Darstellung nach BMWi (2014, S. 9).
[152] Vgl. Schiffer (2010, S. 293).
[153] Vgl. Hull (2015, S. 29 ff.).
[154] Vgl. BMWi (2014, S. 9).
[155] Vgl. Schiffer (2010, S. 293 ff.); Vgl. Hull (2015, S. 29 ff.).
[156] Vgl. Schiffer (2010, S. 295).
[157] Vgl. Hull (2015, S. 24).

Die Spotmärkte dienen zur Energiebeschaffung und werden nach den Handelszeitpunkten in Day-Ahead-Auktion, Intraday-Auktion und kontinuierlichen Intraday-Handel unterteilt (vgl. Kapitel 3.1).[158] Die Regelenergiemärkte dienen zur Frequenzerhaltung und werden in Primär-, Sekundär- und Minutenreservemärkte unterschieden (vgl. Kapitel 3.2).[159]

3.1 Spotmärkte

Der Spothandel ist definiert als Handel mit unmittelbarer Erfüllung der getätigten Geschäfte (Lieferung). Im Strommarkt erfolgt die physikalische Erfüllung der Geschäfte am Folgetag (Day-Ahead) oder bereits am gleichen Tag (Intraday).[160] Dadurch können kurzfristig die Beschaffung und der Verkauf optimiert werden.

Im Zuge der wettbewerblichen Ausgestaltung der Strommärkte in der EU wurden ab November 2010 viele europäische Marktgebiete gekoppelt, sodass die sogenannte Multi-Regionen-Kopplung (MRC) 85 % der Stromnachfrage Europas abdeckt (vgl. Abbildung 3.2).[161] Dadurch werden die Übertragungskapazitäten zwischen den Märkten effizienter genutzt und die Großhandelspreise benachbarter Märkte nähern sich an.[162]

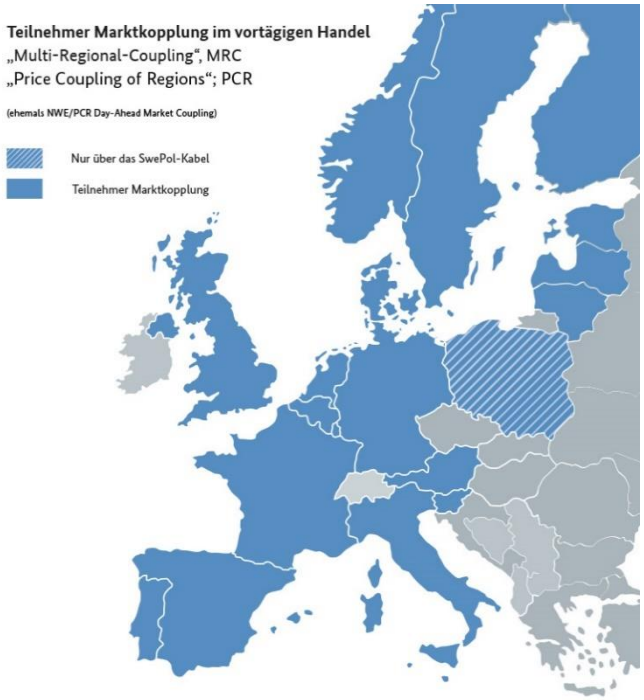

Abbildung 3.2: Teilnehmer Marktkopplung im vortägigen Handel (Stand August 2016)[163]

[158] Vgl. BMWi (2014, S. 9); Vgl. EPEX Spot SE (2016, S. 3-20).
[159] Vgl. § 6 Abs.2 StromNZV.
[160] Vgl. EEX (2017).
[161] Vgl. CONNECT (2015, S. 29); Vgl. Bundesnetzagentur (2016).
[162] Vgl. CONNECT (2015, S. 29 f.).
[163] Bundesnetzagentur (2016).

Die einzelnen Spotmärkte unterscheiden sich nach den gehandelten Produkten und ihren Handelszeiten. Zudem differenzieren sich die Märkte deutlich nach dem Handelsvolumen. Während 2017 am Day-Ahead-Markt für Deutschland, Österreich und Luxemburg insgesamt 233 TWh gehandelt wurden, wurden am Intraday-Markt für Deutschland und Österreich nur 47 TWh (davon 5,2 TWh am deutschen Intraday-Auktionsmarkt) gehandelt.[164]
In der Realität sind für die Betriebsentscheidungen die Preise in Echtzeit bzw. möglichst nahe daran entscheidend, weshalb für die Modellierungen in Teil III der vorliegenden Arbeit der Day-Ahead-Spotmarkt berücksichtigt wird. Der kontinuierliche Intradayhandel ist aufgrund der kontinuierlichen Gebote und der sich daraus ergebenen komplexen Modellierungsstruktur nicht im Fokus der vorliegenden Arbeit.
Eine Übersicht über die Abfolge der Handelssegmente ist in Abbildung 3.3 dargestellt.

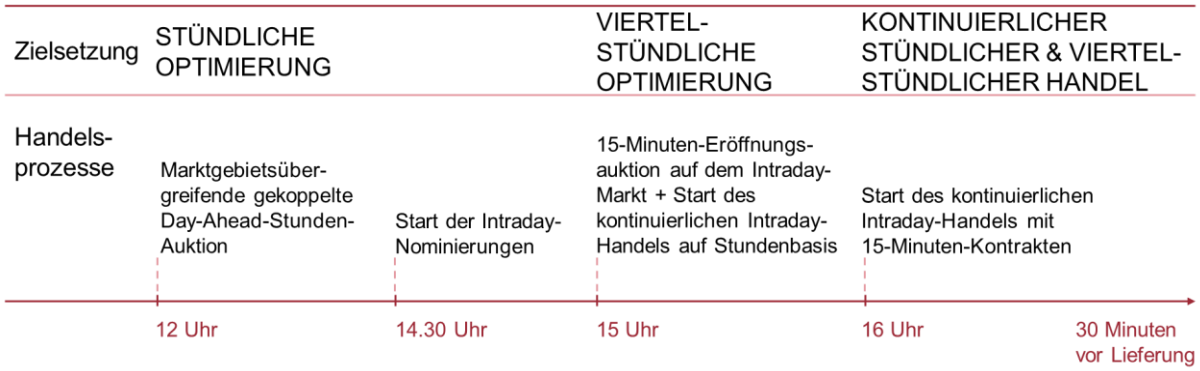

Abbildung 3.3: Tagesablauf an der Strombörse für Deutschland[165]

Details zur Day-Ahead-Auktion werden in Kapitel 3.1.1, zur Intraday-Auktion in Kapitel 3.1.2 und zum kontinuierlichen Intraday-Handel in Kapitel 3.1.3 dargestellt.

3.1.1 Day-Ahead-Auktion

Für den Handel am Day-Ahead (DA)-Spotmarkt sind Deutschland und Österreich bis Ende September 2018 in einem gemeinsamen Marktgebiet zusammengefasst gewesen.[166] Zum 01.10.2018 ist jedoch ein Engpassmanagement zwischen den Grenzen eingeführt worden,[167] sodass kein unbeschränkter Handel zwischen Deutschland und Österreich mehr möglich ist.
Die Day-Ahead-Auktion findet an 365 Tagen im Jahr (auch an Feiertagen) um 12 Uhr statt.[168]
Die Bekanntgabe der Auktionsergebnisse, d. h. Marktpreise und gehandelte Mengen, erfolgt ab 12.40 Uhr.[169]

[164] Vgl. EPEX Spot SE (2018, S. 5).
[165] Eigene Darstellung nach EPEX Spot SE (o. A., S. 4) und EPEX Spot SE (2017c).
[166] Vgl. BMWi (2014, S. 10).
[167] Vgl. Bundesnetzagentur (2017e, S. 1).
[168] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).
[169] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).

Es werden Stromkontrakte gehandelt, die am nächsten Tag zur Lieferung ausstehen.[170] Dabei ist es möglich, entweder für einzelne Stunden Gebote oder Blockgebote einzureichen, die mindestens 0,1 MW umfassen.[171] Im weiteren Verlauf wird nur auf die Stundengebote eingegangen, da nur diese bei der späteren Modellierung relevant sind. Dementsprechend werden die Besonderheiten der Blockgebote außen vorgelassen.

Gebote sind allgemein als Verkauf- und/oder Kaufgebote definiert.[172] Bei der MRC geben Stromanbieter ebenso wie Stromnachfrager ihre Gebote in Form stetiger Preiskurven in den jeweiligen Marktgebieten ab.[173] Für jede Stunde des Folgetages muss in einer Preiskurve eine Preis-Mengen-Kombination angegeben werden,[174] sodass in Summe 24 Preiskurven erstellt werden. Als Preisgrenzen sind in dem Marktgebiet Deutschland/Österreich -500 €/MWh und 3.000 €/MWh gesetzt.[175] Die Preisschritte (mindestens 0,1 €/MWh)[176] können für die angebotene Menge selbst definiert werden.[177]

Für jede einzelne Stunde werden alle abgegebenen Preis-Mengen-Kombinationen in stetige Angebots- und Nachfragekurven umgewandelt und anschließend zu einer gemeinsamen Angebots- und Nachfragekurve aggregiert.[178] Der Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragkurve mit der Nulllinie wird als sogenannter markträumender Gleichgewichtspreis bezeichnet.[179] Er beschreibt den Preis, bei dem die meisten Nachfrager kaufbereit und die meisten Anbieter verkaufsbereit sind.[180] Der Auktionspreis des DA-Marktes ergibt sich somit als Gleichgewicht nach dem Einheitspreisverfahren (Uniform-Price-Auktion) zwischen Angebot und Nachfrage.[181] Zum Gleichgewichtspreis werden dann alle Handelsgeschäfte ausgeführt.[182]

Durch die Marktkopplung wird der Börsenpreis am Day-Ahead-Markt für die verschiedenen Marktgebiete gemeinsam ermittelt.[183] Sofern die Übertragungskapazitäten ausreichen, werden die Erzeugungsanlagen marktgebietsübergreifend weitgehend nach dem Prinzip der Merit-Order eingesetzt.[184] Die Abwicklung eines Handelsgeschäftes erfolgt durch Fahrplananmeldungen beim Übertragungsnetzbetreiber.[185]

---

[170] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).
[171] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).
[172] Vgl. EPEX Spot SE (2016, S. 3).
[173] Vgl. BMWi (2014, S. 10); Vgl. EPEX Spot SE (2016, S. 3).
[174] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).
[175] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).
[176] Vgl. EPEX Spot SE (2017b).
[177] Vgl. Schiffer (2010, S. 292).
[178] Vgl. Schiffer (2010, S. 292).
[179] Vgl. Schiffer (2010, S. 292).
[180] Vgl. Schiffer (2010, S. 292).
[181] Vgl. BMWi (2014, S. 10); Vgl. Swider (2006, S. 22).
[182] Vgl. EPEX Spot SE (2016, S. 6).
[183] Vgl. BMWi (2014, S. 10).
[184] Vgl. BMWi (2014, S. 10).
[185] Vgl. Konstantin (2013, S. 52).

3.1.2 Intraday-Auktion

Am 9.12.2014 wurde der Intraday-Auktionsmarkt in Deutschland eingeführt, der ähnlich zum Day-Ahead-Markt funktioniert, jedoch 15-Minuten-Kontrakte ermöglicht.[186] Die 15-Minuten-Kontrakte sind sinnvoll, da die Fahrplananmeldungen der Marktteilnehmer in Deutschland auf Viertelstundenbasis erfolgen und die Marktteilnehmer entsprechend für jede Viertelstunde physische Lieferung und Abnahme ausgleichen müssen.[187] Dazu sind die Day-Ahead-Stundenkontrakte, insbesondere mit zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien, nicht hinreichend geeignet.[188] Obwohl dieser Handel viel Ähnlichkeit zum Day-Ahead-Markt aufweist und am Vortag stattfindet, wird er von der Strombörse dem Intraday-Markt zugeordnet, da er dem Day-Ahead-Markt nachgelagert ist und hier bislang keine europaweite Marktkopplung erfolgt.[189]

Die sogenannte Intraday-Eröffnungs-Auktion findet täglich um 15 Uhr statt und ab 15:10 Uhr werden die Auktionsergebnisse veröffentlicht.[190] Für jede Viertelstunde des Folgetages werden hier wiederum Preis-Mengen-Kombinationen geboten,[191] wobei Blockkontrakte nicht möglich sind[192]. Ebenso wie beim Day-Ahead-Markt beträgt das Mindestvolumen 0,1 MW pro Viertelstunde und die minimale Preisänderung 0,1 €/MWh.[193] Die Preisgrenzen liegen bei −/+ 3.000 €/MWh.[194]

Der Auktionspreis wird mit dem Einheitspreisverfahren wie am Day-Ahead-Markt als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage ermittelt.[195] Im Tagesverlauf ist bei den Viertelstundenpreisen ein sogenanntes Sägezahnmuster um den stündlichen Day-Ahead-Preis erkennbar, welches u. a. auf Volumen- und Liquiditätsdifferenzen zum Day-Ahead-Markt zurückzuführen ist.[196] Für jede einzelne Viertelstunde des Folgetages stellt somit der jeweilige Gleichgewichtspreis einen transparenten Referenzpreis für den nachgelagerten kontinuierlichen Intraday-Handel dar.[197]

3.1.3 Kontinuierlicher Intraday-Handel

Durch den kontinuierlichen Intraday-Handel ist es möglich, kurzfristig die Strombeschaffung zu optimieren und so Fahrplanabweichungen zu vermeiden.[198] Bisher findet der kontinuierliche Intraday-Handel innerhalb eines Marktgebiets statt. Entsprechend der Marktkopplung der Day-

[186] Vgl. EPEX Spot SE (2014).
[187] Vgl. EPEX Spot SE (o. A., S. 1).
[188] Vgl. EPEX Spot SE (o. A., S. 1).
[189] Vgl. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2015).
[190] Vgl. EPEX Spot SE (2017a).
[191] Vgl. EPEX Spot SE (2017a).
[192] Vgl. EPEX Spot SE (o. A., S. 3).
[193] Vgl. EPEX Spot SE (2017a).
[194] Vgl. EPEX Spot SE (2017a).
[195] Vgl. EPEX Spot SE (2016, S. 11).
[196] Vgl. Braun und Brunner (2018).
[197] Vgl. EPEX Spot SE (o. A., S. 2).
[198] Vgl. Konstantin (2013, S. 53).

Ahead-Auktion ist seit Juni 2018 ein grenzüberschreitender kontinuierlicher Intraday-Handel im Rahmen des XBID Market Projects von Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern für 14 europäische Länder geschaffen worden.[199]

Ein wesentlicher Unterschied des kontinuierlichen Intraday-Handels zu den vorgelagerten Märkten besteht darin, dass durchgehend vom Start bis 30 Minuten vor Lieferbeginn („Gate Closure") Handelsgeschäfte abgeschlossen werden können.[200] Produkte für den laufenden und den nächsten Tag können als Stunden- und Blockkontrakte ab 15 Uhr und als 15-Minuten-Kontrakte ab 16 Uhr gehandelt werden.[201] Ebenso erfolgt der Handel an sieben Tagen in der Woche.[202] Auch hier beträgt das Mindesthandelsvolumen 0,1 MW und der Angebotspreis kann bei einer minimalen Preisänderung von 0,1 €/MWh in einer Preisspanne von −/+ 9.999 € liegen.[203]

Anders als am Day-Ahead-Markt gibt es keinen Gleichgewichtspreis, da kontinuierlich gehandelt wird. D. h. der Geschäftsabschluss erfolgt, sobald ein Kaufs- und ein Verkaufsgebot vorliegen, bei denen der Verkaufspreis niedriger oder gleich dem Kaufpreis ist.[204] Dabei wird das Gebotspreisverfahren (Pay-as-bid) angewandt, d. h. der Preis des (zuerst vorliegenden) Gebots bestimmt jeweils den Handelspreis und kein markteinheitlicher Grenzpreis.[205] Die Gebote werden sofort veröffentlicht, sodass die Marktteilnehmer das Geschehen verfolgen können.[206]

3.2 Regelenergiemärkte

Für die Versorgungssicherheit ist es notwendig, dass Einspeisungen in das Stromnetz, Entnahmen aus dem Stromnetz sowie Verluste stets im Gleichgewicht sind oder innerhalb weniger Sekunden das Gleichgewicht wiederhergestellt werden kann.[207] Technisch wird das Leistungsgleichgewicht durch die Haltung der Netzfrequenz um den Sollwert von 50 Hz realisiert.[208] Abweichungen von der Netzfrequenz können nicht grundsätzlich vermieden werden, da eine exakte Vorhersage der Entnahme durch einzelne Stromkunden sowie der Einspeisung, insbesondere durch erneuerbare Energien, nicht möglich ist.[209] Da das Stromnetz selbst keinen Strom speichern kann und es bis heute nur begrenzte Möglichkeiten zur Stromspeicherung gibt,[210] müssen andere Möglichkeiten zur Netzfrequenzerhaltung ergriffen werden.

[199] Vgl. EPEX Spot SE (2017d).
[200] Vgl. EPEX Spot SE (2017c).
[201] Vgl. EPEX Spot SE (2017c).
[202] Vgl. EPEX Spot SE (2017c).
[203] Vgl. EPEX Spot SE (2017c).
[204] Vgl. Konstantin (2013, S. 53).
[205] Vgl. Swider (2006, S. 22).
[206] Vgl. Konstantin (2013, S. 53).
[207] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 4).
[208] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 4).
[209] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 5).
[210] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 4).

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verwenden zur Frequenzerhaltung die sogenannte Regelleistung, die in Kontinentaleuropa in Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung unterteilt wird.[211] Die Regelleistungsarten unterscheiden sich insbesondere nach der Einsatzdauer und der Aktivierungszeit (vgl. Abbildung 3.4).

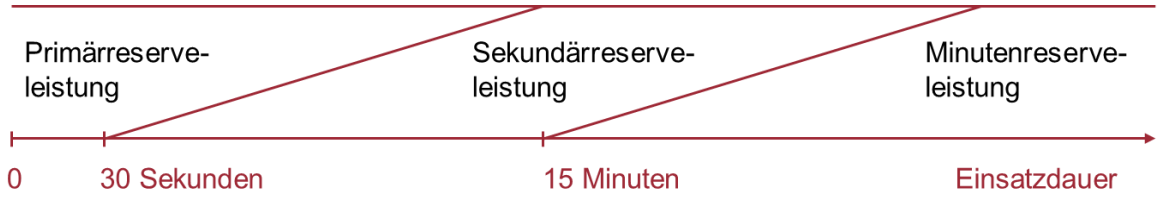

Abbildung 3.4: Dreistufige Regelleistung im kontinentaleuropäischen Stromverbund[212]

Den einzelnen Regelleistungsarten sind unterschiedliche Aufgaben zugewiesen (vgl. Abbildung 3.5). Die Primärregelleistung begrenzt die Abweichung vom Sollwert 50 Hz der Netzfrequenz. Die Sekundärregelleistung greift nachgelagert und löst die Primärregelleistung ab, sodass diese für neuerliche Eingriffe zur Anpassung der Netzfrequenz wieder zur Verfügung steht. Die Sekundärregelleistung führt die Systembilanz einer Regelzone wieder auf ihren Sollwert zurück und bringt auch die Netzfrequenz wieder genau auf den Sollwert von 50 Hz. Als Letztes greift die Minutenregelleistung, die wiederum die Sekundärregelleistung ablöst, sodass die flexiblere Sekundärregelleistung wieder verfügbar ist, um die Primärregelleistung abzulösen. Zur detaillierteren Beschreibung der Regelleistungsarten sei auf die Kapitel 3.2.1 bis 3.2.3 verwiesen.

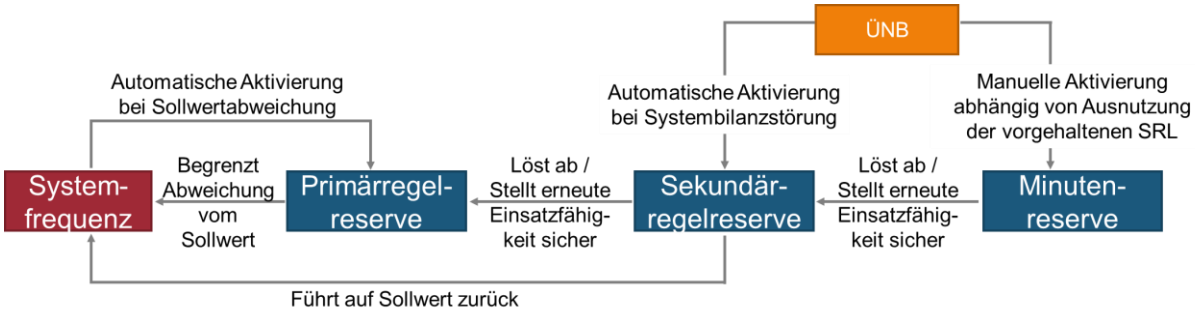

Abbildung 3.5: Überblick zu Einsatz und Aufgaben der verschiedenen Reservequalitäten[213]

Nach § 22 Abs. 2 EnWG und § 6 Abs. 1 StromNZV sind die ÜNB verpflichtet, die Regelenergie über eine gemeinsame Internetplattform (www.regelleistung.net) auf entsprechenden Regelenergiemärkten zu beschaffen.

[211] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2007b, S. 50).
[212] Eigene Darstellung nach Consentec GmbH (2014, S. 13).
[213] Eigene Darstellung nach Consentec GmbH (2014, S. 10).

Zur Harmonisierung der Regelenergiemärkte in Europa sieht die europäische Guideline for Electricity Balancing in den nächsten Jahren Anpassungen auf den bisherigen Regelenergiemärkten vor.[214] Einige Anpassungen werden bereits in den Projekten PICASSO, IGCC und MARI angegangen.[215] Zudem soll die Reservevorhaltung durch Lastmanagement und erneuerbare Energiequellen ermöglicht werden.[216]

3.2.1 Primärreservemarkt

Störereignisse können das Netz aus dem Gleichgewicht bringen, sodass von der Sollfrequenz von 50 Hz abgewichen wird. Insbesondere ein Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion und Stromnachfrage führt zu einem Störereignis.[217] Die Primärregelleistung (PRL) soll die Netzfrequenz nach einem Störereignis schnellstmöglich wieder stabilisieren.[218] Daher wird die PRL im gesamten Verbundsystem gemeinsam vorgehalten und muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktivierbar sein.[219] Die Primärregelleistung muss über einen Zeitraum von mindestens 15 Minuten abgegeben werden können[220] und wird automatisch abgerufen[221].

I. d. R. ist für jedes Kraftwerk mit einer Nennleistung ≥ 100 MW die Primärregelleistungsfähigkeit Voraussetzung, um am Stromnetz angeschlossen zu werden.[222] Die Primärregelleistungsfähigkeit wird durch Präqualifikationsrichtlinien im Anhang D1 des Transmission Codes festgestellt.[223]

Im gesamten synchronen Verbundsystem werden 3.000 MW Primärregelleistung durch die ÜNB vorgehalten.[224] Für Deutschland wird die Primärregelleistung durch alle vier deutschen ÜNB zusammen mit den Niederlanden (seit 2014), Schweiz (seit 2012), Österreich (seit 2015), Belgien (seit 2016) und Frankreich (seit 2017) vorgehalten.[225] Als Teilgebiet des synchronen Verbundsystems wurden 806 MW Primärregelleistung im Jahresdurchschnitt von 2016 vorgehalten (vgl. Abbildung 3.6).[226,227] Die Entwicklung des mittleren Leistungspreises in den Jahren 2011 bis 2016 ist in Abbildung 3.6 dargestellt.

---

[214] Vgl. entsoe (2017).
[215] Für Details zu den einzelnen Projekten sei auf die jeweiligen Projektwebsites verwiesen.
[216] Vgl. entsoe (2017).
[217] Vgl. UCTE (2016a, S. 2).
[218] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 9).
[219] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 10).
[220] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2007b, S. 27); vgl. Abbildung 3.4.
[221] Vgl. Bundesnetzagentur (2011a, Abs. 10).
[222] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2007b, S. 27).
[223] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2003).
[224] Vgl. UCTE (2016b, S. 6).
[225] Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[226] Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[227] Die Vorgabe wird jährlich durch die UCTE angepasst, vgl. Verband der Netzbetreiber (2003, S. 4).

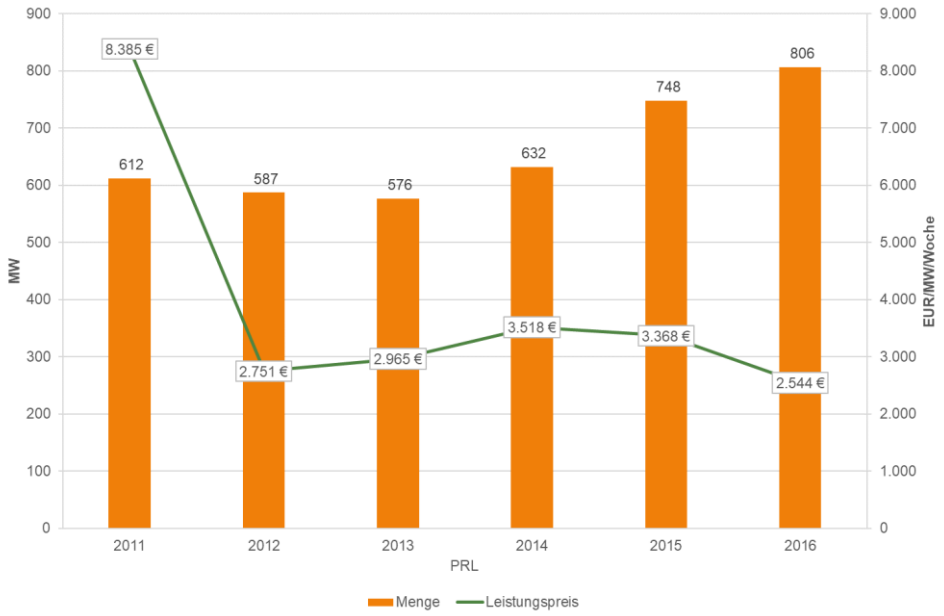

Abbildung 3.6: Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge und des mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für PRL[228]

In Tabelle 3.1 sind die wesentlichen Produktmerkmale für die ausgeschriebene Primärregelleistung zusammengetragen: Die Ausschreibungen für die PRL finden regulär wöchentlich dienstags um 15 Uhr statt.[229] Die PRL wird für die gesamte Woche ausgeschrieben und als ein Produkt angeboten.[230] Die Mindestgröße beträgt 1 MW und Gebote können nur für ganze MW abgegeben werden.[231] Die Vergabe der PRL erfolgt nach der Leistungspreis-Merit-Order, hierbei wird nach dem gebotenen Leistungspreis vergütet.[232]

Tabelle 3.1: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen PRL[233]

Ausschreibungs-zeitraum	Ausschreibungs-zeitpunkt	Produktzeit-scheiben	Produktdifferenzierung
wöchentlich	i. d. R. dienstags	Keine (gesamte Woche)	Keine (symmetrisches Produkt)
Mindestgröße	**Angebotsinkrement**	**Vergabe**	**Vergütung**
1 MW	1 MW	Leistungspreis-Merit-Order	Pay-as-bid (Leistungspreis)

3.2.2 Sekundärreservemarkt

Die Aufgabe der Sekundärregelleistung (SRL) besteht darin, die Einhaltung der zwischen den verschiedenen Regelzonen vereinbarten Fahrpläne zu gewährleisten sowie die Netzfrequenz

[228] Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[229] Vgl. Bundesnetzagentur (2011a, Abs. 2).
[230] Vgl. Bundesnetzagentur (2011a, Abs. 1).
[231] Vgl. Bundesnetzagentur (2011a, Abs. 7).
[232] Vgl. Bundesnetzagentur (2011a, Abs. 5).
[233] Eigene Darstellung nach Consentec GmbH (2014, S. 22).

wieder vollständig zu ihrem Sollwert von 50 Hz zurückzuführen.[234] Ebenso ist es Ziel, die benötigte Primärreserve so schnell wie möglich zu entlasten, damit die PRL für eine erneute Aktivierung bereitsteht.[235] Daher muss die gesamte SRL innerhalb von fünf Minuten zur Verfügung stehen.[236]

Im Gegensatz zur PRL wird bei der Sekundärreserve positive und negative Regelleistung unterschieden.[237] Die positive Reserve dient zum Ausgleich von Leistungsdefiziten, während die negative Reserve Leistungsbilanzüberschüsse ausgleicht.[238] Die Sekundärreserve ist ebenfalls eine automatisch aktivierte Reserve analog zur PRL.[239]

Tabelle 3.2 beinhaltet die wesentlichen Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen Sekundärregelleistung: Ebenso wie die PRL ist die SRL bis Juli 2018 wöchentlich ausgeschrieben worden.[240] Sofern kein Feiertag in der Woche liegt, ist in diesem Regime die Abgabefrist für die SRL der Folgewoche mittwochs 15 Uhr.[241] Die Sekundärregelleistung wird dabei in zwei Zeitscheiben unterteilt. Die Hauptzeit (HT) ist montags bis freitags von 8 - 20 Uhr und die Nebenzeit (NT) beinhaltet die Zeiträume von 0 - 8 Uhr und 20 - 24 Uhr sowie Samstage, Sonn- und Feiertage.[242]

Tabelle 3.2: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen SRL[243]

Ausschreibungs-zeitraum	Ausschreibungs-zeitpunkt	Produktzeitscheiben	Produkt-differenzierung
wöchentlich	i. d. R. mittwochs	HT: Mo-Fr 8-20 Uhr, ohne Feiertag NT: restlicher Zeitraum	positive/negative SRL
Mindestgröße	**Angebots-inkrement**	**Vergabe**	**Vergütung**
5 MW	1 MW	Leistungspreis-Merit-Order	Pay-as-bid (Leistungspreis und Arbeitspreis)

Die Mindestgebotsgröße für die SRL liegt bei 5 MW und damit höher als bei der PRL.[244] Das Angebotsinkrement liegt hingegen wiederum bei 1 MW.[245] Die Vergabe für die Vorhaltung der SRL erfolgt ebenso wie bei der PRL nach der Leistungspreis-Merit-Order,[246] jedoch wird der Abruf anders als bei der PRL gesondert vergeben und vergütet. Bei der SRL erfolgt der Abruf

[234] Vgl. UCTE (2016a, S. 12).
[235] Vgl. UCTE (2016a, S. 12).
[236] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2009, S. 5).
[237] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 7).
[238] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 13).
[239] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 11).
[240] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 1).
[241] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 2).
[242] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 4).
[243] Eigene Darstellung nach Consentec GmbH (2014, S. 22).
[244] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 7).
[245] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 7).
[246] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 5).

nach der Arbeitspreis-Merit-Order.[247] Die Vergütung für die Sekundärregelleistung setzt sich somit aus dem Leistungspreis für die bezuschlagte Vorhaltung und dem Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf zusammen.[248]

Abbildung 3.7 stellt die Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge sowie des mittleren Leistungspreises in den Jahren 2011 bis 2016 dar.

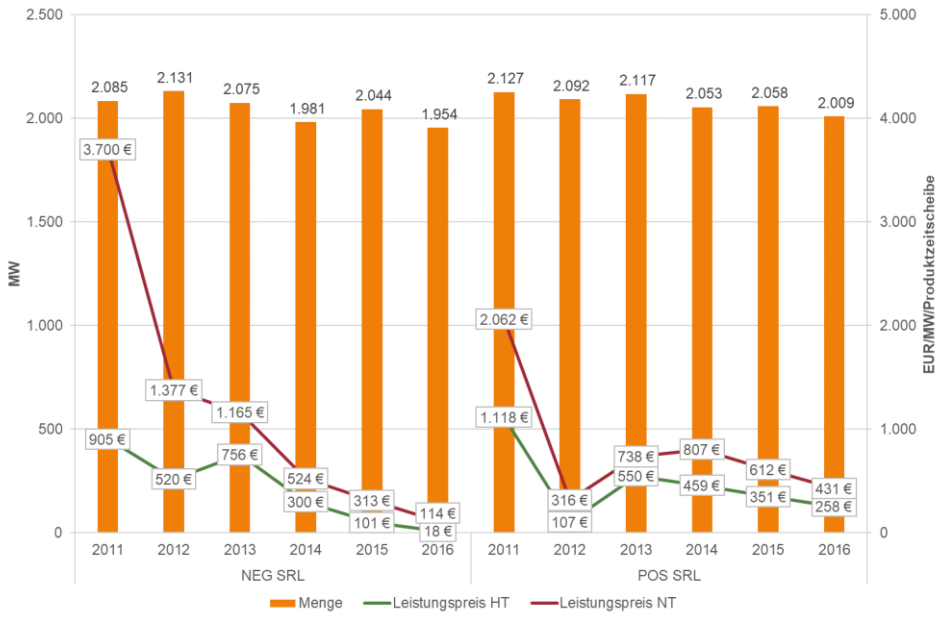

Abbildung 3.7: Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge und des mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für SRL[249]

Seit dem 12.07.2018 ist die Ausschreibung der SRL grundlegend geändert und an die Ausschreibung der Minutenreserve angepasst worden.[250] Die Ausschreibung erfolgt somit nicht mehr wöchentlich, sondern kalendertäglich um 8 Uhr.[251] Außerdem sind sechs Produktzeitscheiben mit 4 Stundenblöcken eingeführt worden, die die HT und NT Zeitscheiben ersetzen.[252] Die Mindestgröße beträgt nun 1 MW statt 5 MW, sofern nur ein einzelnes Angebot je Produktzeitscheibe für positive bzw. negative SRL abgegeben wird.[253]

3.2.3 Minutenreservemarkt

Die Minutenregelleistung (MRL) wird von den ÜNB eingesetzt, um länger andauernde und größere Abweichungen zwischen Stromerzeugung und Stromnachfrage zu vermeiden und ein ausreichendes Sekundärregelband wiederherzustellen.[254] Die Minutenreserve ist ebenso wie

[247] Vgl. Bundesnetzagentur (2011b, Abs. 5).
[248] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 22f).
[249] Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[250] Vgl. Bundesnetzagentur (2017b, Abs. 14).
[251] Vgl. Bundesnetzagentur (2017b, Abs. 1, Abs. 2).
[252] Vgl. Bundesnetzagentur (2017b, Abs. 3).
[253] Vgl. Bundesnetzagentur (2017b, Abs. 5).
[254] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2007b, S. 52).

die SRL in positive und negative MRL unterteilt.[255] Die Aktivierungszeit beträgt 15 Minuten und die Abwicklung erfolgt als Fahrplanlieferung in 15 minütigen Intervallen.[256] Als Fahrplan ist „die Angabe, wie viel elektrische Leistung in jeder Zeiteinheit zwischen den Bilanzkreisen ausgetauscht wird oder an einer Einspeise- oder Entnahmestelle eingespeist oder entnommen wird“[257], definiert. Zur fahrplantechnischen Abwicklung beträgt die Vorlaufzeit mindestens 7,5 Minuten und der Abruf erfolgt in konstanter Höhe mindestens 15 Minuten lang.[258] Bis zu einer Stunde stellen die ÜNB Regelleistung als Ersatz bei Kraftwerksausfällen zur Verfügung. Danach sind die Kraftwerksbetreiber selbst in der Verantwortung.[259]

Da die Anforderungen an die Minutenreserve geringer sind und keine kontinuierlichen Regelsignale erfolgen, kommen Kraftwerke mit geringen Leistungsvermögen für die MRL in Frage. Unter anderem sind dies schnellstartbare Gasturbinen, nachfrageseitige Flexibilitäten oder auch virtuelle Kraftwerke.[260]

Es ist möglich, verschiedene technische Einheiten zu einem Pool zusammenzufassen, der Minutenreserve anbietet.[261] Die MRL ist auch für steuerbare Verbraucher und kleinere Erzeuger durch die Produktdifferenzierung und die kürzeren Produktzeitscheiben sowie kürzeren Ausschreibungszeiträume attraktiv und händelbar.[262] Das lässt sich auch anhand der veröffentlichten Anbieterliste der ÜNB ablesen, da für die PRL 22 Anbieter, für die SRL 35 Anbieter und für die MRL 47 Anbieter präqualifiziert sind.[263] Unter den präqualifizierten Anbietern für die PRL und SRL befinden sich hauptsächlich Betreiber von Großkraftwerken, wohingegen für die MRL auch Stadtwerke mit kleineren Erzeugungseinheiten oder große Verbraucher vertreten sind.[264]

In Tabelle 3.3 sind die wesentlichen Produktmerkmale der Minutenreserve zusammengefasst: Die MRL wird täglich ausgeschrieben[265] und die Ausschreibung findet vor Beginn des Handels am Day-Ahead-Spotmarkt um 10 Uhr des Vortages statt[266]. Würde die Ausschreibung auf einen Samstag, Sonntag oder Feiertag fallen, findet sie am letzten vorhergehenden Arbeitstag statt.[267] Nach dem 12.07.2018 findet die Ausschreibung kalendertäglich auch am Wochenende

[255] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 7).
[256] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 12).
[257] § 2 Abs. 1 StromNZV.
[258] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, S. 6).
[259] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 12).
[260] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 12).
[261] Vgl. Verband der Netzbetreiber (2007a, S. 5).
[262] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 22).
[263] Vgl. Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[264] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 19).
[265] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 1).
[266] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 2).
[267] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 2).

oder an Feiertagen statt.[268] Die Minutenreserve wird in 6 Produktzeitscheiben à 4 Stundenblöcken pro Tag ausgeschrieben und vergeben.[269] Als Mindestgröße müssen 5 MW angeboten werden.[270] Es ist möglich, Blockgebote bis max. 25 MW abzugeben.[271] Wird seit dem 12.07.2018 nur ein Gebot je Produktzeitscheibe für positive bzw. negative MRL abgegeben, ist es zulässig, auch Gebote mit mindestens 1 MW abzugeben.[272] Die Vergabe erfolgt wie bei der SRL nach dem Leistungspreis für die Vorhaltung und dem Arbeitspreis für den Abruf. [273] Die MRL wird ebenso nach dem Pay-as-bid-Verfahren vergütet.[274]

Die Minutenreserve wird über den elektronischen MOL-Server als Fahrplanlieferung aktiviert.[275] Der Server verwaltet dabei die Angebote des Regelenergiemarktes in der sogenannten Merit Order Liste (MOL).[276]

Tabelle 3.3: Wesentliche Produktmerkmale der in Deutschland ausgeschriebenen MRL[277]

Ausschreibungs-zeitraum	Ausschreibungs-zeitpunkt	Produktzeit-scheiben	Produktdifferenzierung
täglich	i. d. R. Mo-Fr 10 Uhr	6x 4h Blöcke	positive/negative MRL
Mindestgröße	**Angebotsinkrement**	**Vergabe**	**Vergütung**
5 MW	1 MW	Leistungspreis-Merit-Order	Pay-as-bid (Leistungs-preis und Arbeitspreis)

Abbildung 3.8 stellt die Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge sowie des mittleren Leistungspreises für die Jahre 2011 bis 2016 dar. Insbesondere bei der negativen Minutenreservevorhaltung ist seit 2013 ein starker Preisverfall des mittleren Leistungspreises ersichtlich. Der mittlere Leistungspreis für die positive Minutenreservevorhaltung ist über die Jahre hinweg auf einem ähnlichen, niedrigen Niveau geblieben. Bei der Modellierung in Teil III werden Elektrofahrzeuge zusammen mit den Anlagen eines fiktiven Stadtwerks als virtuelles Kraftwerk zusammengefasst und können so am Minutenreservemarkt teilnehmen. Als Datengrundlage für die Minutenreservepreise der Modellierung ist das Jahr 2013 aufgrund der übrigen verfügbaren Daten für die Fallstudie gewählt worden. In Abbildung 3.9 ist daher ein Vergleich des mittleren Leistungspreises für die Jahre 2013 und 2016 für jede Produktzeitscheibe erstellt worden. Auch für die einzelnen Produktzeitscheiben sind die Leistungspreise der positiven MRL sehr ähnlich geblieben und der negativen MRL deutlich gefallen. Aufgrund des Preisverfalls sind die Erlöse aus der negativen Reservevorhaltung als Obergrenze zu betrachten.

[268] Vgl. Bundesnetzagentur (2017c, Abs. 1).
[269] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 3).
[270] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 7).
[271] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 8).
[272] Vgl. Bundesnetzagentur (2017c, Abs. 5, Abs. 13).
[273] Vgl. Bundesnetzagentur (2011c, Abs. 4).
[274] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 23).
[275] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 27).
[276] Vgl. Consentec GmbH (2014, S. 13).
[277] Eigene Darstellung nach Consentec GmbH (2014, S. 22).

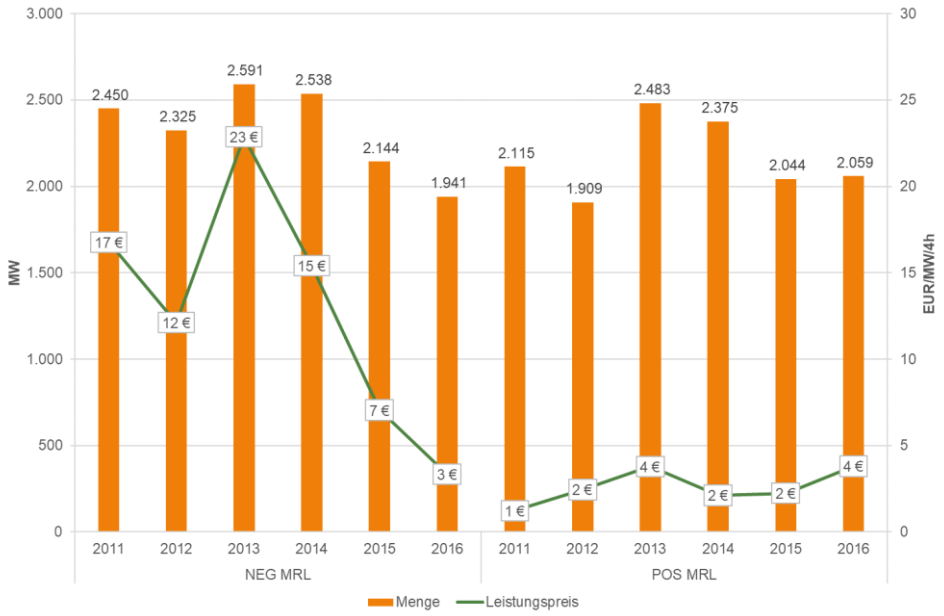

Abbildung 3.8: Entwicklung der mittleren Vorhaltungsmenge und des mittleren Leistungspreises der bezuschlagten Gebote für MRL (Mittelwert über alle Produktzeitscheiben)[278]

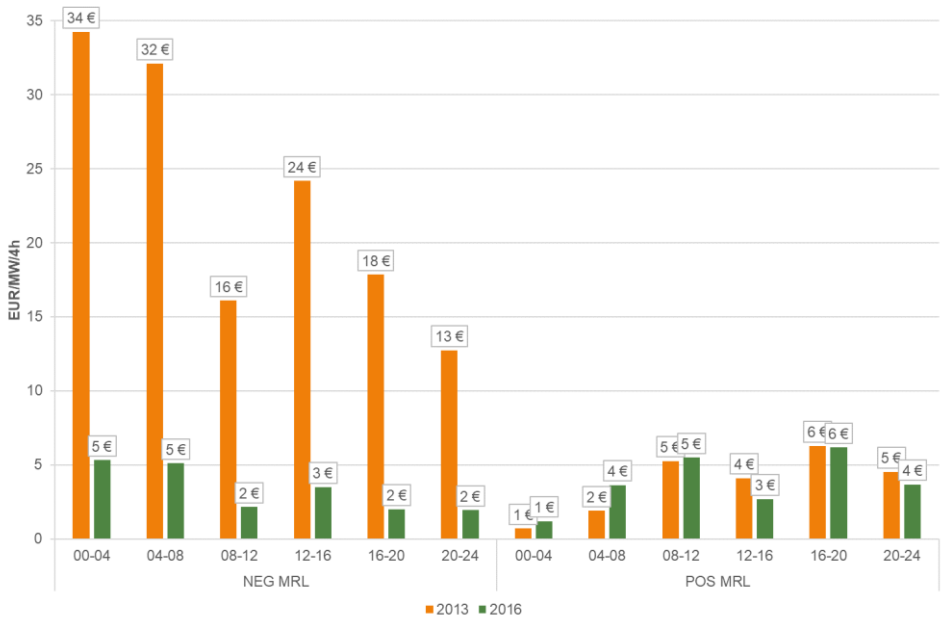

Abbildung 3.9: Mittlerer Leistungspreis der bezuschlagten Gebote für positive und negative MRL nach Zeitscheiben getrennt für 2013 und 2016[279]

[278] Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[279] Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber (2017b).

4 Stromkunden

Im Energiewirtschaftsgesetz werden Kunden als „Großhändler, Letztverbraucher und Unternehmen, die Energie kaufen“[280], definiert. Unter Stromkunden werden in dieser Arbeit Letztverbraucher verstanden, die Strom für den eigenen Verbrauch erwerben und durch das örtliche Verteilernetz beliefert werden.[281] Dies gilt u. a. auch für den Strombezug an Ladesäulen für Elektrofahrzeuge.[282]

In Kapitel 4.1 wird allgemein auf die Stromnetzintegration eingegangen. Besonders die Letztverbrauchergruppen Gewerbe und Haushalte[283] sind im Hinblick auf die Nutzung von rein elektrisch betriebenen Pkw interessant.

Gegenstand von Teil II sind Elektrofahrzeuge in der Letztverbrauchergruppe Gewerbe und zwar bei Unternehmen, die einer registrierenden Leistungsmessung unterliegen (vgl. Kapitel 4.2). Für diese Kundengruppe ist das lokale Lastmanagement (vgl. Kapitel 4.3) durch Elektrofahrzeuge besonders lukrativ.

In Teil III wird die Elektromobilität aus dem Blickwinkel eines Energieversorgungsunternehmens[284] betrachtet. Dabei wird bei den Elektrofahrzeughaltern nicht explizit zwischen Haushaltskunden, die einen Jahresverbrauch unter 100.000 kWh und ein standardisiertes Lastprofil besitzen[285], und Gewerbekunden unterschieden.

4.1 Stromnetzintegration

Das deutsche Stromnetz ist ein Teil des europäischen Verbundnetzes, in dem verschiedene Übertragungs- und Verteilernetze miteinander verbunden sind.[286] Unterschieden wird hierbei zwischen verschiedenen Netzebenen: Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung.[287] Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sind insbesondere Elektrizitätsverteilernetze im Niederspannungsbereich relevant.

Im Niederspannungs-Verteilernetz werden von Ortsnetzstationen ausgehend umliegende Häuser und/oder Gewerbegebiete bei einer Spannung von 400/230 V mit elektrischer Energie versorgt.[288] Betreiber der Versorgungsnetze sind dabei dazu verpflichtet, Letztverbraucher (auch Ladepunkte für Elektrofahrzeuge) an das Stromnetz anzuschließen.[289] Letztverbraucher

[280] § 3 Abs. 24 EnWG.
[281] Vgl. §§ 3 Abs. 25, 29c EnWG.
[282] Vgl. § 3 Abs. 25 EnWG.
[283] Vgl. § 12 Abs. 2 StromNZV.
[284] Vgl. § 3 Abs. 18 EnWG.
[285] Vgl. § 3 Abs. 22 EnWG; Vgl. § 12 Abs. 2 StromNZV.
[286] Vgl. § 3 Abs. 35 EnWG; Vgl. Konstantin (2013, S. 454).
[287] Vgl. Konstantin (2013, S. 454 f.); Vgl. § 2 Abs. 10 StromNEV.
[288] Vgl. Konstantin (2013, S. 456).
[289] Vgl. § 17 Abs. 1 EnWG.

sind zugleich Netznutzer, denn als Netznutzer werden natürliche oder juristische Personen verstanden, die Energie in das Netz einspeisen oder daraus beziehen.[290]

Bei Verwendung von Smart Metern sieht die Bundesregierung vor, dass der Anschlussnutzer abrechnungsrelevante Tarifinformationen jederzeit einsehen kann.[291] Dies ist eine wichtige Voraussetzung, wenn für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge variable Stromtarife, die einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs setzen,[292] verwendet werden sollen. Es ist vorgesehen, dass mit Einwilligung des Anschlussnutzers die erhobenen Daten aus der Messung u. a. auch für die Vermarktung von Energie und Flexibilität sowie die Umsetzung variabler Tarife verwendet werden.[293] Allerdings sind bislang erst wenige Smart Meter bei kleinen Netzverbrauchern verbaut worden.

Für die Abwicklung von Lieferverträgen in Verteilernetzen des Niederspannungsbereichs werden bislang bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch bis zu 100.000 kWh gruppenspezifische, standardisierte Lastprofile verwendet.[294] Alle anderen Letztverbraucher werden über eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung abgerechnet.[295]

4.2 Leistungsmessung

Die registrierende Leistungsmessung ist aktuell in Deutschland insbesondere für Gewerbebetriebe, die einen Jahresstromverbrauch über 100.000 kWh besitzen, vorgeschrieben.[296] Bei der registrierenden Leistungsmessung wird in jeder Viertelstunde die bezogene Energiemenge gemessen und zu einem individuellen Lastprofil für jede Abrechnungsperiode zusammengefasst.[297] Der so ermittelte Jahresverbrauch wird aktuell ebenso wie bei Standardlastprofil-Kunden mit einem festen (ggf. nach Zeitperioden Hochtarif/Niedertarif differenzierten) Arbeitspreis abgerechnet.[298] Leistungsgemessene Stromkunden müssen zusätzlich zum Arbeitspreis einen Leistungspreis entrichten.[299] Der Leistungspreis wird für die Jahres-/Monatshöchstlast, auch Spitzenleistung genannt, in Rechnung gestellt.[300] Die Spitzenleistung entspricht der maximal bezogenen Leistung im Abrechnungszeitraum und wird als Viertelstundenmittelwert der verbrauchten Energiemenge in kW ermittelt.[301] Dafür ist es irrelevant, ob die Spitzenleistung nur einmalig oder regelmäßig erreicht wird.[302]

---

[290] Vgl. § 3 Abs. 28 EnWG.
[291] Vgl. § 61 Abs. 1 S. 2 MsbG.
[292] Vgl. § 40 Abs. 5 EnWG.
[293] Vgl. § 50 Abs. 8, 10 MsbG.
[294] Vgl. § 12 StromNZV.
[295] Vgl. § 55 Abs. 1 MsbG.
[296] Vgl. § 55 Abs. 1 MsbG.
[297] Vgl. Bundeskartellamt (2015, S. 4); Vgl. § 2 Abs.4 StromNZV.
[298] Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b, S. 1 f.).
[299] Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b, S. 1).
[300] Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b, S. 1); Vgl. Paschotta (2012).
[301] Vgl. Bundeskartellamt (2015, S. 4); Vgl. Paschotta (2012).
[302] Vgl. Paschotta (2013).

Die Jahresbenutzungsdauer ist ebenso entscheidend für die Tarifierung.[303] Sie wird als Quotient des Jahresverbrauchs und der Jahreshöchstlast berechnet und gibt dadurch an, mit wie vielen Stunden der Jahresverbrauch erreicht werden würde, wenn der Strom konstant mit der Jahreshöchstlast nachgefragt werden würde.[304] Bei der Stromlieferung muss bei einer Jahresbenutzungsdauer bis zu 2.500 h/a ein niedriger Leistungspreis und ein hoher Arbeitspreis gezahlt werden. Bei einer Jahresbenutzungsdauer über 2.500 h/a ist ein deutlich höherer Leistungspreis, dafür aber ein geringerer Arbeitspreis, zu entrichten. Bei einer hohen Jahresbenutzungsdauer verteilt sich der Verbrauch gleichmäßig über das Jahr, was einem regelmäßigen Bezug in der Nähe der Spitzenleistung entspricht.[305] Durch die Art der Preisgestaltung haben leistungsgemessene Stromkunden den Anreiz, ihre Spitzenleistung zu begrenzen, insbesondere, wenn diese nur selten auftritt.[306] Ein lokales Lastmanagement kann hier dienlich sein, indem es bei einem hohen Bezug nicht dauerhaft benötigte Verbraucher, z.B. Elektrofahrzeuge, abschaltet.[307] Ansonsten könnte bereits ein einzelnes Elektrofahrzeug die Leistungsgrenze in Zeiten eines hohen Bezugs deutlich erhöhen. Bei Gewerbebetrieben mit einer eher niedrigen Spitzenleistung kann die zeitgleiche Ladung mehrerer Elektrofahrzeuge im Fuhrpark oder auch die Nutzung höherer Ladeleistungen schnell zu einer Verdopplung der Spitzenleistung führen, weshalb in Teil II der vorliegenden Arbeit insbesondere ein Gewerbebetrieb mit Leistungsmessung betrachtet wird.

4.3 Lastmanagement

Unter Lastmanagement (engl. Demand Side Management) wird Flexibilität verstanden, die nachfrageseitig durch Verbraucher zur Verfügung gestellt wird.[308] Dies können u. a. große Stromverbraucher aber auch Elektrofahrzeuge sein. Beim Auftreten vieler Elektrofahrzeuge in einem Netzstrang kann durch Lastmanagement, z. B. in Form netzseitig gesteuerten Ladens, Netzengpässen vorgebeugt und dadurch auch teilweise Netzausbau vermieden werden. Durch §14a EnWG ist ein erster Anreiz gesetzt, dass Elektrofahrzeuge als steuerbare Lasten fungieren können und dadurch nur ein vermindertes Netznutzungsentgelt zahlen müssen.[309] Im Unternehmenskontext kann Lastmanagement allgemein auch dazu verwendet werden, die Bezugsleistung zu begrenzen und dadurch die Jahresbenutzungsdauer zu erhöhen und somit die Last zu glätten.

[303] Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b, S. 1).
[304] Vgl. Bundesnetzagentur (2017d, S. 6).
[305] Vgl. Bundesnetzagentur (2017d, S. 6).
[306] Vgl. Paschotta (2012).
[307] Vgl. Paschotta (2012).
[308] Vgl. Gellings (1985, S. 1468).
[309] Vgl. §14a EnWG.

In Abbildung 4.1 sind verschiedene Einsatzoptionen für nachfrageseitige Lastanpassung dargestellt. Die geläufigste ist dabei die Lastverlagerung, die Nachfrage zeitlich von nachfragestarken in nachfrageschwache Zeiten verschiebt,[310] und die im günstigsten Fall eine flexible Lastkurve zur Folge hat. Diese Lastverlagerung kann bis hinab auf Geräteebene erfolgen.[311] Die Absenkung des Verbrauchs kann einerseits als Spitzenlastreduktion (Lastabregelung) erfolgen[312] oder andererseits durch allgemeine Energieeinsparung.[313] Lasterhöhungen, temporär oder als generelle Energiesteigerungen, können u. a. genutzt werden, um Überschussstrom aus erneuerbaren Energiequellen zu nutzen.[314]

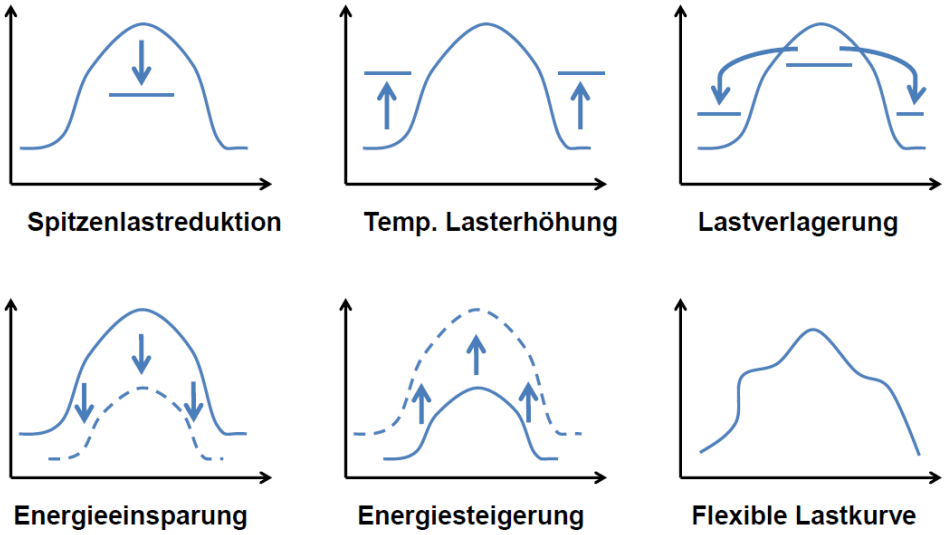

Abbildung 4.1:Einsatzoptionen von nachfrageseitiger Flexibilität[315]

Zudem können die flexiblen Lasten genutzt werden, um Regelleistung anzubieten und Erlöse zu generieren.[316] Ein weiterer Aspekt ist die Glättung der Nachfrage durch monetäre Anreize für die Lastverschiebung.[317] Für große Stromverbraucher ist derzeit die preisinduzierte Verlagerung oder Reduktion des Stromverbrauchs basierend auf Anreizen aus Strom-Großhandelspreisen kaum attraktiv, da das Preisniveau niedrig ist und nur selten Preisspitzen auftreten.[318] Dies gilt insbesondere, da ein Eingriff in den Stromverbrauch bei großen Stromverbrauchern mit Kostensteigerungen oder Erlöseinbußen durch z. B. geringere Produktion einhergehen kann. Bei volatileren Preisen wird aber von einem hohen Potenzial ausgegangen.[319] Wenn bei Elektrofahrzeugen aufgrund hoher Strom-Großhandelspreise das Laden zeitlich verschoben

[310] Vgl. Paschotta (2011).
[311] Vgl. ETH Zürich (2012).
[312] Vgl. Steiner (2014, S. 25).
[313] Vgl. Baumgart (2017, S. 24).
[314] Vgl. Baumgart (2017, S. 24).
[315] Baumgart (2017, S. 24) in Anlehnung an Gellings und Smith (1989, S. 910).
[316] Vgl. dena (2016).
[317] Vgl. Horst, Frey und Leprich (2009, S. 28); vgl. Kaschub et al. (2012, S. 1).
[318] Vgl. BMU et al. (2013, S. 5).
[319] Vgl. BMU et al. (2013, S. 5).

oder ausgesetzt wird, so kann dies zu Problemen in Form einer möglicherweise nicht ausreichenden Reichweite führen. Diese potenziellen Verluste sind bei der Betrachtung von Einsparpotenzialen aus Lastmanagement von Elektrofahrzeugen als Opportunitätskosten zu berücksichtigen.

Um möglichst geringe Energiebeschaffungskosten bei Elektrofahrzeugen zu ermöglichen, wird in der vorliegenden Arbeit Lastmanagement in Form von Lastverlagerung betrachtet. In Teil II werden verschiedene Ladestrategien für Elektrofahrzeuge als Varianten des Lastmanagements untersucht. In Teil III wird hingegen das Lademanagement bei Elektrofahrzeugen genutzt, um durch die Flexibilität der Elektrofahrzeuge im Verbund mit konventionellen Kraftwerken zusätzliche Erlöse zu erwirtschaften.

5 Grundlegende mathematische Methoden

Probleme des Lastmanagements im Allgemeinen und der Ladestrategien für Elektrofahrzeuge im Besonderen lassen sich als Optimierungsprobleme formulieren. Daher werden in Kapitel 5.1 die mathematischen Grundlagen von Optimierungsverfahren dargestellt, auf die nachfolgend zurückgegriffen wird. Kapitel 5.2 thematisiert zudem die lineare Approximation, die für die Annäherung einer nichtlinearen Funktion im weiteren Verlauf benötigt wird.

5.1 Optimierung

Die in dieser Arbeit betrachteten Modelle fallen in das mathematische Gebiet der numerischen Optimierung. Das Grundmodell der linearen Optimierung kann vereinfacht folgendermaßen beschrieben werden: Eine (Ziel-) Funktion mehrerer (Entscheidungs-) Variablen wird unter Berücksichtigung einer Vielzahl an Nebenbedingungen maximiert bzw. minimiert.
Als ein lineares Optimierungsproblem (LP)[320] wird folgendes Programm definiert:

$$\min c^T x \tag{2}$$

(LP)

$$s.t.\ Ax = b \tag{3}$$

$$x \geq 0 \tag{4}$$

Dabei ist A eine $m \times n$-Matrix mit reellwertigen Elementen, c ein Vektor mit n reellwertigen Elementen und b ein Vektor mit m reellwertigen Komponenten. Gleichung (2) wird als Zielfunktion bezeichnet. In dem linearen Problem wird die Zielfunktion unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen (3) minimiert. Die Ungleichung (4) beschreibt die Nichtnegativitätsbedingung für die Variablen x. Die Unbekannten oder Variablen in dem Problem sind Entscheidungsvariablen. Die hier aufgeschriebene Form des LPs wird als Standardform bezeichnet.[321] Diese Art von Optimierungsproblemen sind in vielfältigen energiewirtschaftlichen Problemen angewandt worden.[322] Sowohl große Energiesystemmodelle also auch fundamentale Strommarktmodelle sind häufig als lineare Programme formuliert.[323] Lastflussberechnungen für das Stromübertragungsnetz werden ebenso teilweise als lineare Optimierungsprobleme formuliert wie Kraftwerks- und Netzausbauplanungen.[324] Szenarioanalysen, u. a. für die Politikberatung oder der Einsatz von Stromspeichern zur Integration fluktuierender erneuerbarer Energien

[320] LP = linear programming.
[321] Vgl. Hochstättler (2017, S. 10); vgl. Martin (1999, S. 6).
[322] Für einige Beispiele von unterschiedlichen Optimierungen sei auf Pardalos et al. (2009) verwiesen.
[323] Vgl. Meibom et al. (2011); vgl. Padhy (2004); vgl. Ventosa et al. (2005); vgl. Wiese et al. (2018).
[324] Vgl. Schultz und Wagner (2009).

werden ebenfalls auf der Basis von linearen Optimierungsmodellen untersucht.[325] Dementsprechend liegt es nahe, auch das Entscheidungsproblem für die Ladung von Elektrofahrzeugen als lineares Optimierungsmodell zu formulieren (vgl. Kapitel 8.1.1 bis 8.2.2).
Allerdings reicht bei vielen realen Optimierungsproblemen die Nichtnegativitätsbedingung für einzelne Entscheidungsvariablen nicht aus und es wird zusätzlich gefordert, dass Entscheidungsvariablen nur ganzzahlige Werte annehmen. Dies führt zu sogenannten gemischt ganzzahligen Optimierungsproblemen (MIP)[326]. Folgendes Programm beschreibt ein MIP:[327]

$$\min c^T x \tag{5}$$

(MIP)

$$s.t.\ Ax = b \tag{6}$$

$$x \geq 0 \tag{7}$$

$$x_i \in \mathbb{Z}, i \in I, I \subset \{1, \dots, n\} \tag{8}$$

Gleichungen (5)-(7) entsprechen der Zielfunktion mit den Nebenbedingungen für ein lineares Optimierungsproblem. Zusätzlich wird durch die Bedingung (8) für einzelne Entscheidungsvariablen die Ganzzahligkeit gefordert. Ein Spezialfall ganzzahliger Variablen stellen Binärvariablen dar. Diese treten insbesondere auf, wenn Ja-Nein- oder An-Aus-Entscheidungen getroffen werden müssen.[328]
Auch beim Laden von Elektrofahrzeugen können Entscheidungsprobleme mit Binärvariablen auftreten, z. B. wenn entweder nicht geladen oder mit einer Mindestleistung geladen werden muss. Auch können nichtlineare, stetige Funktionen durch stückweise Linearisierung approximiert werden. Dies führt auch zu gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblemen. Dementsprechend werden nachfolgend in den Kapiteln 8.1.5 und 8.2 in Teil II sowie in Kapitel 13 in Teil III gemischt ganzzahlige Optimierungsprobleme mit Binärvariablen betrachtet.
Werden manche Daten als unsicher betrachtet, spricht man von einem stochastischen linearen Optimierungsproblem.[329] Unsichere Inputparameter entsprechen Zufallsvariablen und werden mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung verknüpft. So werden die Werte der Zufallsvariablen erst nach dem Zufallsexperiment bekannt. Die Menge der Entscheidungsvariablen wird daher in einem zweistufigen stochastischen Optimierungsproblem in zwei Gruppen geteilt:

1. Einige Entscheidungen müssen bereits vor dem Zufallsexperiment, also vor Bekanntgabe der spezifischen Werte der Zufallsvariablen, getroffen werden. Die Entscheidungen werden als Stufe-1-Entscheidungen bezeichnet und der Zeitraum, in dem die Entscheidungen getroffen werden, wird Stufe 1 genannt.

[325] Vgl. Böcker et al. (2017); vgl. Kondziella und Bruckner (2016).
[326] MIP = mixed integer (linear) programming.
[327] Vgl. Martin (1999, S. 7).
[328] Vgl. Martin (1999, S. 7).
[329] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 57 f.).

2. Einige Entscheidungen können nach Durchführung des Zufallsexperiments getroffen werden. Sie heißen Stufe-2 Entscheidungen und erfolgen in Stufe 2.

Stufe-1-Entscheidungen werden durch den Entscheidungsvariablenvektor x repräsentiert, wohingegen Stufe-2-Entscheidungen durch den Vektor $y(\omega)$ dargestellt werden. Das klassische zweistufige stochastische lineare Optimierungsproblem lässt sich dann folgendermaßen formulieren:[330]

$$\min z = c^T x + \mathrm{E}_\omega[\min q(\omega)^T y(\omega)] \tag{9}$$

$$s.t.\ Ax = b \tag{10}$$

$$T(\omega)x + Wy(\omega) = h(\omega) \tag{11}$$

$$x \geq 0, y(\omega) \geq 0 \tag{12}$$

Die erste Stufe wird durch den Entscheidungsvariablenvektor x $(n_1 \times 1)$ mit den zugehörigen erste Stufe Matrizen A $(m_1 \times n_1)$, b $(m_1 \times 1)$ und c $(n_1 \times 1)$ dargestellt. Als Nebenbedingungen der ersten Stufe gelten (10) und der erste Teil von (12).In der zweiten Stufe treten Zufallsereignisse $\omega \in \Omega$ ein. Für eine Realisierung ω sind nun die Daten der zweiten Stufe $q(\omega)$ $(n_2 \times 1$-Matrix), $h(\omega)$ $(m_2 \times 1$-Matrix), $T(\omega)$ $(m_2 \times n_1$-Matrix) und W $(m_2 \times n_2$-Matrix) bekannt.

Nachdem die Daten von q, T und h bekannt sind, müssen die Stufe-2-Entscheidungen $y(\omega)$ getroffen werden. Die Abhängigkeit y von ω beschreibt, dass die Entscheidung y bei einer anderen Realisierung von ω typischerweise anders ausfallen würde. Die Entscheidungen für y werden so getroffen, dass die Nebenbedingungen (11) und (12) eingehalten werden.

Die Zielfunktion (9) enthält hierbei einen deterministischen Teil der ersten Stufe $c^T x$ und einen Erwartungswert für den stochastischen Teil der zweiten Stufe $\mathrm{E}_\omega[\min q(\omega)^T y(\omega)]$, der alle Realisierungen des Zufallsereignisses ω berücksichtigt. Für jedes ω ist der Wert für $y(\omega)$ die Lösung eines linearen Optimierungsproblems.[331] Zur Bestimmung der Lösung des stochastischen Optimierungsproblems wird ein äquivalentes deterministisches Optimierungsproblem mit Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeitsverteilung in zwei Stufen gelöst.

Zur Bestimmung des Mehrwertes durch die explizite Berücksichtigung von Unsicherheiten bei der Lösung eines Optimierungsproblems können zwei Werte bestimmt werden:[332]

1. Der Wert der vollständigen Information (Expected Value of Perfect Information (EVPI)) misst die Zahlungsbereitschaft für das Wissen des tatsächlich eintretenden Ereignisses.

[330] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 59).
[331] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 59 f.).
[332] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 163 ff.).

2. Der Wert der stochastischen Lösung (Value of the Stochastic Solution (VSS)) gibt die Vorteilhaftigkeit der stochastischen Lösung an.

Zur Berechnung des EVPI wird einerseits der Zielfunktionswert des stochastischen Ansatzes und andererseits der erwartete Zielfunktionswert unter perfekter Voraussicht benötigt. Die Lösung des stochastischen Ansatzes wird in der Literatur auch als Here and Now Lösung (RP) für die Erststufenvariablen x bezeichnet (Gleichung (13)).[333]

$$RP = \min_{x} \mathrm{E}_{\omega} z(x, \omega) \tag{13}$$

Es wird dabei die zum Zeitpunkt der Optimierung optimale Entscheidung unter Berücksichtigung der Unsicherheit getroffen.
Die Lösung des Optimierungsproblems unter perfekter Voraussicht wird in der Literatur auch als Wait and See Lösung (WS) bezeichnet (Gleichung (14)).[334]

$$WS = E\left[\min_{x} z(x, \omega)\right] = \mathrm{E}_{\omega} z(\bar{x}(\omega), \omega) \tag{14}$$

Es wird dabei angenommen, dass der Entscheider auch mit seinen Erststufenentscheidungen warten kann, bis die Unsicherheit aufgelöst und die Ausprägung der Zufallsvariablen $\bar{x}(\omega)$ bekannt ist.
Der EVPI wird dann als die Differenz der beiden Lösungen berechnet (Gleichung (15)).[335]

$$EVPI = RP - WS \tag{15}$$

Für die Berechnung des VSS wird neben der Lösung des stochastischen Ansatzes die Lösung des Problems bei Ersatz der stochastischen Werte durch ihre Erwartungswerte benötigt. Wird für eine Entscheidungsvariable bei der Lösung des Optimierungsproblems der Erwartungswert der zugrundeliegenden Zufallsverteilung berücksichtigt und anschließend der Zielfunktionswert bei unterschiedlichen Realisierungen der stochastischen Größen ermittelt, so spricht man bei der Lösung vom Erwartungswert des Erwartungswert-Problems (EEV) (Gleichung (16)).[336]

$$EEV = \mathrm{E}_{\omega} z(\bar{x}(\bar{\omega}), \omega) \tag{16}$$

Dabei entspricht $\bar{x}(\bar{\omega})$ der optimalen Lösung des Erwartungswert-Problems, bei welchem die Zufallsvariablen durch ihre Erwartungswerte ersetzt werden. Dadurch wird ein deutlich leichter zu lösendes Optimierungsproblem geschaffen.
Der Wert der stochastischen Lösung wird als Differenz des Erwartungswerts des Erwartungswert-Problems und dem stochastischen Ansatz berechnet (Gleichung (17)).[337]

$$VSS = EEV - RP \tag{17}$$

[333] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 164).
[334] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 164).
[335] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 164).
[336] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 165).
[337] Vgl. Birge und Louveaux (2011, S. 165).

In der Energiewirtschaft treten häufiger Probleme auf, die mit Hilfe eines stochastischen Lösungsansatzes gelöst werden können. Eine solche Entscheidungsstruktur liegt z. B. im Strommarkt insbesondere vor, wenn Vermarktungsentscheidungen (z. B. bei einer kombinierten Vermarktung von Spot- und Regelleistung) getroffen werden müssen, bevor alle Preise bekannt sind. Dementsprechend wird in Teil III der vorliegenden Dissertation auf ein zweistufiges stochastisches Optimierungsmodell zurückgegriffen, um die Regelenergie- und Spotmarktvermarktung mit Elektrofahrzeugen zu beschreiben.

Zur Modellierung von Optimierungsproblemen können spezielle Programmiersprachen und Softwaresysteme genutzt werden, die eine kompakte Formulierung der Probleme ermöglichen. Nachfolgend wird das weitverbreitete Programmsystem GAMS (General Algebraic Modeling System)[338] verwendet. GAMS ist eine Programmierumgebung, die für die Modellierung von linearen und gemischt ganzzahligen Optimierungsproblemen entwickelt worden und insbesondere für große und komplexe Probleme nützlich ist.[339]

Zusammen mit der Programmierumgebung GAMS können spezielle numerische Solver, d. h. Programmpakete zur schnellen Lösung von Optimierungsproblemen, verwendet werden. Solche Programmpakete, wie der gewählte Solver Cplex[340], stellen in der Regel unterschiedliche Lösungsalgorithmen wie z.B. Primaler Simplex, Dualer Simplex, Branch and Bound bzw. Branch and Cut Verfahren zur Verfügung.[341]

[338] Vgl. GAMS Software GmbH (2017).
[339] Vgl. GAMS Software GmbH (2017).
[340] Vgl. GAMS Software GmbH (2017).
[341] Da die verschiedenen Optimierungsverfahren bereits in Cplex hinterlegt sind, wird für eine nähere Beschreibung auf die bestehende Fachliteratur verwiesen.

5.2 Lineare Approximation

Bei der linearen Approximation werden nichtlineare Funktionen durch stückweise stetige lineare Funktionen angenähert (vgl. Abbildung 5.1).

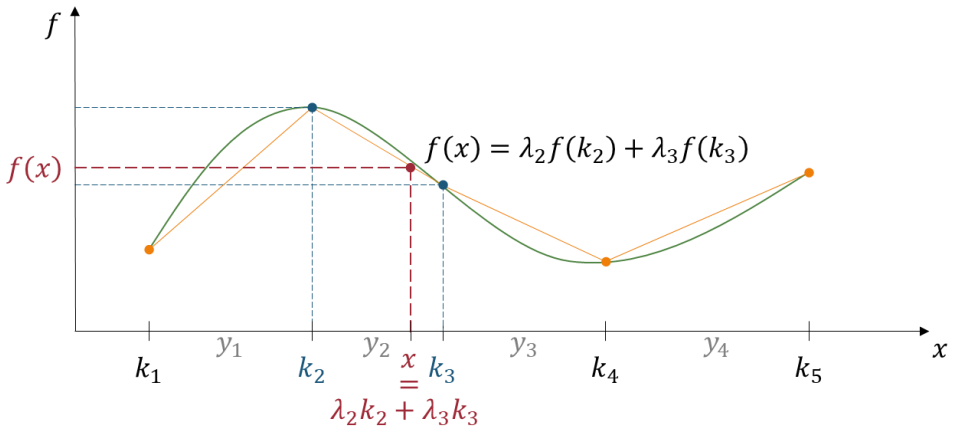

Abbildung 5.1: Lineare Approximation einer nichtlinearen Funktion[342]

Dies wird im Rahmen von Optimierungsproblemen eingeführt, damit die Modelle weiterhin als gemischt ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme formuliert und gelöst werden können.[343] Gegeben sei eine stückweise stetige lineare Funktion $f(x_1, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^{n} f_j(x_j)$ für jedes $j = 1, \dots, n$. Die Funktion f sei durch die Punkte $\{k_i, f(k_i)\}$ für $i = 1, \dots, m$ bestimmt. Jedes x_j zwischen den Stützstellen $k_1 \leq x \leq k_n$ kann als Linearkombination angegeben werden:

$$y = \sum_{i=1}^{m} \lambda_i k_i \,, \qquad \sum_{i=1}^{m} \lambda_i = 1 \,, \qquad \forall \lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_m) \in \mathbb{R}_+^m \tag{18}$$

Dann gilt, dass durch die Linearkombination der Funktionswerte die Funktion angenähert werden kann:

$$f(x) \approx \sum_{i=1}^{m} \lambda f(k_i) \,, \qquad \sum_{i=1}^{m} \lambda_i = 1 \,, \qquad \forall \lambda \in \mathbb{R}_+^m \tag{19}$$

Die Bedingungen (18) und (19) alleine sind für eine eindeutige Beschreibung der Approximation noch nicht ausreichend. Zusätzlich ist zu fordern, dass maximal zwei λ_i positive Werte annehmen und diese zudem benachbart sein müssen. Diese Bedingung kann durch Binärvariablen y_i für $i = 1, \dots, m-1$ ausgedrückt werden, wenn $y_i = 1$ gilt, sofern $k_i \leq x \leq k_{i+1}$ und ansonsten $y_i = 0$ gilt. Die Binärvariable y_i dient als Hilfsvariable, um zu bestimmen, in welchem Intervall x liegt.

[342] Eigene Darstellung nach Moritz (2006, S. 32).
[343] In diesem Kapitel wird die lineare Approximation allgemein nach Wolsey und Nemhauser (1999, S. 11) erörtert.

Durch die folgenden Nebenbedingungen wird das Intervall y_i bestimmt:

$$\lambda_1 \leq y_1 \tag{20}$$

$$\lambda_i \leq y_{i-1} + y_i \quad \forall i = 2, \dots, m-1 \tag{21}$$

$$\lambda_m \leq y_{m-1} \tag{22}$$

$$\sum_{i=1}^{m-1} y_i = 1 \quad \forall y_i \in \{0,1\} \tag{23}$$

Die Bedingung, dass nur zwei benachbarte λ_i positive Werte annehmen dürfen, kann alternativ in GAMS auch durch sogenannte Special Ordered Set of Type 2 (SOS 2) Bedingungen implementiert werden, die das Berechnungsverfahren beschleunigen.[344] In GAMS sind die Bedingungen für SOS 2 Variablen hinterlegt, sodass die Binärvariable y_i nicht eingeführt werden muss, sofern die λ_i als SOS 2 Variablen definiert werden.

Die lineare Approximation wird für zwei Erweiterungen von Ladestrategien in Teil II und für das Erstellen der Bietfunktion des Day-Ahead-Marktes in Teil III der vorliegenden Arbeit verwendet.

[344] Vgl. Beale und Tomlin (1970).

Teil II – Lastmanagement im Unternehmenskontext mit verschiedenen Ladestrategien für Elektrofahrzeuge

Bereits 2010 hat die Nationale Plattform Elektromobilität im ersten Zwischenbericht die gewerbliche Elektromobilität als vorrangig relevante Benutzergruppe identifiziert.[345] Die aktuellen Neuzulassungszahlen für die Elektromobilität sowie die Bestandszahlen an Elektrofahrzeugen (55,2 %)[346] des Kraftfahrtbundesamtes bestätigen die Relevanz dieser Nutzergruppe. Die Neuzulassungszahlen zeigen sogar noch deutlich mehr Zulassungen für Elektrofahrzeuge bei gewerblichen Haltern (69,4 %) im Vergleich zu privaten Haltern (30,6 %) auf.[347] Zudem ist davon auszugehen, dass bei der gewerblichen Elektromobilität mehrere Elektrofahrzeuge als Flottenfahrzeuge angeschafft werden. Der zeitgleiche Ladeprozess vieler Elektrofahrzeuge auf einem Firmengelände kann demnach deutlich schneller zu einer Netzüberlastung führen als ein einzelnes Elektrofahrzeug Zuhause. Wird zudem ein leistungsgemessener Gewerbebetrieb (vgl. Kapitel 4.2, S. 35) betrachtet, ist die maximale Bezugsleistung entscheidend für die Stromkosten des Unternehmens. Um den Kostenvorteil der laufenden Kosten der Elektrofahrzeuge im Vergleich zum herkömmlichen Verbrenner beizubehalten, dürfen die Strombezugskosten für ein Unternehmen nicht durch Elektrofahrzeuge deutlich erhöht werden.

Im Rahmen des geförderten Forschungsprojektes econnect ist die Einbindung von Elektrofahrzeugen in eine gewerbliche Fahrzeugflotte untersucht worden und die Autorin hat Ladestrategien für gewerbliche Elektrofahrzeugflotten entwickelt.[348] Darauf bauen die Untersuchungen in diesem Teil der Arbeit auf und untersuchen systematisch relevante Ladestrategien für gewerbliche Nutzungen der Elektromobilität. In einer Fallstudie wird darauf aufbauend das lokale Lastmanagement mit verschiedenen Ladestrategien für Elektrofahrzeuge im Unternehmenskontext betrachtet.

In Kapitel 6 wird die Problemstellung und Zielsetzung des Lastmanagements durch Elektrofahrzeuge im Kontext eines Unternehmens dargestellt. Kapitel 7 zeigt Spezifikationen für Ladestrategien auf, die sodann in Kapitel 8 in konkrete Modellierungen umgesetzt werden. In Kapitel 9 werden die betrachteten Ladestrategien in einer Fallstudie angewendet und ausgewertet. Kapitel 10 fasst die wesentlichen Erkenntnisse und Ergebnisse zum Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen in einem leistungsgemessenen Unternehmenskontext zusammen.

[345] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010b, S. 33).
[346] Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2017a, S. 15).
[347] Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2017b, S. 14).
[348] Vgl. Kier und Weber (2015, S. 64 ff.); vgl. VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (2015, S. 29 ff.).

6 Kontext und Zielsetzung des Lastmanagements mit Elektrofahrzeugen

Wird heutzutage ein Elektrofahrzeug ans Netz angeschlossen, startet der Ladevorgang sofort mit der maximal möglichen Ladeleistung. Der Ladeprozess wird entweder durch eine vollständig geladene Batterie oder durch eine Trennung vom Netz beendet. Aufgrund mangelnder Informationen – wie Abfahrtszeit, Anreize durch variable Tarife oder Lastmanagement – ist der einzige Anreiz: Das Fahrzeug möglichst sofort mit maximaler Leistung zu laden, damit es schneller für die nächste Fahrt verfügbar ist. Dies führt dann zum ungesteuerten, sofortigen Aufladen der Batterie.[349] Der Strombezug der Elektrofahrzeuge zum Aufladen der Batterie wird als unidirektionaler Stromfluss oder auch als Grid to Vehicle (G2V) bezeichnet.[350]

Sind nun einige Tausend oder sogar mehrere Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen, wie es die Ziele der Bundesregierung vorsehen (vgl. Kapitel 1, S. 1), kann in den Abendstunden, nach Feierabend, ein gleichzeitiger ungesteuerter Anschluss der Elektrofahrzeuge an der Ladeinfrastruktur zu einer deutlich erhöhten Stromnachfrage führen.[351] So kommt zu der bereits bestehenden Abendspitze der Stromnachfrage eine zusätzliche Erhöhung durch die Elektrofahrzeuge hinzu, die zu Netzüberlastungen führen kann.[352] Die langen Standzeiten der Elektrofahrzeuge in der Nacht ermöglichen jedoch eine Reduzierung der Ladeleistung oder eine Verschiebung des Ladeprozesses in spätere Stunden, was durch Lastmanagement in Form gesteuerter Ladeprozesse erreicht werden kann. Anreize für das gesteuerte Laden können u. A. Kosteneinsparungen durch unterschiedliche Tarife, aber auch die Vermeidung von Netzengpässen durch Reaktion auf Signale des Netzbetreibers sein. Einen weiteren Anreiz für das gesteuerte Laden stellt die direkte Nutzung der dezentralen erneuerbaren Erzeugung dar. Dies könnte beispielsweise einerseits die eigene PV-Anlage Zuhause oder aber die Photovoltaik-Erzeugung auf dem Parkplatz des Arbeitgebers sein. Auf dem Parkplatz des Arbeitgebers muss aufgrund langer Standzeiten der Ladeprozess nicht sofort starten und kann daher tagsüber in die Stunden mit hoher PV-Erzeugung verschoben werden. So können die Elektrofahrzeuge den Eigenstromverbrauch erhöhen und werden CO_2-neutral geladen.

Für die praktische Umsetzung des gesteuerten und vernetzen Ladens müssen heute jedoch noch einige Voraussetzungen geschaffen werden. Zu den Voraussetzungen zählt, dass die Elektrofahrzeuge über eine entsprechende Infrastruktur zum steuerbaren Laden mit dem

[349] Vgl. Kefayati und Baldick (2012).
[350] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 15).
[351] Vgl. Lyon et al. (2012).
[352] Vgl. Tran-Quoc, Clemot und Nguyen (2017).

Stromnetz verbunden sind. Zu den Voraussetzungen zählen auch die Kommunikationsstandards, die eine einheitliche Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladeinfrastruktur ermöglichen.[353] Die wichtigste Standardisierung stellt dabei die ISO/IEC 15118 dar, die u. A. auch die Weitergabe von Informationen aus dem Fahrzeug – z. B. benötigte Energiemenge, Abfahrtszeitpunkt, maximaler Ladestrom – an die Ladeinfrastruktur regelt.[354]

Zudem muss es möglich sein, Steuersignale für den Ladeprozess von der Ladeinfrastruktur an die Elektrofahrzeuge zu senden und die Elektrofahrzeuge müssen aktiv auf die Ladesignale reagieren können. Dabei müssen die Steuersignale verschiedene Informationen für unterschiedliche Ladestrategien enthalten. Für manche Ladestrategien ist es ausreichend, ein Signal zu senden, ob geladen werden darf oder nicht. Für andere Ladestrategien ist deutlich mehr Kommunikation erforderlich. Es werden Preissignale benötigt, anhand derer entschieden wird, ob ein Ladeprozess stattfindet oder nicht. Damit Preissignale sinnvoll den Ladeprozess beeinflussen können, ist es notwendig, dass zeitvariable Tarife an die Elektrofahrzeugnutzer weitergegeben werden.[355]

Auch die NPE sieht im Bereich der Ladeinfrastruktur weiterhin Forschungsbedarf, damit die Elektrofahrzeuge durch Energiemanagement in ein lokales Lastmanagement von Gebäuden eingebunden werden können.[356]

Zusätzlich zum normalen Ladeprozess der Elektrofahrzeuge kann die Fahrzeugbatterie auch wieder ins Stromnetz entladen werden. Der Stromfluss aus dem Fahrzeug in das Stromnetz wird als Vehicle to Grid (V2G) und der Stromfluss in beide Richtungen wird als Bidirektionalität bezeichnet.[357] Durch bidirektionales Laden können zusätzliche Anreize für gesteuertes Laden geschaffen werden. Liegen große Unterschiede in den Strompreisen vor, können Preisspreads genutzt werden, um in Zeiten mit niedrigen Preisen die Fahrzeugbatterie zu laden und in Zeiten mit hohen Preisen diese wieder zu entladen. So können Erlöse für den Elektrofahrzeugnutzer bei Vermarktung des Stroms generiert werden oder zumindest bei Rückspeisung zum eigenen Verbrauch im Haus die Energiekosten gesenkt werden.

Werden Elektrofahrzeuge in Verteilnetzen mit geringer Versorgungssicherheit betrachtet, kann der bidirektionale Ansatz auch genutzt werden, um den Stromverbrauch eines Hauses über mehrere Stunden aus der Fahrzeugbatterie zu decken.[358]

Ein weiterer Anwendungsfall für die Bidirektionalität ist die Lastglättung oder aber auch im Kontext leistungsgemessener Stromkunden die Spitzenlastreduktion. In Deutschland ist daher

[353] Vgl. Mültin (2014, S. 29 ff.).
[354] Vgl. Mültin (2014, S. 36).
[355] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 35).
[356] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2014, S. 58).
[357] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 15).
[358] Aufgrund einer hohen Versorgungssicherheit in Deutschland ist dieser Anreiz eher in anderen Ländern als in Deutschland gegeben.

die bidirektionale Einbindung der Elektrofahrzeuge in ein lokales Lastmanagement grundsätzlich vor allem für leistungsgemessene gewerbliche Nutzer relevant: Der Ladeprozess der Fahrzeugbatterien erhöht die Stromnachfrage des Unternehmens und kann durch ungesteuerte Aufladung Auswirkungen auf die Spitzenleistung des Unternehmens haben. Die maximale Bezugsleistung bestimmt bei leistungsgemessenen Kunden auch maßgeblich die Kosten des Strombezugs. Daher hat gesteuertes Laden eine entscheidende Rolle auf die Mehrkosten der Elektrofahrzeuge für einen leistungsgemessenen Gewerbebetrieb, der Elektrofahrzeuge in seinen Fuhrpark integrieren möchte. Werden die Elektrofahrzeuge in den Stunden geladen, in denen der Strombezug des Gewerbebetriebs an der Grenze der vertraglichen Spitzenlast liegt, kann die Leistungsgrenze durch die Elektrofahrzeuge überschritten werden. Das führt wiederum zu einer Erhöhung der Spitzenleistung und somit zu erhöhten Kosten (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Findet der Ladeprozess hingegen in Stunden statt, in denen deutlich weniger Strombezug durch den Gewerbebetrieb vorliegt, kann der Ladeprozess der Elektrofahrzeuge die Jahresbenutzungsdauer erhöhen und so zu einer glatteren Lastverteilung führen. Die bidirektionale Einbindung vieler Elektrofahrzeuge in eine Unternehmensflotte kann zur Spitzenlastreduktion genutzt werden, wenn seltene Lastspitzen des Unternehmens mit Strom aus den Elektrofahrzeugen aufgefangen werden.

In der Literatur sind zahlreiche Ausführungen verschiedener Ladestrategien zu finden, die sich mit kostenminimierendem Ladeverhalten, netzdienlichem Ladeverhalten, der Einbindung erneuerbarer Energien und/oder mit Vehicle to Grid beschäftigen. Ein Auszug aus der Literatur ist im Folgenden dargelegt.

Ghosh und Aggarwal (2017) betrachten in ihren Analysen kontrollierte Ladeprozesse durch Preisvorgaben als lineare Optimierungsprobleme zur Gesamtwohlfahrtsmaximierung sowie Erlösmaximierung der Ladestationen. Der Elektrofahrzeugnutzer kann dabei aus unterschiedlichen Tarifen für den Ladeprozess wählen. Die Preise der verschiedenen Tarife werden dafür in Realzeit in Abhängigkeit der benötigten Energiemenge – aus konventioneller oder erneuerbarer Erzeugung – und Ladedauer bestimmt und an die Ladeinfrastruktur weitergegeben. Durch die Wahl der Tarife ist auch eine Priorisierung für bevorzugte Ladeprozesse darstellbar.

Zhang und Li (2017) betrachten das optimale Lademanagement zur Energiekostenreduzierung für öffentliche/halböffentliche Parkplätze, an denen die Elektrofahrzeuge tagsüber lange Standzeiten aufweisen. Im Gegensatz zu hauptsächlichen Ladeprozessen in der Nacht Zuhause stellen insbesondere die Vorhersage der An- und Abfahrten ebenso wie dynamische Preise Herausforderungen an das Optimierungsverfahren. Um dem zu begegnen, verwenden die Autoren einen zweistufigen dynamischen Optimierungsansatz.

Tran-Quoc, Clemot und Nguyen (2017) untersuchen Ladestrategien für Elektrofahrzeuge, um die Ladekosten einer Ladestation zu senken und ebenso Engpassmanagement bei drohenden Netzüberlastungen durchführen zu können. Der Ladeprozess der Elektrofahrzeuge kann dabei

entweder ein oder ausgeschaltet sein, sodass ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem mit Binärvariablen betrachtet wird. Zudem wird der Algorithmus zur Echtzeitoptimierung in einem Feldtest angewandt.

Schuller et al. (2014) vergleichen ungesteuertes Laden, zeitverschobenes kostenminimierendes Laden und bidirektionales Laden im Hinblick auf wirtschaftliche Aspekte für den Elektrofahrzeugnutzer. Unter Berücksichtigung realistischer Fahrmuster können durch zeitverschobene Ladeprozesse die Kosten deutlich gesenkt werden. Zusätzliche Erlöse können durch das bidirektionale Laden erwirtschaftet werden und zusätzlich die Kosten anderer Elektrofahrzeugnutzer senken.

Lyon et al. (2012) gehen der Fragestellung nach, ob Strategien für die Ladesteuerung sinnvoll sind. Die Autoren analysieren die Kosten und auch die Erlöse für Ladestrategien, die den Ladeprozess von Peak-Zeiten am Tag in Off-Peak-Zeiten in der Nacht verschieben. Insbesondere durch variable Tarife können sehr hohe Einsparungen erzielt werden, dem stehen jedoch die hohen Investitionskosten für ein Smart Grid zur Berücksichtigung von Echtzeitpreisen entgegen.

Glanzer et al. (2011) betrachten ebenso gesteuertes Laden, um die Nachfrage der Elektrofahrzeuge in Peak-Zeiten zu reduzieren und in Off-Peak-Zeiten zu erhöhen. Dabei steht sowohl die Kostenreduzierung der Elektrofahrzeugnutzer sowie der kostenoptimale Ausbau des Stromnetzes im Fokus. Eine Erweiterung des Stromnetzes zu einem Smart Grid wird von den Autoren als vorteilhafter als stärkerer Netzausbau gesehen. Zusätzlich wird die bidirektionale Lademöglichkeit betrachtet, die jedoch zusätzliche Technik des Onboard-Ladegeräts voraussetzt.

Han et al. (2012) untersuchen zwei gesteuerte Ladeansätze zur besseren Einbindung von Elektrofahrzeugen in ein Smart Grid. Im ersten Ansatz wird für jedes Fahrzeug einzeln dezentral nach sechs verschiedenen Lademodi kostenminimierend und netzstabilisierend optimiert. Der dezentrale Algorithmus kann schnell auf Netzsituationen reagieren, aber das globale Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge kann nicht gesteuert werden. Im zweiten Ansatz erfolgt eine zentrale Optimierung, die weitere Netzrestriktionen berücksichtigt.

Seddig, Jochem und Fichtner (2017) untersuchen gesteuertes Laden in einem Parkhaus mit Integration der eigenen erneuerbaren Erzeugung für drei verschiedene Benutzergruppen: Flottenfahrzeuge, Pendler und Gelegenheitsparker. In ihrem Ansatz kombinieren die Autoren eine Monte Carlo Simulationen mit verschiedenen weiteren Optimierungsmethoden. Das gesteuerte Laden kann zu einer Verdopplung der Photovoltaik-Nutzung im Vergleich zum ungesteuerten Laden führen und die CO_2-Einsparungen für die Pendler sind am größten.

Jiang et al. (2017) analysieren die Kombination aus erneuerbarer Erzeugung und Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge in Verteilnetzen. Der gewählte Optimierungsansatz zeigt das Potenzial der bidirektional eingebundenen Elektrofahrzeuge zur Lastglättung sowie zur Erhöhung

der Abnahme der erneuerbaren Erzeugung auf, ohne dass das Fahrverhalten der Elektrofahrzeuge beeinträchtigt wird.

Wenzel et al. (2017) betrachten in ihren Analysen verschiedene Echtzeit-Ladealgorithmen für Elektrofahrzeuge aus der Perspektive eines Elektrofahrzeug-Aggregators, um Regelleistung anzubieten. Für die Bereitstellung von Regelleistung aus den Fahrzeugbatterien werden Elektrofahrzeugflotten betrachtet, die bidirektional ans Stromnetz angeschlossen sind. Für die praktische Umsetzung sind neben der einfachen Umsetzung und der Performance ebenso die Akkuratesse der Algorithmen entscheidend.

Demnach werden in der Literatur verschiedene Ladestrategien aus unterschiedlichen Perspektiven betrachtet. Im Gegensatz dazu werden in diesem Teil der vorliegenden Arbeit Elektrofahrzeuge in den Fuhrpark eines (größeren) Gewerbebetriebs integriert. Ein Ziel der Ausarbeitung ist eine mögliche Ausgestaltung steuerbarer Ladestrategien für leistungsgemessene Stromkunden aufzuzeigen, wenn Elektrofahrzeuge in den Fuhrpark integriert werden. Ein weiteres Ziel ist die Darstellung der sich daraus ergebenden Auswirkungen. Dazu werden verschiedene Ladestrategien entwickelt und vergleichend gegenübergestellt, die zu Kosteneinsparungen gegenüber dem ungesteuerten Laden für ein Unternehmen führen können. Für einen größeren Gewerbebetrieb ist zunächst davon auszugehen, dass die Kosten des Strombezugs ein wesentliches Entscheidungskriterium für Ladestrategien darstellen. Daher werden explizit die aktuell geltenden Randbedingungen für einen (größeren) Gewerbebetrieb in Deutschland berücksichtigt (vgl. Kapitel 1, S. 34). Mit Einführung von Smart Metern können zukünftig auch Haushalts- und kleinere Gewerbekunden ähnlichen Rahmenbedingungen unterliegen.

Als mögliche Ausgestaltung steuerbarer Ladestrategien für leistungsgemessene Stromkunden werden Strategien u. a. für kostenminimale Ladeprozesse oder das Einhalten der Spitzenlastgrenze herausgearbeitet. Andererseits gibt es für Gewerbebetriebe kostenseitige und nichtkostenseitige Argumente, beim Ladeprozess Strom aus einer eigenen Photovoltaikanlage des Gewerbebetriebs zu verwenden. Dies stellt einen Spezialfall der vorherigen Ladestrategien dar. Schließlich wird auch die Bidirektionalität als Ladestrategie analysiert. Hier kann der Gewerbebetrieb die Elektrofahrzeuge bei ausreichender Anzahl zur eigenen Lastglättung und zudem zur Spitzenlastreduktion verwenden.

Entscheidend für die praktische Realisierung verschiedenster Ladestrategien sind aber auch die Kosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden. Diese dürfen das Einsparungspotenzial durch die Ladestrategien nicht überschreiten, da sie ansonsten nicht mehr lukrativ sind. Auch die Auswirkungen bidirektionaler Ladeprozesse auf die zyklische Lebensdauer der Fahrzeugbatterie (vgl. Kapitel 2.2.1.2, S. 10) sollten berücksichtigt werden, damit der Fahrzeugnutzer bereit ist seine Batterie zur Verfügung zu stellen.

Die Auswirkung bidirektionaler Ladeprozesse auf die Batterielebensdauer werden in der vorliegenden Arbeit nicht weiter berücksichtigt, da ihre Quantifizierung eine eigenständige Forschungsarbeit darstellen würde.[359] Die Kosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden werden ebenso nicht mitberücksichtigt, da mit steigender Anzahl der Elektrofahrzeuge im Markt auch mit Kostensenkungen für Infrastruktur zum steuerbaren Laden auf das Niveau nicht steuerbarer Ladeinfrastruktur zu rechnen ist. Dennoch sollte beides bei der Ergebnisbewertung im Hinterkopf behalten werden.

[359] Für tiefergehende Analysen sei auf Dubarry, Devie und McKenzie (2017); Uddin, Dubarry und Glick (2018); Wang et al. (2016) verwiesen.

7 Spezifikation der zu untersuchenden Ladestrategien

Aus den zuvor genannten Gründen (vgl. Kapitel 6, S. 47) ist der Anwendungsfall eines leistungsgemessenen Gewerbekunden mit eigener Fahrzeugflotte besonders interessant für die Integration von Elektrofahrzeugen. Dabei kann die vorliegende Arbeit an den Ansätzen des Forschungsprojektes econnect anknüpfen und systematisch unterschiedliche Ladestrategien untersuchen und vergleichen.

Bei einem leistungsgemessenen Stromkunden (hier Gewerbekunde) umfassen die Stromkosten neben Abgaben und Steuern die reinen Energiekosten und die Leistungskosten. Das Leistungsentgelt ist ein Bestandteil der jährlichen Fixkosten, die sich aus dem maximalen Viertelstundenmittelwert des Leistungsbezugs multipliziert mit dem Leistungspreis berechnen (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Dementsprechend ist es für den Stromkunden wichtig, seine Spitzenlast nicht durch den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge in der Fahrzeugflotte zu erhöhen, um eine unnötige Erhöhung der Strombezugskosten zu vermeiden. Abbildung 7.1 zeigt beispielhaft die Last eines Unternehmens an einem Werktag und als Leistungsgrenze die Lastspitze, die durch das Unternehmen ohne Elektrofahrzeuge im Verlauf des Jahres erreicht wird.

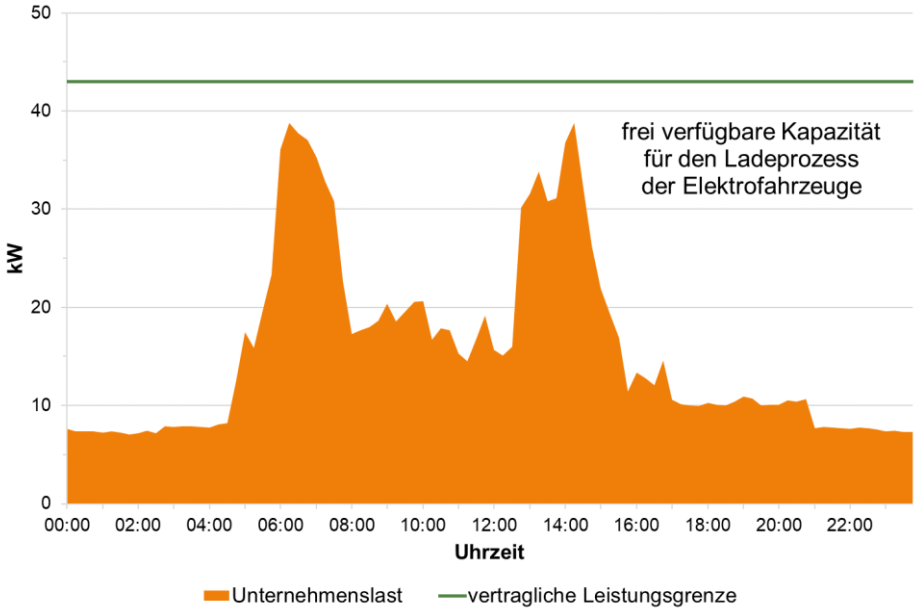

Abbildung 7.1: Frei verfügbare Kapazität für den Ladeprozess[360]

In Abbildung 7.1 ist ersichtlich, dass meist die Leistungsgrenze nicht erreicht wird und frei verfügbare Kapazität vorhanden ist, die für das Laden der Elektrofahrzeuge verwendet werden könnte, ohne die Leistungsgrenze zu überschreiten. Insbesondere in den Nachtstunden bezieht das Unternehmen nur sehr wenig Strom.

[360] Eigene Darstellung nach den Feldtestdaten des Forschungsprojektes econnect.

Unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitsaspekten sind vor diesem Hintergrund neun verschiedene Ladestrategien entwickelt worden, die als Ziele die Füllstandsmaximierung sowie die kostenminimale Integration der Elektrofahrzeuge in den Unternehmensstrombezug verfolgen. Dabei wird nach Grundladestrategien und zusätzlichen Erweiterungen unterschieden. In den Grundladestrategien werden in unterschiedlicher Form verschiedene Komponenten der Ladekosten für die Elektrofahrzeuge sowie eine Spitzenlastbeschränkung für das Unternehmen berücksichtigt. Die Erweiterungen können zusätzlich jede Grundladestrategie um weitergehende technische Systemaspekte ergänzen. In Tabelle 7.1 ist ein Überblick der in der vorliegenden Arbeit betrachteten Ladestrategien zusammengestellt.

Tabelle 7.1: Überblick der betrachteten Ladestrategien

Ladestrategie	Bezeichnung	Zuordnung
1.	Ungesteuertes Laden	Grundladestrategie
2.	Energiekostenminimales Laden	Grundladestrategie
3.	Kapazitätsbeschränktes Laden	Grundladestrategie
4.	Energiekostenminimales Laden mit Kapazitätsbeschränkung	Grundladestrategie
5.	Kostenminimales Laden	Grundladestrategie
6.	Laden mit eigenproduziertem PV-Strom	Erweiterung
7.	Vehicle to Grid	Erweiterung
8.	Ladekurve	Erweiterung
9.	Strompreisbegrenzung	Erweiterung

Beim herkömmlichen Ladeprozess werden die Elektrofahrzeuge an die Ladesäule angeschlossen und der Ladeprozess beginnt sofort bis die Fahrzeugbatterie vollständig geladen ist. Diese Form des Ladeprozesses berücksichtigt lediglich die technischen Restriktionen des Ladeprozesses und wird im weiteren Verlauf als ungesteuertes Laden bezeichnet. Sie stellt die erste Ladestrategie dar und wird hier als Referenz verwendet. Bei der Ladestrategie werden keine Kosten optimiert, sondern das Ziel ist das möglichst schnelle und vollständige Laden der Fahrzeugbatterie. Dabei wird die Unternehmenslast nicht berücksichtigt und u. U. kann bereits ein einzelnes Elektrofahrzeug zu einer Erhöhung der Leistungsspitze des Unternehmens führen.

Bei der zweiten, energiekostenminimalen Ladestrategie werden bei der Optimierung die Strombezugskosten minimiert. Für Endkunden führt dies nur dann unmittelbar zu Einsparungen, wenn sie variable, an den Spotpreis angekoppelte Strompreise zahlen. Denn bei einheitlichen Strompreisen haben Kunden keinen Anreiz, den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge zu verschieben. Durch die Berücksichtigung variabler Strompreise zahlt der Elektrofahrzeugbesitzer zu unterschiedlichen Zeiten verschiedene Preise für den gleichen Strombezug. Dadurch verschiebt die Optimierung den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge in die Stunden mit den

günstigsten Strompreisen. Nun kann es jedoch sein, dass in der Mittagszeit die Strompreise aufgrund hoher PV-Einspeisung sehr gering sind. Zu dieser Zeit hat das Unternehmen selbst schon einen relativ hohen Leistungsbezug, weshalb das Laden der Elektrofahrzeuge zu günstigen Preisen u. U. die Leistungsgrenze überschreitet. Das führt dann wieder zu einer Erhöhung der Stromkosten.

In der dritten, kapazitätsbeschränkten Ladestrategie wird die Leistungsgrenze als einzuhaltende Restriktion bei der Optimierung eingeführt, um Stromkostenerhöhungen der zuvor geschilderten Art zu vermeiden. Ein Elektrofahrzeug wird in diesem Fall geladen, wenn es an der Ladesäule angeschlossen wird, jedoch nur bis zur Leistungsgrenze des Unternehmens. Wird die Leistungsgrenze erreicht, wird der Strombezug für die Elektrofahrzeuge gedrosselt und der Ladeprozess verlängert sich bis das Fahrzeug vollständig geladen ist. Da die Elektrofahrzeuge in der Nacht lange Standzeiten haben, führt eine Verlängerung des Ladeprozesses in der Regel nicht zu Problemen. Bei dieser Ladestrategie steht wieder die Batteriefüllstandmaximierung im Vordergrund, da keine Strompreise für die Optimierung beachtet werden.

Als Kombination der zweiten und dritten Ladestrategie werden bei der vierten, kapazitätsbeschränkten und energiekostenminimalen Ladestrategie sowohl die Leistungsgrenze des Unternehmens als auch die variablen Stromtarife berücksichtigt. Wie bei der dritten Ladestrategie, wird die Leistungsgrenze exogen vorgegeben und gleich der Leistungsgrenze des Unternehmens ohne Elektrofahrzeuge gesetzt.

Es kann zu weiteren Kosteneinsparungen führen, wenn im Modell selbst die Leistungsgrenze festgesetzt wird, weshalb dies im Rahmen einer fünften Ladestrategie betrachtet wird. Diese berücksichtigt alle Kosten aus Sicht des Unternehmens mit den jeweiligen Preisen, sodass dies die umfassend kostenminimale Ladestrategie darstellt. Interessant ist dieser Anwendungsfall vor allem dann, wenn mehrere Elektrofahrzeuge im Fuhrpark enthalten sind, mit einer höheren Ladeleistung geladen wird und/oder die Fahrzeuge auch Strom zurück ins Netz speisen können.

Die bis hierher beschriebenen Ladestrategien werden im weiteren Verlauf als Grundladestrategien bezeichnet. Die weiteren Ladestrategien sind als Erweiterungen anzusehen, die mit jeder Grundladestrategie kombiniert werden können.

Zum einen kann hier das CO_2-neutrale Laden betrachtet werden, bei dem Strom aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Deshalb wird in der sechsten Ladestrategie das kostenminimale Laden um das Laden aus eigenproduziertem Photovoltaik-Strom erweitert. In der Kostenbetrachtung führt hierbei die Erhöhung des Eigenstromverbrauchs zu einer Reduzierung der Stromkosten.

Um zukünftige weitergehende technische Möglichkeiten zu berücksichtigen, wird in der siebten, der sogenannten V2G Ladestrategie, das Zurückspeisen von Strom aus dem Elektrofahr-

zeug betrachtet. Für diese Ladestrategie wird auf der kostenminimalen Ladestrategie aufgebaut, jedoch wird die Möglichkeit berücksichtigt, dass Elektrofahrzeuge bei niedrigen Strompreisen geladen werden und bei hohen Strompreisen Strom zurück ins Netz speisen können. Damit ist es auch möglich, durch den Strom aus den Elektrofahrzeugen die Last des Unternehmens zu senken, sodass die Leistungsgrenze des Unternehmens durch die Elektrofahrzeuge positiv beeinflusst werden kann.

Wie in Kapitel 2.2.1.3 (S. 11) beschrieben, wird die Fahrzeugbatterie während des Ladeprozesses nicht durchgehend mit konstantem Strom geladen, sondern abhängig vom Batteriefüllstand mit abnehmendem Strom. Daher wird in der achten Ladestrategie untersucht, inwiefern sich eine solche Ladekurve auf den Ladeprozess auswirkt.

Um die nichtlineare Ladekurve in der Optimierung berücksichtigen zu können, wird die Begrenzung des Ladestroms in der Ladestrategie durch eine lineare Approximation (vgl. Kapitel 5.2, S. 44) des im Feldtest des Forschungsprojektes econnect gemessenen Ladeverlaufs modelliert. Diese Ladestrategie bildet somit den tatsächlichen Ladeverlauf detaillierter ab.

In der neunten Ladestrategie wird der Zusammenhang zwischen höherem Ladefüllstand beim Abfahren und dem Ausnutzen günstiger Strompreise abgebildet. Dazu wird ein maximaler Ladegrenzpreis (Strompreisbegrenzung) in Abhängigkeit des Endfüllstands festgelegt. Je voller die Fahrzeugbatterie am Ende des Ladeprozesses ist, desto niedrigere Strompreise werden für das Laden zugelassen. Die Vorgaben für die Strompreisbegrenzung werden durch eine lineare Approximation der zugrundeliegenden nichtlinearen Funktion abgebildet.

Diese Ladestrategie berücksichtigt Nutzervorgaben für einen maximalen Strompreis, den sie bereit sind, für den Ladeprozess zu bezahlen. So werden günstige Strompreise für höhere Füllstände ausgenutzt. Nur wenn hinreichend niedrige Strompreise vorliegen, erfolgt eine Aufladung des Fahrzeugs zu 100 %. In anderen Fällen wird das Fahrzeug z. B. nur zu 80 % geladen, wenn der Strompreis höher ist. Die fehlenden Kilowattstunden werden dann in den folgenden Ladeprozessen geladen, wenn die Strompreise wieder unterhalb der Zahlungsbereitschaft für eine vollständige Batterieladung liegen. Da meist nicht die gesamte Batteriekapazität für die nächste zurückzulegende Wegstrecke benötigt wird, führt eine Verschiebung der vollständigen Batterieladung nicht zu Problemen. Um bestehenden Reichweitenängsten entgegenzutreten, kann diese Ladestrategie mit einer Mindestfüllstandvorgabe verknüpft werden. Daher wird in der betrachteten Anwendung bis zu einem Batteriefüllstand von 50 % keine Strompreisbegrenzung festgesetzt, sodass die Batterie mindestens zu 50 % während des Ladeprozesses geladen wird.

Die vorgestellten Ladestrategien werden in den nächsten Kapiteln als mathematische Optimierungsprobleme dargestellt. In einer Anwendungsstudie wird im Backtesting ein Jahr (2014/2015) betrachtet sowie die zukünftigen Potenziale für die Jahre 2020 und 2030 unter-

sucht. Die verschiedenen Ladestrategien werden als lineare bzw. gemischt ganzzahlige Optimierungsprobleme in GAMS implementiert (vgl. Kapitel 5.1, S. 39) und unter Nutzung des dort verfügbaren Solvers Cplex gelöst.

Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass hier durchweg unter der Prämisse einer perfekten Voraussicht modelliert wird. Die Ergebnisse zu den erzielbaren Kosteneinsparungen bei der Integration der Elektrofahrzeuge in das Energiesystem eines Gewerbekunden sind daher als Obergrenze zu interpretieren, da das steuerbare Laden bestmöglich in Kenntnis zukünftiger Preise und Lastverläufe erfolgt.

8 Modellierung der Ladestrategien

Die in Kapitel 7 identifizierten Ladestrategien werden in den nächsten Abschnitten mathematisch modelliert. In Kapitel 8.1 werden die zuvor identifizierten Grundladestrategien betrachtet und in Kapitel 8.2 werden die Erweiterungen zu den Ladestrategien dargestellt.
Sofern bei den Gleichungen keine zusätzlichen Einschränkungen angegeben sind, sind sie jeweils für folgende Mengen gültig:

- $i \in I$
  I ist die Menge aller betrachteten Elektrofahrzeuge.
- $k \in K$
  K ist die Menge aller Indizes der Stützstellen.
- $t \in T$
  T ist die Menge aller betrachteten Zeitschritte.
  In der Notation der Gleichungen werden t und d als Alias verwendet, sodass in einer Gleichung verschiedene Zeitschritte miteinander kombiniert werden können.
- $t \in T^{end}$
  T^{end} ist die Menge aller Endzeitpunkte der Ladeprozesse.

8.1 Grundladestrategien

Unter Grundladestrategien werden, wie zuvor dargestellt, Ladestrategien verstanden, die für sich allein genommen zur Optimierung des Ladeprozesses eingesetzt werden können. In den nächsten Teilkapiteln werden die zuvor identifizierten fünf Grundladestrategien detailliert betrachtet und als Optimierungsproblem formuliert.
Das ungesteuerte Laden wird als Referenzladestrategie betrachtet (vgl. Kapitel 8.1.1). Als Grundladestrategien werden das energiekostenminimale Laden (vgl. Kapitel 8.1.2), das kapazitätsbeschränkte Laden (vgl. Kapitel 8.1.3), das energiekostenminimale Laden mit Kapazitätsbeschränkung (vgl. Kapitel 8.1.4) sowie das kostenminimale Laden (vgl. Kapitel 8.1.5) formuliert.

8.1.1 Ungesteuertes Laden

Das ungesteuerte Laden simuliert den „natürlichen“ Ladeprozess nach Anschluss an die Ladesäule mit dem Ziel der Füllstandmaximierung. Das ungesteuerte Laden entspricht einer „naiven“ Ladestrategie – im Englischen wird diese auch als „dumb charging“, also „dummes Laden“ bezeichnet. Sie wird deshalb als Referenzladestrategie verwendet, gegen die die steuernden Ladestrategien verglichen werden müssen.

Als technische Restriktionen werden hier die Ladeleistung, die Batteriekapazität sowie die Ladeverluste berücksichtigt. Das ungesteuerte Laden wird dann durch ein lineares Maximierungsproblem (vgl. Kapitel 5.1, S. 39) beschrieben:
In der Zielfunktion Z_1 wird der Batteriefüllstand $Q_{i,t}$ für jedes Elektrofahrzeug i und für jeden Zeitschritt t maximiert (Gleichung (24)).

$$\max Z_1$$
$$\mathrm{Z}_1 = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} Q_{i,t} \tag{24}$$

Das Basismodell simuliert den unkontrollierten Ladeprozess, weshalb es keine ökonomischen Restriktionen, sondern nur technische Nebenbedingungen gibt.
Gleichung (25) beschreibt die Begrenzung der Ladeleistung pro Elektrofahrzeug und Zeitschritt $P_{i,t}$ durch die maximal mögliche Ladeleistung pro Elektrofahrzeug p_i^{max}. Der Wert wird entweder durch das Elektrofahrzeug oder die Ladeinfrastruktur vorgegeben.

$$P_{i,t} \leq p_i^{max} \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{25}$$

Die Batteriekapazität eines Elektrofahrzeuges q_i^{Kap} beschränkt den Füllstand der Batterie des Elektrofahrzeugs in jedem Zeitschritt $Q_{i,t}$ (Gleichung (26)).

$$Q_{i,t} \leq q_i^{Kap} \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{26}$$

Gleichung (27) beschreibt den Ladeprozess: Der Füllstand der Batterie setzt sich aus dem Batteriefüllstand des vorherigen Zeitschrittes $Q_{i,t-1}$ und der Lademenge aus dem jetzigen Zeitschritt $P_{i,t} \cdot \Delta t$ zusammen. Bei der Batteriefüllstandsbestimmung werden Ladeverluste γ in Höhe von 10 % berücksichtigt.[361]

$$Q_{i,t} = Q_{i,t-1} + (1-\gamma) \cdot P_{i,t} \cdot \Delta t \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{27}$$

$P_{i,t}$ bezeichnet die Ladeleistung in kW. Multipliziert mit der Dauer des Zeitintervalls in Stunden Δt ergibt sich die Lademenge in kWh. Für den ersten Optimierungszeitschritt wird der Anfangsfüllstand (SOC) zu Beginn des Ladeprozesses statt $Q_{i,t-1}$ verwendet.

8.1.2 Energiekostenminimales Laden

Aus ökonomischer Sicht ist es naheliegend, die Kosten beim Laden zu minimieren. Daher wird hier zunächst eine Ladestrategie mit Minimierung der Strombezugskosten für die Elektrofahrzeuge betrachtet. Es wird hierbei davon ausgegangen, dass es zukünftig Stromtarife mit zeitvariablen Preisen für Endkunden geben wird bzw. dass der Stromlieferant die Optimierung im Auftrag des Kunden durchführt und der Kunde an den Kosteneinsparungen beteiligt wird. Daher werden für die Modellierung die Großhandelspreise zuzüglich der gesetzlich festgelegten

[361] Vgl. Pehnt, Höpfner und Merten (2007, S. 6).

Zuschläge verwendet. Die Spitzenlast des Unternehmens sowie der Leistungspreis finden hier keine Berücksichtigung – die Ladestrategie bildet daher den Fall eines nicht leistungsgemessenen Kunden (derzeit mit einem Jahresstromverbrauch unter 100.000 kWh) ab.

Die Ladestrategie macht sich zu Nutzen, dass die Elektrofahrzeuge – meist über Nacht – eine lange Zeit an der Ladesäule angeschlossen sind. So ist es möglich, den Ladeprozess auf Zeiten mit niedrigen Preisen zu verschieben. Sollte die Fahrzeugreichweite des Elektrofahrzeugs aufgrund eines unzureichenden Füllstands in der Batterie nicht ausreichend sein und muss auf ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor ausgewichen werden, entstehen dadurch dem Unternehmen Kosten. Daher werden als Opportunitätskosten für einen unzureichenden Batterieladeprozess die durchschnittlichen Betriebskosten[362] eines herkömmlichen Fahrzeugs mit Verbrennungsmotor pro km auf die fehlenden kWh des Elektrofahrzeugs umgerechnet.[363] Damit das Fahrzeug beim Verlassen der Ladesäule trotzdem möglichst vollständig geladen ist, ist es wichtig, dass der Endzeitpunkt der Ladung sowie der Batteriefüllstand zu Beginn des Ladeprozesses bekannt sind. Die ISO/IEC 15118 legt in der Standardisierung der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladeinfrastruktur die Grundlage für die Weitergabe dieser Informationen (vgl. Kapitel 6, S. 47).

Bei der Modellierung wird das energiekostenminimale Laden als Minimierungsproblem formuliert und die Zielfunktion ist in zwei Teile gegliedert (Gleichung (28)). Im ersten Teil der Zielfunktion Z_2 werden die Energiekosten dargestellt: Die Summe der für den Ladeprozess bezogenen Strommenge $P_{i,t} \cdot \Delta t$ wird für alle Elektrofahrzeuge mit dem Strompreis des entsprechenden Zeitschritts c_t multipliziert. Anschließend werden die Stromkosten für die Ladeprozesse aller Zeitschritte summiert. Der zweite Teil der Zielfunktion ist ein ökonomischer Strafterm für das nicht vollständige Laden eines Elektrofahrzeuges bis zum Ende des Ladeprozesses. Dabei dient $g_{i,t}^{end}$ als Indikatorfunktion, die für jedes Elektrofahrzeug den Endzeitpunkt des Ladeprozesses angibt. So geht der Strafterm nur für den Endzeitpunkt t^{end} mit $g_{i,t}^{end} = 1$ in die Zielfunktion ein, wenn in diesem Zeitschritt das Elektrofahrzeug nicht vollständig geladen ist, d. h. der Term $q_i^{Kap} - Q_{i,t}$ strikt positiv ist. Der Strafterm für das nicht vollständige Laden der Fahrzeugbatterie wird mit ϑ so gewichtet, dass er den Kosten für das Ausweichen auf ein herkömmliches Fahrzeug entspricht.

$$\min Z_2$$

$$Z_2 = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} P_{i,t} \cdot \Delta t \cdot c_t + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T^{end}} g_{i,t}^{end} \cdot \left(q_i^{Kap} - Q_{i,t}\right) \cdot \vartheta \qquad \textbf{(28)}$$

[362] Auf die Berücksichtigung von Anschaffungskosten wird verzichtet, da davon ausgegangen wird, dass in den betrachteten Jahren noch zusätzliche konventionelle Fahrzeuge im Fuhrpark enthalten sind, auf die zurückgegriffen werden kann.

[363] Für die Berechnung sei auf Anhang I (S. XXVIII) verwiesen.

Für die energiekostenminimale Ladestrategie gelten weiterhin die technischen Restriktionen entsprechend der Gleichungen (25) - (27) aus Kapitel 8.1.1 (S. 58).

8.1.3 Kapazitätsbeschränktes Laden

Um bei leistungsgemessenen Stromkunden das Überschreiten der Leistungsgrenze zu verhindern, kann eine kapazitätsbeschränkte Ladestrategie verfolgt werden. Für die Ladestrategie werden die jährliche (erwartete) Lastspitze sowie der Lastgang des Unternehmens als Inputparameter benötigt.

Die Zielfunktion für die Ladestrategie entspricht der Zielfunktion Z_1 des ungesteuerten Ladens (Gleichung (24), S. 59) und ist wiederum eine Füllstandsmaximierung. Zusätzlich zu den Restriktionen des ungesteuerten Ladens (Gleichungen (25) - (27), Kapitel 8.1.1, S. 58) wird jedoch eine zusätzliche Restriktion benötigt, die das Überschreiten der Leistungsgrenze verhindert. Zur Summe der Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge $\sum_{i \in I} P_{i,t}$ wird die Last des übrigen Unternehmens p_t^{Last} addiert. Diese Gesamtsumme muss unterhalb der Spitzenlastgrenze p^{maxL} liegen (Gleichung (29)).

$$\sum_{i \in I} P_{i,t} + p_t^{Last} \leq p^{maxL} \qquad \forall t \in T \tag{29}$$

Gleichung (29) fordert die Einhaltung der Leistungsgrenze und ist in jedem Zeitschritt gültig.

8.1.4 Energiekostenminimales Laden mit Kapazitätsbeschränkung

Die Energiekostenminimierung mit zusätzlicher Kapazitätsbeschränkung kombiniert die in den Kapiteln 8.1.2 und 8.1.3 vorgestellten Ladestrategien. Sie berücksichtigt somit neben dem Ziel der Energiekostenminimierung zusätzlich die für leistungsgemessene Kunden relevante Spitzenlast. Mit dieser Ladestrategie können entsprechend die Strombezugskosten unter Beachtung der Spitzenlast minimiert werden.

Die Zielfunktion entspricht daher der Zielfunktion Z_2 aus dem energiekostenminimalen Laden (Gleichung (28), S. 60). Die Nebenbedingungen werden aus dem kapazitätsbeschränkten Laden übernommen (Gleichungen (25) - (27), S. 59 sowie Gleichung (29)).

8.1.5 Kostenminimales Laden

Das kostenminimale Laden ermöglicht eine modellinterne Festlegung der Leistungsgrenze während des Ladeprozesses. Bei dieser Ladestrategie werden nicht nur die Strombezugskosten, sondern auch die Kosten für die Bereitstellung der Spitzenleistung (Leistungsentgelt) minimiert. Für zukünftige Betrachtungen ist dies von besonderem Interesse, da im Rahmen der Optimierung die Leistungsgrenze des Unternehmens, z. B. durch Deckung der Unternehmensspitzenlast aus den Elektrofahrzeugen (V2G), herabgesetzt werden kann. Andererseits

kann eine Anhebung der Leistungsgrenze bei steigender Anzahl an Elektrofahrzeugen kostengünstiger sein als auf herkömmliche Fahrzeuge zurückgreifen zu müssen, da die Elektrofahrzeuge nicht ausreichend geladen sind. Als Grundlage dient die energiekostenminimale Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung (vgl. Kapitel 8.1.4). Die Zielfunktion des energiekostenminimalen Ladens (Gleichung (28), S. 60) wird dabei entsprechend ergänzt, sodass die modellinterne Festsetzung der Leistungsgrenze ermöglicht wird. Gleichung (30) beschreibt die ergänzte Zielfunktion Z_3. Dabei wird die Leistungsspitze P^{LG} mit dem entsprechenden Leistungspreis c^{LP} bewertet.

$$\min Z_3$$

$$Z_3 = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} P_{i,t} \cdot \Delta t \cdot c_t + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T^{end}} g_{i,t}^{end} \cdot \left(q_i^{Kap} - Q_{i,t}\right) \cdot \vartheta + P^{LG} \cdot c^{LP} \qquad \textbf{(30)}$$

Zudem wird Restriktion (29) (S. 61) zur Einhaltung der Leistungsgrenze angepasst, indem der Parameter p^{maxL} durch die Variable P^{LG} ersetzt wird, um eine modellinterne Festlegung der Leistungsgrenze zu ermöglichen.

$$\sum_{i \in I} P_{i,t} + p_t^{Last} \leq P^{LG} \qquad \forall t \in T \qquad \textbf{(31)}$$

Gleichung (31) begrenzt somit die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge. Die Grenze wird nun unter Berücksichtigung der Gesamtkosten für den Betrachtungszeitraum im Modell optimiert. P^{LG} ist eine ganzzahlige positive Variable, da der Leistungspreis aufgerundet für jedes Kilowatt zu entrichten ist (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Zudem werden die technischen Nebenbedingungen (Gleichungen (25)-(27), S. 59) weiterhin berücksichtigt.

8.2 Erweiterungen

In den folgenden Kapiteln wird die Modellierung der Erweiterungen zu den bereits vorgestellten Ladestrategien eingeführt, die die Grundladestrategien ergänzen können. In der ersten Erweiterung wird Strom aus erneuerbaren Energien berücksichtigt (vgl. Kapitel 8.2.1). Insbesondere für zukünftige Betrachtungen ist die Möglichkeit von Vehicle to Grid, die in der zweiten Erweiterung erörtert wird, interessant (vgl. Kapitel 8.2.2). Die Berücksichtigung des typischen Batterieladeverhaltens – betrachtet in der dritten Erweiterung – impliziert eine geringere Ladeleistung zum Ende des Ladeprozesses. Dadurch wird die Realität genauer abgebildet (vgl. Kapitel 8.2.3) und in der Konsequenz verlängert sich der Ladeprozess. In der letzten Erweiterung wird eine Strompreisgrenze vorgegeben, sodass die Elektrofahrzeuge nur bei Strompreisen unterhalb der Strompreisbegrenzung geladen werden dürfen (vgl. Kapitel 8.2.4).

8.2.1 Berücksichtigung von Strom aus erneuerbaren Energien

Elektrofahrzeuge können ihr CO_2-Einsparungspotenzial erst dann richtig ausschöpfen, wenn sie zu 100 % aus erneuerbaren Energien geladen werden. Daher wird bei der hier vorgestellten Ladestrategie die Einbindung des eigenerzeugten Solarstroms in den Ladeprozess berücksichtigt.[364]

Die Elektrofahrzeuge können in diesem Fall sowohl durch Solarstrom als auch durch herkömmlichen Strombezug geladen werden. Der nicht für die Unternehmenslast eigenverbrauchte PV-Strom wird für den Ladeprozess verwendet oder ins Netz eingespeist. Bei der Modellierung wird zuerst das Unternehmen aus der PV-Anlage versorgt und danach erst die Elektrofahrzeuge. Dieser Ansatz ist gewählt worden, um die Mehrkosten durch die Elektrofahrzeuge für das Unternehmen genauer abbilden zu können. Als Opportunitätskosten für den in Elektrofahrzeugen genutzten, eigenerzeugten PV-Strom wird daher die entgangene Einspeisevergütung sowie die zu zahlende EEG-Umlage[365] angesetzt.

Bei der Betrachtung dieser Ladestrategie soll nicht die Vorteilhaftigkeit einer Photovoltaikanlage im Vordergrund stehen, sondern die zusätzlichen Einsparpotenziale für den Elektrofahrzeugnutzer. Zur Berechnung der Einsparpotenziale dieser Ladestrategie werden daher den ermittelten Kosten die Stromkosten des Unternehmens unter Berücksichtigung der PV-Erzeugung entgegengestellt.

Durch den Eigenverbrauch des Solarstroms beträgt der Netzbezug des betrachteten Unternehmens zwar keine 100.000 kWh mehr, die zu einer verpflichtenden Leistungsmessung führen (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Dennoch wird die Höhe der Unternehmenslast bei der Modellierung nicht angepasst, um die Vergleichbarkeit zu den Ladestrategien ohne PV-Berücksichtigung zu gewährleisten. Für die modellhafte Abbildung wird die Zielfunktion Z_3 (Gleichung (30), S. 62) so angepasst, dass der Eigenverbrauch des Unternehmens mit berücksichtigt wird. Der bisher konstante Term der Unternehmenslastkosten wird nun in die Zielfunktion aufgenommen. Dabei wird die Unternehmenslast durch den Eigenverbrauch des Unternehmens reduziert und der Restverbrauch wird mit den Strombezugspreisen bewertet. Die Art der Modellierung geht davon aus, dass zuerst der Solarstrom für das Unternehmen und der weitere Solarstrom, der andernfalls ins Netz eingespeist werden würde, für die Elektrofahrzeuge verwendet wird. Die Opportunitätskosten für die Elektrofahrzeuge durch die entgangene Einspeisevergütung gehen nur implizit in die Zielfunktion ein, da weniger Kosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge entstehen. Als Kosten werden somit in Gleichung (32) einerseits die Strombezugskosten für die Unternehmenslast $p_t^{Last} \cdot \Delta t \cdot c_t$ unter Berücksichtigung des Eigenstromverbrauchs der Solaranlage $P_t^{PV_{Last}}$, die EEG-Umlage für

[364] Ebenso kann die Einbindung einer anderen erneuerbaren Energiequelle wie z. B. einer Windkraftanlage erfolgen.

[365] Vgl. § 61 EEG. Um eine allgemeingültigere Aussage treffen zu können, ist darauf verzichtet worden die EEG-Umlage aufgrund einer Bestandsanlage zu reduzieren.

den Eigenverbrauch $\left(P_t^{PV_{Last}} + P_{i,t}^{PV}\right) \cdot \Delta t \cdot c^{EEG}$ und andererseits die Kosten für den Strombezug aus dem Netz für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge $P_{i,t} \cdot \Delta t \cdot c_t$ berücksichtigt. Die Einspeisevergütung für den ins Netz eingespeisten Solarstrom $P_t^{PV_{Einsp}} \cdot \Delta t \cdot c^{Einsp}$ wird von den Kosten abgezogen. Die Bestrafung unvollständiger Ladeprozesse geht ebenso zusätzlich wie die modellinterne Festsetzung der Leistungsgrenze in die Zielfunktion ein.

$$\min Z_4$$

$$Z_4 = \sum_{t \in T} \left(\left(p_t^{Last} - P_t^{PV_{Last}} + \sum_{i \in I} P_{i,t} \right) \cdot \Delta t \cdot c_t + \left(P_t^{PV_{Last}} + P_{i,t}^{PV}\right) \cdot \Delta t \cdot c^{EEG} - P_t^{PV_{Einsp}} \cdot \Delta t \cdot c^{Einsp} \right) + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T^{end}} g_{i,t}^{end} \cdot \left(q_i^{Kap} - Q_{i,t}\right) \cdot \vartheta + P^{LG} \cdot c^{LP} \quad \textbf{(32)}$$

Die Restriktionen (25) und (27) des ungesteuerten Ladens (vgl. Kapitel 8.1.1, S. 58) werden um Beschränkungen ergänzt, die sich durch die Einbindung der eigenen PV-Anlage ergeben. Die Summe des aus dem Netz bezogenen Ladestroms $P_{i,t}$ und des eigenproduzierten PV-Stroms $P_{i,t}^{PV}$ muss unterhalb der Ladebeschränkung des Elektrofahrzeugs p_i^{max} liegen (Gleichung (33)).

$$P_{i,t} + P_{i,t}^{PV} \leq p_i^{max} \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \quad \textbf{(33)}$$

Den Füllstand der Batterie während des Ladeprozesses erhöhen sowohl der aus dem Netz bezogene als auch der eigenerzeugte PV-Strom (Gleichung (34)).

$$Q_{i,t} = Q_{i,t-1} + (1-\gamma) \cdot \left(P_{i,t} + P_{i,t}^{PV}\right) \cdot \Delta t \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \quad \textbf{(34)}$$

Restriktion (26) zur Berücksichtigung der Batteriekapazität (vgl. Kapitel 8.1.1, S. 58) ist weiterhin zu berücksichtigen.

In der neu eingeführten Gleichung (35) wird die erzeugte Leistung der PV-Anlage $p_t^{PV_{Erz}}$ auf den eigenproduzierten Strom für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge $\sum_{i \in I} P_{i,t}^{PV}$, den Eigenverbrauch der Unternehmenslast $P_t^{PV_{Last}}$ und die Einspeisung in das Stromnetz $P_t^{PV_{Einsp}}$ aufgeteilt.

$$\sum_{i \in I} P_{i,t}^{PV} + P_t^{PV_{Last}} + P_t^{PV_{Einsp}} = p_t^{PV_{Erz}} \qquad \forall t \in T \quad \textbf{(35)}$$

Dabei darf die Variable des Eigenstromverbrauchs des Unternehmens $P_t^{PV_{Last}}$ nicht die Unternehmenslast p_t^{Last} überschreiten (Gleichung (36)).

$$P_t^{PV_{Last}} \leq p_t^{Last} \qquad \forall t \in T \quad \textbf{(36)}$$

Der Eigenstromverbrauch des Unternehmens senkt die Unternehmenslast, sodass Gleichung (31) zur Einhaltung der Spitzenlast im Strombezug des Unternehmens (vgl. Kapitel 8.1.5, S. 61) angepasst werden muss: Die Summe des Strombezugs für die Elektrofahrzeuge aus dem Netz zuzüglich der Unternehmenslast und abzüglich des Eigenstromverbrauchs des Unternehmens muss kleiner als die Leistungsgrenze des Unternehmens sein (Gleichung (37)).

$$\sum_{i \in I} P_{i,t} + p_t^{Last} - P_t^{PV_{Last}} \leq P^{LG} \qquad \forall t \in T \tag{37}$$

Der Ladestrom für die Elektrofahrzeuge aus der Photovoltaik-Anlage geht in diese Gleichung nicht mit ein, da dieser keine Auswirkungen auf die Spitzenlast des Unternehmens hat.

8.2.2 Vehicle to Grid – Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie

Vehicle to Grid (V2G) bedeutet, dass Strom aus der Fahrzeugbatterie der Elektrofahrzeuge entnommen und wieder ins Netz zurückgespeist werden kann. So können Elektrofahrzeuge als mobile Stromspeicher dienen.

Es handelt sich hierbei um eine Ladeoptimierungsstrategie, die heutzutage technisch in Pilotprojekten erprobt wird.[366] In Zukunft lässt sie Vorteile für die Integration von erneuerbaren Energien und Elektrofahrzeugen aus Systemsicht erwarten.

Die entsprechende Modellierung baut auf der kostenminimalen Ladestrategie auf (vgl. Kapitel 8.1.5, S. 61). Die Zielfunktion Z_3 (Gleichung (30), S. 62) wird um die Erlöse des Rückspeisens aus der Elektrofahrzeugbatterie ergänzt: In Gleichung (38) wird die aus dem Fahrzeug gespeiste Strommenge $P_{i,t}^{V2G} \cdot \Delta t$ mit dem Spotpreis zuzüglich der Zuschläge bewertet. Es wird davon ausgegangen, dass die Zuschläge, die vorab für Ladeprozesse bezahlt worden sind, bei der Vergütung für die Rückspeisung wieder zurückerstattet werden. Da es sich um eine Kostenminimierung handelt, gehen die Erlöse negativ in die Zielfunktion ein.

$$\min Z_5$$

$$Z_5 = \sum_{i \in I} \sum_{t \in T} \left(P_{i,t} - P_{i,t}^{V2G}\right) \cdot \Delta t \cdot c_t + \sum_{i \in I} \sum_{t \in T^{end}} g_{i,t}^{end} \cdot \left(q_i^{Kap} - Q_{i,t}\right) \cdot \vartheta + P^{LG} \cdot c^{LP} \tag{38}$$

Die technischen Restriktionen (25) und (26) des ungesteuerten Ladens (vgl. Kapitel 8.1.1, S. 58) finden wiederum Berücksichtigung. Die Berechnung des Füllstands (Gleichung (27)) sowie die Restriktion (31) zur Berücksichtigung der Unternehmenslastspitze des kostenminimalen Ladens (vgl. Kapitel 8.1.5, S. 61) werden um Beschränkungen für die Bidirektionalität ergänzt:

[366] Weltweit werden mehrere Projekte zum bidirektionalen Laden u.a. durch das amerikanische Unternehmen Nuvve in Kooperation mit Fahrzeugherstellern, Energieunternehmen und Netzbetreibern durchgeführt (vgl. Nuvve (2017)).

Durch die Leistungsentnahme aus der Fahrzeugbatterie $P_{i,t}^{V2G}$ kann eine höhere Leistungsgrenze für das Unternehmen angenommen werden, ohne dass das Leistungsentgelt verändert wird, da der entnommene Strom nicht nur verkauft, sondern auch zur eigenen Lastdeckung verwendet werden kann (Gleichung (39)).

$$\sum_{i \in I} P_{i,t} + p_t^{Last} \leq P^{LG} + \sum_{i \in I} P_{i,t}^{V2G} \qquad \forall t \in T \tag{39}$$

Es treten beim Entladen der Fahrzeugbatterie ebenso Entladeverluste γ_2 auf wie beim Laden der Batterie Ladeverluste γ_1. Dies bedeutet, dass in der Modellierung mehr Strom aus der Batterie entladen werden muss, der jedoch nicht vergütet wird. Die unterschiedlichen Bezeichnungen γ_1 und γ_2 sind gewählt worden, damit verschiedene Verluste angenommen werden können. In der Anwendungsstudie werden jedoch sowohl für die Lade- als auch die Entladeverluste 10 % angenommen.

Durch die Stromentnahme aus der Fahrzeugbatterie $(1 + \gamma_2) \cdot P_{i,t}^{V2G} \cdot \Delta t$ wird der Batteriefüllstand gesenkt (Gleichung (40)).

$$Q_{i,t} = Q_{i,t-1} + (1 - \gamma_1) \cdot P_{i,t} \cdot \Delta t - (1 + \gamma_2) \cdot P_{i,t}^{V2G} \cdot \Delta t \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{40}$$

Die entnommene Leistung aus der Fahrzeugbatterie $P_{i,t}^{V2G}$ inklusive der Entladeverluste ist ebenso durch die maximale Ladeleistung beschränkt (Gleichung (41)).

$$(1 + \gamma_2) \cdot P_{i,t}^{V2G} \leq p_i^{max} \qquad \forall i \in i, \forall t \in T \tag{41}$$

8.2.3 Berücksichtigung des typischen Batterieladeverhaltens

Nach den Ausführungen in Kapitel 2.2.1.3 (S. 11) wird die Batterie zuerst bei konstantem Strom und danach bei sinkendem Strom mit konstanter Spannung geladen. Die bisher vorgestellten Modelle für Ladestrategien beachten dieses typische Lademuster nicht, es kann jedoch bei jeder Ladestrategie berücksichtigt werden, wobei die Zielfunktion jeweils unverändert bleibt.

Nachfolgend wird beispielhaft der Ansatz des energiekostenminimalen Ladens mit Kapazitätsbeschränkung zugrunde gelegt. Die Zielfunktion Z_2 des Ansatzes bleibt gültig. Die wesentliche Änderung ist, dass Nebenbedingung (25) (S. 59) zum maximalen Strombezug des Elektrofahrzeugs durch die Nebenbedingung der Ladekurve ersetzt wird. In der Modellierung bedeutet dies, dass die geladene Strommenge $P_{i,t}$ nicht mehr durch einen konstanten Wert nach oben begrenzt ist, sondern abhängig vom Füllstand $Q_{i,t-1}$ eine variable Obergrenze $\hat{f}(Q_{i,t-1})$ besitzt. Die Ladekurve ist eine nicht lineare Funktion f und wird daher stückweise linear durch $\hat{f}$ approximiert (vgl. Kapitel 5.2, S. 44).

Die Ladeleistung ist durch den Funktionswert der linearen Approximation, d. h. die maximale Ladeleistung bei dem zugeordnetem Füllstand, beschränkt (Gleichung (42)).

$$P_{i,t} \leq \hat{f}\left(Q_{i,t-1}\right) \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{42}$$

Gleichung (43) setzt den Batteriefüllstand des vorherigen Zeitschritts als Linearkombination $\sum_{k \in K} \lambda_{i,k,t} \cdot x_{i,k}$ aus zwei benachbarten Stützstellen zusammen. Die Stützstellen $x_{i,k}$ entsprechen dabei vorab festgesetzten Batteriefüllständen und über die Funktion der Ladekurve ist ihnen eine bestimmte Ladeleistung zugeordnet.

$$Q_{i,t-1} = \sum_{k \in K} \lambda_{i,k,t} \cdot x_{i,k} \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{43}$$

Der approximierte Funktionswert beim Batteriefüllstand des vorherigen Zeitschritts $\hat{f}\left(Q_{i,t-1}\right)$ wird in Gleichung (44) als Linearkombination der Funktionswerte der Stützstellen $\lambda_{i,k,t} \cdot f\left(x_{i,k}\right)$ bestimmt. Dem Füllstand, der sich zwischen den beiden festgesetzten Füllständen (Stützstellen) befindet, ist somit eine Ladeleistung, die zwischen der Ladeleistung an den beiden festgesetzten Füllständen liegt, zugeordnet.

$$\hat{f}\left(Q_{i,t-1}\right) = \sum_{k \in \mathrm{K}} \lambda_{i,k,t} \cdot f\left(x_{i,k}\right) \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{44}$$

Damit der tatsächliche Füllstand als Linearkombination beschrieben werden kann, muss die Summe der Hilfsvariablen $\lambda_{i,k,t}$ eins ergeben. Gleichung (45) bildet somit die Gewichtung der Stützstellen ab.

$$\sum_{k \in \mathrm{K}} \lambda_{i,k,t} = 1 \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{45}$$

Weitere Nebenbedingungen werden für die lineare Approximation nicht benötigt, wenn die Hilfsvariable $\lambda_{i,k,t}$ als SOS 2 Variable definiert wird, d. h. dass nur benachbarte Hilfsvariablen einen positiven Wert annehmen dürfen. Daneben werden jedoch die weiteren technischen Nebenbedingungen des ungesteuerten Ladens (Gleichungen (26) und (27), S. 59) sowie die Kapazitätsbeschränkung des kostenminimalen Ladens (Gleichung (31), S. 62) berücksichtigt.

8.2.4 Strompreisbegrenzung

Für einen Elektrofahrzeugnutzer, der nur kurze Strecken am Tag zurücklegt, ist es nicht essentiell, dass das Fahrzeug vor jeder Fahrt vollständig geladen ist. Eher ist es zielführend, bei hohen Strompreisen weniger zu laden, so dass zwar die nächste Fahrt durchgeführt werden kann, aber nicht zu viel teurer Strom bezogen wird.

Dies wird in der Ladestrategie mit Strompreisbegrenzung dadurch implementiert, dass der Elektrofahrzeugnutzer vorgibt, welchen Strompreis er maximal bereit ist für eine Kilowattstunde Batterieladung zu bezahlen. Für unterschiedliche Endfüllstände können verschiedene

Strompreisgrenzen vorgegeben werden. Dies bewirkt, dass bis zum Erreichen eines gewissen Füllstands die Fahrzeugbatterie auch bei hohen Preisen geladen wird, die letzten Kilowattstunden jedoch nur noch bei verhältnismäßig niedrigen Preisen in die Fahrzeugbatterie geladen werden. Ähnlich wie bei der Berücksichtigung der Ladekurve wird für die Strompreisbegrenzung eine lineare Approximation (vgl. Kapitel 5.2, S. 44) angewandt. Dabei wird die Erreichung eines Mindestfüllstands von 50 % der Batteriekapazität durch entsprechende Zahlungsbereitschaften im Anwendungsfall sichergestellt.

Diese Erweiterung kann wiederum für die unterschiedlichen vorgenannten Ladestrategien angewendet werden, indem die Zielfunktion und die Nebenbedingungen entsprechend gewählt werden. Nachfolgend wird wiederum auf dem energiekostenminimalen Laden mit Kapazitätsbeschränkung aufgebaut. Entsprechend wird die Zielfunktion Z_2 des energiekostenminimalen Ladens (Gleichung (28), S. 60) verwendet.

Es ist ausreichend, eine Strompreisgrenze für den gesamten Ladeprozess vorzugeben, da sich diese aufgrund der zusätzlichen Kostenminimierung als Grenzpreis einstellt. Die Elektrofahrzeuge dürfen geladen werden, sofern sich der Strombezugspreis c_t^{EV} unterhalb der Strompreisbegrenzung für den Ladeprozess $C_{i,d}^{Max}$ befindet (Gleichung (46)).

$$c_t^{EV} \cdot \theta_{i,t} \leq C_{i,d}^{Max} \qquad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall d \in T^{end} \tag{46}$$

Zur Weitergabe der Information, ob ein Elektrofahrzeug geladen werden darf oder nicht, wird die Binärvariable $\theta_{i,t}$ in Gleichung (46) eingeführt.

Die Strompreisbegrenzung $C_{i,d}^{Max}$ ist abhängig vom erreichten Endfüllstand des jeweiligen Ladeprozesses. Hierfür wird eine lineare Approximation durchgeführt, die durch zusätzliche Nebenbedingungen beschrieben wird. Der Endfüllstand der Fahrzeugbatterie wird durch eine Linearkombination zwei benachbarter Stützstellen $\sum_{k \in \mathrm{K}} \lambda_{i,k,d} \cdot x_{i,k}$ abgebildet (Gleichung (47)). Die Stützstellen $x_{i,k}$ entsprechen dabei vorgegebenen Endfüllständen, denen über die nichtlineare Funktion f ein maximaler Strompreis zugeordnet ist.

$$q_i^{Kap} - Q_{i,d} = \sum_{k \in \mathrm{K}} \lambda_{i,k,d} \cdot x_{i,k} \qquad \forall i \in I, \forall d \in T^{end} \tag{47}$$

Die Strompreisbegrenzung $C_{i,d}^{Max}$ wird als Linearkombination der Funktionswerte der linearen Approximation für die Endzeitpunkte der Ladeprozesse für jedes Elektrofahrzeug dargestellt (Gleichung (48)). So wird für jedes Elektrofahrzeug einzeln ein maximaler Strompreis für den Ladeprozess festgelegt.

$$C_{i,d}^{Max} = \sum_{k=1}^{K} \lambda_{i,k,d} \cdot f\left(x_{i,k}\right) \qquad \forall i \in I, \forall d \in T^{end} \tag{48}$$

Gleichung (49) wird benötigt, so dass nur zwei benachbarte Stützstellen ausgewählt werden können.

$$\sum_{k=1}^{K} \lambda_{i,k,d} = 1 \qquad \forall i \in I, \forall d \in T^{end} \tag{49}$$

Damit die Binärvariable $\theta_{i,t}$ aus Gleichung (46) den Ladeprozess steuern kann, muss die technische Restriktion Gleichung (25) (S. 59), die den Ladebezug für jedes Elektrofahrzeug beschränkt, angepasst werden (Gleichung (50)).

$$P_{i,t} \leq p_i^{max} \cdot \theta_{i,t} \qquad \forall i \in I, \forall t \in T \tag{50}$$

Als weitere Nebenbedingungen gelten die technischen Restriktionen (26) und (27), sowie die Leistungsbegrenzung des Unternehmens in Restriktion (29) des energiekostenminimalen Ladens mit Kapazitätsbeschränkung (vgl. Kapitel 8.1.4, S. 61).

9 Anwendung der Ladestrategien

In diesem Kapitel werden die in Kapitel 8 dargestellten Ladestrategien angewendet. Dazu wird zunächst in Kapitel 9.1 eine entsprechende Fallstudie definiert.
Die Ergebnisse der Fallstudie werden in Kapitel 9.2 dargestellt. Dabei erfolgen sowohl eine Betrachtung für ein vergangenes Jahr als auch Berechnungen für zukünftige Jahre, wobei davon ausgegangen wird, dass dann deutlich mehr Elektrofahrzeuge in einer Unternehmensflotte integriert sein werden.

9.1 Betrachtete Fallstudie

Im Folgenden werden die Inputdaten der Fallstudie für die Modellierung der Ladestrategien dargestellt. Insgesamt werden drei verschiedene Betrachtungszeiträume ausgewählt, um die Effekte von unterschiedlich vielen Elektrofahrzeugen im Fuhrpark zu demonstrieren und Ladestrategien für die Zukunft zu analysieren.
Einige der Inputdaten, u. a. die Fahrdaten der Elektrofahrzeuge, entsprechen skalierten Daten. Sie basieren auf den erhobenen Daten aus dem Feldtest des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes econnect.
In der Fallstudie wird ein fiktives Gewerbeunternehmen mit einer Leistungsmessung betrachtet, um die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Kosten des Strombezugs des Unternehmens zu untersuchen. Dabei ist der Anwendungsfall der Leistungsmessung ausgewählt worden, da für diese Kundengruppe eine Erhöhung der Lastspitze durch Elektrofahrzeuge direkt monetäre Effekte hat.

9.1.1 Betrachtungszeitraum

Als Betrachtungszeitraum für die Optimierung wird jeweils ein ganzes Jahr gewählt. In der Fallstudie wird das Jahr in einer viertelstündlichen Auflösung mit 35.040 Zeitschritten modelliert. Aufgrund fehlender Daten für Januar bis März 2014 im Feldtest des Forschungsprojektes econnect, wird nachfolgend das Jahr vom 01. April 2014 bis zum 31. März 2015 für die Optimierung unter aktuellen Rahmenbedingungen herangezogen (Betrachtungszeitraum 2014/2015).
Für die Modellierung unter zukünftigen Randbedingungen in Kapitel 9.2.3 werden die Jahre 2020 und 2030 modelliert, da sich anhand dieser Jahre die kurz- bis mittelfristige Entwicklung der Elektromobilität darstellen lässt und auch die Bundesregierung Ziele zum Elektrofahrzeugbestand für die beiden Jahre ursprünglich formuliert hat. Die Modelljahre 2020 und 2030 werden jeweils vom 1. Januar bis zum 31. Dezember betrachtet.
Die Zeitumstellung sowie eine Verschiebung der Feiertage werden in den Daten nicht mitberücksichtigt.

9.1.2 Charakteristika des Unternehmens

Es wird ein fiktiver mittelständischer Gewerbebetrieb im Stadtgebiet Duisburg mit einem jährlichen Stromverbrauch (ohne Elektrofahrzeuge) von 100.000 kWh betrachtet. Dies führt zu einer verpflichtenden Leistungsmessung für den Stromkunden (vgl. Kapitel 4.2). Während der Hauptarbeitszeiten (Montag bis Donnerstag zwischen 6 Uhr und 16 Uhr und Freitag zwischen 6 Uhr und 13 Uhr) steigt der Strombezug des Unternehmens deutlich an. Dagegen ist der Strombezug in der Nacht und am Wochenende erheblich niedriger.

Zudem ist beim Gewerbebetrieb eine Photovoltaik-Anlage mit einer Nennleistung von 25 kW_p auf dem Firmendach installiert.

Der Fuhrpark des Unternehmens umfasst 75 Fahrzeuge. In der Fahrzeugflotte sind 2014/2015 fünf Elektrofahrzeuge (Modellierung Kapitel 9.2.1/9.2.2, ab S. 83), 2020 20 Elektrofahrzeuge (Modellierung Kapitel 9.2.3.1, S. 105) und 2030 45 Elektrofahrzeuge (Modellierung Kapitel 9.2.3.2, S. 110) integriert. Die Zahl von fünf Elektrofahrzeugen entspricht der Anzahl der im Feldtest verwendeten Elektrofahrzeuge. Für die darauffolgenden Jahre wird mit einer zunehmenden Anzahl an Elektrofahrzeugen im Fuhrpark gerechnet.

9.1.3 Unternehmenslastdaten

Für die Lastdaten des Unternehmens werden historisch gemessene Daten eines Gewerbebetriebs als Grundlage verwendet. Aufgrund unvollständiger Datenerhebung wurden 5,5 % der Daten durch Werte des vorherigen gleichen Wochentages ersetzt. Zudem wurde die Last um 24 % erhöht, damit im Betrachtungszeitraum 100.000 kWh verbraucht werden und damit die Grenze für eine verpflichtende Leistungsmessung (vgl. Kapitel 4.2, S. 35) ohne den Strombezug der Elektrofahrzeuge erreicht wird.

Die Jahresbenutzungsdauer liegt ohne die Elektrofahrzeuge bei 2326 h/a, was bei Festsetzung des Leistungs- und Arbeitspreises entscheidend ist (vgl. Kapitel 4.2, S. 35 und Kapitel 9.1.4, S. 73).

Abbildung 9.1 stellt das Jahreslastprofil des fiktiven Unternehmens graphisch dar. Im Jahresmittel wird eine Last von 11,4 kW bezogen. Der Strombezug des Unternehmens ist zu jedem Zeitpunkt positiv, auch wenn nicht im Unternehmen gearbeitet wird. Der Strombezug beträgt mindestens 4,3 kW. Die maximale Bezugsleistung beträgt 43 kW und wird in den entsprechenden Ladestrategien als Spitzenlastgrenze festgesetzt. In der Zeit zwischen Weihnachten und Neujahr ist die Last vergleichsweise gering, was auf Urlaubszeit im Unternehmen hindeutet.

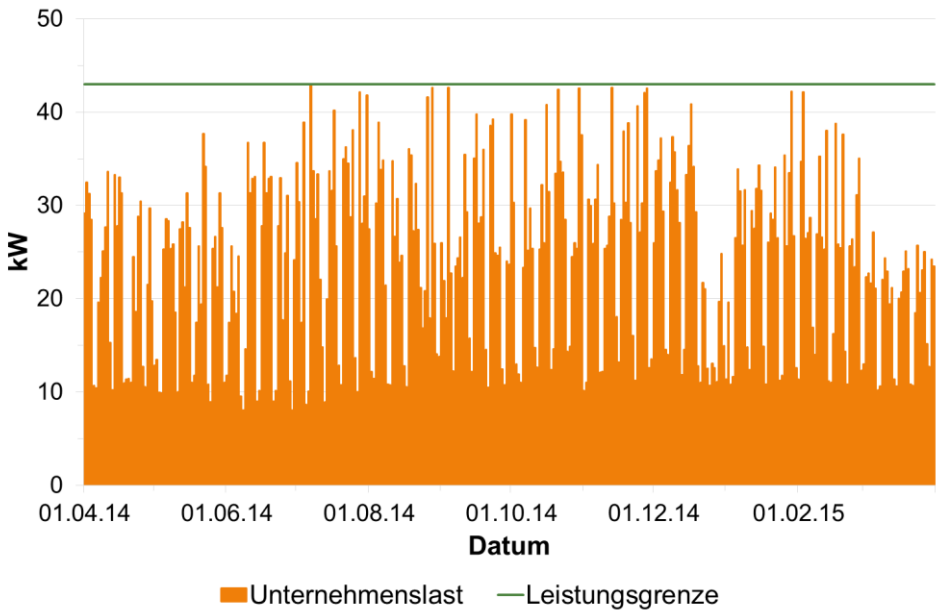

Abbildung 9.1: Jahreslastprofil des Unternehmens (Betrachtungsjahr 2014/2015)

Abbildung 9.2 stellt die mittlere Last im Tagesverlauf dar. Montag bis Donnerstag ist der Lastverlauf sehr ähnlich. Morgens steigt die Last zu Beginn der Arbeitszeit vom Minimum auf einen Morgen Peak (6 - 7 Uhr), sinkt dann wieder ab und kurz vor Abschluss des Arbeitstages (14 - 15 Uhr) steigt die Last noch einmal an, bevor diese wieder deutlich abfällt. Freitags sieht der Verlauf zu Beginn ähnlich aus, jedoch findet der Peak vor Feierabend bereits zwischen 11 Uhr und 12 Uhr statt. Zu Arbeitszeiten liegt die Last im Mittel bei 17 - 18 kW. Samstags und sonntags verläuft die Last nahezu identisch und variiert im Tagesverlauf kaum. Im Mittel bewegt sie sich am Wochenende und nachts um 7 - 8 kW.

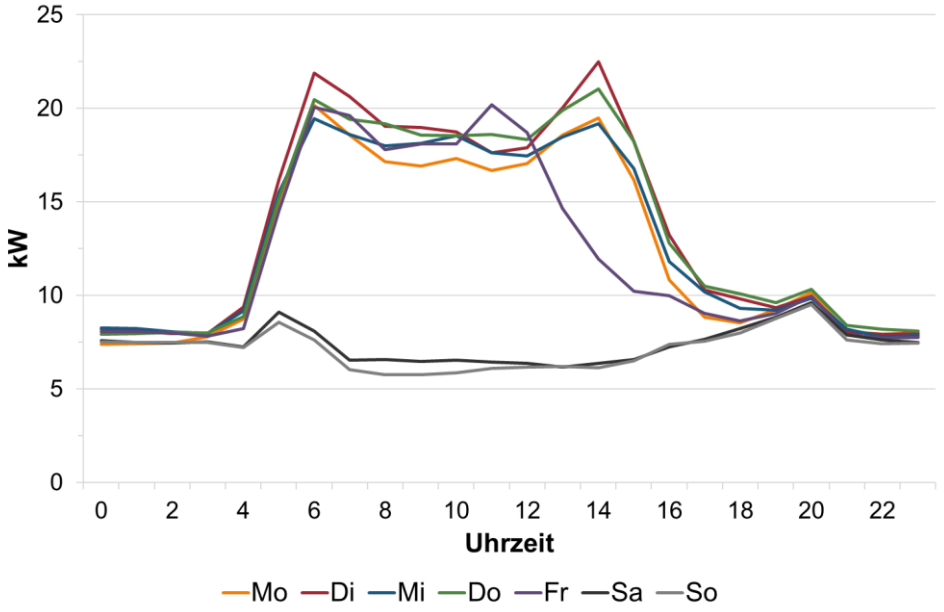

Abbildung 9.2: Mittlere Last des Unternehmens im Tagesverlauf (Betrachtungsjahr 2014/2015)

Für alle drei Betrachtungszeiträume werden die gleichen Lastdaten zugrunde gelegt. Für die Jahre 2020 und 2030 werden die Lastdaten entsprechend des Jahresbeginns leicht verschoben, sodass das Wochenprofil erhalten bleibt.

9.1.4 Strompreise

Damit kostenminimierende Ladestrategien sinnvoll umgesetzt werden können, wird von Stromtarifen mit zeitvariablen Preisen ausgegangen. Als Grundlage für die verwendeten Strompreise dienen die realisierten EPEX Spot DE-AT (Phelix) Stundenpreise im Betrachtungszeitraum 2014/2015.[367] Zu diesen werden die entsprechenden Zuschläge, bestehend aus Umlagen, Abgaben und Steuern addiert, um die Endkundenpreise zu erhalten.[368] Die Zuschläge ändern sich je nach Jahresstromverbrauch und Jahresbenutzungsdauer.

Für die Ladestrategien ohne Spitzenlastbeschränkung werden für die Elektrofahrzeuge die Strombezugskosten für einen Jahresverbrauch über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 h/a angesetzt (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Hierbei kommt ein Zuschlag in Höhe von 14,08 ct/kWh zum Großhandelspreis hinzu. Der mittlere Endkundenstrompreis liegt bei 22 ct/kWh. Die Strompreise bewegen sich insgesamt in einem Band von 10,4 ct/kWh bis 29,8 ct/kWh.

Abbildung 9.3 stellt den Strompreis im Betrachtungszeitraum 2014/2015 graphisch dar.

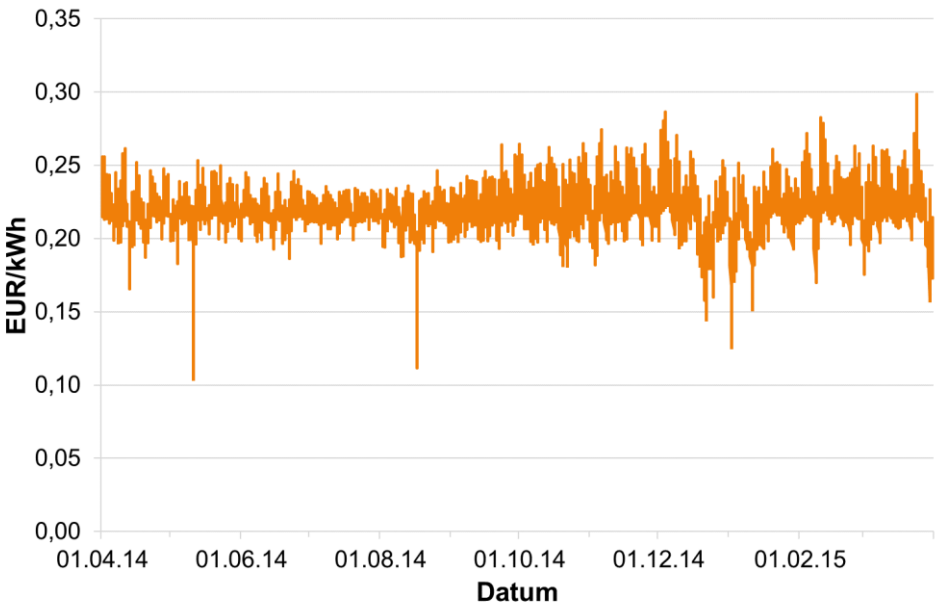

Abbildung 9.3: Endkundenstrompreis bei einem Jahresstromverbrauch über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 h/a (Betrachtungsjahr 2014/2015)

[367] Abgerufen bei energate messenger (2017).
[368] Für die Zusammensetzung der Zuschläge sei auf Anhang II (S. XXIX) verwiesen.

Für die Ladestrategien mit Spitzenlastbeschränkung ergibt sich unter Berücksichtigung des jährlichen Verbrauchs der Elektrofahrzeuge, dass die Jahresbenutzungsdauer bei unveränderter Leistungsgrenze über 2.500 h/a ansteigt (vgl. Kapitel 9.2, S. 82). Dementsprechend werden die Strombezugskosten für den Fall einer Jahresbenutzungsdauer über 2.500 h angesetzt. Durch einen geringeren Arbeitspreis fallen hier die Zuschläge mit 12,48 ct/kWh niedriger aus, jedoch steigt der Leistungspreis deutlich an (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Der mittlere Endkundenstrompreis liegt mit den Zuschlägen bei 19,0 ct/kWh. Da die Zuschläge alle Strompreise gleichmäßig verschieben, bleibt die Preisspanne von 19,4 ct/kWh erhalten (Minimum: 7,7 ct/kWh, Maximum: 27,1 ct/kWh).

In die variablen Stromtarife gehen nur die Zuschläge ein, die pro Kilowattstunde gezahlt werden. Die jährlichen Grundkosten u.a. für Messung, Abrechnung und Leistungsmessung betragen anteilig für den Betrachtungszeitraum 2014/2015 580,61 €.[369] Bei einer Jahresnutzungsdauer unter 2.500 h/a und einer Spitzenlast von 43 kW wird zusätzlich ein Leistungsentgelt von 397,72 €/a fällig.[370] Bei einer Jahresnutzungsdauer oberhalb von 2.500 h/a und einer Spitzenlast von 43 kW fallen, durch den deutlich höheren Leistungspreis, 3.362,12 € als zusätzliche jährliche Fixkosten an.[371] Bei dem Leistungsentgelt ist keine mögliche Erhöhung der Leistungsgrenze durch die Elektrofahrzeuge berücksichtigt, sondern nur die Unternehmenslast. Alle Preise beinhalten bereits die Mehrwertsteuer.

Für den Betrachtungszeitraum 2020 und 2030 sind lehrstuhlinterne Strompreisprognosen verwendet worden. Diese sind mit einem lehrstuhlinternen Preismodell auf Basis eines fundamentalanalytischen Ansatzes erzeugt worden.[372] Für die Datengrundlage dient 2013 als Basisjahr. Um Endkundenpreise für die Modellierung zu erhalten, werden zu den Fundamentalpreisen die entsprechend Anhang II.C (S. XXXIX) ermittelten Zuschläge addiert.

In Tabelle 9.1 werden für die drei Betrachtungszeiträume der mittlere, der minimale und der maximale Strompreis sowie die Preisspanne bei einem Jahresbezug über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 h/a angegeben.

Tabelle 9.1: Überblick der Strompreise für die betrachtete Fallstudie bei einem Jahresbezug über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer kleiner 2.500 h/a

	2014/2015	2020	2030
Mittlerer Strompreis	22,0 ct/kWh	35,1 ct/kWh	33,8 ct/kWh
Minimaler Strompreis	10,4 ct/kWh	29,2 ct/kWh	25,5 ct/kWh
Maximaler Strompreis	29,8 ct/kWh	40,8 ct/kWh	45,0 ct/kWh
Preisspanne	19,4 ct/kWh	11,6 ct/kWh	19,6 ct/kWh

[369] $\left(\frac{9 \cdot 484{,}71\ €\ (2014)}{12} + \frac{3 \cdot 497{,}53\ €\ (2015)}{12}\right) \cdot 1{,}19 = 580{,}61\ €$ (vgl. Anhang II, S. XXIX).
[370] Berechnung vgl. Anhang II (S. XXIX).
[371] Berechnung vgl. Anhang II (S. XXIX).
[372] Ansatz nach Beran, Pape und Weber (2018).

Diese Preise werden für die Elektrofahrzeuge in den Ladestrategien ohne Kapazitätsbeschränkung angewendet, da die Jahresbenutzungsdauer in diesen Fällen unterhalb von 2.500 h/a liegt.

Tabelle 9.2 gibt die mittleren, minimalen und maximalen Strompreise sowie die Preisspanne für die drei Betrachtungszeiträume bei einem Jahresbezug von über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer oberhalb von 2.500 h/a an. Die Strompreise fallen durch den niedrigeren Arbeitspreis deutlich geringer aus, dafür muss jedoch ein höherer Leistungspreis entrichtet werden. Bei Beachtung der Kapazitätsgrenze wird die Unternehmenslast zzgl. der Elektrofahrzeuge gleichmäßiger verteilt, sodass die Jahresbenutzungsdauer auf über 2.500 h/a ansteigt (vgl. Kapitel 9.1.3, S. 71). Demzufolge werden bei den entsprechenden Ladestrategien die Preise aus Tabelle 9.2 verwendet.

Tabelle 9.2: Überblick der Strompreise für die betrachtete Fallstudie bei einem Jahresbezug über 100.000 kWh und einer Jahresbenutzungsdauer größer 2.500 h/a

	2014/2015	2020	2030
Mittlerer Strompreis	19,3 ct/kWh	30,9 ct/kWh	29,6 ct/kWh
Minimaler Strompreis	7,7 ct/kWh	25,0 ct/kWh	21,3 ct/kWh
Maximaler Strompreis	27,1 ct/kWh	36,6 ct/kWh	40,8 ct/kWh
Preisspanne	19,4 ct/kWh	11,6 ct/kWh	19,6 ct/kWh

Die Strompreise in dieser Anwendung setzen sich aus den zeitvariablen Großhandelspreisen und den Abgaben, Umlagen und Steuern zusammen. Es ist durchaus vorstellbar, dass zukünftig in den Strompreisen auch die Netzbelastung durch eine zeitvariable Komponente dargestellt wird. So kann einer Überlastung des Verteilnetzes durch viele zeitgleich stattfindende Ladeprozesse in Stunden mit kostengünstigen Strompreisen entgegengesteuert werden.

9.1.5 PV-Stromerzeugung

Das betrachtete Unternehmen hat im April 2014 eine Photovoltaik-Anlage mit einer Nennleistung von 25 kW_p auf dem Unternehmensdach errichtet.[373] Die PV-Anlage hat im Maximum mit einer Leistung von 22,5 kW Strom produziert und damit maximal 90 % ihrer Nennleistung erreicht. Bei einer Erzeugung von 21.420 kWh weist die Anlage 856,8 Vollbenutzungsstunden auf.[374] Für die Modellierung werden historisch gemessene Daten verwendet.[375]

Abbildung 9.4 stellt die Erzeugung der PV-Anlage pro Monat für das Betrachtungsjahr 2014/2015 verteilt dar. Die Produktion der PV-Anlage nimmt bis einschließlich Juni zu und

[373] Die Investitionskosten werden nicht mit betrachtet.

[374] $\frac{21.420\ \text{kWh (Jahreserzeugung)}}{25\ kW_{peak}(maximale\ Leistung)} = 856{,}8\ h\ (Vollbenutzungsstunden)$.

[375] Analog zu den Unternehmenslastdaten (vgl. Kapitel 9.1.3, S. 71) sind fehlende Werte (3,56 %) ersetzt worden.

erreicht im Juni das Monatsmaximum mit 3.254 kWh. Von Juli bis Dezember geht die Produktion, entsprechend der Jahreszeiten, bis auf eine minimale Produktion von 217 kWh im Dezember zurück. Von Januar bis März steigt die Produktion wieder an.

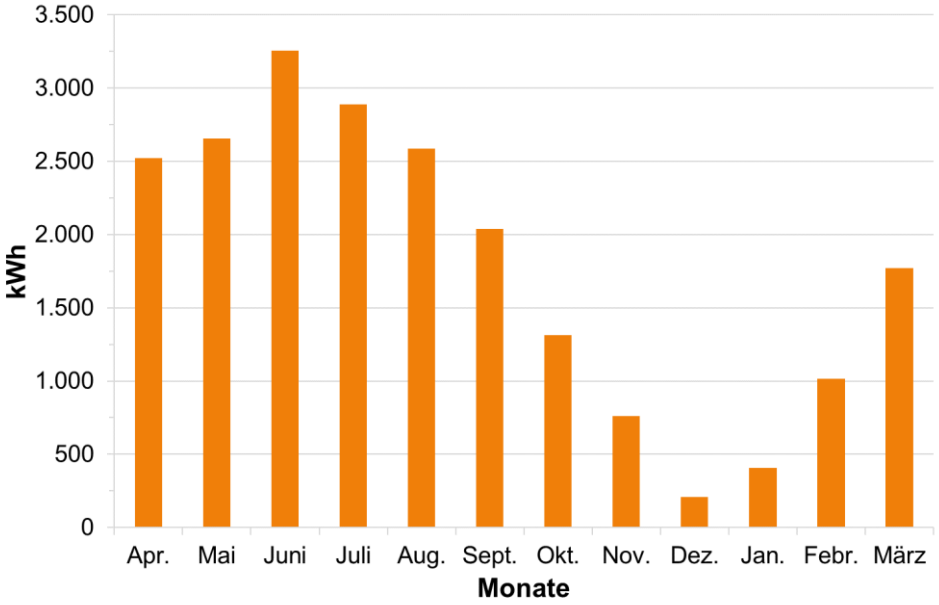

Abbildung 9.4: Erzeugung der PV-Anlage pro Monat (Betrachtungsjahr 2014/2015)

Abbildung 9.5 veranschaulicht die stündliche Produktion der PV-Anlage im Jahresverlauf. Im Winter wird deutlich weniger Leistung bereitgestellt als in den Sommermonaten.
Die maximal erzeugte Leistung weist keinen direkten Zusammenhang mit der Gesamtproduktion im Monat auf. Das Maximum tritt zwar auch im Juni, dem Monat mit der höchsten Stromerzeugung, auf, jedoch wird eine Leistung von über 22 kW insgesamt fünfmal erreicht: Zweimal im Juni 2014, einmal im August 2014 und zweimal im März 2015.

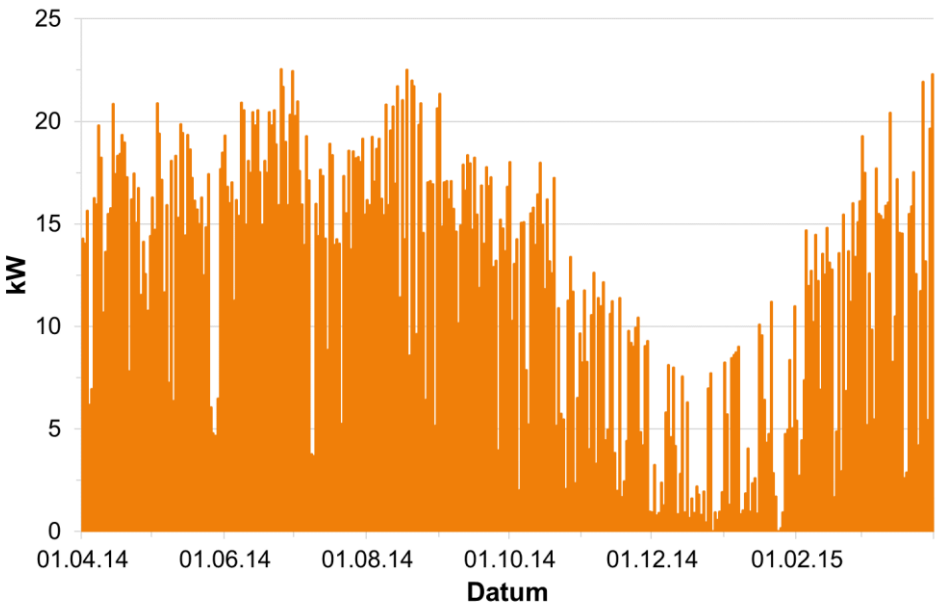

Abbildung 9.5: PV-Leistung (Betrachtungsjahr 2014/2015)

Da die PV-Anlage im April 2014 errichtet worden ist, erhält das Unternehmen bis März 2034 für 90 % der Erzeugung eine Einspeisevergütung in Höhe von 12,6 ct/kWh.[376] Die Höhe der Einspeisevergütung hat keine Auswirkung auf die Ladestrategie selbst, sondern nur auf die ökonomische Vorteilhaftigkeit. Bei der Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die zum Eigenverbrauch bestimmten 10 % der Stromerzeugung bereits durch das Unternehmen verbraucht werden.

9.1.6 Elektrofahrzeuge

Die in diesem Kapitel vorgestellten Elektrofahrzeugdaten sind dem Feldtest des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes econnect entnommen worden. Im Betrachtungszeitraum 2014/2015 werden fünf Elektrofahrzeuge modelliert, die jeweils eine Batteriekapazität von 36 kWh[377] aufweisen und zweiphasig mit 7,36 kW geladen werden können. Ab dem Betrachtungszeitraum 2020 wird davon ausgegangen, dass der Ladeprozess auch mit einer höheren Ladeleistung erfolgen kann. Deshalb werden für 2020 die Berechnungen mit 20 Elektrofahrzeugen und einer Ladeleistung von 22 kW durchgeführt. Für 2030 erfolgt der Ladeprozess für 45 Elektrofahrzeuge bei einer Leistung von 50 kW. Bei den zukünftigen Betrachtungen wird zusätzlich das ungesteuerte Laden mit 7,36 kW als Vergleich zum Jahr 2014/2015 modelliert. Für den Ladeprozess (G2V) ebenso wie für den Entladeprozess (V2G) der Elektrofahrzeuge wird ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen.[378] Zudem wird angenommen, dass für jedes Elektrofahrzeug die entsprechende Ladeinfrastruktur vorhanden ist.

9.1.6.1 Standzeiten der Elektrofahrzeuge

Als Grundlage für die Standzeiten der Elektrofahrzeuge werden die historisch gemessenen Werte aus dem Feldtest herangezogen. Im Modellversuch des Forschungsprojektes ist die Elektrofahrzeugnutzung sehr niedrig gewesen, im Verlauf des Jahres wurden die Fahrzeuge nur an 14 % bis 27 % der Werktage genutzt. Dies ist allerdings wesentlich auf technische Probleme und Akzeptanzprobleme zurückzuführen, die zweifellos in Zukunft überwunden werden können. Daher wird hier von einer höheren Nutzungshäufigkeit ausgegangen und die Daten werden durch Zufallsziehung aus den historisch gemessenen Profilen ergänzt. Es wird davon ausgegangen, dass an 57 % bis 66 % der Werktage[379] die Fahrzeuge nach einer Fahrt an die Ladesäule angeschlossen werden (vgl. Tabelle 9.3). Eine mehrmalige Fahrzeugnut-

[376] Vgl. BSW SOLAR (2014); vgl. Bundesnetzagentur (2017a).
[377] Mercedes Vito E-Cell, Mercedes-Benz (2016, S. 13) und Mercedes A-Klasse, Daimler AG (2016).
[378] Vgl. Helms et al. (2011, S. 22).
[379] Es wird von 246 relevanten Tagen ausgegangen. Die Wochenenden sowie Feiertage in NRW sind aus der Berechnung herausgenommen worden. Die Zeit um den Jahreswechsel (24.12.2015 – 04.01.2015) ist ebenso nicht berücksichtigt worden.

zung pro Tag ist dadurch nicht ausgeschlossen, was in Tabelle 9.3 bei der Anzahl des Ladeprozessbeginns ersichtlich ist. In der letzten Zeile von Tabelle 9.3 wird die prozentuale Verteilung der Fahrten auf die Elektrofahrzeuge verdeutlicht.

Tabelle 9.3: Fahrtenverteilung der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2014/2015)

	EV1	EV2	EV3	EV4	EV5
Anzahl Werktage mit Ladeprozessbeginn	147	142	160	161	162
Anzahl Ladeprozessbeginn	163	153	176	162	167
Anteilige Werktage mit Ladeprozessbeginn (in %)	59,8	57,7	65,0	65,4	65,9
Anteil der Fahrzeuge an den Fahrten (in %)	19,9	18,6	21,4	19,7	20,3

Abbildung 9.6 bildet prozentual ab, zu welchen Uhrzeiten die Elektrofahrzeuge im Jahresdurchschnitt an der Ladesäule angeschlossen sind. Im Gegensatz zum mittleren Lastprofil des Unternehmens (vgl. Abbildung 9.2, S. 72), das tagsüber ansteigt, sinkt während der Arbeitszeit die Anschlusshäufigkeit der Elektrofahrzeuge ab. Dieser Umstand ist damit zu begründen, dass die meisten betrachteten Elektrofahrzeuge Flottenfahrzeuge sind, die tagsüber gefahren werden. Da die Elektrofahrzeuge teilweise übers Wochenende und in der Nacht nicht angeschlossen sind (Dienstfahrzeuge mit privater Nutzung), erreicht die Anschlusshäufigkeit maximal 80 %.

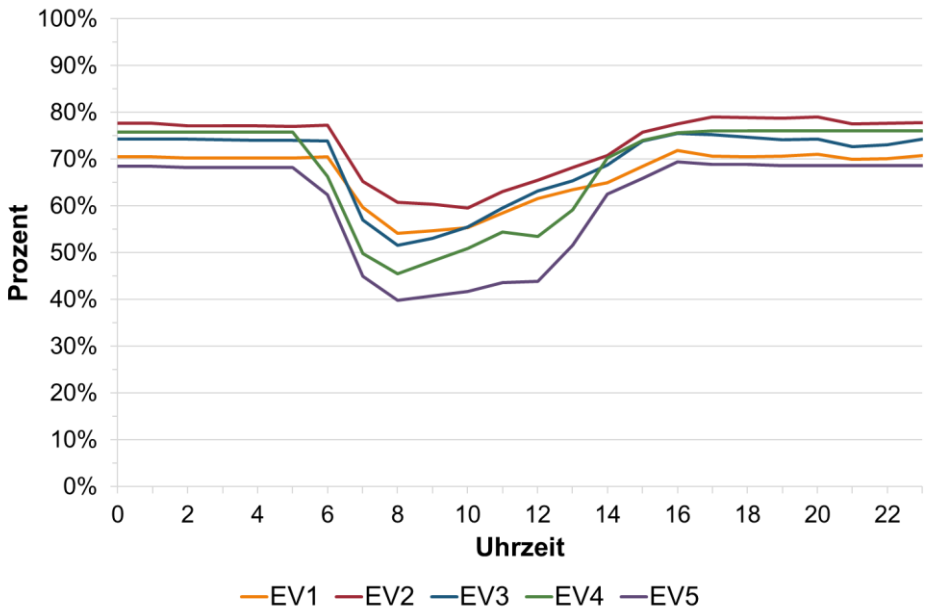

Abbildung 9.6: Durchschnittlicher Anteil der Zeiten mit Anschluss an die Ladesäule für die verschiedenen Fahrzeuge nach Stunden (Modelljahr 2014/2015)

In Abbildung 9.7 ist prozentual dargestellt, in wie vielen Stunden des Jahres wie viele Elektrofahrzeuge zeitgleich an den Ladesäulen angeschlossen sind. Dies ist von Interesse, da durch den zeitgleichen Ladeprozess die Leistungsgrenze bei ungesteuertem Laden schneller überschritten werden kann.

Im Vergleichsjahr 2014/2015 ist in 2 % der Fälle kein Elektrofahrzeug angeschlossen. Am häufigsten (36 %) sind zeitgleich vier Elektrofahrzeuge an den Ladesäulen angeschlossen. Bei einer maximalen Ladeleistung von 7,36 kW pro Elektrofahrzeug wird bei der zeitgleichen Ladung von vier Elektrofahrzeugen bereits 70 % der vertraglich vereinbarten Leistungsgrenze von 43 kW erreicht (vgl. Kapitel 9.1.3, S. 71). Drei Elektrofahrzeuge sind mit 26 % auch noch recht häufig angeschlossen. Ein, zwei oder fünf zeitgleich angeschlossene Elektrofahrzeuge treten hingegen selten auf.

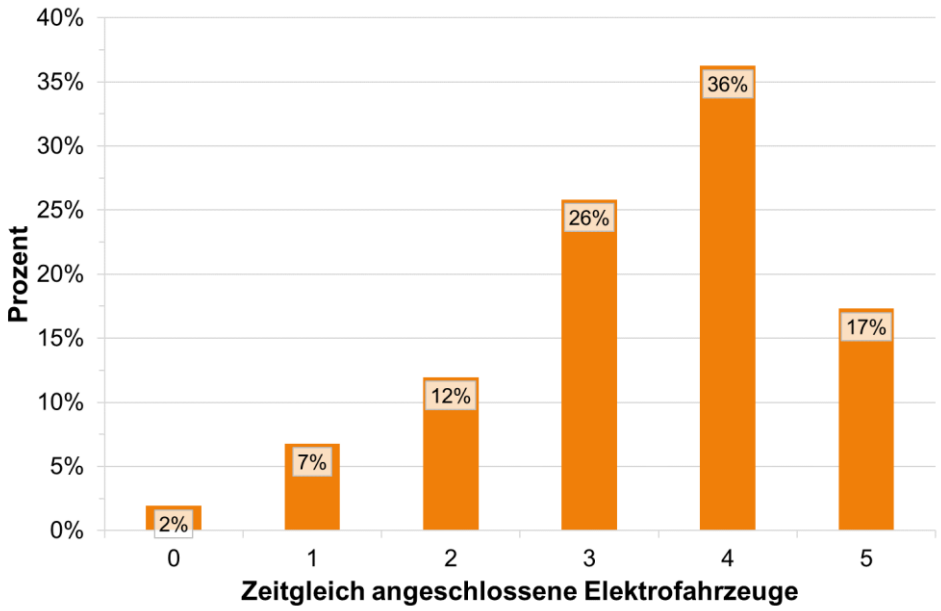

Abbildung 9.7: Verteilung der zeitgleich angeschlossenen Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2014/2015)

9.1.6.2 Fahrprofile

Die Elektrofahrzeuge werden für unterschiedliche Fahrtzwecke verwendet (z. B. unterschiedliche Baustellenfahrten, Kundenbesuche). Deshalb kehren diese auch zu unterschiedlichen Zeiten aufs Betriebsgelände zurück. So variiert auch der Anschlusszeitpunkt an der Ladesäule (vgl. Abbildung 9.8). Die meisten Ladeprozesse beginnen zwischen 14 und 15 Uhr (ca. 16 %). Insgesamt verteilt sich der Beginn der Ladeprozesse zu 97 % auf den Zeitraum zwischen 6 und 18 Uhr. Das hängt damit zusammen, dass die Elektrofahrzeuge sowohl als Flotten- als auch als Dienstfahrzeuge mit privater Nutzung verwendet werden. Die Dienstfahrzeuge werden häufig morgens bei Ankunft am Betriebsgelände angeschlossen. Die Flottenfahrzeuge werden nach jeder Fahrt, die von unterschiedlicher Länge und Dauer sein kann, an der Ladesäule angeschlossen.

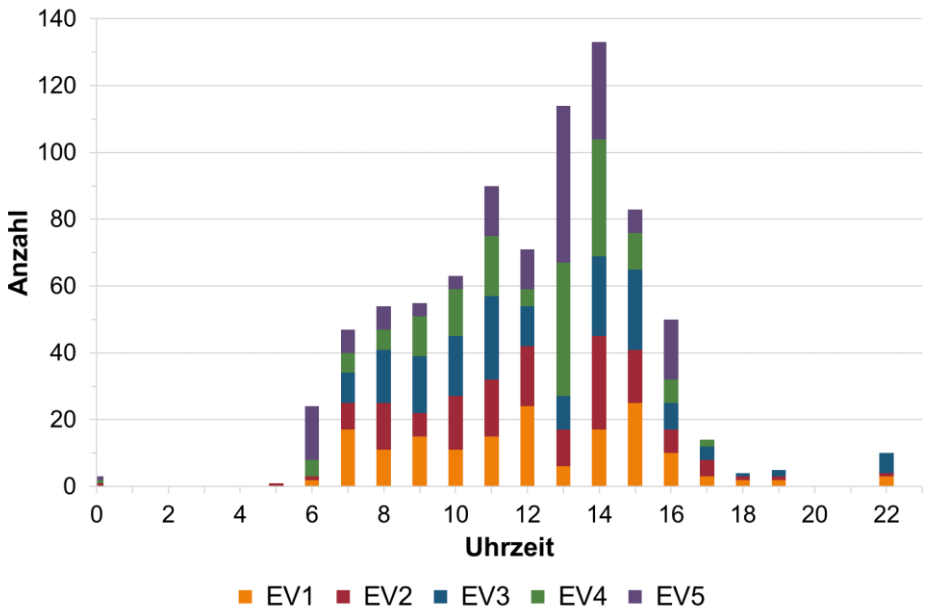

Abbildung 9.8: Häufigkeit der Uhrzeit des Anschlusses an der Ladesäule (Modelljahr 2014/2015)

In Abbildung 9.9 sind die Zeitpunkte abgebildet, zu denen die Elektrofahrzeuge die Ladesäule wieder verlassen. Am häufigsten (ca. 47 %) verlassen die Fahrzeuge zwischen 7 und 8 Uhr morgens die Ladesäule.[380] Abgesehen von Einzelfällen verlassen die Fahrzeuge zwischen 5 und 21 Uhr die Ladesäulen.

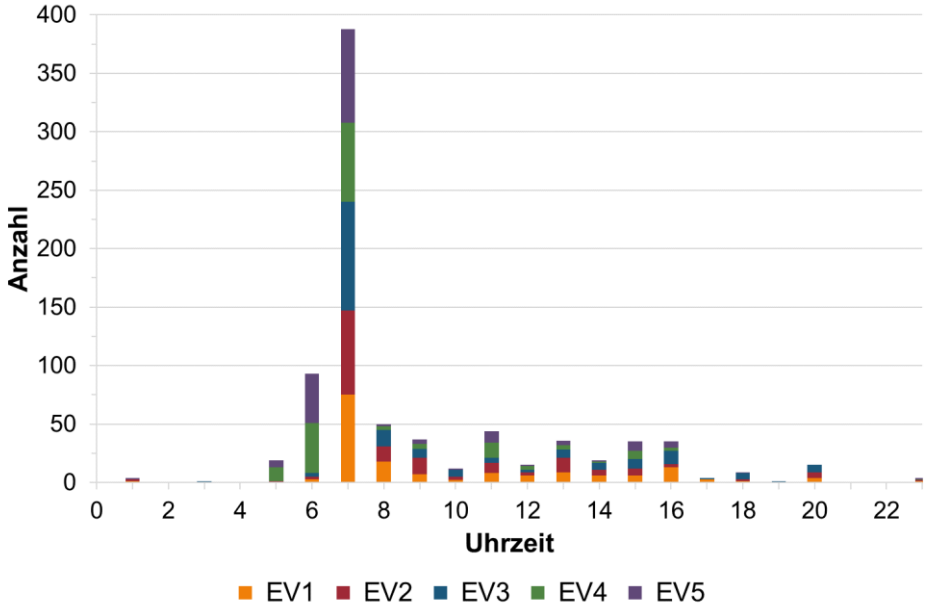

Abbildung 9.9: Häufigkeit der Uhrzeit bei Abfahrt von der Ladesäule (Modelljahr 2014/2015)

[380] Die Häufung um 7 Uhr morgens ist teilweise auch auf die Ergänzung der Fahrprofile zurückzuführen. Die Anwesenheit an der Ladesäule ist jeweils bis 7 Uhr morgens fortgeführt worden, um zu vermeiden, dass ein häufiges Verlassen der Ladesäulen um Mitternacht im Datensatz auftritt, wodurch die Realität verzerrt abgebildet würde.

9.1.6.3 Batteriefüllstand

Für den Batteriefüllstand (SOC) sind die im Feldversuch gemessenen Daten zugrunde gelegt worden.[381]

Abbildung 9.10 gibt die Häufigkeit des Batteriefüllstands in einem prozentualen Intervall zu Beginn des Ladeprozesses an. Die Elektrofahrzeuge erreichen mit mindestens 2 % - 14 % die Ladesäule und der maximale Batteriefüllstand zu Beginn der Ladung beträgt zwischen 96 % und 99 %. Der mittlere Batteriefüllstand variiert nach Fahrzeug zwischen 49 % und 63 %.

Der Batteriefüllstand zu Beginn ist neben der Ladeleistung entscheidend für die Dauer des Ladeprozesses. Somit ist dieser insbesondere bei der energiekostenminimalen Ladestrategie wichtig, um den Ladeprozess zeitlich verschieben zu können.

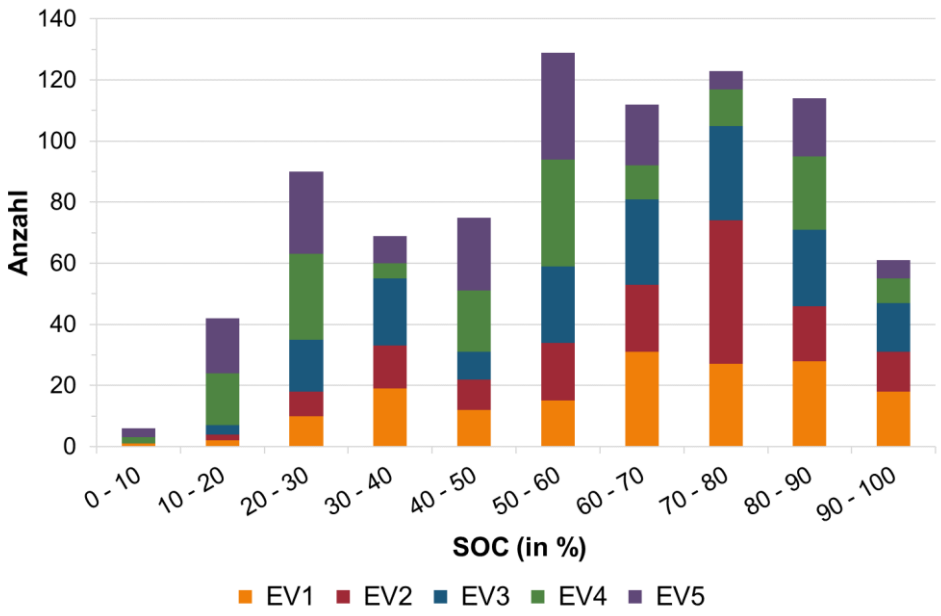

Abbildung 9.10: Prozentualer Batteriefüllstand zu Beginn des Ladeprozesses (Modelljahr 2014/2015)

Für die Modellierungen in den Betrachtungszeiträumen 2020 und 2030 werden die Daten des Betrachtungszeitraums 2014/2015 zeitlich verschoben ergänzt, damit 20 bzw. 45 verschiedene Fahrprofile in die Optimierung eingehen.

9.1.6.4 Strompreisgrenzen

Bei der Ladestrategie mit Strompreisbegrenzung kann der Elektrofahrzeugnutzer vorgeben, welcher Strompreis maximal für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge verwendet werden darf (vgl. Kapitel 8.2.4, S. 67). Abhängig vom Endfüllstand des Ladeprozesses wird anhand einer linearen Approximation (vgl. Kapitel 5.2, S. 44) aus den vorgegebenen Stützstellen die Preisobergrenze bestimmt (vgl. Abbildung 9.11).

[381] Der Batteriefüllstand für die in Kapitel 9.1.6.1 (S. 28) durch Zufallsziehung ergänzten Standprofile ist ebenso durch Zufallsziehung aus den historischen Daten, nach Fahrzeugtyp unterschieden, ergänzt worden.

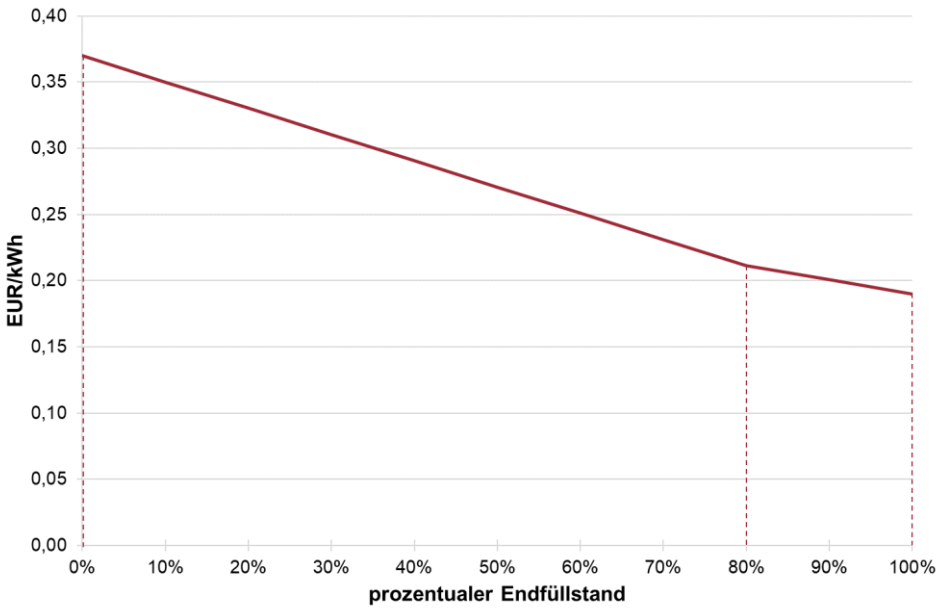

Abbildung 9.11: Strompreisbegrenzung für den Ladeprozess in Abhängigkeit vom Endfüllstand

Für die Fallstudie sind aufgrund der hohen Rechenzeit drei Stützstellen gewählt worden (vgl. Tabelle 9.4). Durch die Wahl der Stützstellen ist sichergestellt, dass die Elektrofahrzeuge bei jedem Ladeprozess zu mindestens 50 % geladen werden (sofern die Anschlusszeit an der Ladesäule ausreichend ist), indem bei einem Endfüllstand von 50 % die Preisobergrenze dem maximalen Strompreis der Fallstudie (vgl. Kapitel 9.1.4, S. 73) entspricht.

Tabelle 9.4: Strompreisbegrenzung zu einem vorgegebenen Endfüllstand

Endfüllstand	Strompreisbegrenzung
0 %	0,37 ct/kWh
80 %	0,21 ct/kWh
100 %	0,19 ct/kWh

9.2 Auswertungen

In den folgenden Kapiteln werden die in Kapitel 8 dargestellten Ladestrategien im Kontext der im vorherigen Kapitel 9.1 definierten Fallstudie angewendet. Zuerst werden die Grundladestrategien gemeinsam betrachtet und danach wird auf die Besonderheiten jeder Ladestrategie eingegangen (vgl. Kapitel 9.2.1). Anschließend folgt eine Auswertung der Erweiterungen, die aufbauend auf zwei verschiedenen Grundladestrategien angewendet werden (vgl. Kapitel 9.2.2). Den Abschluss der Fallstudie bilden zukünftige Szenarien für die Jahre 2020 und 2030 (vgl. Kapitel 9.2.3).

9.2.1 Auswertung Grundladestrategien

Die kostenminimale Optimierung mit modellinterner Festsetzung der Leistungsgrenze (vgl. Kapitel 8.1.5, S. 61) weist im Betrachtungszeitraum 2014/2015 keinen Unterschied zur energiekostenminimalen Ladestrategie mit Leistungsbeschränkung (vgl. Kapitel 8.1.4, S. 61) auf. Da nur wenige Elektrofahrzeuge zur Unternehmenslast hinzukommen, ist es kostenminimal, wenn die Leistungsgrenze durch die Unternehmenslast bestimmt wird und die Ladeprozesse in Zeiten mit geringerer Last verschoben werden. Das entspricht der energiekostenminimalen Ladestrategie mit Leistungsbeschränkung. Daher wird die kostenminimale Ladestrategie bei der gemeinsamen Auswertung nicht separat ausgewiesen.

Die Ladestrategien ohne Leistungsbeschränkung beachten die maximale Bezugsleistung des Unternehmens von 43 kW nicht, sodass die Leistungsgrenze durch die Ladeprozesse der Elektrofahrzeuge deutlich überschritten wird. Das Überschreiten der Leistungsgrenze ist ein Kostenfaktor für das Unternehmen, der den Elektrofahrzeugen zugeordnet werden muss. In Abbildung 9.12 werden das Viertelstundenmaximum und die Häufigkeit der Überschreitungen der Leistungsgrenze des Unternehmens dargestellt.

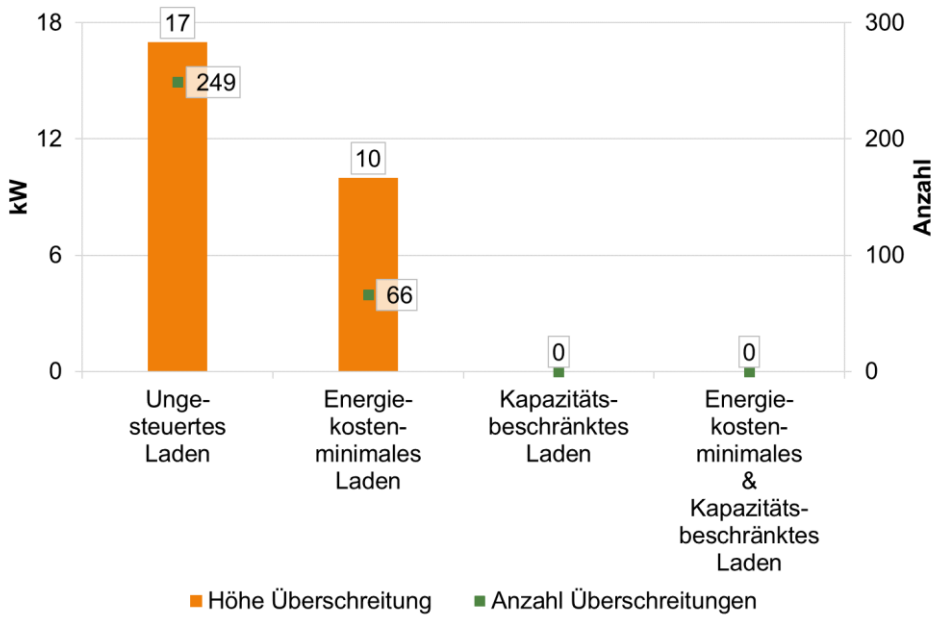

Abbildung 9.12: Überschreitung der Leistungsgrenze bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

Beim ungesteuerten Laden wird die Leistungsgrenze insgesamt 249 Mal und im Maximum um 17 kW überschritten. Durch das Verschieben des Ladeprozesses in die kostengünstigsten Stunden wird bei der energiekostenminimalen Ladestrategie die Leistungsgrenze des Unternehmens nur noch 66 Mal und im Maximum um 10 kW überschritten. Diese Verschiebung des Ladeprozesses führt zu einer deutlichen Reduzierung der Überschreitungen, da das Unternehmen der Fallstudie nur tagsüber an Werktagen eine hohe Last aufweist (vgl. Abbildung 9.2, S. 72). Nachts und am Wochenende, wenn am häufigsten

niedrige Strompreise auftreten, entspricht die Bezugsleistung des Unternehmens nur einem Bruchteil der Leistungsgrenze und es ist genügend freie Kapazität für die Elektrofahrzeuge verfügbar. Bei Berücksichtigung der Kapazitätsbeschränkung wird die Leistungsgrenze entsprechend nicht mehr überschritten.

Das betrachtete Unternehmen weist, ohne Berücksichtigung der Elektrofahrzeuge, einen Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh auf, was bei einer maximalen Bezugsleistung von 43 kW zu einer Jahresbenutzungsdauer von 2.326 h/a führt (vgl. Abbildung 9.13). Unter Berücksichtigung des Stromverbrauchs der Elektrofahrzeuge von 13.485 kWh hat das Unternehmen bei den Ladestrategien ohne Kapazitätsbeschränkung eine Jahresbenutzungsdauer unterhalb von 2.500 h/a und andernfalls eine Jahresbenutzungsdauer über 2.500 h/a. Solange die Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 h/a liegt, ändert sich die Kostenstruktur nicht. Darüber ändern sich der Leistungspreis sowie die Zuschläge auf den Strompreis (vgl. Kapitel 9.1.4, S. 73).

Die Überschreitung der Leistungsgrenze führt beim ungesteuerten Laden zu einer maximalen Bezugsleistung von 60 kW, was die Jahresbenutzungsdauer auf 1.891 h absinken lässt (vgl. Abbildung 9.13). Beim energiekostenminimalen Laden führt die Bezugsleistung von 53 kW zu einer Jahresbenutzungsdauer von 2.141 h/a. Die Jahresbenutzungsdauer erhöht sich bei den Ladestrategien mit Kapazitätsbeschränkung, da die Last gleichmäßiger verteilt wird und weniger Lastspitzen entstehen. Für die kapazitätsbeschränkte und die energiekostenminimale Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung erhöht sich die Jahresbenutzungsdauer auf 2.639 h/a.

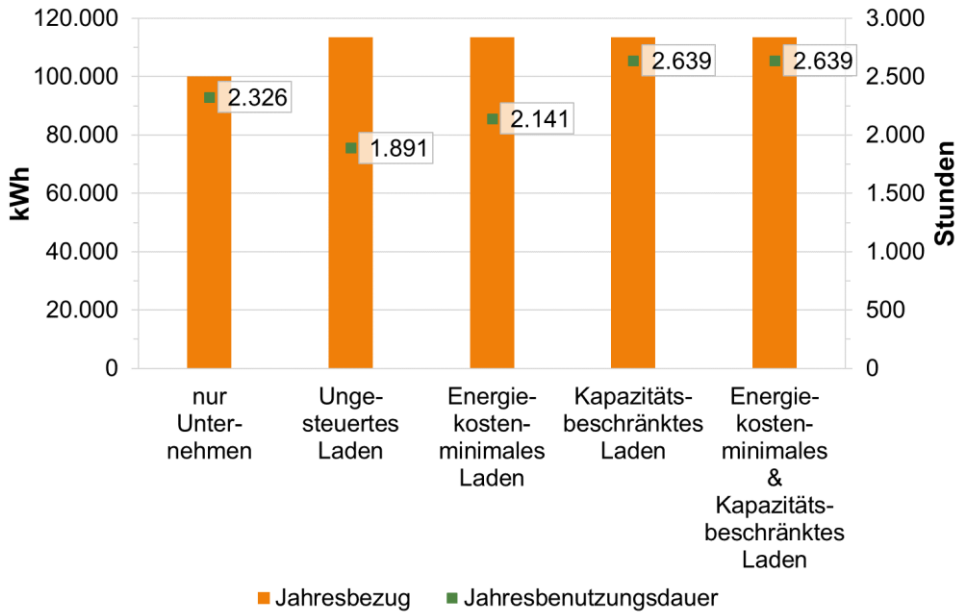

Abbildung 9.13: Vergleich des Jahresbezugs und der Jahresbenutzungsdauer bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

Die Jahresbenutzungsdauer wird maßgeblich durch die maximale Bezugsleistung beeinflusst, da diese Kernbestand der Berechnungsformel ist (vgl. Kapitel 4.2, S. 35). Die Jahresbenutzungsdauer ist wiederum entscheidend für die Kostenstruktur des Unternehmens. Bei wenigen Jahresbenutzungsstunden fällt ein deutlich niedrigerer Leistungspreis an als bei einer Jahresbenutzungsdauer über 2.500 h/a. Dadurch muss bei den kapazitätsbeschränkenden Ladestrategien ein höheres Leistungsentgelt gezahlt werden, jedoch gelten niedrigere Strombezugskosten. Die unterschiedliche Kostenstruktur des Strompreises bei den Ladestrategien ohne und mit Leistungsgrenze führt zu zusätzlichen Kosten für das Unternehmen in Höhe von 203,61 €/a[382], ohne dass Elektrofahrzeuge berücksichtigt werden.

Durch die Überschreitung der Leistungsgrenze bei einer niedrigen Jahresbenutzungsdauer steigt bei der ungesteuerten Ladestrategie das Leistungsentgelt um 157,24 € und bei der energiekostenminimalen Ladestrategie um 92,49 € an.

Die Berücksichtigung des Stromverbrauchs für das Fahren der Elektrofahrzeuge führt zu einem identischen Jahresstromverbrauch in Höhe von 13.485 kWh bei jeder Ladestrategie. Unvollständige Ladeprozesse werden durchweg in späteren Ladevorgängen nachgeholt.

Jedoch sind für die Nutzerakzeptanz vollständig geladene Elektrofahrzeuge wichtig, weshalb in Abbildung 9.14 die unvollständigen Ladeprozesse im Vergleich zum ungesteuerten Laden (Referenzladestrategie) angegeben werden. Bei den 72 Ladeprozessen, die bereits beim ungesteuerten Laden unvollständig sind (9 % aller Ladeprozesse), verbringen die Elektrofahrzeuge nicht genügend Zeit an der Ladesäule, um vollständig aufgeladen zu werden. Da beim energiekostenminimalen Laden die Leistungsgrenze nicht berücksichtigt wird und demnach der Ladeprozess nur in die Stunden mit dem geringsten Strompreis verschoben wird, treten keine weiteren unvollständigen Ladeprozesse auf. Die beim kapazitätsbeschränkten Laden zu berücksichtigende Leistungsgrenze führt im gesamten Betrachtungsjahr zu zwei unvollständigen Ladeprozessen mehr als beim ungesteuerten Laden. Insgesamt werden 23 kWh[383] mehr, ca. 64 % der Batteriekapazität eines Fahrzeugs, zu einem späteren Zeitpunkt geladen. Beim energiekostenminimalen Laden mit Kapazitätsbeschränkung werden die Ladeprozesse in die Zeiten mit den günstigsten Preisen verlagert und die Fahrzeuge dann bis zur Leistungsgrenze geladen. Im Vergleich zur Referenzladestrategie werden nur noch 19 kWh[384], ca. 53 % der Batteriekapazität eines Fahrzeugs, zu einem späteren Zeitpunkt bei einem unvollständigen Ladeprozess mehr, in die Elektrofahrzeuge geladen.[385]

[382] Differenz aus Gesamtstromkosten nur für das Unternehmen (Strombezugskosten inkl. Leistungsentgelt) zwischen Ladestrategien ohne und mit Leistungsgrenze.
[383] Ohne Berücksichtigung von Ladeverlusten beim Ladeprozess.
[384] Ohne Berücksichtigung von Ladeverlusten beim Ladeprozess.
[385] Der Unterschied zur Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung ist auf numerische Ungenauigkeiten zurückzuführen.

Die Ergebnisse von Abbildung 9.14 gelten unter der Prämisse, dass der Endzeitpunkt vom Fahrzeugnutzer vorab definiert wird und dieser dann eingehalten wird. Bei Nichtbeachten können größere Abweichungen auftreten.

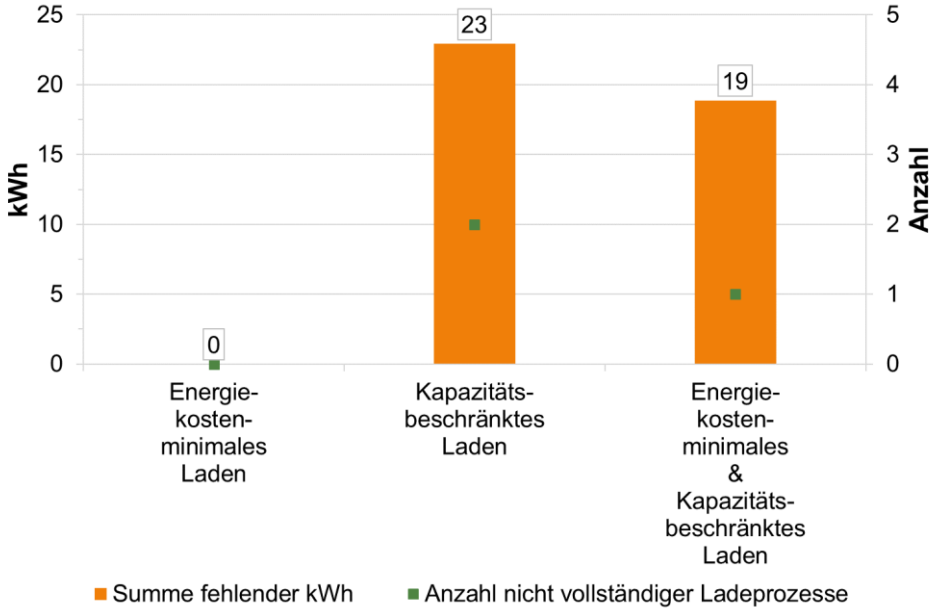

Abbildung 9.14: Unvollständige Ladeprozesse als Differenz zur Referenzladestrategie bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

In Abbildung 9.15 sind die zusätzlichen jährlichen Kosten für den Ladeprozess der fünf in der Fallstudie betrachteten Elektrofahrzeuge für den Zeitraum 2014/2015 nach den Grundladestrategien unterschieden dargestellt. Die jährlichen Zusatzkosten für die Elektrofahrzeuge enthalten nicht nur die Strombezugskosten, sondern auch das erhöhte Leistungsentgelt, da die Kosten dem Unternehmen ohne Elektrofahrzeuge nicht entstehen würden.

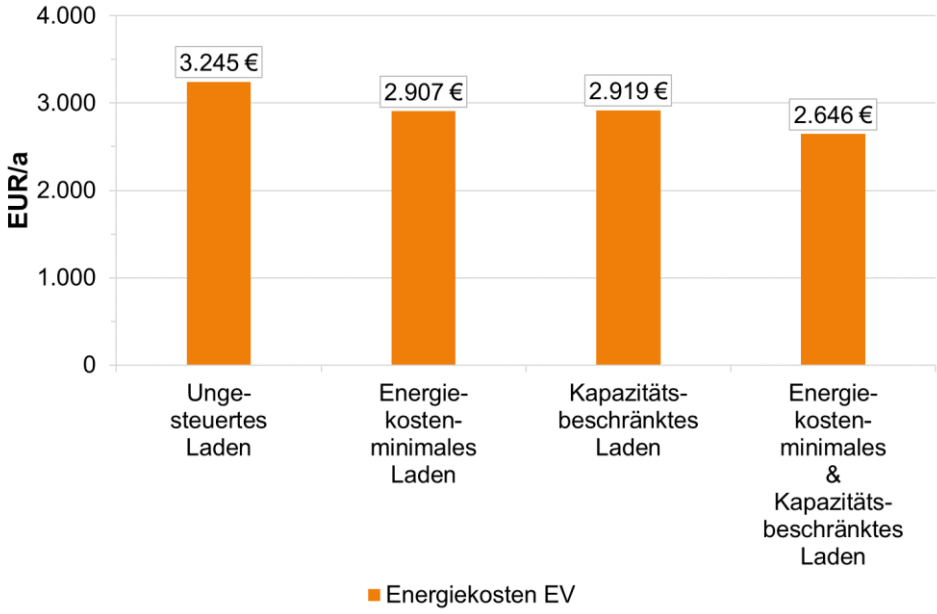

Abbildung 9.15: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge bei den Grundladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

Durch die Überschreitung der Leistungsgrenze während des ungesteuerten Ladens muss neben den Strombezugskosten ein zusätzliches Leistungsentgelt in Höhe von 157,24 € gezahlt werden. Dies führt insgesamt zu Kosten in Höhe von 3.245 €, die das Unternehmen für den Strom der Elektrofahrzeuge bezahlen muss. Orientiert sich der Ladeprozess an den zugrunde gelegten variablen Strompreisen, können die Kosten für die Elektrofahrzeuge bereits um 10,4 % bzw. 338 € auf 2.907 € gesenkt werden, obwohl ein erhöhtes Leistungsentgelt in Höhe von 92,49 € zu entrichten ist. Wird die Ladestrategie des kapazitätsbeschränkten Ladens betrachtet, können die Kosten in ähnlichem Umfang um 10,0 % bzw. 326 € auf 2.919 € gesenkt werden. Dies ist dadurch bedingt, dass bei einer erhöhten Jahresbenutzungsdauer (vgl. Abbildung 9.13, S. 84) eine andere Kostenstruktur zugrunde gelegt wird. Die Stromkosten für den reinen Bezug der Elektrofahrzeuge sind niedriger, jedoch fallen die Stromkosten für das restliche Unternehmen höher aus. Dadurch ist im Gesamtkostenvergleich eine Verschiebung der Ladezeiten auf kostengünstigere Stunden kosteneffektiver als eine Beschränkung der Leistungsgrenze. Wird jedoch beides in einer Ladestrategie zusammen betrachtet, können die Kosten sogar um 18,5 % bzw. 599 € für den Betrachtungszeitraum gegenüber der Referenzladestrategie auf 2.646 € reduziert werden. Die Kosteneinsparungen werden einerseits durch die Begrenzung der Leistung realisiert (es ist kein zusätzliches Leistungsentgelt zu entrichten). Andererseits werden die langen Standzeiten der Elektrofahrzeuge über Nacht ausgenutzt, indem der Ladeprozess in die Zeiten mit den günstigen Strombezugskosten verschoben wird.

9.2.1.1 Ungesteuertes Laden

Die ungesteuerte Ladestrategie dient als Referenzladestrategie, da diese den üblichen Ladeprozess modelliert: Ein Elektrofahrzeug wird an der Ladesäule angeschlossen und solange geladen, bis es vollständig geladen ist, oder aber vorzeitig die Ladesäule wieder verlässt. Dementsprechend gelten hier nur die technischen Restriktionen und die Leistungsgrenze des Unternehmens wird nicht berücksichtigt.

Bei dieser Ladestrategie wird die Leistungsgrenze im Maximum um 17 kW und insgesamt 249-mal überschritten (vgl. Abbildung 9.12, S. 83), auch wenn in anderen Zeiten die Leistungsgrenze deutlich unterschritten wird (vgl. Abbildung 9.16). Die maximale Bezugsleistung nur durch die Elektrofahrzeuge beträgt 29,44 kW, was der maximalen Ladeleistung von vier zeitgleich ladenden Elektrofahrzeugen entspricht.

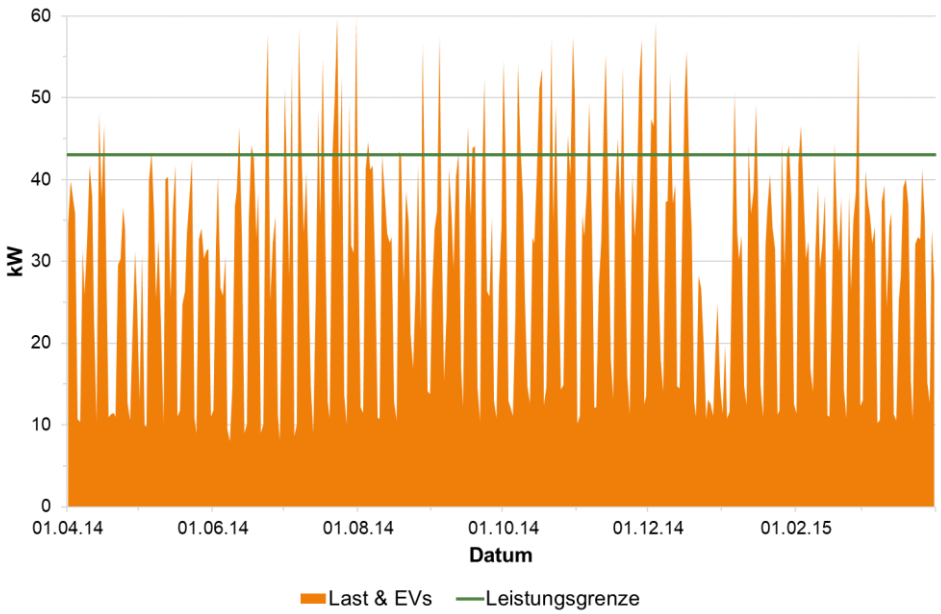

Abbildung 9.16: Jahresüberblick beim ungesteuerten Laden (Modelljahr 2014/2015)

In Abbildung 9.17 ist die Woche mit der höchsten Leistungsspitze dargestellt. Hier kann nachmittags bereits ein Elektrofahrzeug ausreichen, um die Leistungsgrenze zu überschreiten. Da die Elektrofahrzeuge nach Anschluss an die Ladesäule am Nachmittag erst wieder am nächsten Morgen benötigt werden, kann ein Ladeprozess in den Nachtstunden, wenn eine sehr geringe Bezugsleistung des Unternehmens vorliegt, die Überschreitung der Leistungsgrenze verhindern. Bereits eine Verschiebung des Ladeprozesses um ca. zwei Stunden nach hinten würde die Überschreitung abwenden.

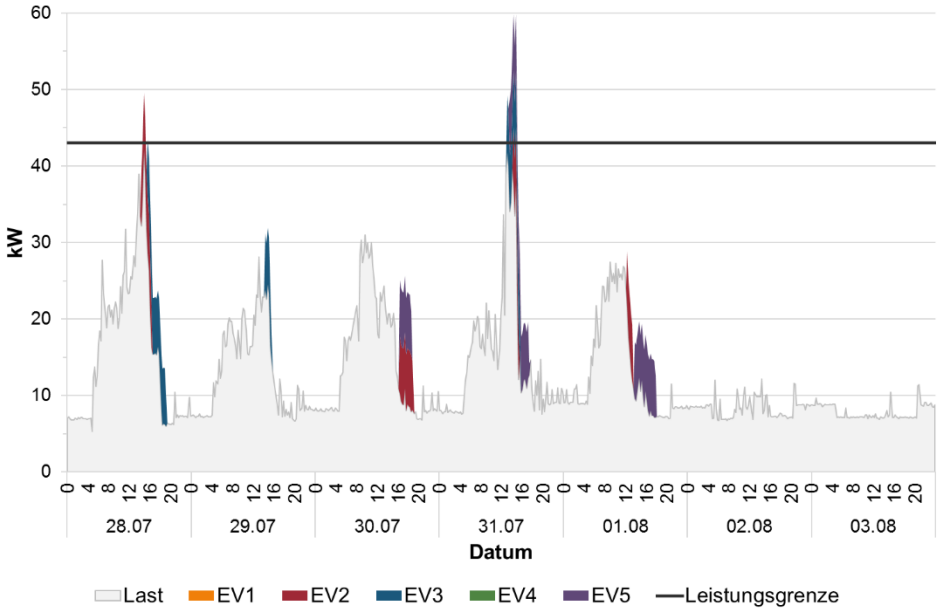

Abbildung 9.17: Wochenübersicht beim ungesteuerten Laden (Modellwoche 28.07.2014 – 03.08.2014)

Abbildung 9.18 stellt den Tag mit dem maximalen Bezug von 60 kW detailliert dar (31.07.2014). Bereits der Anschluss eines Elektrofahrzeugs um 13.00 Uhr reicht aus, um die Leistungsgrenze zu überschreiten. Der zeitgleiche Bezug von drei Elektrofahrzeugen mit insgesamt 22,08 kW erhöht die maximale Bezugsleistung sogar um ca. 28 %.

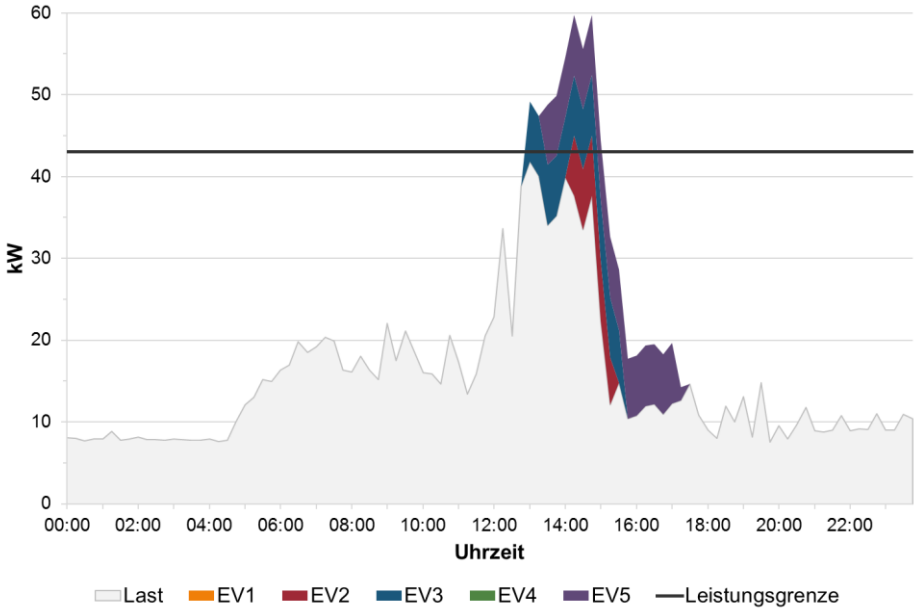

Abbildung 9.18: Tagesübersicht beim ungesteuerten Laden (Modelltag 31.07.2014)

Das Unternehmen weist einen eher niedrigen Leistungsbezug mit seltenen Lastspitzen auf, weshalb die Überschreitung der Leistungsgrenze durch die Elektrofahrzeuge kritisch ist. Dem Unternehmen wird dadurch das erhöhte Leistungsentgelt für das gesamte Jahr berechnet, obwohl der höhere Leistungsbezug noch seltener erreicht wird. Somit führt das ungesteuerte Laden zu deutlich höheren Kosten durch Überschreitungen der Leistungsgrenze, die den Elektrofahrzeugen zuzuschreiben sind.

9.2.1.2 Energiekostenminimales Laden

Das energiekostenminimale Laden berücksichtigt neben den technischen Restriktionen variable Strompreise. Zudem verschiebt es den Ladeprozess in die Stunden mit den niedrigsten Preisen.

Abbildung 9.19 zeigt einen Überblick über den Lastverlauf des Unternehmens einschließlich der fünf Elektrofahrzeuge. Der maximale zeitgleiche Bezug durch die Elektrofahrzeuge beträgt 36,8 kW, was der maximalen Ladeleistung bei fünf angeschlossenen Elektrofahrzeugen entspricht. Durch die Ladeprozesse wird die Leistungsgrenze des Unternehmens in Höhe von 43 kW im Maximum um 10 kW und insgesamt 66-mal überschritten (vgl. Abbildung 9.12, S. 83). Im Vergleich zur Referenzladestrategie (Abbildung 9.16, S. 88) ist erkennbar, dass die Täler beim Lastverlauf am Wochenende und in den Nachtstunden sowie die Lastspitzen nicht mehr so stark ausgeprägt sind. Die Lastverteilung ist insgesamt glatter geworden.

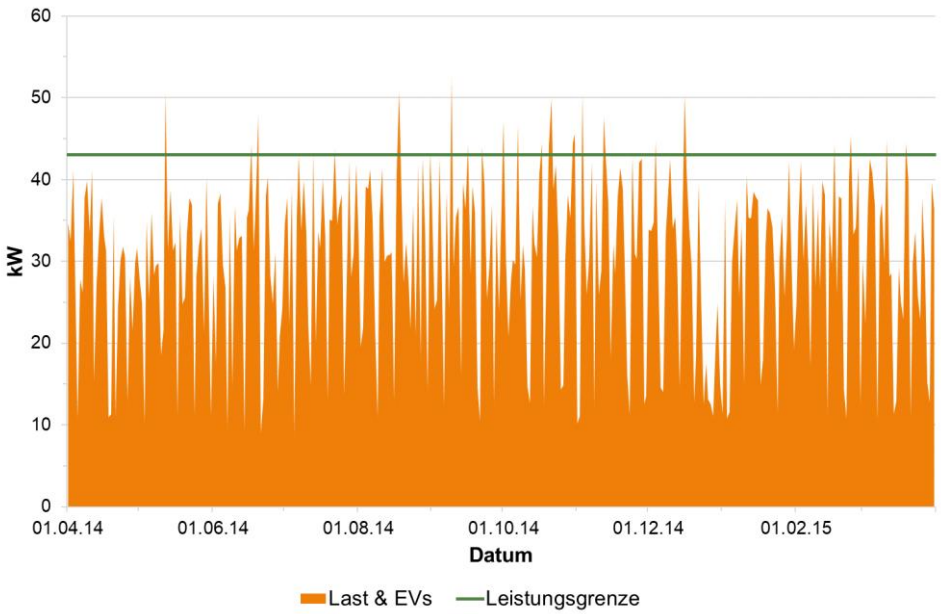

Abbildung 9.19: Jahresüberblick beim energiekostenminimalen Laden (Modelljahr 2014/2015)

In Abbildung 9.20 wird in einer Wochenübersicht verdeutlicht, dass auch ein energiekostenminimaler Ladeprozess zu einer deutlichen Erhöhung der Last und sogar zur Überschreitung der Leistungsgrenze führen kann. Werden alle Elektrofahrzeuge zeitgleich geladen, auch wenn das Unternehmen in diesen Zeiten eher eine schwache Last aufweist, führt dies zu einer Überschreitung der Leistungsgrenze. Durch die Berücksichtigung der kostenminimalen Zeitpunkte werden die Elektrofahrzeuge hauptsächlich in den frühen Morgenstunden geladen, wobei der gesamte Bezug der Elektrofahrzeuge teils die Unternehmenslast überschreitet.

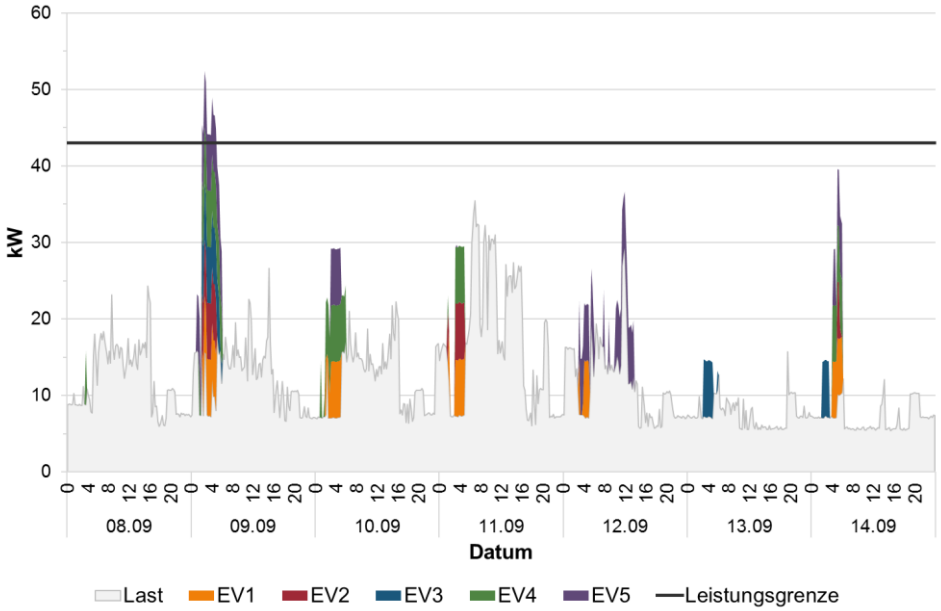

Abbildung 9.20: Wochenübersicht beim energiekostenminimalen Laden (Modellwoche 08.09.2014 – 14.09.2014)

Abbildung 9.21 stellt den Tag mit der höchsten Leistungsgrenzüberschreitung um 10 kW bei einem energiekostenminimalen Ladeprozess dar. In den frühen Morgenstunden werden bei einem geringen Strompreis alle fünf Elektrofahrzeuge zeitgleich geladen, was ca. 70 % der Bezugsleistung des Unternehmens ausmacht. Dies führt zu einer deutlichen Überschreitung der Leistungsgrenze, was wiederum eine Erhöhung des Leistungsentgelts nach sich zieht. Eine Entzerrung des Ladeprozesses könnte dem erhöhten Leistungsentgelt entgegenwirken, ist aber bei der betrachteten Zielfunktion nicht optimal.

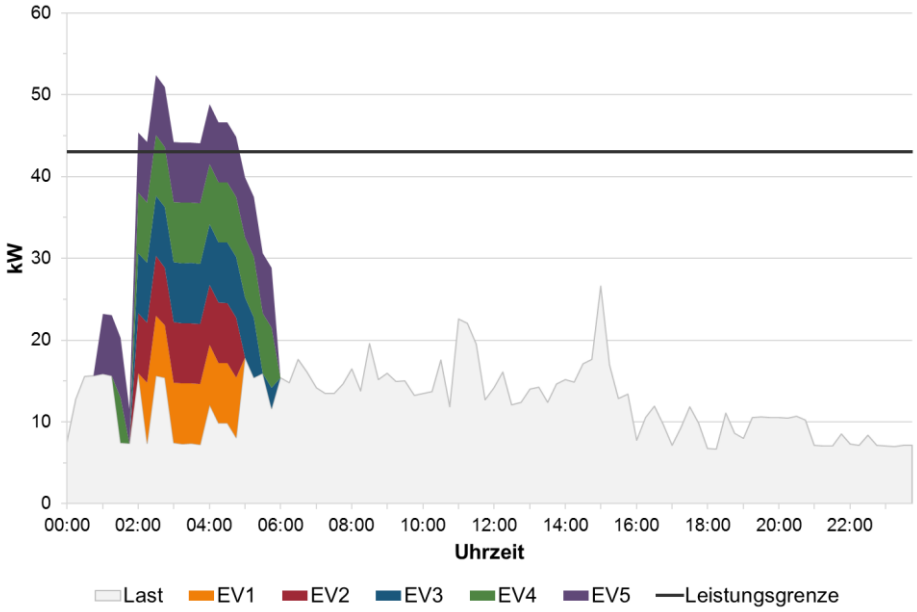

Abbildung 9.21: Tagesübersicht beim energiekostenminimalen Laden (Modelltag 09.09.2014)

Dennoch führt die energiekostenminimale Ladestrategie bereits zu Kosteneinsparungen gegenüber dem ungesteuerten Laden, da in den Stunden mit niedrigen Strompreisen die Elektrofahrzeuge geladen werden. Da die Leistungsgrenze nicht mitberücksichtigt wird, führt der Strombezug durch die Elektrofahrzeuge weiterhin zu einer Überschreitung der Leistungsgrenze und zu zusätzlichen Kosten für das Leistungsentgelt, auch wenn sie geringer ausfallen.

9.2.1.3 Kapazitätsbeschränktes Laden

Die kapazitätsbeschränkende Ladestrategie berücksichtigt den maximalen Strombezug des Unternehmens und nutzt die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge nur bis zur Erreichung dieser Leistungsgrenze.

Abbildung 9.22 stellt den Strombezug des Unternehmens bei der kapazitätsbeschränkten Ladestrategie dar. Die Berücksichtigung der Kapazitätsbeschränkung führt dazu, dass die Leistungsgrenze nicht mehr überschritten wird. Die Täler des Lastverlaufs ähneln denen der ungesteuerten Ladestrategie (vgl. Abbildung 9.16, S. 88), da der Ladeprozess nur leicht nach

hinten verlängert wird, sofern ansonsten die Leistungsgrenze überschritten würde. Die Jahresbenutzungsstunden steigen dadurch auf über 2.500 h/a an. Dementsprechend ändern sich der Leistungs- und Arbeitspreis für das Unternehmen.

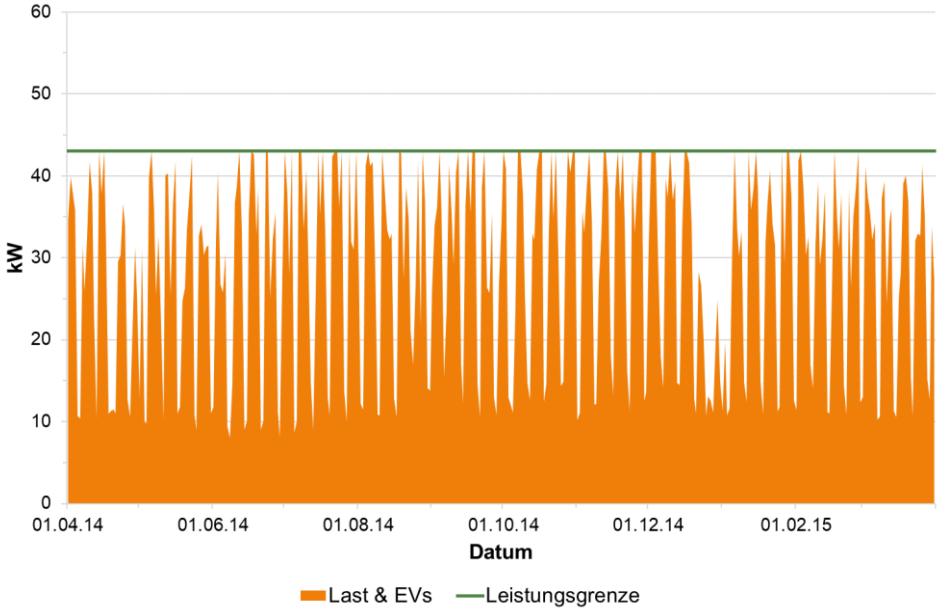

Abbildung 9.22: Jahresüberblick beim kapazitätsbeschränkten Laden (Modelljahr 2014/2015)

Im Vergleich zum ungesteuerten Laden (vgl. Abbildung 9.18, S. 89) ist in Abbildung 9.23 ersichtlich, dass der Ladeprozess verlängert wird, dafür aber die Leistungsgrenze nicht mehr überschritten wird. Die Fahrzeuge werden erst am nächsten Morgen wieder benötigt. Deshalb ist eine Verlängerung des Ladeprozesses für den Fahrzeugbetrieb unkritisch. Für die einzelnen Elektrofahrzeuge wird der Ladeprozess schließlich nur um 15 Minuten bis 1,5 Stunden verlängert.

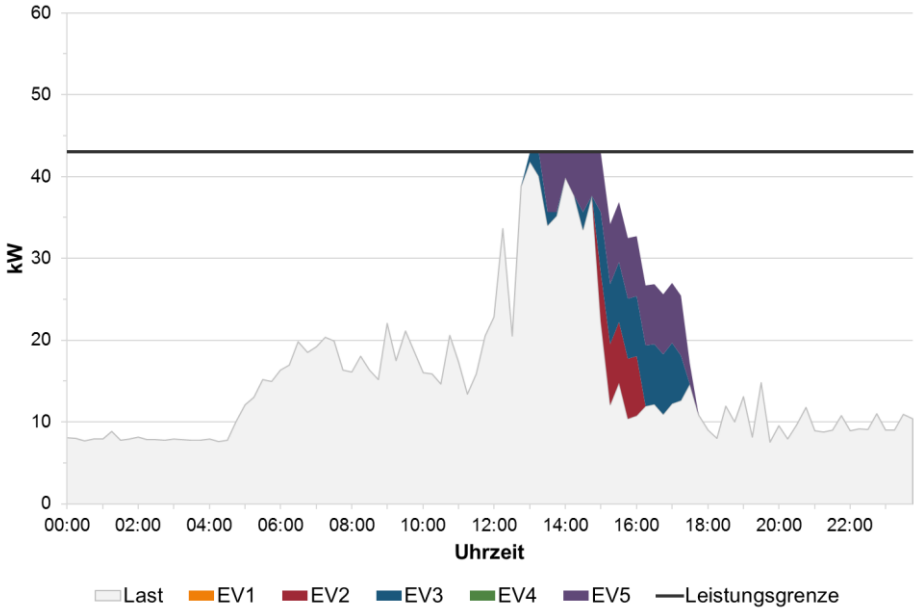

Abbildung 9.23: Tagesübersicht beim kapazitätsbeschränkten Laden (Modelltag 31.07.2014)

Insgesamt führt das kapazitätsbeschränkte Laden zu Kosteneinsparungen im Vergleich zum ungesteuerten Laden, da die Leistungsgrenze nicht überschritten wird und somit kein zusätzliches Leistungsentgelt zu entrichten ist.

In der hier betrachteten Anwendung führt die energiekostenminimale Ladestrategie zu höheren Kosteneinsparungen als das kapazitätsbeschränkte Laden. In anderen Anwendungsstudien, z. B. wenn bei der energiekostenminimalen Ladestrategie die Leistungsgrenze um mindestens 2 kW mehr überschritten wird, kann das kapazitätsbeschränkte Laden zu höheren Einsparungen führen.

9.2.1.4 Energiekostenminimales Laden mit Kapazitätsbeschränkung

Das energiekostenminimale Laden mit Kapazitätsbeschränkung berücksichtigt sowohl variable Stromtarife als auch die Leistungsgrenze des Unternehmens. Die Vorteile der vorherigen Ladestrategien werden somit kombiniert genutzt.

Die energiekostenminimale Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung führt beim Lastverlauf dazu, dass die Täler abgeschwächt und die Lastspitzen oberhalb der Leistungsgrenze gekappt werden (vgl. Abbildung 9.24). Durch die Verschiebung der Ladeprozesse in kostengünstige Zeiten werden die Täler in der Nacht und am Wochenende gefüllt. Die Berücksichtigung der Leistungsgrenze führt zur Kappung der Lastspitzen.

Auch bei dieser Ladestrategie steigt die Jahresbenutzungsdauer wegen der glatteren Lastverteilung auf über 2.500 h/a an und es ändern sich der Leistungs- und Arbeitspreis entsprechend.

Abbildung 9.24: Jahresüberblick beim energiekostenminimalen & kapazitätsbeschränkten Laden (Modelljahr 2014/2015)

In Abbildung 9.25 werden wie beim energiekostenminimalen Laden (vgl. Abbildung 9.21, S. 91) alle fünf Elektrofahrzeuge zu Niedrigpreis-Zeiten geladen, jedoch wird dabei die Leistungsgrenze nicht mehr überschritten. Der Ladeprozess aller fünf Fahrzeuge findet zwischen 1.00 Uhr und 5.45 Uhr statt. Für die einzelnen Fahrzeuge wird der Ladeprozess entweder durch geringere Bezugsleistungen oder Ladepausen verlängert.

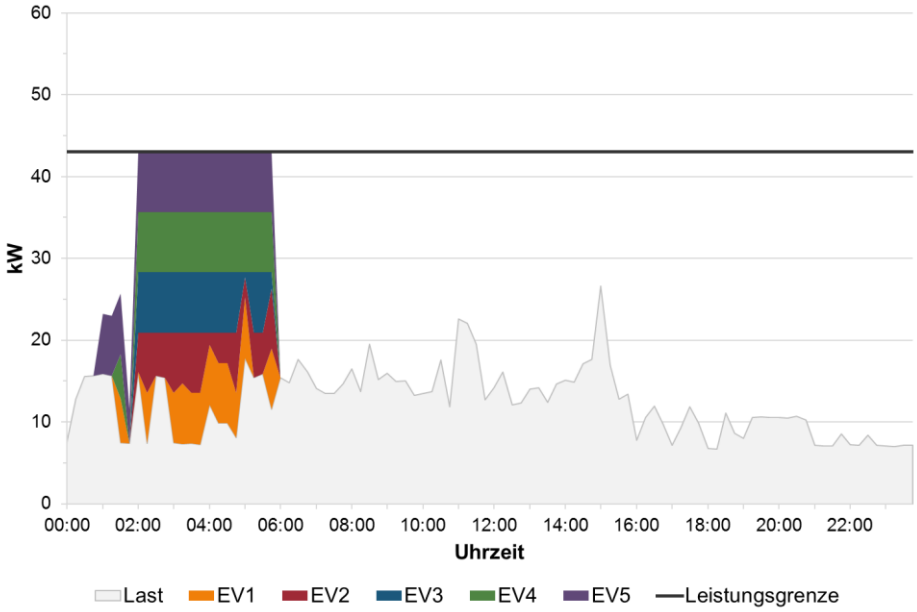

Abbildung 9.25: Tagesübersicht beim energiekostenminimalen & kapazitätsbeschränkten Laden (Modelltag 31.08.2014)

Die Berücksichtigung sowohl von variablen Stromtarifen als auch der Leistungsgrenze des Unternehmens führt dazu, dass dem Unternehmen die wenigsten zusätzlichen Kosten für die Ladeprozesse der Elektrofahrzeuge entstehen. So werden die Elektrofahrzeuge in den Stunden mit den niedrigsten Kosten geladen. Zugleich verhindert die Beachtung der Leistungsgrenze, dass dem Unternehmen zusätzliche Kosten durch eine Leistungsentgelterhöhung entstehen.

9.2.1.5 Kostenminimales Laden

Bei der kostenminimalen Ladestrategie wird die Leistungsgrenze endogen im Modell festgelegt. Durch die Jahresbenutzungsdauer von über 2.500 h/a geht der höhere Leistungspreis mit 65,71 €/kW[386] in die Berechnungen ein. Die vergleichsweise geringen Opportunitätskosten in Höhe von ca. 0,1 €/km[387] für das Zurückgreifen auf ein konventionelles Fahrzeug in 2014/2015 und die geringe Anzahl an Elektrofahrzeugen führen dazu, dass es aus der Kostenperspektive

[386] Berechnung vgl. Anhang II (S. XXIX).
[387] Berechnung vgl. Anhang I (S. XXVIII).

nicht optimal ist, die bisherige Leistungsgrenze zu überschreiten. Daher entsprechen die Ergebnisse denen des energiekostenminimalen Ladens mit Kapazitätsbeschränkung (vgl. Kapitel 9.2.1.4, S. 93) und werden nicht separat ausgewiesen.

Es sei aber bereits darauf hingewiesen, dass die Modellierung der kostenminimalen Ladestrategie in den Jahren 2020 und 2030 zu Unterschieden im Vergleich zur energiekostenminimalen Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung führt (vgl. Kapitel 9.2.3, S. 105). Die deutlich gestiegene Anzahl der Elektrofahrzeuge im Fuhrpark des Unternehmens im Vergleich zum Betrachtungszeitraum 2014/2015 wirkt sich auf die modellinterne Festlegung der Leistungsgrenze aus.

9.2.2 Auswertung Erweiterungen

In den nächsten Kapiteln werden die Erweiterungen der Ladestrategien wie bei den Grundladestrategien zuerst gemeinsam ausgewertet und anschließend werden bei den vier Erweiterungen einzeln die Besonderheiten aufgezeigt.

Die Erweiterungen PV und V2G bauen auf der kostenminimalen Ladestrategie auf. Bei den Erweiterungen Ladekurve und Strompreisbegrenzung wird aus Rechenzeitgründen auf der energiekostenminimalen Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung aufgesetzt. In den Abbildungen wird die kostenminimale Ladestrategie als Referenzwert mit dargestellt.

Der Strombezug ist nicht mehr wie bei den Grundladestrategien identisch (vgl. Abbildung 9.26).

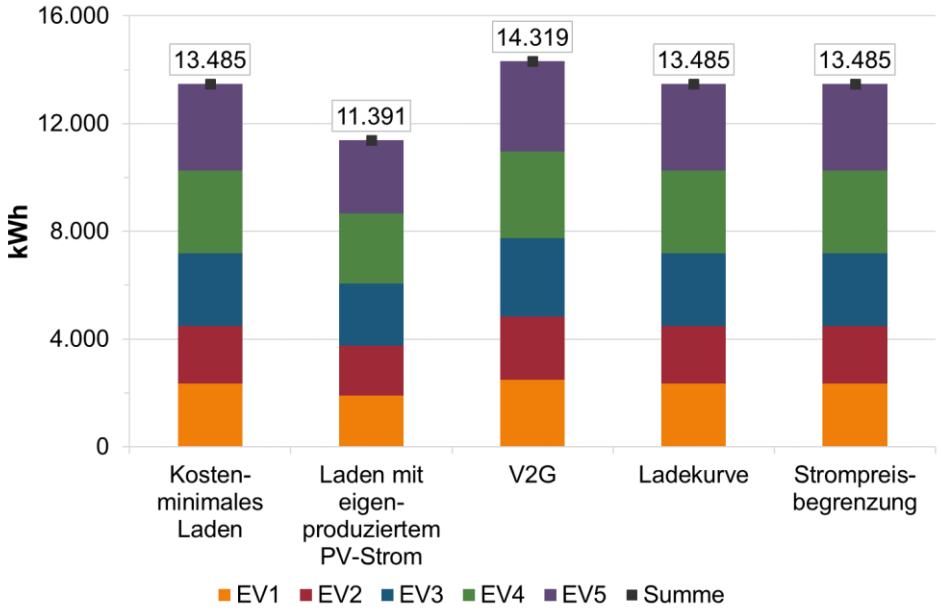

Abbildung 9.26: Strombezug der Elektrofahrzeuge bei den erweiterten Ladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

Bei Berücksichtigung der Ladekurve und der Strompreisbegrenzung werden ebenso wie bei den Grundladestrategien in Summe durch alle Elektrofahrzeuge 13.485 kWh Strom aus dem

Stromnetz bezogen. Wird die eigene Photovoltaikanlage mitberücksichtigt und zum Teil der erzeugte Strom für die Elektrofahrzeuge verwendet, sinkt der Strombezug auf 11.391 kWh ab. Der Strombezug steigt hingegen bei der Berücksichtigung der Bidirektionalität auf 14.319 kWh[388] an, da die Elektrofahrzeuge Strom in das Netz einspeisen können, dementsprechend zu anderen Zeiten aber wieder aufgeladen werden müssen.

Die Anzahl der unvollständigen Ladeprozesse variiert von Ladestrategie zu Ladestrategie (vgl. Abbildung 9.27). Beim Laden mit PV-Strom treten keine zusätzlichen unvollständigen Ladevorgänge im Vergleich zum ungesteuerten Laden auf. Weitere unvollständige Ladeprozesse, die aufgrund der Begrenzung der Spitzenlast auftreten würden, können durch die eigene Stromproduktion aufgefangen werden. Insgesamt werden 13,56 kWh auf spätere Ladeprozesse verschoben, was weniger als bei der kostenminimalen Ladestrategie ist. Bei Berücksichtigung der Bidirektionalität treten zwei unvollständige Ladeprozesse mehr auf, da der vermehrte Strombezug durch die Rückspeisung in das Stromnetz mit einer Lademenge von 11,04 kWh auf spätere Ladevorgänge verschoben wird.

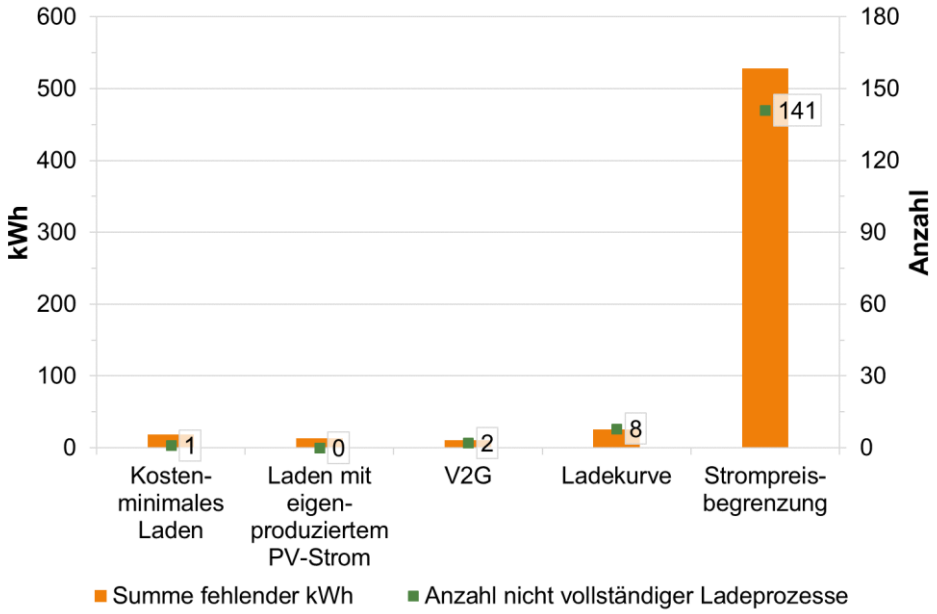

Abbildung 9.27: Zusätzliche unvollständige Ladeprozesse bei den erweiterten Ladestrategien im Vergleich zur Referenzladestrategie (Modelljahr 2014/2015)

Die Berücksichtigung der Ladekurve führt zu acht weiteren unvollständigen Ladeprozessen und 25 kWh verschobener Lademenge. Der Strombezug wird zum Ende des Ladeprozesses stärker begrenzt, sodass sich der Batterieladevorgang verlängert. D. h. es kann unter Umständen dazu kommen, dass die Standzeit am Ende bis zur vollständigen Ladung nicht mehr ausreichend ist.

[388] Der Wert ist um die Ladeverluste für das Entladen (V2G) bereits bereinigt.

Wird die Strompreisbegrenzung eingeführt, sodass der Fahrzeughalter einen maximalen Strompreis vorgeben kann, bei dem das Fahrzeug noch geladen werden soll, so treten bei der gewählten Parametrierung 141 unvollständige Ladevorgänge mehr als beim ungesteuerten Ladeprozess auf. In Summe werden dann 527,85 kWh auf spätere Ladevorgänge verschoben. Das macht 4 % des gesamten Strombezugs der Elektrofahrzeuge aus – diese Verschiebung ist aber Kern der Strategie.

Der Jahresbezug des Unternehmens verändert sich analog zu der Änderung des Jahresbezugs durch die Elektrofahrzeuge, sodass durch die bidirektionale Nutzung etwas mehr Strom aus dem Netz bezogen wird und bei Berücksichtigung der eigenen Photovoltaikanlage weniger Strom (vgl. Abbildung 9.28).

Bei der Ladestrategie mit eigenproduziertem PV-Strom wird nicht die Unternehmenslast ohne PV-Anlage, sondern die Unternehmenslast bei installierter PV-Anlage als Referenzwert verwendet, weshalb diese hier separat ausgewiesen wird. Es soll in der Anwendung primär nicht allgemein die Vorteilhaftigkeit einer PV-Anlage dargestellt werden, sondern die Vorteilhaftigkeit einer PV-Anlage für die Elektrofahrzeuge.

Die Leistungsgrenze entspricht bei allen Ladestrategien 43 kW, sodass sich durch den variierenden Strombezug auch die Jahresbenutzungsdauer verändert (vgl. Abbildung 9.28).

Bei Berücksichtigung der Bidirektionalität, der Ladekurve oder der Strompreisbegrenzung bleiben die Jahresbenutzungsstunden wie bei der kostenminimalen Ladestrategie über 2.500 h/a. Bei der Ladestrategie mit eigenproduziertem PV-Strom sinkt die Jahresbenutzungsdauer unter 2.500 h/a, was wieder zu einem niedrigeren Leistungspreis führt.

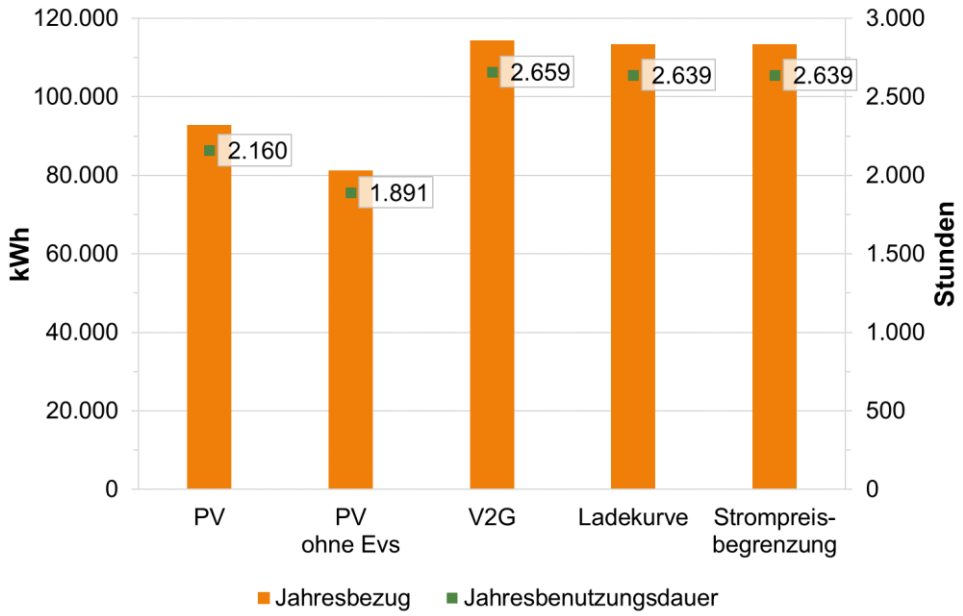

Abbildung 9.28: Vergleich des Jahresbezugs und der Jahresbenutzungsdauer bei den erweiterten Ladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

Die Erweiterungen der Ladestrategien können in den meisten Fällen zu zusätzlichen Einsparungen im Vergleich zur kostenminimalen Ladestrategie führen (vgl. Abbildung 9.29). Die Berücksichtigung der Ladekurve für den Ladeprozess der Batterie führt allerdings zu einem minimalen Anstieg der Stromkosten für die Elektrofahrzeuge um 0,76 € bzw. 0,03 % im Betrachtungszeitraum 2014/2015. Die realitätsnähere Abbildung der Ladekurve hat verlängerte Ladeprozesse zur Folge und so müssen die Fahrzeugbatterien in teureren Stunden vollständig aufgeladen werden.

Die Berücksichtigung der eigenen PV-Anlage führt zu zusätzlichen Einsparungen in Höhe von 3 % bzw. 80,51 €. Da das Unternehmen allein den erzeugten PV-Strom nicht vollständig im Eigenverbrauch einsetzt, führt der Einsatz der Elektrofahrzeuge hier zu niedrigeren Kosten, da statt teurem Fremdbezug teilweise eigenerzeugter PV-Strom verwendet wird.

Durch die Nutzung der Bidirektionalität der Elektrofahrzeuge können zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden. Dadurch sinken die Kosten um 2 % bzw. 54,06 €, also deutlich weniger als durch die Nutzung von selbsterzeugten PV-Strom. Die Strompreisbegrenzung führt zu nochmals deutlich niedrigeren Einsparungen in Höhe von 0,4 % bzw. 9,81 € bei den hier gewählten Preisgrenzen.

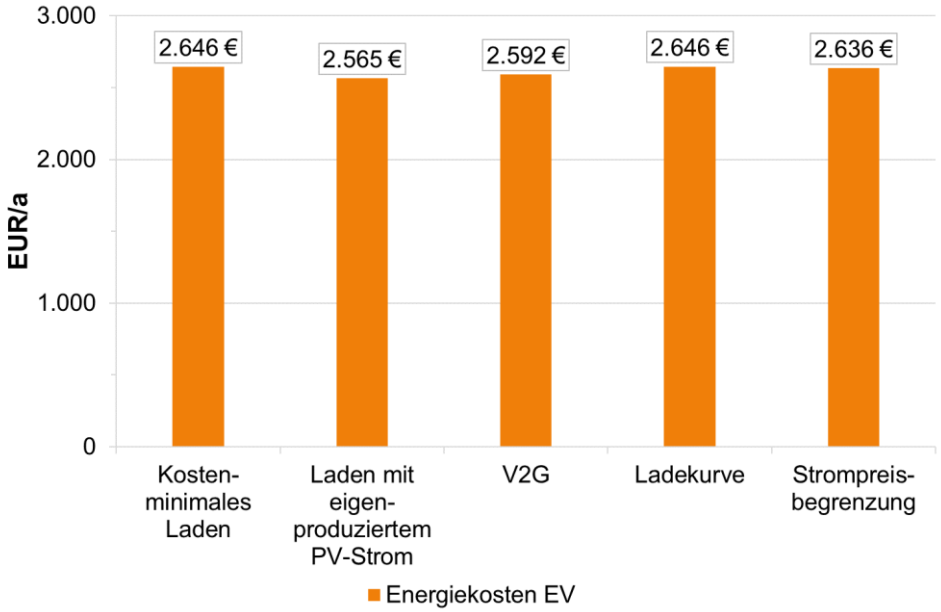

Abbildung 9.29: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge bei den erweiterten Ladestrategien (Modelljahr 2014/2015)

Dem Einsparpotenzial der verschiedenen Ladestrategien müssen die Mehrkosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden entgegengestellt werden, sodass die hier vorgestellten Ergebnisse als Obergrenze zu betrachten sind.

9.2.2.1 Einbindung erneuerbarer Energien

Die Einbindung erneuerbarer Energien als Erweiterung bei den Ladestrategien zeigt auf, dass die Elektrofahrzeuge nicht nur möglichst CO_2-neutral geladen werden können, sondern sich auch die Wirtschaftlichkeit für den Elektrofahrzeugbesitzer verbessert.

In dieser Betrachtung steht nicht die Vorteilhaftigkeit der Photovoltaikanlage selbst zur Stromkostenreduktion des Unternehmens im Fokus. Vielmehr soll nur die zusätzliche Verbesserung der Kostensituation durch die Nutzung der Elektrofahrzeuge ausgewiesen werden. Daher werden die Strombezugskosten des Unternehmens mit einer PV-Anlage ohne Elektrofahrzeuge als Referenzwert für die Ermittlung der Stromkosten für die Elektrofahrzeuge angesetzt.

Abbildung 9.30 zeigt als Tagesübersicht den Lastverlauf des Unternehmens mit Berücksichtigung der Photovoltaikanlage sowie den Elektrofahrzeugen am 09.08.2014. In den Peak-Stunden der Solarstromerzeugung in den Mittagsstunden ist es möglich, die Last des Unternehmens vollständig aus erneuerbaren Energien zu decken. Zudem werden bis zu 14 kW von den Elektrofahrzeugen direkt aus der dezentral erneuerbaren Stromproduktion geladen. Das entspricht fast dem Ladeprozess von zwei Elektrofahrzeugen mit voller Bezugsleistung. Trotz vollständiger Deckung der Unternehmenslast und des Ladens der Elektrofahrzeuge aus erneuerbaren Energien werden noch bis zu 5 kW ins Netz eingespeist.

Insgesamt kann der Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage um ca. 1,9 MWh übers Jahr erhöht werden, sodass nun 96 % des PV-Stroms eigenverbraucht werden.

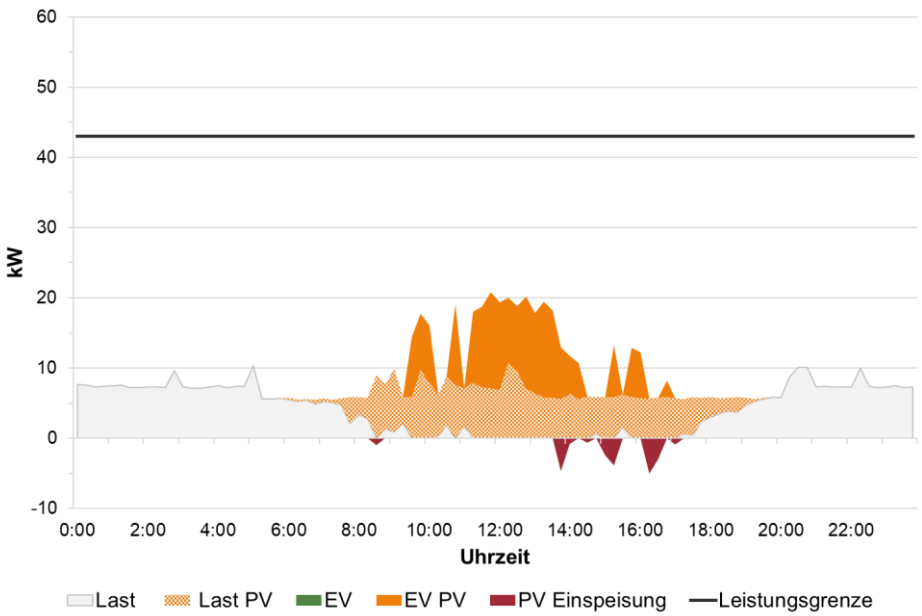

Abbildung 9.30: Tagesübersicht beim Laden mit PV-Strom (Modelltag 09.08.2014)

Die Einbindung erneuerbarer Energien in den Ladeprozess zeigt auf, dass es in manchen Stunden möglich ist, die Elektrofahrzeuge rein aus erneuerbaren Energien zu laden. In anderen Stunden wird aber zusätzlich Strom aus dem Netz bezogen. Insgesamt werden 16 % des

Ladestroms für die Elektrofahrzeuge aus der eigenen PV-Anlage bezogen. Um eine vollständige CO_2-Neutralität zu erreichen, muss der restliche Strom über einen Ökostromvertrag bezogen werden.
Nicht nur für die CO_2-Bilanz der Elektrofahrzeuge ist das Laden mit eigenerzeugten PV-Strom vorteilhaft, sondern auch für den Elektrofahrzeugnutzer, da dieser seine Elektrofahrzeugkosten im Betrachtungszeitraum 2014/2015 am stärksten mit Einbindung seiner eigenen PV-Anlage senken kann. Bei einer niedrigeren Einspeisevergütung würden sich die Opportunitätskosten für die Elektrofahrzeuge entsprechend ändern, sodass der wirtschaftliche Vorteil für den Elektrofahrzeugnutzer weiter steigen würde.

9.2.2.2 Vehicle to Grid

Vehicle to Grid berücksichtigt die Möglichkeit im Elektrofahrzeug gespeicherte Energie wieder an das Stromnetz abzugeben. So kann bei einer größeren Elektrofuhrparkgröße die Last geglättet und sogar die Leistungsgrenze herabgesetzt werden (vgl. Kapitel 9.2.3, S. 105).
Im Betrachtungszeitraum 2014/2015 kann die Bidirektionalität dazu führen, dass Elektrofahrzeuge zu Zeiten mit einer hohen Bezugsleistung des Unternehmens trotzdem geladen werden können, indem sie Strom aus den Batterien anderer angeschlossener Elektrofahrzeuge beziehen. Das ist insbesondere von Interesse, wenn die Elektrofahrzeuge aufgrund kurzer Anschlusszeiten an der Ladesäule ansonsten nicht geladen werden könnten.
Dies ist beispielhaft für den 21.10.2014 in Abbildung 9.31 dargestellt. Hier wird am Morgen für 2,5 Stunden ein Elektrofahrzeug an der Ladesäule angeschlossen und in jedem Zeitschritt mit der Maximalleistung geladen. Da die Bezugsleistung des Unternehmens zu diesem Zeitpunkt bereits sehr hoch ist, könnte ohne Bidirektionalität das Fahrzeug nicht ohne Überschreitung der Leistungsgrenze geladen werden.

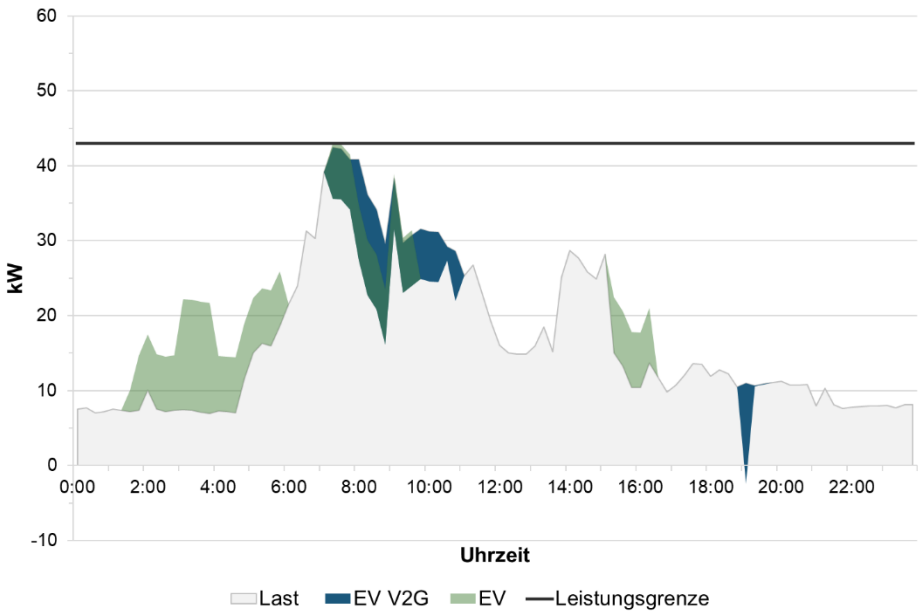

Abbildung 9.31: Tagesübersicht bei der V2G Ladestrategie (Modelltag 21.10.2014)

Durch die Strombereitstellung aus anderen Fahrzeugbatterien, ist es möglich, dass das eine Elektrofahrzeug dennoch in der kurzen angeschlossenen Zeit geladen wird und danach wieder für den Einsatz bereitsteht. In den Abendstunden ist es bei hohen Strompreisen sogar möglich, die Last des Unternehmens vollständig aus den Fahrzeugbatterien zu decken und noch 2,4 kW ins Netz einzuspeisen.

Die maximale Rückspeisung aus den Fahrzeugbatterien findet am 1.11.2014 statt (vgl. Abbildung 9.32). Um 18:30 Uhr werden 23,7 kW aus den Fahrzeugbatterien nach Lastdeckung ins Netz eingespeist. An diesem Feiertag werden die fünf Fahrzeugbatterien in den Morgenstunden zu günstigen Strombezugskosten vollständig geladen. In der Stunde von 18-19 Uhr werden insgesamt 30,8 kWh aus den Fahrzeugbatterien entnommen und diese werden dann bis zur nächsten Nutzung wieder vollständig geladen.

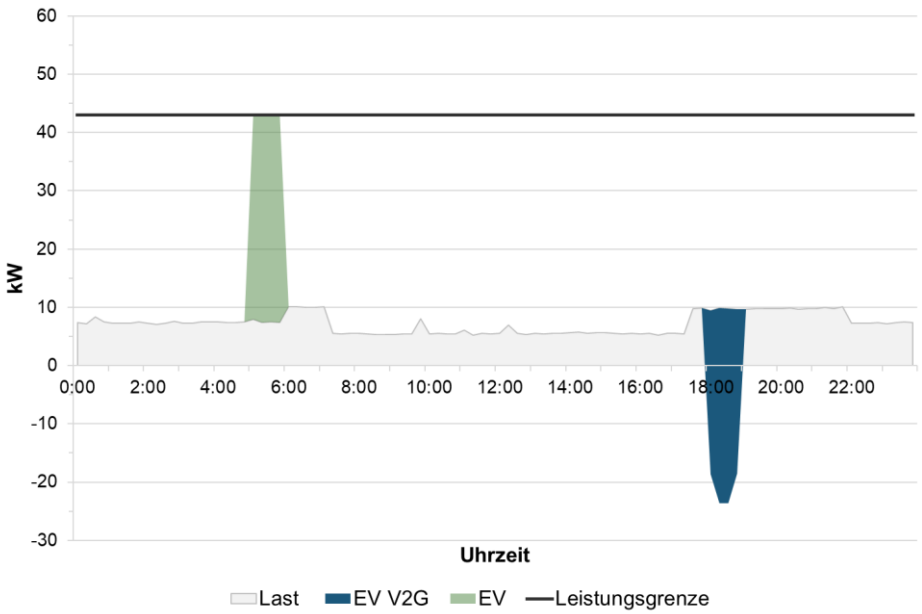

Abbildung 9.32: Tagesübersicht bei der V2G Ladestrategie (Modelltag 01.11.2014)

Bei fünf Elektrofahrzeugen ist die Jahressumme mit 3,7 MWh Rückspeisung noch nicht sehr groß, entspricht aber bereits 26 % des bezogenen Stroms für die Elektrofahrzeuge[389]. In zukünftigen Jahren kann durch die steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen die Jahressumme noch ansteigen. Die Rückspeisesumme entspricht fast 103 Vollzyklen einer Fahrzeugbatterie. Pro Elektrofahrzeug kann man von ca. 20 Zyklen pro Jahr und ca. 200 Zyklen bei einer 10-jährigen Haltedauer sprechen. Steigt die Zyklenfestigkeit der Batterien weiter an (vgl. Kapitel 2.2.1.2, S. 10), haben 200 Vollzyklen keine große Auswirkung auf die Lebensdauer der Fahrzeugbatterien.

Ein Flottenbetreiber kann trotz Ladeverlusten seine Elektrofahrzeugkosten bereits im Modelljahr 2014/2015 senken, indem er die Fahrzeuge bidirektional dem Stromnetz zur Verfügung stellt. Die Einsparungen von ca. 10 € pro Elektrofahrzeug sind jedoch sehr begrenzt und es ist fraglich, ob sie ausreichen, um die Kosten für die steuerbare Infrastruktur zu decken sowie den Sorgen vor einer vorzeitigen Batteriealterung entgegenzuwirken.

9.2.2.3 Berücksichtigung des typischen Batterieladeverhaltens

In Abbildung 9.33 ist der Ladeprozess eines Elektrofahrzeugs beispielhaft dargestellt. Zuerst wird mit konstantem Strom und danach mit konstanter Spannung und abfallendem Strom die Fahrzeugbatterie geladen (vgl. Kapitel 2.2.1.3, S. 11).

Das Elektrofahrzeug erreicht die Ladesäule mit einem Batteriefüllstand von 27 kWh und lädt die erste Stunde konstant mit 7,36 kW bis ein Füllstand von 33,6 kWh erreicht ist. Danach fällt die Ladeleistung ab und für die restlichen 2,4 kWh dauert der Ladevorgang noch weitere

[389] Bei der Berechnung ist nur der reine Strombezug der Elektrofahrzeuge zugrunde gelegt worden, nicht der Mehrbezug durch Nachladen des ins Netz zurückgespeisten Stroms.

45 Minuten. Insgesamt verlängert sich dadurch der Ladeprozess um ca. eine halbe Stunde. Somit wird fast die Hälfte der Ladedauer für weniger als ein Drittel der Lademenge benötigt.

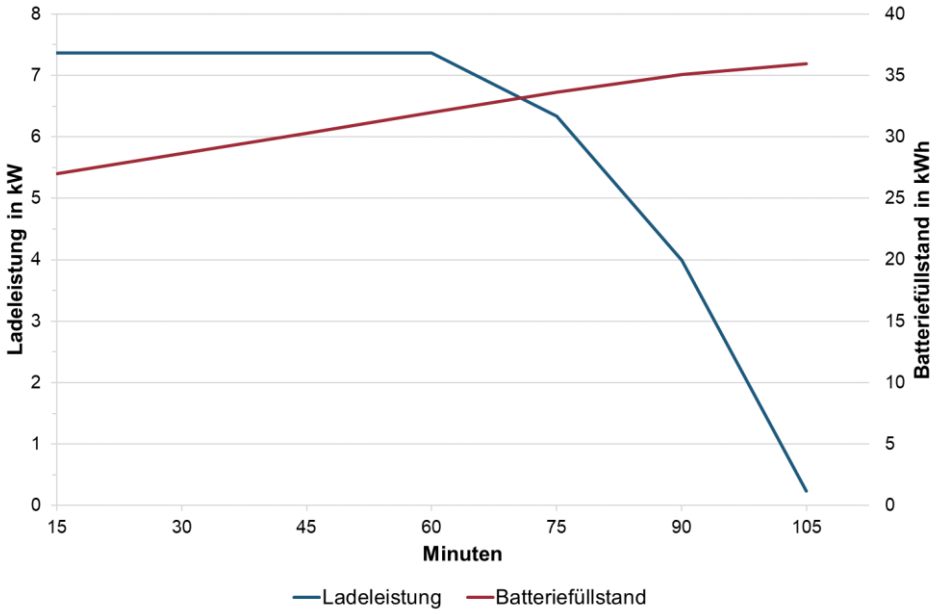

Abbildung 9.33: Typisches Batterieladeverhalten

Da die Elektrofahrzeuge meist deutlich länger an den Ladesäulen angeschlossen sind, macht es für den Batteriefüllstand keinen großen Unterschied, ob die Ladekurve bei der Modellierung mitberücksichtigt wird oder nicht. Über das Jahr verteilt treten lediglich zwei Ladeprozesse mehr auf, bei denen dadurch die Elektrofahrzeuge die Ladesäule unvollständig geladen verlassen. Die Kostenminimierung wird aber durch die Berücksichtigung der Ladekurve beeinflusst, da nicht in allen Stunden gleich viel Energie aufgenommen werden kann. Dadurch wird der Ladeprozess evtl. in kostenintensivere Stunden verlängert. In der betrachteten Fallstudie führt dies jedoch nur zu einem Kostenanstieg von 0,76 € für ein Jahr und fünf Elektrofahrzeuge.

Die genauere Darstellung der Ladekurve eines AC-Ladeprozesses führt zu einem deutlich komplexeren Modell mit Binärvariablen. Die Rechenzeit steigt aber im Vergleich zu der energiekostenminimalen Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung von wenigen Sekunden auf über 13 Stunden an. Für die Betrachtungen unter zukünftigen Rahmenbedingungen wird die Ladekurve nicht weiter berücksichtigt, denn die Unterschiede zur energiekostenminimalen Ladestrategie mit Kapazitätsbeschränkung sind so gering, dass sie den deutlich höheren Rechenaufwand nicht rechtfertigen.

Treten zukünftig bei den Ladekurven, z.B. durch DC-Ladeprozesse, deutlich früher geringere Ladeleistungen auf, könnte diese Ladestrategie noch einmal in den Fokus genommen werden.

9.2.2.4 Strompreisbegrenzung

Bei der variablen Festsetzung des maximalen Strompreises für den Ladeprozess wird eine Preisobergrenze für den Strombezug gesetzt. Die Strompreisbegrenzung hängt vom Füllstand am Ende des Ladeprozesses ab. Dadurch werden die Kosten der Ladung der Elektrofahrzeuge über einen Ladeprozess hinaus optimiert. Die Anzahl der unvollständigen Ladeprozesse steigt an, da die weitere Beladung der Elektrofahrzeuge nur bei niedrigeren Strompreisen erfolgt ist.

In Abbildung 9.34 sind die Dauerlinien der maximalen Strompreise für die Ladeprozesse der fünf Elektrofahrzeuge dargestellt. Die Preisobergrenzen werden in Abhängigkeit des Füllstands zum Ende des Ladeprozesses festgesetzt. Die niedrigste liegt bei 0,19 €/kWh und sie wird als Preisobergrenze für eine vollständige Ladung der Fahrzeugbatterie gesetzt.

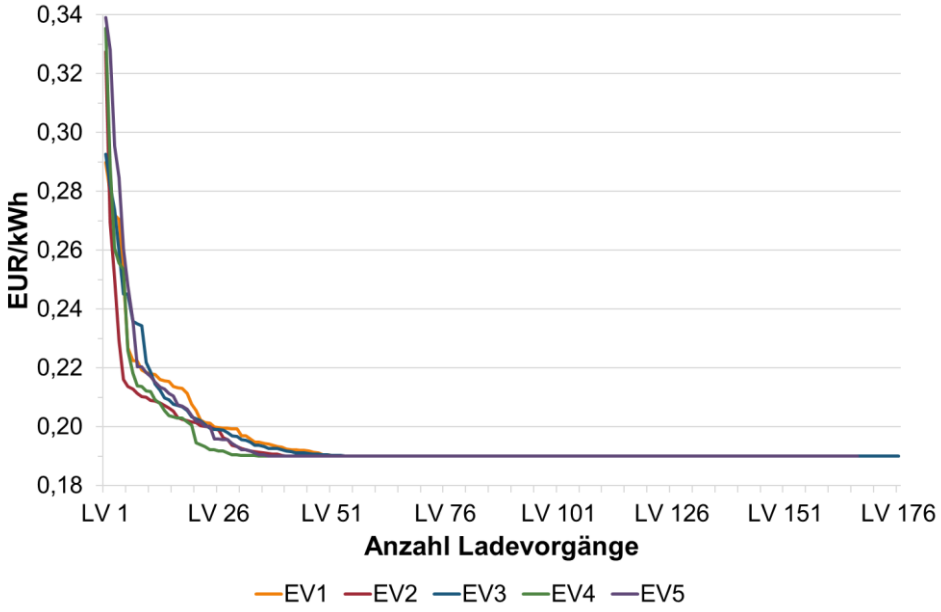

Abbildung 9.34: Dauerlinien der maximalen Strompreise für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2014/2015)

Bei jedem Elektrofahrzeug werden in mindestens 110 Ladevorgängen (69-79 %) maximal 0,19 €/kWh für den Strombezug gezahlt und die Elektrofahrzeuge sind am Ende des Ladeprozesses vollständig geladen. In 1-2 % der Ladeprozesse pro Elektrofahrzeug liegt der maximal gezahlte Preis bei 0,27 €/kWh, was der gesetzten Preisgrenze für einen Batteriefüllstand von 50 % entspricht.

Dieser Preis entspricht dem maximal beobachteten Preis, sodass jederzeit ohne Preisbeschränkung die Fahrzeugbatterie bis zur Hälfte geladen wird. So wird ein Mindestfüllstand sichergestellt.

Ein Batteriefüllstand von 80 % wird nur in 5-11 % der Ladeprozesse nicht erreicht, wenn der maximal gezahlte Preis oberhalb von 0,21 €/kWh liegt. Durch die Preisobergrenzen für den

Ladeprozess ist es meistens möglich, die Elektrofahrzeuge unterhalb des mittleren Strompreises zu laden (vgl. Tabelle 9.2, S. 75).
In 89-95 % der Ladeprozesse werden die Elektrofahrzeuge trotz Preisobergrenze bis zu einem Füllstand von 80 % bis 100 % aufgeladen, sodass bei der nächsten Fahrt kaum Reichenweiteneinschränkungen auftreten.
Das Einsparpotenzial ist mit ca. 2 € pro EV/Jahr bei den gesetzten Preisobergrenzen recht gering und es erscheint daher fragwürdig, ob sich solche Ladestrategien in Zukunft durchsetzen werden – selbst wenn die Volatilität der Strompreise zukünftig steigt, werden die erzielbaren Einsparungen im unteren zweistelligen Euro-Bereich verbleiben. Daher wird diese deutlich komplexere und zeitintensivere Modellierung (5,5 Tage) bei den Ladestrategien unter zukünftigen Rahmenbedingungen nicht weiterverfolgt. Der vorgestellte Ansatz könnte in Zukunft in Verbindung mit der Bidirektionalität jedoch die Bereitschaft der Elektrofahrzeugnutzer erhöhen, ihre Batterie zur Verfügung zu stellen, da der Nutzer eine höhere Mitbestimmung hat.

9.2.3 Ladestrategien unter zukünftigen Randbedingungen

Für zukünftige Rahmenbedingungen wird eine Auswahl der in Kapitel 8 vorgestellten Ladestrategien betrachtet. Als Referenzladestrategie wird wieder das ungesteuerte Laden verwendet. Das kostenminimale Laden mit selbstständiger Festsetzung der Leistungsgrenze wird als erste steuerbare Ladestrategie herangezogen (vgl. Kapitel 8.1.1, S. 58). Die Grundladestrategien 2-4 (vgl. Kapitel 8.1.2-618.1.4, ab S. 59) werden nicht einzeln ausgewiesen, da sie in der kostenminimalen Ladestrategie kombiniert sind. Da die Einbindung erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung gewinnt, wird die Integration einer eigenen PV-Anlage zusätzlich betrachtet (vgl. Kapitel 8.2.1, S. 63). Die Bidirektionalität wird ebenso bei den zukünftigen Szenarien berücksichtigt (vgl. Kapitel 8.2.2, S. 65).

9.2.3.1 Modelljahr 2020

Für das Unternehmen wird wie zuvor ein Stromverbrauch von 100.000 kWh und für die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge eine Erhöhung auf 22 kW angenommen. Durch den zusätzlichen Stromverbrauch der nun 20 Elektrofahrzeuge erhöht sich der Jahresbezug um ca. 57.500 kWh. Im Fall mit einer eigenen PV-Anlage reduziert sich der Strombezug für Unternehmen und Elektrofahrzeuge zusammen um ca. 14 % (vgl. Abbildung 9.35).

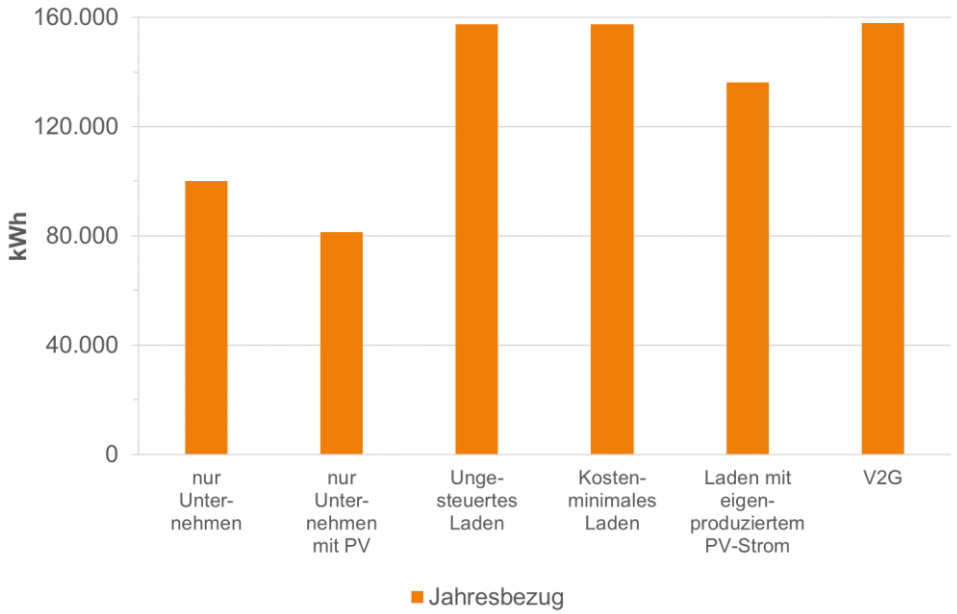

Abbildung 9.35: Vergleich des Jahresbezugs (Modelljahr 2020)

Je nachdem, ob die Elektrofahrzeuge gesteuert geladen werden oder nicht, hat dies deutliche Auswirkungen auf die Jahresbenutzungsdauer (vgl. Abbildung 9.36). Das Unternehmen alleine hat eine Jahresbenutzungsdauer von knapp unter 2.500 h/a. Die Leistungsgrenze des Unternehmens wird nur sehr selten erreicht und in den meisten Stunden des Jahres wird eine deutlich geringere Leistung bezogen.

Werden die Elektrofahrzeuge ungesteuert geladen, sinkt die Jahresbenutzungsdauer auf etwas mehr als 400 h/a ab, da die Lastspitze deutlich erhöht wird (vgl. Abbildung 9.36), aber der Jahresbezug sich nicht in gleichem Umfang erhöht. Dadurch nimmt der Quotient aus Jahresverbrauch und Jahreshöchstlast, die Jahresbenutzungsdauer, stark ab.

Werden die Elektrofahrzeuge gesteuert geladen, erhöht sich die Jahresbenutzungsdauer hingegen auf 3.000 h/a bis knapp 5.000 h/a. Hier wird die Leistungsgrenze deutlich häufiger erreicht und die Lastverteilung wird glatter.

Die maximale Bezugsleistung des Unternehmens alleine liegt weiterhin bei 43 kW (vgl. Abbildung 9.36). Werden die Elektrofahrzeuge in der ungesteuerten Referenzladestrategie mit 22 kW pro Elektrofahrzeug geladen, führt dies zu einer sehr starken Erhöhung der Spitzenleistung auf 382 kW. Sie tritt bei mehr als 15 zeitgleich ladenden Elektrofahrzeugen auf. In der Modellierung tritt dies durch die Wiederverwendung der beobachteten Fahrmuster auf. In der Realität kann dies jedoch durch ähnliche Feierabendzeiten mit gleichen Anschlusszeiten an der Ladeinfrastruktur leicht auftreten. Es ist durchaus wahrscheinlich, dass 75 % der Flottenfahrzeuge in den frühen Abendstunden Ladebedarf für die Batterien aufweisen.

Als Vergleich zu den Ergebnissen aus 2014/2015 wird das ungesteuerte Laden mit 7,36 kW (Ladeleistung 2014/2015) aufgezeigt. Hierbei erhöht sich die Leistungsgrenze auf 133 kW,

was einem Ladeprozess von mindestens 12 zeitgleich ladenden Elektrofahrzeugen und vollständiger Auslastung der Leistungsgrenze durch das Unternehmen entspricht. Die Erhöhung ist zwar viel geringer als die Steigerung der Leistungsgrenze des ungesteuerten Ladens bei einer Ladeleistung von 22 kW, dennoch stellt dies mehr als eine Verdreifachung der maximalen Unternehmensbezugsleistung dar.

Beim kostenminimalen Laden und dem Laden mit eigenproduziertem PV-Strom wird die Leistungsgrenze durch die modellendogene Optimierung um 1 kW auf 44 kW angehoben, sodass die Elektrofahrzeuge ausreichend vollgeladen werden können.

Können die Elektrofahrzeuge Strom in das Netz zurückspeisen, kann die Leistungsgrenze des Unternehmens sogar auf 33 kW gesenkt werden. Und dies obwohl insgesamt nur 1,8 MWh durch die Elektrofahrzeuge für die Deckung der Unternehmenslast bereitgestellt werden. Das entspricht insgesamt 50 Vollzyklen und somit nur 2,5 Zyklen pro Fahrzeugbatterie in einem Jahr. Trotz geringer Rückspeisung können die Lastspitzen des Unternehmens tagsüber durch stehende Elektrofahrzeuge gedeckt werden und die Fahrzeuge können nachts bei günstigen Stromtarifen wieder geladen werden.

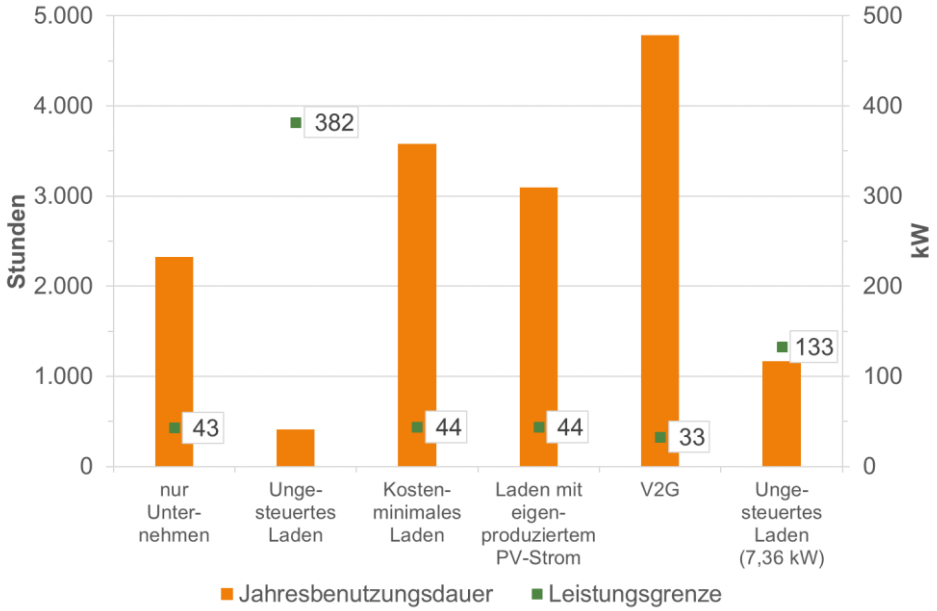

Abbildung 9.36: Jahresbenutzungsdauer und Leistungsgrenze (Modelljahr 2020)

Das Berücksichtigen der Leistungsgrenze führt im Vergleich zur Referenzladestrategie dazu, dass bei der kostenminimalen Ladestrategie 27-mal ein Elektrofahrzeug die Ladesäule nicht vollständig geladen verlässt. Die Summe der fehlenden 240 kWh wird dann bei späteren Ladeprozessen in die Fahrzeugbatterie geladen (vgl. Abbildung 9.37).

Beim Laden mit dem eigenproduzierten PV-Strom nimmt die Anzahl der unvollständigen Ladeprozesse auf 15 ab und es fehlen in Summe 129 kWh.

Bei Berücksichtigung der Rückspeisung aus dem Elektrofahrzeug tritt nur ein unvollständiger Ladeprozess mehr als bei der Referenzladestrategie auf. Insgesamt werden 28 kWh mehr auf spätere Ladeprozesse verschoben.

Das ungesteuerte Laden bei der deutlich niedrigeren Ladeleistung von 7,36 kW führt im Vergleich zum ungesteuerten Laden mit 22 kW dazu, dass die Elektrofahrzeuge 212-mal häufiger unvollständig geladen die Ladesäule verlassen. In Summe macht dies 2.079 kWh aus. Die starke Erhöhung ist dadurch zu erklären, dass die Elektrofahrzeuge nicht lange genug an der Ladesäule angeschlossen sind, um bei der deutlich geringeren Ladeleistung vollständig geladen werden zu können. Im Vergleich zu 2014/2015 hat sich die Häufigkeit und die Strommenge ca. vervierfacht, was auch der Vervierfachung der Anzahl der Elektrofahrzeuge entspricht.

In einzelnen Fällen sind unvollständige Ladeprozesse nicht tragisch. Jedoch wird es zu einem Problem, wenn der Batteriefüllstand nicht mehr für die nächste Fahrt ausreichend ist.

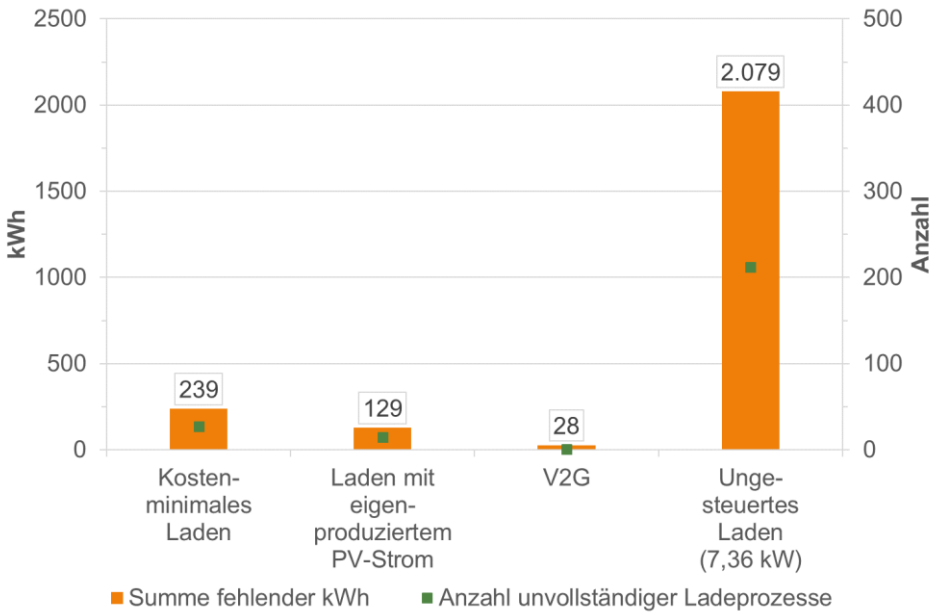

Abbildung 9.37: Unvollständige Ladeprozesse als Differenz zur Referenzladestrategie (Modelljahr 2020)

Im Jahr 2020 sind die monetären Auswirkungen von Ladestrategien bei 20 Elektrofahrzeugen deutlicher sichtbar als im Betrachtungszeitraum 2014/2015 mit fünf Elektrofahrzeugen (vgl. Abbildung 9.38).

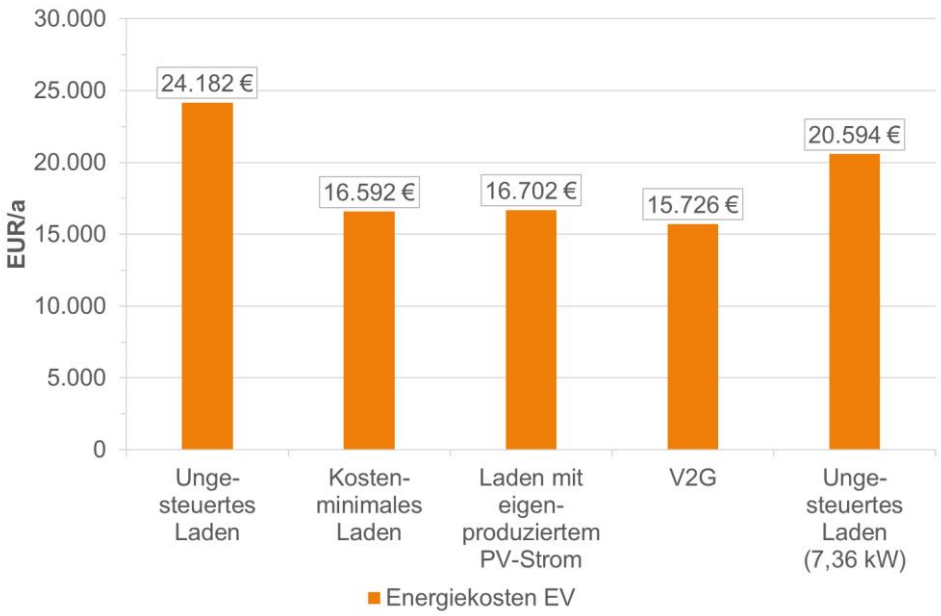

Abbildung 9.38: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2020)

Das ungesteuerte Laden, die Referenzladestrategie, verursacht mit Abstand die höchsten Mehrkosten mit 24.182 € für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge. Darin enthalten sind 3.804 €/a als zusätzliches Leistungsentgelt für die Überschreitung der Leistungsgrenze. Die Kosten für die Elektrofahrzeuge machen dabei 40 % der gesamten Strombezugskosten des Unternehmens aus.

Die kostenminimale Ladestrategie kann etwas mehr als 30 % dieser Mehrkosten einsparen, sodass die Elektrofahrzeuge Mehrkosten in Höhe von 16.592 € für das Unternehmen verursachen. Die Festlegung der Leistungsgrenze bei 44 kW führt zu einer Leistungsentgelterhöhung um 95 €.

Beim Laden mit eigenproduziertem PV-Strom dienen die Kosten des Unternehmens mit der PV-Anlage als Referenz. Das Unternehmen verbraucht zusammen mit den Elektrofahrzeugen deutlich mehr Strom, weshalb weniger Strom ins Netz eingespeist wird. Zudem erhöht sich die Jahresbenutzungsdauer, sodass ein höheres Leistungsentgelt fällig wird. Insgesamt gibt es bereits allein in den Strombezugskosten für das Unternehmen mit PV-Anlage eine Erhöhung um ca. 900 €. Für die Berechnung der Mehrkosten für die Elektrofahrzeuge wird beim kostenminimalen Laden die Unternehmenslast ohne Elektrofahrzeuge zugrunde gelegt. 2020 fallen durch den Anstieg der Jahresbenutzungsdauer und der dadurch bedingten anderen Stromkostenzusammensetzung[390] die Unternehmensstrombezugskosten für das kostenminimale Laden ca. 600 € niedriger aus. Somit entsteht bereits bei der Berechnung der Mehrkosten der Elektrofahrzeuge durch die zugrunde gelegten Unternehmensstrombezugskosten der beiden Ladestrategien ein Kostenunterschied von ca. 1.500 €. Die Einsparungen durch den eigen

[390] Höherer Leistungspreis, niedrigerer Arbeitspreis.

produzierten Strom aus der PV-Anlage können aber die direkten Kosten für die Elektrofahrzeuge nur um knapp 1.400 € senken, wodurch eine Differenz von knapp 100 € bestehen bleibt. Dies führt zu einer leichten Erhöhung der Mehrkosten der Elektrofahrzeuge der Ladestrategie mit Berücksichtigung von PV-Strom im Vergleich zum kostenminimalen Laden auf 16.702 €, auch wenn die Gesamtstrombezugskosten für das Unternehmen knapp 5.460 € niedriger als beim kostenminimalen Laden sind.

Durch das Rückspeisen des Stroms ins Stromnetz können die Kosten im Vergleich zur Referenzladestrategie um knapp 35 % auf 15.726 € gesenkt werden. Davon können 950 €/a durch die Senkung der Leistungsgrenze eingespart werden. Insgesamt werden, obwohl es mehr Fahrzeuge gibt, nur noch 1,7 MWh aus den Fahrzeugen entnommen. Dies ist auf die geringere Preisspanne in den Strompreisen zurückzuführen (vgl. Tabelle 9.2, S. 75). Hauptsächlich wird dann der Strom aus den Fahrzeugbatterien gespeist, wenn dadurch die Unternehmenslast reduziert werden kann. Bei der Ladestrategie machen die Elektrofahrzeuge nur noch 30 % der Gesamtstromkosten des Unternehmens aus.

Als Vergleich wird auch hier das ungesteuerte Laden mit 7,36 kW dargestellt. Die Kosten liegen bei 20.594 € und damit knapp 15 % unter denen des ungesteuerten Ladens mit 22 kW. Fast 2.800 € können durch die niedrigere Spitzenleistung eingespart werden. Die längeren Ladezeiten führen dazu, dass die Elektrofahrzeuge ebenso in Stunden mit geringeren Strompreisen geladen werden. So können beim Ladeprozess die Kosten um ca. 800 € gesenkt werden.

Die durchschnittlichen Kosten pro Elektrofahrzeug liegen beim ungesteuerten Laden bei 1.209 €/a, wohingegen die Kosten bei der V2G Ladestrategie nur bei 786 €/a liegen. So können bis zu 423 €/a pro Fahrzeug bei den hier betrachteten Ladestrategien durch gesteuertes Laden eingespart werden.

9.2.3.2 Modelljahr 2030

Für das Jahr 2030 wird die Annahme getroffen, dass 45 Elektrofahrzeuge im Fuhrpark des Unternehmens vorhanden sind und mit bis zu 50 kW geladen werden können. Die Elektrofahrzeuge laden allein ca. 120.000 kWh und führen somit dazu, dass der Strombezug des Unternehmens mehr als verdoppelt wird (vgl. Abbildung 9.39). Bei Betrachtung der bidirektionalen Ladestrategie werden insgesamt 27 MWh für die Deckung der Unternehmenslast und die Rückspeisung in das Stromnetz aus den Fahrzeugbatterien verwendet. Das entspricht insgesamt 750 Vollzyklen und somit ca. 17 Volladezyklen pro Fahrzeugbatterie in einem Jahr.

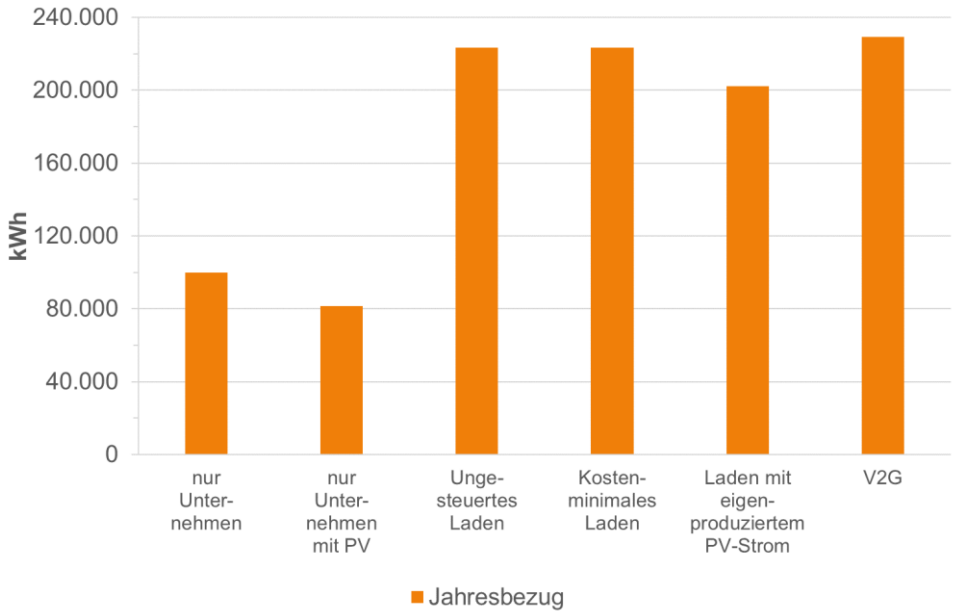

Abbildung 9.39: Vergleich des Jahresbezugs (Modelljahr 2030)

Noch stärker als im Jahr 2020 sinken die Jahresbenutzungsstunden beim ungesteuerten Laden auf 154 h/a ab (vgl. Abbildung 9.40). Bei den weiteren Ladestrategien steigt die Jahresbenutzungsdauer auf über 4.000 h/a an. Das ungesteuerte Laden führt zu sehr wenigen, vereinzelten Lastspitzen, wohingegen gesteuertes Laden eine deutlich glattere Lastverteilung nach sich zieht. Bei 45 Elektrofahrzeugen, die mit bis zu 50 kW laden können, kann bereits ein Elektrofahrzeug alleine die Leistungsgrenze des Unternehmens von 43 kW überschreiten. Deshalb erhöht sich die Leistungsgrenze beim ungesteuerten Laden auf 1.454 kW (vgl. Abbildung 9.40). Das entspricht ca. 29 zeitgleich ladenden Elektrofahrzeugen. Die benötigte Leistung ist durch den Netzanschluss des Unternehmens wahrscheinlich nicht mehr lieferbar, sodass dies zu Netzüberlastungen führen würde. Die Spitzenleistung des ungesteuerten Ladens wird im Vergleich zu 2020 fast noch einmal vervierfacht.

Das kostenminimale Laden führt zu einer Leistungsgrenze von 54 kW, sodass die Elektrofahrzeuge ausreichend geladen werden können, während die Kosten für den Strombezug minimal sind. Die eigene Photovoltaik-Anlage führt dazu, dass die Leistungsgrenze nur um 4 kW auf 47 kW ansteigt. Kann der Strom zurück ins Stromnetz gespeist werden, liegt die Leistungsgrenze bei 46 kW. Unter der Prämisse, dass für jedes Elektrofahrzeug eine entsprechende Ladeinfrastruktur aufgebaut ist und die Möglichkeit besteht, dass alle Elektrofahrzeuge zeitgleich geladen werden können, steigt bereits im Vergleichsfall des ungesteuerten Ladens mit 7,36 kW die Leistungsgrenze auf 250 kW an. Das entspricht fast einer Verdopplung der Leistungsgrenze von 2020 bei der Ladestrategie und ist fast sechs Mal so hoch wie die Leistungsgrenze nur aus dem Unternehmensbezug. Dies könnte bereits zu größeren Veränderungen des Netzanschlusses, z. B. neuer/eigener Trafo, Anschluss an die Mittelspannung, und damit

zu zusätzlichen Kosten für den Netzanschlussausbau führen, die dem Unternehmen in Rechnung gestellt werden.

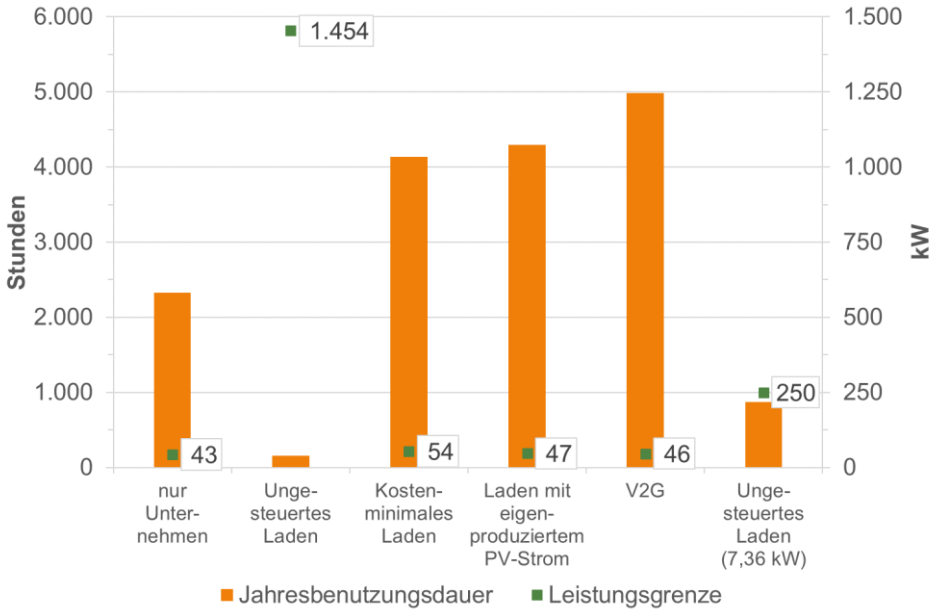

Abbildung 9.40: Jahresbenutzungsdauer und Leistungsgrenze (Modelljahr 2030)

Im Vergleich zur Referenzladestrategie treten 2030 beim kostenminimalen und dem Laden mit eigenproduziertem PV-Strom um die 100 unvollständige Ladeprozesse mehr auf, sodass 1.012 kWh bzw. 1.300 kWh auf spätere Ladeprozesse verschoben werden (vgl. Abbildung 9.41).

Bei der bidirektionalen Ladestrategie (V2G) treten keine unvollständigen Ladeprozesse auf. Durch die bidirektionale Nutzung der Elektrofahrzeuge ist es möglich, den Strombezug so zu steuern, dass alle Elektrofahrzeuge in ihrer Anschlusszeit u. U. aus anderen Elektrofahrzeugen geladen werden können.

Das ungesteuerte Laden bei 7,36 kW führt dazu, dass fast 5.500 kWh – 5 % des gesamten Strombezugs der Elektrofahrzeuge – verschoben in die Elektrofahrzeuge geladen werden müssen. Das entspricht mehr als drei vollen Ladezyklen pro Fahrzeug wie bereits schon 2014/2015 und 2020. Insgesamt werden die Ladesäulen 553-mal unvollständig geladen verlassen, da die geringere Ladeleistung bei kurzen Standzeiten nicht ausreichend ist, um die Fahrzeugbatterie vollständig zu laden.

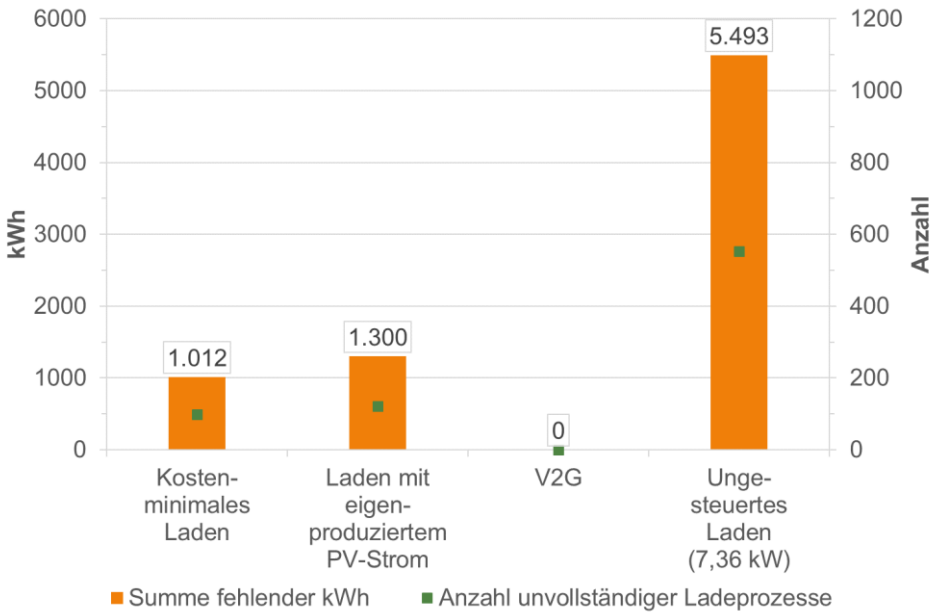

Abbildung 9.41: Unvollständige Ladeprozesse als Differenz zur Referenzladestrategie (Modelljahr 2030)

Die deutlich gestiegene Anzahl der Elektrofahrzeuge lässt die Kosten für den Strombezug ansteigen. Beim ungesteuerten Laden entstehen dem Unternehmen Mehrkosten für die Elektrofahrzeuge in Höhe von 64.236 € (vgl. Abbildung 9.42). Davon entfallen 19.880 €/a auf die Überschreitung der Leistungsgrenze. Die Kosten für die Elektrofahrzeuge machen somit 64 % der Gesamtstrombezugskosten des Unternehmens aus.

Durch die gesteuerten Ladestrategien können die Kosten deutlich reduziert werden. Beim kostenminimalen Laden sind ca. 44 % Einsparung im Vergleich zum ungesteuerten Laden möglich. Die Leistungsgrenzerhöhung fordert zwar ein höheres Leistungsentgelt in Höhe von 1.311 €/a. Jedoch führen die Ausnutzung von variablen Strompreisen und die niedrigeren Strombezugskosten aufgrund der hohen Jahresbenutzungsdauer zu einer Ersparnis von 9.731 € allein für die Strombezugskosten der Elektrofahrzeuge. Somit können insgesamt die Mehrkosten für die Elektrofahrzeuge auf 36.256 € gesenkt werden.

Auch die Berücksichtigung der eigenen Photovoltaik-Anlage kann die Kosten weiter auf 35.751 € reduzieren. Im Vergleich zum kostenminimalen Laden können die direkten Stromkosten der Elektrofahrzeuge um 1.638 € gesenkt werden und zudem erspart die Versorgung aus dem eigenproduziertem PV-Strom Leistungsentgelterhöhungen um 835 €. So können beim direkten Vergleich der Elektrofahrzeugstromkosten 2.473 € eingespart werden. Zur Berechnung der Mehrkosten der Elektrofahrzeuge werden jedoch beim kostenminimalen Laden die Unternehmenskosten ohne Elektrofahrzeuge und bei Berücksichtigung der PV-Anlage die Unternehmenskosten mit PV-Anlage, aber ohne Elektrofahrzeuge, zugrunde gelegt. Hierbei tritt bereits ein Unterschied von 1.968 € auf, der durch die Einsparungen der PV-Anlage bei den Elektrofahrzeugen erst gedeckt werden muss, sodass durch die Ladestrategie mit eigenproduziertem PV-Strom nur 505 € gegenüber der kostenminimalen Ladestrategie eingespart

werden können. Somit machen die Kosten der Elektrofahrzeuge bei der Ladestrategie mit eigenproduziertem PV-Strom 54 % der gesamten Stromkosten des Unternehmens aus, die 33.450 € niedriger als beim ungesteuerten Laden ausfallen.

Das Rückspeisen des Stroms aus den Fahrzeugbatterien führt zu einer weiteren Senkung der Kosten auf 34.701 €. Die Strombezugskosten der Elektrofahrzeuge fallen mit 43.222 € im Vergleich zum kostenminimalen Laden durch den zusätzlichen Strombedarf um 8.598 € deutlich höher aus. Jedoch können durch die Bidirektionalität Erlöse in Höhe von 9.198 € generiert werden und zusätzlich das Leistungsentgelt um 954 € gesenkt werden. Damit sind Einsparungen von 46 % im Vergleich zum ungesteuerten Laden möglich und die Kosten für die Elektrofahrzeuge haben einen Anteil von knapp unter 50 % an den Gesamtstrombezugskosten.

Das ungesteuerte Laden mit 7,36 kW ist über 10.000 € teurer als die kostengünstigste Ladestrategie, auch wenn 19.071 € im Vergleich zum ungesteuerten Laden mit 50 kW einspart werden können. Durch die niedrigere Ladeleistung wird die Leistungsgrenze nicht so stark erhöht, sodass nur 2.916 € zusätzliches Leistungsentgelt anfällt. Dies ist der größte Posten der Kosteneinsparungen im Vergleich zur Referenzladestrategie. Zudem finden durch die längeren Ladezeiten die Ladeprozesse auch nachts bei niedrigeren Preisen statt, sodass die reinen Strombezugskosten der Elektrofahrzeuge um 2.107 € im Vergleich zum ungesteuerten Laden mit 50 kW gesenkt werden können.

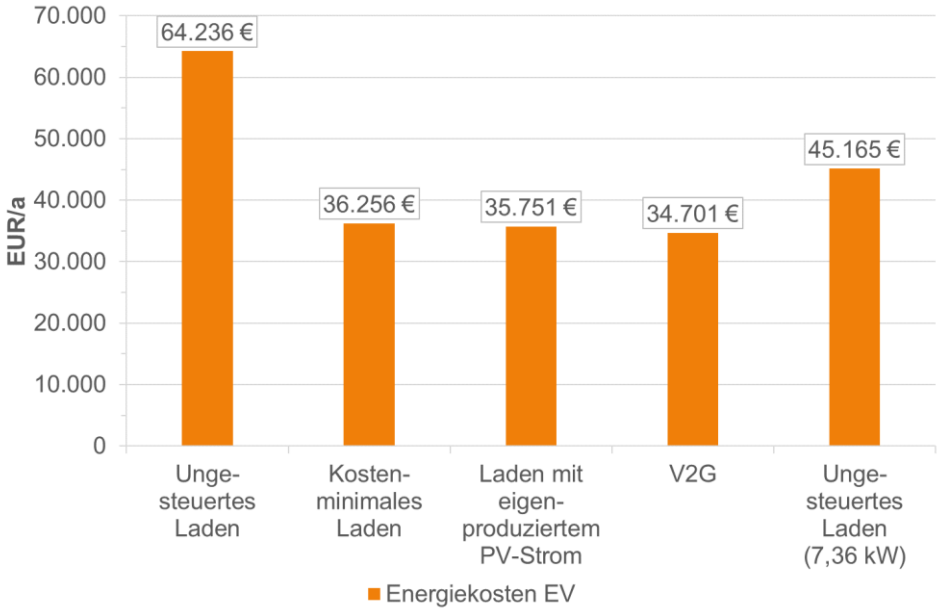

Abbildung 9.42: Jährliche Mehrkosten für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2030)

Werden die Kosten für die Elektrofahrzeuge auf die einzelnen Fahrzeuge heruntergerechnet, fallen beim ungesteuerten Laden pro Fahrzeug 1.427 €/a an. Das entspricht im Vergleich zu 2020 noch einmal um 200 € höheren Kosten pro Fahrzeug. Den größten Anteil daran trägt die

deutliche Erhöhung des Leistungsentgelts und das, obwohl die mittleren Stromkosten 1,3 ct/kWh niedriger für 2030 sind als für 2020 (vgl. Tabelle 9.2, S. 75).

Durch die Rückspeisemöglichkeit der Elektrofahrzeuge (V2G) halbieren sich die jährlichen Kosten pro Elektrofahrzeug fast auf 771 € im Vergleich zum ungesteuerten Laden. Im Gegensatz zu 2020 gehen bei der Ladestrategie die Kosten um 15 € zurück. Insgesamt sind durch die Berücksichtigung von gesteuertem Laden im Jahr 2030 Einsparungen von bis zu 656 € pro Elektrofahrzeug möglich.

Je mehr Elektrofahrzeuge in einem Fuhrpark eines Unternehmens geladen werden, desto wichtiger werden steuernde Ladestrategien. Der Vorteil der niedrigeren laufenden Kosten verglichen mit konventionellen Fahrzeugen geht gänzlich verloren, wenn die Elektrofahrzeuge Mehrkosten von bis zu 20.000 € für das Leistungsentgelt zu verantworten haben. In diesem Anwendungsfall entspricht dies 440 € pro Elektrofahrzeug.

Zu beachten ist allerdings, dass die Investitionskosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden hier nicht mitberücksichtigt wurden. Allerdings ist nicht vorstellbar, dass diese für 45 Elektrofahrzeuge zu jährlichen Kosten in Höhe von mehr als 20.000 € führen werden.

10 Wesentliche Erkenntnisse und Ergebnisse des Lastmanagements bei Elektrofahrzeugen im Unternehmenskontext

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Erkenntnisse und Ergebnisse des Lastmanagements bei Elektrofahrzeugen für die verschiedenen Ladestrategien zusammengefasst dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf der Beantwortung der Forschungsfrage, wie Ladeprozesse der Elektrofahrzeuge gesteuert werden können, sodass sie kostenminimal bei einem leistungsgemessenen Stromkunden in die Fahrzeugflotte integriert werden.

Die Analysen haben gezeigt, dass bereits eine geringe Anzahl von Elektrofahrzeugen deutliche Auswirkungen auf die Stromkosten eines Unternehmens mit Leistungsmessung haben. Da das ungesteuerte Laden die Leistungsgrenze des Unternehmens nicht beachtet, wird ein deutlich höheres Leistungsentgelt für das Unternehmen fällig (vgl. Kapitel 9.2.1.1, S. 87). Verschiedene Ladestrategien können dem entgegenwirken. Bereits die Verschiebung des Ladeprozesses in die Stunden mit den niedrigsten Strompreisen führt zu Einsparungen – unter der Prämisse, dass es variable Strompreise gibt (vgl. Kapitel 9.2.1.2, S. 89). Fallen die niedrigsten Strompreise, z. B. durch hohe PV-Einspeisung in die Mittagsstunden mit einer hohen Bezugsleistung des Unternehmens zusammen, kann die Leistungsgrenze dennoch überschritten werden und zu unnötigen Mehrkosten führen. Wird allerdings nur die Leistungsgrenze des Unternehmens beachtet, gehen die Vorteile der variablen Stromtarife verloren (vgl. Kapitel 9.2.1.3, S. 91). Für eine Kostenoptimierung – u. a. kein zusätzliches Leistungsentgelt bedingt durch die Elektrofahrzeuge – ist dennoch die Berücksichtigung der Leistungsgrenze des Gewerbebetriebs und somit der sonstigen Stromnachfrage empfehlenswert, solange es keine variablen Stromtarife gibt. Die Vorteile beider Ladestrategien können in einer Kombination vereint werden: Es entstehen keine zusätzlichen Kosten durch die Überschreitung der Leistungsgrenze und die Elektrofahrzeuge werden in den Stunden mit den niedrigsten Strompreisen geladen (vgl. Kapitel 9.2.1.4, S. 93). Somit ist das energiekostenminimale Laden mit Kapazitätsbeschränkung die kostenoptimale Grundladestrategie zur Einbindung der Elektrofahrzeuge in die Fahrzeugflotte eines leistungsgemessenen Gewerbebetriebs.

Steht zudem eine Photovoltaik-Anlage für den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge zur Verfügung, sind je nach Strompreisstruktur die entstehenden Kosten für die Elektrofahrzeuge niedriger als bei der kostenminimalen Ladestrategie, sodass zusätzliche Kosten eingespart werden können (vgl. Kapitel 9.2.2.1, S. 99). Neben dem besseren grünen Image der Elektrofahrzeuge bei Ladung aus erneuerbaren Energien ist dies bei wenigen Elektrofahrzeugen mit geringer Ladeleistung (Betrachtungszeitraum 2014/2015) die kostenoptimale Ladestrategie für die Elektrofahrzeugeinbindung in den Fuhrpark. Zudem wird die Verwendung des eigenerzeugten

Stroms für die eigene Fuhrparkflotte noch lukrativer, wenn die Photovoltaikanlage nach zwanzig Jahren aus der EEG-Förderung herausfällt und dadurch die Erlöse für die Vermarktung des PV-Stroms deutlich absinken.

Werden hingegen viele Elektrofahrzeuge mit einer hohen Ladeleistung (Betrachtungszeitraum 2020/2030) in den Fuhrpark eingebunden, können durch das Rückspeisen des Stroms aus der Fahrzeugbatterie (V2G) die Kosten noch einmal weiter gesenkt werden (vgl. Kapitel 9.2.2.2, S. 100, vgl. Kapitel 9.2.3.1, S. 105 und Kapitel 9.2.3.2, S. 110): Die Elektrofahrzeuge können die Spitzenleistung des Unternehmens, bei seltenen Lastspitzen, bereitstellen und somit den Strombezug und auch das jährliche Leistungsentgelt des Unternehmens senken. Dafür werden bis zu 20 Vollzyklen pro Elektrofahrzeug pro Jahr verwendet, was bei einer Haltedauer von 10 Jahren gerade mal 4 % der zyklischen Lebensdauer bei 5.000 Zyklen entspricht (vgl. Kapitel 2.2.1.2, S. 10). Die Kappung der Lastspitzen führt zudem zu einer glatteren Lastverteilung, was wiederum vorteilhaft für das Verteilnetz ist. Überwiegt die Preisspanne der Strompreise die Kosten für Ladeverluste des Lade- und Entladeprozesses, so ist es zudem lukrativ Strom in das Verteilnetz zurückzuspeisen. Somit wird zukünftig eine bidirektionale Einbindung der Elektrofahrzeuge als kostenoptimal angesehen.

Wird die Bidirektionalität in Kombination mit erneuerbaren Energien betrachtet, können die Elektrofahrzeuge als mobile Stromspeicher fungieren. Abschaltungen der fluktuierenden Energiequellen können teilweise abgewendet werden und zu späteren Zeitpunkten kann der Strom aus der Fahrzeugbatterie für das eigene Unternehmen verwendet oder ins Stromnetz eingespeist werden. So ist es auch möglich, den Autarkiegrad des Unternehmens zu erhöhen. Eine Quantifizierung des Einsparpotenzials durch eine Verknüpfung von PV-Anlage und Bidirektionalität wird jedoch zukünftigen Forschungstätigkeiten überlassen.

Aufgrund der erhöhten Rechenzeit bei der Lösung eines MIPs im Vergleich zu einem LP ist die Berücksichtigung der Elektrofahrzeuge bei der Festsetzung der Leistungsgrenze des Unternehmens (kostenminimale Ladestrategie) erst bei einer höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen, ebenso bei höheren Ladeleistungen empfehlenswert (vgl. Kapitel 9.2.1.5, S. 94). Sind nur wenige Elektrofahrzeuge im Fuhrpark eines Unternehmens integriert, müssen diese nicht unbedingt bei der Festsetzung der Leistungsgrenze berücksichtigt werden, da die Auswirkungen im Vergleich zum restlichen Strombezug des Unternehmens recht gering sind. Eine höhere Anzahl an Elektrofahrzeugen, ebenso wie höhere Ladeleistungen führen jedoch dazu, dass der Anteil des Strombezugs der Elektrofahrzeuge am Gesamtstrombezug steigt. Somit sollten die Elektrofahrzeuge dann bei der Festlegung des jährlichen maximalen Strombezugs mitberücksichtigt werden, damit die Elektrofahrzeuge bei Berücksichtigung der Leistungsgrenze für die nächste Weiterfahrt ausreichend geladen sind.

Stark steigende Rechenzeiten von wenigen Sekunden auf mehrere Stunden treten auf, sobald bei der Kostenminimierung die Ladekurve mitberücksichtigt wird. Jedoch führt die detailliertere

Modellierung der Ladekurve nur zu leicht veränderten Ergebnissen gegenüber der kostenminimalen Ladestrategie, weshalb die hier gewählte Modellierung nicht zu empfehlen ist (vgl. Kapitel 9.2.2.3, S. 102). Bei der technischen Umsetzung von steuernden Ladestrategien ist aber zu beachten, dass die Fahrzeuge ihrer eigenen Ladekurve folgend laden. Weicht der tatsächliche Füllstand vom modellierten Füllstand ohne Berücksichtigung der Ladekurve ab, muss es trotzdem möglich sein, die Fahrzeugbatterie weiterhin zu laden.

Die Berücksichtigung der Strompreisbegrenzung hat ebenso wie die Berücksichtigung der Ladekurve drastisch ansteigende Rechenzeiten von wenigen Sekunden auf mehrere Tage zur Folge. In dem Anwendungsfall können jedoch nur geringfügige Kosteneinsparungen nachgewiesen werden, wenn ein maximaler Strompreis für den Ladeprozess vorgegeben wird (vgl. Kapitel 9.2.2.4, S. 104). Die geringe Ersparnis rechtfertigt den deutlich höheren Rechenaufwand nicht. Kann der Fahrzeugnutzer individuell seine Strompreisbegrenzung vorgeben, könnte dies jedoch die Akzeptanz erhöhen. In weiteren Forschungsarbeiten könnte eine andere Umsetzung dieser Ladestrategie analysiert werden, da die Ladestrategie durchaus für Elektrofahrzeugnutzer interessant sein kann.

Abschließend ist festzuhalten, dass ungesteuertes Laden ein deutlicher Kostentreiber für Elektrofahrzeugbesitzer ist, aber auch ein Überlastungspotenzial für die Verteilnetze. Für die Fuhrparkintegration bei einem leistungsgemessenen Stromkunden ist die Berücksichtigung der Leistungsgrenze essentiell, da das zusätzliche Leistungsentgelt ein vermeidbarer Kostentreiber ist. Neben variablen Stromtarifen kann die Einbindung einer eigenen Photovoltaikanlage ebenso die Kosten weiter senken wie die Bidirektionalität. Somit sollten steuernde Ladestrategien besonders im Unternehmenskontext berücksichtigt werden, um die Vorteile der geringeren laufenden Kosten der Elektromobilität weiter auszubauen.

Teil III – Regelenergiebereitstellung durch Einbindung von Elektrofahrzeugen in den Strommarkt

Bereits im Jahr 2009 hat sich die Bundesregierung in ihrem Nationalen Entwicklungsplan für Elektromobilität mit dem Thema der Systemintegration der Elektrofahrzeuge beschäftigt. Um Deutschland zum Leitmarkt für Elektromobilität zu entwickeln, sieht die Bundesregierung als Rahmenbedingung bei den Handlungsempfehlungen vor, dass die Elektrofahrzeuge aktiv in das Stromnetz eingebunden werden, um als Speicher zu dienen und Regelleistung anzubieten.[391] Das deutsche Energiesystem weist im internationalen Vergleich einen sehr hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien auf, sodass hier potenziell besonders die Synergieeffekte mit der Elektromobilität genutzt werden können.[392]

Bereits eine Million Elektrofahrzeuge könnten die doppelte Speicherleistung der installierten Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland anbieten[393] und somit das Stromnetz bei Lastschwankungen stabilisieren.

In den meisten Fällen muss der Ladeprozess der Elektrofahrzeuge nicht sofort erfolgen, um bei der nächsten Abfahrt die Batterie vollständig geladen zu haben. So können die Elektrofahrzeuge als zeitlich verschiebbare Last angesehen werden und zur Integration der erneuerbaren Energien beitragen.[394]

Werden die Elektrofahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst, kann mit der Möglichkeit zum bidirektionalen Laden sowohl negative als auch positive Reserveleistung bereitgestellt werden.[395]

Um möglichst viel Potenzial der Elektrofahrzeuge nutzen zu können, sollten die Anschlusszeiten am Stromnetz möglichst den Standzeiten entsprechen. Es ist zu prüfen, ob Anreize für die Elektrofahrzeugbesitzer notwendig sind, damit das Fahrzeug möglichst häufig an der Ladestation angeschlossen wird.[396]

Die vorliegende Arbeit betrachtet die Möglichkeit zur Rückspeisung des Stroms aus der Fahrzeugbatterie (V2G) sowie die Vermarktung positiver und negativer Minutenreserveleistung aus der Perspektive eines Portfoliobewirtschafters. Zusätzliche monetäre Anreize werden dabei nicht betrachtet, sondern es wird davon ausgegangen, dass die Erlöse am Day-Ahead-Spotmarkt sowie am Minutenreservemarkt zumindest teilweise an den Elektrofahrzeugbesitzer weitergegeben werden.

---

[391] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 37).
[392] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010b, S. 6).
[393] Vgl. Bundesregierung (2009, S. 37).
[394] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 34).
[395] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 34 f.).
[396] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 53).

11 Kontext und Zielsetzung der Flexibilitätsvermarktung von Elektrofahrzeugen

Nachfolgend werden zuerst die sich ergebenden Probleme bei der Flexibilitätsvermarktung von Elektrofahrzeugen im Kontext dargestellt (vgl. Kapitel 11.1). Anschließend werden die Ziele sowie Anforderungen für die Regelenergievermarktung und Bidirektionalität als Dienstleistung von Elektrofahrzeugen herausgestellt (vgl. Kapitel 11.2).

11.1 Kontext und Problemstellung

Zumeist wird davon ausgegangen, dass die Frage nicht ist ob, sondern eher wie viele Elektrofahrzeuge wann in Deutschland auf den Straßen fahren werden.[397] Das bisherige Ziel der Bundesregierung im Jahr 2020, eine Million Elektrofahrzeuge auf deutschen Straßen fahren zu sehen, könnte unter Umständen zu erheblichen Problemen im Elektrizitätssystem führen. Werden die Elektrofahrzeuge ungesteuert geladen und nicht für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ins Energiesystem eingebunden, können diese nur als mobile Stromverbraucher angesehen werden. Zeitgleich angeschlossene Fahrzeuge und hohe Ladeleistungen können insbesondere in Peak-Zeiten zu unerwünschten Lastspitzen führen und das Stromnetz durch zusätzlichen Strombezug belasten.[398] Werden die Elektrofahrzeuge hingegen steuerbar ins Stromnetz integriert und bieten u. a. Regelenergie an, können sie zur Erhöhung der Flexibilität im System beitragen. Daher hat die Arbeitsgruppe 3 – Ladeinfrastruktur und Netzintegration – der NPE bereits in ihrem Zwischenbericht 2010 vier Ausbaustufen der steuerbaren Einbindung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge vorgestellt.[399]

Bei der Betrachtung der Ausbaustufen wird zuerst von verbrauchsorientierten/nutzergesteuerten Ladeprozessen ausgegangen. Dabei kann der Fahrzeugnutzer Vorgaben, entweder direkt im Fahrzeug oder am Ladepunkt, über die Dauer, den Zeitpunkt und die benötigte Energie des Ladevorgangs machen.[400] Die in Teil II der vorliegenden Dissertation vorgestellten Ladestrategien können als Optimierungen für den Verbraucher (hier: Gewerbeunternehmen) angesehen werden, da sie das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge kostenoptimal für den Verbraucher optimieren.

In der zweiten Stufe werden netzorientierte/netzgesteuerte Ladeprozesse betrachtet, bei denen weiterhin die Vorgaben der Nutzer berücksichtigt werden. Bei drohenden Netzüberlastungen können die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge aber gedrosselt oder verschoben werden.

[397] Vgl. Gerster (2017).
[398] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 34).
[399] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 15 ff.).
[400] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 16).

Daher ist es essentiell, dass der Zustand des Versorgungsnetzes jederzeit mitberücksichtigt wird.[401]

Das erzeugungsorientierte/erzeugungsgesteuerte Laden als dritte Stufe dient dazu, die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern für die Elektrofahrzeuge zu nutzen. Um möglichst CO_2-neutral fahren zu können, sollen die Elektrofahrzeuge vorrangig bei Einspeisung erneuerbarer Energien geladen werden.

Die bis hierher beschriebenen Ausbaustufen steuerbarer Ladeinfrastruktur betrachten den Stromfluss unidirektional vom Stromnetz in Richtung Fahrzeug (G2V). Als letzte Ausbaustufe für die Zukunft wird das bidirektionale Laden (V2G) ins Auge gefasst.[402]

Somit stellt die Einbindung der Elektrofahrzeuge das deutsche Energiesystem vor neue Herausforderungen, doch die Bidirektionalität von Elektrofahrzeugen kann auch eine neue Form der Flexibilität bieten. Durch einen bidirektionalen Stromfluss können Elektrofahrzeuge dazu beitragen, Schwankungen in Stromangebot und –nachfrage auszugleichen, sofern die technischen Voraussetzungen gegeben sind.[403] Für diese Ausbaustufe müssen jedoch ausreichend Elektrofahrzeuge am Energiesystem angeschlossen sein, damit das nutzbare Speichervolumen der Fahrzeugbatterien relevante energiewirtschaftliche Dimensionen erreicht.[404] Die Batteriekapazität einzelner Fahrzeuge ist dafür nicht ausreichend. Ein einzelnes Elektrofahrzeug kann, im Vergleich zur Größe des deutschen Stromsystems, nicht viel bewirken. Werden viele Elektrofahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeschlossen, besteht jedoch die Möglichkeit, an den Spotmärkten zu agieren und auch Reserven für das Stromsystem anzubieten.

Bei den von den Netzbetreibern in Deutschland ausgeschriebenen drei Reservequalitäten stellt die Minutenreserve die geringsten technischen Anforderungen an die Erbringungsanlagen und wird teilweise heute schon von flexiblen Nachfragern in Kombination mit Erzeugungsanlagen erbracht (vgl. Kapitel 3.2.3, S. 30). Dementsprechend ist zu erwarten, dass Elektrofahrzeuge in Zukunft am ehesten Minutenreserve erbringen werden.

Für Elektrofahrzeuge bedeutet die negative Minutenreservevorhaltung, dass die Fahrzeugbatterie nicht vollständig geladen sein darf, da ein Abruf die Erhöhung der Netzlast in Form einer Stromabnahme (G2V) erfordert. Die Fahrzeugbatterie wird bei Abruf der negativen Minutenreserve aufgeladen. Diese Art der Minutenreservevorhaltung ist ohne bidirektionales Laden möglich, da kein Strom aus der Fahrzeugbatterie entnommen wird. Für die positive Minutenreservevorhaltung wird der bidirektionale Ansatz (V2G) benötigt, da ein Abruf der positiven Minutenreserve zu Lastflüssen in das Netz führt.

---

[401] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 16).
[402] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 17).
[403] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 17).
[404] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010a, S. 17).

In der Vergangenheit haben sich schon zahlreiche Arbeiten mit der Bidirektionalität von Elektrofahrzeugen allein oder aber auch in Verknüpfung mit Regelleistungsbereitstellung von Elektrofahrzeugen beschäftigt. Relevante Quellen werden im Folgenden dargelegt.

Für die Betrachtungen von Elektrofahrzeugen in einem Systemkontext werden Fahr- bzw. Ladeprofile für die Elektrofahrzeuge benötigt. Brady und O'Mahony (2016) modellieren mit einem stochastischen Ansatz Ladeprofile für Elektrofahrzeuge, die auf realen Fahrdaten von Elektrofahrzeugen basieren. Jede Fahrt wird mithilfe eines stochastischen Lademodells, welches bedingte Wahrscheinlichkeiten berücksichtigt, in die Stromnachfrage des Elektrofahrzeugs überführt. Diese Ladeprofile können auf verschiedene Elektromobilitätsdurchdringungen übertragen werden und erfassen somit die Unsicherheit bezüglich des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen. Aufgrund der detaillierten Modellierung auf Fahrtenbasis sehen die Autoren selbst ihre Arbeit als Grundlage für weitergehende Netzintegrationsstudien von Elektrofahrzeugen.

Bei Berücksichtigung der Bidirektionalität können die Elektrofahrzeuge eine Lastglättung unterstützen. Tan et al. (2017) betrachten in ihren Analysen mit einem Optimierungsalgorithmus, wie Elektrofahrzeuge durch bidirektionale Nutzung zur Lastglättung beitragen können. In diesem Ansatz werden die Elektrofahrzeuge geladen, wenn die Last im Netz unterhalb der Ziellast – einer vorab festgelegten „geglätteten" Last – liegt und entsprechend werden die Elektrofahrzeuge entladen, wenn die Last im Netz zu hoch ist. Die Analysen zeigen, dass der gesteuerte Ladeprozess mit dem Ziel der Lastglättung den Endfüllstand der Elektrofahrzeuge kaum beeinflusst. Einen ähnlichen Ansatz verfolgen Karfopoulos und Hatziargyriou (2016), die einen Koordinierungsmechanismus untersuchen, der die Nachfrageflexibilität der Elektrofahrzeuge zur Verschiebung in Schwachlastzeiten und Zeiten hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien nutzt. Ebenso wird die Möglichkeit zur Lastglättung durch Bidirektionalität in nachfragestarken Zeiten berücksichtigt.

Die Vermarktung der Flexibilitäten von Elektrofahrzeugen kann bereits in einem Unternehmen beginnen. Mouli et al. (2017) analysieren die Vorteile durch die bidirektionale Vermarktung sowie Regelleistungsbereitstellung einer Elektromobilitätsflotte am Arbeitsplatz in Kombination mit eigener PV-Erzeugung. Als Elektromobilitätsflotte werden hier, im Gegensatz zu Teil II der vorliegenden Arbeit, die Elektrofahrzeuge der Arbeitnehmer betrachtet, die während der Arbeitszeit lange Standzeiten aufweisen. Die Vermarktung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen tagsüber führt in Austin, Texas, zu deutlichen Kosteneinsparungen im Vergleich zum sofortigen Aufladen ohne die steuerbare Integration ins Energiemanagementsystem des Unternehmens.

Zudem wird in einer umfassenderen Perspektive international sowie national die bidirektionale Integration der Elektrofahrzeuge mit Bereitstellung von Regelleistung intensiv untersucht. Im

chinesischen Kontext analysieren Lam, Leung und Li (2016) die Vorhersagbarkeit der Kapazität zur Frequenzerhaltung, die aggregiert aus bidirektional ans Stromnetz angeschlossenen Elektrofahrzeugen in Verbindung mit steuerbaren Lademechanismen zur Verfügung steht. Aufbauend auf vorherigen Arbeiten kann trotz Unsicherheit in den Anschlusszeiten der Elektrofahrzeuge die für bidirektionale Regulierungsservices angeschlossene Batteriekapazität einzeln für Hoch- und Runterregelungen angegeben werden. Dies sehen die Autoren als Grundlage für Regelleistungsverträge und neue Geschäftsmodelle der Bidirektionalität.

Hoogvliet, Litjens und van Sark (2017) betrachten das Erlöspotenzial durch Elektrofahrzeuge im niederländischen Sekundärreservemarkt. Dabei wird als einheitliches Fahrprofil angenommen, dass täglich 56 % des Stroms aus der Fahrzeugbatterie für Fahrten mit dem Elektrofahrzeug verbraucht werden. Die Vermarktung von SRL führt zu signifikanten Erlösen für die Fahrzeugbesitzer, ohne großen Einfluss der Reservevorhaltung auf das Fahren der Elektrofahrzeuge.

Für Deutschland betrachten Jargstorf und Wickert (2013) nur die Sekundärreservevorhaltung durch Elektrofahrzeuge und kommen zu dem Schluss, dass die Rentabilität für ein Elektrofahrzeug, aufgrund der sehr langen Vorhaltezeiträume, eher gering ist. Seit dem 01.10.2018 sind die Vorhaltezeiträume sowie Ausschreibezeitpunkte der SRL an die MRL angepasst worden, sodass deutlich kürzere Vermarktungszeiträume entstehen (vgl. Kapitel 3.2.2, S. 30). Daher könnte eine erneute Überprüfung der Rentabilität der Vermarktung von Elektrofahrzeugen für die SRL in weiteren Forschungsarbeiten sinnvoll sein.

Schuller und Rieger (2013) führen eine Analyse der Möglichkeiten zur Regelenergievermarktung von Elektrofahrzeugen an den drei verschiedenen deutschen Reservemärkten durch. Mit Sensitivitätsanalysen heben sie hervor, dass die Anschlussleistung sowie die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge wichtige Faktoren für die Teilnahme der Elektrofahrzeuge am Regelleistungsmarkt sind.

Mit Blick in die Zukunft betrachten Schill et al. (2016) die künftige Rolle von Regelleistung und Bidirektionalität in Deutschland mithilfe eines deterministischen Modells. Sie kommen zu dem Schluss, dass bereits 4,4 Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland einen nennenswerten Beitrag zur kostengünstigen Reservevorhaltung leisten können.

Ein stochastischer Ansatz wird in Wu et al. (2016) beim Bieten eines Elektrofahrzeug-Aggregators in den Reserve- sowie Day-Ahead-Markt diskutiert. Es wird davon ausgegangen, dass der Strom nur in die Fahrzeugbatterie hinein aber nicht hinaus fließen kann. Die Stochastik bezieht sich auf das Fahrverhalten sowie die Einspeisemenge von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Dabei stellen die Autoren heraus, dass ein EV-Aggregator eine bedeutende Rolle bei der optimalen Vermarktung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge einnehmen kann.

Im Gegensatz zu den meisten vorgenannten Forschungsarbeiten wird in der vorliegenden Arbeit die Elektrofahrzeugflotte mit Berücksichtigung verschiedener Fahrprofile bidirektional in das Stromnetz eingebunden. Die Vermarktung durch ein Energieunternehmen wird an mehreren Strommärkten mit Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise und auf Basis einer stochastischen Optimierung untersucht.

11.2 Anforderungen und Zielsetzung

Die bisherige Vision der Nationalen Plattform für Elektromobilität sieht für 2020 vor, dass eine Million Elektrofahrzeuge mit Verkehrssystemen verknüpft sind und dass Laden (G2V) sowie Entladen (V2G) der Elektrofahrzeuge einfach, sicher und attraktiv gestaltet sind.[405] Zur Integration der Elektrofahrzeuge ins Stromnetz wird jedoch eine Netzsteuerung benötigt.[406] Auch ist die Ladesteuerung ein notwendiger Bestandteil für die Minutenreservevermarktung. Ohne Kommunikation mit dem Netz sind der Abruf der Minutenreserve und auch die Kombination der Elektrofahrzeuge zu einem virtuellen Kraftwerk schwierig zu realisieren. Somit ist die Ladesteuerung eine wesentliche Anforderung an Elektrofahrzeuge, um das energiewirtschaftliche Potenzial durch Elektrofahrzeuge auszuschöpfen.[407] Daher empfiehlt die NPE, dass Ladestandorte mit einer längeren Verweildauer mit steuerbarer Ladeinfrastruktur ausgestattet werden, die eine Kommunikation mit dem Stromnetz ermöglicht.[408] Dennoch ist zu beachten, dass die Kosten für die steuerbare Infrastruktur den Nutzen für den Netzbetreiber und den Elektrofahrzeugbesitzer nicht übersteigen dürfen.[409]

Die Vermarktung der Elektrofahrzeuge an den Strommärkten stellt einen Portfoliomanager in einem Energieunternehmen vor neue Herausforderungen, da die Elektrofahrzeuge mobile Speicher sind. Dies bedeutet insbesondere, dass man nicht genau weiß, wann, wo und vor allem mit welchem Batteriefüllstand die Elektrofahrzeuge am Netz angeschlossen sein werden. So ist es wichtig, entweder Prognosen für das Fahrverhalten von Elektrofahrzeugen zu erstellen oder die Fahrprofile stochastisch in Modellierungen der Vermarktung zu berücksichtigen.

Weitere Herausforderungen entstehen dadurch, dass ein Energieunternehmen am Day-Ahead-Markt ein Preisnehmer ist (vgl. Kapitel 3.1.1, S. 22). Damit einhergeht, dass der Marktpreis ex ante unbekannt ist. Damit die Nutzung der Bidirektionalität für den Elektrofahrzeugnutzer profitabel ist, sind Spreads der Marktpreise zwischen Entladen (V2G) und Laden (G2V) notwendig, die mindestens die Kosten der Lade- und Entladeverluste decken. Zudem steht das Energieunternehmen vor der Herausforderung, für den Handel

[405] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2012, S. 27).
[406] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010b, S. 26).
[407] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 35).
[408] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 35).
[409] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2010b, S. 26).

optimale Preis-Mengen-Kombinationen zur Erstellung der Angebotskurven für jede Stunde zu bestimmen (vgl. Kapitel 3.1.1, S. 22). Dabei wird in jeder Angebotskurve einem Strompreis eine bestimmte zu verkaufende oder zu kaufende Strommenge zugeordnet. Das Marktergebnis des Day-Ahead-Marktes bestimmt dann die Mengen, die verkauft oder gekauft worden sind. Bei der Erstellung der Angebotskurven sind die variablen Kosten der Stromerzeugung der einzelnen Kraftwerke sowie technische Restriktionen – z. B. Mindestbetriebszeiten und Verfügbarkeiten – zu beachten. Bei den Elektrofahrzeugen entsprechen die variablen Kosten den Kosten für die Wiederaufladung der Batterie mit Berücksichtigung der Wirkungsgradverluste. Die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge wird durch den Anschluss am Stromnetz, die maximale Ladeleistung sowie den Batteriefüllstand bestimmt. Um die Unsicherheit des Marktpreises bei Erstellung der Angebotskurven zu berücksichtigen, sind für die Betrachtung des Vermarktungspotenzials von Elektrofahrzeugen adäquate Verteilungsprognosen für die Strompreise zugrunde zu legen.

Am Minutenreservemarkt hingegen ist für optimale Erlöse eine gute Abschätzung des Grenzleistungspreises wichtig, da die bezuschlagten Gebote mit dem angebotenen Preis (Pay-as-bid-Verfahren) vergütet werden (vgl. Kapitel 3.2.3, S. 30). Wenn das Marktergebnis einen Grenzleistungspreis oberhalb des Gebotspreises ergibt, wird das abgegebene Minutenreservegebot zugeschlagen und Erlöse in Höhe des Gebotspreises werden für die Vorhaltung erzielt. Wird der Preis jedoch zu niedrig gewählt, können keine maximalen Erlöse erzielt werden. Wird hingegen der Gebotspreis zu hoch gewählt, erfolgt kein Zuschlag für die Vorhaltung der Reserve. Ein Gebotsleistungspreis der Minutenreservevermarktung für ein Energieunternehmen kann z. B. aus historischen Werten generiert oder modellbasiert bestimmt werden.[410]

Auch die weiteren Strommärkte (vgl. Kapitel 3, S. 20) weisen einige Herausforderungen an das Vermarktungspotenzial von Elektrofahrzeugen auf, die jedoch in den folgenden Analysen nicht weiter thematisiert werden. So stellen die primäre und sekundäre Regelleistung aufgrund der langen Produktzeitscheiben eine deutliche Herausforderung an das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge. Eine Vorhaltedauer von mindestens 12 Stunden bis zu einer Woche lässt sich schwierig durch bewegliche Elektrofahrzeuge darstellen. Mit den Änderungen ab Mitte 2018 am Sekundärreservemarkt (vgl. Kapitel 3.2.2, S. 28) ist die Vorhaltung dieser Reserveart durch Elektrofahrzeuge ebenso vorstellbar und könnte in weiteren Forschungsarbeiten thematisiert werden.

Die Intraday-Eröffnungsauktion ist dem Day-Ahead-Markt sehr ähnlich (vgl. Kapitel 3.1.2, S. 24). Gerade durch die kürzeren, viertelstündlichen Lieferperioden könnte das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge steigen, dennoch ist dieses durch das heutige deutlich

[410] Als Beispiel für eine mögliche Modellierung sei auf Swider und Weber (2007) verwiesen.

niedrigere Handelsvolumen der Intraday-Auktion im Vergleich zum Day-Ahead-Markt beschränkt (vgl. Kapitel 3.1, S. 21). Zudem würden die kürzeren Lieferperioden der Intraday-Auktion die Anzahl der Parameter und Variablen bei einer Modellierung erheblich erhöhen, da anstelle einer stündlichen eine viertelstündliche Auflösung verwendet werden müsste. Zusätzlich müssten für den viertelstündlichen Handel ebenso Preisprognosen verwendet werden, sodass sich die Rechenzeit des verwendeten stochastischen Modells weiter erhöhen würde.

Der kontinuierliche Intraday-Handel weist ebenso ein deutlich niedrigeres Handelsvolumen als der Day-Ahead-Markt auf (vgl. Kapitel 3.1, S. 21). Aufgrund des möglichen Handels bis zu 30 Minuten vor Lieferbeginn und der Vergütung nach dem Pay-as-bid-Verfahren mit sofortigem Zuschlag der Gebote (vgl. Kapitel 3.1.3, S. 24), besteht ein grundlegender Unterschied zum auktionsbasierten Day-Ahead-Handel. Dies erfordert eine gänzlich andere Modellierung.

Die folgenden Analysen fokussieren aus den vorgenannten Gründen auf den Handel am Day-Ahead-Markt und die Vermarktung am Minutenreservemarkt – weitergehende Analysen könnten Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten sein. Aber bereits bei einer Beschränkung auf diese beiden Teilmärkte können wesentliche Interdependenzen aufgezeigt und modellhaft abgebildet werden.

Einen zentralen Aspekt stellen hierbei die unterschiedlichen Handelszeitpunkte des Day-Ahead- und Minutenreservemarkts im Tagesverlauf dar (vgl. Kapitel 3, S. 20). Diese erfordern zunächst eine Vermarktung am Minutenreservemarkt und nach Bekanntgabe der Ergebnisse eine Abgabe von Geboten für den Day-Ahead-Spotmarkt. Dies kann in der modellbasierten Betrachtung durch das Konzept der rollierenden Planung abgebildet werden. Dabei können verschiedene Entscheidungsstufen, z. B. Strommärkte, in Abhängigkeit voneinander optimiert werden. Denn beim Ansatz der rollierenden Planung kann nach Aktualisierung von Eingangsparametern (z. B. vorzuhaltende Kapazität am Minutenreservemarkt) eine bereits erfolgte Optimierung (z. B. Kraftwerks- bzw. Portfolioeinsatzplanung) konkretisiert und angepasst werden. Bei Aktualisierung von Eingangsparametern besteht zudem die Möglichkeit, auch Anpassungen der Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise zu berücksichtigen. In der Realität werden Preisprognosen für den Spotpreis im Laufe des Tages mehrfach aktualisiert, da in diese u. A. auch die Erzeugung erneuerbarer Energiequellen mit einfließt, die wiederum wetterabhängig ist.

Wird das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge für einen längeren Betrachtungszeitraum analysiert, so erfolgt dies häufig mit perfekter Voraussicht. Bei der perfekten Voraussicht sind alle Eingangsparameter für den gesamten Betrachtungszeitraum bekannt und es findet nur eine Optimierung über den gesamten Betrachtungszeitraum statt. Hingegen wird bei der rollierenden Planung der Betrachtungszeitraum in viele einzelne Optimierungsschritte aufge-

teilt– idealerweise entsprechend den sukzessiven Entscheidungsschritten des Portfoliomanagers. Die Optimierungszeiträume überlappen[411] sich dabei, da bei ersten Entscheidungen nachfolgende bereits antizipiert werden. Sind die ersten Entscheidungen getroffen und umgesetzt und neue Informationen verfügbar, werden die folgenden Entscheidungen im nächsten Schritt der rollierenden Planung erneut optimiert. So erfolgen viele Optimierungen für kleinere Zeiträume nacheinander, die aktualisierte Eingangsparameter berücksichtigen können, bis das Ende des Betrachtungszeitraums erreicht ist. Die durchgeführte wiederholte Planung spiegelt reale Prozesse besser wieder und vermeidet insbesondere die Annahme, dass der Entscheider bereits zu Beginn der Planung perfekte Voraussicht über den gesamten Betrachtungszeitraum hat. Daher ist Ziel der nachfolgenden Analysen, eine rollierende Planung unter Unsicherheit zu implementieren, mit der die Vermarktung von Elektrofahrzeugen auf mehreren Märkten untersucht werden kann.

Bei der Vermarktung am Minutenreservemarkt ist zudem zu beachten, dass eine Präqualifikation erfolgen und eine Mindestgebotsgröße eingehalten werden müssen. Diese sind für ein einzelnes Elektrofahrzeug nicht zu erfüllen (vgl. Kapitel 3.2.3, S. 30), da die Batteriekapazität und die Ladegeschwindigkeit eines einzelnen Elektrofahrzeugs nicht ausreichen, um 5 MW bzw. 1 MW über vier Stunden als Minutenreserve bereitzustellen. Daher müssen Elektrofahrzeuge als Teil größerer Portfolien, auch virtuelle Kraftwerke genannt, bewirtschaftet werden. Bei einer geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen ist es auch für ein virtuelles Kraftwerk rein auf Basis von Elektrofahrzeugen schwierig bis unmöglich, alleine die Präqualifikationsrichtlinien zu erfüllen. Deshalb wird nachfolgend die Minutenreservevorhaltung und Spotvermarktung in Kombination mit konventionellen Erzeugungskapazitäten betrachtet.

So ist das Ziel dieses Teils der vorliegenden Arbeit, ein Portfolio-Management-Modell (PMM) bereitzustellen, welches zentrale Herausforderungen der Flexibilitätsvermarktung von Elektrofahrzeugen abbildet und es ermöglicht, das Vermarktungspotenzial für Elektrofahrzeuge am Day-Ahead-Spotmarkt sowie an den Minutenreservemärkten aufzuzeigen. Im PMM werden die Vermarktung von Minutenreserve und der Handel am Day-Ahead-Markt einschließlich der bidirektionalen Nutzung des Speichers von Elektrofahrzeugen betrachtet und dabei unterschiedliche Fahrprofile berücksichtigt. Bei der Modellierung soll dabei ein mehrstufiger, stochastischer Optimierungsansatz mit rollierender Planung verwendet werden, der die sequentielle Abfolge von Märkten im deutschen Marktdesign abbildet. Die Unsicherheit der Energiepreise am Day-Ahead-Strommarkt wird dabei durch die Nutzung von Verteilungsprognosen für unsichere Strompreise berücksichtigt.

[411] Beispiel: 1.Optimierungszeitraum: Montag und Dienstag; 2. Optimierungszeitraum: Dienstag und Mittwoch.

12 Spezifikation des Portfolio-Management-Modells

Im vorliegenden Kapitel werden methodische Überlegungen zum Portfolio-Management-Modell vorgestellt. Grundlage für das mehrstufige stochastische Gebotsmodell bildet das Stochastic Bidding Model von Brand u.a.[412] Dieses Modell ermöglicht die Ermittlung optimierter Gebotsstrategien für den Day-Ahead-Markt bei Beachtung der anschließenden Portfolioeinsatzplanung. Dabei werden optimale Gebotsfunktionen unter Berücksichtigung von Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise und zeitschrittübergreifenden technischen Restriktionen des Kraftwerksportfolios erstellt.[413] Weiterhin können auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen und die dazugehörige Wärmenachfrage ins Kraftwerksportfolio integriert werden.[414]

Für die vorliegende Arbeit ist das Modell in drei Richtungen zu erweitern: 1) In das Vermarktungsportfolio sind neben Kraftwerken auch Elektrofahrzeuge aufzunehmen, 2) die Vermarktung von Minutenreserve ist abzubilden und 3) eine Endkundennachfrage eines Energieunternehmens ist zu berücksichtigen. Auf diese Weise kann das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge am Minutenreserve- sowie Day-Ahead-Markt detailliert untersucht werden.

Das Modell ermittelt optimale Handelsstrategien für das sukzessive Handeln an den verschiedenen Strommärkten und führt zusätzlich die Portfolioeinsatzplanung durch. Dabei muss das Energieunternehmen sowohl die Endkundenstrom- als auch die Wärmenachfrage decken. Die Endkundenstromnachfrage kann durch eigene Erzeugung oder den Handel am Day-Ahead-Markt befriedigt werden, wohingegen die Wärmenachfrage nur durch die eigene Erzeugung gedeckt werden kann. Die im Modell betrachteten Elektrofahrzeuge können nicht nur vermarktet werden, sondern sind zusätzlich auch als Stromverbraucher zu betrachten. Durch das Fahren der Elektrofahrzeuge wird Strom verbraucht, der wiederum in die Fahrzeugbatterie geladen werden muss. Hier gilt analog zur Endkundennachfrage, dass dies aus der eigenen Erzeugung oder dem Handel am Day-Ahead-Markt erfolgen muss.

Unter der Annahme, dass die Präqualifikation für das gesamte Portfolio (inkl. der Elektrofahrzeuge) bereits erfolgt ist, werden zudem zur zusätzlichen Erlösgenerierung die Kapazitäten der Kraftwerke sowie der Elektrofahrzeuge am Minutenreservemarkt angeboten.

Somit werden in der vorliegenden Arbeit aus der Perspektive eines Energieunternehmens insbesondere die Potenziale aus der Vermarktung der Flexibilitäten von Elektrofahrzeugen in Verbindung mit einem typisierten Erzeugungsportfolio analysiert. Dabei werden unterschiedliche Kombinationen von Vermarktungen der Elektrofahrzeuge an den Strommärkten anhand verschiedener Sensitivitätsbetrachtungen untersucht.

---

[412] Vgl. Brand und Weber (2005); vgl. Weber und Woll (2006).
[413] Vgl. Brand und Weber (2005).
[414] Vgl. Weber und Woll (2006).

Das Portfolio-Management-Modell wird ebenfalls in der Modelliersprache GAMS umgesetzt (vgl. Kapitel 7, S. 53). Dabei werden zuerst allgemeine Einstellungen vorgenommen, bevor die Modellformulierung folgt (vgl. Abbildung 12.1). Die rollierende Planung ist dabei so umgesetzt, dass für die Vermarktung am Minutenreservemarkt (1. Optimierung), für den Handel am Day-Ahead-Markt (2. Optimierung) sowie die Portfolioeinsatzplanung (3. Optimierung) jeweils ein gemischt-ganzzahliges stochastisches Optimierungsproblem für jeden betrachteten Tag gelöst wird.

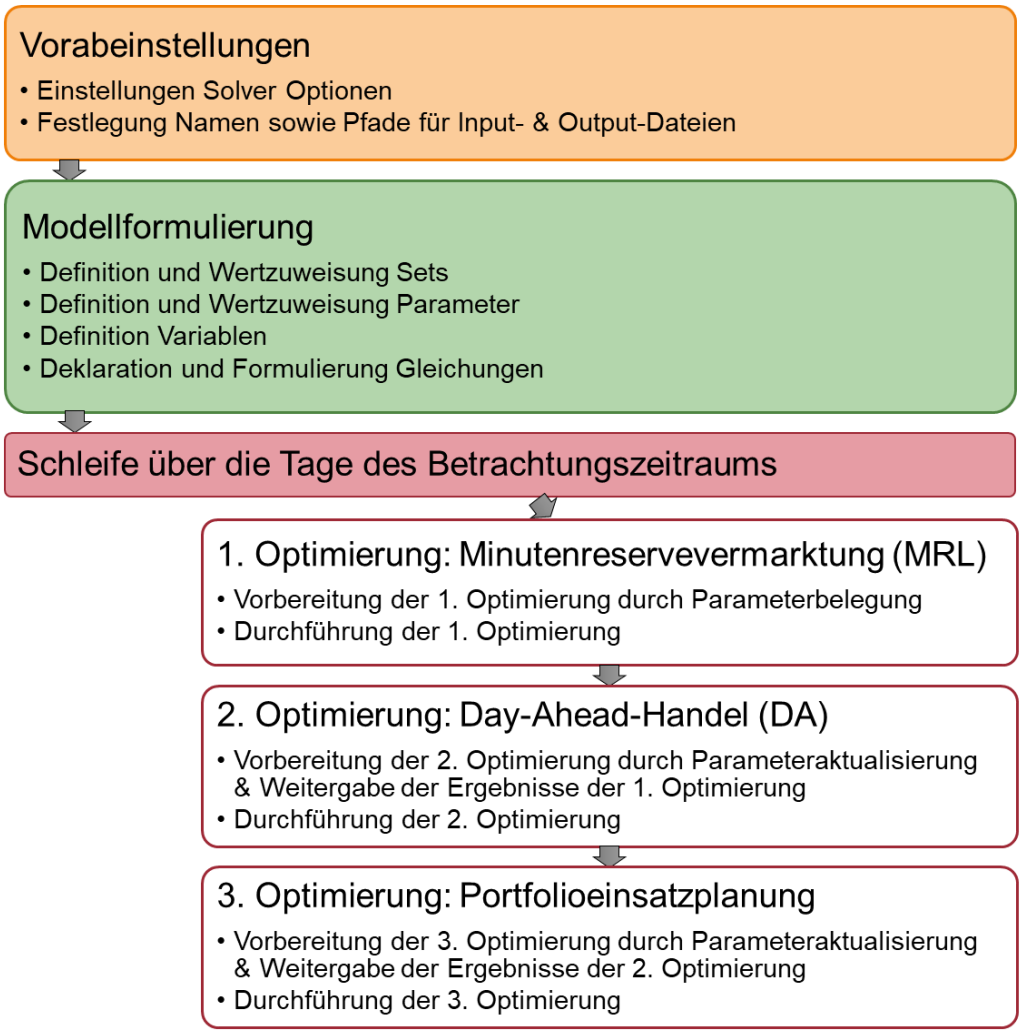

Abbildung 12.1: Ablauf Portfolio-Management-Modell bei Modellierung in GAMS

In der ersten Optimierung des mehrstufigen stochastischen Modells werden aufgrund der Handelszeitpunkte zuerst die optimalen Gebote am Markt für positive und negative Minutenreserve unter Berücksichtigung von Gebotsleistungspreisen ermittelt (vgl. Kapitel 11.2, S. 124). Dabei wird im Rahmen einer stochastischen Optimierung bereits der Handel am Day-Ahead-Markt einschließlich der Unsicherheit der entsprechenden Preise sowie die anschließende Portfolioeinsatzplanung berücksichtigt. Der tatsächlich eintretende Grenzleistungspreis ist während der Optimierung noch nicht bekannt. Nach der ersten Optimierung erhält der Portfolio-Manager

demnach als neue Information die Ergebnisse aus der Vermarktung an den Minutenreservemärkten. Die Information, ob ein Zuschlag erteilt oder nicht erteilt worden ist, wird sodann für die nachgelagerten Optimierungen – Handel am Day-Ahead-Markt und Portfolioeinsatzplanung – weitergegeben.

In der zweiten Optimierung werden die optimalen Gebotsabgaben am Day-Ahead-Spotmarkt unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus der Minutenreservevermarktung ermittelt. In der Modellanwendung werden Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise für den Handel der optimalen Strommenge verwendet sowie die technischen Restriktionen des Kraftwerkparks und der Elektrofahrzeuge bei der Portfolioeinsatzplanung berücksichtigt (vgl. Kapitel 11.2, S. 124). Zur Vereinfachung werden im weiteren Verlauf die Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise als Preisszenarien bezeichnet. Auf Basis der Preisszenarien werden für die Vermarktung am Day-Ahead-Markt stündliche optimale Angebotskurven identifiziert, in denen jeweils einem Strompreis eine bestimmte zu verkaufende oder zu kaufende Strommenge zugeordnet ist. Während der Optimierung ist das Marktergebnis des Day-Ahead-Marktes noch nicht bekannt. Nach der Optimierung, in Vorbereitung zur dritten Optimierung, wird das Marktergebnis, die Realisierung der Strompreise, bekannt gegeben. Damit sind auch die Mengen, die verkauft oder gekauft worden sind, bestimmt. Diese vermarkteten Strommengen werden an die Portfolioeinsatzplanung weitergegeben.

In der dritten Optimierung wird darauf aufbauend der finale optimale Portfolioeinsatz bestimmt. Während der vorgelagerten Optimierungen findet jeweils auch eine Portfolioeinsatzplanung zur optimalen Vermarktung für jedes der betrachteten Preisszenarien statt, jedoch kann der Portfolioeinsatz erst final optimiert werden, sobald die Vermarktungsergebnisse aus den vorgelagerten Stufen exakt bekannt sind.

In jedem Optimierungsproblem werden alle nachgelagerten Optimierungen mitberücksichtigt, um die bestmögliche Entscheidung unter Berücksichtigung der optimalen Folgeentscheidungen zu treffen: Bei der Vermarktung am Minutenreservemarkt werden sowohl der Day-Ahead-Spotmarkt als auch die Portfolioeinsatzplanung und bei der Vermarktung am Spotmarkt wird die Portfolioeinsatzplanung mitbetrachtet. Dementsprechend werden die Erlöse am Day-Ahead-Markt bereits bei der Vermarktung der Minutenreserve mit optimiert. Das führt dazu, dass die Kraftwerkskapazitäten und die Flexibilitätspotenziale der Elektrofahrzeuge an dem Markt vermarktet werden, an dem die meisten Erlöse zu erwarten sind.

Es besteht zudem die Möglichkeit, vergangene Realisierungen der Preise als Marktergebnisse vorzugeben. So kann das Modell anhand historischer Daten im Backtesting-Modus auf Plausibilität überprüft werden. Zusätzlich ist es möglich, durch Wahl der Parameterwerte die Unsicherheiten aus dem Modell zu eliminieren: Wird in der ersten Optimierung bereits der tatsächlich eintretende Grenzleistungspreis am Minutenreservemarkt als Parameter verwendet, entfällt die Unsicherheit, ob ein Zuschlag erteilt wird oder nicht. Es wird dann generell nur ein

Gebot abgegeben, wenn die Vermarktung am Minutenreservemarkt höhere Erlöse als am Day-Ahead-Markt generieren kann. Ebenso kann statt mehrerer Preisszenarien nur ein erwartetes Strompreisszenario zur Lösung des Erwartungswert –Problems (EEV) oder die bereits bekannten Realisierungen der Strompreise zur Lösung des Wait and See – Problems (WS) verwendet werden (vgl. Kapitel 5.1, S. 39). Im letzteren Fall entfällt die Unsicherheit des möglichen Strompreises, sodass aus dem stochastischen Modell ein rein deterministisches Modell wird.

Bei den in dieser Arbeit durchgeführten Modellierungen werden die Investitionskosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden nicht mitberücksichtigt. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse stets im Blick zu behalten.

13 Modellierung der Vermarktungsstrategie

Im Folgenden wird die mathematische Formulierung des Optimierungsproblems dargestellt. Zunächst wird in Kapitel 13.1 die Struktur der drei Optimierungsprobleme pro Planungszeitraum erörtert. In Kapitel 13.2 wird sodann die Zielfunktion betrachtet. Die Nebenbedingungen sind thematisch zusammengefasst: Die Bilanzen werden nach Strombilanzen (Kapitel 13.3.1) und Wärmebilanzen (Kapitel 13.3.2) getrennt vorgestellt. Kapitel 13.4 beschreibt die Nebenbedingungen der Kraftwerke und der Elektrofahrzeuge. Es werden Nebenbedingungen für verschiedene Turbinentechnologien (Kapitel 13.4.1), Heizwerke (Kapitel 13.4.3), Elektrofahrzeuge (Kapitel 13.4.5), Betriebsbeschränkungen (Kapitel 13.4.2) sowie für den Brennstoffverbrauch (Kapitel 13.4.4) vorgestellt. In Kapitel 13.5 werden die Nebenbedingungen für die Strommärkte erörtert. Zuerst werden die Restriktionen des Day-Ahead-Spotmarktes (Kapitel 13.5.1) und danach des Minutenreservemarktes (Kapitel 13.5.2) beschrieben.

Sofern bei den Gleichungen keine zusätzlichen Einschränkungen angegeben sind, sind sie jeweils für folgende Mengen gültig:

- $i \in I = I^T \cup I^W \cup I^{EV}$

  I ist die Menge aller betrachteten Anlagen im Portfolio. I^T enthält alle Kraftwerke zur Stromerzeugung, die eine Turbine enthalten. Neben den reinen Gasturbinenkraftwerken ist die Menge der Kraftwärmekopplungsanlagen eine Teilmenge der stromerzeugenden Anlagen ($I^{KWK} \subset I^T$). Sie setzt sich wiederum aus den KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine und denen mit Entnahmekondensationsturbine zusammen ($I^{KWK} = I^{GDT} \cup I^{EKT}$). Die Menge I^W enthält alle Anlagen des Portfolios, die Wärme erzeugen können. Dies sind einerseits die KWK-Anlagen und andererseits die Heizwerke, welche in der Menge I^{HW} enthalten sind ($I^W = I^{KWK} \cup I^{HW}$). I^{EV} enthält die verschiedenen EV-Pools, die als mobile Speicher das Kraftwerksportfolio ergänzen.

- $i \in I^{MRL}$

  Die Menge I^{MRL} enthält alle Anlagen – auch Elektrofahrzeuge, die Minutenreserve für das Portfolio vorhalten können.

- $n \in N = N_1 \cup N_2$

  N ist die Menge aller betrachteten Knoten und N_1 umfasst die Knoten der ersten Stufe, d. h. $N_1 = \{n_0\}$ mit n_0 als Wurzelknoten. Entsprechend enthält N_2 die Knoten der zweiten Stufe, d. h. $N_2 = \{n_1 \dots n_s\}$, wobei die Knoten n_1 bis n_s die entsprechenden Preisszenarien auf der zweiten Stufe abbilden.

  In der Notation der Gleichungen werden n und m als Alias verwendet, sodass in einer Gleichung verschiedene Knoten miteinander kombiniert werden können.

- $n \in V(n)$

  Die Menge $V(n) = \{n_0, n\}$ umfasst den Vorgänger von n hier n_0, und ebenso n selbst. Sie wird bei der zeitschrittübergreifenden Optimierung für die Zuordnung zueinander zugehöriger Szenarien benötigt.
- $t \in T = T_1 \cup T_2$

  T ist die Menge aller betrachteten Zeitschritte. T_1 beinhaltet die Zeitschritte der ersten Stufe und T_2 die Zeitschritte der zweiten Stufe. Insgesamt umfasst das Optimierungsproblem jeweils 60 Zeitschritte (vgl. Kapitel 13.1, S. 135). Für die Optimierung zur Vermarktung am Minutenreserve- und Day-Ahead-Markt gilt (1. & 2. – Optimierung):

  $T_1 = \{t_1, \dots, t_{12}\}; T_2 = \{t_{13}, \dots, t_{60}\}$

  Für die abschließende Portfolioeinsatzplanung gilt (3. Optimierung):

  $T_1 = \{t_1, \dots, t_{36}\}; T_2 = \{t_{37}, \dots, t_{60}\}$

  In der Notation der Gleichungen werden t und d als Alias verwendet, sodass in einer Gleichung verschiedene Zeitschritte miteinander kombiniert werden können.
- $tb \in TB = TB_1 \cup TB_2$

  TB ist die Menge der vierstündigen Zeitscheiben für die Minutenreservevermarktung. TB_1 beinhaltet die Zeitscheiben der ersten Stufe und TB_2 die Zeitscheiben der zweiten Stufe. Für die Optimierung zur Vermarktung am Minutenreserve- und Day-Ahead-Markt gilt (1. & 2. – Optimierung):

  $TB_1 = \{tb_1, \dots, tb_3\}; TB_2 = \{tb_4, \dots, tb_{15}\}$

  Für die abschließende Portfolioeinsatzplanung gilt (3. Optimierung):

  $TB_1 = \{tb_1, \dots, tb_9\}; TB_2 = \{tb_{10}, \dots, tb_{15}\}$
- $(n, t) \in NT = (N_1 \times T_1) \cup (N_2 \times T_2)$

  NT ist die Menge der Kombinationen von Knoten und Zeitschritten pro Optimierungsstufe. Innerhalb der ersten Stufe findet durchweg eine deterministische Optimierung für den Wurzelknoten n_0 statt. In der zweiten Stufe werden die entsprechenden Entscheidungen separat für die verschiedenen Preisszenarien in den Knoten n_1 bis n_s optimiert. Durch die Beschränkung auf die Vereinigungsmenge für die Stufen wird das Optimierungsproblem reduziert, da es auf die relevanten Knoten und Zeitschrittkombinationen eingeschränkt wird.
- $(n, tb) \in NTB = (N_1 \times TB_1) \cup (N_2 \times TB_2)$

  NTB ist die Menge der Kombinationen von Knoten und vierstündigen Zeitscheiben pro Optimierungsstufe und ist analog zur Menge NT aufgebaut.
- $r \in R = R^{neg} \cup R^{pos}$

R ist die Menge der betrachteten Minutenreservemärkte. Für den negativen Minutenreservemarkt R^{neg} und den positiven Minutenreservemarkt R^{pos} werden separate Teilmengen $R^{neg} = \{MRL^{neg}\}$ und $R^{pos} = \{MRL^{pos}\}$ eingeführt.

13.1 Allgemeine Modellstruktur

Im Portfolio-Management-Modell wird das Portfolio am Minutenreservemarkt und am Day-Ahead-Spotmarkt vermarktet und anschließend erfolgt eine Portfolioeinsatzplanung. Dazu werden drei nachgelagerte Optimierungen mit dem Ansatz der rollierenden Planung gelöst (vgl. Kapitel 11.2, S. 124 und Kapitel 12, S. 128). Hier werden 2,5 Tage als Planungszeitraum gewählt. In der Realität erfolgt die Gebotsabgabe der Minutenreserve täglich um 10 Uhr (vgl. Kapitel 3.2.3, S. 30), weshalb die 1. Optimierung korrekterweise um 10 Uhr stattfinden müsste. Aus Vereinheitlichungsgründen mit der 2. Optimierung und da bis 12 Uhr, außer der Bekanntgabe der Minutenreservezuschläge, keine weiteren Informationsupdates erfolgen, ist der Optimierungszeitraum ab 12 Uhr festgelegt worden. Somit beginnt der Planungszeitraum um 12 Uhr an Tag 1 (t_1) und dauert bis zum Ende von Tag 3 (t_{60}). So kann die Vermarktung der Minutenreserve (1. Optimierung) sowie der Handel am Day-Ahead-Markt (2. Optimierung) für einen vollständigen Tag erfolgen und es können zugleich zeitschrittübergreifende Aspekte in Verbindung mit dem vorangegangenen und dem darauffolgenden Tag berücksichtigt werden. Dies ist insbesondere für die Handelsmengen zu Beginn und zum Ende des Tages wichtig, damit in die variablen Kosten zur Ermittlung der Gebotsmengen die Kraftwerkszustände (An/Aus) mit einfließen können. Abschließend kann eine Portfolioeinsatzplanung (3. Optimierung) für Tag 1 und 2 durchgeführt werden, die ebenso zeitschrittübergreifende Kraftwerkszustände und Speicherfüllstände berücksichtigt. Zur Aktualisierung von Eingangsparametern und darauf aufbauenden Konkretisierung bereits erfolgter Optimierungen wird der Planungszeitraum um 24 Stunden nach hinten verschoben (rolliert) (vgl. Abbildung 13.1, vgl. Kapitel 11.2, S. 124). Für die Berechnungen eines gesamten Jahres werden somit 365 (bzw. bei einem Schaltjahr 366) mal drei Optimierungen pro Tag, somit in Summe 1095 (bzw. 1098) einzelne Optimierungen durchgeführt.

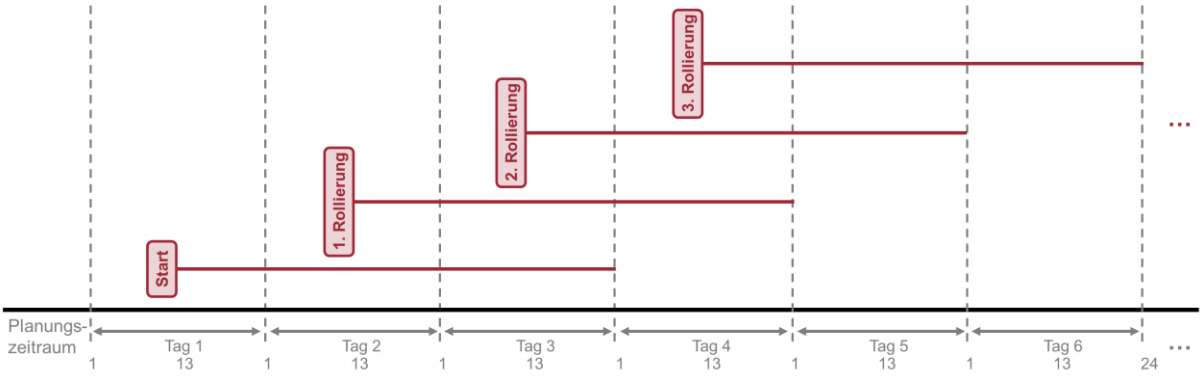

Abbildung 13.1: Schematische Darstellung der rollierenden Planung im Kontext des PMM

In der ersten Optimierung, Minutenreservevermarktung (MRL), wird die optimale Menge zur Vermarktung am Minutenreservemarkt bestimmt. Dabei wird bis zum Ende des ersten Tages

$(t_1 - t_{12})$ der Portfolioeinsatz deterministisch geplant (Stufe 1), da die Vermarktung an den Märkten bereits stattgefunden hat. In der zweiten Stufe der ersten Optimierung werden Tag zwei und Tag drei $(t_{13} - t_{60})$ mit den stochastischen Preisszenarien modelliert, da für die darauffolgenden Tage Gebote für den Minutenreservemarkt abgegeben werden können (vgl. Abbildung 13.2).

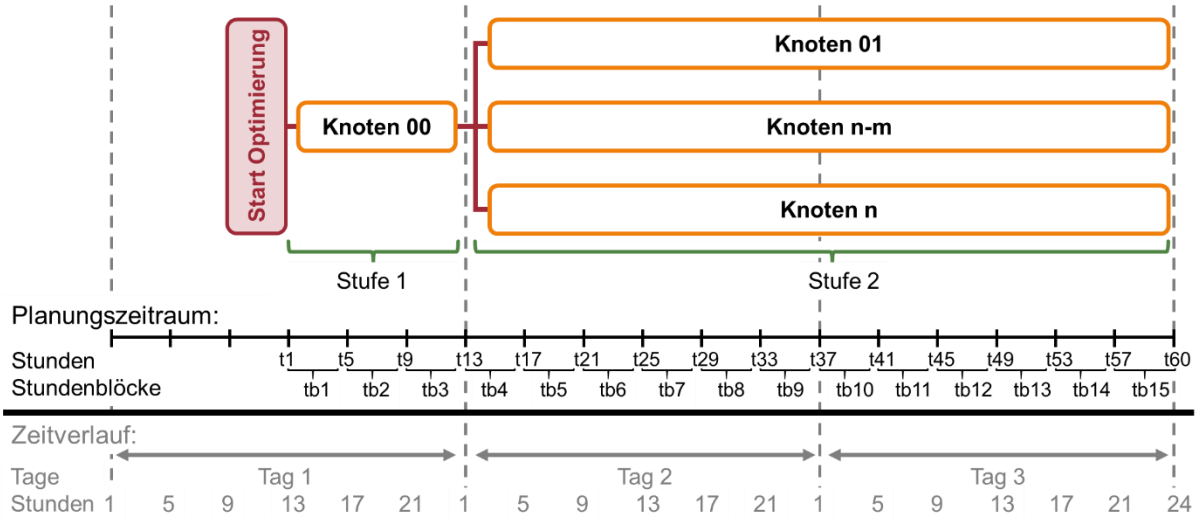

Abbildung 13.2: Zeitschritte und Stufen des Optimierungsproblems in der ersten und zweiten Optimierung

In der zweiten Optimierung, Day-Ahead-Handel (DA), wird die optimale Handelsmenge am Day-Ahead-Spotmarkt bestimmt. Auch hier wird aufgrund abgeschlossener Handelsgeschäfte die erste Stufe $(t_1 - t_{12})$ deterministisch modelliert, wohingegen Handelsgebote in der zweiten Stufe $(t_{13} - t_{60})$ noch am Day-Ahead-Markt möglich sind und demnach die stochastischen Preisszenarien berücksichtigt werden.

In der dritten Optimierung, Portfolioeinsatzplanung, erfolgt die Optimierung bis zum Ende des zweiten Tages in der ersten Stufe deterministisch $(t_1 - t_{36})$, da die dritte Optimierung die Portfoliooptimierung beschreibt, die nach Abschluss der Geschäfte an den Märkten erfolgt (vgl. Abbildung 13.3). Tag drei wird weiterhin in der zweiten Stufe stochastisch modelliert $(t_{37} - t_{60})$, da für diesen Tag noch Gebote an den Märkten abgegeben werden können und die entsprechenden Preise noch nicht bekannt sind.

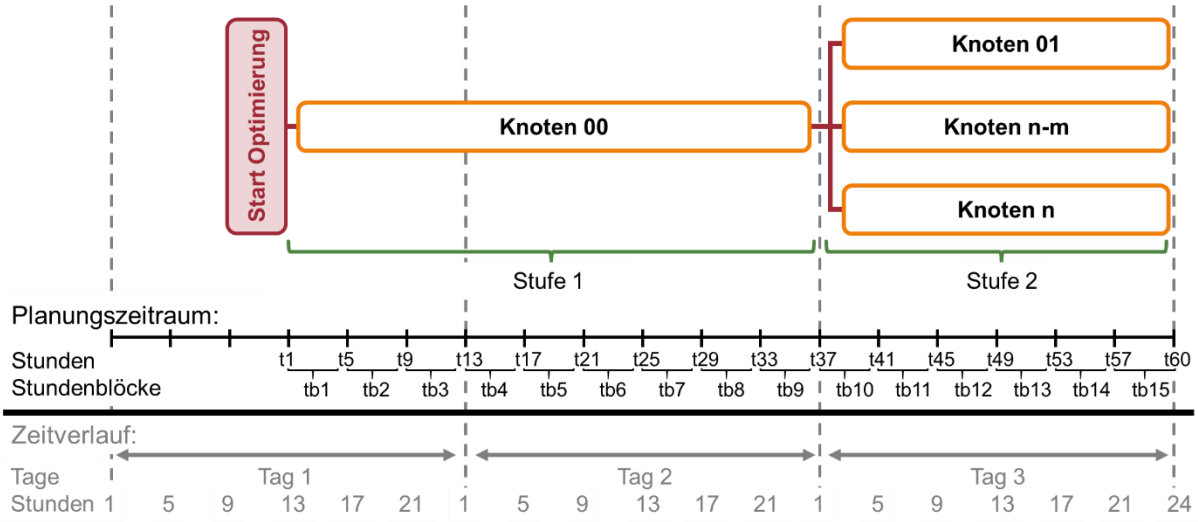

Abbildung 13.3: Zeitschritte und Stufen des Optimierungsproblems in der dritten Optimierung

Der ersten, deterministischen Stufe entspricht jeweils der Wurzelknoten (Knoten 00) im Szenarienbaum (vgl. Abbildung 13.2 und Abbildung 13.3). In der zweiten Stufe gibt es hingegen verschiedene Knoten, die den unterschiedlichen Preisszenarien entsprechen.
Da die Minutenreserve in Blöcken zu je vier Stunden gehandelt wird, sind den Berechnungsstunden $(t_1 - t_{60})$ entsprechend Stundenblöcke $(tb_1 - tb_{15})$ zugeordnet.

13.2 Zielfunktion

Das Portfolio-Management-Modell beschreibt die operative Gewinn-Maximierung, d. h. Deckungsbeitrags-Maximierung eines Energieunternehmens, das Strom- und Wärmekunden beliefert, eigene Kraftwerke betreibt und zusätzlich Elektrofahrzeuge optimiert laden und bidirektional einsetzen kann. Dementsprechend wird bei der Berechnung die Zielfunktion maximiert. Die Zielfunktion setzt sich aus den Erlösen des Energieunternehmens durch Handelsgeschäfte am Markt abzüglich der variablen Kosten für die Stromerzeugung zusammen (Gleichung (51)). Fixkosten sowie Erlöse für die Nachfragedeckung werden in der Zielfunktion nicht dargestellt, da sie bei der operativen Planung nicht beeinflusst werden können und dementsprechend keinen Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben.

$$\max Z$$

$$Z = \sum_{n \in N} \varphi_n \left(\begin{array}{l} \sum_{t|(n,t) \in NT} H_{n,t}^{DA} \cdot c_{n,t}^{DA} + \sum_{tb|(n,tb) \in NTB} \sum_{r \in R} P_{tb,r}^{MRL} \cdot c_{tb,r}^{MRL} \\ - \left(\sum_{t|(n,t) \in NT} \sum_{i \in i^B} B_{n,t,i} \cdot \Delta t \cdot c^B + \sum_{t|(n,t) \in NT} \sum_{i \in I} U_{n,t,i} \cdot c_i^S \right) \end{array} \right) \quad (51)$$

Wird Strom am Day-Ahead-Spotmarkt verkauft, hat die Variable der Stromhandelsmengen $H_{n,t}^{DA}$ ein positives Vorzeichen und geht mit dem DA-Spotpreis $c_{n,t}^{DA}$ multipliziert als Erlös in die Zielfunktion (Gleichung (51)) ein. Zu den Erlösen für das Portfolio zählen auch die Erlöse für die Reservevorhaltung $\sum_{r \in R} P_{tb,r}^{MRL} \cdot c_{tb,r}^{MRL}$ in allen Reservezeitintervallen tb. Von den Erlösen werden die Brennstoffkosten $\sum_{i \in i^B} B_{n,t,i} \cdot \Delta t \cdot c^B$ und die Anfahrkosten $\sum_{i \in I} U_{n,t,i} \cdot c_i^S$ in allen Zeitschritten t abgezogen. Wird Strom gekauft, hat die Variable der Stromhandelsmengen ein negatives Vorzeichen und entsprechend werden dann ebenfalls Kosten verbucht.
Durch die stochastische Modellierung mit unterschiedlichen DA-Preisszenarien, dargestellt über die Knoten n im Modell, setzt sich die Zielfunktion aus gewichteten Teilzielfunktionen $\sum_{n \in N} \varphi_n \cdot \ldots$ zusammen. Der Teilzielfunktionsterm eines jeden Knotens wird mit einer Eintrittswahrscheinlichkeit φ_n multipliziert. Diese geben an, wie wahrscheinlich ein Szenario mit dem Knoten n eintreten wird und sind in Summe aller Knoten einer Stufe auf eins normiert. Die Eintrittswahrscheinlichkeiten werden vorab bei der Erstellung der Preisszenarien ermittelt.

13.3 Nebenbedingungen: Bilanzen

Das Modell berücksichtigt sowohl die Strom- als auch die Wärmenachfrage von Endkunden. Zur Abbildung der Nachfragedeckung werden Bilanzen aufgestellt, sodass sichergestellt wird, dass in jedem Zeitschritt und in jedem Knoten der benötigte Strom und die benötigte Wärme bereitgestellt werden.

13.3.1 Strombilanz

Die Stromnachfrage d_t kann entweder durch die Erzeugung aus den Kraftwerken zusammen mit den Elektrofahrzeugen $\sum_{i \in I} P_{n,t,i} \cdot \Delta t$ oder durch Stromhandel $H_{n,t}^{DA}$ gedeckt werden (Gleichung (52)). Wird Strom am Day-Ahead-Markt verkauft, muss die Erzeugung entsprechend erhöht werden.

$$\sum_{i \in I} P_{n,t,i} \cdot \Delta t = d_t + H_{n,t}^{DA} \qquad \forall (n,t) \in NT \tag{52}$$

Die Stromerzeugung aus den Kraftwerken entspricht somit der Summe aus der Endkundennachfrage und dem Stromhandel. Das Vorzeichen von $H_{n,t}^{DA}$ ist positiv bei Stromverkauf und negativ bei Stromeinkauf.
Der Strom, der aus den Elektrofahrzeugen ins Stromnetz eingespeist wird (V2G), erhöht die Stromerzeugung und wird zusammen mit der Erzeugung der Kraftwerke in der Variablen $P_{n,t,i}$ mit einem positiven Vorzeichen abgebildet. Der Strom, der für das Laden der Elektrofahrzeugbatterien verwendet wird (G2V), erhöht die Endkundennachfrage, findet sich aber mit negativem Vorzeichen in der Variablen $P_{n,t,i^{EV}}$ wieder.

13.3.2 Wärmebilanz

Die Wärmeerzeugung muss in jedem Zeitschritt der Wärmenachfrage entsprechen (Gleichung (53)). Da weder Wärmespeicher noch die Möglichkeit von Zukäufen von Wärme modelliert sind, kann die Wärmenachfrage d_t^W nur durch Produktion der Heizwerke und die Wärmeauskopplung der KWK-Anlagen $\left(\sum_{i \in I^W} W_{n,t,i} \cdot \Delta t\right)$ erfüllt werden.

$$\sum_{i \in I^W} W_{n,t,i} \cdot \Delta t = d_t^W \qquad \forall (n,t) \in NT \tag{53}$$

13.4 Nebenbedingungen: Kraftwerke, Heizwerke und Elektrofahrzeuge

Das Portfolio des Energieunternehmens enthält sowohl konventionelle Kraftwerke zur Stromerzeugung als auch Elektrofahrzeuge als Energiespeicher. Dementsprechend gelten für das Anlagenportfolio unterschiedliche Restriktionen. In den folgenden Kapiteln werden verschiedene Nebenbedingungen für die einzelnen Turbinentypen, Heizwerke und Elektrofahrzeuge dargestellt.[415]

13.4.1 Stromproduktion und Reservebereitstellung in Kraftwerken

In der Modellierung werden Kraftwerke nach ihrem Turbinentyp abgegrenzt. Insbesondere werden dabei Anlagen zur Kraftwärme-Kopplung differenziert betrachtet. Unterschieden werden Anlagen zur reinen Stromerzeugung, KWK-Anlagen mit Gegendruckturbinen und solche mit Entnahmekondensationsturbinen. Manche Restriktionen unterscheiden sich nicht für die einzelnen Turbinentypen und werden daher in diesem Teilkapitel allgemeingültig dargestellt. Spezielle Nebenbedingungen für die verschiedenen Turbinenarten werden in den nächsten Teilkapiteln dargestellt.

Jede Anlage besitzt eine maximale Leistung, die sie für die Stromproduktion und die positive Reservevorhaltung verwenden kann (Gleichung (54)).

$$P_{n,t,i} + P_{n,t,i,r}^{MRL} \leq p_i^{max} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^T, \forall r \in R^{pos} \tag{54}$$

Die Summe der Stromproduktion $P_{n,t,i}$ und der positiven Minutenreservevorhaltung $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ ist dabei durch die maximale Stromleistung p_i^{max} bei laufendem Kraftwerk $O_{n,t,i}$ beschränkt.

Für die Anlagen werden zudem Mindestleistungen im Betrieb vorgeschrieben, sodass durch das Kraftwerk mindestens eine vorgegebene Strommenge ins Stromnetz eingespeist wird (Gleichung (55)).

$$P_{n,t,i} - P_{n,t,i,r}^{MRL} \geq p_i^{min} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^T, \forall r \in R^{neg} \tag{55}$$

[415] Die Abbildung der Kraftwerksrestriktionen beruht auf Brand und Weber (2005) sowie Weber und Woll (2006) und ist um Bedingungen für Elektrofahrzeuge und Minutenreservevermarktung ergänzt worden.

Die Stromproduktion $P_{n,t,i}$ muss somit selbst bei Abruf der negativen Minutenreserveleistung $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ größer als die minimale Leistung p_i^{min} bei angeschaltetem Kraftwerk $O_{n,t,i}$ sein.
Die Entscheidung, ob ein Kraftwerk angeschaltet oder ausgeschaltet ist, wird über die Binärvariable $O_{n,t,i}$ gesteuert.

13.4.1.1 Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen

Als Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) werden Anlagen bezeichnet, die sowohl Wärme als auch Strom produzieren können. Für diese Kraftwerke gilt zusätzlich eine Restriktion für die maximale Wärmeauskopplung (Gleichung (56)).

$$W_{n,t,i} \leq w_i^{max} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{KWK} \tag{56}$$

Die Wärmeproduktion $W_{n,t,i}$ ist bei laufendem Kraftwerk $O_{n,t,i}$ durch die maximale Wärmeleistung w_i^{max} beschränkt.

13.4.1.2 KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine

Bei einer Anlage mit Gegendruckturbine (GDT) gibt es nur einen Freiheitsgrad, wodurch die Erzeugung von Strom und Wärme starr gekoppelt ist.[416] Bei einem erhöhten Wärmebedarf wird der Dampfstrom durch die Turbine erhöht, sodass zeitgleich mehr Strom generiert wird.[417] Somit werden Strom und Wärme in einer festen Relation, innerhalb der Grenzen der Mindest- und Maximalleistung für die Stromproduktion, erzeugt (Gleichung (57)).

$$P_{n,t,i} = m_i \cdot W_{n,t,i} + b_i \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{GDT} \tag{57}$$

Die Stromproduktion der Gegendruckturbine $P_{n,t,i}$ wird daher durch eine lineare Funktion in Abhängigkeit der Wärmeproduktion $W_{n,t,i}$ beschränkt. Dabei wird die Steigung der Geraden durch m_i und der Achsenabschnitt durch b_i beschrieben. Häufig wird der Achsenabschnitt b_i zu Null gesetzt. Dann ist das Verhältnis von Strom- und Wärmeproduktion fest und wird als Stromkennzahl bezeichnet.

13.4.1.3 KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine

Bei der Entnahmekondensationsturbine (EKT) mit zwei Freiheitsgraden wird Strom und Wärme innerhalb festgelegter Grenzen variabel produziert, d. h. die produzierte Strom- und Wärmemenge sowie das Verhältnis zwischen Generator- und Dampferzeugerleistung ist variabel. Die Restriktionen können in einem sogenannten P/Q-Diagramm beschrieben werden (vgl. Abbildung 13.4).

[416] Vgl. Zahoransky (2015, S. 305).
[417] Vgl. Zahoransky (2015, S. 305).

Die maximale Generatorleistung wird in der Modellierung durch Gleichung (54) (S. 139) Die minimale Generatorleistung durch Gleichung (55) (S. 139) und die maximale Heizleistung durch Gleichung (56) (S. 140) ausgedrückt. Die maximale Dampferzeugerleistung wird durch Gleichung (58) dargestellt: Je mehr Wärme ausgekoppelt wird, desto weniger Strom kann produziert werden.

$$P_{n,t,i} \leq m_{1,i} \cdot W_{n,t,i} + b_{1,i} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EKT} \tag{58}$$

Die Stromproduktion der Entnahmekondensationsturbine $P_{n,t,i}$ ist durch eine lineare Funktion der Wärmeproduktion $W_{n,t,i}$ nach oben beschränkt. Dabei wird die negative Steigung der Geraden durch $m_{1,i}$ und der Achsenabschnitt durch $b_{1,i}$ beschrieben. Der Achsenabschnitt entspricht dabei häufig der maximalen Leistung p_i^{max} aus Gleichung (54) (S. 139). Implizit ist dabei angenommen, dass bei einem möglichen Reserveabruf der positiven Minutenreserve die Wärme ggf. anderweitig bereitgestellt wird. Soll dies nicht angenommen werden, ist die linke Seite um die Variable der positiven Reservevorhaltung zu ergänzen.

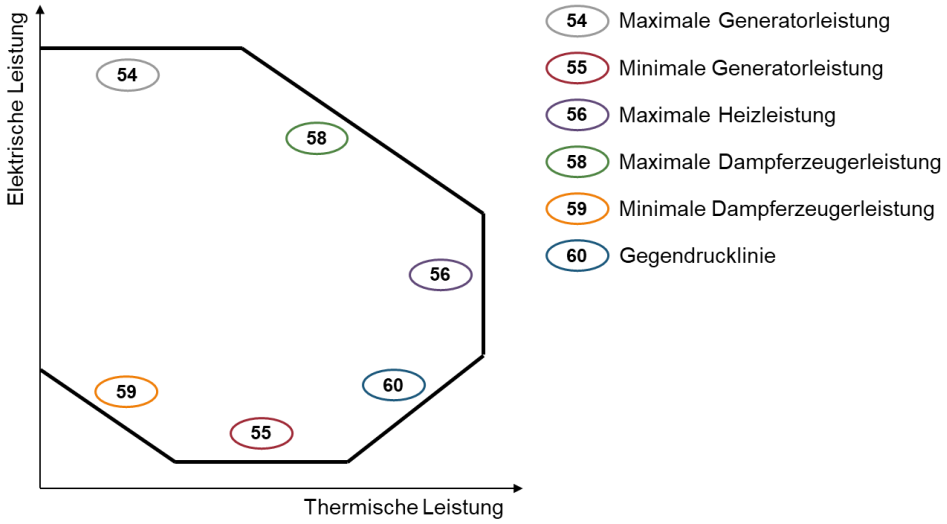

Abbildung 13.4: P/Q-Diagramm - Typischer Betriebsbereich einer Entnahmekondensationsanlage[418]

Die minimale Dampferzeugerleistung wird durch Gleichung (59) ausgedrückt.

$$P_{n,t,i} \geq m_{2,i} \cdot W_{n,t,i} + b_{2,i} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EKT} \tag{59}$$

Hierbei wird die Stromproduktion der Entnahmekondensationsturbine $P_{n,t,i}$ von unten durch eine weitere Geraden der Wärmeproduktion $W_{n,t,i}$ beschränkt. Dabei wird die negative Steigung der Geraden durch $m_{2,i}$ und der Achsenabschnitt durch $b_{2,i}$ beschrieben. Häufig entspricht der Achsenabschnitt für die minimale Dampferzeugerleistung der Mindestleistung p_i^{min} aus Gleichung (55) (S. 139).

[418] Eigene Darstellung nach Icking (1995, S. 11).

Die optimale Fahrweise der Entnahmekondensationsturbine wird durch das Vieleck aus Abbildung 13.4 begrenzt. Dementsprechend wird die Gegendrucklinie der EKT im Gegensatz zu der der Gegendruckturbine als Ungleichung und nicht als Gleichung formuliert (Gleichung (60)). Dennoch muss weiterhin der Mindestoutput an Strom steigen, wenn mehr Wärme produziert wird, d. h. es gibt eine Mindeststromkennzahl.

$$P_{n,t,i} \geq m_{3,i} \cdot W_{n,t,i} + b_{3,i} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EKT} \tag{60}$$

Gleichung (60) unterscheidet sich von Gleichung (59) durch die Wahl der Steigung $m_{3,i}$ und des Achsenabschnitts $b_{3,i}$.

Somit kann eine Entnahmekondensationsturbine mit zwei Freiheitsgraden innerhalb der Grenzen der Mindest- und Maximalleistung der Strom- sowie Wärmeproduktion sowie weiterer Restriktionen Strom und Wärme erzeugen. Innerhalb des zulässigen Bereichs kann die Stromproduktion zu einer gegebenen bzw. ebenfalls optimierten Wärmeauskopplung frei gewählt werden.

13.4.2 Betriebsbeschränkungen bei Kraftwerken

Für die konventionellen Kraftwerke gelten zudem technische Betriebsbeschränkungen. So müssen für die Kraftwerke Mindestbetriebs- und Mindeststillstandszeiten eingehalten werden, damit die Kraftwerke durch übermäßig häufiges An- und Abfahren keinen Schaden nehmen. Für die Modellierung von Startvorgängen wird die Zustandsübergangsgleichung verwendet.

13.4.2.1 Zustandsübergangsgleichung

Die Zustandsübergangsgleichung beschreibt den Zusammenhang der Startvorgänge und dem Zustand eines Kraftwerks – an oder aus (Gleichung (61)).[419]

$$U_{n,t,i} \geq O_{n,t,i} - O_{m,t-1,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall (m,t-1) \in NT, \forall m \in V(n), \forall i \in I \tag{61}$$

Sowohl die Startvorgänge $U_{n,t,i}$ als auch die Zustandsvariable $O_{n,t,i}$ sind als Binärvariablen modelliert.[420] Letztere gibt an, ob ein Kraftwerk angefahren (Wert 1) oder abgefahren (Wert 0) ist. Ist ein Kraftwerk im vorherigen Zeitschritt aus, soll aber im aktuellen Zeitschritt produzieren, muss sowohl die Zustandsvariable als auch die Startvariable den Wert 1 annehmen, sodass ein Startvorgang des Kraftwerks stattfindet. Ändert sich der Zustand des Kraftwerks nicht und es bleibt an oder aus, kann die Startvariable 0 oder 1 als Wert annehmen. Da Kosten für den Startvorgang in die Zielfunktion eingehen, wird die Startvariable nur dann den Wert 1 annehmen, wenn das Kraftwerk tatsächlich für die Produktion angefahren wird.

[419] Vgl. Rajan und Takriti (2005, S. 7).
[420] Vgl. Rajan und Takriti (2005, S. 3).

13.4.2.2 Mindestbetriebszeiten

Mindestbetriebszeiten u_i^{OP} geben die Anzahl an Stunden an, die ein Kraftwerk angefahren sein muss, bevor es wieder abgefahren werden darf. Ihre Einhaltung kann entsprechend Gleichung (62) eingefordert werden.

$$\sum_{m,d=t-u_i^{OP}+1}^{t} U_{m,d,i} \leq O_{n,t,i} \qquad \forall(n,t) \in NT, \forall(m,d) \in NT, \forall m \in V(n), \forall i \in I \tag{62}$$

Die hier gewählte Formulierung fordert, dass die Summe der Startvorgänge $U_{m,d,i}$ eines Kraftwerks innerhalb der Mindestbetriebszeit, d. h. zwischen $t - u_i^{OP} + 1$ und t, kleiner als die Zustandsvariable $O_{n,t,i}$ sein muss.[421]

Befindet sich das Kraftwerk innerhalb der Mindestbetriebszeit, wird die Zustandsvariable durch den erfolgten Startvorgang in den vergangenen (in der Summe berücksichtigten) Stunden auf den Wert 1 gezwungen und das Kraftwerk muss produzieren. Ist das Kraftwerk bereits länger als die Mindestbetriebszeit angefahren, d. h. es ist kein Start innerhalb der letzten u_i^{OP} Stunden erfolgt, kann die Zustandsvariable sowohl den Wert 1 (An) oder den Wert 0 (Aus) annehmen, sodass das Kraftwerk nicht mehr zwingend produzieren muss.

13.4.2.3 Mindeststillstandszeiten

Mindeststillstandszeiten u_i^{SD} beschreiben die Stunden, die ein Kraftwerk mindestens stillstehen muss, bevor es erneut angefahren werden darf (Gleichung (63)).

$$\sum_{m,d=t-u_i^{SD}+1}^{t} U_{m,d,i} \leq 1 - O_{n,t-u_i^{SD},i} \qquad \forall(n,t) \in NT, \forall(m,d) \in NT, \forall i \in I \tag{63}$$

Hier folgt aus einem Betrieb des Kraftwerks in der Stunde $t - u_i^{SD}$, d. h. $O_{n,t-u_i^{SD},i} = 1$, dass in den nachfolgenden Stunden bis einschließlich Stunde t kein Startvorgang erfolgen kann, da die rechte Seite der Ungleichung in diesem Fall gleich 0 ist. Ein Start in diesem Zeitraum würde ein vorheriges Ausschalten voraussetzen, bei dem dann aber die Mindeststillstandszeit u_i^{SD} nicht eingehalten würde.[422]

Ist das Kraftwerk vor u_i^{SD} Stunden bereits ausgeschaltet gewesen, so folgt aus der Restriktion keine Beschränkung der Anfahrt in den Folgestunden. Dies muss für jeden Zeitpunkt t erfüllt sein, sodass die Mindeststillstandszeit auf jeden Fall eingehalten wird, da insbesondere ein Start in t nur möglich ist, wenn bereits u_i^{SD} Stunden früher das Kraftwerk stillstand.

[421] Vgl. Rajan und Takriti (2005, S. 3).
[422] Vgl. Rajan und Takriti (2005, S. 3).

13.4.3 Wärmeproduktion in Heizwerken

Heizwerke (HW) werden ausschließlich zur Wärmeproduktion verwendet und erzeugen keinen Strom. Die Leistung der Heizwerke $(W_{n,t,i})$ ist durch ihre Kapazität, die maximal produzierbare Wärmeleistung (w_i^{max}), begrenzt (Gleichung (64)).

$$W_{n,t,i} \leq w_i^{max} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{HW} \tag{64}$$

Aufgrund nicht berücksichtigter Wärmespeicher werden keine Mindestleistungen für Heizwerke modelliert, um Unlösbarkeiten zu vermeiden.

13.4.4 Brennstoffverbrauch in Kraftwerken und Heizwerken

Für die Strom- und Wärmeproduktion wird in den Kraft- und Heizwerken ein Brennstoff eingesetzt. Der Brennstoffverbrauch wird für die verschiedenen Kraftwerkstypen und die Heizwerke unterschiedlich ermittelt.

13.4.4.1 Kraftwerke zur reinen Stromerzeugung

Bei Turbinen, die keine Wärmeauskopplung ermöglichen, wird der entsprechende Brennstoffverbrauch für die Dampferzeugung im Kessel direkt über die Stromproduktion bestimmt (Gleichung (65)).

$$B_{n,t,i} = b_i^B \cdot O_{n,t,i} + m_i^B \cdot P_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^T \tag{65}$$

Der Brennstoffverbrauch der Turbinen $B_{n,t,i}$ errechnet sich aus dem Grundverbrauch eines angeschalteten Kraftwerks $b_i^B \cdot O_{n,t,i}$ sowie dem Mehrverbrauch pro erzeugter Stromeinheit $m_i^B \cdot P_{n,t,i}$.

13.4.4.2 KWK-Anlagen mit Gegendruckturbine

Das feste Verhältnis der Strom- und Wärmeproduktion bei der Gegendruckturbine mit einem Freiheitsgrad führt dazu, dass sich der Brennstoffverbrauch auch analog aus der Stromproduktion ermitteln lässt (Gleichung (66)).

$$B_{n,t,i} = b_i^B \cdot O_{n,t,i} + m_i^B \cdot P_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{GDT} \tag{66}$$

Auch hier wird der Brennstoffverbrauch der Gegendruckturbine $B_{n,t,i}$ aus dem Grundverbrauch des angeschalteten Kraftwerks $b_i^B \cdot O_{n,t,i}$ sowie dem Mehrverbrauch pro erzeugter Stromeinheit $m_i^B \cdot P_{n,t,i}$ berechnet.

13.4.4.3 KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine

Bei der Entnahmekondensationsturbine mit zwei Freiheitsgraden gehen sowohl die Strom- als auch die Wärmeproduktion in die Berechnung des Brennstoffverbrauchs ein (Gleichung (67)).

$$B_{n,t,i} = b_i^B \cdot O_{n,t,i} + m_i^B \cdot P_{n,t,i} + m_i^{B^W} \cdot W_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EKT} \tag{67}$$

In den Brennstoffverbrauch der Entnahmekondensationsturbine $B_{n,t,i}$ wird ebenso der Grundverbrauch des angeschalteten Kraftwerks $b_i^B \cdot O_{n,t,i}$ sowie der Mehrverbrauch pro produzierter Stromeinheit $m_i^B \cdot P_{n,t,i}$ einbezogen. Durch die zwei Freiheitsgrade erhöht zusätzlich der Mehrverbrauch pro erzeugter Wärmeeinheit $m_i^{B^W} \cdot W_{n,t,i}$ den Brennstoffverbrauch.

13.4.4.4 Heizwerke

Der Brennstoffverbrauch eines Heizwerks hängt vom Wirkungsgrad für die Wärmeproduktion ab (Gleichung (68)).

$$B_{n,t,i} = \frac{1}{\gamma_i} \cdot W_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{HW} \tag{68}$$

Der Quotient aus der Wärmeproduktion $W_{n,t,i}$ und dem Wirkungsgrad γ_i bestimmt somit den Brennstoffverbrauch des Heizwerks $B_{n,t,i}$.

13.4.5 Elektrofahrzeuge

Im Zuge der vorliegenden Dissertation werden die Elektrofahrzeuge neu in das Modell integriert und werden dabei als elektrische Speicher modelliert. Die Besonderheit der Elektrofahrzeuge als Speicher ist, dass sie durch Fahrten Nichtverfügbarkeiten und eine zusätzliche Stromentnahme aus dem Batteriespeicher aufweisen. Die Elektrofahrzeuge werden in dem Modell zu verschiedenen Fahrzeugpools anhand ihres Fahrverhaltens zusammengefasst.
Für jedes einzelne Elektrofahrzeug ist das Aufladen durch die maximale Leistung des genutzten Ladepunktes beschränkt. Für einen Fahrzeugpool hängt die maximale Ladeleistung von der Anzahl $a_{t,i}$ und der Verfügbarkeit $v_{t,i}$ der Elektrofahrzeuge im Pool ab (Gleichung (69)). Ein Elektrofahrzeug gilt als verfügbar, wenn es an der Ladesäule angeschlossen ist.

$$P_{n,t,i}^{G2V} + P_{n,t,i,r}^{MRL} \leq p_i^{max} \cdot a_{t,i} \cdot v_{t,i} \cdot \left(1 - O_{n,t,i}\right) \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EV}, \forall r \in R^{neg} \tag{69}$$

Die Summe aus dem Strombezug $P_{n,t,i}^{G2V}$ und der negativen Minutenreservevorhaltung der Elektrofahrzeuge $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ ist durch die maximale Ladeleistung p_i^{max} des gesamten verfügbaren Pools $a_{t,i} \cdot v_{t,i}$ nach oben beschränkt.
Die Ungleichung wird zudem mit dem Term $1 - O_{n,t,i}$ multipliziert, damit die Elektrofahrzeuge nicht zeitgleich geladen und entladen werden. Die Binärvariable $O_{n,t,i}$ steuert, ob der Fahrzeugpool geladen (0) oder entladen (1) wird. Dem Entladen ist der Wert 1 in Analogie zur Kraftwerksfahrweise zugewiesen worden.
Das Entladen der Elektrofahrzeuge (V2G) wird ebenso durch die Ladeleistung der verfügbaren Elektrofahrzeuge begrenzt (Gleichung (70)).

$$P_{n,t,i}^{V2G} + P_{n,t,i,r}^{MRL} \leq p_i^{max} \cdot a_{t,i} \cdot v_{t,i} \cdot O_{n,t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EV}, \forall r \in R^{pos} \tag{70}$$

Die Summe aus der Stromentnahme aus den Fahrzeugbatterien $P_{n,t,i}^{V2G}$ und der positiven Minutenreservevorhaltung der Elektrofahrzeuge $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ muss kleiner als die maximale Entladeleistung p_i^{max} des gesamten verfügbaren Pools $a_{t,i} \cdot v_{t,i}$ sein.
Es wird zudem mit der Binärvariablen $O_{n,t,i}$ multipliziert. Dadurch ist entweder Ungleichung (69) oder (70) aktiv, sodass verhindert wird, dass ein EV Pool zeitgleich geladen und entladen werden kann – Eine solche Stromvernichtung könnte insbesondere bei negativen Strompreisen kostenoptimal sein und wird daher hier explizit ausgeschlossen.
Der Speicherfüllstand des Fahrzeugpools $Q_{n,t,i}$ ist durch die Batteriekapazität der verfügbaren Elektrofahrzeuge $q_{t,i}^{Kap} \cdot v_{t,i}$ begrenzt (Gleichung (71)). Zudem muss noch für einen möglichen Abruf der negativen Minutenreserve Ladevolumen in Höhe der negativen Minutenreservevorhaltung $P_{n,t,i,r}^{MRL} \cdot \Delta t$ in der Batterie freigehalten werden.

$$Q_{n,t,i} + P_{n,t,i,r}^{MRL} \cdot \Delta t \leq q_{t,i}^{Kap} \cdot v_{t,i} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EV}, \forall r \in R^{neg} \tag{71}$$

Ebenso muss die Batterie auch bei Abruf der positiven Minutenreserve immer einen positiven Füllstand aufweisen (Gleichung (72)).

$$Q_{n,t,i} - P_{n,t,i,r}^{MRL} \cdot \Delta t \geq 0 \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EV}, \forall r \in R^{pos} \tag{72}$$

Daher muss der aktuelle Batteriefüllstand der Elektrofahrzeuge $Q_{n,t,i}$ mindestens der Vorhaltemenge der positiven Minutenreserve der Elektrofahrzeuge $P_{n,t,i,r}^{MRL} \cdot \Delta t$ entsprechen.
Da die Minutenreservevermarktung in Blöcken von vier Stunden erfolgt und hier nur die stündliche Vorhaltung berücksichtigt wird, wird implizit ein Intraday-Markt mitgedacht, an dem bei einem möglichen Abruf nachgehandelt werden würde.
Der aktuelle Batteriefüllstand $Q_{n,t,i}$ wird aus dem Füllstand des vorherigen Zeitschritts $Q_{n,t-1,i}$ sowie der Stromentnahme und -zufuhr im aktuellen Zeitschritt bestimmt (Gleichung (73)).

$$Q_{n,t,i} = Q_{m,t-1,i} - \frac{1}{\gamma_i} \cdot P_{n,t,i}^{V2G} \cdot \Delta t + \gamma_i \cdot P_{n,t,i}^{G2V} \cdot \Delta t + d_t^{EV} \tag{73}$$
$$\forall (n,t) \in NT, \forall (m,t-1) \in NT, \forall m \in V(n), \forall i \in I^{EV}$$

Die Stromentnahme entspricht dabei der Entladung der Batterien $P_{n,t,i}^{V2G} \cdot \Delta t$ zur Einspeisung ins Stromnetz und wird durch den Wirkungsgrad γ_i dividiert, damit Entladeverluste mit berücksichtigt werden. Die Stromzufuhr wird durch den Ladeprozess der Batterien $P_{n,t,i}^{G2V} \cdot \Delta t$ multipliziert mit dem Wirkungsgrad γ_i, um Ladeverluste zu beachten, abgebildet. Dadurch, dass in jedem Elektrofahrzeugpool mehrere Elektrofahrzeuge enthalten sind, wird der Speicherfüllstand nicht wie in Teil II der vorliegenden Arbeit für jedes Elektrofahrzeug einzeln ausgegeben (vgl. Gleichung (40), S. 66), sondern als gesamtes Speichervolumen. Daher wird der aktuelle Batteriefüllstand des gesamten EV Pools zusätzlich durch (einzelne) hinzukommende und abfahrende Elektrofahrzeuge d_t^{EV} beeinflusst.

Allgemein wird die Stromproduktion der Kraftwerke im Modell durch die Variable $P_{n,t,i}$ angegeben. Damit in den weiteren Nebenbedingungen keine separaten Terme für die Elektrofahrzeuge ausgewiesen werden müssen, wird $P_{n,t,i}$ für die Elektrofahrzeuge eingeführt (Gleichung (74)).

$$P_{n,t,i} = P_{n,t,i}^{V2G} - P_{n,t,i}^{G2V} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EV} \tag{74}$$

In Analogie zum positiven Vorzeichen bei der Produktion der übrigen Anlagen im Portfolio ist das Vorzeichen von $P_{n,t,i}$ positiv bei Stromeinspeisung der Elektrofahrzeuge im Rahmen der bidirektionalen Nutzung (V2G) und negativ bei Deckung des Strombedarfs durch den Ladeprozess (G2V).

13.5 Nebenbedingungen: Strommärkte

Eine weitere wesentliche Erweiterung der Modellierung im Rahmen der vorliegenden Dissertation stellt die Abbildung der Minutenreservemärkte im Modellkontext dar.

Im Portfolio-Management-Modell kann sowohl am Day-Ahead-Spotmarkt als auch am Minutenreservemarkt gehandelt werden. Am DA-Markt kann Strom eingekauft oder verkauft werden. An den Minutenreservemärkten wird im PMM Kapazität für die Vorhaltung von Minutenreserve verkauft. Der Abruf der Minutenreserve wird nicht betrachtet, da einerseits nur ein Stadtwerk und keine gesamte Regelzone optimiert wird und andererseits die Minutenreserve eher mit einer geringen Häufigkeit abgerufen wird. Die Vorhaltung des entsprechenden Batteriefüllstandes ist dennoch von großer Bedeutung für die Vermarktung der Elektrofahrzeuge, weshalb die reine Minutenreservevorhaltung abgebildet wird.

Um die Verknüpfung im Modell zwischen der Vermarktung am Minutenreservemarkt (vierstündige Lieferzeiträume) und dem Handel am DA-Markt (stündliche Produkte) zu erreichen, gilt für $(t, tb) \in TTB = (T \times TB)$ die Zuordnung der einzelnen Stunden zu den entsprechenden Stundenblöcken. Im weiteren Verlauf werden Preisintervalle $j \in J = \{J_1, \dots, J_k\}$ betrachtet, sofern diese nicht weiter eingeschränkt sind.

13.5.1 Day-Ahead-Spotmarkt

Zum Ausgleich der Strombilanz kann am Day-Ahead-Spotmarkt gehandelt werden. Hier ist das Energieunternehmen ein Preisnehmer. In der Modellierung nimmt die Variable des Stromhandels $H_{n,t}^{DA}$ ein positives Vorzeichen bei Verkauf und ein negatives Vorzeichen bei Einkauf an.

Mithilfe von Preisszenarien wird eine optimale Angebotskurve für den Handel erstellt. Für die Festsetzung der Angebotskurve werden die prognostizierten Strompreise einer der zwölf vorab bestimmten Preisintervalle zugeordnet.

13.5.1.1 Verkaufsobergrenze

Für jedes Preisintervall wird für den Verkauf eine Obergrenze festgelegt (Gleichung (75)). Verkauft werden kann nur der Strom, der erzeugt werden kann und nicht für die Deckung der Endkundennachfrage benötigt wird. Die Obergrenze des Verkaufs am Day-Ahead-Spotmarkt $H_{t,j}^{DA^r}$ ist durch die Summe der maximalen Produktion der Turbinen p_i^{max} und der maximal verfügbaren Entladeleistungen der Elektrofahrzeuge $p_i^{max} \cdot a_{t,i} \cdot v_{t,i}$ gegeben. Die Endkundennachfrage d_t^K und ebenso die Kapazität für die positive Minutenreservevorhaltung $P_{tb,r}^{MRL}$ werden davon abgezogen.

$$H_{t,j}^{DA^r} \leq \sum_{i \in I^T} p_i^{max} \cdot \Delta t + \sum_{i \in I^{EV}} p_i^{max} \cdot \Delta t \cdot a_{t,i} \cdot v_{t,i} - d_t^K - P_{tb,r}^{MRL} \cdot \Delta t \qquad \forall (t, tb) \in TTB, \forall j \in J, \forall r \in R^{pos} \tag{75}$$

13.5.1.2 Einkaufsobergrenze

Für jedes Preisintervall wird ebenso eine Obergrenze für den Einkauf festgelegt (Gleichung (76)), um die Angebotskurve zu erstellen. Eingekauft werden kann dabei maximal der Strombezug für die Elektrofahrzeuge und die Endkundennachfrage. Zudem muss noch ein Puffer vorgehalten werden, um bei einem Abruf der negativen Minutenreserve den Strombezug aus dem Netz noch weiter erhöhen zu können.

$$H_{t,j}^{DA^l} \geq - \sum_{i=i^{EV}} p_i^{max} \cdot \Delta t \cdot a_{t,i} \cdot v_{t,i} - d_t^K + P_{tb,r}^{MRL} \cdot \Delta t \qquad \forall (t, tb) \in TTB, \forall j \in J, \forall r \in R^{neg} \tag{76}$$

Die Obergrenze für den Einkauf wird als Untergrenze formuliert, da $H_{t,j}^{DA^l}$ beim Stromeinkauf ein negatives Vorzeichen besitzt. Die Untergrenze des Einkaufs am Day-Ahead-Spotmarkt ist durch das Negative der maximal verfügbaren Ladeleistung der Elektrofahrzeuge in einem Pool $p_i^{max} \cdot a_{t,i} \cdot v_{t,i}$, abzüglich der Endkundennachfrage d_t^K und zuzüglich der negativen Minutenreservevorhaltung $P_{tb,r}^{MRL}$ gegeben.

13.5.1.3 Erstellung der Angebotskurve

Der Stromhandel wird durch eine stückweise lineare Angebotskurve dargestellt. In der Optimierung werden für jedes Preisszenario die zugehörigen Handelsmengen durch lineare Interpolation bestimmt (Gleichung (77)).

$$H_{n,t}^{DA} = \left(1 - \lambda_{n,t}\right) \cdot H_{t,j}^{DA^l} + \lambda_{n,t} \cdot H_{t,j}^{DA^r} \qquad \forall (n, t) \in NT, \forall j \in SJ \tag{77}$$

Jedes Preisszenario wird hierzu in ein eindeutiges Intervall SJ eingeordnet, in dessen Grenzen es sich befindet. Demnach setzt sich der Handel am Day-Ahead-Spotmarkt $H_{n,t}^{DA}$ aus einer Linearkombination der Intervallgrenze am rechten $H_{t,j}^{DA^r}$ und am linken Rand $H_{t,j}^{DA^l}$ zusammen.

Die Preisintervallgrenzen bilden die Stützstellen für die Angebotskurve. Der Koeffizient der Linearkombination, Lambda-Spot $\lambda_{n,t}$, wird vor der Optimierung bestimmt. Dazu wird die Differenz zwischen dem Preis des entsprechenden Preisszenarios und der linken Preisintervallgrenze durch die Breite des Preisintervalls dividiert.

Für die Monotonie und die Stetigkeit der Angebotskurve werden die folgenden beiden Nebenbedingungen benötigt:

Für jedes Intervall gilt, dass die Verkaufsmenge an der linken Intervallgrenze $H_{t,j}^{DA^l}$ kleiner als an der rechten Intervallgrenze $H_{t,j}^{DA^r}$ sein muss (Gleichung (78)).

$$H_{t,j}^{DA^l} \leq H_{t,j}^{DA^r} \qquad \forall t \in T, \forall j \in SJ \tag{78}$$

Für zwei aufeinanderfolgende Intervalle gilt, dass die Menge an der linken Intervallgrenze $H_{t,j}^{DA^l}$ des zweiten Intervalls der Menge an der rechten Intervallgrenze $H_{t,j-1}^{DA^r}$ des ersten Intervalls entsprechen muss (Gleichung (79)).

$$H_{t,j}^{DA^l} = H_{t,j-1}^{DA^r} \qquad \forall t \in T, j \in SJ \tag{79}$$

Die Gleichung (80) ist für die korrekte Abbildung der Handelszeiten notwendig, da nur für Folgetage am Day-Ahead-Spotmarkt gehandelt werden kann. Für den gleichen Tag kann am Intraday-Spotmarkt gehandelt werden – dies wird allerdings hier nicht modelliert (vgl. Kapitel 11.2, S. 124).

$$H_{n,t}^{DA} = 0 \qquad \forall (n,t) \in (N_1 \times T_1) \tag{80}$$

Gleichung (80) gilt nur für die erste Stufe des Modells $(N_1 \times T_1)$, sodass in den Stunden des Wurzelknotens kein Handel stattfindet.

13.5.2 Minutenreservemarkt

Im Modell kann die Kapazität der Kraftwerke und der Elektrofahrzeuge an den Märkten für positive und negative Minutenreserve vermarktet werden. Die folgenden Gleichungen gelten sowohl für den positiven als auch den negativen Minutenreservemarkt.

Für den Handel am Minutenreservemarkt müssen Mindestgebote eingehalten werden (Gleichung (81)).

$$P_{tb,r}^{MRL} \geq p_r^{min} \cdot O_{tb,r} \qquad \forall tb \in TB, \forall r \in R \tag{81}$$

Um Gebote am Minutenreservemarkt abgeben zu können, müssen mindestens 5 MW bzw. 1 MW vermarktet werden (vgl. Kapitel 3.2.3, S. 30). Daher ist das Gebot für die Minutenreservevorhaltung $P_{tb,r}^{MRL}$ von unten durch die Mindestgebotsgröße p_r^{min} begrenzt. Diese wird multipliziert mit der Binärvariablen $O_{tb,r}$, die angibt, ob überhaupt ein Gebot abgegeben wird.

Nach oben werden die Gebote für die Minutenreservevorhaltung durch die maximal mögliche Minutenreservevorhaltung des Portfolios eingeschränkt (Gleichung (82)).[423]

$$P_{tb,r}^{MRL} \leq \sum_{i \in I^{MRL} \setminus I^{EV}} p_{i,r}^{max} \cdot O_{tb,r} + \sum_{i \in I^{MRL} \cap I^{EV}} p_{tb,i,r}^{max} \cdot O_{tb,r} \qquad \forall tb \in TB, \forall r \in R \tag{82}$$

Die Minutenreservevorhaltung wird in vier Stundenblöcken, gekennzeichnet durch tb, ausgeschrieben. Sie kann jedoch in jeder Stunde t durch andere Anlagen im Portfolio vorgehalten werden (Gleichung (83)).

$$\sum_{i \in I^{MRL}} P_{n,t,i,r}^{MRL} = P_{tb,r}^{MRL} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall (t,tb) \in TTB, \forall r \in R \tag{83}$$

Die angebotene Minutenreservevorhaltung in jeder Zeitscheibe $P_{tb,r}^{MRL}$ muss daher durch die Minutenreservevorhaltung der einzelnen Anlagen (einschließlich Elektrofahrzeuge) in den zugehörigen Stunden $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ gedeckt sein.[424]

Entsprechend gilt, dass in jeder Stunde die maximale Minutenreservekapazität durch die vorgehaltene Leistung für ein konventionelles Kraftwerk (Gleichung (84)) und für einen Elektrofahrzeugpool (Gleichung (85)) nicht überschritten wird.

$$P_{n,t,i,r}^{MRL} \leq p_{i,r}^{max} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{MRL} \setminus I^{EV}, \forall r \in R \tag{84}$$

Die maximal mögliche Minutenreservevorhaltung $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ wird bei den konventionellen Kraftwerken durch die Änderungsgeschwindigkeit $p_{i,r}^{max}$ begrenzt. Die Änderungsgeschwindigkeit gibt an, wie viele Megawatt das Kraftwerk innerhalb von 15 Minuten hoch- oder runtergefahren werden kann.

$$P_{n,t,i,r}^{MRL} \leq p_{t,i,r}^{max} \qquad \forall (n,t) \in NT, \forall i \in I^{EV} \cap I^{MRL}, \forall r \in R \tag{85}$$

Bei den Elektrofahrzeugen kann die mögliche Minutenreservevorhaltung $P_{n,t,i,r}^{MRL}$ über $p_{t,i,r}^{max}$ auf einen Teil der Batteriekapazität beschränkt werden.

13.6 Optimalitätskriterium

Gemischt ganzzahlige Optimierungsprobleme sind infolge der Verwendung von binären Variablen, die nur die Werte 0 oder 1 annehmen können, deutlich schwieriger zu lösen als lineare Optimierungsprobleme (vgl. Kapitel 5.1, S. 39). Beim gewählten Solver Cplex ist es möglich, bestimmte Optionen als Optimalitätskriterium für die Lösung des Optimierungsproblems vorzugegeben. So kann für gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodelle z. B. eine maximale relative Lücke (Gap) vorgegeben werden. D. h. die ermittelte Lösung ist im Zielfunktionswert

[423] In Anlehnung an Kasper (2013, S. 73).
[424] Gleichung (83) ist eine Verschärfung der Ungleichungen 2.34 und 2.35 aus Kasper (2013, S. 50).

maximal x Prozent von der tatsächlichen optimalen Lösung entfernt. Bei großen und komplexen Problemen hilft die Vorgabe einer maximalen relativen Lücke, hinreichend nah zur optimalen Lösung zu gelangen und zugleich die Berechnungszeiten zu reduzieren. Für das Lösen des Portfolio-Management-Modells in GAMS mit Cplex als Solver wird aufgrund sehr langer Rechenzeiten ein relativer Gap von 1,5 % akzeptiert.

14 Anwendung der Vermarktungsstrategie

Im Folgenden wird das in Kapitel 13 dargestellte Portfolio-Management-Modell genutzt, um eine Fallstudie durchzuführen. In Kapitel 14.1 werden die Inputdaten für die betrachtete Fallstudie dargestellt. Die Auswertungen der Fallstudie werden in Kapitel 14.2 analysiert.

14.1 Betrachtete Fallstudie

Die Vermarktungsmöglichkeiten von bidirektional ans Stromnetz angeschlossenen Elektrofahrzeugen und Minutenreservevorhaltung werden für ein fiktives Stadtwerk analysiert. Das fiktive Stadtwerk wird mit eigenem Kraftwerkspark, Anbindung an die EEX Strombörse, eingebundenen Elektrofahrzeugen sowie Endkundenstromnachfrage betrachtet (vgl. Abbildung 14.1). Die getroffenen Annahmen beruhen auf realen Daten, sind jedoch skaliert worden.

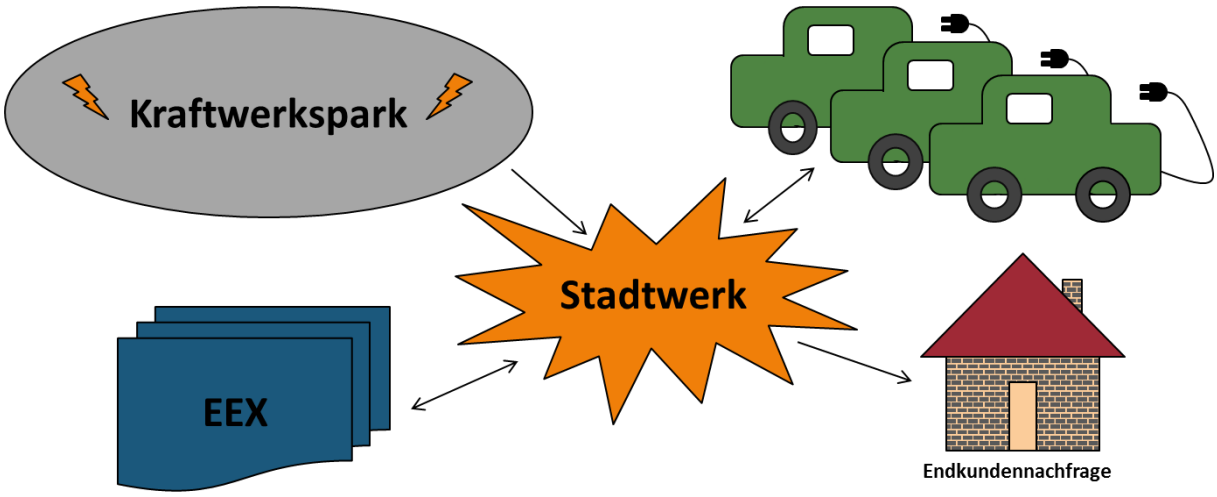

Abbildung 14.1: Aufbau der Fallstudie

14.1.1 Betrachtungszeitraum

Als Referenzjahr wird das Jahr 2013 verwendet, da die gemessenen Daten aus diesem Jahr stammen. Prognosen werden für die Jahre 2020 und 2030 erstellt. Die Jahre 2020 und 2030 sind ausgewählt worden, da für diese Jahre ursprünglich Ziele der Bundesregierung für die Elektromobilität formuliert worden sind (vgl. Kapitel 2.4, S. 17), die für die Modellierung zugrunde gelegt werden können.

14.1.2 Kraftwerkspark

Das Kraftwerksparkportfolio des betrachteten Unternehmens setzt sich aus drei Kraftwärmekopplungs-Anlagen (KWK), einer Gasturbine (GT) und drei Heizwerken (HW) zusammen. Bei den KWK-Kraftwerken handelt es sich um zwei gasgefeuerte und eine kohlegefeuerte Anlage. Die Heizwerke sind alle gasgefeuert.

Die spezifischen Kraftwerksparameter können Tabelle 14.1 entnommen werden. Zur Modellvereinfachung werden die Verfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke durchweg auf 1 gesetzt.

Tabelle 14.1: Kraftwerksparameter

	KWK1	KWK2	KWK3	GT	HW1	HW2	HW3
Brennstoff	Kohle	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas
Durchschnittlicher Wirkungsgrad (in %)	36	47	56	32	90	91	94
Maximale Stromproduktion (in MW)	179	250	40	112			
Minimale Stromproduktion (in MW)	77	75	12	10			
Maximale Wärmeauskopplung (in MW)	236	185	55		70	30	150
Mindestbetriebs-/-stillstandszeiten (in h)	4/4	8/4	8/4	1/1			
Maximale MRL-Vorhaltung (in MW)	29	33	5	26			

In Abbildung 14.2 sind die variablen Kosten der einzelnen Anlagen des Portfolios pro MWh Stromproduktion dargestellt. Zur Orientierung ist der mittlere Strompreis des jeweiligen Jahres (vgl. Tabelle 14.2, S. 157) mit angegeben.

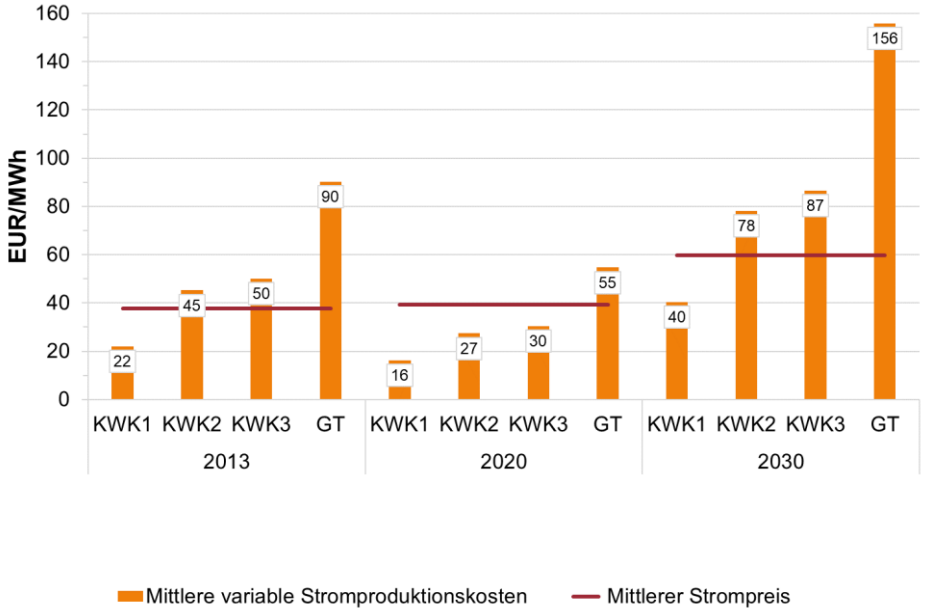

Abbildung 14.2: Variable Kosten pro MWh Stromproduktion (Modelljahre 2013/2020/2030)

Das Kohlekraftwerk KWK1 produziert mit den niedrigsten variablen Kosten Strom. Das Gaskraftwerk KWK2 weist im Vergleich zum Gaskraftwerk KWK3 niedrigere variable Kosten für

die Stromproduktion auf. In den Jahren 2013 und 2030 liegen nur die variablen Kosten des Kohlekraftwerks KWK1 unter dem mittleren Strompreis. Im Jahr 2020 liegt nur noch die Gasturbine GT oberhalb des mittleren Strompreises.

14.1.3 Lastdaten

Das fiktive Stadtwerk muss die Endkundennachfrage der eigenen Stromkunden decken. Die Stromnachfrage der Endkunden kann durch die eigenen Kraftwerke, die Elektrofahrzeuge (V2G) oder den Handel am Day-Ahead-Spotmarkt befriedigt werden.

Die Nachfrage geht in stündlicher Auflösung in das Modell ein. Als Grundlage dienen reale Daten, die zur Verfremdung um rund 30 % erhöht worden sind.

Über das Jahr muss eine Gesamtnachfrage von 2,6 TWh gedeckt werden. Die Nachfrage bewegt sich dabei in einem Band von 160 MW und 440 MW pro Stunde. Im Mittel müssen pro Stunde 297 MW für die Endkunden zur Verfügung gestellt werden.

Es wird von einer in Summe unveränderten Stromnachfrage für die Jahre 2020/2030 ausgegangen. Für das Jahr 2020 werden die Daten der Nachfrage aus 2013 entsprechend des Anfangswochentages verschoben, damit die gesamten Daten konsistent bleiben. Das Jahr 2030 beginnt wie das Jahr 2013 an einem Dienstag. Entsprechend werden die Daten der Nachfrage von 2013 beibehalten.

Abbildung 14.3 stellt die Ganglinie der Endkundennachfrage im Jahr 2013 dar.

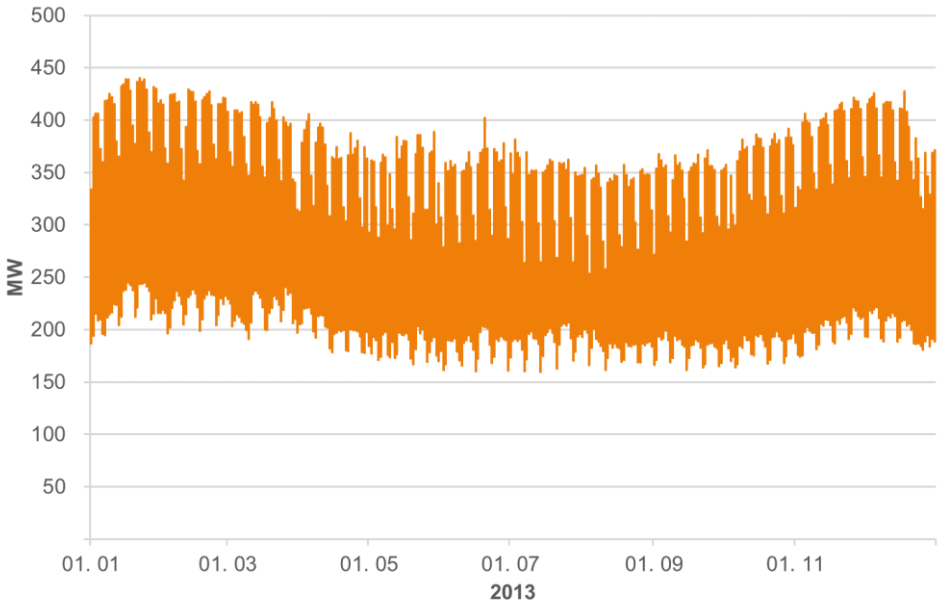

Abbildung 14.3: Endkundennachfrage (Betrachtungsjahr 2013)

14.1.4 Wärmedaten

Die Wärmenachfrage wird zusätzlich im Modell berücksichtigt. Sie muss gedeckt werden, die entsprechende Vergütung wird jedoch ebenso wie bei der Endkundenstromnachfrage nicht im

Modell berücksichtigt. Denn die Vergütung ist aufgrund starrer Tarife eine feste Größe, die das Optimierungsergebnis nicht beeinflusst.

Für die Deckung der Wärmenachfrage stehen die eigenen KWK-Anlagen und Heizwerke zur Verfügung. Ein Anschluss an ein externes Wärmenetz und Wärmespeicher sind nicht modelliert, sodass in jeder Stunde der Wärmebedarf durch die eigenen Anlagen bereitgestellt werden muss.

Über das gesamte Jahr muss ein Wärmebedarf von 863 GWh gedeckt werden. Das Maximum beträgt 413 MW und tritt an einem Morgen im Januar auf. Im Jahresdurchschnitt wird stündlich ein Wärmebedarf von 98 MW nachgefragt. In den Sommermonaten (April bis September) fällt ein mittlerer Wärmebedarf von 31 MW und in den Wintermonaten (Oktober bis März) von 166 MW an.

Es wird wieder von einem gleichbleibenden Wärmebedarf für die Jahre 2020/2030 ausgegangen. Analog zu der Stromnachfrage werden die Daten für 2020 entsprechend des Wochentags des Jahresbeginns verschoben. Abbildung 14.4 stellt die Ganglinie der Wärmenachfrage für das Jahr 2013 dar.

Abbildung 14.4: Wärmenachfrage (Betrachtungsjahr 2013)

14.1.5 Minutenreservepreise

Im Modell wird die Minutenreservevorhaltung ohne Abruf modelliert.

Als Minutenreservepreis wird für die positive und die negative MRL pro Zeitscheibe ein Gebotsleistungspreis verwendet. Für die Festsetzung des Leistungspreises für das Energieunternehmen ist auf ein eigenes Modell verzichtet worden, da dies den Umfang der Dissertation

übersteigen würde.[425] Um eine gute Näherung für den Leistungspreis des fiktiven Stadtwerks zu erhalten, ist der mittlere Leistungspreis des Vortages für den noch ein Zuschlag im Jahr 2013 erteilt wurde, gewählt worden.[426] Der Jahresverlauf der gebotenen Leistungspreise des fiktiven Stadtwerks ist in Abbildung 14.5 dargestellt.

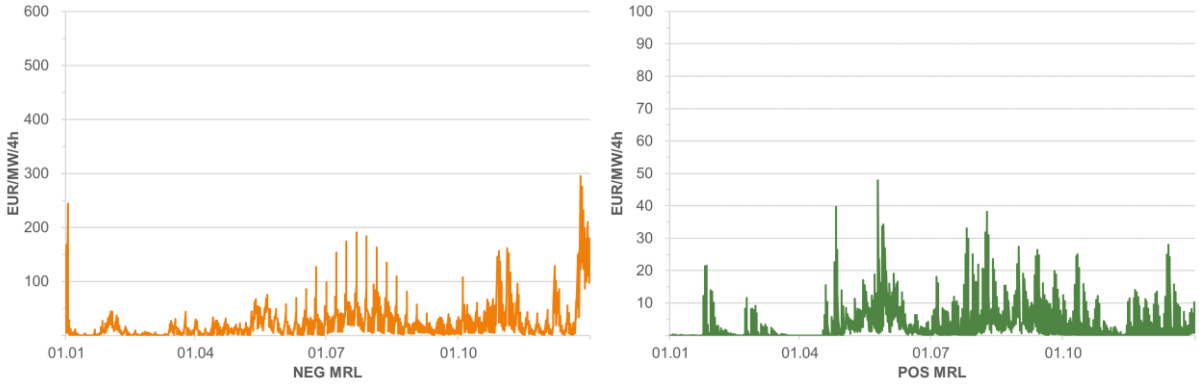

Abbildung 14.5: Mittlerer Leistungspreis für negative und positive Minutenreserve (Betrachtungsjahr 2013)

Die negative MRL wird im Maximum für 295,13 €/MW/4h angeboten. Über alle Zeitscheiben gemittelt wird die negative Minutenreservevorhaltung im Mittel für 22,73 €/MW/4h vermarktet. Die positive MRL wird hingegen im Maximum mit 47,92 €/MW/4h und im Mittel mit 3,78 €/MW/4h angeboten. Die negativen Minutenreservepreise sind somit sechsmal so hoch wie die Preise für die positive Minutenreserve (sowohl im Maximum als auch im Mittel).

Für die Entscheidung im Modell, ob ein Zuschlag zur Minutenreservevorhaltung erfolgt, wird der Grenzleistungspreis verwendet, für den es in der Zeitscheibe einen Zuschlag zur Vorhaltung im Jahr 2013 gab (vgl. Abbildung 14.6).[427]

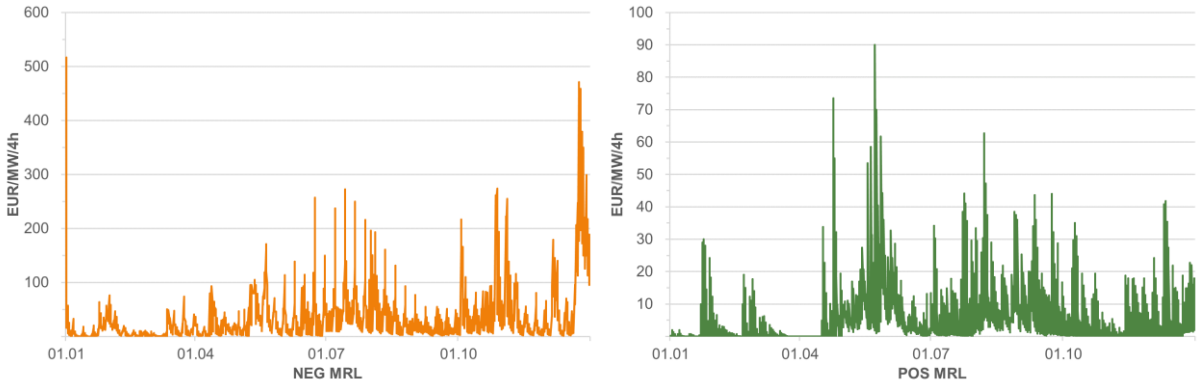

Abbildung 14.6: Grenzleistungspreis für negative und positive Minutenreserve (Betrachtungsjahr 2013)

Liegt der mittlere Leistungspreis des Vortags unterhalb des Grenzleistungspreises, wird das Gebot angenommen.

---

[425] Für ein mögliches Modell zur Leistungspreisbestimmung sei als Ansatz auf Swider (2006) verwiesen.
[426] Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber (2017b).
[427] Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber (2017b).

Ist der mittlere Leistungspreis des Vortags höher als der Grenzleistungspreis, erfolgt kein Zuschlag. Insgesamt bekommt so bei der Modellierung die negative Minutenreservevorhaltung bei 60 % der Zeitscheiben einen Zuschlag und die positive Minutenreservevorhaltung bei 56 %. Da auf eine modellgestützte Berechnung der Leistungspreise verzichtet worden ist, werden für 2020 und 2030 die Minutenreservepreise aus 2013 beibehalten. Wie bereits in Kapitel 3.2.3 (S. 30) beschrieben, sind die Erlöse für die MRL im Jahr 2013 besonders hoch gewesen, was bei der Ergebnisinterpretation zu berücksichtigen ist.

14.1.6 Day-Ahead-Strompreise

Die Modellierung für 2013 erfolgt unter Verwendung historischer Day-Ahead-Spotpreise.[428] Für 2020 und 2030 werden ebenso wie in Teil II der vorliegenden Arbeit lehrstuhlinterne Preisprognosen genutzt und der fundamentalanalytische Ansatz aus Kapitel 9.1.4 (S. 73) wird erweitert, um 1.000 Preisszenarien zu erhalten (vgl. Kapitel 14.1.7, S. 158). Als Day-Ahead-Spotpreis wird dann aus den 1.000 Szenarien die Realisation ausgewählt, die die kleinste Prognoseabweichung zu allen anderen Realisierungen aufweist.

In Abbildung 14.7 bis Abbildung 14.9 wird der jährliche Preisverlauf für die Strompreise dargestellt.

Der mittlere, minimale und maximale Strompreis sind jeweils in Tabelle 14.2 dargestellt. Der mittlere Strompreis liegt für die Jahre 2013 und 2020 auf einem ähnlichen Niveau und steigt im Jahr 2030 deutlich an.

Tabelle 14.2: Übersicht der Strompreise (Modelljahre 2013/2020/2030)

EUR/MWh	2013	2020	2030
Mittelwert	37,78	39,20	59,74
Minimum	-100,03	-10,01	-10,37
Maximum	130,27	87,34	154,14

Durch die rollierende Planung gehen in die Optimierung die Strompreise für die nächsten 60 Stunden ein. Dabei sind die Strompreise der ersten 12 Stunden bis zum Ende des aktuellen Tages bekannt und für die restlichen 48 Stunden werden Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise verwendet.

[428] Abgerufen bei energate messenger (2016).

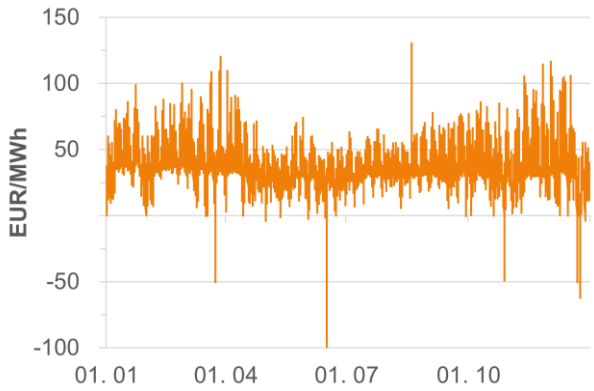

Abbildung 14.7: Strompreise (Betrachtungsjahr 2013)

Abbildung 14.8: Strompreise (Modelljahr 2020)

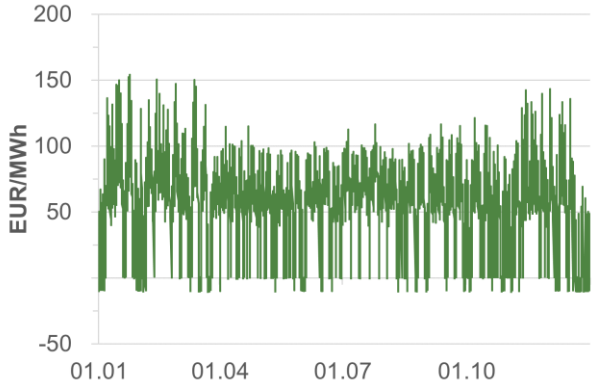

Abbildung 14.9: Strompreise (Modelljahr 2030)

14.1.7 Day-Ahead-Strompreisszenarien

Am Day-Ahead-Spotmarkt ist das Energieunternehmen ein Preisnehmer (vgl. Kapitel 3.1.1, S. 22), sodass der eintreffende Strompreis nicht exakt vorhergesagt werden kann. Um einige Unsicherheiten abzubilden, werden Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise, Preisszenarien, erstellt. So können die Angebotskurven am Day-Ahead-Spotmarkt unter Berücksichtigung von unterschiedlichen möglichen Preisen optimal für das Portfolio bestimmt werden. Für die Simulation werden daher 17 Preisszenarien verwendet. Zur Erstellung der Verteilungsprognosen werden Simulationen von stochastischen Schwankungen um den Fundamentalpreis (vgl. Kapitel 9.1.4, S. 73) basierend auf realistischen Parametern erzeugt.

Zur Modellierung der stochastischen Fehler-Verteilung wird ein finanzmathematisch-ökonometrischer Ansatz verwendet.[429] Die auf den Mittelwert 0 kalibrierten Fehler werden zu dem Fundamentalpreis addiert, um 1.000 Strompreisszenarien zu erhalten. Die Strompreisszenarien werden mit einer K-Means Clusteranalyse[430] zu 15 Preisszenarien zusammengefasst.

[429] In Anlehnung an Weber (2006).
[430] Für eine Erläuterung der K-Means-Verfahren sei auf Bacher, Pöge und Wenzig (2010, ab S. 299) verwiesen.

Um die 17 Day-Ahead-Preisszenarien zu erhalten, werden jeweils zwei Extrempreisszenarien (extrem hohe Preise, extrem niedrige Preise) zu den Verteilungsprognosen hinzugefügt. Mit der gleichen Fehlerverteilung und den jeweiligen Fundamentalpreisen werden so Strompreisszenarien für die Jahre 2013, 2020 und 2030 erzeugt, die jeweils eine Voraussicht für die nächsten 48 Stunden beinhalten.

Auf Basis der Preisszenarien erstellt das Modell eine Preis-Mengen-Kombination als Angebotskurve für den Day-Ahead-Spotmarkt. Erst nach der Optimierung des Day-Ahead-Marktes werden der tatsächlich realisierte Spotpreis und die entsprechenden vermarkteten Mengen bekannt. Auf dieser Basis führt das Modell im letzten Optimierungsdurchlauf die Portfolioeinsatzplanung durch.

In Abbildung 14.10 bis Abbildung 14.12 ist die Streuung der Verteilungsprognosen für die unsicheren Strompreise für den zweiten und dritten Januar der Jahre 2013, 2020 und 2030 dargestellt. Ersichtlich ist, dass für diese beispielhaften Tage der realisierte Spotpreis innerhalb der Bandbreite der Preisszenarien liegt und dass die meisten der 17 Szenarien relativ dicht bei diesem liegen. Zu beachten ist zudem, dass die extremeren Preisszenarien in der Regel eine geringere Eintrittswahrscheinlichkeit aufweisen.

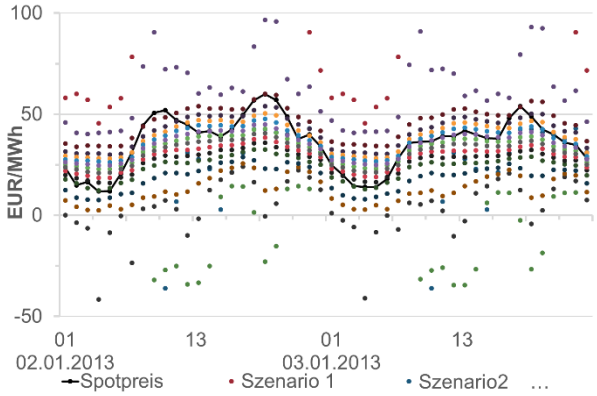

Abbildung 14.10: Streuung der Strompreisszenarien (Modelltage 02./03.01.2013)

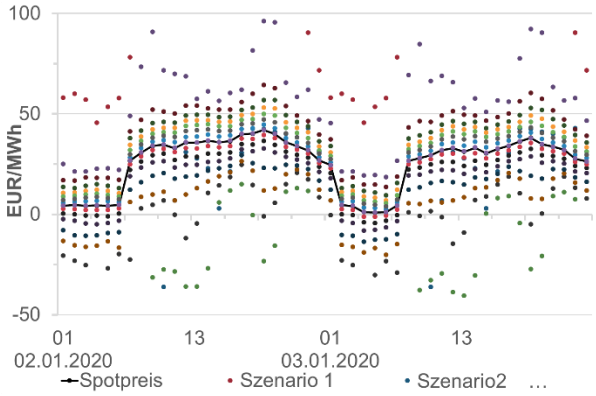

Abbildung 14.11: Streuung der Strompreisszenarien (Modelltage 02./03.01.2020)

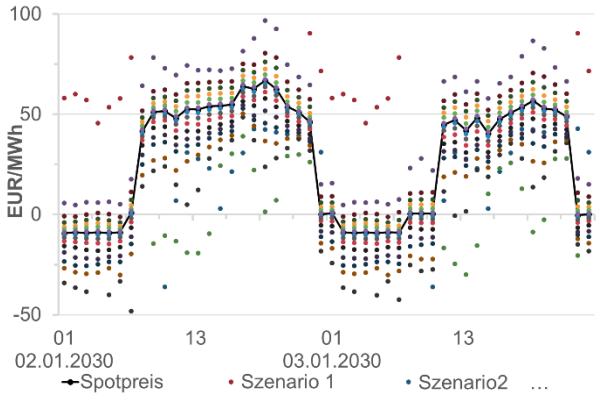

Abbildung 14.12: Streuung der Strompreisszenarien (Modelltage 02./03.01.2030)

14.1.8 Elektrofahrzeuge

In diesem Kapitel werden die betrachteten Elektrofahrzeuge genauer spezifiziert. Da nicht jedes Elektrofahrzeug einzeln modelliert werden kann, werden die Fahrzeuge entsprechend ihres Fahrverhaltens zu sechs Elektrofahrzeugpools zusammengefasst. Im Folgenden werden die Zusammensetzung der Pools (Kapitel 14.1.8.1), die Verfügbarkeit (Kapitel 14.1.8.2), die Tagesfahrleistung (Kapitel 14.1.8.3), die Anzahl der Elektrofahrzeuge (Kapitel 14.1.8.4), die verwendeten Elektrofahrzeuge (Kapitel 14.1.8.5), die Batteriekapazität der Elektrofahrzeugpools (Kapitel 14.1.8.6), der Verbrauch (Kapitel 14.1.8.7) sowie die Ladeleistung der Elektrofahrzeuge (Kapitel 14.1.8.8) im Detail betrachtet.

14.1.8.1 Aufbau der Elektrofahrzeugpools

Ein Elektrofahrzeugpool enthält jeweils die Elektrofahrzeuge eines der in Kapitel 2.3 (S. 15) vorgestellten Cluster. Die Cluster sind anhand der Verfügbarkeit der Fahrzeuge zusammengefasst. Die Erhebung der Stichproben an einzelnen Tagen führt dazu, dass die Cluster werktags und am Wochenende separat ermittelt werden und sich durch unterschiedliche Verfügbarkeit und verschiedene Tagesfahrleistungen auszeichnen. Um ähnliche Tagesfahrleistungen innerhalb eines Pools zu erhalten (vgl. Tabelle 14.5, S. 162), werden den Fahrzeugpools werktags und am Wochenende unterschiedliche Cluster zugeordnet (vgl. Tabelle 14.3).

Tabelle 14.3: Zuordnung der Cluster zu den Elektrofahrzeugpools

	Pool 1	Pool 2	Pool 3	Pool 4	Pool 5	Pool 6
Werktags	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	stehend
Samstags	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 3	stehend
Sonntags	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 5	Cluster 4	stehend

Entsprechend ist es möglich, den Fahrzeugpools 1-5 einen festen Fahrzeugtyp zuzuordnen (vgl. Tabelle 14.8, S. 165), der die zurückgelegten Tageskilometer auch elektrisch fahren kann. Der Fahrzeugpool 6 enthält nur die stehenden Fahrzeuge und ihm ist daher kein Cluster zugeordnet, da hierzu keine detaillierte Auswertung der Studien MID und KID erfolgte.

14.1.8.2 Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

Die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge ermittelt sich als Komplement zu den Fahrprofilen der Stichprobe (vgl. Kapitel 2.3, S. 15). Wenn entsprechend dem Fahrprofil ein bestimmter Prozentsatz der Fahrzeuge gefahren wird, ist dieser nicht verfügbar. Ist hingegen laut Fahrprofil ein bestimmter Prozentsatz nicht unterwegs, sind die Elektrofahrzeuge verfügbar und die Batterie steht für eine energiewirtschaftliche Nutzung zur Verfügung (vgl. Abbildung 14.13).

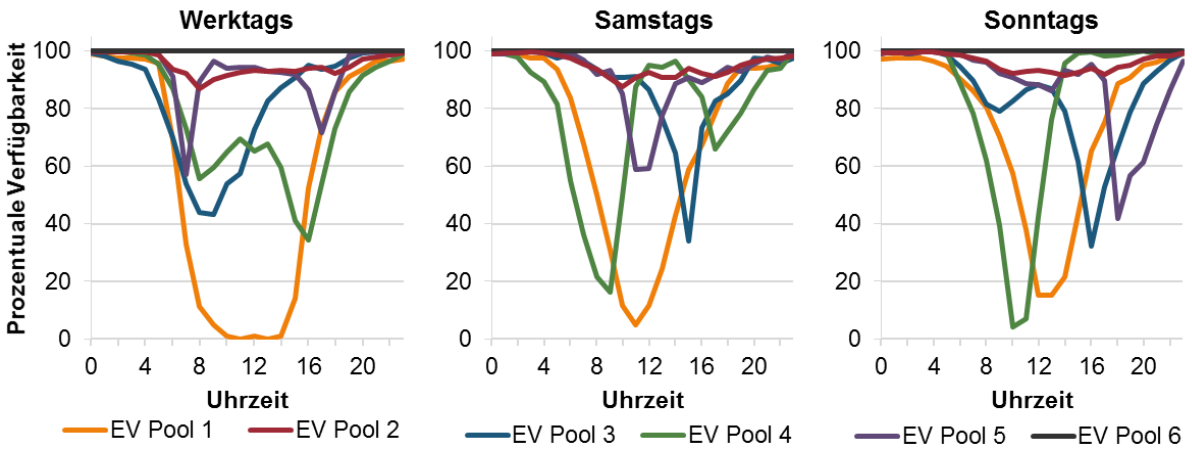

Abbildung 14.13: Prozentuale Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

Die Fahrzeuge in Pool 1 repräsentieren die Vielfahrer und diese sind am meisten und längsten unterwegs. Der Pool steht ab dem frühen Abend bis zu den frühen Morgenstunden für Systemdienstleistungen zur Verfügung. Im Mittel über eine Woche ist dieser Pool zu 63 % verfügbar, obwohl werktags in der Mittagszeit keine Fahrzeuge an der Ladestation angeschlossen sind (vgl. Tabelle 14.4).

Tabelle 14.4: Prozentuale Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge

Verfügbarkeit (in Prozent)	Pool 1	Pool 2	Pool 3	Pool 4	Pool 5	Pool 6
Mittelwert	63 %	95 %	84 %	79 %	92 %	100 %
Minimum	0 %	87 %	32 %	4 %	42 %	100 %
Maximum	99 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Einen starken Kontrast bildet Pool 2, dessen Fahrzeuge tagsüber nur sehr wenig unterwegs sind. Mindestens 87 % der Fahrzeuge aus diesem Pool parken und im Mittel können 95 % der Elektrofahrzeuge für Vermarktungen an den Strommärkten verwendet werden.

Die Fahrzeuge aus Pool 3 sind werktags hauptsächlich morgens sowie mittags und am Wochenende nachmittags unterwegs. Es sind mindestens 32 % der Fahrzeuge verfügbar. Aber im Schnitt stehen deutlich mehr Elektrofahrzeuge (84 %) zur Verfügung.

Ähnlich zu Fahrzeugpool 1 sind die Fahrzeuge aus Pool 4 ebenfalls sehr viel unterwegs (Verfügbarkeit mindestens 4 %). Im Mittel über eine Woche stehen diese jedoch etwas mehr als die Vielfahrer zur Verfügung (79 %). Diese Fahrzeuge folgen jedoch einem anderen Fahrprofil. Werktags sind die Fahrzeuge über den Tag verteilt von morgens bis abends sehr viel unterwegs, jedoch gibt es leichte Peaks in den Morgen- sowie Abendstunden. Am Wochenende sind die Fahrzeuge hauptsächlich vormittags unterwegs.

Pool 5 entspricht werktags einem typischen Pendlerpool. Morgens und nachmittags gibt es einen Peak zu Berufsverkehrszeiten. Samstags sind die Fahrzeuge hauptsächlich mittags und

sonntags abends auf der Straße. Der Pool steht mindestens zu 42 % für die energiewirtschaftliche Nutzung zur Verfügung und im Mittel zu 92 %. Der hohe Mittelwert wird unter anderem durch die Standzeiten in der Mittagszeit beeinflusst.
Die Fahrzeuge aus Pool 6 stehen immer zu 100 % zur Verfügung, da die Fahrzeuge keine Fahrten pro Tag zurücklegen. Mit der entsprechenden Fahrzeugeinsatzquote[431] gewichtet, ergibt sich, dass werktags ca. 33 % und am Wochenende ca. 60 % der Fahrzeuge nicht bewegt werden.[432]

14.1.8.3 Tagesfahrleistung

Bei der Anwendung des PMM wird ein stilisierter Kalender zugrunde gelegt, in dem Feiertage und andere saisonale Abweichungen (z. B. Ferien, Brückentage) nicht berücksichtigt werden. Daher wird nur nach werktags, samstags und sonntags unterschieden. Aufgrund der verfügbaren Daten aus den Studien KID und MID (vgl. Kapitel 2.3, S. 15) werden die durchschnittliche Tagesfahrleistungen für alle Tage des Jahres angenommen (vgl. Tabelle 14.5).

Tabelle 14.5: Tagesfahrleistung der jeweiligen Elektrofahrzeuge in den Pools[433]

Durchschnittliche Tagesfahrleistung (in km)	Pool 1	Pool 2	Pool 3	Pool 4	Pool 5	Pool 6
Werktags	239	52	180	289	74	0
Samstags	289	47	128	333	90	0
Sonntags	280	43	179	195	166	0

Die Zuordnung der durchschnittlichen Tagesfahrleistung zu den Elektrofahrzeugpools erfolgt entsprechend der Clusterzuordnung (vgl. Tabelle 14.3, S. 160). Die Elektrofahrzeuge in Pool 1 und Pool 4 legen mit Abstand die meisten Tageskilometer zurück, folgen aber unterschiedlichen Fahrmustern (vgl. Abbildung 14.13, S. 161). Um die Tageskilometer ohne Zwischenladung fahren zu können, werden für diese Pools Elektrofahrzeuge mit einer sehr großen Reichweite bzw. Batteriekapazität benötigt (vgl. Tabelle 14.8, S. 165). Hingegen fahren die Elektrofahrzeuge in Pool 2 nur sehr wenige Kilometer pro Tag, sodass für diesen Pool sehr viele verfügbare Elektrofahrzeugmodelle eingesetzt werden können. Die Elektrofahrzeuge in den Pools 3 und 5 fahren deutlich mehr Kilometer als die Fahrzeuge in Pool 2, aber auch deutlich weniger Kilometer als die Fahrzeuge in Pool 1 und 4. Dementsprechend benötigen diese Pools

[431] Vgl. WVI GmbH Braunschweig (2012, S. 13 f.).
[432] Da die Fahrzeugeinsatzquote getrennt nach gewerblichen und privaten Haltern angegeben wird, wurde das Verhältnis gewerbliche und private Pkw in Pool 6 an die erhobenen Daten der Studien angelehnt (vgl. Kapitel 14.1.8.1). Die Fahrzeuge ohne Angabe wurden hälftig den gewerblichen und hälftig den privaten Pkw zugeordnet.
[433] In Anlehnung an Jansen (2015, S. 44, 45, 49).

Fahrzeuge, die heute auch schon eine größere Reichweite zur Verfügung haben. Die Elektrofahrzeuge in Pool 6 stehen den ganzen Tag und legen dementsprechend auch keine Tageskilometer zurück.

14.1.8.4 Anzahl der Elektrofahrzeuge

Die bisherigen Ziele der Bundesregierung von 1 Mio. bzw. 5 Mio. Elektrofahrzeugen in den Jahren 2020 bzw. 2030 berücksichtigen sowohl rein elektrisch betriebene Fahrzeuge (45 %) als auch Plug-In Hybride und EVs mit Range Extender (50 %) sowie elektrisch betriebene Nutzfahrzeuge (5 %) (vgl. Kapitel 2.4, S. 17).[434]

Um eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse für die drei verschiedenen Jahre zu erreichen, wird der Fahrzeugbestand für 2013 am Ende des Jahres betrachtet, da die ursprünglichen Ziele der Bundesregierung für das Ende von 2020/2030 gesetzt sind. Zudem wird für das gesamte Jahr die gleiche Anzahl an Elektrofahrzeugen angenommen. Am 01.01.2014 sind laut Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) 12.156 Elektrofahrzeuge zugelassen gewesen.[435]

Im Pkw-Bestand des KBAs werden keine Plug-In Hybride separat ausgewiesen, sondern mit den weiteren Hybridarten zusammengefasst.[436] Ab dem Berichtsjahr 2013 werden unter den Neuzulassungen die Plug-In Hybride separat unter den Hybriden ausgewiesen (1.385 PHEV im Jahr 2013[437]).[438] Jedoch werden in der Statistik die vorab zugelassenen Plug-In Hybride nicht mitberücksichtigt. Dadurch lässt sich der Bestand an Plug-In Hybriden im deutschen Fahrzeugbestand nicht genau bestimmen. Da Plug-In-Hybride sowohl durch den Verbrennungsmotor als auch den Elektromotor fortbewegt werden können, lassen sich die Tageskilometer nicht ohne Weiteres dem elektrischen Verbrauch zuordnen. Ebenso ist die Batterie eines Plug-In-Hybriden deutlich kleiner als bei einem reinen Elektrofahrzeug.[439] Daher werden für die Modellierung nur die rein elektrisch betriebenen Elektrofahrzeuge betrachtet. Für das Jahr 2020 dienen dementsprechend 450.000 reine Elektrofahrzeuge und für 2030 2.250.000 Elektrofahrzeuge als Berechnungsgrundlage.

Für die elektromobilitätsaffine Gemeinde werden im Jahr 2013 bereits 100 reine Elektrofahrzeuge im Pkw-Bestand angenommen. Dies macht ca. 0,8 % der in Deutschland angemeldeten Elektrofahrzeuge aus. Für die Jahre 2020 und 2030 wird die Anzahl proportional berechnet. Dadurch ergeben sich für das Jahr 2020 3.702 EVs und für 2030 18.509 EVs in der betrachteten Gemeinde.

---

[434] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 31); vgl. Kapitel 2.4, S. 24.
[435] Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2014a).
[436] Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2013, S. 5).
[437] Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2014b).
[438] Vgl. Kraftfahrt-Bundesamt (2013, S. 6).
[439] Vgl. Golf GTE mit 8,7 kWh Batteriekapazität, VW (2016c, S. 13); vgl. e-Golf mit 24,2 kWh Batteriekapazität, VW (2016b, S. 3).

Die Verteilung der gesamten Elektrofahrzeuge auf die einzelnen Elektrofahrzeugpools ist in Tabelle 14.6 ersichtlich.

Tabelle 14.6: Anzahl Elektrofahrzeuge in den jeweiligen Pools (Modelljahre 2013/2020/2030)

Anzahl EVs	2013			2020			2030		
	werktags	Sa	So	werktags	Sa	So	werktags	Sa	So
Pool 1	1	1	1	40	44	46	201	222	231
Pool 2	44	33	32	1.637	1.226	1.200	8.187	6.128	5.999
Pool 3	3	2	4	121	77	124	605	385	620
Pool 4	4	1	1	139	20	35	694	102	175
Pool 5	15	3	2	539	102	76	2.696	511	379
Pool 6	33	60	60	1.226	2.233	2.221	6.126	11.161	11.105
Summe	**100**			**3.702**			**18.509**		

Die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den Pools variiert zwischen den Tagen, da die EVs werktags und am Wochenende aus unterschiedlichen Clustern den EV Pools zugeordnet sind. Da die Anzahl der Fahrzeuge aufgrund der Stichprobe innerhalb der Cluster wechselt, in Summe aber gleich bleibt, unterscheidet sich auch die Anzahl der Elektrofahrzeuge innerhalb eines Pools zwischen werktags und dem Wochenende. Fahrzeugpool 6 beinhaltet entsprechend die stehenden Fahrzeuge.

14.1.8.5 Verwendete Elektrofahrzeuge

Für die Fallstudie sind vier verschiedene Elektrofahrzeugtypen betrachtet worden (vgl. Tabelle 14.7). Die Fahrzeugmodelle sind stellvertretend für alle verfügbaren Elektrofahrzeuge ausgewählt worden.

Tabelle 14.7: Verwendete Elektrofahrzeuge

Elektrofahrzeug	Batteriekapazität	Reichweite	Verbrauch
e-Golf[440]	24,2 kWh	190 km	12,7 kWh/100 km
BMW i3 (94 Ah)[441]	27,2 kWh	215 km	12,6 kWh/100 km
Tesla Model S[442]	60 kWh	400 km	15,0 kWh/100 km
Tesla Model S[443]	75 kWh	480 km	15,6 kWh/100 km

Es handelt sich um Fahrzeuge, die nicht mit Batteriemiete angeboten werden. Diese stellt einen Sonderfall für die energiewirtschaftliche Nutzung der Elektrofahrzeuge, insbesondere ab-

[440] Batteriekapazität entnommen aus VW (2016b, S. 3), Reichweite und Verbrauch entnommen aus VW (2016a, S. 12 f.).
[441] Batteriekapazität und Verbrauch entnommen aus BMW (2016, S. 50), eigene Berechnung für die Reichweite.
[442] Batteriekapazität und Reichweite entnommen aus Tesla (2016), eigene Berechnung für den Verbrauch.
[443] Batteriekapazität und Reichweite entnommen aus Tesla (2016), eigene Berechnung für den Verbrauch.

rechnungstechnisch, dar. Die Elektrofahrzeuge sind so ausgewählt worden, dass sie die Tagesfahrleistung des entsprechenden Pools (vgl. Tabelle 14.5, S. 162) ohne Zwischenladung erreichen können. In Tabelle 14.8 ist die Zuordnung der verwendeten Elektrofahrzeuge zu den Pools dargestellt. Pool 6 enthält nur die stehenden Fahrzeuge, die werktags, samstags und sonntags wechseln. Dementsprechend gibt es keine feste Fahrzeugtyp-Zuordnung zu Pool 6.

Tabelle 14.8: Zuordnung der verwendeten Elektrofahrzeuge zu den Pools

Cluster	Pool 1	Pool 2	Pool 3	Pool 4	Pool 5
Elektrofahrzeug	Tesla Model S (60 kWh)	e-Golf	BMW i3 (94 Ah)	Tesla Model S (75 kWh)	e-Golf

Für 2020 und 2030 werden die gleichen Elektrofahrzeuge zugrunde gelegt. Grundsätzlich ist für diese Jahre von einer steigenden Energiedichte der Batterien und damit einhergehend von einer höheren Kapazität auszugehen.[444] Durch die Annahme gleicher Elektrofahrzeuge werden jedoch die Effekte der Vermarktung von Elektrofahrzeugen nicht zusätzlich durch steigende Batteriekapazitäten verzerrt.

14.1.8.6 Batteriekapazität der Elektrofahrzeugpools

Die Batteriekapazität eines Fahrzeugpools errechnet sich aus der Anzahl der Fahrzeuge (vgl. Tabelle 14.6, S. 164) multipliziert mit der Batteriegröße eines einzelnen Elektrofahrzeugs im Pool (vgl. Tabelle 14.7, S. 164). Im Jahr 2013 beträgt die Speicherkapazität der Elektrofahrzeugpools in Summe 2,79 MWh (vgl. Tabelle 14.9). Für das Jahr 2020 ergibt sich eine Gesamtbatteriekapazität von 102,8 MWh und für das Jahr 2030 von 514,1 MWh.

Tabelle 14.9: Batteriekapazität der jeweiligen Elektrofahrzeugpools (Modelljahre 2013/2020/2030)

Poolkapazität (in MWh)	2013			2020			2030		
	werktags	Sa	So	werktags	Sa	So	werktags	Sa	So
Pool 1	0,06	0,06	0,06	2,4	2,6	2,8	12,1	13,3	13,9
Pool 2	1,06	0,80	0,77	39,6	29,7	29,0	198,1	148,3	145,2
Pool 3	0,08	0,05	0,11	3,3	2,1	3,4	16,5	10,5	16,9
Pool 4	0,30	0,08	0,08	10,4	1,5	2,6	52,1	7,7	13,1
Pool 5	0,36	0,07	0,05	13,0	2,5	1,8	65,2	12,4	9,2
Pool 6	0,92	1,73	1,73	34,0	64,4	63,2	170,2	322,0	315,9
Summe	**2,79**			**102,8**			**514,1**		

Die Batteriekapazität der einzelnen Elektrofahrzeugpools variiert zwischen werktags, samstags und sonntags (vgl. Tabelle 14.6, S. 164, Tabelle 14.9). Die Gesamtbatteriekapazität bleibt

[444] Vgl. Thielmann, Sauer und Wietschel (2015, S. 3).

innerhalb eines Jahres aber konstant. Dementsprechend errechnet sich die Batteriekapazität des stehenden Fahrzeugpools 6 als Differenz aus der Gesamtkapazität abzüglich der Summe der Batteriekapazitäten der Pools 1-5. Für die Minutenreservevorhaltung können bis zu 20 % der verfügbaren Batteriekapazität je Elektrofahrzeugpool verwendet werden.[445] So wird in jedem Fahrzeug nur ein geringer Teil der Batteriekapazität für Systemdienstleistungen reserviert und der Rest der Batterie kann normal geladen werden. Wird zukünftig von steigenden Batteriekapazitäten ausgegangen, steigt das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge an.

14.1.8.7 Stromverbrauch je Pool

Der Verbrauch eines Elektrofahrzeugpools entspricht dem Stromverbrauch für die gefahrenen Kilometer (vgl. Abbildung 14.14). Der Verbrauch nimmt von 2013 bis 2030 deutlich zu, da die Gesamtanzahl der Elektrofahrzeuge wächst (vgl. Tabelle 14.6, S. 164).

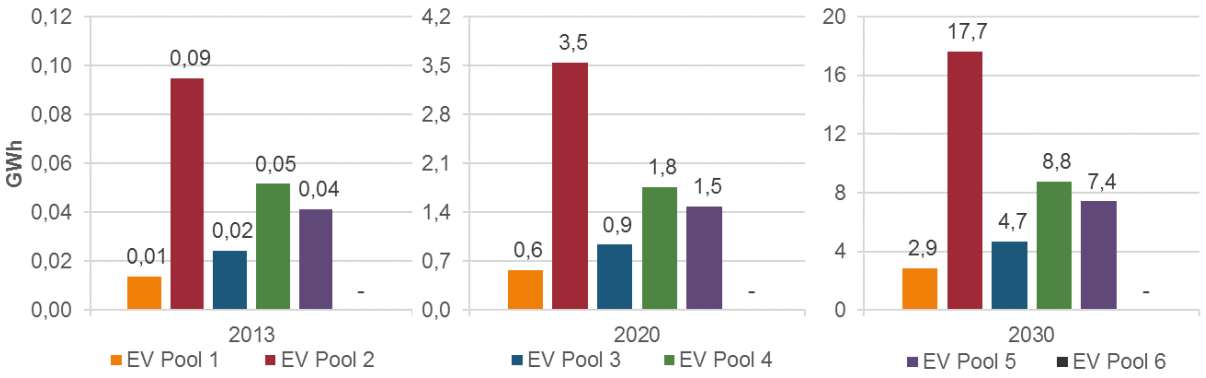

Abbildung 14.14: Stromverbrauch je EV Pool (Modelljahre 2013/2020/2030)

Die Aufteilung der EVs pro Pool bleibt unverändert, sodass der Verbrauch proportional ansteigt. Obwohl Pool 2 die wenigsten Tageskilometer zurücklegt (vgl. Tabelle 14.5, S. 162), hat dieser mit Abstand den größten Stromverbrauch, da er die meisten Elektrofahrzeuge enthält (vgl. Tabelle 14.6, S. 164). Pool 6 hat keinen eigenen Stromverbrauch, da der Pool nur die stehenden Fahrzeuge enthält, die keine Fahrt pro Tag durchführen.

Der Verbrauch der Elektrofahrzeuge geht in die Modellierung als $p_t^{D^{EV}}$ (vgl. Gleichung (73), S. 146) ein. Der Parameter errechnet sich aus dem Fahrprofil und den Tageskilometern pro EV. Er reduziert den Speicherfüllstand des Pools, wenn Fahrzeuge den Pool verlassen und erhöht den SOC des Pools, wenn Fahrzeuge wieder an der Ladesäule angeschlossen werden. Der hinzukommende Batteriefüllstand entspricht der Batteriekapazität, reduziert um den anteiligen Tagesverbrauch.

[445] Es wird eine vorsichtigere Schätzung als bei der NPE mit 30 % der Batteriekapazität (Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 34)) vorgenommen.

Abschließend wird die Annahme getroffen, dass die Fahrzeuge immer vollständig geladen den Pool verlassen, nicht außerhalb des Standorts zwischenladen und die Tageskilometer mit dem angegebenen Verbrauch fahren (vgl. Tabelle 14.7, S. 164).

14.1.8.8 Wirkungsgrad und Ladeleistung

Es wird für den Ladeprozess (G2V), ebenso wie für den Entladeprozess (V2G) ein Wirkungsgrad von 90 % angenommen.[446]

Für 2013 werden als Basisfall alle Elektrofahrzeuge mit 7,36 kW geladen. Das entspricht dem einphasigen Ladeprozess bei 32 A.[447] Es wird davon ausgegangen, dass die Ladeleistung im Laufe der Jahre zunehmen wird, weshalb für 2020 in der Standardanwendung alle Elektrofahrzeuge mit 22 kW geladen werden können.[448] Für 2030 findet im Basisfall der Ladeprozess bei 50 kW statt.[449]

Bereits heute können Elektrofahrzeuge mit deutlich höheren Ladeleistungen (bis zu 350 kW) geladen werden. Daher ist es wahrscheinlich, dass Ladeinfrastrukturen mit verschiedenen Ladeleistungen parallel existieren werden.

14.1.9 Verwendete Daten für Sensitivitätsanalysen

Das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge ist von mehreren Faktoren abhängig. Um Auswirkungen einiger Annahmen zu betrachten, werden verschiedene Sensitivitäten für die Jahre 2013, 2020 und 2030 betrachtet. Zum einen hat die zugrunde gelegte Ladeleistung deutlichen Einfluss auf das Vermarktungspotenzial durch die maximal zur Verfügung stehende Leistung für Stromflüsse. Unterschiedliche Netzinteraktionen – bidirektionale Lade- bzw. Entlademöglichkeit, Minutenreservevermarktung an beiden Märkten – beeinflussen das Erlöspotenzial durch begrenzte Vermarktungsmöglichkeiten an den Energiemärkten. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge sowie die für Systemdienstleistungen maximal zur Verfügung stehende Batteriekapazität bestimmen die maximal bereitstehende Kapazität und wirken sich somit auch auf das Vermarktungspotenzial aus.

Bereits heute gibt es Ladeinfrastruktur mit unterschiedlichen Ladeleistungen, an der Elektrofahrzeuge mit bis zu 170 kW geladen werden können.[450] Daher ist zukünftig davon auszugehen, dass die durchschnittliche Ladeleistung weiterhin ansteigt. Für 2013 werden keine Sensitivitäten der Ladeleistung gerechnet, da nur für vereinzelte Fahrzeuge höhere Ladegeschwindigkeiten möglich waren. Für 2020 und 2030 werden Sensitivitäten mit variierenden Ladeleistungen betrachtet. Der Basisfall im Jahr 2020 sieht eine Ladegeschwindigkeit von

[446] Vgl. Helms et al. (2011, S. 22).
[447] Vgl. The Mobility House (2018).
[448] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011b, S. 19).
[449] In Anlehnung an Nationale Plattform Elektromobilität (2011b, S. 19).
[450] Vgl. ElektroMobilitätNRW (2018).

22 kW vor. Um diese Rechnungen besser mit den Jahren 2013 und 2030 vergleichen zu können, werden zudem Berechnungen mit einer Ladegeschwindigkeit von 7,36 kW, 50 kW und 100 kW durchgeführt. Für 2030 werden zusätzlich zum Basisfall mit 50 kW Ladeleistung, Ladegeschwindigkeiten von 7,36 kW, 22 kW und 100 kW berücksichtigt.

Im jeweiligen Basisfall wird davon ausgegangen, dass die Elektrofahrzeuge bidirektional am Stromnetz angeschlossen sind und zudem Minutenreserve vermarkten können. In Deutschland ist dies so noch nicht standardisiert umgesetzt, weshalb in Sensitivitäten untersucht wird, wie sich verschieden ausgeprägte Vermarktungsmöglichkeiten der Elektrofahrzeuge auswirken. Daher wird für jedes Jahr der Basisfall dargestellt, jedoch ohne die Möglichkeit, Systemdienstleistungen durch die Elektrofahrzeuge anzubieten. Das bedeutet, dass kein Strom aus den Fahrzeugen ins Netz gespeist werden kann (V2G) und ebenso keine Minutenreservevermarktung stattfindet. Für die Jahre 2020 und 2030 wird ebenfalls der Fall berücksichtigt, dass keine Bidirektionalität gegeben ist, aber dennoch die Vorhaltung negativer Minutenreserve möglich ist. Bei diesem Anwendungsfall benötigt das Elektrofahrzeug nicht die Fähigkeit, Strom wieder ins Netz einzuspeisen, sondern es muss nur Energie aus dem Stromnetz aufnehmen können. Dies könnte durch gesteuertes Laden über die Ladeinfrastruktur ermöglicht werden. Als letzter Anwendungsfall in diesem Bereich wird die Möglichkeit betrachtet, Strom ins Netz bidirektional zurückzuspeisen (V2G), aber keine Minutenreserve vorzuhalten. Dieser Anwendungsfall stellt das reine Erlöspotenzial durch die bidirektionale Nutzung für einen Elektrofahrzeugnutzer heraus.

Einen großen Einfluss auf das Vermarktungspotenzial der Elektromobilität am Spot- bzw. Minutenreservemarkt hat die Anzahl der Elektrofahrzeuge. Dementsprechend werden Sensitivitäten mit einer unterschiedlichen Marktdurchdringung der Elektromobilität betrachtet.

Die Anzahl der Elektrofahrzeuge in den Pools orientiert sich an den Zielen der Bundesregierung (vgl. Kapitel 2.4, S. 17). Werden jedoch die Bestandszahlen zum 01.01.2018 mit 53.861[451] Elektrofahrzeugen herangezogen, erscheint das bisherige Ziel von eine Million Elektrofahrzeugen im Jahr 2020 kaum erreichbar. Dementsprechend wird auch eine Sensitivität zum Basisfall mit deutlich weniger Fahrzeugen berechnet. Dafür wird die Gesamtzahl von 1.000.000 auf 500.000 Elektrofahrzeuge reduziert – für 2030 wird die Anzahl analog halbiert.[452] Für 2020 ergeben sich so für die Modellierung 1.852 Elektrofahrzeuge und für 2030 9.255 Elektrofahrzeuge. Die Poolkapazität reduziert sich auf 51,4 MWh (2020) und 257 MWh (2030).

[451] Kraftfahrt-Bundesamt (2018a).
[452] Vgl. PricewaterhouseCoopers (2016).

Kommt der Massenmarkt für die Elektromobilität in Schwung, ist es durchaus vorstellbar, dass die Ziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 weit übertroffen werden, sodass eine Verdopplung der Elektrofahrzeuge für eine weitere Sensitivität angenommen wird. So werden 37.018 Elektrofahrzeuge mit einer Poolkapazität von 1.028 MWh für das Jahr 2030 integriert.
Auch wenn die bisherigen Ziele der Bundesregierung für Deutschland nicht erfüllt werden, kann es in einzelnen Versorgungsgebieten zu einer deutlich höheren Durchdringung mit Elektrofahrzeugen kommen. Und ebenso kann bei einer Übererfüllung der Ziele für Gesamtdeutschland dennoch eine niedrige Durchdringung in einzelnen Versorgungsgebieten vorliegen. So sind die Sensitivitäten zur variierenden Anzahl der Elektrofahrzeuge auch in einem einzelnen Versorgungsgebiet für das Vermarktungspotenzial der Elektrofahrzeuge interessant.
Schließlich wird in einer Sensitivität der Anteil der Batteriekapazität für die Bereitstellung von Reserven variiert. Im Standardfall werden für die Bereitstellung von Minutenreserve durch die Elektrofahrzeuge maximal 20 % der Batteriekapazität verwendet. Da die NPE davon ausgeht, dass sogar 30 % als Speicherpotenzial zur Verfügung stehen,[453] wird dies hier als Sensitivität einbezogen.

14.2 Auswertungen

In den folgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der Fallstudie vorgestellt. Es werden die Hauptanwendungsfälle für die Jahre 2013 (Kapitel 14.2.1), 2020 (Kapitel 14.2.2) und 2030 (Kapitel 14.2.3) betrachtet.

14.2.1 Portfoliomanagement mit Elektrofahrzeugen 2013

Nachfolgend werden zunächst die Ergebnisse für den Basisfall dargestellt. Für diesen Fall wird sodann dargestellt, wie sich die Ergebnisse der stochastischen Szenarien im Detail unterscheiden. Daran schließen sich Sensitivitätsanalysen zur Anzahl der verwendeten Preisszenarien an – anhand dieser kann der Wert der stochastischen Modellierung im Vergleich zu einer deterministischen Betrachtung ermittelt werden. Zuletzt werden die verschiedenen Sensitivitäten ausgewertet, mit denen die Auswirkungen von Parameterannahmen untersucht werden.

14.2.1.1 Ergebnisse für den Basisfall

Der Basisfall für das Jahr 2013 berücksichtigt im Portfolio neben den Kraftwerken zusätzlich 100 Elektrofahrzeuge, die jeweils mit maximal 7,36 kW geladen werden können. Die Elektrofahrzeuge werden dabei bidirektional in das Stromnetz integriert und die Vorhaltung sowohl positiver als auch negativer Minutenreserve wird berücksichtigt.

[453] Vgl. Nationale Plattform Elektromobilität (2011a, S. 34).

Abbildung 14.15 stellt die Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios in GWh für 2013 dar. Die Kraftwerke besitzen unterschiedliche Stromproduktionskapazitäten, weshalb für die Vergleichbarkeit auch Volllaststunden angegeben werden. Vollaststunden werden als Quotient der Jahresstromproduktion und der maximalen Leistung errechnet.

Am meisten Strom produziert die Kraftwärmekopplungsanlage KWK1, da sie die niedrigsten variablen Kosten besitzt. Mit knapp 7.700 Volllaststunden produziert das Steinkohlekraftwerk die meiste Zeit in der Nähe der maximalen Leistung und wird somit deutlich über dem deutschen Durchschnitt von 3.570 Volllaststunden[454] betrieben.

Das Gaskraftwerk KWK2 produziert mit 631 GWh knapp die Hälfte des Kohlekraftwerks KWK1. Die maximale Leistung des Gaskraftwerks liegt höher als die des Kohlekraftwerks. Somit ist es mit ca. 2.500 Volllaststunden deutlich weniger ausgelastet und liegt damit unter dem deutschen Durchschnitt für Erdgaskraftwerke von 2.810 Vollaststunden[455].

Auch wenn das Gaskraftwerk KWK3 wiederum deutlich weniger als das Gaskraftwerk KWK2 produziert, erzielt es aufgrund der niedrigeren Maximalleistung mit knapp 2.800 Volllaststunden eine bessere Auslastung als das Gaskraftwerk KWK2 für die Stromproduktion.

Die Gasturbine wird mit 35 Volllaststunden nur sehr selten eingesetzt, was sich auch in der niedrigen Stromproduktion von 3,9 GWh widerspiegelt. Die niedrige Produktion ist durch die dreieinhalb Mal höheren variablen Kosten der Gasturbine im Vergleich zum Kohlekraftwerk KWK1 zu erklären (vgl. Abbildung 14.2, S. 153).

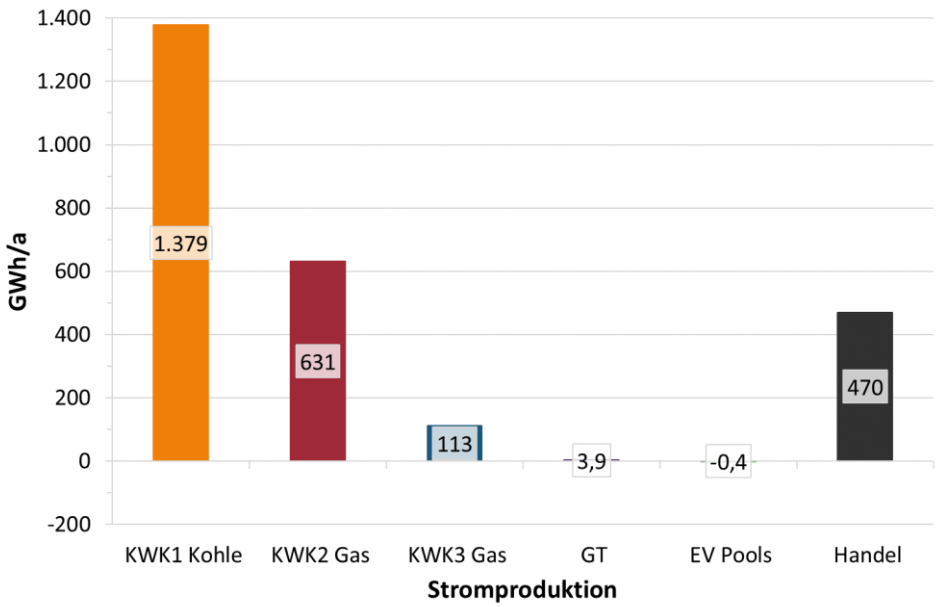

Abbildung 14.15: Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013)

[454] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018, S. 7).
[455] Vgl. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018, S. 7).

Die Elektrofahrzeuge haben 2013 im System keine großen Auswirkungen, da die Stromnachfrage durch die Elektrofahrzeuge nur um 0,4 GWh für das ganze Jahr ansteigt. Die Elektrofahrzeuge machen somit 0,02 % der gesamten Stromnachfrage des Stadtwerks aus. Unter der Prämisse, dass alle Elektrofahrzeuge am Netz angeschlossen sind und mit der gesamten Ladeleistung Strom ins Netz zurückspeisen, könnten bei einer Speichergröße von 2,79 MWh bis zu 0,74 MW durch die Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden. Insgesamt speisen die Elektrofahrzeuge 708 MWh in das Stromnetz zurück, was bei 100 Elektrofahrzeugen durchschnittlich 2,5 Ladezyklen entspricht.

Netto werden ca. 18 % der Stromnachfrage durch Handel bzw. Zukauf (Saldo aus Verkauf und Einkauf) von Strom über den Day-Ahead-Markt gedeckt, da der mittlere Strompreis unterhalb der variablen Kosten der Gaskraftwerke liegt.

In dem betrachteten System muss nicht nur die Stromnachfrage, sondern auch die Wärmenachfrage gedeckt werden, sodass die Kraftwerke in manchen Stunden trotz niedriger Strompreise produzieren müssen. In Abbildung 14.16 ist die Jahreswärmeproduktion abgebildet.

Das Kohlekraftwerk KWK1 und das Gaskraftwerk KWK3 haben mit ihren Entnahmekondensationsturbinen zwei Freiheitsgrade, sodass bei wärmegeführter Produktion die Stromproduktion im Rahmen der Grenzen frei gewählt werden kann.

Das Gaskraftwerk KWK2 mit der Gegendruckturbine besitzt hingegen nur einen Freiheitsgrad und entsprechend stehen die Strom- und Wärmeproduktion in einem festen Verhältnis zueinander. Die Heizwerke HW1 bis HW3 sorgen für mehr Flexibilität im System, da sie nur Wärme und keinen Strom produzieren.

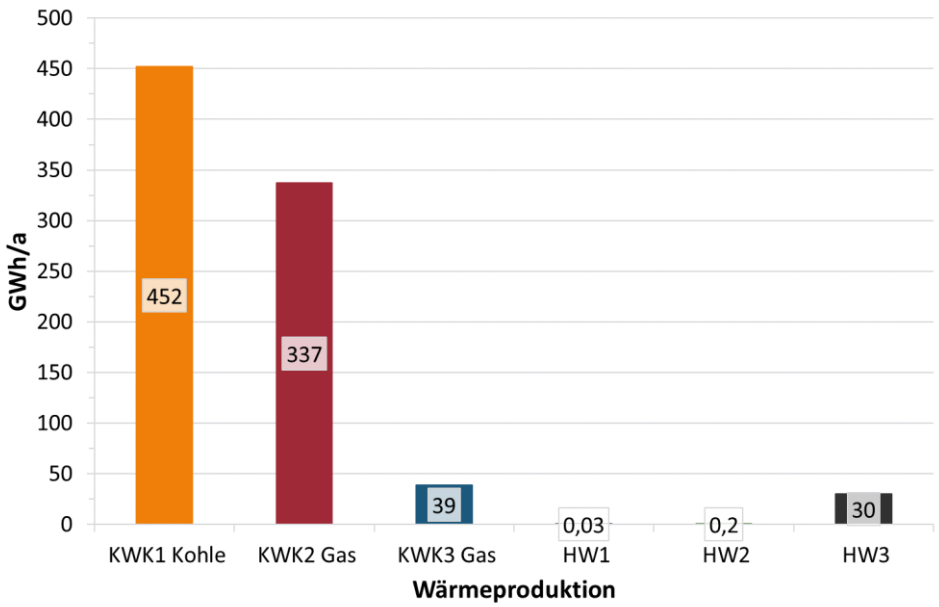

Abbildung 14.16: Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013)

In Abbildung 14.17 ist als Jahressumme der Bezug sowie die Einspeisung der Elektrofahrzeuge für jeden EV Pool einzeln dargestellt. Unterhalb der x-Achse ist die Strommenge abgebildet, die zurück ins Netz eingespeist wird (V2G). Oberhalb der x-Achse ist der Strombezug der Elektrofahrzeuge (G2V) abgebildet. In Summe wird mehr Strom bezogen, als ins Netz eingespeist wird, da die Elektrofahrzeuge durch ihre Fahrten zusätzlich Strom verbrauchen und zudem bei der Speicherung Verluste auftreten.

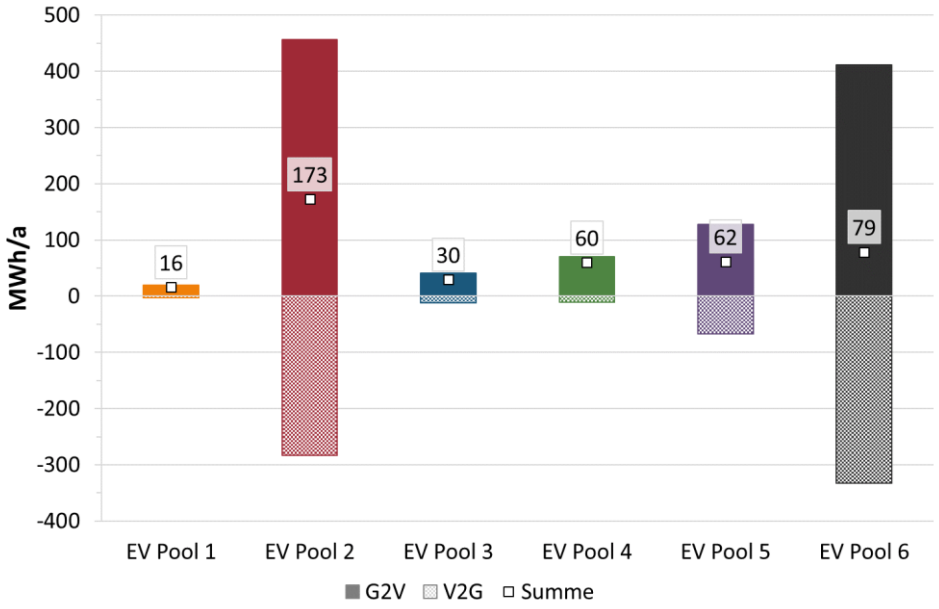

Abbildung 14.17: Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013)

Der Stromverbrauch von EV Pool 2 ist mit Abstand am höchsten, da der Pool 41 % der Elektrofahrzeuge enthält. Die Elektrofahrzeuge werden täglich bewegt und weisen dadurch einen Stromverbrauch auf. Die Elektrofahrzeuge in Pool 2 legen nur wenige kurze Strecken zurück, sodass eine sehr hohe Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge gegeben ist. Das führt dazu, dass 283 MWh Strom aus den Fahrzeugbatterien in das Stromnetz eingespeist werden.

EV Pool 6 repräsentiert die stehenden Elektrofahrzeuge, die weitere 41 % der Elektrofahrzeuge ausmachen. Über 333 MWh werden aus dem Pool in das Stromnetz eingespeist. Wie bereits erwähnt ist der positive Nettostrombezug durch Ladeverluste beim Be- und Entladen der Batterie zu erklären. Die Ladeverluste müssen durch G2V wieder ausgeglichen werden. Zudem wechseln zwischen Werktagen und Wochenende die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Pool (vgl. Tabelle 14.6, S. 164), sodass ggf. der vorherige Stromverbrauch durch Fahrten der Elektrofahrzeuge wieder aufgeladen werden muss.

Ca. 11 % der Elektrofahrzeuge befinden sich in Fahrzeugpool 5, die in Summe einen etwas niedrigeren Strombezug als die stehenden Elektrofahrzeuge aus EV Pool 6 besitzen. Da die Fahrzeuge Tagesfahrleistungen und somit eine geringere Verfügbarkeit am Netz aufweisen, werden nur 66 MWh aus den Elektrofahrzeugen in das Stromnetz eingespeist.

Auch wenn die Elektrofahrzeuge aus EV Pool 4 nur ca. 3 % der Elektrofahrzeuge ausmachen, ist der Strombezug annähernd so hoch wie bei EV Pool 5, obwohl mit 10 MWh die bidirektionale Nutzung bei diesem EV Pool deutlich weniger ausgeprägt ist. Einerseits ist dies durch die deutlich niedrigere Verfügbarkeit der Fahrzeuge erklärbar, sodass die Elektrofahrzeuge in weniger Stunden fürs Rückspeisen aus der Fahrzeugbatterie zur Verfügung stehen. Andererseits ist der Verbrauch des Pools durch deutlich größere Tagesfahrleistungen höher, sodass mehr Strom bezogen wird.

Die Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge aus EV Pool 3 ist etwas höher als bei EV Pool 4, sodass 11 MWh ins Netz zurückgespeist werden können. Es werden jedoch deutlich weniger Tageskilometer zurückgelegt, sodass die 3 % der Elektrofahrzeuge des Pools 3 die Hälfte des Strombezugs von EV Pool 4 besitzen.

1 % der Elektrofahrzeuge befindet sich in Pool 1, der mit Abstand die geringste Verfügbarkeit aufweist und durchschnittlich die meisten Tageskilometer zurücklegt. Es werden 19 MWh aus dem Netz für den Ladeprozess verwendet und 3 MWh ins Netz zurückgespeist. Somit liegt hier im Verhältnis ein sehr hoher Strombezug vor.

Die Elektrofahrzeuge werden nicht nur als mobile Stromspeicher genutzt, sondern können in dem Anwendungsfall Minutenreserve vorhalten. 2013 haben 100 Elektrofahrzeuge nicht ausreichend Kapazität, um eine wirkliche Rolle am Minutenreservemarkt zu spielen (vgl. Abbildung 14.18). Sowohl bei der positiven als auch der negativen Minutenreserve machen die Elektrofahrzeuge ca. 0,1 % des Handelsvolumens des Stadtwerks aus.

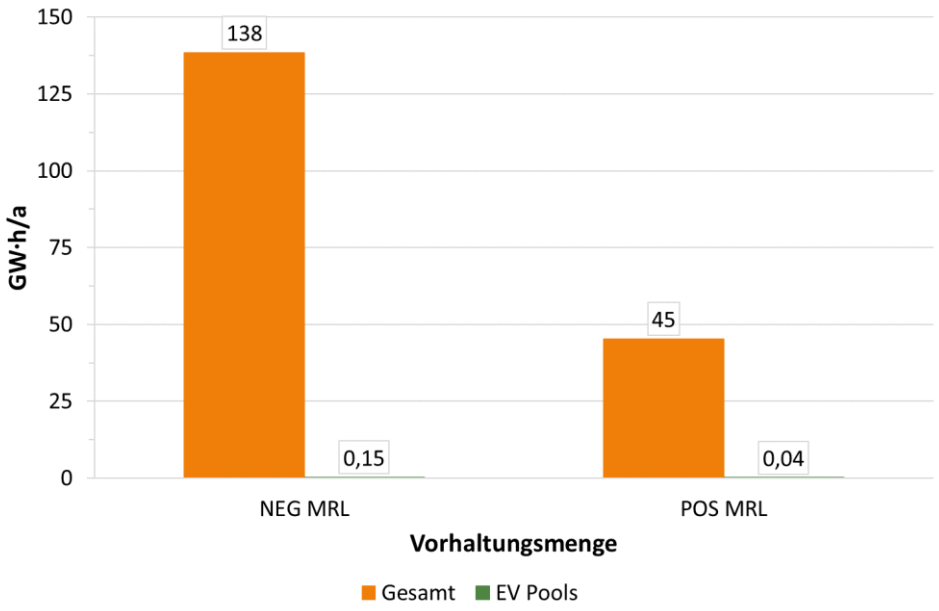

Abbildung 14.18: Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2013)

Die 150 MW·h negative Minutenreserve und die 40 MW·h positive Minutenreserve verteilen sich ähnlich wie Entladen (V2G) und Laden (G2V) auf die Elektrofahrzeugpools nach Anzahl

der Elektrofahrzeuge im Pool, aber auch nach der Verfügbarkeit der Elektrofahrzeuge (vgl. Abbildung 14.19). Dementsprechend halten die EV Pools 2 und 6 am meisten Minutenreserve vor und EV Pool 1 am wenigsten.

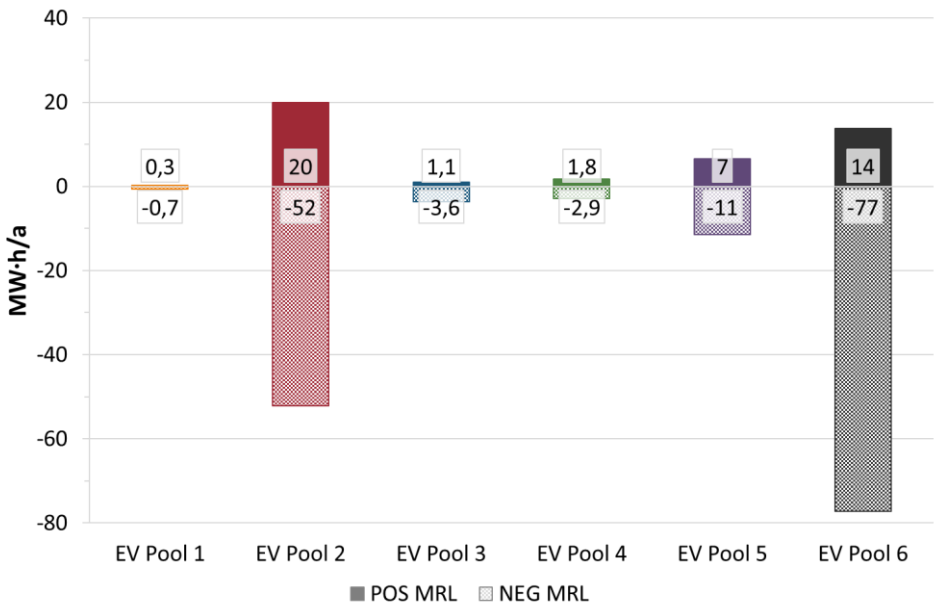

Abbildung 14.19: Positive und negative Minutenreservevorhaltung der EV Pools (Modelljahr 2013)

Obwohl 2013 gerade einmal 150 MW·h negative Minutenreserve durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten werden, können dadurch Erlöse in Höhe von 2.066 € erzielt werden (vgl. Abbildung 14.20). Die 40 MW·h positive Minutenreservevorhaltung führen zu Erlösen in Höhe von 49 €.

Das Handelsvolumen der Elektrofahrzeuge am Minutenreservemarkt entspricht ca. 0,1 % des Gesamthandelsvolumens des Stadtwerks, wobei die Elektrofahrzeuge 0,2 % der Erlöse für negative Minutenreserve und 0,1 % der Erlöse für positive Minutenreservevorhaltung generieren. Insgesamt sind die Erlöse für die Minutenreservevorhaltung gering im Vergleich zum Gesamtdeckungsbeitrag des Stadtwerks, sie entsprechen lediglich 2,4 % des Deckungsbeitrages (vgl. Anhang III.A, S. XLI).

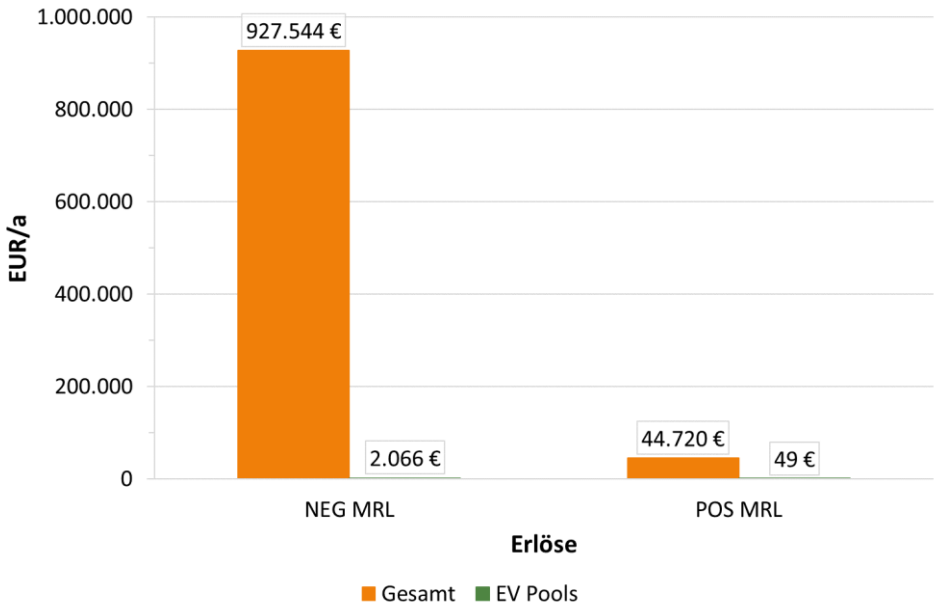

Abbildung 14.20: Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2013)

Betrachtet man nur die Elektrofahrzeuge, so ergibt sich nach Saldierung sämtlicher Erlöse und Kosten in allen Vermarktungen ein Deckungsbeitrag, der nur 0,01 % des Gesamtdeckungsbeitrages entspricht. Abbildung 14.21 stellt die Kosten und Erlöse getrennt nach Laden (G2V), Entladen (V2G) sowie negativer und positiver Minutenreserve für die Elektrofahrzeuge dar. Den Erlösen aus der Einspeisung (V2G) müssen die Kosten für den Strombezug (G2V) entgegengesetzt werden, da die zusätzliche Stromentnahme aus der Fahrzeugbatterie wieder ausgeglichen werden muss. Nach Abzug der Kosten für den Strombezug (G2V), die einerseits durch den zusätzlich benötigten Strombezug für die Rückspeisung (V2G) und andererseits durch den Stromverbrauch für das Fahren verursacht werden, kann ein Deckungsbeitrag von 3.143 € erreicht werden. Das entspricht 60 % des Gesamtdeckungsbeitrags der Elektrofahrzeuge. 39 % der Deckungsbeiträge können die Elektrofahrzeuge aus der Vermarktung negativer Minutenreserve generieren. Lediglich 1 % der Deckungsbeiträge entfällt auf die Vermarktung von positiver Minutenreserve.

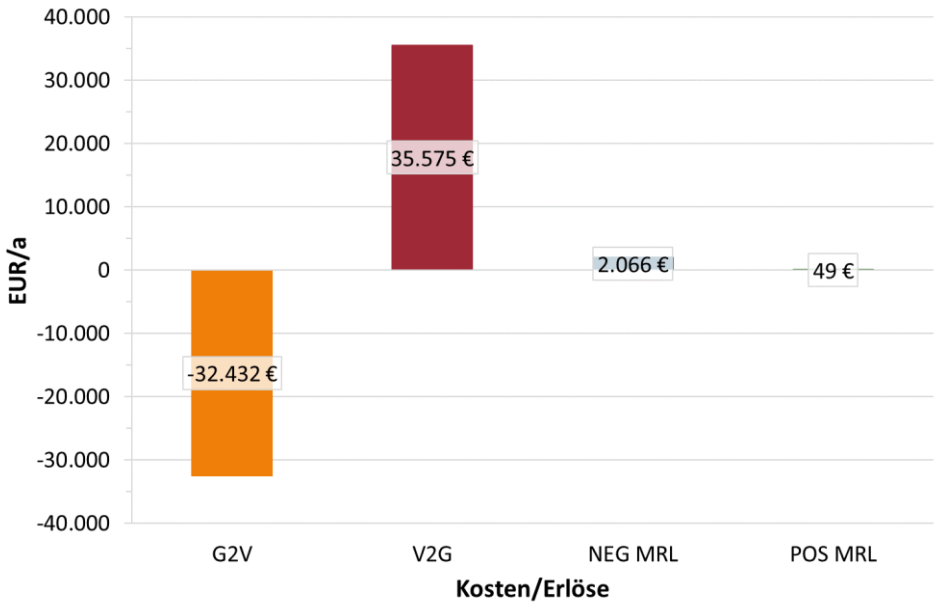

Abbildung 14.21: Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2013)

In Abbildung 14.22 sind die durchschnittlichen Kosten bzw. Erlöse dargestellt, die pro Fahrzeug in den EV Pools 1-6 generiert werden können. Selbst 2013 hätten die EV Pools 2 und 6 Erlöse durch die bidirektionale Nutzung und die Minutenreservevermarktung generieren können, die die Kosten für den Ladeprozess decken. Dies ist in diesen beiden EV Pools aufgrund der geringen Fahrleistung und der hohen Verfügbarkeit der Fahrzeuge möglich. Wird ein Elektrofahrzeug nur selten und für kurze Strecken verwendet (Pool 2), ist der positive Deckungsbeitrag um das 4,5-fache geringer, als wenn das Fahrzeug keinen Fahrstromverbrauch hat und jederzeit für die Vermarktung zur Verfügung steht (Pool 6). Zudem lässt die Anzahl der Elektrofahrzeuge in diesen Pools ein Pooling für die Minutenreservevorhaltung und für die bidirektionale Nutzung realistisch erscheinen.

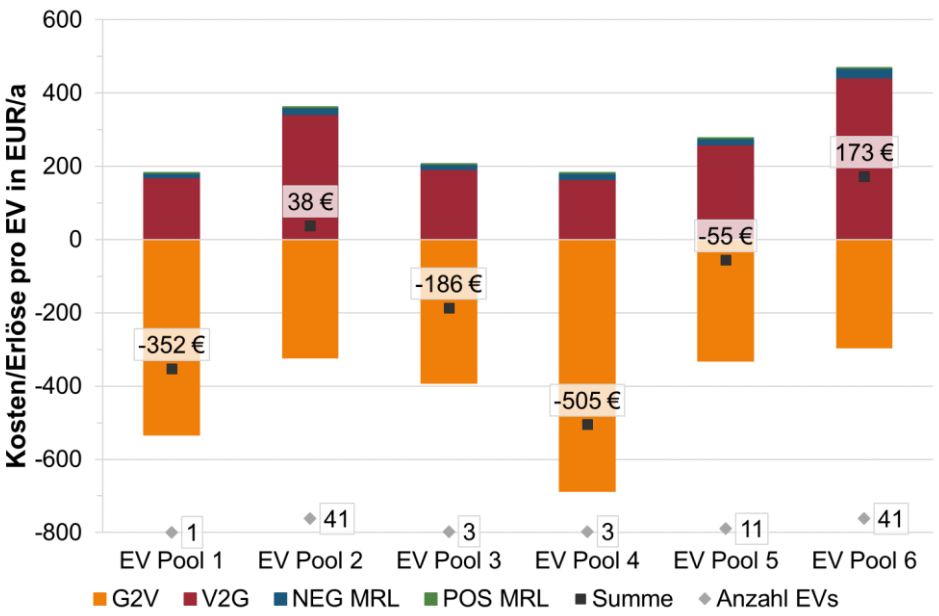

Abbildung 14.22: Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug nach EV Pools getrennt (Modelljahr 2013)

Für die Elektrofahrzeuge in Pool 5 ist es nicht möglich im Saldo einen positiven Deckungsbeitrag aus der Vermarktung der Fahrzeugbatterie zu generieren. Auch die Elektrofahrzeuge, die seltener an der Ladesäule verfügbar sind, haben jährliche Kosten zwischen 186 € und 505 €. Entscheidend bei den Betrachtungen ist aber, dass die Anschaffungskosten des Fahrzeugs und der Infrastruktur, die die Systemdienstleistungen ermöglichen, nicht mitberücksichtigt werden. Zugleich ist die Darstellung unter der Annahme erfolgt, dass die Erlöse des Rückspeisens aus der Fahrzeugbatterie (V2G) und der Minutenreservevermarktung vollständig an die Fahrzeugbesitzer weitergegeben werden.

Bei den Kosten der Elektrofahrzeuge ist zudem zu beachten, dass nur die Großhandelsbeschaffungskosten berücksichtigt werden, nicht aber die verschiedenen Umlagen und Abgaben, die Endverbraucher für den bezogenen Strom bezahlen müssen.

14.2.1.2 Detailbetrachtung der stochastischen Fahrweisen

Für die detaillierte Betrachtung der Auswirkungen der stochastischen Modellierung des Portfolio-Management-Modells werden drei Typtage als Beispieltage betrachtet (vgl. Tabelle 14.10). Diese werden anhand des durchschnittlichen Tagespreises für den Day-Ahead-Markt ausgewählt. Dabei dienen der Median, sowie das 10 % und 90 % Quantil der durchschnittlichen Tagespreise als Auswahlkriterium. Ein Tag mit typischen niedrigen Preisen wird durch das 10 % Quantil und ein Tag mit hohen Preisen durch das 90 % Quantil abgebildet. Ein Tag mit mittleren Preisen wird durch den Median bestimmt. Die Beispieltage werden ausgewählt, um die Bandbreite der Szenarien bei unterschiedlich hohen durchschnittlichen Tagepreisen zu betrachten.

Tabelle 14.10: Auswahl Typtage für stochastische Auswertung

Preis-niveau	Auswahl-kriterium	Ø DA-Preis	Ø neg MRL-Preis	Datum	Wochen-tag	Modell-tag
Niedrig	10 % Quantil	18,14 €	7,11 €	04.05.2013	Samstag	124
Mittel	Median	39,86 €	16,89 €	31.07.2013	Mittwoch	212
Hoch	90 % Quantil	48,55 €	0,20 €	18.02.2013	Montag	49

Aufgrund der Höhe der Strompreise und der variablen Kosten der Kraftwerke (vgl. Abbildung 14.2, S. 153) produzieren bei einem niedrigen Preisniveau nur das Kohlekraftwerk KWK1, bei einem mittleren Preisniveau nur die Kohlekraftwerke KWK1 und KWK3, sowie bei einem hohen Preisniveau alle drei Kraftwärmekopplungsanlagen KWK1 bis KWK3. Zusätzlich zu den Kraftwerken werden die Flexibilitäten der Elektrofahrzeuge genutzt. Dafür wird das Laden bzw. Entladen der Elektrofahrzeuge erst nach Bekanntwerden der Zweitstufenentscheidungen des Stromhandels festgelegt. In den folgenden Abbildungen ist die stochastische Bandbreite der Fahrweise der Elektrofahrzeuge der drei nachgelagerten Optimierungen dargestellt. Dabei werden das 25 % - 75 % Quantil, die minimale und maximale Ausprägung sowie die durchschnittliche Ausprägung der stochastischen Szenarien für das Laden bzw. Entladen der Elektrofahrzeuge bei der ersten Optimierung (MRL) und der zweiten Optimierung (DA) dargestellt. Zusätzlich sind die Ergebnisse der dritten Optimierung, die tatsächliche Realisierung, des Einsatzes der Elektrofahrzeuge nach der finalen Portfolioeinsatzplanung aufgezeigt.

In Abbildung 14.23 ist die Ausprägung der Fahrweisen auf das Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge bei einem niedrigen Preisniveau abgebildet. Auch wenn die minimalen und maximalen Ausprägungen der einzelnen Szenarien weit von der tatsächlichen Realisierung entfernt liegen, ist bereits das 25 % - 75 % Quantil deutlich nähergelegen. Dies ist dadurch zu erklären, dass die einzelnen Preisszenarien mit ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit gewichtet werden. So gibt es Szenarien, die eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit haben. Dadurch haben sie dann auch weniger Einfluss auf die Entscheidungsfindung, sodass die Ergebnisse für die Optimierung auch von der optimalen Lösung weiter entfernt liegen können (Min/Max Ausprägung).

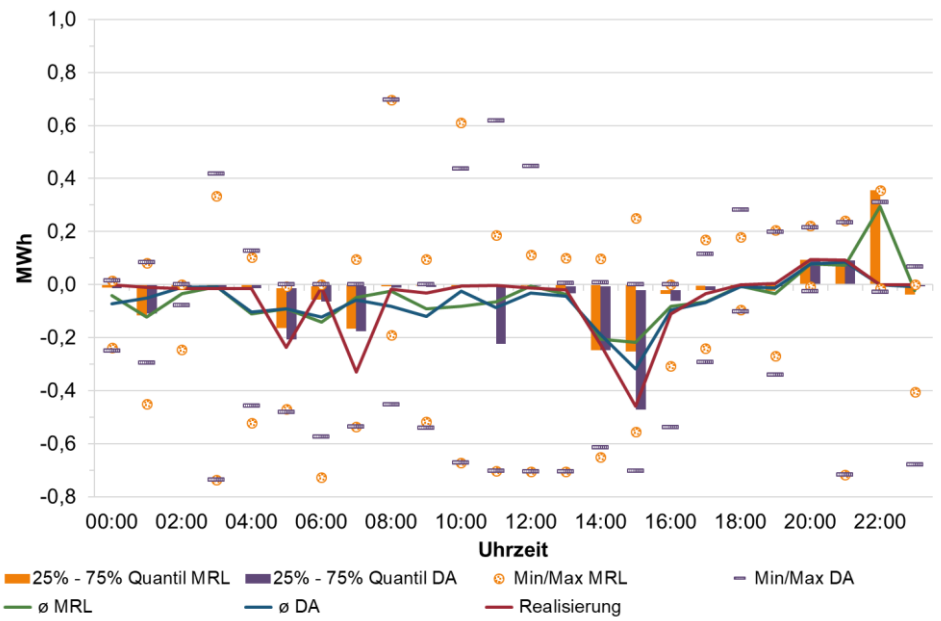

Abbildung 14.23: Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge (niedriges Preisniveau)

Um 15 Uhr und um 22 Uhr ist ein deutlicher Unterschied zwischen der MRL und der DA Optimierung ersichtlich. In beiden Fällen sinkt der gewichtete Mittelwert sowie das 25 % - 75 % Quantil zwischen der ersten und zweiten Optimierung ab. Die gewichteten Ergebnisse der zweiten Optimierung zur Portfolio-Vermarktung am DA-Markt liegen bereits näher an der Realisierung als die Ergebnisse der ersten Optimierung. Denn zwischen der ersten und der zweiten Optimierung bekommt das Modell neue Informationen über den Zuschlag der Minutenreservevermarktung, die dann auch für die dritte Optimierung zur Berechnung der tatsächlichen Realisierung gelten.

Insgesamt ähneln die gewichteten Mittelwerte der ersten und zweiten Optimierung den Ergebnissen der tatsächlichen Realisierung. Die Elektrofahrzeuge ergänzen das Kraftwerksportfolio und sie können flexibler zum Ausgleich der Vermarktung am DA-Markt eingesetzt werden. Bei den niedrigen Strompreisen wird lediglich das Kohlekraftwerk KWK1 genutzt, welches weder am Minimum noch am Maximum produziert. So ist der Bedarf für einen Ausgleich durch die Elektrofahrzeuge relativ gering.

Bei einem mittleren Preisniveau variiert die Bandbreite der Ausprägungen für das Laden bzw. Entladen der Elektrofahrzeuge ebenso wie bei einem niedrigen Preisniveau (vgl. Abbildung 14.24). Der gewichtete Mittelwert der ersten (ø MRL) und der zweiten (ø DA) Optimierung haben einen sehr ähnlichen Verlauf. Erst die Realisierung als Ergebnis der Portfolioeinsatzplanung weicht deutlich ab. Hier produzieren die beiden Kohlekraftwerke KWK1 und KWK3 häufig an ihren Mindest- bzw. Maximalgrenzen, weshalb die Flexibilität der Elektrofahrzeuge zum Ausgleich genutzt wird.

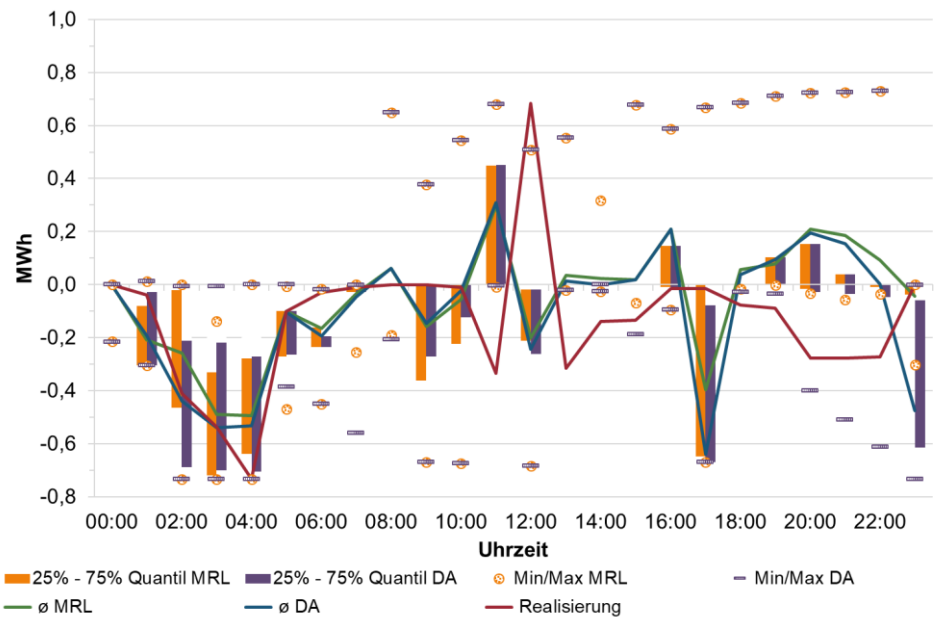

Abbildung 14.24: Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge (mittleres Preisniveau)

In Abbildung 14.25 wird die Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge bei einem hohem Preisniveau dargestellt. In den meisten Stunden des Tages ist die Bandbreite der Ausprägung der stochastischen Szenarien sehr groß, auch wenn das 25 % - 75 % Quantil vergleichsweise gering ausfällt. Ebenso liegen bei einem hohen Preisniveau die gewichteten Mittelwerte der MRL- und DA-Optimierung sowie die tatsächliche Realisierung sehr nah beieinander. Auch hier produzieren die drei Kraftwärmekopplungsanlagen nicht an ihren Grenzen, weshalb die Schwankungen durch die Kraftwerke selbst ausgeglichen werden können und nicht auf die Elektrofahrzeuge zurückgegriffen wird.

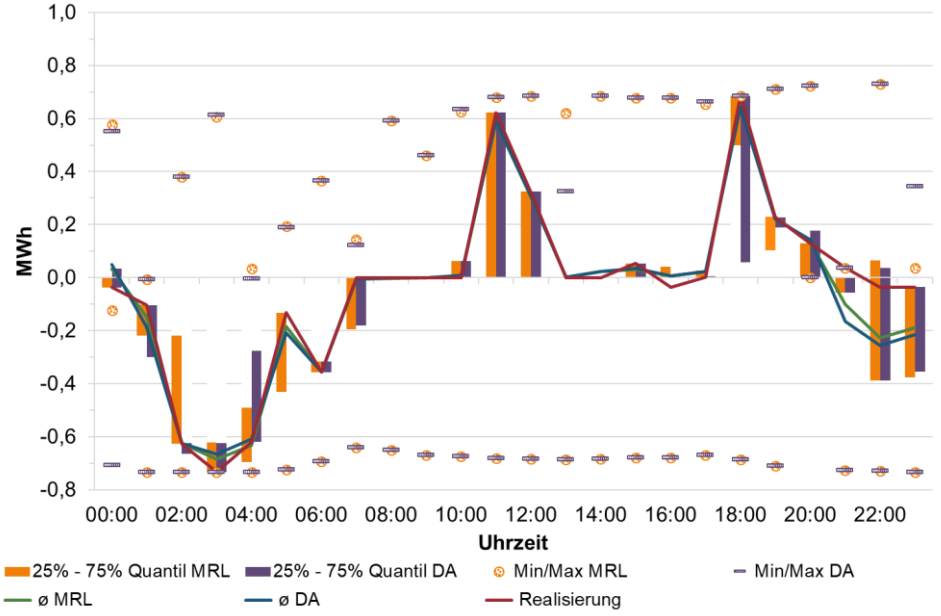

Abbildung 14.25: Ausprägung der Bandbreite beim Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge (hohes Preisniveau)

Neben dem Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge zur Nutzung der Flexibilität können die Elektrofahrzeuge ebenso zur Bereitstellung der Minutenreserve flexibel eingesetzt werden. Die Vermarktung der Minutenreserve ist eine Erststufenentscheidungsvariable, d. h. die vermarktete Menge steht bereits nach der ersten Optimierung fest. Dennoch kann die Entscheidung, durch welche Anlage im Portfolio die Minutenreserve vorgehalten wird, bis zur dritten Optimierung, der Portfolioeinsatzplanung, variieren.

Die positive Minutenreserve wird an 64 % und die negative an 86 % aller Tage im Jahr vorgehalten. Dennoch wird an allen drei Typtagen keine positive Minutenreserve durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten. Lediglich an einem Tag wird positive Minutenreserve durch das restliche Kraftwerksportfolio vorgehalten, welches noch freie Kapazitäten bis zur maximalen Leistung besitzt. Die negative Minutenreserve hingegen wird an allen drei Typtagen vermarktet. In den folgenden Abbildungen ist die Ausprägung der stochastischen Bandbreite der negativen Minutenreservevorhaltung nur durch die Elektrofahrzeuge dargestellt. Hierzu werden ebenso die gewichteten Mittelwerte der ersten und zweiten Optimierung sowie die tatsächliche Realisierung abgebildet. Im Gegensatz zu den vorherigen Abbildungen wird nur das 75 % Quantil und die maximale Ausprägung gezeigt. Die minimale Ausprägung und das 25 % Quantil sind hier immer null. Zusätzlich sind sowohl der realisierte DA-Spotpreis als auch der MRL-Leistungspreis[456] in den Grafiken dargestellt, um die Preisspreads zwischen den verschiedenen Märkten zu veranschaulichen.

Bei dem ausgewählten Typtag mit einem niedrigen Spotpreisniveau treten meistens MRL-Leistungspreise unterhalb von 10 € auf und unterschreiten somit das DA-Preisniveau (vgl. Abbildung 14.26). Dennoch ist für vier Vierstundenblöcke ein Gebot für die negative Minutenreserve abgegeben worden, welches jeweils den Zuschlag erhalten hat. Auch wenn die Vorhaltung aus den Elektrofahrzeugen im Maximum nur 0,3 % der vorgehaltenen Menge beträgt, sind bei separater Betrachtung der Elektrofahrzeuge Unterschiede zwischen den drei Optimierungen ersichtlich. Sind Gebote für die negative MRL abgegeben worden, ist die maximale Ausprägung meist sehr ähnlich. Wohingegen das 75 % Quantil mehr Unterschiede aufweist. Interessant ist dabei jedoch, dass das 75 % Quantil häufig ähnlicher zur maximalen Ausprägung als dem gewichteten Mittelwert ist. Dies ist dadurch zu erklären, dass nur in wenigen Szenarien die Vorhaltung aus den Elektrofahrzeugen berücksichtigt wird. In diesen Szenarien sind die ermittelten Mengen meist recht ähnlich, weshalb das 75 % Quantil der maximalen Ausprägung stärker ähnelt und der gewichtete Mittelwert sich deutlicher abhebt.

[456] Der MRL-Leistungspreis ist zur Vergleichbarkeit mit dem DA-Spotpreis für die Darstellung in stündliche Preise verrechnet worden, auch wenn dieser als Vierstundenblockpreis in die Optimierung eingeht.

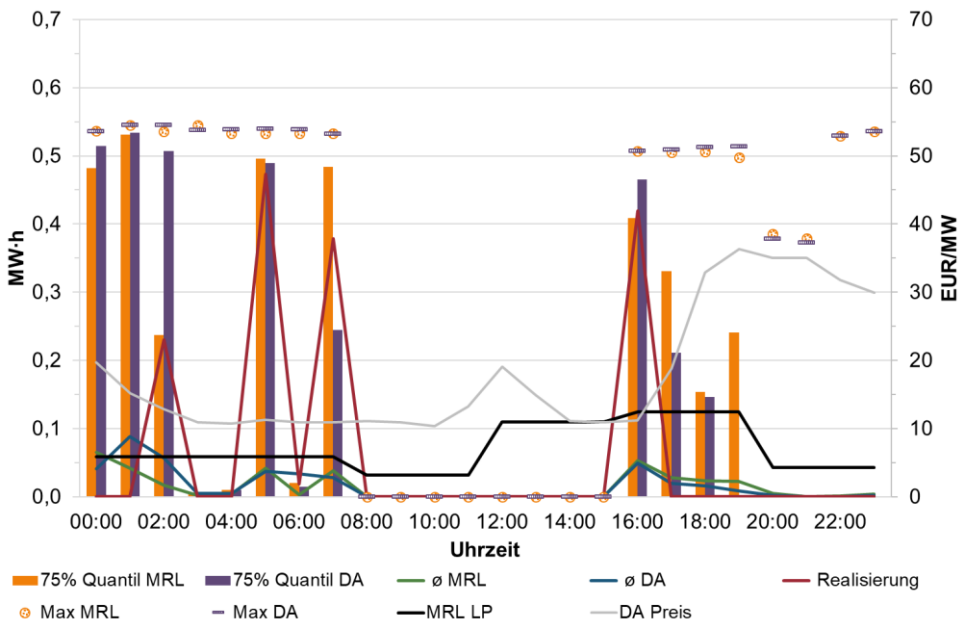

Abbildung 14.26: Ausprägung der Bandbreite bei Vorhaltung negativer Minutenreserve der Elektrofahrzeuge (niedriges Preisniveau)

Wird der gewichtete Mittelwert zwischen verschiedenen Optimierungen verglichen, ist ersichtlich, dass dieser bereits leicht zwischen den ersten beiden Optimierungen variiert. Die Realisierung weist aber in vier Stunden deutliche Unterschiede bei der dritten Optimierung auf, sodass weniger Minutenreserve aus dem Kraftwerksportfolio und dafür mehr aus den Elektrofahrzeugen vorgehalten wird.

Der umgekehrte Fall tritt an dem Typtag mit einem mittleren Preisniveau auf. Hier wird teilweise die Minutenreservevorhaltung in den ersten beiden Optimierungen durch die Elektrofahrzeuge vorgesehen, jedoch in der Realisierung wird die Minutenreserve nur durch das restliche Kraftwerksportfolio vorgehalten. Bereits das 75 % Quantil liegt deutlich unter der maximalen Bandbreite der stochastischen Szenarien. Auch wird in den Abendstunden zwar bei einem sehr geringen MRL-Leistungspreis ein Angebot abgegeben, jedoch erfolgt der Zuschlag nicht. Hingegen in dem Vierstundenblock in den frühen Morgenstunden wird der DA-Spotpreis durch den MRL-Leistungspreis überschritten, was jedoch keine Auswirkung auf die gesamte Vorhaltungsmenge hat.

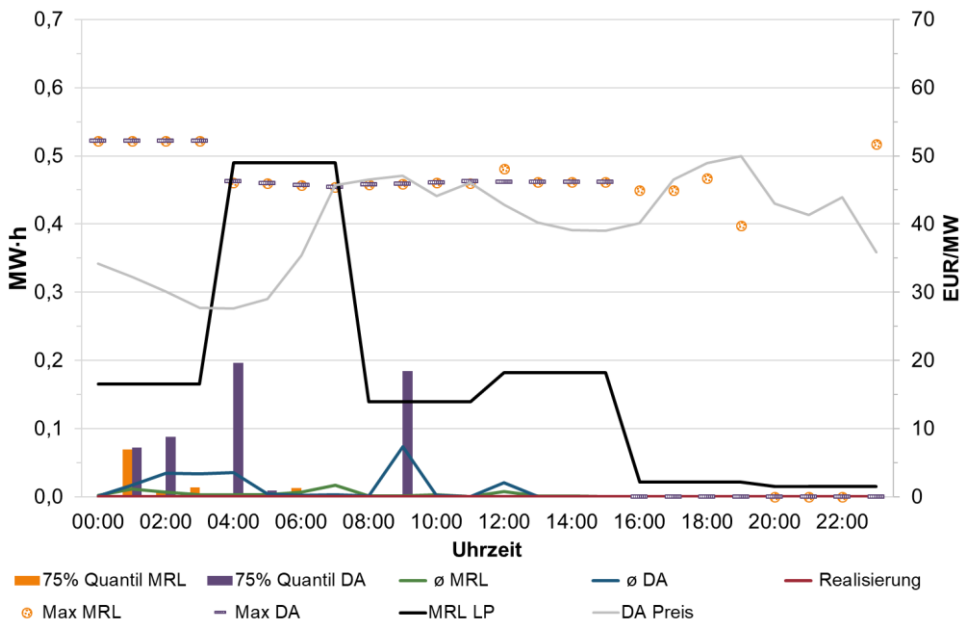

Abbildung 14.27: Ausprägung der Bandbreite bei Vorhaltung negativer Minutenreserve der Elektrofahrzeuge (mittleres Preisniveau)

In Abbildung 14.28 ist die Bandbreite für die MRL Vorhaltung durch Elektrofahrzeuge bei einem hohen Preisniveau dargestellt. Die MRL-Leistungspreise liegen an diesem Tag nahezu bei 0, was zu einem enormen Preisspread zwischen MRL-Leistungspreis und DA-Spotpreis führt. Daher ist nur für den ersten Vierstundenblock des Tages ein Angebot abgegeben worden, welches jedoch keinen Zuschlag erhalten hat.

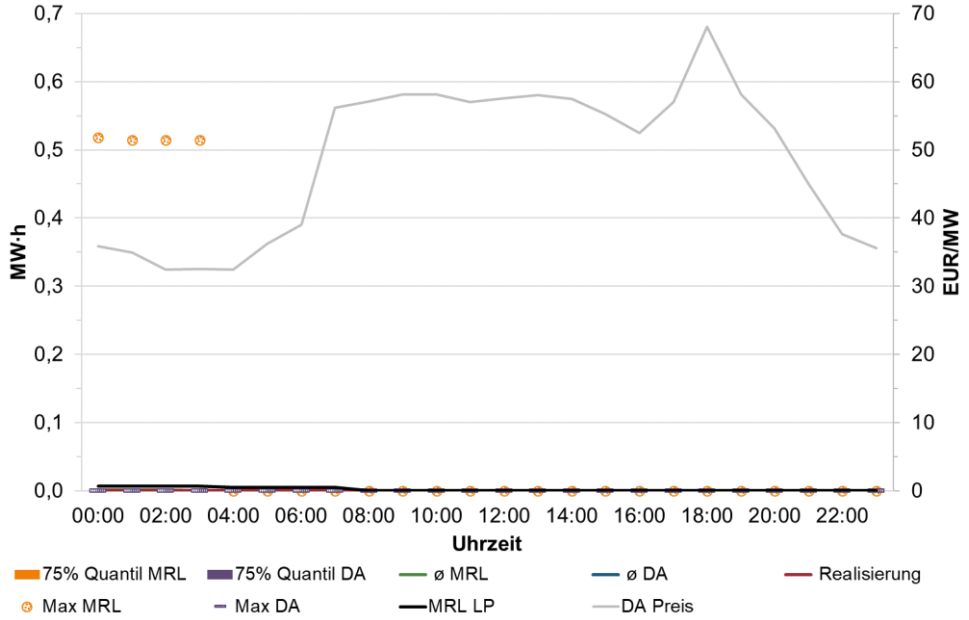

Abbildung 14.28: Ausprägung der Bandbreite bei Vorhaltung negativer Minutenreserve der Elektrofahrzeuge (hohes Preisniveau)

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die verschiedenen Szenarien unterschiedliche Ausprägungen für das Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge aufweisen, das 25 % - 75 %

Quantil meist eng beieinanderliegt und sich der gewichtete Mittelwert innerhalb dieses Quantils befindet. Wie stark sich die gewichteten Mittelwerte der drei Optimierungen ähneln, ist davon abhängig, ob die Kraftwerke an ihren Leistungsgrenzen produzieren, was wiederum durch die Höhe des Preisniveaus bestimmt wird.
Für die Bandbreite bei der Vorhaltung negativer Minutenreserve durch Elektrofahrzeuge lässt sich keine Korrelation mit der Höhe der Preisniveaus erkennen. Auch wenn die gewichteten Mittelwerte sich sowohl für die erste und zweite Optimierung noch stark ähneln, kann nach der dritten Optimierung die Realisierung deutlich anders aussehen.

14.2.1.3 Wert der stochastischen Szenarien

Um den Wert des gewählten stochastischen Ansatzes zu ermitteln, werden in diesem Kapitel zwei Sensitivitäten mit dem stochastischen Basisfall aus 2013 verglichen. Die Lösung des stochastischen Ansatzes entspricht der Here and Now Lösung (RP) für die Erststufenvariablen (vgl. Kapitel 5.1, S. 39). Die erste Sensitivität, Erwartungswertszenario, enthält nur eine Preisprognose, das mittlere Preisszenario, und entspricht somit dem Erwartungswert der zugrundeliegenden Zufallsverteilung. Bei Lösung des Optimierungsproblems wird somit der Erwartungswert des Expected Value Problems (EEV) bestimmt (vgl. Kapitel 5.1, S. 39). Die Sensitivität Perfekte Voraussicht berücksichtigt direkt den tatsächlichen Marktpreis, das bedeutet, dass keine Preisprognosen verwendet werden. Die Lösung dieses Optimierungsproblems wird auch als Wait and See Lösung (WS) bezeichnet (vgl. Kapitel 5.1, S. 39). Zur Vergleichbarkeit ist in allen drei Fällen der rollierende Ansatz beibehalten worden.
In Abbildung 14.29 werden die Deckungsbeiträge und Erlöse der drei Sensitivitäten vergleichend gegenüber gestellt. Der Deckungsbeitrag aus dem stochastischen Basisfall und der perfekten Voraussicht liegen nah beieinander, was zu einem EVPI von 1,8 Mio. € führt (vgl. Kapitel 5.1, S. 39). Dahingegen weicht der Deckungsbeitrag bei Verwendung nur eines mittleren Szenarios deutlich ab, sodass ein VSS von 22 Mio. € entsteht (Kapitel 5.1, S. 39), dies entspricht mehr als 50 % des Deckungsbeitrags beim stochastischen Ansatz. Der Deckungsbeitrag liegt beim Erwartungswertszenario deutlich niedriger, da häufig teurere Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage angefahren werden müssen. Somit lassen sich durch die 17 Preisszenarien ähnlich gute Ergebnisse wie bei Perfekter Voraussicht erzielen, wohingegen nur eine Preisprognose zu deutlich schlechteren Ergebnissen führt. In diesem Anwendungsfall liegt daher ein deutlicher Mehrwert durch den stochastischen Ansatz im Vergleich zu einem deterministischen Ansatz vor.

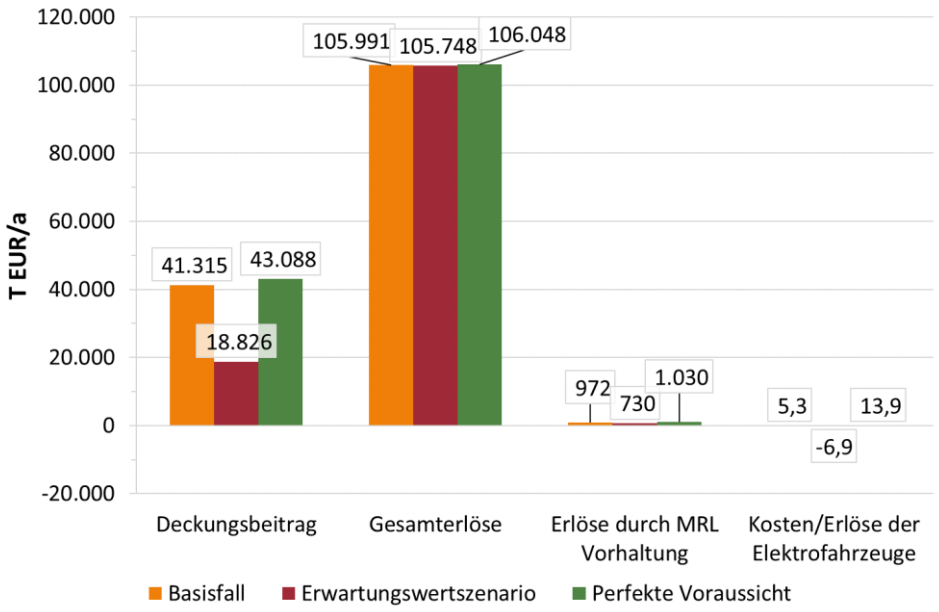

Abbildung 14.29: Vergleich Deckungsbeiträge und Erlöse des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013)

Im Folgenden werden die Auswirkungen von perfekter Voraussicht, nur der Beachtung eines Szenarios und des stochastischen Ansatzes auf die weiteren Variablen dargelegt. Bei Betrachtung der Gesamterlöse ist auffällig, dass die Gesamterlöse in allen drei Sensitivitäten sehr ähnlich sind. Dies spricht dafür, dass ähnliche Erlöse sowohl am Day-Ahead-Markt als auch an den Minutenreservemärkten erwirtschaftet werden können. Die geringeren Erlöse für die Minutenreservevorhaltung beim Erwartungswertszenario lassen die Vermutung nahe, dass durch die geglätteten Preisspitzen der Verkauf am Spotmarkt lukrativer als die Minutenreservevorhaltung ist. Die unterschiedlichen Kosten bzw. die Erlöse der Elektrofahrzeuge lassen auf eine Bewirtschaftung der Speicher zum Ausgleich von Prognosefehlern schließen. Eine detaillierte Auswertung findet sich im Anschluss an Abbildung 14.35 (S. 190).

Die Jahresstromproduktion ist beim Basisfall und bei Perfekter Voraussicht sehr ähnlich (vgl. Abbildung 14.30), was auch zu den ähnlichen Deckungsbeiträgen führt. Dahingegen weicht die Stromproduktion beim Erwartungswertszenario deutlich ab. Es werden knapp 70 GWh mehr als unter Perfekter Voraussicht am Spotmarkt eingekauft. Dies deutet darauf hin, dass die mittleren Preisprognosen häufig niedriger als die variablen Kosten des Kohlekraftwerks KWK1 liegen, sodass es günstiger ist, den Strom am Markt zu beschaffen als selbst zu produzieren. Auch wenn das Kohlekraftwerk KWK1 die niedrigsten variablen Kosten der Kraftwerke aufweist, produziert es im Erwartungswertszenario deutlich weniger. Aufgrund der halben Mindestbetriebszeit im Vergleich zu den anderen beiden Kraftwärmekopplungsanlagen kann das Kohlekraftwerk flexibler auf den Handel am Spotmarkt reagieren. Entsprechend produzieren die beiden Gaskraftwerke KWK2 und KWK3 etwas mehr, um ihre Mindestbetriebszeiten einzuhalten. Die Produktion der Gasturbine hingegen ist deutlich

gestiegen. Sie wird häufig genutzt, um schlechte Gebote am DA-Markt flexibel nachzufahren. Ebenso liegt ein höherer Strombezug der Elektrofahrzeuge vor, sodass von einer vermehrten Nutzung der Bidirektionalität und somit der Elektrofahrzeuge als Speicher ausgegangen werden kann.

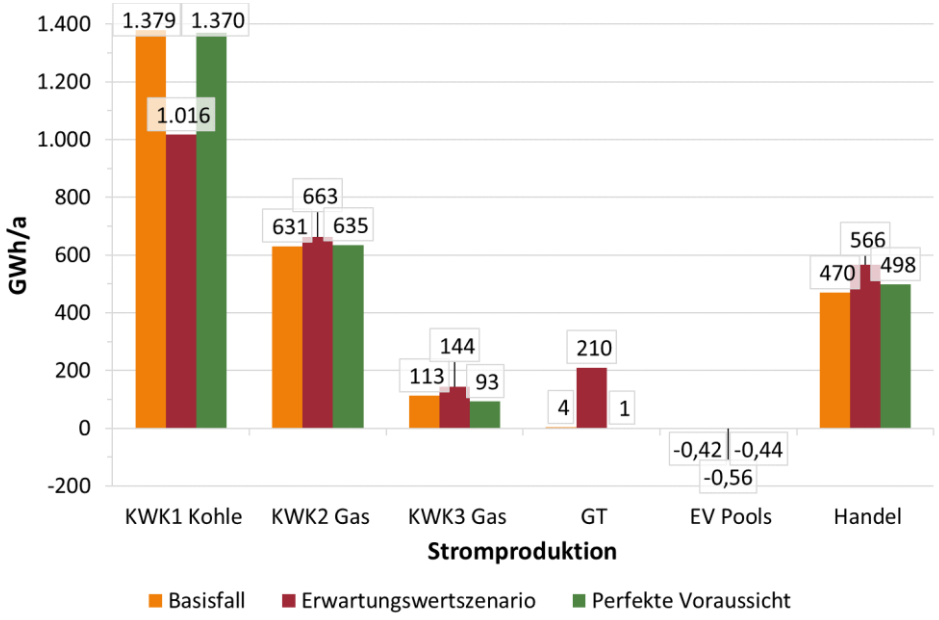

Abbildung 14.30: Vergleich Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013)

Analog zur Jahresstromproduktion verhält sich auch die Jahreswärmeproduktion: Basisfall und Perfekter Voraussicht sind sehr ähnlich und wie bei der Stromproduktion weicht das Erwartungswertszenario deutlich ab (vgl. Abbildung 14.31).

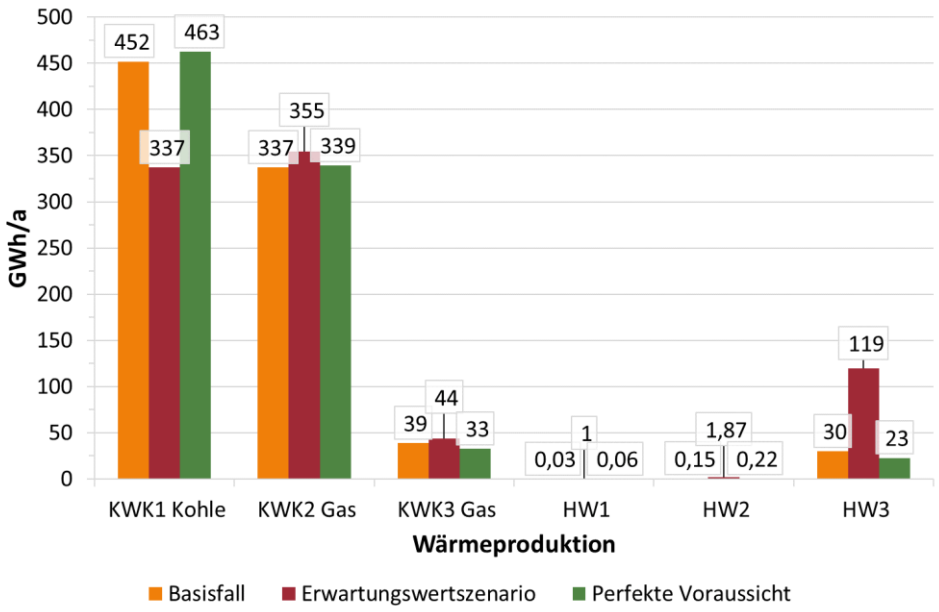

Abbildung 14.31: Vergleich Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2013)

Da das Kohlekraftwerk KWK1 deutlich weniger Strom produziert, wird auch weniger Wärme erzeugt. Entsprechend ist die Wärmeproduktion bei den Gaskraftwerken KWK2 und KWK3 leicht angestiegen. Das Heizwerk HW3 produziert aufgrund des besten Wirkungsgrades der drei Heizwerke deutlich mehr, um die geringere Wärmeproduktion des KWK1 aufzufangen.
Die Jahressummen der Elektrofahrzeuge sind in Abbildung 14.32 getrennt nach den Elektrofahrzeugpools dargestellt. Bei den Vielfahrer EV Pools, EV Pool 1, 3 und 4, treten kaum Unterschiede in den Sensitivitäten auf. Der wenig fahrende EV Pool 2, ebenso wie der stehende EV Pool 6 nutzen bei Perfekter Voraussicht etwas mehr die Möglichkeit der Rückspeisung als im Basisfall. Beim Erwartungswertszenario wird die Rückspeisung und somit auch die verschiebbare Last der Elektrofahrzeuge deutlich mehr genutzt, sodass die Elektrofahrzeuge deutlich mehr bei der Reaktion auf die Vermarktung am Spotmarkt genutzt werden.

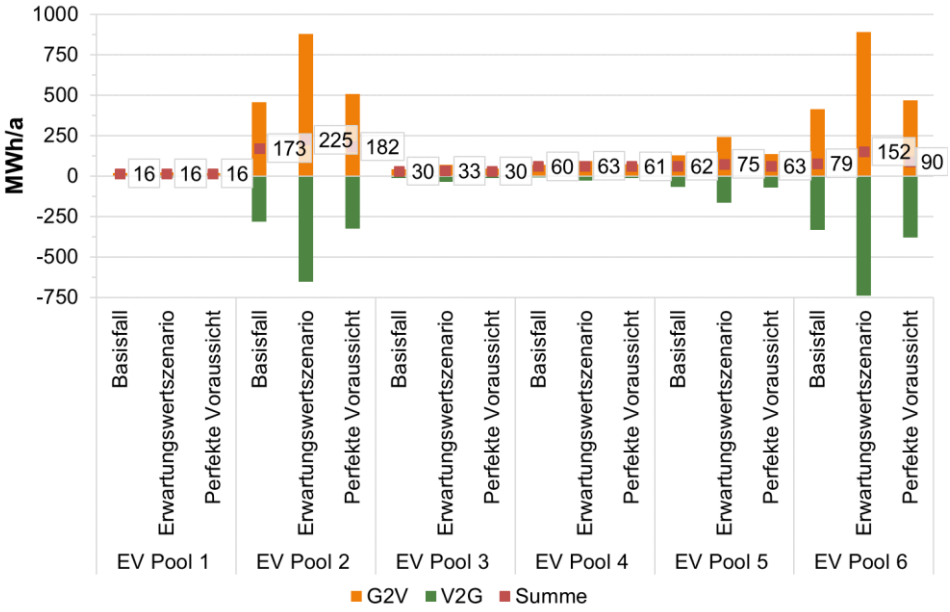

Abbildung 14.32: Vergleich Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013)

Bei EV Pool 5, der sich zwischen den wenig und viel fahrenden EV Pools befindet, treten kaum Unterschiede zwischen dem Basisfall und Perfekter Voraussicht auf, jedoch wird auch hier bereits beim Erwartungswertszenario die Bidirektionalität der Elektrofahrzeuge vermehrt genutzt. Bei Betrachtung eines reinen Elektrofahrzeug-Portfolios ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse anders ausfallen, da die Elektrofahrzeuge dann nicht mehr kompensatorisch verwendet werden würden.
In Abbildung 14.33 wird die Jahressumme der negativen und positiven Minutenreservevorhaltung dargestellt. Bei Perfekter Voraussicht werden die Kraftwerke direkt so eingesetzt, dass sie die optimalen Erlöse sowohl am MRL als auch am DA Markt erzielen können. Dadurch halten hier die Kraftwerke mit Abstand die meiste negative Minutenreserve vor. Da die Minutenreservevorhaltung unter Berücksichtigung der verschiedenen Preisprognosen vermarktet

wird, wird im Basisfall für alle Preisszenarien zusammen die optimale Vermarktungsmenge bestimmt. Aufgrund der Streuung der Preisszenarien wird so insgesamt weniger Minutenreserve als unter Perfekter Voraussicht vermarktet. Beim Erwartungswertszenario produzieren die Kraftwerke mit weniger Leistung, sodass weniger negative Minutenreserve aber mehr positive Minutenreserve angeboten werden kann. Deutlich weniger positive Minutenreserve wird hingegen beim Basisfall vorgehalten, da die Kraftwerke meist am Produktionslimit produzieren und somit keine positive Minutenreserve mehr vorhalten können. Insgesamt hält jedes Kraftwerk deutlich weniger Reserve im Basisfall vor als bei Perfekter Voraussicht. Die Minutenreservevorhaltung der Elektrofahrzeuge ist im Vergleich zur restlichen Minutenreservevorhaltung des Portfolios im Jahr 2013 verschwindend gering. Dennoch wird unter Perfekter Voraussicht die meiste Minutenreserve und beim stochastischen Ansatz die wenigste Minutenreserve vermarktet.

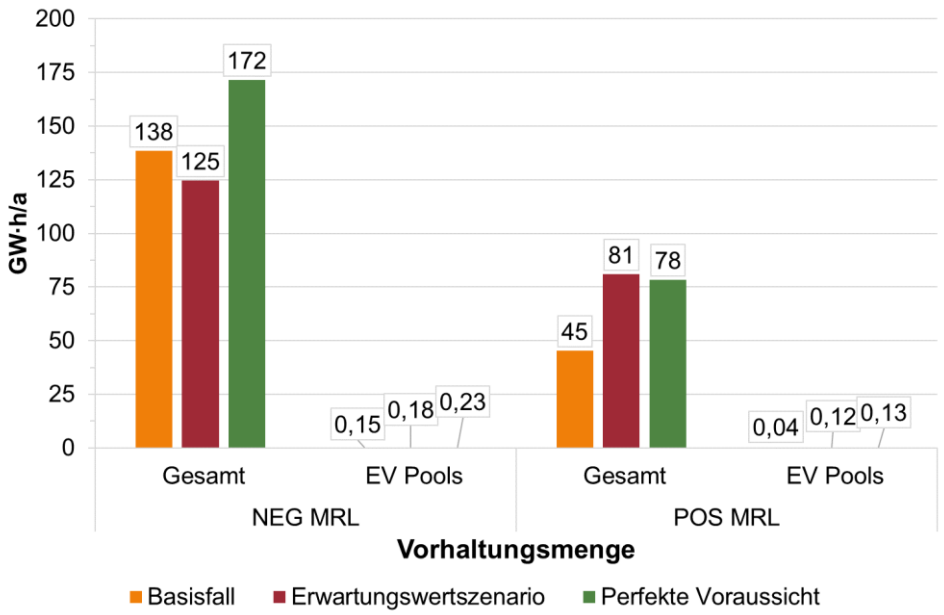

Abbildung 14.33: Vergleich Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2013)

In Abbildung 14.34 sind entsprechend zur vermarkteten Minutenreservemenge die Erlöse dargestellt. Da für alle drei Sensitivitäten die gleichen MRL Preise angenommen werden, verhalten sich die Erlöse ähnlich wie die Mengen: Aufgrund der bekannten Preise wird bei Perfekter Voraussicht immer die optimale Menge am Minutenreservemarkt geboten, sodass die Erlöse maximiert werden. Im Basisfall wird zwar die geringste Menge an negativer Minutenreserve vermarktet, jedoch zu Zeiten mit höheren gebotenen Leistungspreisen, weshalb hier die Erlöse der negativen Minutenreserve für die Elektrofahrzeuge höher als beim Erwartungswertszenario liegen. Die Erlöse für die positive Minutenreserve fallen hingegen beim Erwartungswertszenario doppelt so hoch wie im Basisfall aus, jedoch liegt die vermarktete Menge dreimal höher.

Dies lässt auch darauf schließen, dass die Vermarktung beim Erwartungswertszenario in Zeiten mit niedrigeren Leistungspreisen erfolgt.

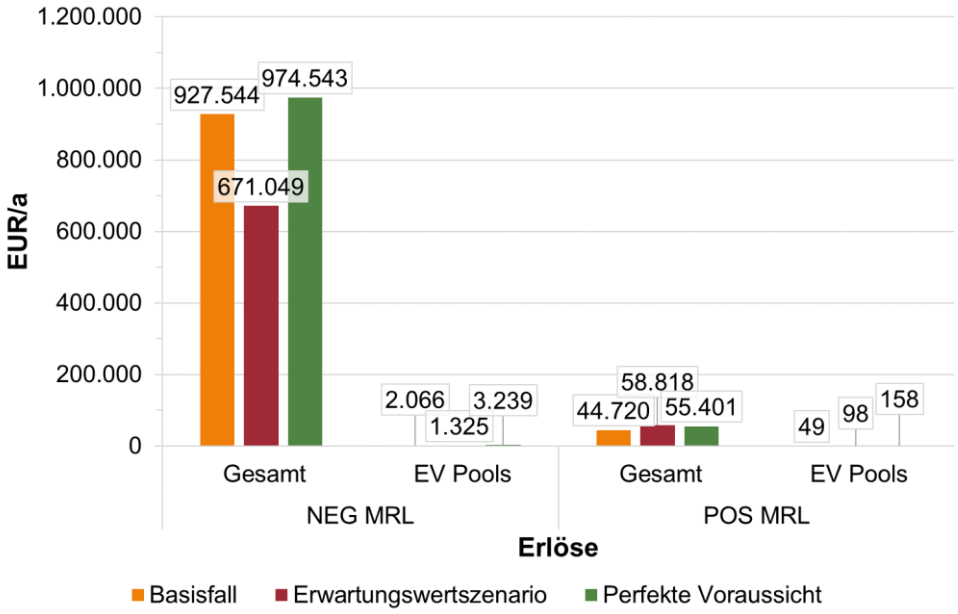

Abbildung 14.34: Vergleich Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2013)

Der Vergleich der Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge für die verschiedenen Vermarktungen ist in Abbildung 14.35 dargestellt. Durch die optimale Ausnutzung von Preisspreads kann durch die bidirektionale Nutzung unter Perfekter Voraussicht der höchste Deckungsbeitrag für die Elektrofahrzeuge (10.530 €) erzielt werden. Bei nur einem Szenario werden die Elektrofahrzeuge häufig kompensatorisch für teure Kraftwerke verwendet, um Prognosefehler auszugleichen. Dadurch müssen aber auch in teureren Stunden die Elektrofahrzeuge wieder nachgeladen werden, sodass die Kosten für das Laden der Elektrofahrzeuge die Erlöse aus der Rückspeisung ins Netz übersteigen (-8.310 €).

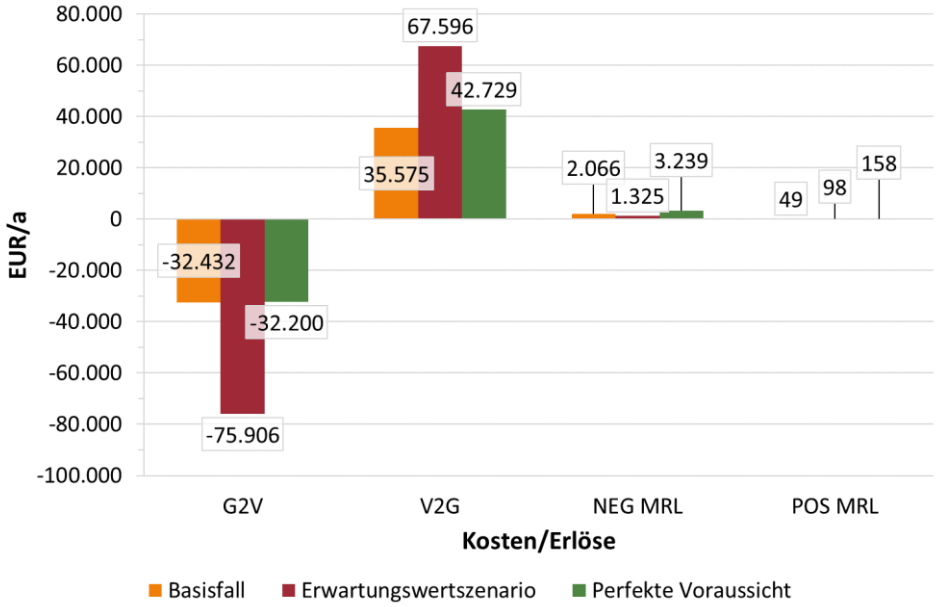

Abbildung 14.35: Vergleich Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2013)

Durch den stochastischen Ansatz und die Berücksichtigung verschiedener Preisszenarien werden nicht alle Preisspreads optimal genutzt, sodass durch die bidirektionale Nutzung weniger Erlöse generiert werden können und die Ladekosten der Elektrofahrzeuge leicht gestiegen sind. Dennoch kann durch die Elektrofahrzeuge ein positiver Deckungsbeitrag (3.143 €) erzielt werden.

Wie bereits bei Abbildung 14.34 beschrieben, können unter Perfekter Voraussicht die meisten Erlöse aus Minutenreserve generiert werden, da die Speicher der Elektrofahrzeuge kostenoptimal zur Vermarktung bewirtschaftet werden. Im Basisfall können trotz niedrigerer Mengen wiederum bessere Erlöse als im Erwartungswertszenario generiert werden, da die Vermarktung in Stunden mit höheren Leistungspreisen stattfindet.

In Abbildung 14.36 werden die durchschnittlichen Kosten bzw. Erlöse der Elektrofahrzeuge pro EV Pool dargestellt.

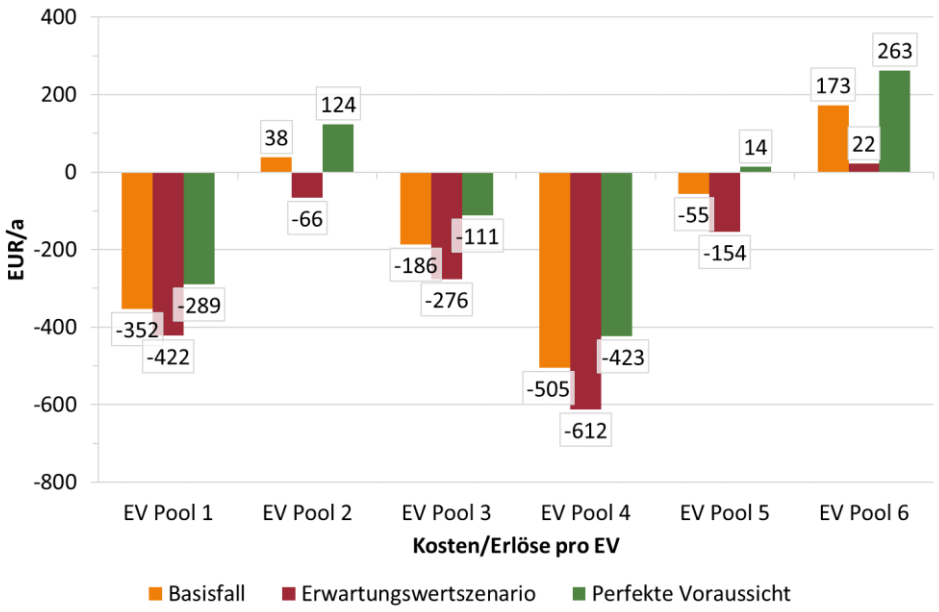

Abbildung 14.36: Vergleich durchschnittliche Kosten/Erlöse pro Elektrofahrzeug getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013)

Wie zu erwarten, fallen die Kosten am geringsten und die Erlöse am höchsten bei Perfekter Voraussicht aus, da die Elektrofahrzeuge optimal bewirtschaftet werden können. Am höchsten fallen hingegen die Kosten und am geringsten die Erlöse beim Erwartungswertszenario aus, da die Elektrofahrzeuge häufig kompensatorisch zur Reduzierung von Prognosefehlern verwendet werden. Dazwischen befinden sich die Kosten und Erlöse des stochastischen Ansatzes, jedoch deutlich näher an den Ergebnissen aus Perfekter Voraussicht.

14.2.1.4 Sensitivitätsanalysen der Fallstudie

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen für das Jahr 2013 dargestellt. Die Sensitivitäten verdeutlichen, wie sich unterschiedliche Ansätze zur Vermarktung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge auswirken. Als erste Sensitivität wird zunächst die Integration der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz ohne Berücksichtigung der Bidirektionalität und ohne die Vorhaltung von Minutenreserve (ohne V2G/ ohne MRL) betrachtet. Dies spiegelt den heutigen Elektrofahrzeugstandard wider. Weiterhin werden folgende Sensitivitäten untersucht (vgl. Kapitel 14.1.9, S. 167): ohne Bidirektionalität aber mit negativer MRL (ohne V2G/ neg MRL), mit Bidirektionalität aber ohne MRL (mit V2G/ ohne MRL) und die Erhöhung der Kapazität für die Minutenreservevorhaltung auf 30 % der Batteriekapazität (30 % MRL). Der zuvor dargestellte Basisfall für 2013 mit 7,36 kW Ladeleistung wird zum Vergleich ebenfalls mit angezeigt.

Im betrachteten Portfolio variiert die Gesamtmenge der vorgehaltenen Minutenreserve nur leicht bei den verschiedenen Sensitivitäten. Es schwankt lediglich der Anteil der Minutenreserve, der durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten wird (vgl. Abbildung 14.37).

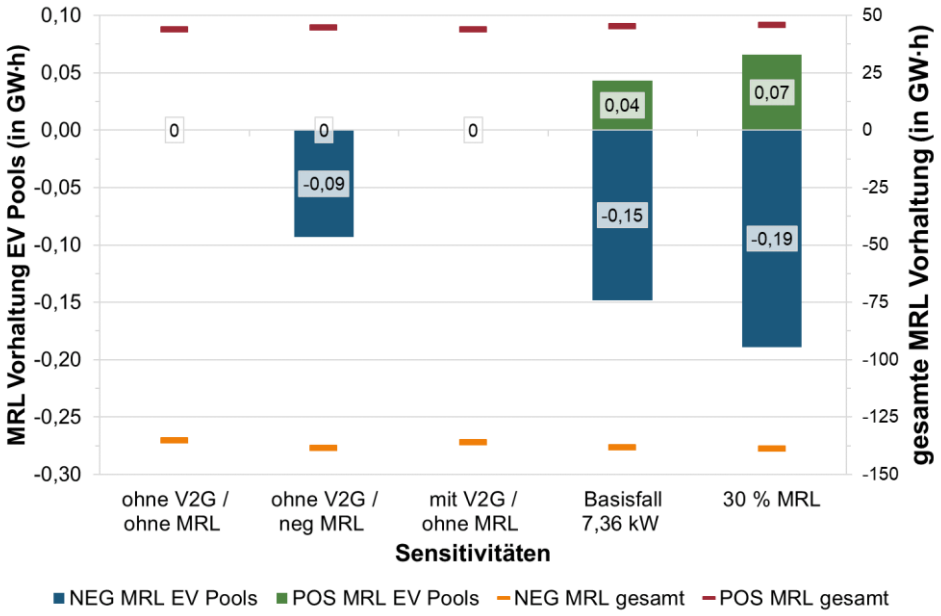

Abbildung 14.37: Vergleich der MRL Vorhaltung (Modelljahr 2013)

2013 stehen nur 100 Elektrofahrzeuge im System mit einer gesamten Batteriekapazität von 2,79 MWh für Systemdienstleistungen zur Verfügung. Bei der Bereitstellung von Minutenreserve machen die Elektrofahrzeuge nur einen verschwindend geringen Anteil von 0,1 % aus. Wird nur negative Minutenreserve berücksichtigt und keine Bidirektionalität, fällt die Vorhaltung mit knapp 90 MW·h am geringsten aus. Wird zusätzlich die Bidirektionalität und die positive Minutenreserve betrachtet, steigt die negative Minutenreservevorhaltung um den Faktor 1,6 an. Dies mag auf den ersten Blick überraschend sein, da die Bidirektionalität und die negative

Minutenreserve substitutive Produkte zu sein scheinen. Beim genaueren Hinsehen ist ersichtlich, dass sich die beiden Vermarktungsstrategien ergänzen: Durch Ausnutzen der Bidirektionalität wird die Batterie entladen, der Batteriefüllstand sinkt und die Batterie muss zu einem späteren Zeitpunkt wieder aufgeladen werden. In der Zwischenzeit kann das ungenutzte Batteriespeichervolumen für die negative Minutenreservevermarktung genutzt werden. Im Falle eines Abrufes der negativen Minutenreserve[457] kann die Fahrzeugbatterie überschüssigen Strom aus dem Netz aufnehmen und somit zur Netzstabilität beitragen. Dadurch, dass die Batterie vorab durch die bidirektionale Nutzung entladen wird, steht die Batterie häufiger für negative Minutenreservevorhaltung zur Verfügung, als wenn nur der für das Fahren verbrauchte Strom die verfügbare Batteriespeicherkapazität für die negative Minutenreservevorhaltung beeinflusst.

Für die positive Minutenreserve werden im Basisfall ca. 40 MW·h im Jahr vorgehalten. Das entspricht 4 % der Rückspeisung (V2G), was wiederum mit der Vergütung für die positive Minutenreserve zu erklären ist. Die Erlöse für das Rückspeisen aus der Fahrzeugbatterie liegen deutlich höher als für die positive Minutenreservevorhaltung. Dafür muss nach dem Entladeprozess der Elektrofahrzeuge durch die Bidirektionalität die Fahrzeugbatterie wieder aufgeladen werden, wodurch Kosten entstehen. Für die positive Minutenreservevorhaltung muss lediglich genügend Strom in der Fahrzeugbatterie bereitgestellt werden können, da der Abruf nicht mitmodelliert wird. Zusätzliche Kosten für den erneuten Aufladeprozess entstehen erst dann, wenn der Abruf für die Reserve mit betrachtet wird.

Im Betrachtungszeitraum ist es möglich, durch die negative Minutenreservevorhaltung zusätzlich Erlöse zu generieren, wenn die bidirektionale Nutzung im Anwendungsfall nicht berücksichtigt wird. Im Fall, dass 30 % der Batteriekapazität für die Minutenreservevorhaltung verwendet werden dürfen, steigt die Vorhaltungsmenge auf 70 MW·h positive und 190 MW·h negative Minutenreserve durch die Elektrofahrzeuge an.

In Abbildung 14.38 werden der Strombezug und die Stromeinspeisung für die einzelnen Sensitivitäten verglichen. Hier ist ein deutlicher Unterschied zu sehen, ob die Bidirektionalität für Systemdienstleistungen verwendet wird oder nicht. Die Verteilung auf die einzelnen EV Pools entspricht aufgrund der Verfügbarkeit, Anzahl der Elektrofahrzeuge und der Tageskilometer der Verteilung aus Kapitel 14.2.1.1 (vgl. Abbildung 14.17, S. 172).

Wird die Bidirektionalität (V2G) nicht berücksichtigt, werden im Jahr 252 MWh in die Elektrofahrzeuge geladen. Bei Berücksichtigung der Bidirektionalität werden die Elektrofahrzeuge um mehrere hundert MWh entladen und entsprechend auch wieder über 1.000 MWh geladen. Insgesamt werden um die 400 MWh mehr in die Fahrzeuge geladen als entladen.

[457] Der Abruf der Minutenreserve wird hier nicht näher betrachtet.

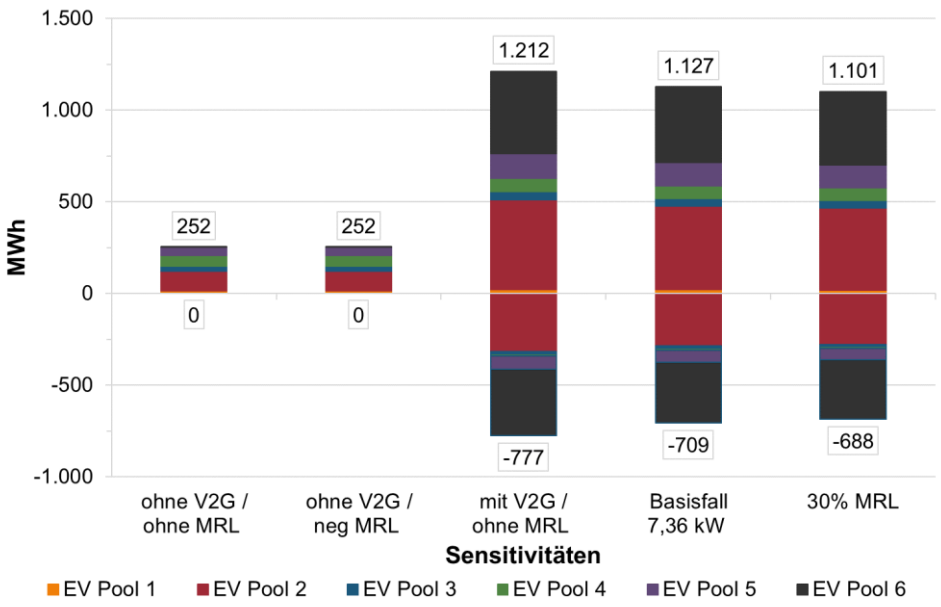

Abbildung 14.38: Vergleich von G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2013)

Die Lademenge muss deutlich höher als die entnommene Strommenge sein, da einerseits der Verbrauch durch das Fahren der Elektrofahrzeuge in die Fahrzeugbatterie geladen werden muss und zusätzlich 10 % Ladeverluste sowohl beim Laden als auch Entladen des Elektrofahrzeugs berücksichtigt werden müssen. Nach Abzug der Ladeverluste, wird bei jeder Sensitivität ungefähr gleich viel Strom für den Fahrbetrieb in die Elektrofahrzeuge geladen.

Wird die bidirektionale Nutzung als einzige Vermarktungsmöglichkeit betrachtet, werden im Vergleich zum Basisfall ca. 70 MWh mehr aus den Fahrzeugbatterien entnommen. Die Vorhaltung der negativen Minutenreserve wird zusammen mit dem Ladeprozess durch die maximale Ladeleistung in der Modellierung der Gleichung (70) (S. 145) beschränkt, wohingegen die bidirektionale Nutzung in Gleichung (69) (S. 145) beschränkt wird. Durch die Binärvariable wird das zeitgleiche Laden und Entladen verhindert, sodass aber in den einzelnen Stunden zudem entweder negative Minutenreserve vorgehalten oder aber die Bidirektionalität genutzt werden kann. Wird der Abruf der Minutenreserve mit abgebildet, könnte eine differenziertere Modellierung der Gleichungen (69) und (70) dazu führen, dass der Abruf der negativen Minutenreserve zur Reduzierung der Entladung oder sogar zur Ladung der Elektrofahrzeuge genutzt werden kann. Die Kombination aus Bidirektionalität und Minutenreservevorhaltung spiegelt sich in einer höheren negativen Minutenreservevorhaltung und geringerer Nutzung der Bidirektionalität wider. Da die negative Minutenreservevorhaltung den Ladeprozess der Elektrofahrzeuge einschränkt, ist es nicht möglich, die Elektrofahrzeuge so stark zu entladen. So ist sichergestellt, dass diese zur Erfüllung der Prämisse bei Abfahrt wieder vollständig geladen

sind. Dadurch ist es u. U. profitabler, die Batteriekapazität zur Vermarktung am negativen Minutenreservemarkt zu nutzen, anstatt die Elektrofahrzeuge zu ent- und danach wieder zu beladen als Kombination aus V2G und G2V.

In Abbildung 14.39 werden die Deckungsbeiträge der Elektrofahrzeuge für die verschiedenen Sensitivitäten verglichen. Die Kosten für die Batterieladung der Elektrofahrzeuge (G2V) gehen mit negativem Vorzeichen in die dargestellten Deckungsbeiträge ein.

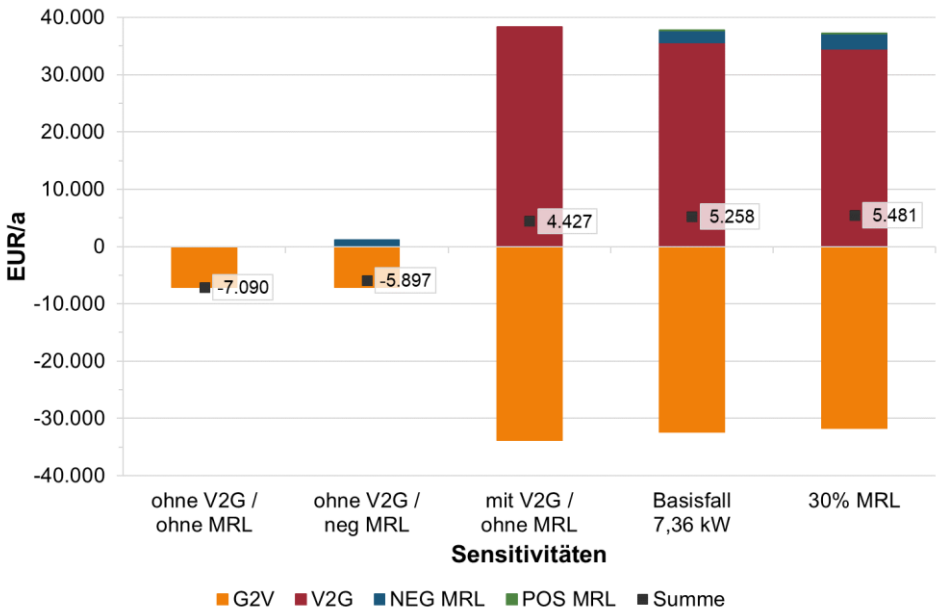

Abbildung 14.39: Vergleich der Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2013)

Die Erlöse für die positive Minutenreservevorhaltung sind 2013 so gering, dass diese mit unter 100 € in der Abbildung kaum sichtbar sind. Auch die Erlöse für die negative Minutenreservevorhaltung sind im Vergleich zu den Erlösen des Rückspeisens aus der Fahrzeugbatterie (V2G) eher gering und liegen zwischen 1.100 € und 2.700 €. Das Rückspeisen ermöglicht hingegen Erlöse zwischen 34.500 € und 38.500 €, wobei hier höhere Kosten für den erhöhten Ladebedarf der Elektrofahrzeuge entgegengesetzt werden müssen. Im Saldo verbleibt ein positiver Deckungsbeitrag für die Elektrofahrzeuge zwischen 4.427 € und 5.481 €, d. h. im Mittel rund 50 € pro Elektrofahrzeug und Jahr.

Die Unterschiede in der Erlöshöhe lassen sich durch verschiedene Möglichkeiten erklären: Der mittlere Erlös am Day-Ahead-Spotmarkt beträgt 37,78 €/MWh (vgl. Kapitel 14.1.6, S. 157), wohingegen der mittlere Erlös für die negative bzw. positive Minutenreserve für einen Stundenblock mit vier Stunden bei 22,73 €/MW bzw. 3,78 €/MW liegt. So können im Mittel in einer Stunde mehr Erlöse am Day-Ahead-Markt mit einem Megawatt generiert werden als auf den Minutenreservemärkten. Zu beachten ist aber, dass bei einem Verkauf am Spotmarkt der Strom tatsächlich geliefert werden muss. So entstehen bei der Stromproduktion in konventio-

nellen Kraftwerken Brennstoffkosten und gegebenenfalls Anfahrkosten, die bei einer Kapazitätsvorhaltung am Minutenreservemarkt nicht entstehen. Ebenso ist bei den Elektrofahrzeugen der Preisspread zwischen den Kosten für das Laden und den Erlösen für das Entladen entscheidend, damit die Vermarktung am Spotmarkt trotz Wirkungsgradverlusten profitabel bleibt. Bei der Vermarktung der Fahrzeugbatterie am Minutenreservemarkt muss lediglich die Kapazität in der Batterie freigehalten werden, aber es entstehen nicht explizit Kosten.

Im Anwendungsfall ohne Systemdienstleistungen der Elektrofahrzeuge entstehen nur Kosten für den Batterieladeprozess.

Bei der zusätzlichen Berücksichtigung von negativer Minutenreserve reduzieren die Erlöse die Gesamtkosten des Ladeprozesses zwar, jedoch sind die Kosten weiterhin höher als die Erlöse. Wird die Bidirektionalität ohne die Minutenreservevorhaltung betrachtet, steigen die Erlöse für die Elektrofahrzeuge deutlich an, sodass die Erlöse die Kosten überschreiten und positive Deckungsbeiträge generiert werden können. Je mehr Minutenreservekapazität zur Verfügung steht, desto mehr steigen die Erlöse für die Elektrofahrzeuge an.

Insgesamt steigen die Erlöse für die negative Minutenreserve an, jedoch sinken die Erlöse für das Rückspeisen. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Erlöse für das Ausnutzen der Bidirektionalität (V2G) zwar höher sind als die Erlöse für die Minutenreserve, hierbei jedoch das Elektrofahrzeug erneut geladen werden muss, wodurch weitere Kosten entstehen.

Für die Minutenreservevorhaltung muss Kapazität in der Batterie reserviert bleiben, um beim Abruf überschüssige Energie aus dem Netz aufzunehmen oder aber bei einem Engpass Energie ins Netz zu liefern. Ersteres ist insbesondere nachts gut möglich, indem der vollständige Ladeprozess in die Morgenstunden verschoben wird, bevor das Elektrofahrzeug die Ladesäule verlässt. Zuvor kann die Batteriekapazität für die Minutenreservevorhaltung genutzt werden und somit können zusätzliche Erlöse generiert werden. Für einzelne EV Pools, die wenig oder gar nicht fahren, ist es bereits bei den Sensitivitäten mit bidirektionaler Nutzung möglich, die Kosten durch die Erlöse pro EV zu decken (vgl. Abbildung 14.40). Für die meisten Elektrofahrzeuge übersteigen dennoch die Kosten deutlich die Erlöse.

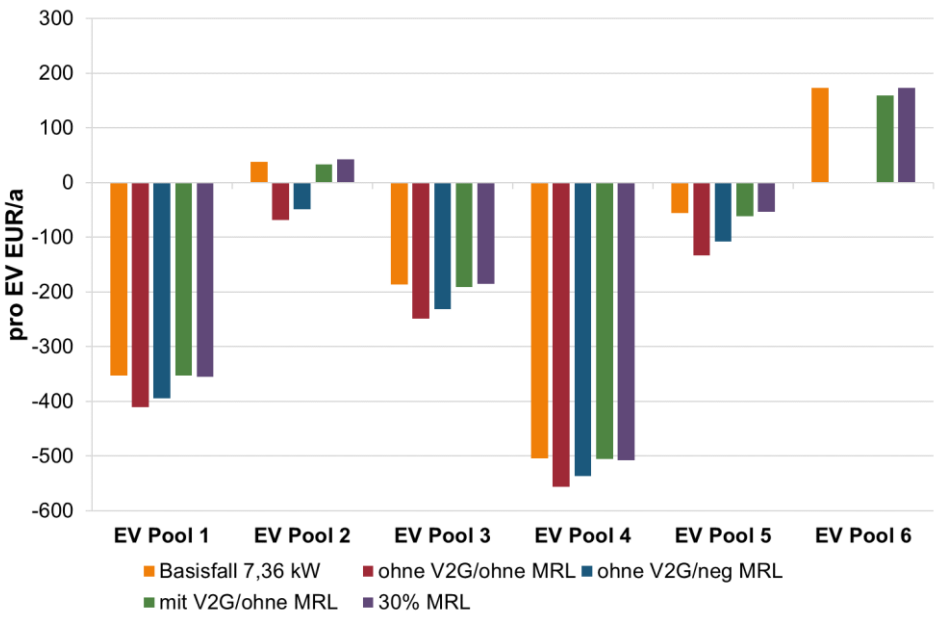

Abbildung 14.40: Vergleich durchschnittliche Erlöse/Kosten pro Elektrofahrzeug (Modelljahr 2013)

14.2.2 Portfoliomanagement mit Elektrofahrzeugen 2020

Der Basisfall für 2020 betrachtet zusätzlich zum Kraftwerksportfolio 3.702 Elektrofahrzeuge, die jeweils mit einer maximalen Leistung von 22 kW Elektrizität aus dem Stromnetz beziehen (G2V) bzw. auch dorthin zurückspeisen (V2G) können. Ebenso können die Elektrofahrzeuge zusätzlich Minutenreserve vorhalten.

Die erhöhte Anzahl der Elektrofahrzeuge sowie der im Handelssaldo stärkere Verkauf führen 2020 zu einer gestiegenen Stromerzeugung im Kraftwerksportfolio im Vergleich zum Jahr 2013 (vgl. Abbildung 14.41). Dies ist dadurch bedingt, dass die variablen Kosten der Kraftwerke durch günstigere Brennstoffkosten unterhalb der mittleren Strompreise liegen (vgl. Abbildung 14.2, S. 153). Die Volllaststunden der Kraftwerke steigen dadurch deutlich an: KWK1 Kohle auf 8.343 h/a, KWK2 Gas auf 4.186 h/a, KWK3 Gas auf 7.423 h/a und GT auf 883 h/a. Damit liegen sie über den derzeitigen durchschnittlichen Volllaststunden in Deutschland (vgl. Kapitel 14.2.1.1, S. 169).

Der Nettostrombezug der Elektrofahrzeuge steigt in 2020 deutlich auf 15,7 GWh an, da mehr Elektrofahrzeuge ins Stromnetz integriert werden. Unter der Prämisse, dass alle Elektrofahrzeuge am Netz angeschlossen sind und mit der gesamten Leistung Strom ins Netz speisen, kann bei einer Speichergröße von 103 MWh eine Leistung bis zu 81 MW durch die Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden.

Über das gesamte Jahr verteilt werden ca. 27 GWh durch die Elektrofahrzeuge ins Stromnetz eingespeist, was ca. 336 Vollaststunden aller Elektrofahrzeuge und durchschnittlich 0,07 Ladezyklen pro Elektrofahrzeug entspricht. Im Vergleich zur gesamten Stromproduktion ist das immer noch ein sehr geringer Anteil mit 1 %.

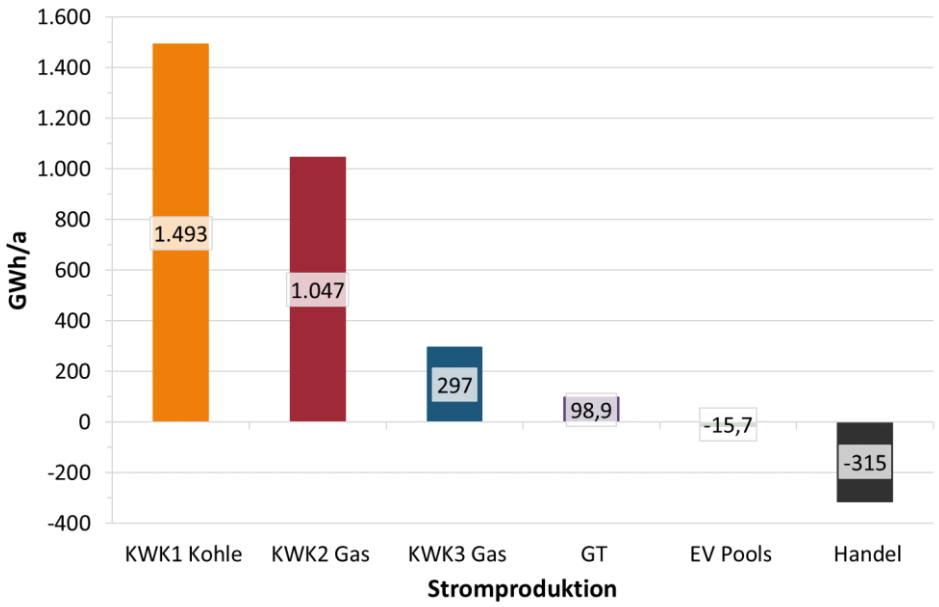

Abbildung 14.41: Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2020)

Das feste Verhältnis zwischen Strom und Wärmeproduktion bei dem Gaskraftwerk KWK2 führt in Folge der angestiegenen Stromproduktion auch zu einer höheren Wärmeproduktion im Vergleich zum Jahr 2013 (vgl. Abbildung 14.42). Die meiste Wärmebereitstellung erfolgt dementsprechend durch das Gaskraftwerk KWK2, sodass das Kohlekraftwerk KWK1 deutlich weniger Wärme produziert, um die Wärmenachfrage zu decken. Durch die zwei Freiheitsgrade ist es möglich, weniger Wärme auszukoppeln und dafür mehr Kapazität für die Stromerzeugung zu nutzen. Ebenso nutzt das Gaskraftwerk KWK3 die Möglichkeit, durch die zwei Freiheitsgrade weniger Wärme auszukoppeln, aber dennoch hat sich die Wärmeproduktion des Kraftwerks nahezu verdoppelt. In Summe bleibt die Wärmeproduktion der Heizwerke weitgehend konstant.

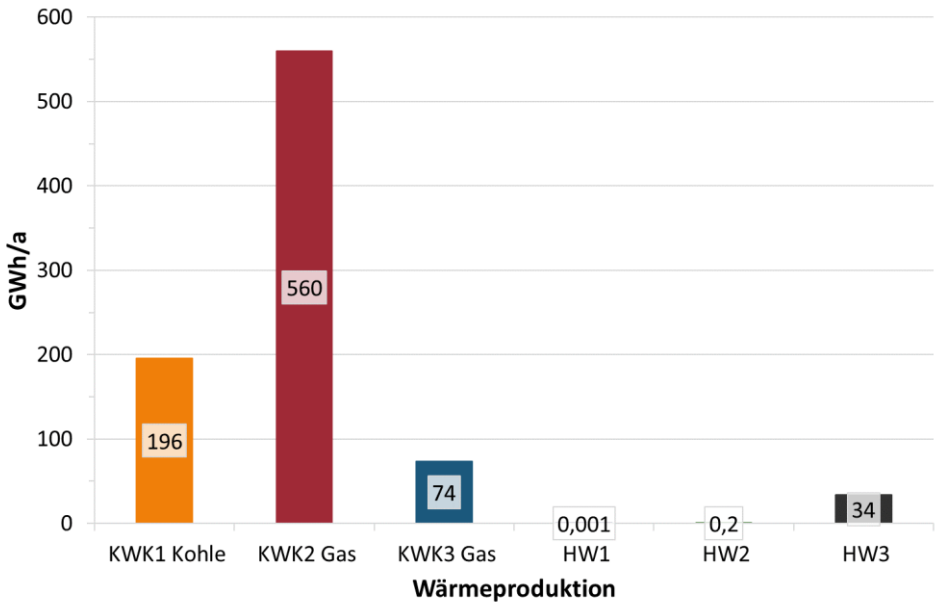

Abbildung 14.42: Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2020)

Das Verhältnis von Laden (G2V) und Entladen (V2G) zwischen den einzelnen EV Pools ist mit dem aus 2013 vergleichbar (vgl. Abbildung 14.43). Die Anzahl der Elektrofahrzeuge beträgt in den EV Pools 2 und 6 jeweils ca. 1.500 Elektrofahrzeuge und zusammen entspricht dies 82 % der Elektrofahrzeuge im System. Die beiden Pools speisen den meisten Strom ins Netz ein, laden entsprechend aber auch am häufigsten die Fahrzeugbatterien auf.

In die Fahrzeugbatterien aller Elektrofahrzeuge werden in Summe 42 GWh geladen, wovon 27 GWh wieder in das Netz zurückgespeist werden. Insgesamt sind der Strombezug und die Stromeinspeisung aus den Elektrofahrzeugen um den Faktor 38 angestiegen. Das entspricht ungefähr dem Anstieg der Fahrzeuganzahl, die um den Faktor 37 zugenommen hat. Demzufolge hat die höhere Ladeleistung im Jahr 2020 nur zu einem kleinen Zuwachs geführt.

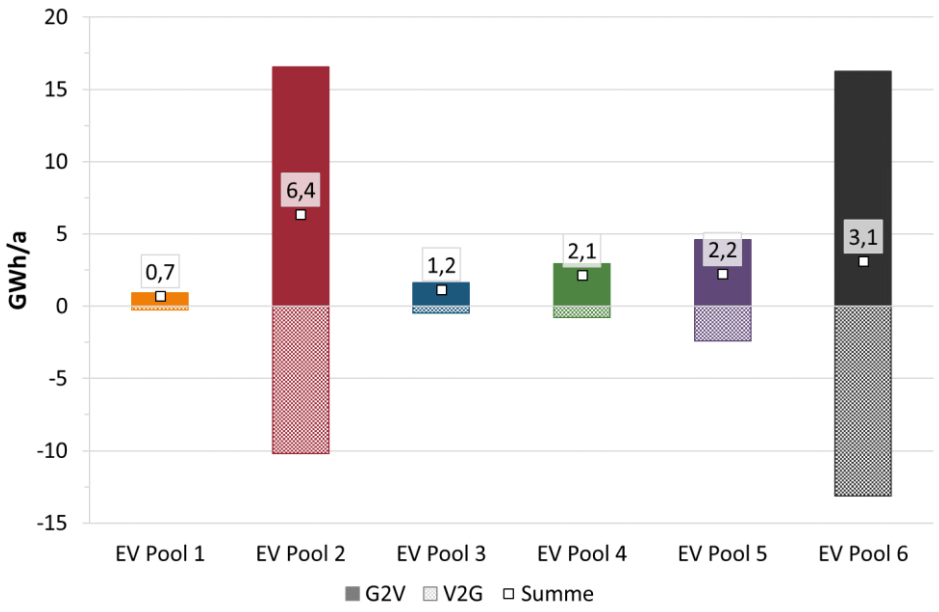

Abbildung 14.43: Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2020)

2020 führen die erhöhte Ladeleistung und die zunehmende Anzahl der Elektrofahrzeuge dazu, dass deutlich mehr Minutenreserve durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten wird (vgl. Abbildung 14.44). Bei der negativen Minutenreserve entsprechen 34 GW·h bereits 13 % der vorgehaltenen Reserveleistung. Bei der positiven Minutenreserve werden 15 % der Reserve durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten, auch wenn die absolute Menge niedriger als bei der negativen Minutenreserve ist.

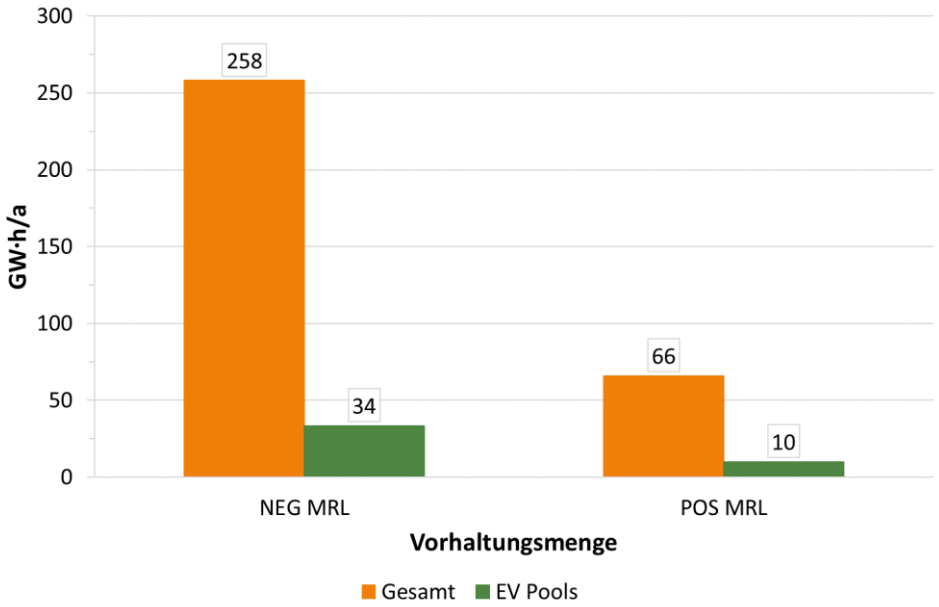

Abbildung 14.44: Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2020)

Insgesamt wird im Jahr 2020 deutlich mehr Minutenreserve vorgehalten als 2013. Die Kraftwerke produzieren häufiger und mehr, was sich in den höheren Volllaststunden ausdrückt. So

kann zusätzlich negative Minutenreserve vermarktet werden, die bei einem Abruf zu einer Reduktion der Produktionsleistung führen würde. Zugleich produzieren die Kraftwerke nicht immer unter Volllast, sodass die nicht genutzte Kapazität für die positive Minutenreserve vermarktet werden kann, die im Falle eines Abrufs zur Erhöhung der Produktionsleistung führen würde.

2020 wird mit Abstand die meiste Minutenreserve durch die EV Pools 2 und 6 vorgehalten (vgl. Abbildung 14.45). Im Vergleich zu 2013 wird den einzelnen EV Pools wieder ungefähr der gleiche Anteil der negativen Minutenreservevorhaltung der Elektrofahrzeuge zugeordnet. Bei der positiven Minutenreserve wird ein etwas höherer Anteil durch EV Pool 2 und dafür etwas weniger durch EV Pool 6 vorgehalten. Insgesamt ist die Menge, die durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten wird, ca. um den Faktor 230 höher und damit überproportional zur Zunahme der Elektrofahrzeuge angestiegen.

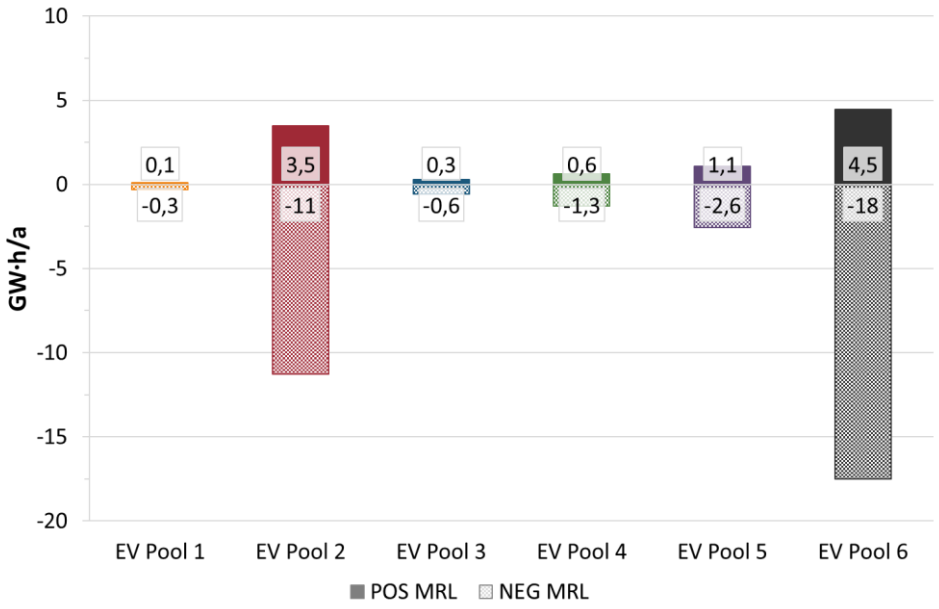

Abbildung 14.45: Positive und negative Minutenreservevorhaltung der EV Pools (Modelljahr 2020)

Die höhere Vermarktung von Minutenreserve führt dazu, dass auch die Erlöse für die Minutenreserve deutlich ansteigen (vgl. Abbildung 14.46). Der Anteil der Elektrofahrzeuge an den Gesamterlösen ist höher als ihr Anteil an der gesamten Vermarktung. 22 % der Erlöse für negative und 25 % der Erlöse für positive Minutenreserve entfallen auf die Elektrofahrzeuge. Die vorgehaltene Kapazität am negativen Minutenreservemarkt variiert bei den konventionellen Kraftwerken stark, wohingegen die Vorhaltung der Elektrofahrzeuge deutlich gleichmäßiger verläuft. Das führt bei schwankenden Minutenreservepreisen dazu, dass sich der Anteil der Elektrofahrzeuge an den Erlösen gegenüber dem Anteil an der Menge verschiebt. Die positive Minutenreserve wird in 393 Stunden nur durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten, dabei wird mehr als ein Viertel der Erlöse für die Elektrofahrzeuge in diesen Stunden generiert.

Insgesamt steigt der Anteil der Minutenreserve am Deckungsbeitrag des Stadtwerks auf 4,4 % an (vgl. Anhang III.A, S. XLI).

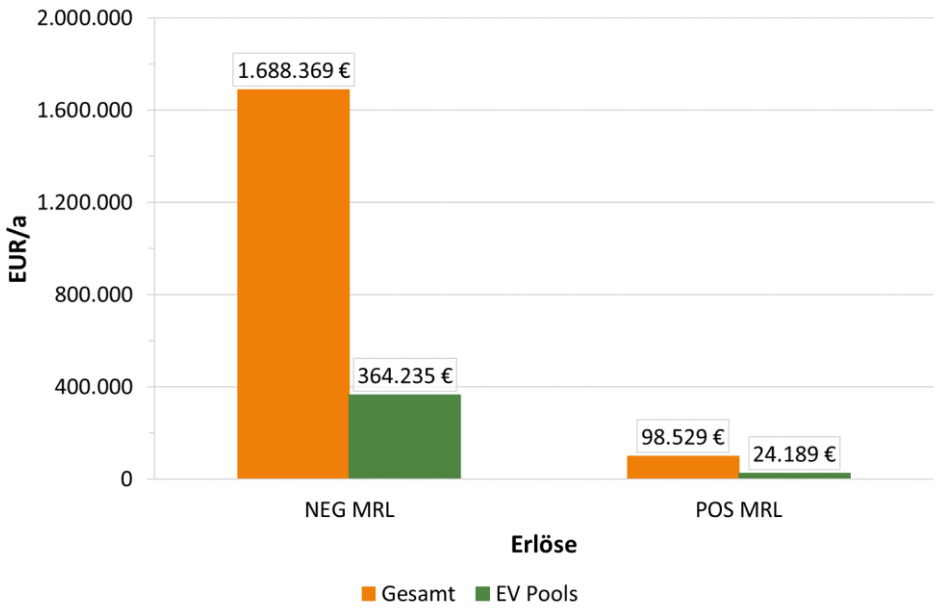

Abbildung 14.46: Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2020)

Demnach spielen auch hier die Erlöse aus Minutenreservevorhaltung eher eine untergeordnete Rolle im Vergleich zu den Erlösen aus dem Handel am Day-Ahead-Markt. Zu beachten ist zudem, dass in die Modellierung die MRL Preise aus dem Jahr 2013 eingehen. Das Jahr 2013 hat im Jahresvergleich der letzten Jahre mit Abstand die höchsten Erlöse für die negative Minutenreserve erwirtschaften können (vgl. Kapitel 3.2.3, S. 30). Die Erlöse der Elektrofahrzeuge durch die Systemdienstleistungen steigen 2020 auf 1,2 % des gesamten Deckungsbeitrages an. Insgesamt sind die Erlöse für die Elektrofahrzeuge um den Faktor 92 auf 485.549 € angewachsen. Auch wenn die Erlöse für das Rückspeisen aus der Elektrofahrzeugbatterie (V2G) deutlich angestiegen zu sein scheinen, machen die entsprechenden Deckungsbeiträge nur noch 20 % der Deckungsbeiträge der Elektrofahrzeuge aus, da die Kosten für den Strombezug (G2V) ebenso zugenommen haben (vgl. Abbildung 14.47). 75 % der Deckungsbeiträge für Elektrofahrzeuge werden durch die Vermarktung negativer Minutenreserve erzielt, was einem deutlichen Anstieg im Vergleich zu 2013 entspricht. Die restlichen 5 % der Erlöse entstehen durch die Vermarktung positiver Minutenreserve.

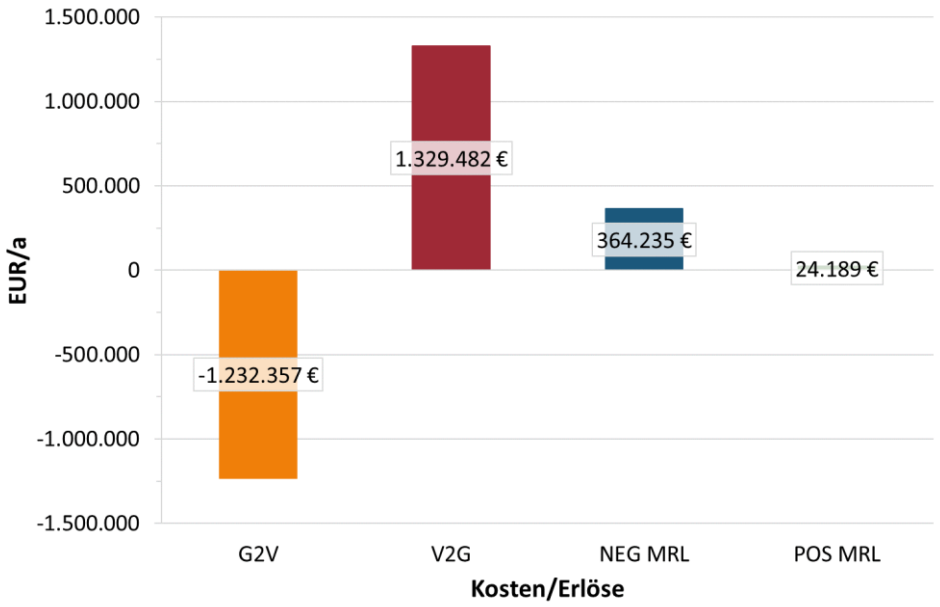

Abbildung 14.47: Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2020)

2020 steigt die Anzahl der Elektrofahrzeuge an, dennoch bleibt die Höhe der Erlöse, die durchschnittlich pro Elektrofahrzeug generiert werden können, ähnlich zu 2013 (vgl. Abbildung 14.48). EV Pool 2 und 6 enthalten nach wie vor die einzigen Elektrofahrzeuge, die trotz Ladekosten einen positiven Deckungsbeitrag erzielen können.

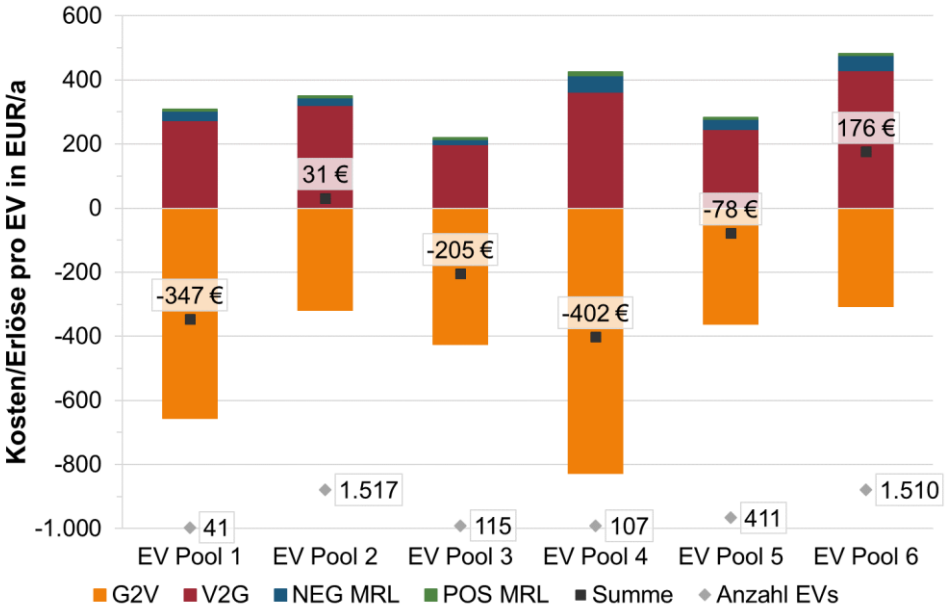

Abbildung 14.48: Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug nach EV Pools getrennt (Modelljahr 2020)

Für die Auswertungen der Sensitivitätsanalysen für 2020 sei auf Anhang III.B.1 (S. XLII) verwiesen.

14.2.3 Portfoliomanagement mit Elektrofahrzeugen 2030

Im Jahr 2030 ergänzen beim Basisfall 18.509 Elektrofahrzeuge das Kraftwerksportfolio mit einer Ladeleistung von jeweils 50 kW. Die Elektrofahrzeuge stellen wiederum sowohl durch die bidirektionale Nutzung (V2G) als auch die Minutenreservevorhaltung Flexibilität bereit.

Die an das Stromnetz angeschlossenen Elektrofahrzeuge können mit der Flexibilität der Gasturbine mithalten, haben dabei aber geringere variable Kosten, die den DA-Strompreisen entsprechen. Insgesamt wird die Gasturbine aus dem Markt gedrängt, da sie mit weniger als einer Volllaststunde kaum noch produziert.

Das Preisniveau im Jahr 2030 liegt deutlich höher als im Jahr 2013, aber das Verhältnis zwischen variablen Kosten und mittlerem Strompreis ist ähnlich, sodass ca. 30 % des Strombedarfs aus dem Handel gedeckt werden. Der Nettostrombedarf für die Elektrofahrzeuge steigt auf über 100 GWh an und überschreitet somit die Produktion des Gaskraftwerks KWK3 und der Gasturbine. Die Stromproduktion der vier Kraftwerke ist ähnlich zu 2013, tendenziell aber niedriger, da mehr zugekauft wird (vgl. Abbildung 14.49).

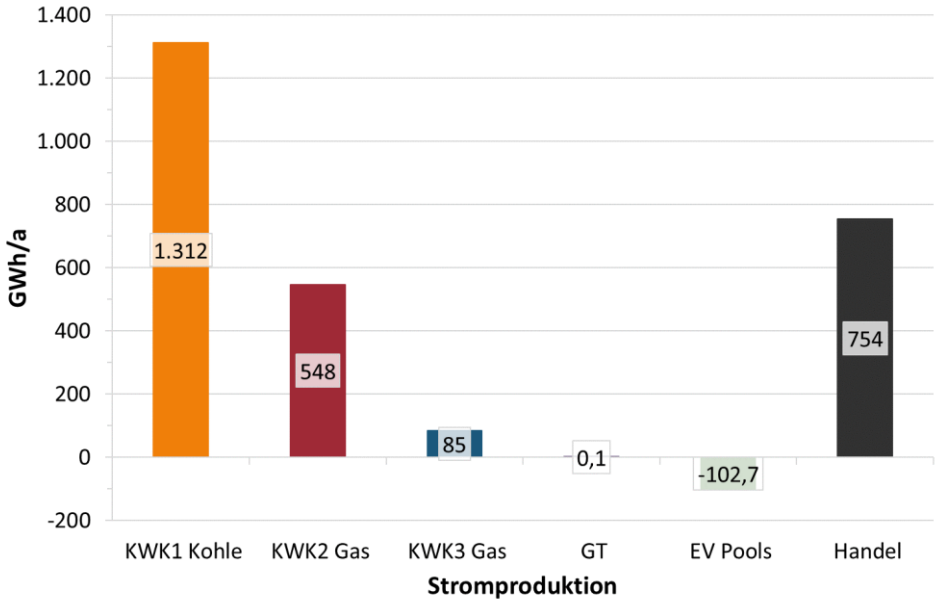

Abbildung 14.49: Jahresstromproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2030)

Unter der Prämisse, dass alle Elektrofahrzeuge ans Netz angeschlossen sind und mit der gesamten Ladeleistung Strom ins Netz einspeisen, können bei einer Speichergröße von 514 MWh bis zu 925 MW durch die Elektrofahrzeuge bereitgestellt werden. Die Leistung entspricht somit ca. dem 1,5-fachen der Summe der maximalen Produktionsleistung der Kraftwerke in der Fallstudie. Insgesamt speisen die Elektrofahrzeuge 242 GWh in das Stromnetz zurück, was bei 18.509 Elektrofahrzeugen durchschnittlich nur noch 0,03 Ladezyklen entspricht.

Wie die Stromproduktion ist auch die Wärmeproduktion im Jahr 2030 ähnlich zu der aus 2013 (vgl. Abbildung 14.50). Da die Stromproduktion des Gaskraftwerks KWK2 mit nur einem Freiheitsgrad gesunken ist, ist auch entsprechend die Wärmeproduktion zurückgegangen. Dafür ist die Wärmeproduktion des HW3 gestiegen, da es die niedrigsten variablen Kosten der drei Heizwerke besitzt.

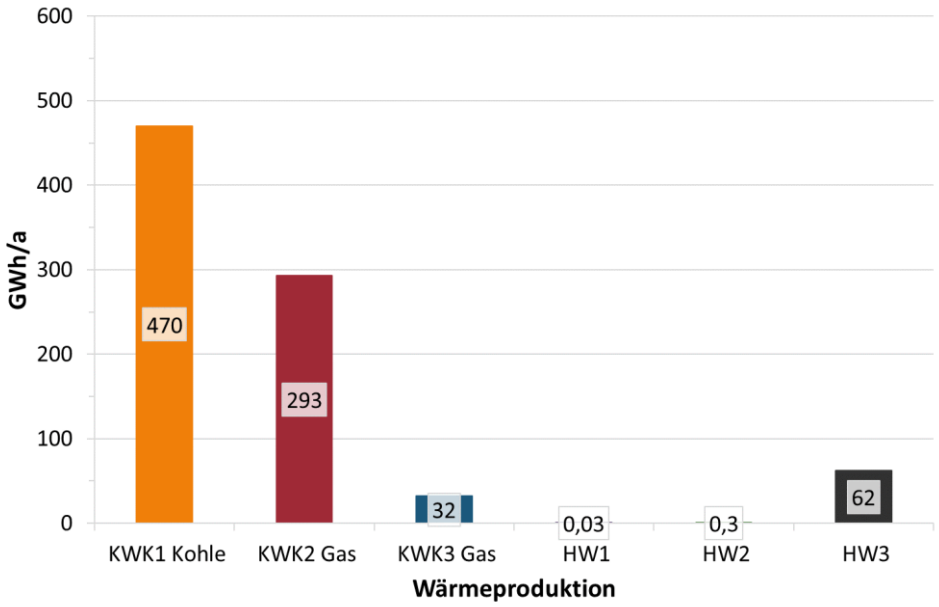

Abbildung 14.50: Jahreswärmeproduktion des Kraftwerksportfolios (Modelljahr 2030)

Der Strombezug der Elektrofahrzeuge abzüglich des Rückspeisens aus der Fahrzeugbatterie ist um den Faktor 6,5 gegenüber 2020 auf 102,7 GWh angestiegen, wobei sich die Anzahl der Fahrzeuge verfünffacht hat. Werden das Laden (G2V) und das Entladen (V2G) der Elektrofahrzeuge einzeln betrachtet, haben diese sogar noch deutlicher zugenommen (Faktor 8 und 9).

Das Verhältnis der Verteilung der Strommengen der Elektrofahrzeuge auf die EV Pools ist ähnlich zu 2020 (vgl. Abbildung 14.51).

Die EV Pools 2 und 6 beziehen zusammen mit 15.135 Elektrofahrzeugen den meisten Strom (271,6 GWh), speisen aber auch am meisten Strom zurück ins Netz ein (204,1 GWh). EV Pool 1 mit 208 Elektrofahrzeugen speist trotz der geringsten Verfügbarkeit 3 GWh ins Stromnetz ein.

Wird die Stromeinspeisung aus den Elektrofahrzeugen mit der Stromproduktion der Kraftwerke verglichen, speisen alle EV Pools deutlich mehr Strom als die Gasturbine ins Netz ein. EV Pool 2 und EV Pool 6 speisen jeweils sogar mehr Strom zurück ins Netz als die Jahresstromproduktion des Gaskraftwerks KWK3. Somit werden häufig die Preisspreads genutzt, um die Flexibilität der Elektrofahrzeuge zu vermarkten.

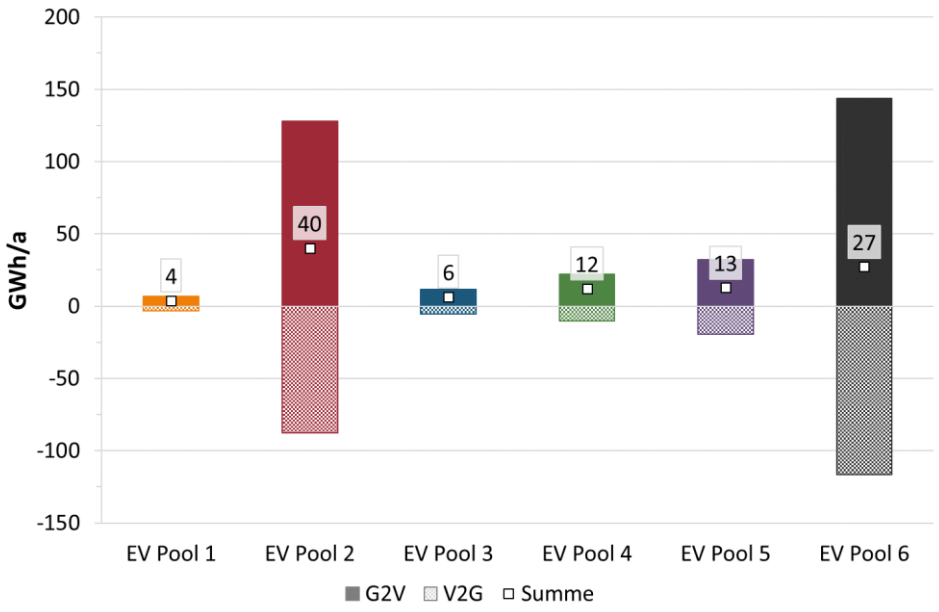

Abbildung 14.51: Jahressumme G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2030)

Im Jahr 2030 haben die Elektrofahrzeuge einen sehr hohen Anteil an der Minutenreserve. Die negative Minutenreserve wird überwiegend durch die Elektrofahrzeuge im Portfolio vermarktet (62 %) und positive Minutenreserve wird zu 42 % durch die Elektrofahrzeuge bereitgestellt (vgl. Abbildung 14.52). Die Minutenreservevorhaltung der Kraftwerke ist wieder zum Niveau von 2013 zurückgekehrt, was auf die ähnliche Fahrweise der Kraftwerke zurückzuführen ist. Insgesamt wird 2030 aber deutlich mehr Minutenreserve vorgehalten als 2013, da die Vorhaltung aus den Elektrofahrzeugen hinzukommt.

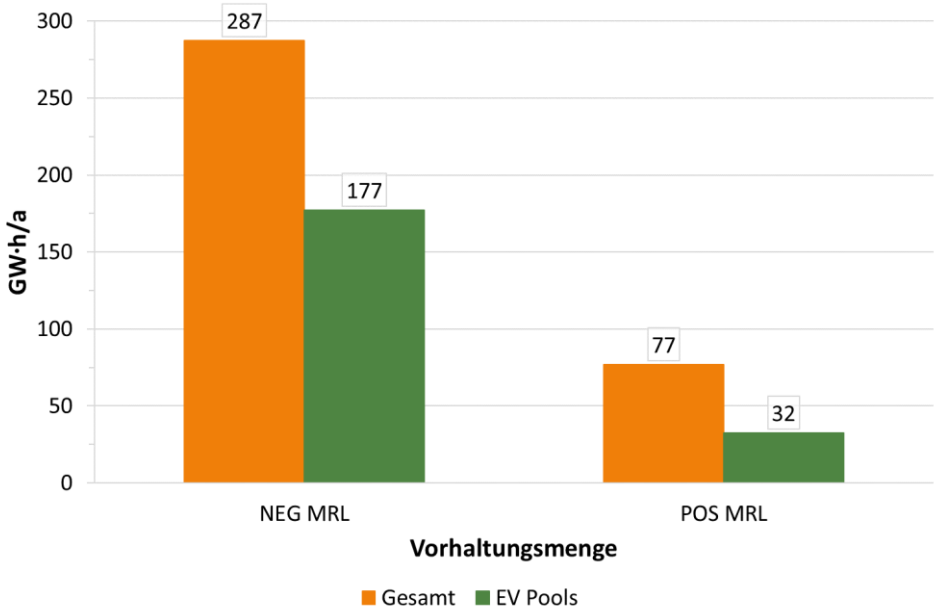

Abbildung 14.52: Jahressumme der positiven und negativen Minutenreserve (Modelljahr 2030)

Zu beachten ist dabei, dass die gebotene Vorhaltungsmenge in der Modellierung einen Zuschlag bekommt, sobald der gebotene Leistungspreis unterhalb des Grenzleistungspreises liegt. Eine Obergrenze für den Zuschlag ist nicht modelliert.

Im Jahr 2030 wird ebenso wie in 2013 und 2020 die meiste Minutenreserve durch die EV Pools 2 und 6 vorgehalten (vgl. Abbildung 14.53). Das Verhältnis für die negative Minutenreserve hat sich kaum verändert, lediglich EV Pool 6 hält 3 % mehr Reserve vor und dafür Pool 5 3 % weniger.

Die positive Minutenreservevorhaltung in Pool 2 entspricht mit 46 % wieder dem Anteil von 2013. EV Pool 6 hält 4 % weniger positive Minutenreserve vor als im Jahr 2020, aber 8 % mehr als 2013. Der Anteil der Vorhaltung durch EV Pool 5 ist von 2013 (15 %) über 2020 (11 %) auf 7 % im Jahr 2030 gesunken.

Insgesamt ist die Vorhaltung von negativer Minutenreserve durch die Elektrofahrzeuge annähernd proportional zu der Anzahl der Fahrzeuge angestiegen. Die positive Minutenreservevorhaltung steigt nur um den Faktor 3,2 und somit weniger stark als die Anzahl der Elektrofahrzeuge.

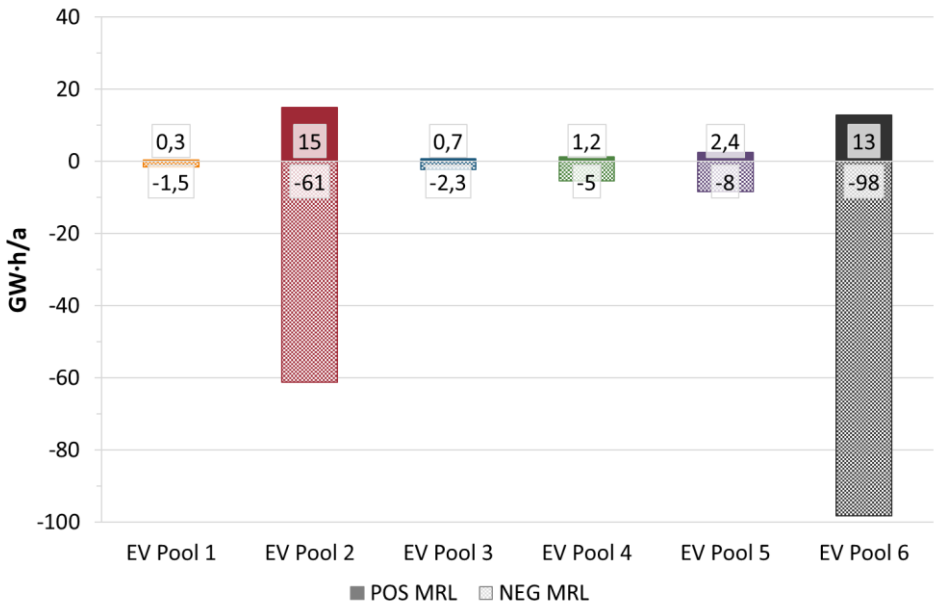

Abbildung 14.53: Positive und negative Minutenreservevorhaltung der EV Pools (Modelljahr 2030)

2030 wird der Großteil der Minutenreserve aus den Elektrofahrzeugen vorgehalten. Die Erlöse der Elektrofahrzeuge entsprechen bei der negativen Minutenreserve 73 % und bei der positiven Minutenreserve 64 % der Gesamterlöse für die Vorhaltung. Insgesamt können somit für die Minutenreserve aus den Elektrofahrzeugen höhere Erlöse generiert werden.

Auch wenn die Gesamterlöse für die Minutenreservevorhaltung im Vergleich zu 2020 deutlich ansteigen, sinkt der Anteil am Deckungsbeitrag des Portfolios auf 3,9 %, was durch eine deutliche Erhöhung des gesamten Deckungsbeitrages zu erklären ist (vgl. Anhang III.A, S. XLI).

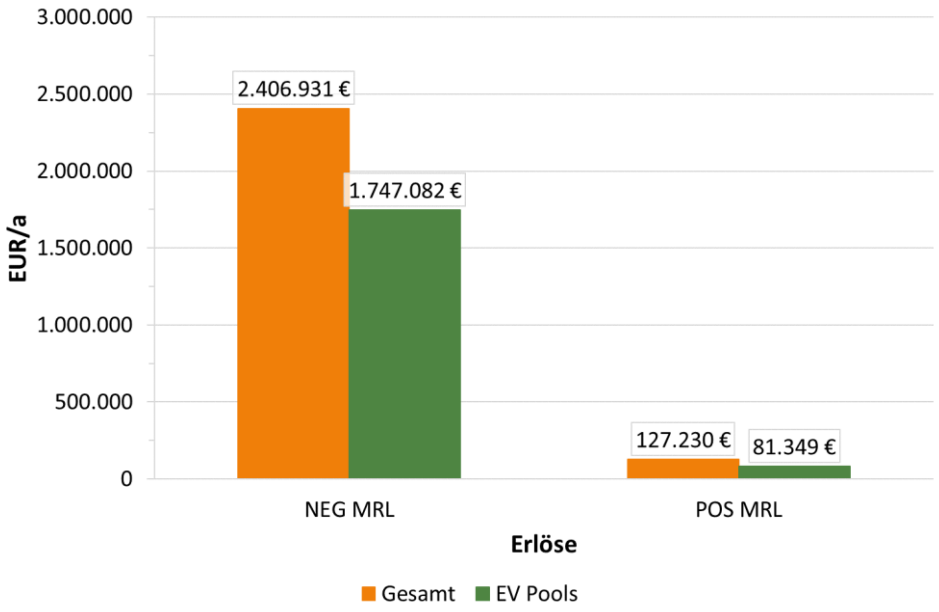

Abbildung 14.54: Erlöse für positive und negative Minutenreservevorhaltung (Modelljahr 2030)

2030 steigen die Erlöse der Elektrofahrzeuge durch Systemdienstleistungen deutlich auf 11,7 % des Deckungsbeitrags des gesamten Portfolios an (vgl. Anhang III.A, S. XLI). Auch nehmen die Erlöse für das Rückspeisen aus der Fahrzeugbatterie (5,8 Mio. €) mit 76 % wieder den größten Anteil des Deckungsbeitrags der Elektrofahrzeuge ein (vgl. Abbildung 14.55). 23 % des Deckungsbeitrags der Elektrofahrzeuge sind der negativen und 1 % der positiven Minutenreservevermarktung zuzuschreiben. Das Verhältnis entspricht eher dem von 2013 als dem von 2020.

Im Vergleich zu 2020 steigt 2030 die Anzahl der Elektrofahrzeuge um das Fünffache an, die Erlöse für die Elektrofahrzeuge erhöhen sich sogar um den Faktor 32.

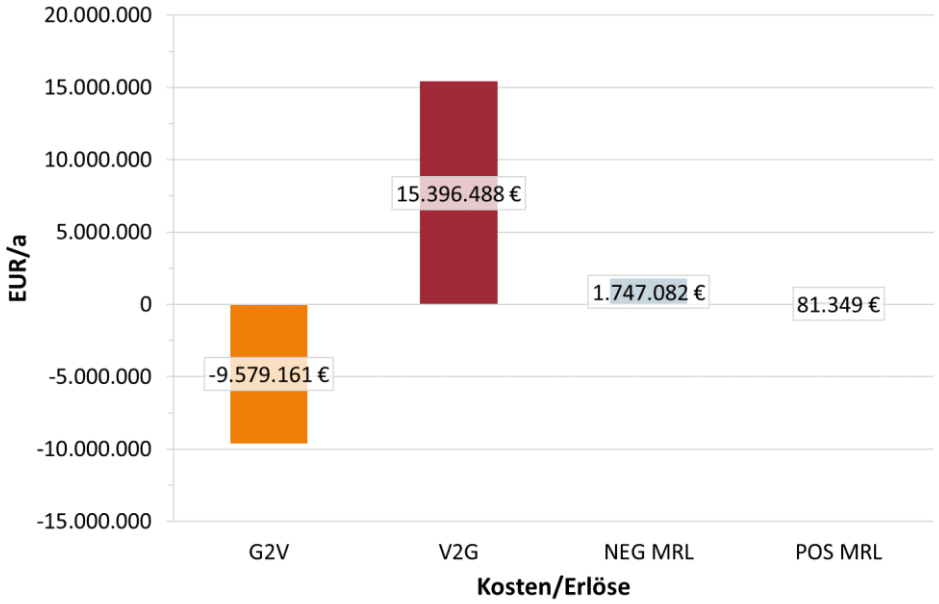

Abbildung 14.55: Kosten und Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2030)

In den Pools 2, 5 und 6 erzielen die Elektrofahrzeuge Erlöse, die über die Kosten der Strombedarfsdeckung hinausgehen (vgl. Abbildung 14.56).

Durch die bidirektionale Nutzung und die Vermarktung von Minutenreserve können die Gesamtkosten für die Ladeprozesse abgesenkt werden, sodass für die Elektrofahrzeugbesitzer, bei denen die Kosten die Erlöse übersteigen, durchschnittlich jährliche Kosten zwischen 41 € und 111 € anfallen und das, obwohl die mittleren Stromkosten deutlich angestiegen sind.

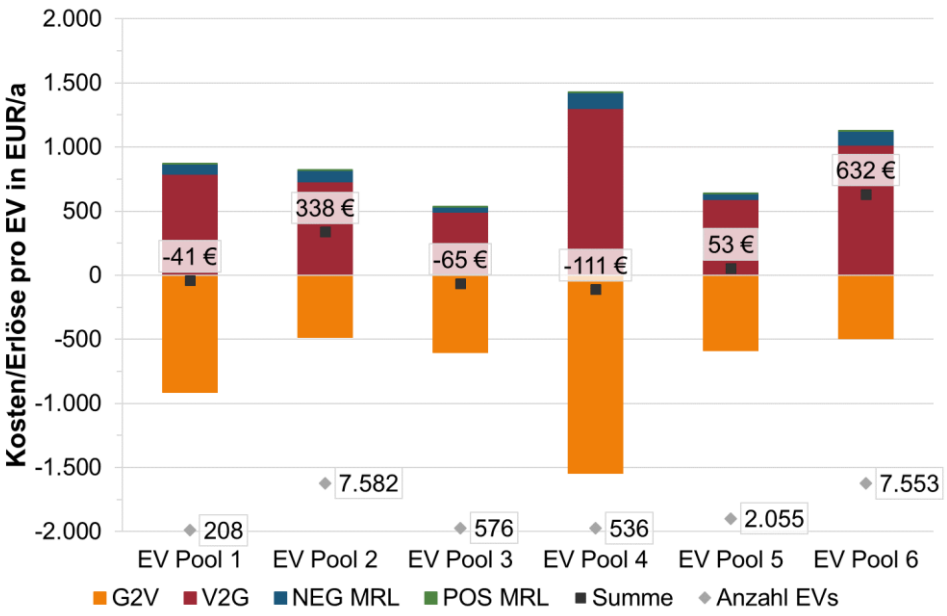

Abbildung 14.56: Durchschnittliche Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2030)

Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass die Stromkosten exogen dem Modell vorgegeben werden. Bei mehreren Millionen Elektrofahrzeugen im deutschen Fahrzeugbestand ist eher davon auszugehen, dass das Lade- und Entladeverhalten der Elektrofahrzeuge Rückwirkungen auf den Strompreis haben wird:

Unter der Annahme, dass die Elektrofahrzeuge in Gesamtdeutschland dem gleichen Lade- und Entlademuster wie in der Fallstudie folgen, beziehen im Jahr 2030 alle Elektrofahrzeuge in Deutschland zusammen 41,88 TWh Strom und speisen 29,41 TWh in das Stromnetz zurück. Der Strombezug der Elektrofahrzeuge liegt somit zwischen der Bruttostromerzeugung aus Photovoltaik (39,8 TWh) und Biomasse (45,5 TWh) aus dem Jahr 2017.[458] Der Strom, der wiederum aus den Elektrofahrzeugen zurück ins Netz eingespeist wird, übersteigt die Bruttoerzeugung der übrigen Energieträger (27,7 TWh).[459] Im Saldo beziehen die Elektrofahrzeuge zusammen 2 % der deutschen Bruttostromerzeugung aus dem Jahr 2017. Durch den hohen

[458] Statistisches Bundesamt (2018).
[459] Statistisches Bundesamt (2018).

Strombezug und zusätzlich durch das Verschiebepotenzial der Ladeprozesse der Elektrofahrzeuge ist daher davon auszugehen, dass spätestens 2030 die Elektrofahrzeuge Auswirkungen auf den Strompreis haben werden.
Für die Auswertungen der Sensitivitätsanalysen aus 2030 sei auf Anhang III.B.2 (S. XLVI) verwiesen.

15 Wesentliche Erkenntnisse und Ergebnisse der Regelenergievermarktung bei Elektrofahrzeugen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Erkenntnisse und Ergebnisse der Integration von Elektrofahrzeugen in ein Kraftwerksportfolio zusammengefasst dargestellt. Der Fokus liegt dabei auf der Beantwortung der Forschungsfrage, wie die Flexibilität bei Integration von Elektrofahrzeugen in ein Kraftwerksportfolio eines Stadtwerks erlösmaximierend vermarktet werden kann.

Die methodischen Analysen des Portfolio-Management-Modells (vgl. Kapitel 14.2.1.3, S. 184) haben gezeigt, dass bei der stochastischen Optimierung mit 17 verschiedenen Preisszenarien die Ergebnisse bereits sehr nah an denen unter perfekter Voraussicht liegen. Die Modellierung mit nur einem mittleren Preisszenario führt zu deutlich schlechteren Ergebnissen. Da es in der Realität aber keine perfekte Voraussicht gibt, ist der gewählte stochastische Ansatz zu präferieren. Die Detailbetrachtung der stochastischen Fahrweise (vgl. Kapitel 14.2.1.2, S. 177) zeigt auf, dass die Ausprägung für das Laden und Entladen der Elektrofahrzeuge häufig eine große Bandbreite zwischen den Szenarien aufweist, jedoch der mit der Eintrittswahrscheinlichkeit gewichtete Mittelwert meist innerhalb der Bandbreite des 25 % - 75 %-Quantils liegt. Die Höhe des Spreads zwischen Strompreisen und Inputfaktorpreisen ist dabei für die Auslastung der Kraftwerke entscheidend, die wiederum die Abweichung der gewichteten Mittelwerte der drei Optimierungen voneinander bestimmt.

Die Auswertungen des PMM haben gezeigt, dass es für einen Elektrofahrzeugbesitzer vorteilhaft ist, Systemdienstleistungen mit seinem Elektrofahrzeug anzubieten, sofern die Erlöse die Kosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden decken können. Durch die Erlöse aus der Minutenreservevorhaltung sowie aus der Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie (V2G) können die Kosten für den Ladestrombezug gesenkt werden. Die Höhe der Kostensenkung oder sogar die Erzielung von Erlösen für ein einzelnes Elektrofahrzeug ist davon abhängig, wie häufig es an der Ladesäule angeschlossen und wie hoch somit die Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs für das Netz ist (vgl. Kapitel 14.2.1.1, S. 169, vgl. Kapitel 14.2.2, S. 196, vgl. Kapitel 14.2.3, S. 203). In allen drei betrachteten Jahren sind die höchsten Deckungsbeiträge für die Elektrofahrzeuge in der Sensitivität erzielt worden, bei der bis zu 30 % der Batteriekapazität für die Minutenreservevermarktung verwendet werden kann. Dementsprechend ist es unabhängig von der Ladeleistung der lukrativste Anwendungsfall für die Elektrofahrzeugbesitzer (vgl. Kapitel 14.2.1.4, S. 191, vgl. Kapitel III.B.1, S. XLII, vgl. Kapitel III.B.2, S. XLVI).

Bei den Ergebnissen ist zu beachten, dass davon ausgegangen wird, dass die gesamte angebotene Kapazität auch für die Minutenreservevorhaltung den Zuschlag bekommt, sofern der Angebotspreis unterhalb des Grenzkostenleistungspreises liegt. Ebenso ist hierbei zu beachten, dass für die Jahre 2020 und 2030 die gleichen Minutenreservepreise angesetzt worden

sind wie für das Jahr 2013, das bei der Minutenreserve einem vergleichsweise lukrativen Jahr entsprach.

Bei den Sensitivitäten für zukünftige Jahre werden verschiedene Ladeleistungen betrachtet, jedoch wird davon ausgegangen, dass für alle Elektrofahrzeuge die gleiche Ladeleistung gilt. Dennoch ist es wahrscheinlicher, dass eine Mischung aus den verschiedenen Ladeleistungen im Portfolio auftreten wird. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass aber eine zunehmende Ladeleistung nur einen geringen Zusatznutzen bringt, d. h. die Deckungsbeiträge sind eine konkave Funktion der Ladeleistung (vgl. Kapitel III.B.1, S. XLII, vgl. Kapitel III.B.2, S. XLVI). Daher ist bei heterogenem Bestand mit gleicher mittlerer Ladeleistung ein niedrigerer Deckungsbeitrag zu erwarten. Daher sollten die ermittelten Ergebnisse tendenziell als Obergrenze angesehen werden. Insgesamt hat sich gezeigt, dass die Höhe der Ladeleistung im Vergleich der einzelnen Systemdienstleistungen einen eher geringen Einfluss auf die Erlöshöhe hat.

Zusammenfassend haben die Simulationsläufe aufgezeigt, dass die Einbindung der Elektrofahrzeuge in ein Kraftwerksportfolio für die Elektrofahrzeugbesitzer dienlich sein kann: Der Elektrofahrzeugbesitzer kann seine Kosten senken oder sogar Erlöse durch die Vermarktung von Systemdienstleistungen generieren.

Auch wenn die Infrastruktur zur bidirektionalen Integration der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz mit Mehrkosten verbunden ist, sollte es auf jeden Fall in Betracht gezogen werden, da die Elektrofahrzeuge einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilisierung leisten können und als mobile Speicher auf den Straßen unterwegs sind.

16 Schlussbetrachtung

Werden viele Elektrofahrzeuge, die sofort nach Anschluss an der Ladeinfrastruktur geladen werden, in das Verteilnetz eingebunden, kann dies zu einer Netzüberlastung führen. Ebenso kritisch zu sehen ist das simultane preisgesteuerte Laden ohne Berücksichtigung der Netzbelastung.

Im Unternehmenskontext wird je nach Anschlussleistung das ungesteuerte Laden nicht direkt zu einer Überlastung des Netzanschlusses führen, jedoch kann dies mit erheblich steigenden Kosten einhergehen (vgl. Kapitel 9.2.1.1, S. 87). Werden die Elektrofahrzeuge eines leistungsgemessenen Gewerbekunden ungesteuert geladen, kann bereits beim Anschluss weniger Fahrzeuge die Leistungsgrenze überschritten werden, sodass das Leistungsentgelt steigt.

In gewerblichen Unternehmen werden die meisten Flottenfahrzeuge in einem kurzen Zeitraum vor Ende der Arbeitszeit wieder an der Ladeinfrastruktur angeschlossen. Daher gibt es nur wenige Stunden, in denen die erhöhte Leistungsgrenze ausgeschöpft wird. In den meisten anderen Stunden liegt der Leistungsbezug deutlich niedriger. Folglich treten in wenigen Stunden sehr starke Lastspitzen auf und in anderen Stunden ist die Last sehr niedrig. Dies führt zu einer niedrigeren Jahresbenutzungsdauer.

Preisgesteuerte Ladestrategien verschieben den Ladeprozess in die Stunden mit den geringsten Strombezugskosten (vgl. Kapitel 9.2.1.2, S. 89) und damit in Zeiten, in denen am wenigsten Strom am Markt nachgefragt wird (z. B. Schwachlastzeiten) oder am meisten Strom im Markt vorhanden ist (z. B. Spitzen aus erneuerbarer Produktion). Dennoch kann dies mit Stunden hoher Stromnachfrage im Unternehmen zusammenfallen und für höhere Kosten sorgen. Daher ist für einen leistungsgemessenen Stromkunden die Einhaltung der Spitzenleistung bei den aktuellen Netzentgeltstrukturen wichtiger als die Berücksichtigung zeitvariabler Strompreise. Denn dadurch wird eine Erhöhung des Leistungsentgeltes vermieden und das führt zu höheren Einsparungen im Vergleich zu preisgesteuerten Ladestrategien (vgl. Kapitel 9.2.1.3, S. 91). Die Kombination aus beiden Ladestrategien kann die Kosten dennoch weiter absenken (vgl. Kapitel 9.2.1.4, S. 93). Wenn bidirektionale Stromflüsse möglich sind, d. h. die Fahrzeugbatterie ins Stromnetz entladen werden kann, ist zukünftig bei Integration vieler Elektrofahrzeuge vorstellbar, dass die Leistungsgrenze des Unternehmens sogar reduziert wird, wenn die Spitzenlast ohne Elektrofahrzeuge eher selten erreicht wird (vgl. Kapitel 9.2.3.1, S. 105, vgl. Kapitel 9.2.3.2, S. 110). Die Elektrofahrzeuge können dann als mobile Speicher dienen und die Unternehmenslast glätten.

Werden Elektrofahrzeuge in einen Fuhrpark eingebunden, ist die Nutzung einer eigenen PV-Anlage vorteilhaft (vgl. Kapitel 9.2.2.1, S. 99). Einerseits können so die Strombezugskosten für die Elektrofahrzeuge zusätzlich reduziert werden, andererseits werden die Elektrofahrzeuge dann direkt dezentral und CO_2-neutral geladen.

Für die Ladeleistung ist in der vorliegenden Arbeit tendenziell eher ein hoher Wert (2013 – 7,36 kW, 2020 – 22 kW, 2030 – 50 kW) angesetzt worden. Es ist jedoch zu erwarten, dass in den nächsten Jahren eine Mischung der verschiedenen Ladeleistungen auftreten wird. Dennoch zeigen die Auswertung der Vergleichsrechnungen mit einer ungesteuerten Ladestrategie bei 7,36 kW Ladeleistung, dass schon eine niedrige Ladeleistung bei einer Vielzahl von Fahrzeugen ausreicht, um die Stromkosten des Unternehmens deutlich in die Höhe zu treiben. So kann davon ausgegangen werden, dass das Lastmanagement für die Elektrofahrzeuge desto wichtiger ist, je höher die Ladeleistungen und je größer die Batterien für die Elektrofahrzeuge werden.

Entscheidend für das Lastmanagement der Elektrofahrzeuge ist zudem, dass Nutzervorgaben gemacht werden können. Um den Ladeprozess verschieben zu können, sind Angaben notwendig, bis wann das Elektrofahrzeug geladen sein muss. Werden keine Zeiten vorgegeben oder werden pauschale Anschlusszeiten angenommen, ist es möglich, dass ein Elektrofahrzeug für die nächste Weiterfahrt nicht ausreichend geladen ist. Ist zusätzlich eine Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie oder auch eine Reservevermarktung möglich, sind Zeitvorgaben unumgänglich. Die ISO/IEC 15118 legt für das Lastmanagement mit Elektrofahrzeugen die Grundbausteine, da sie die Informationsweitergabe zwischen Ladeinfrastruktur und Elektrofahrzeug standardisiert.

Für weitere Forschungsarbeiten ist es vorstellbar, dass Mindestfüllstände bei den Ladestrategien, die innerhalb kürzerer Zeit erreicht werden müssen, mitberücksichtigt werden, damit ein Fahrzeug im Notfall genügend Energie zur Verfügung hat. Die Vorgabe der Mindestreichweite durch den Fahrzeugnutzer könnte ebenso dazu dienen, die Fahrzeugbatterie nicht jedes Mal vollständig laden zu müssen, da die meisten Fahrzeuge nicht die gesamte Batteriekapazität für die nächste Fahrt benötigen. Auch eine Priorisierung der verschiedenen Fahrzeuge im Fuhrpark ist vorstellbar, sodass der Ladeprozess für die Fahrzeuge in eine Reihenfolge gebracht werden kann.

In weiteren Arbeiten ist zu prüfen, wie die hier vorgestellten Ladestrategien in der Ladeinfrastruktur und der Portfolio- bzw. Netzsteuerung umgesetzt werden können. Dabei sind auch die Kosten für die Infrastruktur zum steuerbaren Laden zu berücksichtigen. Neben der technischen Umsetzbarkeit wirft die (steuer-)rechtliche Behandlung der bidirektionalen Nutzung noch abrechnungstechnische Fragen auf, wie z. B. die Ladung beim Arbeitgeber und die Entladung Zuhause zu bewerten ist. Insbesondere beim Laden im öffentlichen Raum oder beim Arbeitgeber treten Fragen zur rechtlichen Handhabung auf.

Weiterhin ist zu prüfen, wie viele Ladepunkte im Unternehmenskontext benötigt werden. Hier ist die Annahme getroffen worden, dass für jedes Elektrofahrzeug ein eigener Ladepunkt zur

Verfügung steht. Spätestens, wenn nur noch Schnellladesäulen für Elektrofahrzeuge verwendet werden, ist es wahrscheinlicher, dass an einer tankstellenähnlichen Ladeinfrastruktur geladen wird.

Jenseits des Unternehmenskontexts ergeben sich Potenziale der Flexibilitätsvermarktung von Elektrofahrzeugen für ein Energieunternehmen, wenn Elektrofahrzeuge im Portfoliomanagement eingebunden werden können. Ein einzelnes Elektrofahrzeug hat keine großen Auswirkungen. Werden jedoch viele Elektrofahrzeuge zu einem Pool zusammengefasst und gesteuert ins Stromsystem eingebunden, können sie Flexibilität am Markt bereitstellen und auch netzdienlich eingesetzt werden. Bei bidirektionaler Einbindung der Elektrofahrzeuge hat das Energieunternehmen u. a. die Möglichkeit, den Strom aus den Fahrzeugbatterien zu verwenden, anstelle ein teures Kraftwerk anzufahren. Der hier gewählte stochastische Optimierungsansatz hat sich als sehr zielführend erwiesen, da die Ergebnisse deutlich näher an denen mit perfekter Voraussicht liegen als die Verwendung eines mittleren Preisszenarios (vgl. Kapitel 14.2.1.3, S. 184).

Bei Einbindung der Elektrofahrzeuge in ein Kraftwerksportfolio können für die Elektrofahrzeugnutzer die meisten Erlöse generiert werden, wenn die Elektrofahrzeuge sowohl für die bidirektionale Vermarktung am Spotmarkt als auch an beiden Minutenreservemärkten zur Verfügung stehen (vgl. Kapitel 14.2, S. 169). Auf den ersten Blick scheinen die Vorhaltung negativer Minutenreserve und das Rückspeisen aus der Fahrzeugbatterie (V2G) als substitutive Produkte. Dennoch ergänzen sie sich gut, da die Batterien in unterschiedlichen Stunden an den beiden Märkten vermarktet werden.

Die Erlöse für Elektrofahrzeugnutzer fallen höher aus, je seltener das Elektrofahrzeug verwendet wird und je mehr Batteriekapazität für die Reservevermarktung verwendet werden darf (vgl. Kapitel 14.2.1.4, S. 191, vgl. Kapitel 14.2.2, S. 196, vgl. Kapitel 14.2.3, S. 203). Ist ein Elektrofahrzeug die meiste Zeit an der Ladestation angeschlossen, kann die Batteriekapazität häufiger und länger vermarktet werden. So ist es für manche Elektrofahrzeugnutzer möglich, die Kosten für den Fahrtstromverbrauch (zu Großhandelspreisen) gänzlich durch die Vermarktung der Flexibilität des Elektrofahrzeugs an den Strommärkten zu decken. Bereits heute ist es prinzipiell möglich, die ohnehin niedrigeren Betriebskosten des Elektrofahrzeugs im Vergleich zu einem konventionellen Fahrzeug durch die gesteuerte Einbindung ins Energiesystem weiter zu senken, sofern die Kosten für die Infrastruktur die Erlöse aus der Vermarktung nicht überschreiten (vgl. Kapitel 14.2.1.4, S. 191).

Es hat sich gezeigt, dass eine Erhöhung der Ladeleistung nur bedingt zu höheren Erlösen für den Elektrofahrzeugnutzer führt. Kann das Elektrofahrzeug innerhalb einer Stunde vollständig geladen werden, bringt eine Erhöhung der Ladeleistung keinen Kostenvorteil mehr, solange nur stündliche Preise beachtet werden (vgl. Kapitel 14.2.2, S. 196, vgl. Kapitel 14.2.3, S. 203).

Wird von einer zukünftigen Erhöhung der Batteriekapazitäten ausgegangen, können höhere Ladeleistungen jedoch von Vorteil sein.
Für die Vermarktung der Batteriekapazität auf den Reservemärkten sollte die Entwicklung der Märkte beobachtet werden, da diese momentan stark im Umbruch sind. In der Anwendung ist die Vermarktung am Minutenreservemarkt betrachtet worden. Ebenso ist die Teilnahme an weiteren Reservemärkten denkbar. Die Anpassung der Handelsmodalitäten der Sekundärreserve (vgl. Kapitel 3.2.2, S. 28) an diejenigen der Minutenreserve im Jahr 2018 ermöglicht im Prinzip eine analoge Vermarktung. In zukünftigen Arbeiten könnte zusätzlich der Abruf der Reserve ebenso wie eine Begrenzung des Zuschlags in die Modellierung integriert werden.
Für die Erlöse der Minutenreserve sind die Erlöse aus 2013 angesetzt worden. In den letzten Jahren sind jedoch die Erlöse der negativen Minutenreserve rapide gefallen. Wenn nun aber SRL analog zur MRL vermarktet werden kann, können die Erlöse der Fallstudie eine Indikation für die erzielbaren Erlöse bei einer kombinierten Vermarktung beider Reservequalitäten liefern, da bislang die Erlöse am SRL-Markt deutlich höher sind. Ansonsten sind die ausgewiesenen Erlöse als Obergrenze zu interpretieren. Im Rahmen weiterführender Arbeiten erscheint es zudem zielführend, für die Reservepreise Abschätzungen für die zukünftigen Szenarien zu entwickeln, die konsistent mit den verwendeten Strompreisen sind. Dazu ist jedoch ein entsprechender Marktmodellansatz zu entwickeln.
Für weitere Erlösmöglichkeiten ist es denkbar, dass die Flexibilität der Elektrofahrzeuge an weiteren Spotmärkten, wie dem Intraday-Auktionsmarkt (vgl. Kapitel 3.1.2, S. 24) oder dem kontinuierlichen Intraday-Handel (vgl. Kapitel 3.1.3, S. 24), vermarktet werden. Sind Elektrofahrzeuge bereits flexibel steuerbar in das Portfoliomanagement eingebunden, sollte der Handel an weiteren Märkten einfacher realisierbar sein. In weiteren Schritten ist zu prüfen, inwiefern die Vermarktung an zusätzlichen Märkten zu weiteren Erlösen führen würde. Auch die alleinige Verwendung der Elektrofahrzeuge zur Verhinderung von Fahrplanabweichungen, damit dem Energieunternehmen keine Kosten für Ausgleichsenergie entstehen, könnte in weiteren Forschungsarbeiten untersucht werden.

Für die beiden betrachteten Konzepte ist die technische Umsetzbarkeit des gesteuerten Ladens sowie die Anbindung an die Strommärkte zu prüfen. Bei den Überlegungen zur bidirektionalen Vermarktung der Batteriekapazitäten und zur Minutenreservevermarktung müssen aber die Entwicklung der Ladezyklen der Batterien im Blick behalten werden. Ein Elektrofahrzeugnutzer wird seine Batterie nur dann dem Netz zur Verfügung stellen, wenn die Batterie keine bedeutsamen Einbußen bei der Lebensdauer erleidet (vgl. Kapitel 9.2.2.2, S. 100, vgl. Kapitel 14.2.1.1, S. 169, vgl. Kapitel 14.2.2, S. 196, vgl. Kapitel 14.2.3, S. 203). Ist mit Einbußen zu rechnen, muss dies in der Vergütung an den Elektrofahrzeugnutzer für die Vermark-

tung mit einkalkuliert werden. Damit der Elektrofahrzeugnutzer sein Fahrzeug für Systemdienstleistungen zur Verfügung stellt, könnte in weiteren Forschungsarbeiten zudem geprüft werden, wie die Erlöse zwischen Energieunternehmen und Elektrofahrzeugnutzer aufzuteilen sind.

Ein entscheidender Faktor für eine ökonomisch vorteilhafte Umsetzung ist zudem, dass die Kosten für die Infrastruktur das Einsparpotenzial einerseits für den Fahrzeugbesitzer durch die Vermarktung von Flexibilitäten und andererseits für das Energieunternehmen durch das verbesserte Portfoliomanagement nicht überschreiten.

17 Literaturverzeichnis

Bacher, J., Pöge, A. & Wenzig, K. (2010). *Clusteranalyse. Anwendungsorientierte Einführung in Klassifikationsverfahren* (3. Aufl.). München: Oldenbourg, ISBN 978-3-486-71023-6.

Baumgart, B. (2017). *Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität bei vermehrter Einspeisung erneuerbarer Energien - Bedarf, Anreize und Potenziale*. Dissertation. Essen, Universität Duisburg-Essen. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:hbz:464-20180123-085347-2

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018). *Jahresvolllaststunden 2010 bis 2017. Gesamte Elektrizitätswirtschaft.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Jahresvolllaststunden-2010_2017_o_online_jaehrlich_Ba_26042018.pdf

Beale, E. M. L. & Tomlin, J. A. (1970). Special facilities in a general mathematical programming system for non-convex problems using ordered sets of variables. *Proceedings of the 5th International Conference on Operational Research*.

Beran, P., Pape, C. & Weber, C. (2018). Modelling German electricity wholesale spot prices with a parsimonious fundamental model: Validation and application. *submitted to Utilities Policy revised Mar 2018*. University of Duisburg-Essen, Chair for Management Science and Energy Economics.

Birge, J. R. & Louveaux, F. (2011). *Introduction to stochastic programming* (Springer series in operations research and financial engineering, 2. ed.). New York, NY: Springer, ISBN 978-1-4614-0237-4.

BMU (Hrsg.) (2016). *Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung* (1. Auflage, Stand: November 2016). Berlin: Bundesministerium für Umwelt Naturschutz Bau und Reaktorsicherheit.

BMU, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Bundesverband Erneuerbare Energie e.V., Consentec, Ecofys, r., Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft et al. (2013). *Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland*. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reser. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://m.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf

BMVBS (2011). Elektromobilität - Deutschland als Leitmarkt und Leitanbieter. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmvi.de/blaetterkatalog/catalogs/235170/pdf/complete.pdf

BMVI (2010a). *Mobilität in Deutschland 2008. SPSS Autodaten* (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Hrsg.). Bonn und Berlin (public use file).

BMVI (2010b). *Mobilität in Deutschland 2008. SPSS Wegedaten* (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Hrsg.). Bonn und Berlin (public use file).

BMVI (2012a). *Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010. SPSS Fahrten-Datei* (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Hrsg.). Braunschweig (scientificc use file).

BMVI (2012b). *Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010. SPSS Fahrzeug-Datei* (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Hrsg.). Braunschweig (scientificc use file).

BMVI (2016). *Verkehr in Zahlen 2016/17* (44., aktualisierte Neuauflage, revidierte Ausgabe) (Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, Hrsg.). Hamburg. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/verkehr-in-zahlen-pdf-2016-2017.pdf?__blob=publicationFile

BMW (2016). *Der BMW i3,* BMW. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.nefzger-berlin.de/fileadmin/media/Neuwagen/Katalog/BMW_i3_Katalog.pdf

BMWi (2007). *Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm* (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie & Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hrsg.). Berlin. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesamtbericht_iekp.pdf

BMWi (Hrsg.) (2014). *Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)* (Energiewende Umschalten auf Zukunft, Stand: Oktober 2014). Paderborn: Bonifatius.

BMWi (2018). *Wie funktioniert der Strommarkt?* (Energieversorgung). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/wie-funktioniert-der-strommarkt--419274

Böcker, B., Kippelt, S., Weber, C. & Rehtanz, C. (2017). Storage valuation in congested grids. *IEEE Transactions on Smart Grid, S.* 1. https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2721982

Brady, J. & O'Mahony, M. (2016). Modelling charging profiles of electric vehicles based on real-world electric vehicle charging data. *Sustainable Cities and Society, S.* 203–216. https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.06.014

Brand, H. & Weber, C. (2005). Deriving optimal bid functions taking into account inter-temporal restrictions. *PSCC conference*.

Braun, S. M. & Brunner, C. (2018). Price Sensitivity of Hourly Day-ahead and Quarter-hourly Intraday Auctions in Germany. *Zeitschrift für Energiewirtschaft, S.* 767. https://doi.org/10.1007/s12398-018-0228-0

BSW SOLAR (2014). *EEG 2014 - Was ändert sich zum 1.8.2014 für die Photovoltaik?* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/EEG_Novelle_Merkblatt.pdf

Bundeskartellamt (2015). *Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Antrag des BDEW auf Feststellung der Anwendbarkeit des Art. 30 Abs. 1 RL 2004/17/EG auf die deutschen Strom- und Gas- Letztverbrauchermärkte. B8 – 81/15.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Stellungnahmen/Stellungnahme%20-%20Antrag%20des%20BDEW.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur (2011a). *BK6-10-097 Beschluss.* Bonn: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.pdf;jsessionid=F96F8AD9046490CDFDEE53A2318AA86E?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur (2011b). *BK6-10-098 Beschluss.* Bonn: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (2011c). *BK6-10-099 Beschluss.* Bonn: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (2012). *Monitoringbericht 2012*. Bonn. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile

Bundesnetzagentur (2016). *Bundesnetzagentur - Handel und Vertrieb - Market Coupling - Marktkopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html?nn=266476

Bundesnetzagentur (2017a). *Archivierte Datenmeldungen und EEG-Vergütungssätze. Degressions- und Vergütungssätze April 2012 bis Juli 2014.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html#doc405800bodyText4

Bundesnetzagentur (2017b). *BK6-15-158 Beschluss.* Bonn: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-158/BK6-15-158_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur (2017c). *BK6-15-159 Beschluss.* Bonn: Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2015/2015_0001bis0999/BK6-15-159/BK6-15-159_download_Beschluss_vom_13_06_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesnetzagentur (2017d). *Definitionsliste und Ausfüllhinweise.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2017_Konsultation/Definitionsliste_Ausfuellhinweise_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Bundesnetzagentur (2017e). *Deutschland und Österreich: Einigung auf gemeinsamen Rahmen für Engpassmanagement*. Bonn. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilungen/2017/15052017_DE_AU.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Bundesregierung (2009). Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/nationaler-entwicklungsplan-elektromobilitaet.pdf?__blob=publicationFile

CONNECT (2015). Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/leitstudie-strommarkt-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=9

Consentec GmbH (2014). *Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt. Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Aachen: Consentec GmbH. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.consentec.de/publikationen/studien

Conte, F. V. (2009). Sicherheitsrelevantes Design von Lithium-Ionen-Batterien. *ATZelektronik, S.* 12–19. https://doi.org/10.1007/BF03223941

Daimler AG (2016). *Weltpremiere - Die Mercedes-Benz A-Klasse E-Cell: Das familientaugliche Elektroauto für die Stadt,* Daimler AG. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://media.daimler.com/marsMediaSite/de/instance/ko.xhtml?oid=9361997

Dena (2016). *Demand Side Management: Wer macht was im Regelleistungsmarkt?* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.dena.de/newsroom/meldungen/demand-side-management-wer-macht-was-im-regelleistungsmarkt/

Dubarry, M., Devie, A. & McKenzie, K. (2017). Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations. *Journal of Power Sources, S.* 39–49. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.05.015

Duden (2017). *Duden | Elek-t-ro-fahr-zeug | Rechtschreibung, Bedeutung, Definition.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.duden.de/rechtschreibung/Elektrofahrzeug

Ebel, B. & Hofer, M. B. (2014). *Automotive Management. Strategie und Marketing in der Automobilwirtschaft* (2., überarb. und akt. Aufl. 2014). Berlin Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, ISBN 978-3-642-34068-0.

econnect (2019) "econnect Germany - Stadtwerke machen Deutschland elektromobil", BMWi gefördertes Forschungsprojekt im Förderschwerpunkt "IKT für Elektromobilität II", Projektlaufzeit: 01.01.2012-31.01.2015. Zuletzt geprüft am 04.08.2019. Verfügbar unter http://www.econnect-germany.de/home/

EEG (2017). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz), *2017.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html

EEX (2017). *Spotmarkt.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.eex.com/de/produkte/produktueberblick

ElektroMobilitätNRW (2018). *Laden & Infrastruktur. Ladesäule und Stecker.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.elektromobilitaet.nrw.de/fileadmin/Daten/Download_Dokumente/Foerderungen/Ladeinfrastruktur_f%C3%BCr_Elektromobilit%C3%A4t.pdf

Energate messenger (2016). *Marktdaten Charts - energate messenger+.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.energate-messenger.de/markt/preise/654

Energate messenger (2017). *EPEX SPOT DE-AT (PHELIX) STUNDEN. Marktdaten Strom*. 01.04.2014-31.03.2015. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.energate-messenger.de/markt/preise/654

Entsoe (2017). *Electricity Balancing.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/

EnWG (2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf

EPEX Spot SE (o. A.). 15-Minuten-Eröffnungs-Auktion auf dem Intraday. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/document/29112/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction

EPEX Spot SE (2014). *Successful launch of 15-Minute Intraday Call Auction in Germany.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.epexspot.com/en/press-media/press/details/press/_Successful_launch_of_15-Minute_Intraday_Call_Auction_in_Germany

EPEX Spot SE (2016). *EPEX SPOT Operational Rules.* Zuletzt geprüft am 10.11.2018. Verfügbar unter http://static.epexspot.com/document/35955/EPEX%20SPOT%20Market%20Rules%202017.zip

EPEX Spot SE (2017a). *15 Minuten-Intraday-Auktion mit Lieferung in den deutschen Regelzonen.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction

EPEX Spot SE (2017b). *Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.* Zuletzt geprüft am 06.09.2018. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich

EPEX Spot SE (2017c). *Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland

EPEX Spot SE (2017d). *Marktkopplung. XBID: Cross-Border Intraday market project.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/xbid_cross_border_intraday_market_project

EPEX Spot SE (2018). EPEX SPOT Annual Market Review 2017. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.epexspot.com/document/38446/180111_EPEX%20SPOT_2017_Annual%20Press%20Release_final.pdf

ETH Zürich (2012). *Lokales Lastmanagement (LLM). Motivation & Zielsetzung.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.iast.ch/lastmanagement_ch/

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2015). *100 Tage Intraday-Auktion an der EPEX-SPOT.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.ffe.de/publikationen/pressemeldungen/557-100-tage-intraday-auktion-an-der-epex-spot

Fu, R., Choe, S.-Y., Agubra, V. & Fergus, J. (2015). Development of a physics-based degradation model for lithium ion polymer batteries considering side reactions. *Journal of Power Sources, S.* 506–521. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.12.059

GAMS Software GmbH (2017). *GAMS Home Page.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://gams.com/docs/intro.htm

Gellings, C. W. (1985). The concept of demand-side management for electric utilities. *Proceedings of the IEEE, S.* 1468–1470. https://doi.org/10.1109/PROC.1985.13318

Gellings, C. W. & Smith, W. M. (1989). Integrating demand-side management into utility planning. *Proceedings of the IEEE, S.* 908–918. https://doi.org/10.1109/5.29331

Gerster, M. (2017, 19. Oktober). Sieben Gründe, warum die Elektromobilität nicht mehr zu stoppen ist. *Automobilwoche.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.automobilwoche.de/article/20171019/BCONLINE/171019847/analyse-sieben-gruende-warum-die-elektromobilitaet-nicht-mehr-zu-stoppen-ist

Ghosh, A. & Aggarwal, V. (2017). Control of Charging of Electric Vehicles through Menu-Based Pricing. *IEEE Transactions on Smart Grid, S.* 1. https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2698830

Glanzer, G., Sivaraman, T., Buffalo, J. I., Kohl, M. & Berger, H. (2011). Cost-efficient integration of electric vehicles with the power grid by means of smart charging strategies and integrated on-board chargers, S. 1–4. https://doi.org/10.1109/EEEIC.2011.5874709

Han, H., Xu, H., Yuan, Z. & Zhao, Y. (2012). Interactive charging strategy of electric vehicles connected in Smart Grids, S. 2099–2103. https://doi.org/10.1109/IPEMC.2012.6259168

Helms, H., Jöhrens, J., Hanusch, J., Höpfner, U., Lambrecht, U. & Pehnt, M. (2011). *UMBReLA Umweltbilanzen Elektromobilität. Ergebnisbericht im Rahmen des FuE-Programms "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität"*. Heidelberg: Technische Informationsbibliothek u. Universitätsbibliothek. https://doi.org/10.2314/GBV:686662164

Helms, H., Jöhrens, J., Kämper, C., Giegrich, J., Liebich, A., Vogt, R. et al. (2016). *Weiterentwicklung und vertiefte Analyse der Umweltbilanz von Elektrofahrzeugen* (27/2016) (Umweltbundesamt, Hrsg.). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_27_2016_umweltbilanz_von_elektrofahrzeugen.pdf

Hochstättler, W. (2017). *Lineare Optimierung*. Berlin: Springer Spektrum, ISBN 978-3-662-54425-9.

Hoogvliet, T. W., Litjens, G.B.M.A. & van Sark, W.G.J.H.M. (2017). Provision of regulating- and reserve power by electric vehicle owners in the Dutch market. *Applied Energy, S.* 1008–1019. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.006

Horst, J., Frey, G. & Leprich, U. (WWF Deutschland, Hrsg.) (2009). *Auswirkungen von Elektroautos auf den Kraftwerkspark und die CO2-Emissionen in Deutschland. Kurzstudie.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/wwf_elektroautos_studie_final.pdf

Hu, X., Martinez, C. M. & Yang, Y. (2017). Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles. *Mechanical Systems and Signal Processing, S.* 4–16. https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2016.03.004

Hull, J. (2015). *Optionen, Futures und andere Derivate. Fachliche Betreuung der deutschen Übersetzung durch Dr. Wolfgang Mader und Dr. Marc Wagner* (9., aktualisierte Auflage). Hallbergmoos/Germany: Pearson, ISBN 9783868942743.

Icking, M. (1995). *Zur Modellierung des dynamischen Betriebs von Fernwärmesystemen* (1. Aufl.). Zugl.: Dortmund, Univ., Diss., 1994. Konstanz: Hartung-Gorre, ISBN 3-89191-952-2.

Jansen, C. (2015). *Empirische Analysen des Fahr- und Parkverhaltens in Hinblick auf die Nutzung von Elektrofahrzeugen*. Masterarbeit. Universität Duisburg-Essen, Essen.

Jargstorf, J. & Wickert, M. (2013). Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles on the German market. *Energy Policy, S.* 185–195. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.088

Jiang, X., Wang, J., Han, Y. & Zhao, Q. (2017). Coordination Dispatch of Electric Vehicles Charging/Discharging and Renewable Energy Resources Power in Microgrid. *Procedia Computer Science, S.* 157–163. https://doi.org/10.1016/j.procs.2017.03.072

Jossen, A. & Weydanz, W. (2006). *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen* (1. Aufl.). Untermeitingen: Reichardt, ISBN 3-939359-11-4.

Kampker, A., Vallée, D. & Schnettler, A. (2013). *Elektromobilität. Grundlagen einer Zukunftstechnologie*. Berlin: Springer, ISBN 978-3-642-31986-0.

Karfopoulos, E. L. & Hatziargyriou, N. D. (2016). Distributed Coordination of Electric Vehicles Providing V2G Services. *IEEE Transactions on Power Systems, S.* 329–338.

https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2395723

Kaschub, T., Paetz, A.-G., Jochem, P. & Fichtner, W. (2012). Lastmanagement mit intelligenten Haushaltsgeräten und Elektrofahrzeugen – eine modellgestützte Analyse. *VDE-Kongress 2012 - Intelligente Energieversorgung der Zukunft*. https://doi.org/10.5445/IR/1000050663

Kasper, U. S. (2013). *Modelle zur Unterstützung von Handelsentscheidungen an Märkten für Fahrplanenergie und Reserve* (Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Bd. 145, 1. Aufl.). Aachen: Print-Production-Verl., ISBN 9783941704251.

Kefayati, M. & Baldick, R. (2012). Harnessing demand flexibility to match renewable production using localized policies, S. 1105–1109. https://doi.org/10.1109/Allerton.2012.6483341

Kier, M. & Weber, C. (2015). *"Stadtwerke machen Deutschland elektromobil - von Aachen bis Leipzig, vom Allgäu bis nach Sylt". Abschlussbericht zum Verbundvorhaben "econnect Germany"*. https://doi.org/10.2314/GBV:869924044

Kölch, J. (2017). Welche Möglichkeiten gibt es Elektrofahrzeuge zu laden? Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.evafahrzeugtechnik.de/publikationen/whitepaper-1-welche-moeglichkeiten-gibt-es-elektrofahrzeuge-zu-laden.html

Kondziella, H. & Bruckner, T. (2016). Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, S.* 10–22. https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.199

Konstantin, P. (2013). *Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt* (VDI-Buch, 3., aktual. Aufl. 2013). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, ISBN 9783642372643.

Korthauer, R. (2013). *Handbuch Lithium-Ionen-Batterien*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, ISBN 978-3-642-30653-2.

Kowal, J. (2014). Möglichkeiten zur Doppelnutzung von Fahrzeugbatterien für die Netzunterstützung. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Events/vernetzungskonferenz-elektromobilitaet-2014-praesentationen-forum1-kowal.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Kraftfahrt-Bundesamt (2013). Methodische Erläuterungen zu Statistiken über Fahrzeugzulassungen. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fz_methodische_erlaueterungen_201301_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Kraftfahrt-Bundesamt (2014a). *Bestand an Pkw am 1. Januar 2014 nach ausgewählten Kraftstoffarten.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html?nn=1137062

Kraftfahrt-Bundesamt (2014b). *Neuzulassungsbarometer im Dezember 2013. Tabelle 2.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/2013/201312GV1monatlich/201312_n_barometer_teil2_tabelle.html?nn=653934

Kraftfahrt-Bundesamt (2017a). *Fahrzeugzulassungen (FZ). Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen 1. Januar 2017*. FZ 13. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2017/fz13_2017_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Kraftfahrt-Bundesamt (2017b). *Fahrzeugzulassungen (FZ). Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen Jahr 2016*. FZ 14. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2016/fz14_2016_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Kraftfahrt-Bundesamt (2018a). *Bestand an Pkw in den Jahren 2009 bis 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524

Kraftfahrt-Bundesamt (2018b). *Neuzulassungsbarometer im Oktober 2018. Kraftstoffarten.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/2018/201810_GV1monatlich/201810_nzbarometer/201810_n_barometer.html?nn=2087414

Kurzweil, P. & Dietlmeier, O. K. (2015). *Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, ISBN 9783658108991.

Lam, A. Y. S., Leung, K.-C. & Li, V. O. K. (2016). Capacity Estimation for Vehicle-to-Grid Frequency Regulation Services With Smart Charging Mechanism. *IEEE Transactions on Smart Grid, S.* 156–166. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2436901

LSV (2016). Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung - LSV). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/lsv/LSV.pdf

Lunz, B., Yan, Z., Gerschler, J. B. & Sauer, D. U. (2012). Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs. *Energy Policy, S.* 511–519. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.04.017

Lyon, T. P., Michelin, M., Jongejan, A. & Leahy, T. (2012). Is “smart charging” policy for electric vehicles worthwhile? *Energy Policy, S.* 259–268. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.045

Martin, R. K. (1999). *Large scale linear and integer optimization. A unified approach*. Norwell, Mass.: Kluwer, ISBN 0792382021.

McKinsey & Company (Januar 2017). Electrifiying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/electrifying-insights-how-automakers-can-drive-electrified-vehicle-sales-and-profitability

Meibom, P., Barth, R., Hasche, B., Brand, H., Weber, C. & O'Malley, M. (2011). Stochastic Optimization Model to Study the Operational Impacts of High Wind Penetrations in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems, S.* 1367–1379. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2070848

Mercedes-Benz (2016). *Der Vito E-CELL,* Mercedes-Benz. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.mercedes-benz.de/content/media_library/germany/mpc_germany/de/mercedes-benz_deutschland/transporter_ng/neue_transporter/vito/transporter_vito_e-cell1.object-Single-MEDIA.download.tmp/Vito_E-Cell_09-2012.pdf

Moritz, S. (2006). *A mixed integer approach for the transient case of gas network optimization*. Dissertation. Technische Universität Darmstadt, Darmstadt. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://elib.tu-darmstadt.de/diss/000785

Mouli, G. R. C., Kefayati, M., Baldick, R. & Bauer, P. (2017). Integrated PV Charging of EV Fleet Based on Energy Prices, V2G and Offer of Reserves. *IEEE Transactions on Smart Grid, S.* 1. https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2763683

MsbG (2016). Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/messbg/gesamt.pdf

Mültin, M. (2014). *Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home*. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000042102

Nationale Plattform Elektromobilität (2010a). *Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3. Lade-Infrastruktur und Netzintegration.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/zwischenbericht_emob_ag3_bf.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2010b). *Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/bericht_emob_bf.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2011a). *Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität.* NPE, Nationale Plattform Elektromobilität. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/bericht_emob_2.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2011b). *Zweiter Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität Anhang.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/bericht_emob_2_anhang_bf.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2012). *Fortschrittsbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität (Dritter Bericht).* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/bericht_emob_3_bf.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2014). *Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/emob_fortschrifttsbericht_2014_bf.pdf

Nationale Plattform Elektromobilität (2018). *Fortschrittsbericht 2018 - Markthochlaufphase.* NPE, Nationale Plattform Elektromobilität. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf

Nuvve (2017). *Projects. Western Europe, United States.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://nuvve.com/projects/

Padhy, N. P. (2004). Unit Commitment—A Bibliographical Survey. *IEEE Transactions on Power Systems, S.* 1196–1205. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.821611

Pardalos, P. M., Kallrath, J., Rebennack, S. & Scheidt, M. (2009). *Optimization in the Energy Industry* (Energy systems, 1. Aufl.). Springer-Verlag, ISBN 978-3-540-88965-6.

Paschotta, R. (2011). *RP-Energie-Lexikon - Lastmanagement,* RP Photonics Consulting GmbH. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.energie-lexikon.info/lastmanagement.html

Paschotta, R. (2012). *RP-Energie-Lexikon - Spitzenleistung,* RP Photonics Consulting GmbH. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.energie-lexikon.info/spitzenleistung.html

Paschotta, R. (2013). *RP-Energie-Lexikon - registrierende Leistungsmessung,* RP Photonics Consulting GmbH. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.energie-lexikon.info/registrierende_leistungsmessung.html

Pehnt, M., Höpfner, U. & Merten, F. (2007). *Elektromobilität und erneuerbare Energien. Arbeitspapier Nr. 5 im Rahmen des Projektes "Energiebalance – Optimale Systemlösungen für Erneuerbare Energien und Energieeffizienz" im Auftrag des BMU* (ifeu-Institut für Energie- und Umweltforschung & Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, Hrsg.). Heidelberg, Wuppertal. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Arbeitspapier5_-Elektromobilitaet-und-erneuerbare-Energien.pdf

PHOENIX CONTACT E-Mobility GmbH (2017). *Combined Charging System (CCS).* Zuletzt geprüft am 06.09.2018. Verfügbar unter http://www.phoenixcontact-emobility.com/de/produkte/e-mobility-steckverbinder-und-ladeleitungen/dc-fahrzeug-ladestecker/combined-charging-system-ccs

PricewaterhouseCoopers (2016). *Maximal eine halbe Million E-Autos bis 2020.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.pwc.de/de/pressemitteilungen/2016/maximal-eine-halbe-million-e-autos-bis-2020.html

Rahimzei, E., Saan, K. & Vogel, M. (2015). *Kompendium: Li-Ionen-Batterien - Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen. im BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car - Smart Grid - Smart Traffic* (VDE Verband der Elektrotechnik, Hrsg.). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.dke.de/resource/blob/933404/fa7a24099c84ef613d8e7afd2c860a39/kompendium-li-ionen-batterien-data.pdf

Rajan, D. & Takriti, S. (2005). Minimum Up/Down Polytopes of the Unit Commitment Problem with Start-Up Costs. *IBM Research Report RC23628.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://domino.research.ibm.com/library/cyberdig.nsf/papers/CDCB02A7C809D89E8525702300502AC0/$File/rc23628.pdf

Reif, K., Noreikat, K.-E. & Borgeest, K. (Hrsg.) (2012). *Kraftfahrzeug-Hybridantriebe*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, ISBN 978-3-8348-0722-9.

Retzbach, L. (2008). *Akkus und Ladetechniken. [Grundlagen elektronischer Energiespeicher ; Primär- und Sekundärzellen ; Akkus auf Blei-, Nickel- und Lithiumbasis ; Kondensatoren, Betriebsarten und Einsatzfelder ; Ladetechniken ; Wartung und Pflege ; Transportvorschriften und Entsorgung]*. Poing: Franzis-Verl., ISBN 978-3-7723-4170-0.

Saxena, S., Le Floch, C., MacDonald, J. & Moura, S. (2015). Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models. *Journal of Power Sources, S.* 265–276. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.01.072

Schaufenster Elektromobilität (2015). *Kleine Geschichte der E-Mobilität.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bibb.de/nque/dokumente/pdf/A-Karte%20Geschichte.pdf

Scheurenbrand, J., Engel, C., Peters, F. & Kühl, N. (2015). Holistically Defining E-Mobility: A Modern Approach to Systematic Literature Reviews. *Proceedings of the First Karlsruhe Service Summit Workshop - Advances in Service Research, S.* 17–27. https://doi.org/10.5445/KSP/1000045634

Schiffer, H.-W. (2010). *Energiemarkt Deutschland* (Praxiswissen Energie und Umwelt, 11., völlig neu bearb. Aufl.). Köln: TÜV Media, ISBN 9783824911585.

Schill, W.-P., Niemeyer, M., Zerrahn, A. & Diekmann, J. (2016). Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge. *Zeitschrift für Energiewirtschaft, S.* 73–87. https://doi.org/10.1007/s12398-016-0174-7

Schuller, A., Dietz, B., Flath, C. M. & Weinhardt, C. (2014). Charging Strategies for Battery Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems, S.* 2014–2022. https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2301024

Schuller, A. & Rieger, F. (2013). Assessing the economic potential of electric vehicles to provide ancillary services. *Zeitschrift für Energiewirtschaft: ZfE, S.* 177–194. https://doi.org/10.1007/s12398-013-0112-x

Schultz, R. & Wagner, H.-J. (2009). *Innovative Modellierung und Optimierung von Energiesystemen* (Umwelt- und Ressourcenökonomik, Bd. 26). Berlin: LIT, ISBN 978-3-8258-1359-8.

Seddig, K., Jochem, P. & Fichtner, W. (2017). Integrating renewable energy sources by electric vehicle fleets under uncertainty. *Energy, S.* 2145–2153. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.140

Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014a). Preisblatt Netznutzung Strom. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.netze-duisburg.de/fileadmin/swdu_netz/pdf/strom/Netznutzung/2014/NDU_2014_Preisblatt-Strom.pdf

Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b). Preisblatt Netznutzung Strom. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.netze-duisburg.de/fileadmin/swdu_netz/pdf/strom/Netznutzung/2015/Netze_Duisburg_-_Preisblatt_Strom_2015.pdf

Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2017). Preisblatt Netznutzung Strom. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.netze-duisburg.de/fileadmin/swdu_netz/pdf/strom/Netzentgelte/Netze_Duisburg_-_Preisblatt_Strom_2017.pdf

Statista (2018a). *Durchschnittlicher Preis für Dieselkraftstoff in Deutschland in den Jahren 1950 bis 2018 (Cent pro Liter).* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/779/umfrage/durchschnittspreis-fuer-dieselkraftstoff-seit-dem-jahr-1950/

Statista (2018b). *Jährliche Entwicklung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem US-Dollar von 1999 bis 2017 (in US-Dollar).* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://de.statista.com/statistik/daten/studie/200194/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-seit-2001/

Statistisches Bundesamt (2018). *Bruttostromerzeugung in Deutschland für 2015 bis 2017.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Erzeugung/Tabellen/Bruttostromerzeugung.html

Steiner, L. (2014). *Lastmanagement in Gebäuden als Beitrag zur Reduktion der Auswirkungen volatiler erneuerbaren Energien*. Dissertation. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/4251/1/dissertation_lsteiner.pdf

StromNEV (2005). Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), *2005.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnev/gesamt.pdf

StromNZV (2005). Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV). Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromnzv/gesamt.pdf

StromStG (2017). Stromsteuergesetz. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/stromstg/index.html

Swider, D. J. & Weber, C. (2007). Bidding under price uncertainty in multi-unit pay-as-bid procurement auctions for power systems reserve. *European Journal of Operational Research, S.* 1297–1308. https://doi.org/10.1016/j.ejor.2005.11.046

Swider, D. J. (2006). *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten*. Dissertation, ISBN 978-3-8350-9303-4.

Tan, K. M., Ramachandaramurthy, V. K., Yong, J. Y., Padmanaban, S., Mihet-Popa, L. & Blaabjerg, F. (2017). Minimization of Load Variance in Power Grids—Investigation on Optimal Vehicle-to-Grid Scheduling. *Energies, S.* 1880. https://doi.org/10.3390/en10111880

Tesla (2016). *Tesla Model S,* Tesla. Zuletzt geprüft am 21.12.2016. Verfügbar unter https://www.tesla.com/de_DE/models/design

The Mobility House (2018). *Technisches Grundwissen für das Laden von Elektroautos. Ladeleistung.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.mobilityhouse.com/de_de/ratgeber/technisches-grundwissen

Thielmann, A., Sauer, A. & Wietschel, M. (2015). *Gesamt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/t/de/publikationen/GRM-ESEM.pdf

Tomić, J. & Kempton, W. (2007). Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. *Journal of Power Sources, S.* 459–468. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.03.010

Tran-Quoc, T., Clemot, H. & Nguyen, V. L. (2017). Charging strategies of electric vehicles, S. 1–5. https://doi.org/10.1109/EVER.2017.7935869

Übertragungsnetzbetreiber (2017a). *Netztransparenz.de. Internetplattform der Übertragungsnetzbetreiber*. EEG-Umlage. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage

Übertragungsnetzbetreiber (2017b). *Regelleistung.net. Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/

UCTE (2016a). *Continental Europe Operation Handbook: A1 - Appendix 1: Load-Frequency Control and Performance [E].* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_Appendix%20_final.pdf

UCTE (2016b). *Continental Europe Operation Handbook: P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C].* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

Uddin, K., Dubarry, M. & Glick, M. B. (2018). The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective. *Energy Policy, S.* 342–347. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.015

UStG (2017). Umsatzsteuergesetz, *2017.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/ustg_1980/index.html

Van Basshuysen, R. & Schäfer, F. (2015). *Handbuch Verbrennungsmotor. Grundlagen, Komponenten, Systeme, Perspektiven* (ATZ/MTZ-Fachbuch, 7., vollst. überarb. und erw. Aufl.). Wiesbaden: Springer Vieweg, ISBN 9783658046781.

VDI-Gesellschaft Energie und Umwelt (2015). *Optimierung in der Energiewirtschaft. 11. Fachtagung; Düsseldorf, 25. und 26. November 2015* (VDI-Berichte, Bd. 2266, Nichtred. Ms-Dr). Düsseldorf: VDI-Verl., ISBN 9783180922669.

Ventosa, M., Baíllo, Á., Ramos, A. & Rivier, M. (2005). Electricity market modeling trends. *Energy Policy, S.* 897–913. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.013

Verband der Netzbetreiber (2003). *TransmissionCode 2003 - Anhang D1:. Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB.* Verband der Netzbetreiber. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationD1

Verband der Netzbetreiber (2007a). *TransmissionCode 2007 - Anhang D3:. Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/praequalifikationMRL

Verband der Netzbetreiber (2007b). *Transmissioncode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber* (Version 1.1). Berlin: Verband der Netzbetreiber. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/transmission2007

Verband der Netzbetreiber (2009). *TransmissionCode 2007 - Anhang D2 Teil 1 Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB. "Präqualifikationsunterlagen".* Berlin: Verband der Netzbetreiber. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/transmissionCode2007_D2_1

VW (2016a). *Der e-Golf. Katalog,* VW. Zuletzt geprüft am 21.12.2016. Verfügbar unter http://www.volkswagen.de/de/models/golf_7/brochure/catalogue.html

VW (2016b). *Der e-Golf. Technik und Preise,* VW. Zuletzt geprüft am 21.12.2016. Verfügbar unter http://www.volkswagen.de/de/models/golf_7/brochure/catalogue.html

VW (2016c). *Der Golf GTE. Technik und Preise.* Zuletzt geprüft am 22.12.2016. Verfügbar unter http://www.volkswagen.de/de/models/golf-gte/brochure/catalogue.html

Wallentowitz, H. & Freialdenhoven, A. (2011). *Strategien zur Elektrifizierung des Antriebsstranges. Technologien, Märkte und Implikationen* (2., überarbeitete Auflage). Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, ISBN 9783834899101.

Wang, D., Coignard, J., Zeng, T., Zhang, C. & Saxena, S. (2016). Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services. *Journal of Power Sources, S.* 193–203. https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.09.116

Weber, C. & Woll, O. (2006). Valuation of CHP power plant portfolios using recursive stochastic optimization. *2006 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, S.* 1–6. https://doi.org/10.1109/PMAPS.2006.360198

Weber, C. (2006). Strompreismodellierung. *Essener Unikate, S.* 88–97. Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.uni-due.de/unikate/ressourcen/grafiken/PDF's/EU_29/29_weber.pdf

Wenzel, G., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D. E., MacDonald, J. & Callaway, D. S. (2017). Real-Time Charging Strategies for an Electric Vehicle Aggregator to Provide Ancillary Services. *IEEE Transactions on Smart Grid, S.* 1. https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2681961

Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Pizarro Alonso, A., Balyk, O., Kirkerud, J. G. et al. (2018). Balmorel open source energy system model. *Energy Strategy Reviews, S.* 26–34. https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.01.003

Wolsey, L. A. & Nemhauser, G. L. (1999). *Integer and Combinatorial Optimization* (Wiley Series in Discrete Mathematics and Optimization). Hoboken: Wiley, ISBN 978-0-471-35943-2.

Wu, H., Shahidehpour, M., Alabdulwahab, A. & Abusorrah, A. (2016). A Game Theoretic Approach to Risk-Based Optimal Bidding Strategies for Electric Vehicle Aggregators in Electricity Markets With

Variable Wind Energy Resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy, S.* 374–385. https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2498200

WVI GmbH Braunschweig (2012). *Mobilitätsstudie "Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010" KiD 2010 - Ergebnisse im Überblick.* Zuletzt geprüft am 25.11.2018. Verfügbar unter https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/VerkehrUndMobilitaet/kid-2010.pdf?__blob=publicationFile

Zahoransky, R. (2015). *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf* (7., überarb. u. erw. Aufl. 2015), ISBN 9783658074548.

Zhang, L. & Li, Y. (2017). Optimal Management for Parking-Lot Electric Vehicle Charging by Two-Stage Approximate Dynamic Programming. *IEEE Transactions on Smart Grid, S.* 1722–1730. https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2505298

18 Anhang

I Berechnung der Opportunitätskosten einer unvollständig geladenen Fahrzeugbatterie

Für die ökonomische Bewertung des nicht vollständigen Ladens der Elektrofahrzeugbatterie werden die Opportunitätskosten für das Zurückgreifen auf ein konventionelles Fahrzeug herangezogen. Es wird die Annahme getroffen, dass ein konventionelles Fahrzeug zur Verfügung steht und nicht extra angeschafft werden muss. Dementsprechend gehen lediglich die Betriebskosten pro Kilometer in die Berechnung mit ein. Die Fahrtenlänge wird nicht mit modelliert, sodass bei der Modellierung die Differenz aus der Fahrzeugkapazität und dem aktuellen Batteriefüllstand ökonomisch bewertet wird.

Es wird von einem durchschnittlichen Verbrauch der Elektrofahrzeuge von 23 kWh/100 km[460] ausgegangen. Dementsprechend führt eine Kilowattstunde zu einer Reichweitenverlängerung um 4,35 km. Bei einem mittleren Strompreis von 0,22 €/kWh (vgl. Kapitel 9.1.4) führt dies zu Betriebskosten des Elektrofahrzeugs von 0,051 €/km[461].

Für die Kosten eines herkömmlichen Fahrzeugs wird von einem durchschnittlichen Verbrauch von 7,3 l/100 km ausgegangen.[462] 2014 betrug der durchschnittliche Preis für einen Liter Diesel 1,35 €.[463] Daraus lassen sich die Betriebskosten des konventionellen Fahrzeugs in Höhe von 0,099 €/km berechnen.

Für die Gewichtung in der Zielfunktion wird die nicht vollständig geladene Batterie mit 0,43 €/kWh[464] multipliziert, was den Opportunitätskosten einer Kilowattstunde entspricht.[465]

[460] Berechnung aus den Feldtestdaten des durchs BMWi geförderten Forschungsprojektes econnect.
[461] 1 kWh ≙ 4,35 km ≙ 0,22 € → 1km ≙ 0,051 €.
[462] BMVI (2016, S. 309).
[463] Statista (2018a).
[464] 1 kWh ≙ 0,099 €/km → 4,35 km ≈ 0,43 €/kWh.
[465] 1 kWh ≙ 4,35 km ≙ 1 €.

II Zuschläge auf den Strompreis

Im Folgenden werden die Zuschläge auf den Strompreis für den Betrachtungszeitraum 2014/2015 detailliert aufgelistet. Sie ergeben sich zu ¾ aus den Preisen für 2014 und zu ¼ aus den Preisen für 2015 (vgl. Tabelle 18.1). Zuerst werden die jährlichen Fixkosten bestimmt. Die Kosten der Leistungsmessung in der Niederspannung sind den Veröffentlichungen der Stadtwerke Duisburg entnommen worden.[466] Der Leistungspreis unterscheidet sich nach der Jahresbenutzungsdauer.

Für den Betrachtungszeitraum 2014/2015 ergeben sich somit Fixkosten (Messeinrichtung, Messung/Ablesung, Abrechnung) in Höhe von 580,61 € (inkl. MwSt.).[467] Bei einer Jahresbenutzungsdauer kleiner als 2.500 h und einem Leistungsbezug von 43 kW wird noch ein Leistungsentgelt in Höhe von 397,72 €/a (inkl. MwSt.) fällig. Bei einer höheren Jahresbenutzungsdauer fällt das Leistungsentgelt deutlich höher mit 3.362,12 €/a (inkl. MwSt.) aus, jedoch sinken die variablen Kosten durch den niedrigeren Arbeitspreis.[468]

Tabelle 18.1: Kosten der Leistungsmessung in der Niederspannung im Stadtgebiet Duisburg (Netto)[469]

	2014	2015	2014/2015
Messeinrichtung	101,40 €/a	98,74 €/a	100,74 €/a
Messung/Ablesung	185,28 €/a	177,00 €/a	183,21 €/a
Abrechnung	120,64 €/a	142,35 €/a	126,07 €/a
Summe	484,71 €/a	497,53 €/a	487,91 €/a
Leistungspreis (<2.500 h/a)	7,58 €/kWa	8,35 €/kWa	7,77 €/kWa
Leistungspreis (>2.500 h/a)	64,07 €/kWa	70,61 €/kWa	65,71 €/kWa

II.A Endkunden mit Jahresverbrauch bis 100.000 kWh

Auf den Großhandelspreis werden verschiedene Umlagen, Abgaben und Steuern erhoben. Die Zuschläge werden im Folgenden für einen Jahresstromverbrauch von bis zu 100.000 kWh aufgelistet, die Zuschläge ab einem Verbrauch von 100.000 kWh werden in Anhang II.B (S. XXXVIII) dargestellt. Die Mehrwertsteuer ist in den Zuschlägen nicht enthalten und wird auf die Summe aus den Zuschlägen und dem Spotpreis mit 19 %[470] erhoben.

In Tabelle 18.2 werden die Zuschläge zum Spotpreis bei einem Jahresverbrauch kleiner als 100.000 kWh aufgelistet. Die Zuschläge unterscheiden sich nach der Jahresbenutzungsdauer.

[466] Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b); Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014a).
[467] Mit Berücksichtigung der Mehrwertsteuer (vgl. §12 Abs. 1 UStG).
[468] Mit Berücksichtigung der Mehrwertsteuer (vgl. §12 Abs. 1 UStG).
[469] Vgl. Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b), Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014a).
[470] Vgl. §12 Abs. 1 UStG.

Bei einer Jahresbenutzungsdauer kleiner als 2.500 h werden 14,8 ct/kWh (ohne MwSt.) zugeschlagen. Bei einer Jahresbenutzungsdauer größer als 2.500 h werden Zuschläge in Höhe von 12,48 ct/kWh (ohne MwSt.) eingefordert.

Tabelle 18.2: Zuschläge zum Spotpreis bei einem Jahresverbrauch < 100.000 kWh in ct/kWh

	2014	2015	2014/2015
KWK Aufschlag	0,178 ct/kWh	0,254 ct/kWh	0,197 ct/kWh
§ 19 StromNEV Umlage	0,092 ct/kWh	0,237 ct/kWh	0,128 ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage	0,25 ct/kWh	-0,051 ct/kWh	0,175 ct/kWh
Umlage für abschaltbare Lasten	0,009 ct/kWh	0,006 ct/kWh	0,008 ct/kWh
Konzessionsabgabe[471]	0,11 ct/kWh	0,11 ct/kWh	0,11 ct/kWh
EEG Umlage[472]	6,24 ct/kWh	6,17 ct/kWh	6,22 ct/kWh
Stromsteuer[473]	2,05 ct/kWh	2,05 ct/kWh	2,05 ct/kWh
Vertrieb und Marge[474]	2,5 ct/kWh	2,5 ct/kWh	2,5 ct/kWh
Summe	10,98 ct/kWh	10,83 €/kWh	10,94 ct/kWh
Arbeitspreis (<2.500 h) [475]	3,76 ct/kWh	4,15 ct/kWh	3,86 ct/kWh
Arbeitspreis (>2.500 h) [476]	1,5 ct/kWh	1,65 ct/kWh	1,54 ct/kWh

II.B Endkunden mit Jahresverbrauch über 100.000 kWh

Es werden bei einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 kWh die gleichen Zuschläge, jedoch teilweise in unterschiedlicher Höhe, wie bei einem niedrigeren Stromverbrauch erhoben.

In Tabelle 18.3 sind die Zuschläge zum Spotpreis bei einem Jahresverbrauch größer als 100.000 kWh aufgelistet. Bei einer Jahresbenutzungsdauer kleiner als 2.500 h werden 15,4 ct/kWh (ohne MwSt.) zugeschlagen. Bei einer Jahresbenutzungsdauer größer als 2.500 h werden Zuschläge in Höhe von 13,08 ct/kWh (ohne MwSt.) eingefordert.

[471] Aufschläge, Umlagen und Abgaben bis hierher entnommen aus Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b), Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014a).
[472] Übertragungsnetzbetreiber (2017a).
[473] § 3 StromStG.
[474] Bundesnetzagentur (2012, S. 135).
[475] Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b).
[476] Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b).

Tabelle 18.3: Zuschläge zum Spotpreis bei einem Jahresverbrauch > 100.000 kWh in ct/kWh

	2014	2015	2014/2015
KWK Aufschlag	0,055 ct/kWh	0,051 ct/kWh	0,054 ct/kWh
§ 19 StromNEV Umlage	0,482 ct/kWh	0,227 ct/kWh	0,418 ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage	0,25 ct/kWh	-0,051 ct/kWh	0,175 ct/kWh
Umlage für abschaltbare Lasten	0,009 ct/kWh	0,006 ct/kWh	0,008 ct/kWh
Konzessionsabgabe[477]	0,11 ct/kWh	0,11 ct/kWh	0,11 ct/kWh
EEG Umlage[478]	6,24 ct/kWh	6,17 ct/kWh	6,22 ct/kWh
Stromsteuer[479]	2,05 ct/kWh	2,05 ct/kWh	2,05 ct/kWh
Vertrieb und Marge[480]	2,5 ct/kWh	2,5 ct/kWh	2,5 ct/kWh
Summe	11,70 ct/kWh	11,06 ct/kWh	11,54 ct/kWh
Arbeitspreis (<2.500 h) [481]	3,76 ct/kWh	4,15 ct/kWh	3,86 ct/kWh
Arbeitspreis (>2.500 h) [482]	1,5 ct/kWh	1,65 ct/kWh	1,54 ct/kWh

II.C Zukünftige Zuschläge

Für die Jahre 2020 und 2030 dienen die Umlagen, Abgaben und Steuern aus dem Jahr 2017 als Grundlage. Hierbei gibt es, außer für Spezialfälle, die in dieser Arbeit nicht relevant sind, keine Unterscheidung mehr, ob der Stromverbrauch oberhalb oder unterhalb von 100.000 kWh liegt. Dementsprechend unterscheiden sich die Zuschläge nur je nach Jahresbenutzungsdauer durch den Arbeitspreis der Netzentgelte.

Bei festen Steuersätzen wird standardmäßig nach 2020 eine Inflation in Höhe von 2,3 % angewendet, bei jährlich berechneten Zuschlägen bereits ab 2018. Die Mehrwertsteuer wird konstant bei 19 %[483] angesetzt. Für die EEG-Umlage wird eine jährliche Steigerung von 2,5 % zugrunde gelegt. Somit ergeben sich unter der Prämisse, dass sich die Kostenstruktur der Strompreise nur geringfügig ändert, für 2020 Zuschläge in Höhe von 15,52 ct/kWh (ohne MwSt.) und für 2030 in Höhe von 19,67 ct/kWh (ohne MwSt.) zzgl. des entsprechenden Arbeitspreises (vgl. Tabelle 18.4).

[477] Aufschläge, Umlagen und Abgaben bis hierher entnommen aus Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014a), Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b).
[478] Übertragungsnetzbetreiber (2017a).
[479] § 3 StromStG.
[480] Bundesnetzagentur (2012, S. 135).
[481] Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b).
[482] Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2014b).
[483] §12 Abs. 1 UStG.

Tabelle 18.4: Zukünftige Zuschläge zum Spotpreis in ct/kWh

	2017	2020	2030
KWK Aufschlag	0,438 ct/kWh	0,47 ct/kWh	0,59 ct/kWh
§ 19 StromNEV Umlage	0,388 ct/kWh	0,42 ct/kWh	0,52 ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage	-0,028 ct/kWh	0,25 ct/kWh	0,31 ct/kWh
Umlage für abschaltbare Lasten	0,006 ct/kWh	0,006 ct/kWh	0,008 ct/kWh
Konzessionsabgabe[484]	0,11 ct/kWh	1,99 ct/kWh	2,5 ct/kWh
EEG Umlage[485]	6,88 ct/kWh	7,41 ct/kWh	9,48 ct/kWh
Stromsteuer[486]	2,05 ct/kWh	2,05 ct/kWh	2,57 ct/kWh
Vertrieb und Marge[487]	2,74 ct/kWh	2,93 ct/kWh	3,68 ct/kWh
Summe	12,58 ct/kWh	15,52 ct/kWh	19,67 ct/kWh
Arbeitspreis (<2.500 h) [488]	4,37 ct/kWh	4,68 ct/kWh	5,87 ct/kWh
Arbeitspreis (>2.500 h) [489]	1,74 ct/kWh	1,86 ct/kWh	2,34 ct/kWh

Auch für die Kosten der Messeinrichtung und des Leistungspreises werden Steigerungen mit einer Inflation in Höhe von 2,3 % angenommen.

Durch eine geänderte Kostenstruktur ergeben sich für das Jahr 2020 Fixkosten in Höhe von 343,32 €/a (inkl. MwSt.) und für 2030 in Höhe von 430,98 €/a (inkl. MwSt.). Zu den Grundkosten muss das Leistungsentgelt für den maximalen Strombezug hinzugerechnet werden (vgl. Tabelle 18.5).

Tabelle 18.5: Kosten der Leistungsmessung in der Niederspannung im Stadtgebiet Duisburg[490]

	2017	2020	2030
Messeinrichtung	269,48 €/a	288,51 €/a	362,17 €/a
Leistungspreis (<2.500 h/a)	8,81 €/kWa	9,43 €/kWa	11,84 €/kWa
Leistungspreis (>2.500 h/a)	74,55 €/kWa	79,81 €/kWa	100,19 €/kWa

[484] Aufschläge, Umlagen und Abgaben für 2017 bis hierher entnommen aus Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2017), für 2020 und 2030 eigene Berechnung.
[485] Für 2017 Übertragungsnetzbetreiber (2017a), für 2020 und 2030 eigene Berechnung.
[486] Für 2017 § 3 StromStG, für 2020 und 2030 eigene Berechnung.
[487] Eigene Berechnung nach Bundesnetzagentur (2012, S. 135).
[488] Für 2017 Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2017), für 2020 und 2030 eigene Berechnung.
[489] Für 2017 Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2017), für 2020 und 2030 eigene Berechnung.
[490] Für 2017 Stadtwerke Duisburg Netzgesellschaft mbH (2017), für 2020 und 2030 eigene Berechnung.

III Zusätzliche Auswertungen zum PMM

In den folgenden Kapiteln werden zusätzliche Auswertungen für das Portfolio-Management-Modell dargelegt, die die Auswertungen in Teil III ergänzen.

III.A Deckungsbeiträge und Erlöse für 2013, 2020 und 2030

Im Portfolio-Management-Modell entspricht der Deckungsbeitrag dem Zielfunktionswert (vgl. Gleichung (51), S. 137). Dabei werden die Erlöse am Spotmarkt sowie die Erlöse für die Vorhaltung der Minutenreserve, Brennstoff- und Anfahrkosten berücksichtigt. Unberücksichtigt bleiben die Erlöse für die Deckung der Endkundennachfrage sowie weitere Kosten bestehend z. B. aus Personal- und Instandhaltungskosten. Die Gesamterlöse beinhalten den Handelssaldo am Spotmarkt zusammen mit den Erlösen aus der Vermarktung an den Minutenreservemärkten. Die Erlöse aus der positiven und negativen Minutenreservevorhaltung sind als Summe zusammengefasst. In die Berechnung der Erlöse der Elektrofahrzeuge werden die Erlöse aus der Minutenreservevorhaltung der Elektrofahrzeuge sowie der Saldo aus den Kosten für den Strombezug der Elektrofahrzeuge (G2V) und der Stromausspeisung aus den Elektrofahrzeugen (V2G) einbezogen. In Tabelle 18.6 sind die modellierten Deckungsbeiträge und Erlöse aus dem Portfolio-Management-Modell für die Jahre 2013, 2020 und 2030 gegenübergestellt.

Tabelle 18.6: Gegenüberstellung Deckungsbeiträge und Erlöse des Kraftwerksportfolios (Modelljahre 2013/2020/2030)

	2013	2020	2030
Deckungsbeitrag	41.315.437 €	40.641.158 €	65.222.012 €
Gesamterlöse	105.990.757 €	106.916.597 €	169.176.238 €
Erlöse durch MRL Vorhaltung	972.265 €	1.786.898 €	2.534.162 €
Erlöse der Elektrofahrzeuge	5.258 €	235.969 €	7.645.757 €

III.B Weitere Sensitivitätsanalysen für 2020 und 2030

Für 2020 werden zusätzlich zu den Sensitivitäten von 2013 folgende Sensitivitäten einbezogen (vgl. Kapitel 14.1.9, S. 167): Ladeleistungen von 7,36 kW, 50 kW und auch 100 kW. Zudem wird eine mögliche geringere Verbreitung von Elektrofahrzeugen betrachtet, die insbesondere bei Nichterreichen des bisherigen Ziels der Bundesregierung für 2020 zu erwarten ist. Für die Berechnung wird entsprechend die Hälfte der Elektrofahrzeuge ins Portfolio integriert. Der Basisfall für 2020 mit 22 kW Ladeleistung wird für Vergleichszwecke wiederum mit dargestellt.
Für 2030 werden die gleichen Sensitivitäten wie für 2020 betrachtet. Jedoch wird zusätzlich ein Fall analysiert, in dem die doppelte Menge an Elektrofahrzeugen vorhanden ist. Dies entspricht einem Fall, in dem die Ziele der Bundesregierung übertroffen werden.

III.B.1 Sensitivitätsanalysen 2020

Im Vergleich zum Jahr 2013 sind vier weitere Sensitivitäten für das Jahr 2020 berechnet worden. Es wird nicht nur die Ladeleistung des Basisfalls aus 2020 mit einer Ladeleistung von 22 kW betrachtet, sondern auch verschiedene Ladeleistungen mit 7,36 kW, 50 kW und 100 kW. Zudem wird der Fall betrachtet, dass weniger Elektrofahrzeuge zugelassen sind, als bei Erreichen des bisherigen Ziels der Bundesregierung zu erwarten sind.

Im Vergleich zu 2013 erhöht sich die Minutenreservevorhaltung überproportional zur Anzahl der Elektrofahrzeuge (vgl. Abbildung 18.1). Auch steigt der Anteil der Minutenreserve, der durch die Elektrofahrzeuge vorgehalten wird auf 5 % - 21 % an. Das bedeutet, dass im Beispielportfolio die Elektrofahrzeuge bereits im Jahr 2020 einen relevanten Anteil der Minutenreservevorhaltung übernehmen.

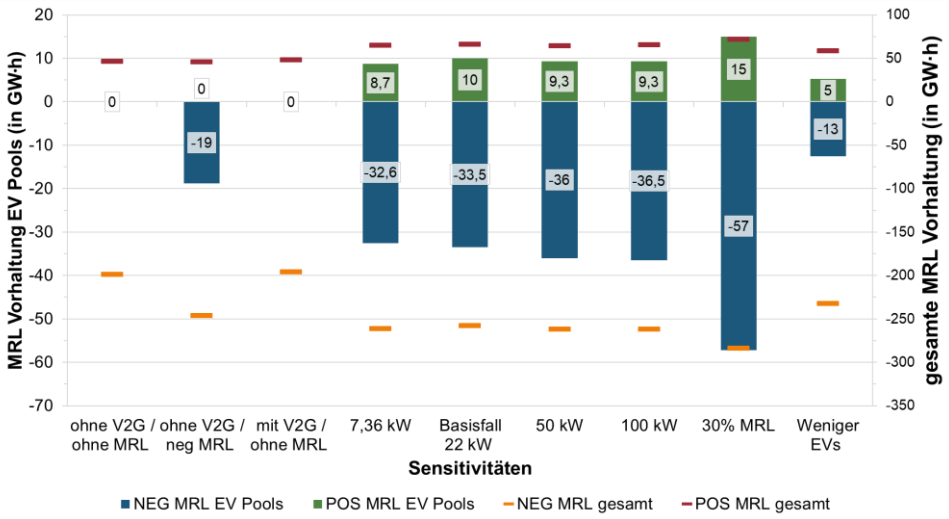

Abbildung 18.1: Vergleich der MRL Vorhaltung (Modelljahr 2020)

Bei der negativen Minutenreserve steigt die Vorhaltung bei mehr Ladeleistung leicht an, um insgesamt 11 %. Hingegen nimmt die positive Minutenreservevorhaltung nur bis zu einer Ladeleistung von 22 kW zu und geht danach wieder leicht zurück.

Die Erhöhung der verfügbaren Minutenreservevorhaltungskapazität der Elektrofahrzeuge um 10 Prozentpunkte entspricht ca. 10 MWh. Dies führt zu einer 75 %-igen Erhöhung der negativen MRL und einer 50 %-igen Erhöhung der positiven MRL im Vergleich zum Basisfall. Dies ist ein Indiz dafür, dass eher die zur Verfügung stehende Speicherkapazität der Elektrofahrzeuge als die Ladeleistung die Minutenreservevorhaltung begrenzt.

Werden im Anwendungsfall nur die Hälfte der Elektrofahrzeuge betrachtet, mit anderen Worten, es steht weniger Kapazität für die Minutenreservevorhaltung zur Verfügung, reduziert sich die negative Minutenreservevorhaltung um 62 % und die positive um 48 %. Dadurch steigt die Minutenreservevorhaltung analog zu 2013 überproportional, je mehr Kapazität zur Verfügung

steht. Die Überproportionalität ist dabei jedoch eher auf numerische Ungenauigkeiten zurückzuführen, da bereits die Minutenreservevorhaltung der konventionellen Kraftwerke zwischen den Sensitivitäten schwankt und die Erlöse aus der Minutenreservevorhaltung nur einen kleinen Teil des Zielfunktionswerts ausmachen. Der Anteil der Erlöse der Minutenreservevermarktung an den Gesamterlösen verbleibt ähnlich zum Basisfall (vgl. Tabelle 18.6, S. XLI).
Zudem ist zu erkennen, dass mit zunehmender Reservevorhaltung der Elektrofahrzeuge die gesamte Minutenreservevorhaltung des Kraftwerksportfolios zunimmt.
In der Modellierung wird die maximale Vorhaltung nicht gedeckelt, sodass die gebotene Menge, wenn der Gebotspreis unterhalb des Grenzleistungspreises liegt, den Zuschlag bekommt. Bei Vorgabe einer Mengenobergrenze für die MRL-Gebote ist ansonsten vorstellbar, dass ein Teil der Minutenreservevorhaltung der Kraftwerke durch die Vorhaltung der Elektrofahrzeuge ersetzt wird.
In Abbildung 18.2 sind der Strombezug und die Stromeinspeisung der einzelnen EV Pools für die verschiedenen Sensitivitäten gegenübergestellt. Sobald die bidirektionale Nutzung nicht einbezogen wird, müssen die Elektrofahrzeuge lediglich die Energiemenge (zzgl. Ladeverlusten) wieder aufladen, die sie für Fahrten verbrauchen.

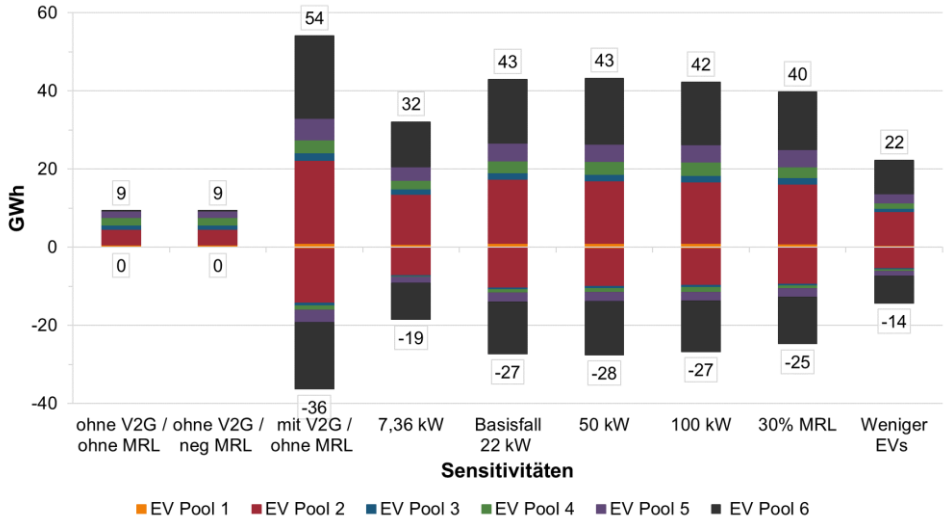

Abbildung 18.2: Vergleich von G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2020)

Wird zusätzlich die bidirektionale Ladung betrachtet, steigt die Lademenge der Elektrofahrzeuge deutlich an, da einige Gigawattstunden aus den Fahrzeugbatterien entnommen werden. Wird die Differenz aus entnommener Strommenge und der eingespeisten Strommenge um die Ladeverluste bereinigt, wird bei jeder Sensitivität genau der Strombedarf durch das Fahren der Elektrofahrzeuge gedeckt.
Die Zunahme der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge von 7,36 kW auf 22 kW zieht eine deutliche Zunahme des Rückspeisens aus der Fahrzeugbatterie nach sich. Eine Zunahme von

22 kW auf 50 kW oder sogar 100 kW scheint hingegen kaum Auswirkungen auf die Rückspeisemenge aus der Fahrzeugbatterie zu haben.

Eine Erklärung hierfür ist die Batteriegröße der Elektrofahrzeuge. Die meisten in der Anwendung verwendeten Elektrofahrzeuge haben eine Batteriekapazität von unter 30 kWh und nur wenige verfügen über eine Kapazität oberhalb von 60 kWh (vgl. Kapitel 14.1.8.5, S. 164). Im Normalfall werden Elektrofahrzeuge zudem mit einem Restfüllstand an der Ladesäule angeschlossen, sodass nur in sehr seltenen Fällen mehr als 50 kWh in die Batterie geladen werden müssen. Da die Optimierung in einer stündlichen Auflösung stattfindet, führt eine höhere Ladeleistung als 50 kW zu keinen signifikanten Unterschieden.

Wird hingegen der zulässige Kapazitätsanteil für die Minutenreservevorhaltung erhöht, sinkt die Strommenge, die ins Netz eingespeist wird. Dies ist dadurch zu erklären, dass durch die Erhöhung um 10 % die Vorhaltung der Minutenreserve überproportional ansteigt (vgl. Abbildung 18.1, S. XLII) und somit die Fahrzeugbatterie weniger für die Vermarktung der Bidirektionalität am Spotmarkt zur Verfügung steht. Aufgrund der gesunkenen Ausspeisung aus der Fahrzeugbatterie (V2G), sinkt entsprechend auch der ins Fahrzeug geladene Strom (G2V). Wird nur die Bidirektionalität ohne Minutenreservevorhaltung betrachtet, steigt die aus den Fahrzeugbatterien entnommene Strommenge um ca. 30 % an. Wie erwartet, wird auch nur die Hälfte der Strommenge aus den EV Pools entnommen, wenn in der Anwendungsstudie nur die Hälfte der Elektrofahrzeuge berücksichtigt wird.

In Abbildung 18.3 sind die Kosten und Erlöse für die verschiedenen Sensitivitäten gegenübergestellt. Werden keine Systemdienstleistungen durch die Elektrofahrzeuge vermarktet, können keine Erlöse generiert werden, sodass nur die Kosten für die Batterieladung entstehen. Halten die Elektrofahrzeuge negative Minutenreserve vor, können die Kosten durch die Erlöse der negativen Minutenreserve gesenkt werden.

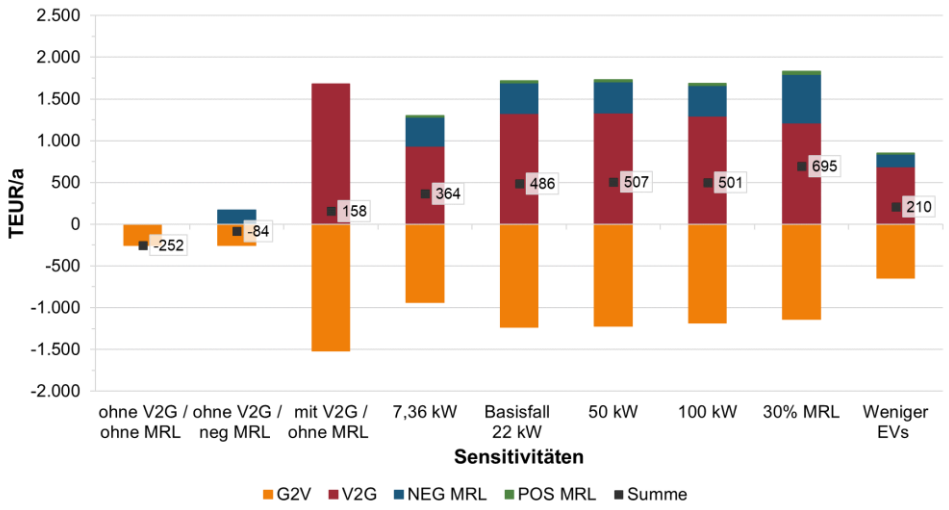

Abbildung 18.3: Vergleich der Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2020)

Jedoch entstehen mehr Kosten als Erlöse. Wird die bidirektionale Nutzung ohne Minutenreservevorhaltung angeboten, übersteigen die Erlöse die Kosten deutlich und es kann ein positiver Deckungsbeitrag erzielt werden. Werden beide Systemdienstleistungsarten angeboten, kann der Deckungsbeitrag noch deutlicher gesteigert werden. Wie bereits in Kapitel 14.2.1.4 (S. 191) erwähnt, weisen die zeitgleiche Vermarktung der bidirektionalen Nutzung und der Minutenreserve Synergien auf, indem über Nacht die durch die Rückspeisung entladene Fahrzeugbatterie für Minutenreservevermarktung genutzt wird, bevor sie bis zur nächsten Abfahrt wieder vollständig geladen wird.

2013 liegt der Unterschied zwischen Berücksichtigung der bidirektionalen Nutzung ohne MRL und dem Basisfall bei ca. 16 % und ist damit noch relativ gering. Jedoch steigt der Unterschied 2020 auf 67 % an. Wird die Ladeleistung erhöht, können weitere Erlöse generiert werden, da die Fahrzeuge in Stunden mit niedrigen Preisen mehr Energie aufnehmen und in Stunden mit höheren Preisen mehr Strom abgeben können.

Bei einer Ladeleistung von 100 kW gehen die Erlöse leicht im Vergleich zu 50 kW Ladeleistung zurück. Hier wird weniger Strom aus der Fahrzeugbatterie mit höheren Erlösen entnommen und dafür mehr Minutenreserve mit niedrigeren Erlösen angeboten. Allerdings liegt der Unterschied der gesamten Erlöse aus der Vermarktung der Elektrofahrzeuge bei den Sensitivitäten mit 50 kW und 100 kW Ladeleistung nur bei knapp 1 %. Deshalb ist davon auszugehen, dass dies eher eine Folge numerischer Ungenauigkeiten ist als inhaltlich begründbar – insbesondere wurden die Rechnungen mit einer Lösungstoleranz (zulässiger „Gap“) von 1,5 % durchgeführt, um die Rechenzeit zu begrenzen.

Wird mehr Kapazität für die Minutenreservevorhaltung vorgesehen, steigen die Deckungsbeiträge der Elektrofahrzeuge um 43 % im Vergleich zum Basisfall mit einer Ladeleistung von 22 kW an. Dies ist durch die deutlich höhere Minutenreservevorhaltung bei einem kleinen Rückgang der Nutzung der Bidirektionalität zu erklären. Wird nur die Hälfte Basisfall ab. Dies begründet sich mit der deutlich niedrigeren Minutenreservevorhaltung, die jedoch auf numerische Effekte zurückzuführen ist (vgl. Erläuterung zu Abbildung 18.1, S. XLII).

Auch in 2020 ist es für einen Teil der Elektrofahrzeuge bei den meisten Sensitivitäten möglich, ihre Kosten durch Vermarktung von Systemdienstleistungen zu decken (vgl. Abbildung 18.4). Dafür dürfen die Elektrofahrzeuge aber nicht oder nur kaum bewegt werden (in Analogie zu Abbildung 14.48, S. 202). Im Mittel sinken von 2013 zu 2020 zwar die Kosten pro EV, jedoch können für die meisten Elektrofahrzeuge die Kosten der Aufladevorgänge nicht gedeckt werden.

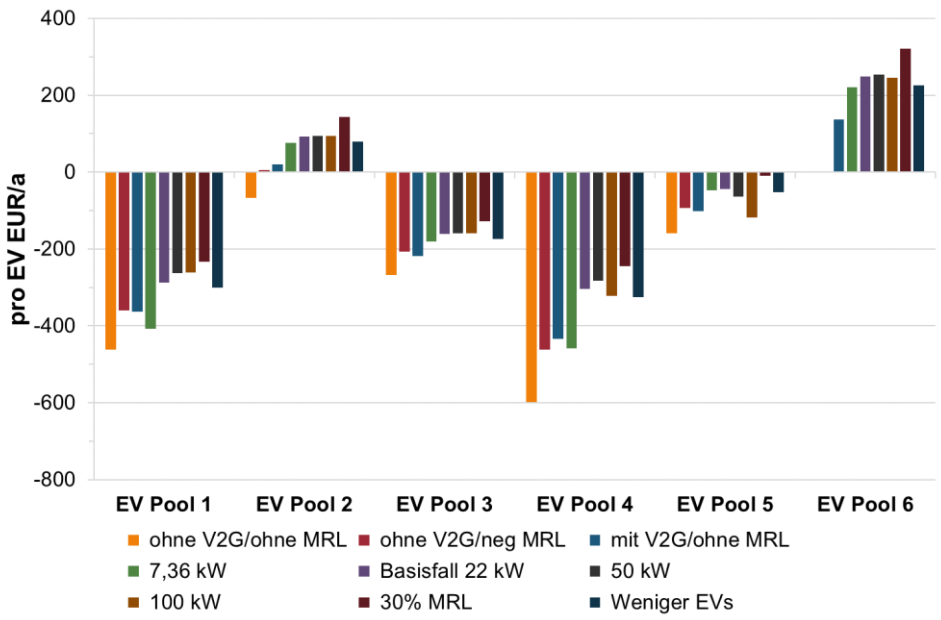

Abbildung 18.4: Vergleich Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug (Modelljahr 2020)

III.B.2 Sensitivitätsanalysen 2030

Für 2030 wird zusätzlich zu den Sensitivitäten von 2020 der Fall betrachtet, dass mehr Elektrofahrzeuge Teil des Portfolios sind – entsprechend einem Szenario, in dem die Ziele der Bundesregierung übertroffen werden. Zudem wird im Basisfall von einer Ladeleistung von 50 kW ausgegangen.

Abbildung 18.5 verdeutlicht, dass auch 2030 die vorgehaltene Minutenreserveleistung vor allem von der für die Minutenreserve zur Verfügung gestellten Speicherkapazität der Batterien abhängig ist.

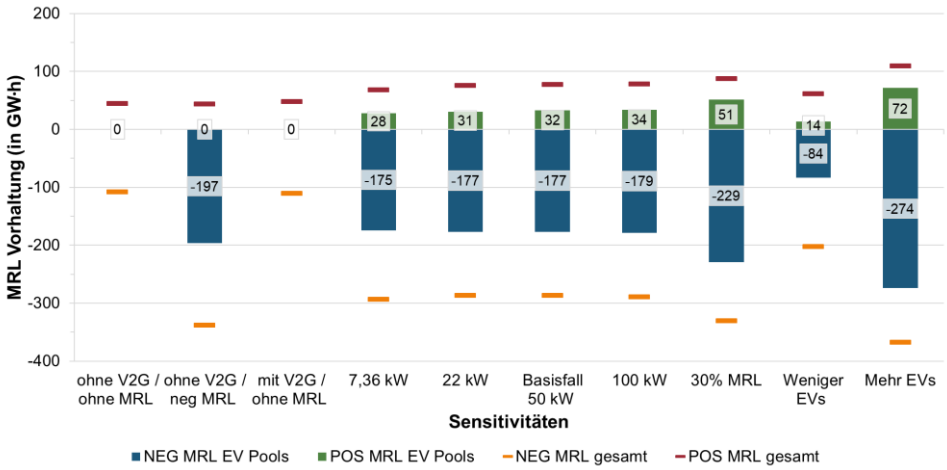

Abbildung 18.5: Vergleich der MRL Vorhaltung (Modelljahr 2030)

Mit höherer Batteriekapazität steigt sowohl die Vorhaltung von positiver als auch von negativer Minutenreserve an. Für die Höhe der möglichen Kapazität sind die Anzahl der Elektrofahrzeuge im Pool sowie die maximal nutzbare Batteriekapazität für die Minutenreservevorhaltung entscheidend. Entsprechend nimmt bei Nutzung von bis zu 30 % der Batteriekapazität für die MRL-Vorhaltung, anstelle von 20 %, die Gesamtvorhaltung zu. Hingegen haben unterschiedliche Ladeleistungen nur einen sehr geringen Einfluss auf die Vorhaltemenge.

Wird nur negative Minutenreserve vermarktet, wird in absoluten Zahlen mehr MRL vorgehalten im Vergleich zu einer zusätzlichen bidirektionalen Vermarktung der Fahrzeugbatterie am Spotmarkt (V2G). Da aber auch die gesamte negative Minutenreservevorhaltung ansteigt, fällt der relative Anteil der Minutenreservevorhaltung durch die Elektrofahrzeuge um 4 % niedriger aus als bei der zusätzlichen Berücksichtigung der bidirektionalen Nutzung. Ebenso wie in 2020 ist dieser Effekt auf numerische Ungenauigkeiten zurückzuführen (vgl. Erläuterung zu Abbildung 18.1, S. XLII).

Im Jahr 2030 verhalten sich die Sensitivitäten im Hinblick auf Lade- (G2V) und Entlademengen (V2G) ähnlich wie im Jahr 2020 (vgl. Abbildung 18.6). Bei den Sensitivitäten ohne Bidirektionalität wird lediglich der Stromverbrauch durch Fahrten der Elektrofahrzeuge in die Fahrzeugbatterien nachgeladen. Wird die Differenz von Laden und Entladen (zzgl. der Ladeverluste) betrachtet, so laden die Elektrofahrzeuge wie erwartet nur den verbrauchten Strom der Fahrten in die Batterien.

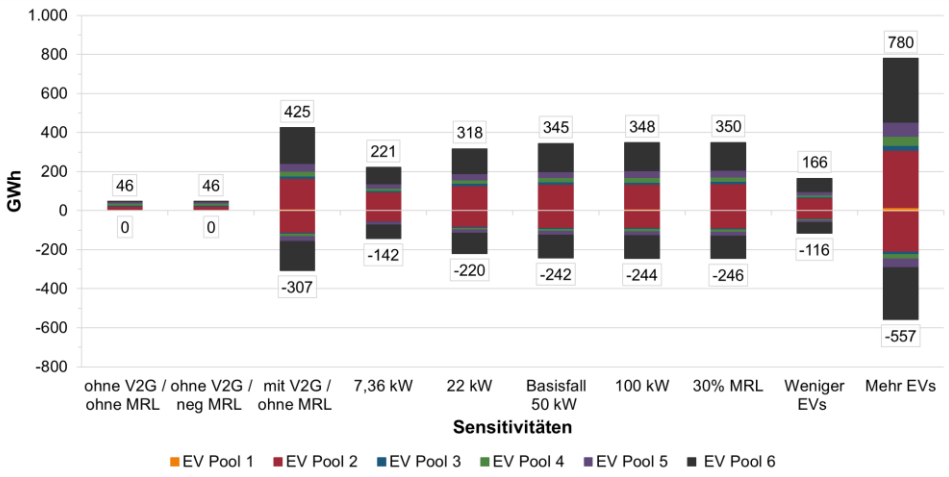

Abbildung 18.6: Vergleich von G2V und V2G getrennt nach EV Pools (Modelljahr 2030)

Nur die Berücksichtigung der bidirektionalen Nutzung (ohne MRL) führt dazu, dass deutlich mehr Strom aus der Fahrzeugbatterie entnommen wird als bei der zusätzlichen Berücksichtigung von Minutenreservevorhaltung. Die Erhöhung der Ladeleistung von 7,36 kW auf 22 kW und auch von 22 kW auf 50 kW führt zu einer Erhöhung der Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie (V2G). Eine Erhöhung von 50 kW auf 100 kW erhöht die Strommenge für die bidirek-

tionale Nutzung nicht signifikant. Ein Rückgang der bidirektionalen Nutzung bei erhöhter Kapazität für die Minutenreservevorhaltung ist im Jahr 2030 nicht ersichtlich. Wird nur die Hälfte der Elektrofahrzeuge bei der Optimierung berücksichtigt, sinkt die eingespeiste Strommenge ins Netz um ein wenig mehr als die Hälfte. Werden hingegen doppelt so viele Elektrofahrzeuge berücksichtigt, erhöht sich die eingespeiste Strommenge um den Faktor 2,3.

Im Jahr 2030 fallen die Kosten bzw. Erlöse im Vergleich zu 2020 und 2013 deutlich höher aus. Dies ist einerseits durch die gestiegene Anzahl an Elektrofahrzeugen und andererseits durch das höhere Preisniveau erklärbar.

Wie im Jahr 2020 können auch mehr Erlöse generiert werden, wenn die Ladeleistung höher ist (vgl. Abbildung 18.7). Ebenso führt eine Erhöhung der Kapazität für Minutenreserve zu einer Erhöhung der Erlöse. Werden keine Systemdienstleistungen angeboten, entstehen nur Kosten. Wird zusätzlich negative Minutenreserve angeboten, können die Kosten gesenkt werden, jedoch können die Erlöse aus der negativen Minutenreserve die Kosten nicht decken.

Die Erlöse nur für die bidirektionale Vermarktung am Spotmarkt bei 22 kW liegen über den Erlösen bei gleichzeitiger bidirektionaler Nutzung und Angebot von Minutenreserve bei einer Ladeleistung von 7,36 kW, aber unter den Erlösen bei einer Ladeleistung von 22 kW. Dies ist dadurch zu erklären, dass bei der Sensitivität nur mit Vermarktung der Rückspeisung aus der Fahrzeugbatterie mit einer Ladeleistung von 50 kW gerechnet wird und so in Stunden mit hohen Preisen mehr Strom aus den Fahrzeugbatterien entnommen werden kann als bei einer Ladeleistung von 7,36 kW. Ebenso kann in Stunden mit niedrigen Preisen mehr Strom in die Fahrzeugbatterie geladen werden, sodass nicht auf Stunden mit teureren Preisen ausgewichen werden muss, um die Batterien vollständig zu laden. Dadurch liegen die Erlöse bei einer bidirektionalen Nutzung allein mit einer höheren Ladeleistung über denen von bidirektionaler Nutzung und Minutenreserve bei einer Ladeleistung von 7,36 kW. Wird sowohl das Rückspeisen aus der Fahrzeugbatterie (V2G) als auch die Minutenreservevermarktung mit einer höheren Ladeleistung berücksichtigt, liegen die Erlöse nur für die Bidirektionalität auch unter den Erlösen dieser Sensitivitäten.

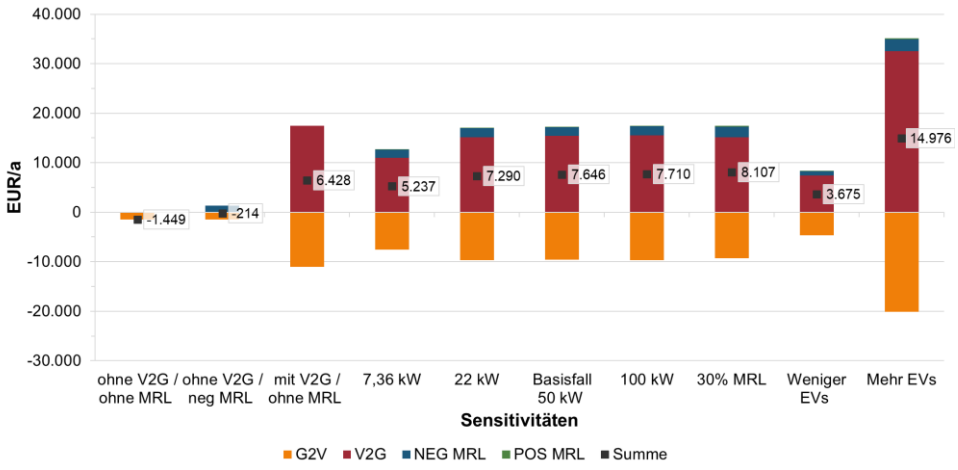

Abbildung 18.7: Vergleich der Erlöse der Elektrofahrzeuge (Modelljahr 2030)

2030 ist es bei verschiedenen Sensitivitäten sogar möglich, dass bei den wenig fahrenden Elektrofahrzeugen innerhalb von drei EV Pools die Erlöse der Systemdienstleistungen die Strombezugskosten überschreiten. Das führt dazu, dass lediglich bei den vielfahrenden Elektrofahrzeugen, die Kosten meist höher als die Erlöse liegen (vgl. Abbildung 18.8). Bei den Sensitivitäten mit Berücksichtigung der Bidirektionalität und einer höheren Ladeleistung können die Kosten pro Elektrofahrzeug dennoch deutlich gesenkt werden.

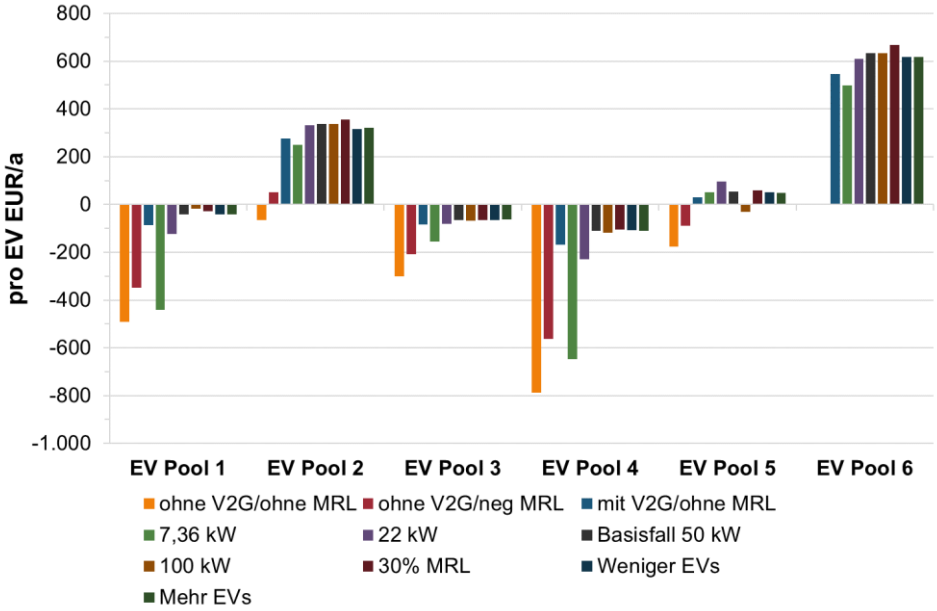

Abbildung 18.8: Vergleich Kosten und Erlöse pro Elektrofahrzeug (Modelljahr 2030)