

Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in Verteilnetzen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien

Ein Beitrag zur Kopplung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor

Zur Erlangung des akademischen Grades einer

**Doktorin der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

Dissertation

von

Dipl.-Wi.-Ing. Sabrina Ried

Tag der mündlichen Prüfung:	14. Januar 2021
Referent:	Prof. Dr. rer. pol. Wolf Fichtner
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Hansjörg Fromm



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung -
Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

Kurzfassung

Aufgrund der angestrebten Klimaneutralität ist mit einer Fortsetzung des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) sowie des Markthochlaufs von Elektro-PKW (E-PKW) zu rechnen. Damit einher gehen Dezentralisierung und Volatilität der Stromerzeugung, räumliche Diskrepanz von Angebot und Nachfrage von Elektrizität sowie höhere Lastspitzen. Entstehende Netzengpässe werden u. a. durch die Abregelung von EE-Anlagen behoben. Dadurch können die vollständigen Potenziale der EE-Anlagen nicht genutzt werden, weshalb weniger EE-Strom produziert wird als möglich ist (sogenannter Überschussstrom). Das gesteuerte Laden von E-PKW stellt eine Chance dar, die Flexibilität der Fahrzeugbatterien z. B. zur Vermeidung dieser EE-Abregelung zu nutzen.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Quantifizierung dieses Flexibilitätspotenzials sowie der damit einhergehenden Kosten und Treibhausgasemissionen der Ladeenergie. Dafür wird erstmalig eine Methodik entwickelt, welche die Nutzung abgeregelter EE-Erzeugung in Verteilnetzen für das gesteuerte, auch bidirektionale Laden (Vehicle-to-Grid oder V2G) von E-PKW untersucht und dabei Lastverschiebepotenziale differenziert modelliert.

Um die Wechselwirkungen zwischen dem Engpassmanagement eines Verteilnetzbetreibers und dem Lademanagement eines Aggregators abzubilden, werden drei Teilmodelle gekoppelt: Ein lastflussoptimierendes Engpassmanagementmodell für das 110 kV-Netz in Schleswig-Holstein wird um die elektrische Nachfrage der E-PKW und einen Peakshaving-Algorithmus erweitert. Das entwickelte gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodell Curtailment-to-Vehicle ermöglicht das Laden der E-PKW mittels Überschussstrom und Strombezug über lokale Elektrizitätsmärkte. Dabei wird eine kosten- sowie eine überschussstromminimierende Ladestrategie untersucht. Basierend auf repräsentativen, empirischen Daten simuliert und aggregiert ein Bottom-Up-Modell die Flexibilitätspotenziale auf Flottenebene. Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger E-PKW-Flexibilitätspotenziale werden mit Szenarien für das Jahr 2030 analysiert.

Modellgestützte Analysen für die Fallstudie Schleswig-Holstein zeigen, dass maximal 19 % der EE-Abregelung vermieden werden. Dennoch werden an Netzknoten mit EE-Abregelung und V2G durchschnittlich bis zu 65 % der Ladeenergie mit Überschussstrom gedeckt, an einzelnen Netzknoten sogar 95 %. Obwohl in den V2G-Szenarien die Kosten für den Strombezug durch Erlöse um bis zu 75 €/Jahr überkompensiert werden, sinken die jährlichen Gesamtladeposten aufgrund weiterer Strompreisbestandteile selbst an den Netzknoten mit Abregelung nur um durchschnittlich 20 – 27 %. Durch V2G können sich die durchschnittlichen jährlichen Batterievollzyklen verdoppeln. Ist Überschussstrom vorhanden, sinken die Treibhausgasemissionen von 69 auf rund 40 g CO₂/km, an einzelnen Netzknoten auf bis zu 7 g CO₂/km.

Danksagung

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft des Instituts für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).

Mein Dank gilt allen Menschen, die diese Arbeit ermöglicht und mich im Prozess der Erstellung begleitet haben. Prof. Wolf Fichtner danke ich für die fachliche Unterstützung auf diesem Weg, den Freiraum in der Gestaltung meiner Forschungsarbeiten, sowie für das entgegengebrachte Vertrauen. Darüber hinaus möchte ich mich bei Prof. Hansjörg Fromm für die Übernahme des Korreferats bedanken.

Mein Dank gilt den Kolleg*innen am KIT, allen voran den aktuellen und ehemaligen Mitgliedern der Arbeitsgruppe Transport und Energie sowie meinem langjährigen Gruppenleiter Dr. Patrick Jochem für den fachlichen Austausch und die angenehme Arbeitsatmosphäre. Darüber hinaus gilt mein Dank den Kolleg*innen am IIP für die konstruktive Zusammenarbeit, die anregenden Diskussionen, die gegenseitige Unterstützung sowie die zahlreichen Kaffee- und Mittagspausen, die wesentlich zur Erstellung dieser Arbeit beigetragen haben. Ein herzliches Dankeschön für die prüfende Durchsicht von Teilen des Manuskripts gilt Daniel Fett, Dr. Kira Schumacher, Dr. Katrin Seddig, Manuel Ruppert, Nora Baumgartner, Dr. Patrick Jochem, Dr. Thomas Dengiz und Uwe Langenmayr.

Besonders möchte ich mich bei den aktuellen und ehemaligen Kolleg*innen am Karlsruhe Service Research Institut sowie am Batterietechnikum (Ex-Competence-E) bedanken. Ich habe mich in euren Räumen und Arbeitstreffen stets willkommen gefühlt und darüber hinaus sehr vom Blick über die Energiewirtschaft hinaus profitiert.

Darüber hinaus danke ich den vielen Studierenden, die meine Arbeit als wissenschaftliche Hilfskraft oder mit Abschluss- und Seminararbeiten unterstützt haben. Stellvertretend möchte ich an dieser Stelle Daniel Heinz, David Stasch, Kathrin Gläser, Maximilian Waldeck und Sebastian Soldner danken.

Mein Dank gilt zudem allen Partnern der Forschungsprojekte Get eReady, Advanced Materials for Batteries (MAT4BAT), LivingLab (LiLa) Walldorf, Scientific Evaluation of Energy Services (SEES) und Bidirektionales Lademanagement (BDL) für ihren Einsatz und den gemeinsamen Kraftakt, die Energiewende voranzutreiben, sowie für die kontinuierlich gute Zusammenarbeit. Auch möchte ich den Auftrag- und Fördermittelgebern der Projekte danken, darunter dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft in Baden-Württemberg, der Europäischen Kommission, sowie der BMW Group. Insbesondere danke ich dem BMWi für die Finanzierung des BDL-Projekts, in dessen Kontext ein wesentlicher Teil dieser Arbeit entstanden ist.

Dem Karlsruher House of Young Scientists danke ich für die Unterstützung meines Forschungsaufenthalts in Chile. Zudem danke ich den (ehemaligen) Kolleg*innen des Centro de Energía sowie des Energy Optimization, Control and Markets Lab der Pontificia Universidad Católica de Chile für den freundlichen Empfang in Santiago de Chile und für die gute Zusammenarbeit.

Zuletzt möchte ich mich von Herzen bei meinen Eltern und meiner Schwester, bei meinen Freundinnen und Freunden, sowie allen weiteren Lebenslehrer*innen für die vielfältige Unterstützung während der letzten Jahre bedanken.

Karlsruhe, März 2021

Sabrina Ried

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
Danksagung	iii
Inhaltsverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	vii
Tabellenverzeichnis	xi
Abkürzungsverzeichnis	xiii
Modellnomenklatur	xvii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Problemstellung	2
1.2 Zielsetzung	4
1.3 Aufbau der Arbeit	6
2 Wandel im Elektrizitätssystem	9
2.1 Stromerzeugung und erneuerbare Energien	9
2.2 Stromnetze	12
2.3 Flexibilität	13
2.4 Elektromobilität	17
2.4.1 Fahrzeuge	17
2.4.2 Ladeinfrastruktur	19
2.4.3 Lithium-Ionen-Batterien	20
3 Integration von EE-Erzeugung und Elektromobilität	29
3.1 Netzausbau	30
3.2 Engpassmanagement	32
3.2.1 Netzengpässe und Netzführung	32
3.2.2 Einspeisemanagement	35
3.2.3 Redispatch	36
3.2.4 Aktuelle Weiterentwicklung	36
3.3 Standardisierung des gesteuerten Ladens von E-PKW	38
3.4 Gesteuertes Laden im energiewirtschaftlichen Kontext	40
3.4.1 Netzdienliches Laden gemäß § 14a EnWG	40
3.4.2 Lokale Energiemärkte	41
3.4.3 Regulatorische Rahmenbedingungen und Implikationen für Strompreisbestandteile	43
3.5 Literatur zur Integration erneuerbarer Energien über gesteuertes Laden von E-PKW	44
3.5.1 Gesteuertes Laden von E-PKW zur Integration erneuerbarer Energien	44
3.5.2 Engpassmanagement in regenerativ geprägten Verteilnetzen	45
3.5.3 Realitätsgetreue Modellierung des Flexibilitätspotenzials von E-PKW	47
3.5.4 Einordnung des gewählten Modellansatzes dieser Arbeit	49
4 Methodisches Vorgehen	51
4.1 Engpassmanagement des Verteilnetzbetreibers	51
4.1.1 Verwendetes Modell für Schleswig-Holstein	51
4.1.2 Annahmen und verwendete Daten	52
4.1.3 Erweiterung um Nachfrage durch Elektrofahrzeuge	52
4.1.4 Erweiterung um Spitzenlastkappung (Peakshaving)	53
4.2 Lademanagement des Aggregators	56

4.2.1	Ladestrategien und Zielfunktionen.....	56
4.2.2	Beschreibung des Optimierungsproblems Curtailment-to-Vehicle (C2V).....	57
4.2.3	Annahmen und verwendete Daten	61
4.3	Flexibilität der Elektrofahrzeuge	66
4.3.1	Mobilitätspanel Deutschland.....	66
4.3.2	Erstellung wöchentlicher Fahrprofile.....	68
4.3.3	Simulation synthetischer E-PKW-Flexibilitätsprofile (MobiFlex-Modell).....	69
4.3.4	Verwendete Daten.....	71
4.3.5	Aggregation der Flexibilitätspotenziale auf Flottenebene.....	71
4.4	Modellkopplung	73
5	Modellgestützte Analysen für die Fallstudie Schleswig-Holstein	75
5.1	Betrachtete Szenarien und Kenngrößen	75
5.1.1	Allgemeine Annahmen.....	75
5.1.2	Beschreibung der Szenarien	75
5.1.3	Betrachtete Kenngrößen.....	78
5.2	Ergebnisse der Modellanwendung	81
5.2.1	Einspeisemanagement ohne E-PKW.....	81
5.2.2	Fahrzeugprofile und Flexibilitätspotenzial.....	82
5.2.3	Geringe Flexibilität (Szenario S1).....	84
5.2.4	Moderate Flexibilität (Szenario S2)	89
5.2.5	Hohe Flexibilität (Szenario S3).....	93
5.2.6	Maximale Flexibilität (Szenario S4)	98
5.3	Sensitivitätsanalysen	104
5.3.1	Auswirkungen verschiedener Eingangsparameter	104
5.3.2	Auswirkungen der Belastung des Marktbezugs mit Netznutzungsentgelten	105
5.4	Modellvalidierung und -verifikation	106
5.4.1	Datenvalidierung.....	107
5.4.2	Validierung des konzeptionellen Modells	107
5.4.3	Validierung der Funktionalität	108
5.4.4	Computergestützte Modellverifizierung	109
5.4.5	Modellkomplexität	109
6	Schlussfolgerungen und Diskussion	111
6.1	Resultierende E-PKW-Lastgänge.....	111
6.2	Nutzung abgeregelter Energie für das Laden von E-PKW	112
6.3	Reduktion von Einspeisemanagement.....	114
6.4	Ladekosten	115
6.5	Batterienutzung	118
6.6	Treibhausgas-Emissionen.....	119
6.7	Kritische Würdigung des Modellansatzes	121
6.7.1	Modellkonzept	121
6.7.2	Mobilitäts- und Ladeverhalten der E-PKW-Nutzenden	122
6.7.3	Weitere Eingangsdaten und Annahmen	123
7	Schlussbetrachtung	125
7.1	Zusammenfassung	125
7.2	Beitrag der Arbeit.....	127
7.3	Ausblick	128
Anhang.....	131
A	Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen	131
Literaturverzeichnis	133

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1:	Räumliche Verteilung der EE-Erzeugung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).	2
Abbildung 1.2:	Räumliche Verteilung der elektrischen Nachfrage in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).	2
Abbildung 1.3:	Zeitliche Diskrepanz der modellierten abgeregelten Energiemengen und des Ladebedarfs der E-PKW (ungesteuertes Laden, 13 % E-PKW) in Schleswig-Holstein für eine beispielhafte Woche (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a) und eigenen Berechnungen, s. Abschnitt 4.3).	3
Abbildung 1.4:	Entwicklung des Einspeisemanagements in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016, 2020).	4
Abbildung 2.1:	Entwicklung der Nettostromerzeugung in Deutschland in TWh (eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020)).	9
Abbildung 2.2:	Modellierte Winderzeugung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).	10
Abbildung 2.3:	Modellierte PV-Erzeugung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).	11
Abbildung 2.4:	Tagesabhängige Fluktuation von Wind- und PV-Erzeugung in Schleswig-Holstein im Verlauf einer Sommerwoche bei einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde (modelliert, eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).	11
Abbildung 2.5:	Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien mit Zahlungsanspruch nach dem EEG (eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020)).	12
Abbildung 2.6:	Nettostromverbrauch im Jahr 2019 nach Verbrauchergruppen in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf BDEW e.V. (2020a)).	17
Abbildung 2.7:	Entwicklung des Bestands an E-PKW und PHEV (nur PKW) weltweit (eigene Darstellung basierend auf IEA (2020)).	18
Abbildung 2.8:	Entwicklung des Bestands an E-PKW und PHEV (nur PKW) in Deutschland, jeweils zum 1. Januar des Jahres (eigene Darstellung basierend auf KBA (2020a)).	19
Abbildung 2.9:	Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle (eigene Darstellung basierend auf Fuchs et al. (2012)).	22
Abbildung 2.10:	Schematische Darstellung verschiedener Zellformate. Oben: Pouchzelle; unten links: Rundzelle; unten rechts: Prismatische Zelle (eigene Darstellung basierend auf Kurzweil und Dietlmeier (2018)).	23
Abbildung 2.11:	Vereinfachtes Modell für kalendarische und zyklische Alterung für verschiedene LIB-Zellen basierend auf Messungen und Schätzungen, die im Rahmen des Forschungsprojekts MAT4BAT vorgenommen wurden.	25
Abbildung 2.12:	Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen DOD und zyklischer Lebensdauer (eigene Darstellung basierend auf Xu et al. (2018)).	25
Abbildung 2.13:	Entwicklung und Prognose der zyklischen Lebensdauer für verschiedene Zelltechnologien (eigene Darstellung basierend auf IRENA (2017)).	26
Abbildung 2.14:	Beispielhafte Darstellung der Preiskomponenten eines Batteriepacks für eine LIB (27 kWh, 90 kW, 187 €/kWh), (eigene Darstellung basierend auf im Rahmen des Forschungsprojekts MAT4BAT ermittelten Daten aus dem Jahr 2017 sowie eigenen Berechnungen mit dem BatPaC-Modell (Nelson et al. 2012)).	27

Abbildung 4.1:	Aggregierter Wochenlastgang aller E-PKW in Schleswig-Holstein (Szenario S1, ungesteuertes Laden zuhause).....	53
Abbildung 4.2:	Ladeleistung im Fall ungesteuerten Ladens nach Maximal-Ladestrategie (vgl. Abschnitt 4.3.3) sowie nach Spitzenlastkappung für $x = 70\%$ in Szenario S4.....	54
Abbildung 4.3:	Leistungsbilanz am Netzknoten A im Fall gesteuerten Ladens.....	59
Abbildung 4.4:	Modellierte Abregelung in Schleswig-Holstein im Fall ohne Elektromobilität.....	61
Abbildung 4.5:	Äquivalente Batteriezyklen pro Jahr für verschiedene Batteriegrößen bei einem jährlichen Fahrtenergiebedarf von 2.000 kWh und der Ausreizung eines maximalen V2G-Kontingents von 100 kWh/Woche.....	63
Abbildung 4.6:	Entwicklung des Day-Ahead-Preises im Marktgebiet Deutschland-Österreich-Luxemburg 2015 (eigene Darstellung basierend auf EPEX Spot (2015)).	65
Abbildung 4.7:	Annahmen zu Belastung der Energieflüsse mit NNE und weiteren Strompreisbestandteilen.....	65
Abbildung 4.8:	Aufenthaltsorte der PKW über den Verlauf einer Woche.....	67
Abbildung 4.9:	Histogramm und kumulierte Verteilungsfunktion der durchschnittlichen täglichen Fahrtdauer von PKW basierend auf Institut für Verkehrswesen, KIT (2019) und eigenen Berechnungen.....	67
Abbildung 4.10:	Histogramm und kumulierte Verteilungsfunktion der mit PKW zurückgelegten Wegstrecken (eigene Darstellung basierend auf Institut für Verkehrswesen, KIT (2019)).....	68
Abbildung 4.11:	Veranschaulichung des Lastverschiebepotenzials von Fahrzeug Nr. 17 über den Verlauf einer Woche für das in Abschnitt 5.1.2 vorgestellte Szenario S2.....	70
Abbildung 4.12:	Vorgehen zur Ermittlung netzknotenscharfer Flexibilitätspotenziale.....	72
Abbildung 4.13:	Schematische Darstellung der Kopplung der verwendeten und entwickelten Modelle.....	73
Abbildung 5.1:	Schematische Darstellung der Ermittlung der EE-Anteile in den betrachteten Szenarien sowie den zugehörigen Referenzszenarien.....	80
Abbildung 5.2:	Räumliche Verteilung der abgeregelten Energiemengen in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).....	81
Abbildung 5.3:	Beschreibung der simulierten Fahrzeugprofile je Szenario.....	82
Abbildung 5.4:	Lastgang für gesamt Schleswig-Holstein nach Maximal-Ladestrategie für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).....	83
Abbildung 5.5:	Zulässige SOC-Bereiche sowie maximale (Ent-)Ladeleistungen der aggregierten E-PKW-Flotten gemäß standardisierten Flexibilitätsprofilen der Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).....	83
Abbildung 5.6:	Räumliche Verteilung der elektrischen Nachfrage der E-PKW in Schleswig-Holstein für eine E-PKW-Durchdringungsrate von 100 % (eigene Darstellung basierend auf KBA (2017)).....	84
Abbildung 5.7:	Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S1.....	85
Abbildung 5.8:	Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S1.....	85
Abbildung 5.9:	Jahresdurchschnitt der stündlichen Marktpreise (eigene Darstellung basierend auf EPEX Spot (2015)).....	86
Abbildung 5.10:	Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S1.....	86
Abbildung 5.11:	Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S1 (unten) im Vergleich zum S1-Referenzszenario (oben).....	87

Abbildung 5.12: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S1 (unten) im Vergleich zum S1-Referenzszenario (oben).....	88
Abbildung 5.13: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S1 reduziert wird.....	89
Abbildung 5.14: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S2.....	90
Abbildung 5.15: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S2.....	90
Abbildung 5.16: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S2.	91
Abbildung 5.17: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S2 (unten) im Vergleich zum S2-Referenzszenario (oben).	91
Abbildung 5.18: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S2 (unten) im Vergleich zum S2-Referenzszenario (oben).....	92
Abbildung 5.19: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S2 reduziert wird.....	93
Abbildung 5.20: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S3.....	94
Abbildung 5.21: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S3.....	94
Abbildung 5.22: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S3.	95
Abbildung 5.23: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S3 (unten) im Vergleich zum S3-Referenzszenario (oben).	96
Abbildung 5.24: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S3 (unten) im Vergleich zum S3-Referenzszenario (oben).....	97
Abbildung 5.25: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S3 reduziert wird.....	98
Abbildung 5.26: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S4.....	99
Abbildung 5.27: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S4.....	99
Abbildung 5.28: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S4.	100
Abbildung 5.29: Durchschnittliche jährliche Ladeposten sowie EE-Anteil über die kumulierte Anzahl aller E-PKW in den Szenarien S1 – S4, sortiert nach Gesamtladeposten.	100
Abbildung 5.30: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S4 (unten) im Vergleich zum S4-Referenzszenario (oben).	101
Abbildung 5.31: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S4 (unten) im Vergleich zum S4-Referenzszenario (oben).....	102
Abbildung 5.32: Boxplots des Anteils der genutzten EE-Abregelung am Ladestrom für alle Knoten mit EE-Abregelung.....	103
Abbildung 5.33: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S4 reduziert wird.....	103
Abbildung 5.34: Änderung der durchschnittlichen THG-Emissionen je Fahrzeug für alle Knoten in Szenariovariante S3-NNE-fix (links) sowie S4-NNE-fix (rechts).....	106
Abbildung 5.35: Durchschnittliche, wöchentliche und auf einen E-PKW normierte Ladeposten für alle Netzknoten im Szenario moderater Flexibilität (S2) ohne überlappende Optimierungszeiträume.	107
Abbildung 5.36: Veranschaulichung des rollierenden Ansatzes mit überlappendem Zeitfenster. Das Ergebnis wird durch die Lösungen der blau gekennzeichneten Zeitscheiben bestimmt.	108
Abbildung 5.37: Durchschnittliche, wöchentliche und auf einen E-PKW normierte Ladeposten für alle Netzknoten in Szenario S2 mit überlappenden Optimierungszeiträumen.	108

Abbildung 6.1:	Gesamte Lade- und Entladeleistung aller E-PKW Schleswig-Holsteins für eine beispielhafte Woche in MW für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität – S4 (maximale Flexibilität)).	111
Abbildung 6.2:	Veranschaulichung der vom C2V-Modell berücksichtigten effektiven Preise für Marktbezug und Verkauf für die erste Woche des Jahres 2015 (eigene Darstellung basierend auf EPEX Spot (2015)).	112
Abbildung 6.3:	Anteil der genutzten EE-Abregelung am Ladestrom für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).	113
Abbildung 6.4:	Jährliche EE-Abregelung für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität) sowie die dazugehörigen Referenzszenarien.	114
Abbildung 6.5:	Jährliche Reduktion von Einspeisemanagement sowie E-PKW-Stromnachfrage für Netzknoten mit E-PKW im Szenario moderater Flexibilität (S2).	114
Abbildung 6.6:	Zusammensetzung der jährlichen Ladekosten pro E-PKW für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität) sowie die dazugehörigen Referenzszenarien und ein Vergleich zu Ladekosten bei reinem Marktbezug. Mittelwerte über alle Netzknoten.	115
Abbildung 6.7:	Boxplots der durchschnittlichen Marktbezugskosten abzüglich V2G-Erlöse pro Jahr und Fahrzeug für alle Knoten mit EE-Abregelung.	116
Abbildung 6.8:	Boxplots der durchschnittlichen Gesamtladekosten pro Jahr und Fahrzeug für alle Knoten mit EE-Abregelung.	117
Abbildung 6.9:	Reduktion der jährlichen Gesamtladekosten für alle Netzknoten in den Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).	117
Abbildung 6.10:	Boxplot des durchschnittlichen SOC je E-PKW-Flotte für alle Knoten mit EE-Abregelung und die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).	118
Abbildung 6.11:	Boxplot der durchschnittlichen Batterievollzyklen je Fahrzeug und Jahr für alle Knoten mit EE-Abregelung und die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).	119
Abbildung 6.12:	Boxplots der durchschnittlichen THG-Emissionen je Fahrzeug für alle Knoten mit EE-Abregelung.	120

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Allgemeine Parameter für das C2V-Modell.	62
Tabelle 2:	E-PKW- und Ladeinfrastruktur-Parameter für das C2V-Modell.	62
Tabelle 3:	Nutzerspezifische Parameter für das C2V-Modell.	64
Tabelle 4:	Marktparameter und Preise für das C2V-Modell.	64
Tabelle 5:	Daten und Annahmen Simulation der Flexibilitätsprofile.	71
Tabelle 6:	Beschreibung der betrachteten Szenarien.	77
Tabelle 7:	Parameterwerte für die Sensitivitätsanalysen.	104
Tabelle 8:	Modellkomplexität der Szenarien für das C2V-Modell.	110

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating current (Wechselstrom)
Ah	Amperestunden
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMS	Batteriemanagementsystem
C2V	Curtailment-to-Vehicle
CCS	Combined Charging System
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DOD	Depth of Discharge (Entladetiefe)
E-PKW	Rein batteriebetriebener Personenkraftwagen
EOL	End of Life (Lebensdauerende)
GWh	Gigawattstunden
HGÜ	Höchstspannungs-Gleichstromleitungen
Hz	Hertz
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers (Berufsverband von Ingenieuren)
IIP	Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
iMSys	intelligentes Messsystem (Smart Meter)
kg	Kilogramm
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LIB	Lithium-Ionen-Batterien
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MWh	Megawattstunden
NNE	Netznutzungsentgelte
N ₂ O	Distickstoffoxid
OPF	Optimal Power Flow (optimale Leistungsflussberechnung)
PHEV	Plug-in-Hybrid Electric Vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PCL	Powerline Communication (Trägerfrequenzanlage)
PKW	Personenkraftwagen
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PV	Photovoltaik
SEI	Solid Electrolyte Interface
SMGW	Smart Meter Gateway
SOC	State of Charge (Batterieladezustand in % der Batteriekapazität)
SOH	State of Health (Gesundheitszustand der Batterie, verbleibende Kapazität in %)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
THG	Treibhausgase
TWh	Terrawattstunden
USt	Umsatzsteuer
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
V2G	Vehicle-to-Grid
VDF	Voltage Distribution Factor
VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	Vehicle to Grid
W	Watt
Wh	Wattstunden

WLTP	Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure
ZLEV	Zero- and low-emission vehicles

Modellnomenklatur

Indexmengen

e	Ende / letzter Zeitschritt einer Optimierung
i	Optimierungs-Iteration
k	Netzknoten
m	E-PKW
T	Zeithorizont einer Optimierung
t	Zeitschritt der Optimierung
t_x	Teilmenge der Zeitschritte t

Parameter

b_t^{EE}	Zeitabhängiger, binärer Parameter für das Auftreten von Abregelung am Netzknoten
b^g	Binärer Parameter für gesteuertes unidirektionales Laden
b^{V2G}	Binärer Parameter für gesteuertes bidirektionales Laden
D	Dauer in Zeitscheiben, über welche mindestens so viel Energie geladen werden und abzüglich der durch V2G entladene Energie im Fahrzeug verbleiben muss [h]
s	Spezifischer Energieverbrauch [kWh/100 km]
E^{V2G}	Durchschnittliche für V2G freigegebene Energiemenge je E-PKW [kWh]
g_m	Fahrzeuggewichte
K^{E-PKW}	Batteriekapazität eines E-PKW [kWh]
K	Kapazität der hypothetischen Batterie einer E-PKW-Flotte am Netzknoten n [kWh]
M	Sehr große Zahl
N	Normierungsfaktor
n_k	Anzahl der E-PKW am Knoten k
P_t^{EE}	Am Netzknoten abgeregelte Leistung aus erneuerbaren Energien [kW]
$P_t^{EE,Basis}$	Am Netzknoten abgeregelte Leistung aus erneuerbaren Energien im Fall ohne E-PKW-Nachfrage [kW]
P_t^f	Zum Fahren benötigte Leistung der E-PKW-Flotte [kW]
$P_t^{L,max,E-PKW}$	Geladene Leistung eines E-PKW nach Maximal-Ladestrategie [kW]
$P_t^{L,min,E-PKW}$	Geladene Leistung eines E-PKW nach Mindestreichweite-Ladestrategie [kW]

$P_t^{l,max}$	Von der E-PKW-Flotte geladene Leistung nach Maximal-Ladestrategie [kW]
$P_t^{l,min}$	Von der E-PKW-Flotte geladene Leistung nach Mindestreichweite-Ladestrategie [kW]
$P^{N,max}$	Aus Netzsicht maximal erlaubte Netzbezugsleistung der E-PKW-Flotte an einem Netzknoten [kW]
P_t^{max}	Maximal verfügbare, durchschnittliche Ladeleistung einer E-PKW-Flotte [kW]
$P_t^{max,E-PKW}$	Maximale Ladeleistung eines E-PKW [kW]
$P^{max,LP}$	Maximale verfügbare Ladeleistung eines Ladepunkts [kW]
pr^d	Jahresdurchschnitt des Marktpreises [€/kWh]
pr_t^{EE}	Preis für Beschaffung von Energie aus EE-Abregelung [€/kWh]
pr_t^M	Marktpreis für Strombezug und -verkauf [€/kWh]
NNE^M	Netznutzungsentgelte für am Strommarkt bezogene Energie [€/kWh]
NNE^{EE}	Netznutzungsentgelte für den Bezug von EE-Abregelung [€/kWh]
SAU	Steuern, Abgaben und Umlagen [€/kWh]
$SOC_t^{f,E-PKW}$	Für Fahrt benötigte Energiemenge eines E-PKW [%]
$SOC_t^{max,E-PKW}$	Obere Grenze für den SOC entsprechend Maximal-Ladestrategie für einen E-PKW [%]
$SOC_t^{min,E-PKW}$	Untere Grenze für den SOC entsprechend Mindestreichweite-Ladestrategie für einen E-PKW [%]
SOC_t^f	Für Fahrt benötigte Energiemenge einer E-PKW-Flotte [%]
SOC_t^{max}	Obere Grenze für den SOC einer E-PKW-Flotte entsprechend Maximal-Ladestrategie [%]
SOC_t^{min}	Untere Grenze für den SOC einer E-PKW-Flotte entsprechend Mindestreichweite-Ladestrategie [%]
SOC^{start}	Batterieladezustand (SOC) als Start für die Optimierung [%]
Δt	Zeitschritt [h]
THG_t^{EE}	Zeitreihe für die THG-Intensität der (abgeregelten) Erzeugung aus erneuerbaren Energien [t CO ₂ /MWh]
THG_t^{KWP}	Zeitreihe für die THG-Intensität des deutschen Kraftwerksparks [t CO ₂ /MWh]
USt	Umsatzsteuer [%]
η	Durchschnittlicher Wirkungsgrad fürs Laden der Gesamtflotte, jeweils für Laden und Entladen [%]

Variablen

b_t^l	Binärvariable, die angibt, ob geladen wird (1) oder nicht (0)
b_t^r	Binärvariable, die angibt, ob rückgespeist wird (1) oder nicht (0)
$P_t^{EE,nutz}$	Für das Laden genutzter Anteil der EE-Abregelung [kW]

$P_t^{EE,ueber}$	Nicht zum Laden genutzter Anteil der EE-Abregelung [kW]
P_t^l	Von der E-PKW-Flotte geladene Leistung im Fall gesteuerten Ladens [kW]
$P_t^{N,bez}$	Vom Netz bezogene Ladeleistung [kW]
$P_t^{N,ein}$	Ins Netz eingespeiste Ladeleistung [kW]
P_t^{V2G}	Aus der E-PKW-Flotte rückgespeiste Leistung [kW]
SOC_t	Optimierter Batterieladezustand (SOC) [%]
SOC_t^l	Zugeladene Energiemenge [%]

1 Einleitung

Im Jahr 2015 wurde erstmals ein weltweites, rechtsverbindliches Klimaschutzabkommen, das sogenannte Pariser Klimaabkommen, geschlossen und in 2016 von nahezu 190 Vertragsparteien verabschiedet. Ziel des Abkommens ist es, dem „gefährlichen Wandel des Klimas“ entgegenzuwirken (United Nations 2020, 2015), indem der durchschnittliche, weltweite Anstieg der Erderwärmung langfristig auf deutlich unter 2 °C begrenzt wird. Dafür sollen Anstrengungen für eine zeitnahe Reduktion von Treibhausgasemissionen¹ (THG-Emissionen) unternommen werden. (United Nations 2020, 2015)

Im Jahr 2019 hat die EU-Kommission den „Europäischen grünen Deal“ vorgestellt, indem sie ihr Engagement für die Bewältigung der Herausforderungen in den Bereichen Klima und Umwelt bekräftigt (Europäische Kommission 2019). Ein wichtiges Ziel ist dabei das Erreichen von Klimaneutralität in der Europäischen Union bis zum Jahr 2050. Es sollen keine Netto-Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden, bzw. der zusätzliche Ausstoß anthropogener THG-Emissionen soll auf die Menge begrenzt werden, die durch Böden, Wälder oder CO₂-Abscheidungs- und Speicher-Technologien gebunden werden kann (Bundesregierung 2019).

Um die globalen und EU-weiten Klimaschutzziele auf Bundesebene zu erreichen, hat die Bundesregierung zuletzt im Jahr 2019 das Klimaschutzprogramm 2030 mit umfangreichen Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland festgelegt. Im Vergleich zu den THG-Emissionen des Jahres 1990 sollen die THG-Emissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 55 % gesenkt werden. Auch im Klimaschutzprogramm ist Klimaneutralität bis zum Jahr 2050 als Ziel verankert. Das Programm legt u. a. Maßnahmen zur Erreichung der 2030-Ziele für die Sektoren Energiewirtschaft, Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft fest. (Bundesregierung 2019) Auch die Europäische Kommission hat unlängst eine Verschärfung der Klimaschutzziele mitgeteilt. Bis 2030 sollen die THG-Emissionen um 55 % gegenüber den Emissionen des Jahres 1990 reduziert werden. Dafür soll das EU-Klimaschutzgesetz geändert werden. (Europäische Kommission 2020)

Zur Umsetzung der THG-Reduktion v. a. im Sektor Energiewirtschaft, aber auch zur Verminderung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern wird der Zubau erneuerbarer Energien (EE) in vielen Ländern gefördert. Im Jahr 2018 verursachte der Sektor Energiewirtschaft in Deutschland mit 311 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalenten (t CO₂-Äq.) die meisten THG-Emissionen. Bis zum Jahr 2030 sollen diese um 16 % reduziert werden. (Bundesregierung 2019) Mithilfe des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) soll das Ziel erreicht werden, den Anteil der Stromerzeugung aus EE am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030 und auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 zu steigern. Dazu werden u. a. finanzielle Anreize wie Marktprämien und Einspeisevergütungen festgelegt und Ausschreibungsverfahren für den Zubau von neuen Anlagen definiert. (EEG 2014)

Auch bei der politischen Förderung hin zu emissionsarmen Antrieben im Verkehrssektor ist die Reduktion der THG-Emissionen die wichtigste Motivation. Weitere Treiber für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors sind die begrenzte Verfügbarkeit fossiler Energieträger, die Abhängigkeit von Ölimporten sowie der Ausstoß von Luftschadstoffen wie Feinstaub. Im Jahr 2018 wurden im Verkehrssektor in Deutschland 162 Mio. t CO₂-Äq. und damit etwa 19 % der Gesamtemissionen emittiert. Bis zum Jahr 2030 wird eine Reduktion um rund 41 % angestrebt. Dazu sollen u. a. 7 – 10 Mio. Elektrofahrzeuge neu zugelassen werden. (Bundesregierung 2019) Neben finanziellen Anreizen wie Kaufprämien führen auch Verbesserungen der Lithium-Ionen-Batterietechnologie und die rapiden Kostenreduktionen der letzten Jahre bei der Fertigung von Batteriepacks (Nykvist und Nilsson 2015) zu einer steigenden Zunahme der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen insbesondere im Segment der Personenkraftwagen (PKW) – sowohl in Deutschland (KBA 2020a) als auch weltweit (IEA 2019).

¹ Hierzu gehören u. a. Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffmonoxid (N₂O).

1.1 Motivation und Problemstellung

Der Zubau von EE-Anlagen zur Dekarbonisierung der Elektrizitätserzeugung geht mit einer Dezentralisierung der Stromerzeugung einher. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken sind die Anlagen kleiner und die Standorte vielfältiger. Windkraftanlagen werden v. a. im windreichen Norden Deutschlands installiert. Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) befinden sich sowohl auf Gebäudedächern als auch auf Freiflächen. Ein Großteil des EE-Stroms insbesondere aus Windkraftanlagen wird in großer Entfernung zu den großen Verbraucherzentren erzeugt, was zu einer räumlichen Diskrepanz von Angebot und Nachfrage führt. Abbildung 1.1 und Abbildung 1.2 veranschaulichen dies anhand der räumlichen Verteilung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen sowie der elektrischen Nachfrage in Schleswig-Holstein. Zudem ist die Energieerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen dargebotsabhängig, schwankt also je nach Wetter, d. h. Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit. Die Volatilität ist nur begrenzt prognostizierbar und führt zudem auch zu einer zeitlichen Diskrepanz von Elektrizitätsangebot und -nachfrage (vgl. Abbildung 1.3).

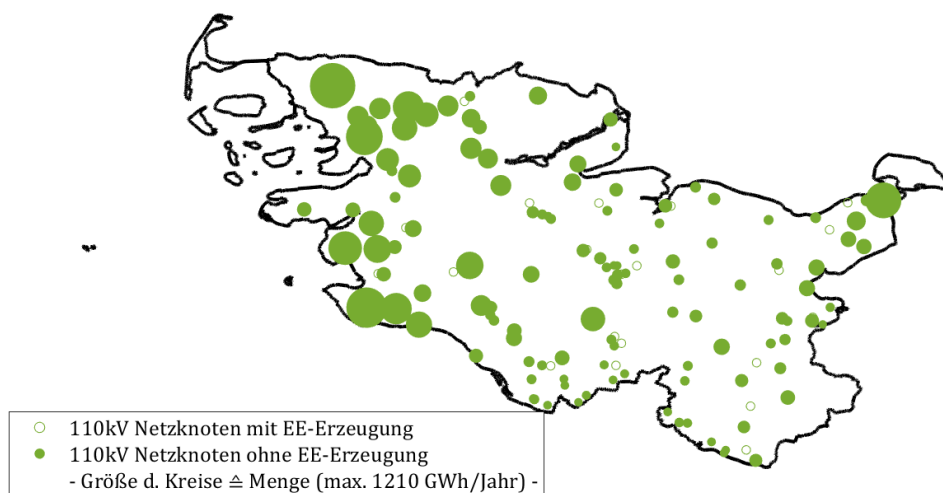


Abbildung 1.1: Räumliche Verteilung der EE-Erzeugung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).

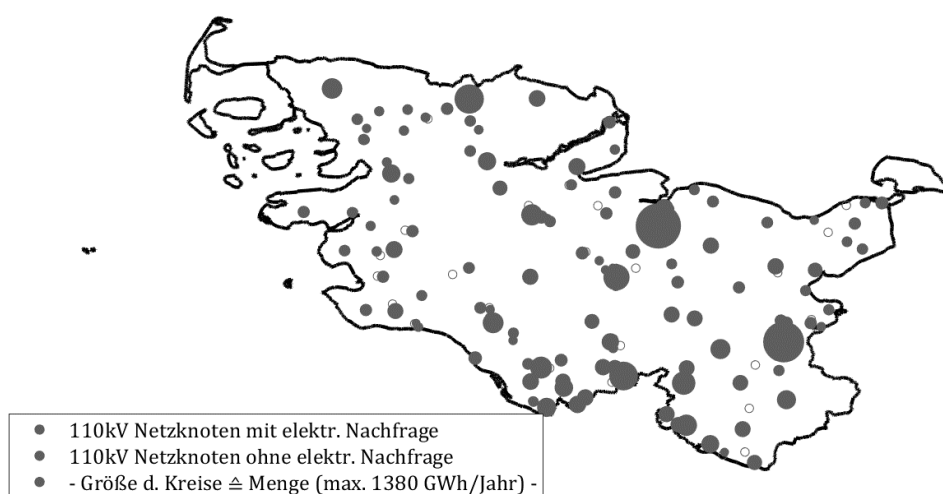


Abbildung 1.2: Räumliche Verteilung der elektrischen Nachfrage in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).

Durch den zunehmenden EE-Ausbau in Deutschland kommt es immer häufiger zu Situationen, in denen die EE-Erzeugung die elektrische Nachfrage übersteigt. Wenn das Elektrizitätsnetz den überschüssigen EE-Strom nicht in Regionen mit höherer Nachfrage transportieren und damit die räumliche Diskrepanz überwinden kann, kommt es zu Netzengpässen (Wietschel et al. 2018). Eine Überbrückung der zeitlichen Diskrepanz kann das Netz nicht leisten, da es nur sehr begrenzt zur Zwischenspeicherung von Strom ausgelegt ist.

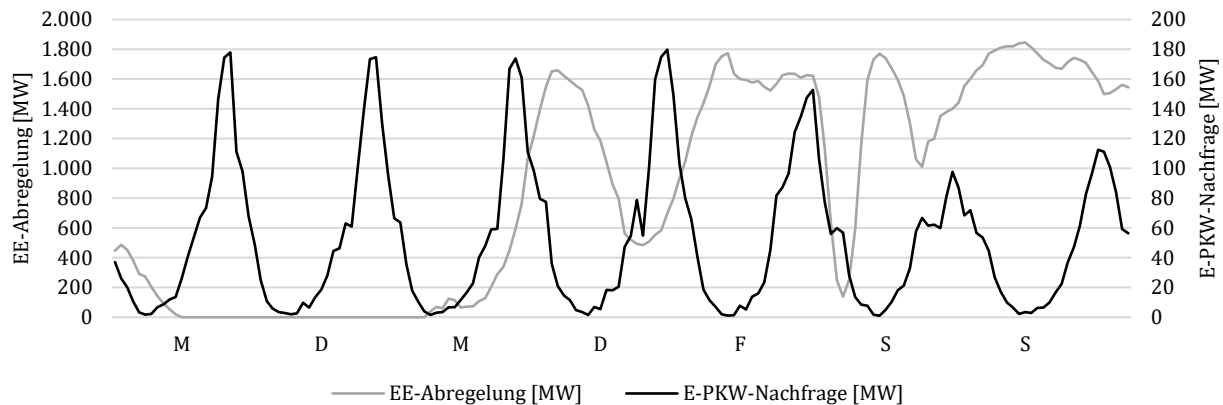


Abbildung 1.3: Zeitliche Diskrepanz der modellierten abgeregelten Energiemengen und des Ladebedarfs der E-PKW² (ungesteuertes Laden³, 13 % E-PKW) in Schleswig-Holstein für eine beispielhafte Woche (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a) und eigenen Berechnungen, s. Abschnitt 4.3).

Zur Behebung dieser Netzengpässe greifen Netzbetreiber zu abregelnden Eingriffen (im Folgenden kurz „Abregelung“ genannt) der Stromerzeugung aus EE-Anlagen (Einspeisemanagement). Die Anzahl der Netzengpässe und Einspeisemanagementmaßnahmen hat in den letzten Jahren stark zugenommen (Abbildung 1.4). Im Jahr 2018 wurden rund 5.400 GWh EE abgeregelt. Dies entspricht rund 3 % der gesamten vermarkteten Energiemenge aller EE-Anlagen und dem jährlichen Strombedarf von etwa 2 Mio. Haushalten. Somit konnte Elektrizität im Wert von rund 640 Mio. €⁴ nicht genutzt werden. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass mit dem Markthochlauf von Elektrofahrzeugen weitere Netzengpässe entstehen können (Märtz et al. 2019). Einerseits steigt die elektrische Nachfrage durch die neuen Verbraucher. Andererseits treten bei ungesteuertem Laden Gleichzeitigkeitseffekte auf. Zudem fallen beim Laden zuhause v. a. werktags gegen 19 Uhr die Lastspitzen der Fahrzeuge mit den Nachfragespikes der Haushalte zusammen (Nobis 2016). Dies kann in Zukunft dazu führen, dass konventionelle, fossile Erzeugungsanlagen zur Deckung der Nachfrage eingesetzt (Schönfelder et al. 2009) und Verteilnetze weiter ausgebaut werden müssen (Dorendorf et al. 2019).

Damit der Wandel zu einem weitgehend regenerativen Energiesystem gelingen und die gesamte erzeugte Elektrizität aus EE-Anlagen genutzt werden kann, müssen Engpässe und Einspeisemanagement vermieden werden (vgl. Abschnitt 3.2). Zudem besteht Bedarf an neuen Lösungen, um zukünftig eine Vielzahl von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem zu integrieren, sodass die Dekarbonisierungsziele erreicht und der Netzausbau auf ein notwendiges Maß begrenzt werden.

Je nach Blickwinkel bieten Elektrofahrzeuge jedoch auch eine große Chance. Im Gegensatz zu anderen Speichertechnologien wie bspw. stationären Batteriespeichern werden sie zukünftig ohnehin in großer Anzahl und an verschiedensten Orten zum Einsatz kommen. Dabei werden PKW in Deutschland im Durchschnitt nur rund eine Stunde am Tag gefahren und stehen während der verbleibenden 23 Stunden (Abschnitt 4.3.1, Abbildung 4.9). Wenn die Fahrzeuge mit dem Stromnetz

² Rein batterieelektrisch betriebene Personenkraftwagen.

³ Im Rahmen dieser Arbeit wird der Begriff ungesteuertes Laden verwendet, wenn ein Ladevorgang unmittelbar beginnt, sobald ein Elektrofahrzeug mit der Ladestation verbunden wird, ohne dass dabei die Ladeleistung oder der Endzeitpunkt des Ladevorgangs kontrolliert werden.

⁴ Geschätzte Entschädigungsansprüche gemäß Meldungen der Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur.

verbunden sind, kann die Kapazität ihrer Batterien während dieser Zeiten für weitere Dienstleistungen eingesetzt werden. Elektrofahrzeuge bieten mit ihren Speichern eine Flexibilität auf der Nachfrageseite, die für eine Vermeidung von abendlichen Nachfragespitzen, eine Reduktion von EE-Abregelung, das Laden lokal erzeugten PV-Stroms, für kostenminimales Laden bei zeitvariablen Preisen, zur Netzstabilisierung oder für viele weitere Anwendungsfälle genutzt werden kann.

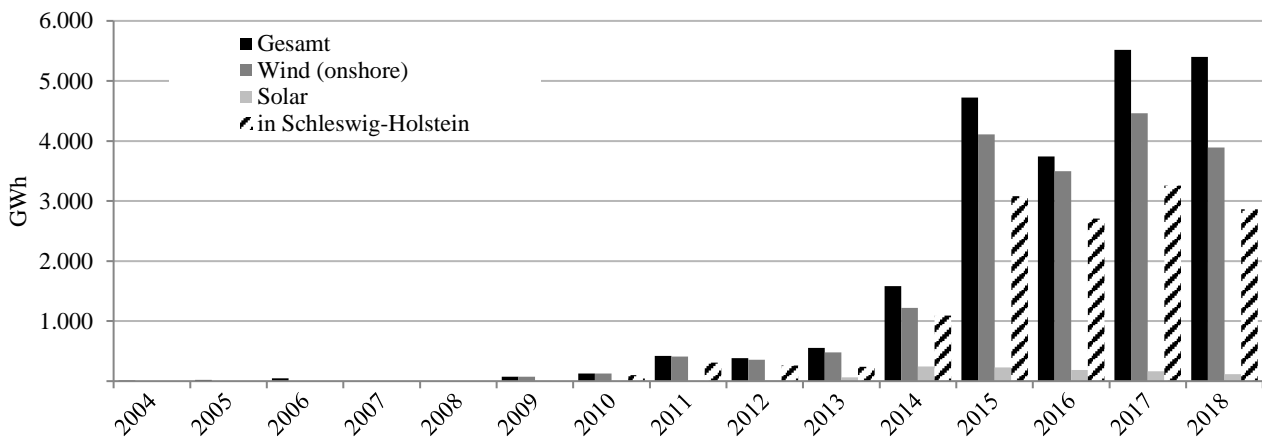


Abbildung 1.4: Entwicklung des Einspeisemanagements in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016, 2020).

Mittels gesteuertem Laden könnte die Flexibilität der Fahrzeuge genutzt werden, ohne dabei die Mobilität der Nutzenden einzuschränken. Ladevorgänge können zeitlich unterbrochen oder verzögert werden, die Leistungsaufnahme reduziert oder im Fall bidirektionalen Ladens auch in das Netz zurückgespeist werden. Viele Elektrofahrzeugnutzende zeigen Bereitschaft für eine Teilnahme an gesteuertem Laden. Die drei Hauptmotivationen hierfür sind erstens das Laden mit Strom aus erneuerbaren Energien und die Reduktion von THG-Emissionen, zweitens eine Verbesserung der Netzstabilität, sowie drittens eine Reduktion der Ladekosten (Will und Schuller 2016; Pfab et al. 2016; Held et al. 2019; Dreisbusch et al. 2020; Bailey und Axsen 2015). Eine Umsetzung gesteuerten Ladens kann über eine intelligente Steuerung der Lade- und perspektivisch auch Entladevorgänge erfolgen und ist mit entsprechenden technischen Lösungen, regulatorischen Rahmenbedingungen, sowie neuen Markt- und Koordinationsmechanismen möglich. Elektrofahrzeuge werden damit zum Teil der Lösung.

1.2 Zielsetzung

Das übergeordnete Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung des Potenzials von Elektrofahrzeugen zur Nutzung von EE-Abregelung durch gesteuertes Laden. Dafür soll eine Methodik entwickelt und auf eine Fallstudie angewendet werden. Da die meisten Einspeisemanagementmaßnahmen auf das Verteilnetz entfallen (vgl. Abschnitt 3.2.2), steht die Interaktion zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB) und Aggregator im Fokus der Analysen. Dafür übermittelt der VNB Informationen bezüglich der EE-Abregelung an einen Aggregator, der das Flexibilitätspotenzial einzelner Fahrzeuge kennt, auf Flottenebene⁵ aggregiert und steuert. Es werden zwei Ladestrategien untersucht, welche auf eine maximale Nutzung der (andernfalls) abgeregelten Energiemenge aus EE-Anlagen (kurz: „Überschussstrom“) sowie auf einen kostenminimalen Fahrplan abzielen. Der Aggregator kann dafür neben dem Überschussstrom auch über einen lokalen Elektrizitätsmarkt Strom beziehen. Darüber hinaus sollen die Wechselwirkungen mit der Rückspeisung der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz untersucht werden.

⁵ Der Begriff Flotte wird hier verwendet, um eine Gesamtheit mehrerer am gleichen Netzknoten befindlicher Fahrzeuge zu beschreiben.

Für die Untersuchungen wird Schleswig-Holstein als Fallstudie herangezogen. Mit 2.900 GWh wurden im Jahr 2018 53 % aller Einspeisemanagementmaßnahmen in Schleswig-Holstein vorgenommen (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Die Notwendigkeit für Lösungen aus dem Bereich der Sektorenkopplung (Kapitel 1), bspw. über gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen, tritt hier am deutlichsten zutage. Die im Jahr 2018 abgeregelte Energiemenge in Schleswig-Holstein entspricht dem Jahresbedarf von rund 1,5 Mio. E-PKW⁶, d. h. etwa 90 % aller heute in Schleswig-Holstein zugelassenen PKW (KBA 2017). Die größten Herausforderungen bei der Nutzbarmachung des Überschussstroms bestehen in der oft nicht gegebenen temporären Übereinstimmung von EE-Erzeugung und Ladelastgang (Abbildung 1.3) sowie in der räumlichen Diskrepanz der Standorte der EE-Erzeugungsanlagen sowie der E-PKW (Abbildung 1.1, Abbildung 5.6). Die Auswirkungen der Unsicherheiten bei der zukünftigen Entwicklung und somit der Flexibilitätspotenziale der Elektrofahrzeuge werden mit verschiedenen Szenarien für das Jahr 2030 analysiert.

Folgende Fragestellungen stehen im Mittelpunkt der Untersuchungen dieser Arbeit:

- **Inwiefern können E-PKW zur Reduktion der EE-Abregelung beitragen?** Vor allem aus Sicht des VNB stellt sich die Frage, in welchem Umfang und an welchen Standorten durch den betrachteten Anwendungsfall Einspeisemanagement vermieden werden kann. Zur Beantwortung dieser Frage wird ein Lastflussmodell zur Ermittlung der Netzengpässe auf 110 kV-Netzebene jeweils vor und nach Ladesteuerung durch den Aggregator ausgeführt.
- **In welcher Höhe kann die EE-Abregelung für das (gesteuerte) Laden von E-PKW genutzt werden?** Aus Sicht des Aggregators und vor dem Hintergrund des Nutzerwunsches, die THG-Emissionen beim Laden zu minimieren, wird für alle 110 kV-Netzknoten in Schleswig-Holstein untersucht, welcher Anteil des Ladestroms durch Überschussstrom gedeckt werden kann (kurz: „EE-Anteil“). Neben dem Laden von Überschussstrom stellen lokale Energiemärkte eine weitere Bezugsquelle für den Ladestrom dar. Auch soll untersucht werden, inwiefern der EE-Anteil zwischen den Standorten variiert und durch eine kostenminimierende Ladestrategie beeinflusst wird.
- **Welchen Einfluss hat bidirektionales Laden?** Bidirektionales Laden ermöglicht Rückspeisungen in das Stromnetz. Die Auswirkungen auf die Vermeidung von EE-Abregelung, auf Nutzung der EE-Abregelung für das Laden sowie die hinzukommende Möglichkeit, Erlöse durch den Verkauf von Elektrizität auf lokalen Energiemärkten zu erzielen, werden analysiert. Darüber hinaus werden die Konsequenzen des Rückspeisens für die Nutzung und potenziell auch die Degradation der Fahrzeugbatterien untersucht.
- **Wie hoch sind die jährlichen Kosten für den Ladestrom der E-PKW?** Geringe Ladekosten sind eine der Motivationen der Fahrzeugnutzenden. Die jährlichen Ladekosten werden für Fahrzeugflotten an den jeweiligen Netzknoten ermittelt und durchschnittliche Werte je Fahrzeug abgeleitet. Die Abhängigkeit der Ladekosten von der Ladestrategie, dem Grad der Flexibilität bzw. konkreten Eingangsparametern wird untersucht.
- **Welchen Einfluss hat der Anwendungsfall, insb. das bidirektionale gegenüber dem unidirektionalen Laden, auf die Batterienutzung?** Die Batterienutzung ist vor allem, aber nicht nur, vor dem Hintergrund des bidirektionalen Ladens interessant. Hierfür werden der durchschnittliche Ladezustand sowie die jährlichen Vollzyklen für die einzelnen Flotten und verschiedene Szenarien quantifiziert und verglichen.
- **Zu welchen THG-Emissionen führen die Ladestrategien und Szenarien?** Um einen Vergleich der betrachteten Szenarien und Ladestrategien zu ermöglichen, werden die THG-Emissionen für verschiedene Standorte näherungsweise und basierend auf dem historischen Kraftwerkspark bestimmt.

Zur Beantwortung dieser Fragestellungen wird eine Methodik entwickelt, welche durch die Kombination und Integration verschiedener Modelle die Interaktion zwischen Aggregator und VNB sowie damit die Wechselwirkung von gesteuertem Laden und EE-Abregelung abbildet. Für das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene wird ein bestehendes Netzmodell zur Lastflussberechnung verwendet und um die Stromnachfrage durch E-PKW erweitert. Für das Lademanagement des Aggregators wird das Optimierungsmodell Curtailment-to-Vehicle (C2V) entwickelt. Dieses ermittelt für alle Knoten des

⁶ Bei einer Jahresfahrleistung von 12.500 km/Jahr und einem Energieverbrauch von 16 kWh/km.

Verteilnetzes die Fahrpläne der E-PKW-Flotten und verwendet dafür zwei Ladestrategien. Das MobiFlex-Modell simuliert mit einer Bottom-Up-Methode das Lastverschiebepotenzial einzelner Fahrzeuge auf Basis empirischer, repräsentativer Mobilitätsdaten. Die resultierenden Flexibilitätsprofile werden anschließend auf Flottenebene aggregiert und gehen als Eingangsdaten in die anderen Modelle ein.

1.3 Aufbau der Arbeit

Um ein grundlegendes Verständnis der für diese Arbeit relevanten Entwicklungen zu schaffen, wird im folgenden Kapitel zunächst der Wandel in der Elektrizitätserzeugung hin zu mehr EE vorgestellt (Abschnitt 2.1). In Abschnitt 2.2 wird der Aufbau des Stromnetzes in Deutschland skizziert. Der Abschnitt 2.3 gibt einen Überblick über technische Lösungen zur Flexibilitätserbringung von Verbrauchern und Speichern wie bspw. das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen. Der Abschnitt 2.4 ist den aktuellen Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität gewidmet und beleuchtet die Komponenten Fahrzeuge, Ladeinfrastruktur und Batterien.

Das Kapitel 1 beleuchtet die aktuellen technischen Ansätze und regulatorischen Instrumente, sowie die geplanten und notwendigen Weiterentwicklungen, welche Voraussetzungen für die Umsetzung des untersuchten Anwendungsfall in der Praxis darstellen. Es werden zunächst der Ausbau (Abschnitt 3.1) sowie das Engpassmanagement (Abschnitt 3.2) von Elektrizitätsnetzen in Deutschland geschildert. Technische Standards für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen bilden eine wichtige Grundlage für die Entwicklung von Lösungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und werden in Abschnitt 3.3 dargestellt. In Abschnitt 3.4 folgt eine Erläuterung des energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens, der die Grundlagen für die Umsetzung des untersuchten Anwendungsfalls schafft und die Gesamtladekosten beeinflusst. Eine Übersicht über bestehende Literatur zu gesteuertem Laden von E-PKW zum Zweck der EE-Integration und Vermeidung von Abregelung auf Verteilnetzebene, sowie eine Einordnung der vorliegenden Arbeit schließen das Kapitel ab (Abschnitt 3.5).

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methodik wird in Kapitel 4 präsentiert. Zunächst wird das Engpassmanagementmodell, welches den Lastfluss auf 110 kV-Netzebene in Schleswig-Holstein optimiert, erläutert (Abschnitt 4.1). Hierfür werden das verwendete Modell, die relevanten Eingangsdaten, sowie die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen Erweiterungen vorgestellt. Anschließend wird das neu entwickelte gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodell C2V für das Lademanagement des Aggregators beschrieben (Abschnitt 4.2). Das Modell wird mathematisch formuliert, Eingangsdaten und Annahmen sowie Ladestrategien werden geschildert. Die Bottom-Up-Methode zur Simulation und Aggregation von Flexibilitätspotenzialen auf Flottenebene basiert auf empirischen, repräsentativen Mobilitätsdaten konventioneller Fahrzeuge und wird in Abschnitt 4.3 beschrieben. Zuletzt wird die Kopplung der Modelle in Abschnitt 4.4 veranschaulicht.

Die Ergebnisse der modellgestützten Analysen für die Fallstudie Schleswig-Holstein werden in Kapitel 5 präsentiert. In Form von Szenarien werden verschiedene Ausprägungen des betrachteten Anwendungsfalls untersucht. Der Abschnitt 5.1 stellt zunächst die zugrundeliegenden Annahmen und Daten sowie die betrachteten Szenarien und Kenngrößen für die Auswertung vor. Dabei werden verschiedene Durchdringungsrate⁷, Ladeorte und -leistungen, Möglichkeiten zu uni- bzw. bidirektionalem gesteuertem Laden, Ladestrategien, Batteriekapazitäten und Anforderungen an die Reichweite zum Abfahrtszeitpunkt analysiert. Es folgt die Ergebnisdarstellung für alle Szenarien in Abschnitt 5.2. Anschließend werden Sensitivitätsanalysen zur Untersuchung der Auswirkungen von veränderten Eingangsdaten wie Batteriekapazität und Ladeleistung sowie von alternativen Mechanismen der Belastung mit Netznutzungsentgelten (NNE) vorgenommen (Abschnitt 5.3). Modellvalidierung und -verifikation folgen in Abschnitt 5.4.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen werden in Kapitel 6 Schlussfolgerungen gezogen und die Ergebnisse diskutiert. Zunächst wird der durch das C2V-Modell optimierte E-PKW-Lastgang veranschaulicht (Abschnitt 6.1). Die Fragestellung, in welcher Höhe die EE-Abregelung für das Laden der E-PKW verwendet werden kann, wird in Abschnitt 6.2 beantwortet. Der Abschnitt 6.3 stellt die Konsequenzen aus Netzsicht hinsichtlich der Chance der Reduktion der EE-Abregelung vor.

⁷ Der Begriff „Durchdringungsrate“ wird für den Anteil von E-PKW am gesamten Fahrzeugbestand verwendet.

Die monetären Auswirkungen der untersuchten Szenarien aus Sicht des Aggregators und E-PKW-Nutzenden werden anhand der jährlichen Ladekosten aufgezeigt (Abschnitt 6.4). Abschnitt 6.5 widmet sich der Frage nach den Auswirkungen auf die Batterienutzung, indem der durchschnittliche Ladezustand sowie die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen der E-PKW-Flotten ausgewertet werden, ein besonderes Augenmerk liegt hier auf den Szenarien mit bidirektionalem Laden. Die mit dem Laden verbundenen THG-Emissionen werden in Abschnitt 6.6 diskutiert. Schließlich werden sowohl das methodische Vorgehen dieser Arbeit als auch die getroffenen Annahmen kritisch gewürdigt (Abschnitt 6.7).

Im abschließenden Kapitel 7 werden die wichtigsten Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit zusammengefasst (Abschnitt 7.1). Anschließend wird der wesentliche Beitrag dieser Arbeit hervorgehoben (Abschnitt 7.2). Zuletzt folgt ein Ausblick für die zukünftige Forschung im Bereich gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen in regenerativ geprägten Verteilnetzen (Abschnitt 7.3).

2 Wandel im Elektrizitätssystem

Seit Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes im Jahr 1990, zehn Jahre später abgelöst durch das EEG, unterliegt das elektrische Energieversorgungssystem Deutschlands einem Wandel. Die Stromerzeugung wird zunehmend regenerativer, es kommen neue Akteure und elektrische Verbraucher wie E-PKW und Prosumer hinzu und Stromnetze ermöglichen die Einspeisung, den Transport und die Verteilung der dezentral erzeugten Elektrizität. Um ein grundlegendes Verständnis der wichtigsten Änderungen im Energieversorgungssystem zu schaffen, welche diese Arbeit motivieren, werden im folgenden Kapitel zunächst die aktuellen Entwicklungen beim Ausbau von EE-Anlagen erläutert (Abschnitt 2.1). Anschließend stellt Abschnitt 2.2 den aktuellen Aufbau des Elektrizitätsnetzes in Deutschland dar. In Abschnitt 2.3 wird die Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in den Kontext der Flexibilität von Verbrauchern und Speichern eingeordnet. Abschließend werden die derzeitigen sowie die prognostizierten technischen und Marktentwicklungen im Bereich Elektromobilität thematisiert (Abschnitt 2.4).

2.1 Stromerzeugung und erneuerbare Energien

Die Stromerzeugung erfolgt durch Kraftwerke unterschiedlicher Technologien. Laut Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020) wurden im Jahr 2018 592 TWh Strom erzeugt (Nettostromerzeugung). Zuletzt konnte ein leichter Rückgang beobachtet werden, der auf einen geringeren Bruttostromverbrauch zurückzuführen ist. Die Erzeugung aus EE leistete dabei mit 211 TWh den größten Beitrag. Es folgt die Erzeugung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken, Kernenergie und Erdgas. Die Stromerzeugung aus Abfall, Pumpspeicherkraftwerken, Mineralölprodukten und sonstigen nicht erneuerbaren Energieträgern trägt nur einen kleinen Anteil zur Stromerzeugung bei (Abbildung 2.1).

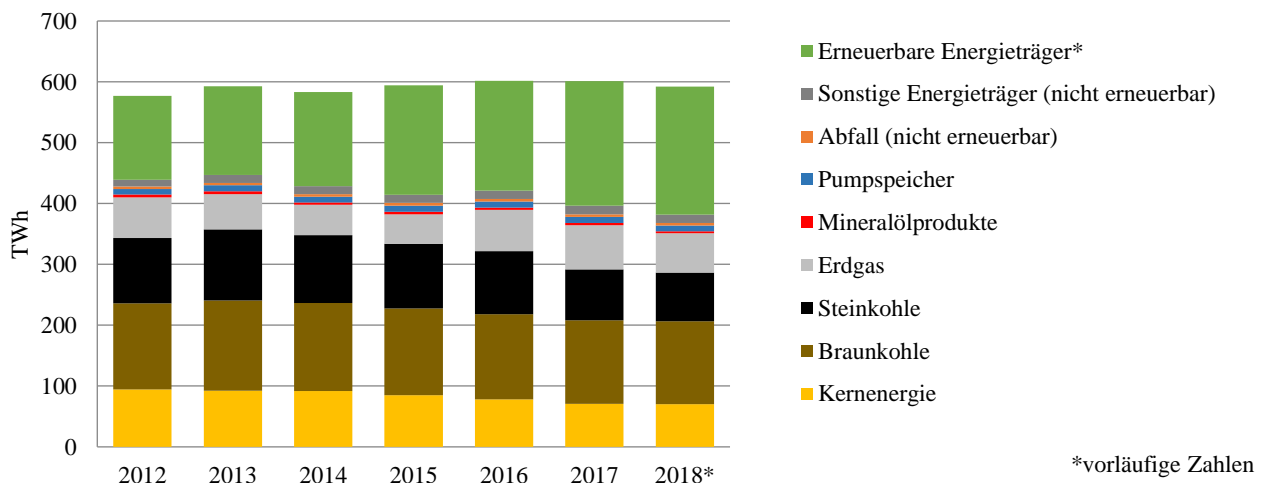


Abbildung 2.1: Entwicklung der Nettostromerzeugung in Deutschland in TWh (eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020)).

Kraftwerke, die mit fossilen Brennstoffen (Braun- und Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Abfall) oder Biomasse betrieben werden sowie Kernkraftwerke zählen zu den thermischen Kraftwerken. In diesen Kraftwerken wird mittels Verbrennung zunächst Wärmeenergie erzeugt, die später meist über eine Gas- oder Dampfturbine oder der Kombination aus beiden in Elektrizität umgewandelt wird. Pumpspeicherkraftwerke nutzen die Lageenergie bzw. potentielle Energie von Wasser, die durch zwei unterschiedliche Höhenlagen entsteht. Zur Stromerzeugung wird über ein Fallrohr Wasser aus einem höher liegenden Staubecken über einen Generator im unteren Bereich des Kraftwerks in ein niedrigeres Speicherbecken geleitet. Im Motorbetrieb können die Generatoren auch zum Pumpen des Wassers aus dem niedrigeren Speicherbecken in das höhere eingesetzt werden.

Zu den erneuerbaren Energieträgern zählen vor allem Windenergie an Land und auf See (Offshore), Solarenergie, Biomasse und Laufwasserkraftwerke¹. Die meisten Windkraftanlagen sind mit horizontaler Achse und drei Rotoren ausgestattet. Mit zunehmender Windgeschwindigkeit steigt die kinetische Energie und treibt die Rotoren an. Ein in der Gondel befindlicher Generator wandelt die kinetische Energie in Strom um. PV-Anlagen sind die dominierende Technologie zur Nutzung von Solarenergie. Sie sind oftmals auf Dächern oder Freiflächen installiert und nutzen die auftreffende Strahlungsenergie der Sonne. Wenn Licht auf die Halbleiter der Photovoltaikanlagen trifft, wird über den photoelektrischen Effekt Strom erzeugt, welcher über Gleich- und Wechselrichter ins Stromnetz gespeist wird. In Laufwasserkraftwerken wird die potentielle Energie (oder Lageenergie) von Flusswasser genutzt. Das Wasser wird dabei über Turbinen geleitet, welche zunächst die potentielle in mechanische Energie umwandeln. Diese wird dann von einem Generator zur Verstromung genutzt. Meist werden Wehranlagen zum Aufstauen des Wassers und zur Vergrößerung der Fallhöhe eingesetzt.

Die Stromerzeugung aus EE-Anlagen – mit der Ausnahme von Biomasse – ist dargebotsabhängig. Zu jedem Zeitpunkt bestimmen Sonnenstrahlung, Windgeschwindigkeit und -richtung, sowie verfügbare Wassermenge die mögliche Erzeugungsleistung. Der Großteil der installierten Leistung aller EE-Anlagen entfällt auf Wind- und PV-Anlagen (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Die erzeugte Windleistung ist u. a. abhängig von der Windgeschwindigkeit, die in Küstengebieten oftmals höher ist als im Landesinneren, und in Richtung Norden und Süden der Erde höher als am Äquator. Mit zunehmender Höhe nimmt der Einfluss der Oberflächenrauigkeit auf die Windrichtung ab, sodass in einer Höhe von 100 – 175 m die Windrichtung relativ konstant ist. Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen ist im Winter aufgrund höherer Windgeschwindigkeiten üblicherweise etwas höher als im Sommer. Tägliche Erzeugungsmuster lassen sich hingegen kaum erkennen. (Kaltschmitt et al. 2020, Abbildung 2.2, Abbildung 2.4) Trotz Prognosen der Stromerzeugung basierend auf Echtzeitmessungen können stochastische, kurzfristige Leistungsänderungen mit teils starkem Leistungsgradienten auftreten. Stochastische Abweichungen des Lastgangs von der Prognose müssen bspw. über eine Reserve schnell regelbarer thermischer Kraftwerke aufgefangen werden. (Schwab 2020)

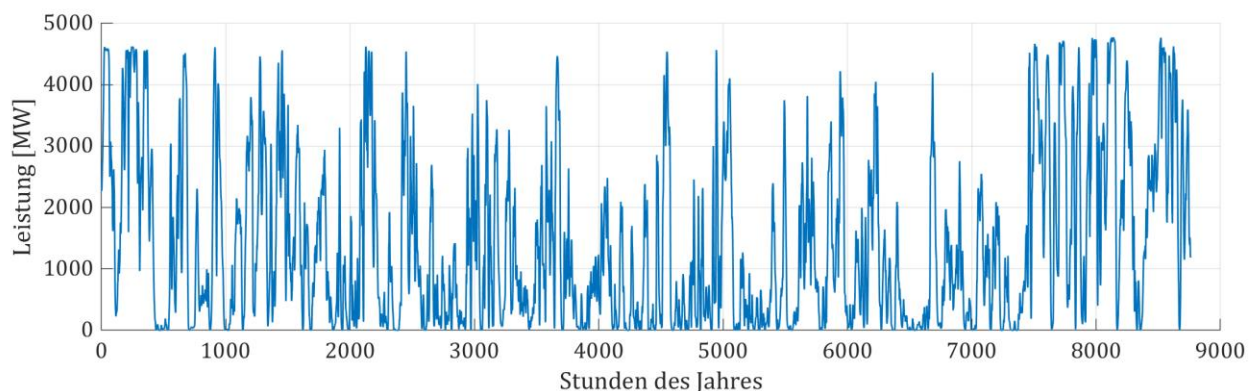


Abbildung 2.2: Modellierter Winderzeugung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).

Die PV-Erzeugung ist abhängig vom Strahlungsangebot, welches in Deutschland im Süden aufgrund der Nähe zum Äquator sowie geringer Wolkenbildung am höchsten ist. In Richtung Norden nimmt die Strahlung ab und die Wolkenbildung nimmt zu, mit Ausnahme der Inseln der Nord- und Ostsee. Mit zunehmender Direktstrahlung und Sonnenscheindauer steigt daher auch die Leistungserzeugung einer PV-Anlage. Die zeitlichen Schwankungen des Lastgangs sind zum Teil deterministisch und durch Tageslänge, Sonnenstand, Verschattungseffekte bspw. durch Gebäude sowie Uhrzeit des Tages bestimmt (Abbildung 2.3, Abbildung 2.4). Stochastische Effekte der Solarstrahlung hängen insbesondere von der meteorologischen Situation wie der Wolkenbildung ab. (Kaltschmitt et al. 2020) Dies kann bei der Betrachtung einzelner PV-Anlagen zu hohen Leistungsgradienten der Stromerzeugung im Sekundenbereich führen (Ried et al. 2015). Die stochastischen Effekte aufgrund der Dargebotsabhängigkeit resultieren in volatilen Lastgängen der Wind- und PV-Anlagen und können eine Herausforderung für das Elektrizitätssystem darstellen (vgl. Kapitel 1).

¹ Geothermie leistet in Deutschland keinen nennenswerten Beitrag zur Nettostromerzeugung.

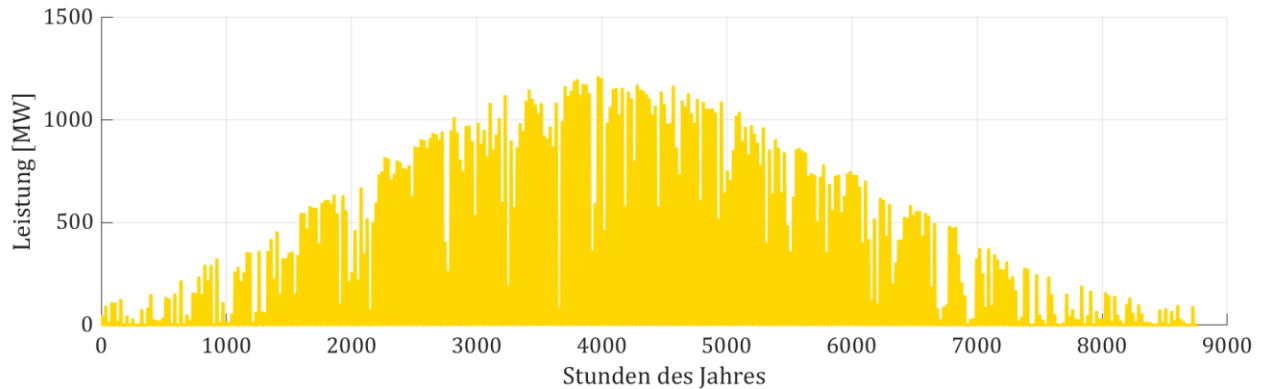


Abbildung 2.3: Modellierter PV-Erzeugung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).

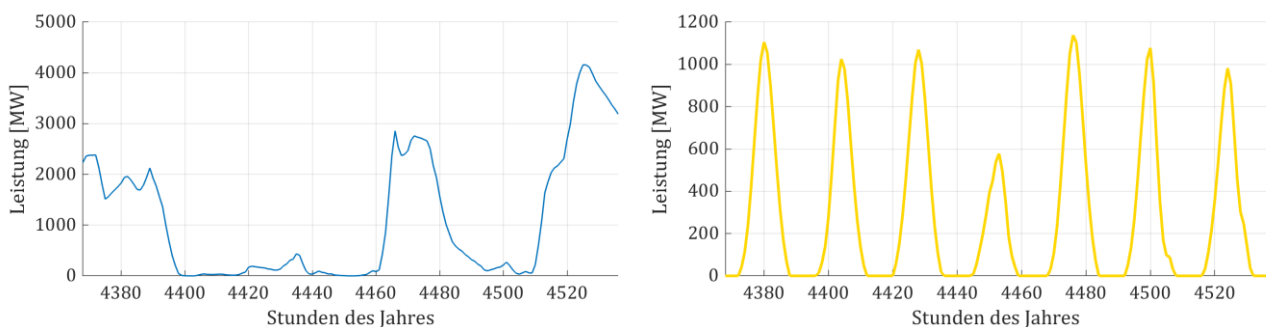


Abbildung 2.4: Tagesabhängige Fluktuation von Wind- und PV-Erzeugung in Schleswig-Holstein im Verlauf einer Sommerwoche bei einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde (modelliert, eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).

Der kontinuierliche Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland hat dazu geführt, dass die installierte Leistung von rund 17 GW im Jahr 2003 auf 114 GW im Jahr 2018 gestiegen ist (Abbildung 2.5). Den Großteil macht dabei mit 46 % Windenergie an Land aus, gefolgt von Solarenergie mit 40 % (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Die Stromerzeugung in Deutschland wird damit zunehmend regenerativer. Im Jahr 2019 betrug die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern 244 TWh. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2019 42 % (BMUB 2018). Damit wurde das Ziel des Koalitionsvertrags der 18. Legislaturperiode der Deutschen Bundesregierung (Koalitionsvertrag 2013), im Jahr 2025 einen EE-Anteil von 40 – 45 % zu erreichen, bereits deutlich früher erfüllt. Das aktuelle Ziel der Bundesregierung für den aus EE erzeugten Strom am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 wurde auf 65 % festgelegt (Koalitionsvertrag 2018). Bis zum Jahr 2050 sollen es mindestens 80 % sein, was fast einer Verdopplung gegenüber dem Jahr 2019 entspricht (EEG 2014). Die neuen Ziele der EU-Kommission zur Reduktion der THG-Emissionen um 55 % bis zum Jahr 2030 (Europäische Kommission 2020) könnten sich zukünftig in einer Erhöhung der Ziele auf Bundesebene widerspiegeln.

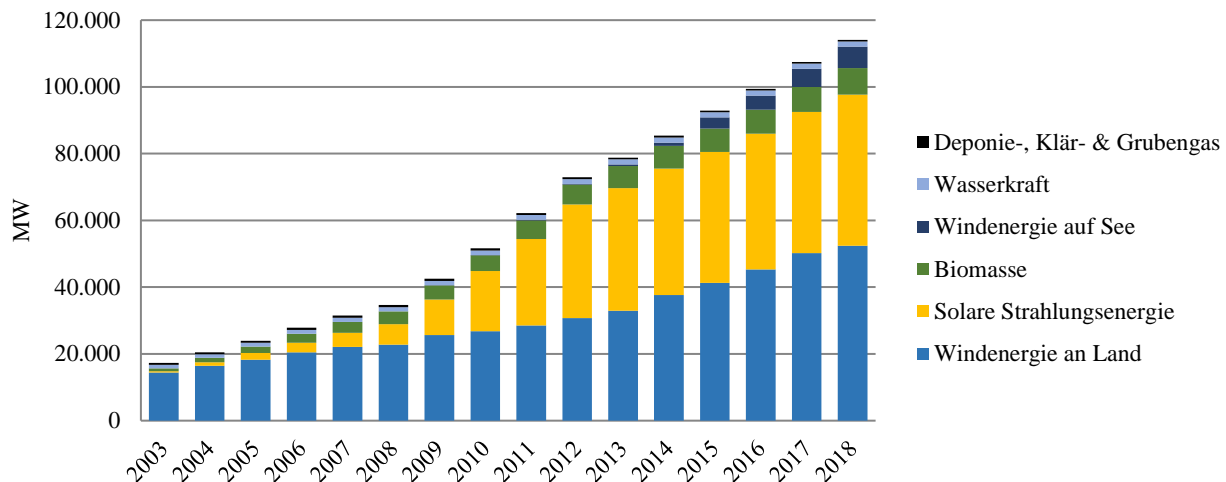


Abbildung 2.5: Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien mit Zahlungsanspruch nach dem EEG (eigene Darstellung basierend auf Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020)).

2.2 Stromnetze

Der Zweck des elektrischen Stromnetzes ist die gesicherte Übertragung und Verteilung von Elektrizität. Das europäische Stromnetz wird im europäischen Verbund mit 50 Hz Wechselstrom betrieben. Stromnetze verbinden Stromerzeuger und -verbraucher und entstehen durch die elektrische Verbindung von Netzbetriebsmitteln wie Kabeln, Freileitungen, Transformatoren und Spannungsreglern. Es existieren verschiedene Netzebenen, die bei unterschiedlicher Spannung von verschiedenen Netzbetreibern betrieben werden. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Das deutsche Höchstspannungsnetz dient der Übertragung und dem Transport von Elektrizität über große Distanzen und wird mit einer Spannung von 220 kV oder mehr betrieben. Zukünftig kommen hier auch Höchstspannungs-Gleichstromleitungen (HGÜ) zum Einsatz, welche geringere Übertragungsverluste aufweisen als die Übertragung mit dreiphasigem Wechselstrom. In Deutschland existieren vier Höchstspannungsnetzgebiete bzw. Regelzonen, die von unterschiedlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) betrieben werden (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Auf der Höchstspannungsebene speisen zentrale, meist konventionelle Kraftwerke direkt ein. Die Regelzonen sind über Kuppelleitungen miteinander sowie mit Netzgebieten der untergelagerten Spannungsebenen über Transformatoren verbunden. (Schwab 2020)

Das Verteilnetz ist wiederum nach Spannungsebene untergliedert (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020; dena 2012):

- Hochspannungsebene (110 kV),
- Mittelspannungsebene (10 – 30 kV), sowie
- Niederspannungsebene (400 V)

Es diente historisch primär der lokalen Verteilung der Elektrizität bis zu den Endverbrauchern. Umspannwerke verbinden diese Netzebenen untereinander. In Deutschland beträgt die Länge der Kabel und Freileitungen der Verteilnetzbetreiber (VNB) ein Vielfaches der Stromkreislänge der ÜNB. Die der ÜNB belief sich im Jahr 2018 auf 36.800 km. Die Stromkreislänge der VNB betrug 814.200 km, wobei 94.200 km auf die Hochspannungsebene entfallen. Die Verteilnetzinfrastuktur ist regional sehr unterschiedlich. Im Bereich von Städten kommen vermehrt Kabelnetze zum Einsatz, in ländlichen Gebieten befinden sich zumeist Freileitungen. Auch die Planung der Hochspannungsnetze erfolgte historisch entsprechend der lokalen Gegebenheiten. Im Vergleich zu den Netzen der Nieder- und Mittelspannungsebene sind Genehmigungsverfahren komplexer, die Investitionen höher und die Netztopologie individueller. Insgesamt gibt es in Deutschland über 800 VNB. Die meisten Verbraucher sind in Deutschland an das Verteilnetz angeschlossen. Im Jahr 2018 wurden 5 % des

Strombedarfs aus dem Übertragungsnetz entnommen, 95 % aus dem Verteilnetz. Kleine Endverbraucher wie Haushalte, aber auch E-PKW, haben einen Netzanschluss auf der Niederspannungsebene. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020; dena 2012)

Die heutigen Verteilnetze wurden früher so ausgelegt, dass die Versorgungssicherheit selbst in extremen Situationen stets gewährleistet ist. Für die Netzplanung in der Hochspannungsebene werden dafür bspw. der Fall der maximalen Belastung aller Netzbetriebsmittel (sogenannter Starklastfall), sowie das Rückspeisen in höhere Netzebenen aufgrund hoher EE-Einspeisung und geringer Stromentnahme untersucht. (dena 2012) In allen Fällen muss – trotz 100%iger Belastung aller Betriebsmittel – ein (n-1)-sicherer Betrieb gewährleistet sein. Das (n-1)-Prinzip stellt einen robusten Netzzustand sicher und ist gewährleistet, wenn bei einem Ausfall eines Netzbetriebsmittels (z. B. einer Leitung) alle weiteren Betriebsmittel ohne Überlastung weiterbetrieben werden können. (Schwab 2020)

Die Richtung des Leistungsflusses verlief historisch bedingt überwiegend von den höheren Spannungsebenen mit Stromerzeugung aus überwiegend konventionellen Kraftwerken zu den niederen Spannungsebenen. Die Richtung des Stromflusses wurde durch die Struktur der Stromerzeugung bestimmt. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien und der damit einhergehenden Dezentralisierung der Elektrizitätserzeugung findet immer mehr Einspeisung im Verteilnetz statt, v. a. aus Windkraft- und PV-Anlagen. Dadurch kommt es mittlerweile auch zu Leistungsflüssen in umgekehrter Richtung. Vor allem der EE-Zubau hat einen großen Einfluss auf die Versorgungsaufgabe in Verteilnetzen. Die gesetzliche Verpflichtung der VNB zum Anschluss der EE-Anlagen besteht unabhängig von Beschaffenheit und Kapazitäten im jeweiligen Netz und stellt VNB vor große Herausforderungen. (dena 2012; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020) Aus den Veränderungen in der Stromerzeugung ergeben sich Herausforderungen für die Elektrizitätsversorgung. Um die Energiewende zu ermöglichen und eine sichere und zuverlässige Versorgung der neuen elektrischen Verbraucher zu gewährleisten, gehören neben der Erschließung von Flexibilität der Ausbau der Stromnetze sowie der optimierte Netzbetrieb zu den wichtigsten Maßnahmen. Aufgrund der Heterogenität der Verteilnetze kommen unterschiedliche Strategien der Netzführung zum Einsatz. Auf die Maßnahmen im Bereich des Netzausbaus sowie der Netzführung wird in Kapitel 3.1 näher eingegangen.

2.3 Flexibilität

Angeht von Netzengpässen in volatilen Energiesystemen und zum Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch wird in Zukunft vermehrt Flexibilität benötigt. Die Bundesnetzagentur verwendet für den Begriff Flexibilität die Definition des Branchenverbands der europäischen Elektrizitätswirtschaft Eurelectric: „Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“ (Bundesnetzagentur 2017).

Flexibilität kann in gewissem Umfang durch Stromerzeugungsanlagen bereitgestellt werden (vgl. Abschnitt 3.2) oder durch Speicher und Verbraucher, wie bspw. Elektrofahrzeuge. In der vorliegenden Arbeit wird ausschließlich das Flexibilitätspotenzial von E-PKW untersucht und bewertet. Neben E-PKW gibt es jedoch weitere Zukunftstechnologien, von denen die Wichtigsten zur Vollständigkeit hier kurz vorgestellt werden.

Power-to-X

Zu den Power-to-X (P2X)-Technologien zählen Power-to-Gas (P2G), Power-to-Liquids (P2L) und Power-to-Heat (P2H). Wenn überschüssige EE-Energie zur Produktion von synthetischen flüssigen (P2L) oder gasförmigen (P2G) Kohlenwasserstoffen verwendet wird, könnten Abregelung vermieden und diese Kohlenwasserstoffe (zumindest teilweise) unabhängig von der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und damit CO₂-neutral erzeugt werden. Bei den P2G- und P2L-Verfahren wird zunächst aus Wasser über Elektrolyse Wasserstoff hergestellt. Dieser kann später in industriellen Betrieben

oder für die Erzeugung chemischer Produkte verwendet, direkt oder nach Umwandlung in flüssige oder gasförmige Kraftstoffe² bspw. zum Laden von Brennstoffzellen-Fahrzeugen eingesetzt, in das Erdgasnetz eingespeist, oder später bspw. in KWK-Anlagen rückverstromt werden. (Wulf et al. 2020)

Ein Vorteil für die Nutzung von P2G ist die bereits verfügbare Gasinfrastruktur. Nach Reaktion von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid zu Methan (Methanisierung) kann Letzteres direkt eingespeist werden kann. Methan ist daher für die langfristige Speicherung gut geeignet. Auch Wasserstoff kann dem Erdgasnetz beigemischt werden, in Deutschland bis zu einem Anteil von 10 %. Wenn zukünftig größere Mengen Wasserstoff transportiert und verteilt oder gespeichert werden sollen, muss eine Wasserstoffinfrastruktur zunächst ausgebaut werden. Da der Bedarf und die Rahmenbedingungen einer solchen Infrastruktur unsicher sind, gestalten sich Prognosen der Wirtschaftlichkeit jedoch als schwierig. (Bünger et al. 2014; Jansen und Sager-Klauß 2018)

Die Deutsche Bundesregierung hat im Jahr 2020 die Nationale Wasserstoffstrategie präsentiert, welche das Ziel formuliert, bis zum Jahr 2030 einen Teil des Wasserstoffbedarfs durch Erzeugungsanlagen (sowohl EE-Anlagen zur Stromerzeugung als auch Elektrolyseanlagen) im Inland zu decken. Bis zum Jahr 2030 sollen bis zu 5 GW zugebaut werden, bis spätestens 2040 sollen weitere 5 GW installiert sein. (Bundesregierung 2020) Laut Wulf et al. (2020) waren Mitte 2020 insgesamt 220 auf der Elektrolyse basierende P2X-Anlagen zur Forschung und Demonstration in ganz Europa installiert. Bis zum Jahr 2025 sollen in Deutschland insgesamt 95 Demonstrationsanlagen mit einer Leistung von rund 0,5 GW in Betrieb sein. Dennoch ist die Marktreife der eingesetzten Verfahren aufgrund der Komplexität noch gering und die Kosten sind relativ hoch (Jansen und Sager-Klauß 2018).

Auch wenn es Ideen gibt, zur Vermeidung von Einspeisemanagement P2G-Anlagen in der Nähe von Windparks zu installieren (BWE 2015), ist die sogenannte „Windgas“-Produktion derzeit nicht wirtschaftlich, auch bei Kombination mit einem Speicherbetrieb, bei welchem bei geringen Marktpreisen eingespeichert und bei hohen Marktpreisen ausgespeichert wird. Die fehlende Wirtschaftlichkeit ist v. a. darauf zurückzuführen, dass die Volllaststunden gering³ und die Kapitalkosten hoch sind, der Marktpreis für Erdgas deutlich unterhalb des Großhandelsmarktpreises für Elektrizität liegt, und die Elektrolyseure Steuern und Umlagen entrichten müssen. Um die Elektrolyseure wirtschaftlich zu betreiben, sind jährlich 3.000 – 5.000 Volllaststunden notwendig, welche allein durch den Windgas-Anwendungsfall nicht erreicht werden können. (Jansen und Sager-Klauß 2018; Bünger et al. 2014; Drünert et al. 2019) Gemäß Bünger et al. (2014) ist eine Wirtschaftlichkeit nur mit hohen Preisen für CO₂-Emissionszertifikate möglich, da die Herstellung von aus P2G produziertem Methan verlustbehaftet ist und die Herstellungskosten von den Preisen des bezogenen Stroms sowie den Kapitalkosten des Elektrolyseurs abhängen. Auch der Umwandlungspfad über die Methanisierung zum Einsatz in Erdgasfahrzeugen ist mit einem geringen Gesamtwirkungsgrad und daher mit hohen Kosten verbunden (Bünger et al. 2014).

Power-to-Heat

Mit P2H werden Verfahren zur Umwandlung von Strom zu Wärme bezeichnet, wobei der Strom direkt genutzt oder zunächst gespeichert werden kann. Die P2H-Verfahren werden überwiegend zur Nah- und Fernwärmeversorgung eingesetzt. Heizelemente werden mit Strom betrieben und erwärmen Wasser in Speichern (Heißwasserkessel) für einen späteren Gebrauch oder zur Speisung von Fernwärmenetzen. Eine weitere Anwendung von P2H ist der dezentrale Einsatz von Wärmepumpen. Diese haben im Vergleich zu Heißwasserkesseln einen höheren Wirkungsgrad sowie geringe Betriebskosten, sind jedoch auch teurer. Sowohl Wärmepumpen als auch Elektroden-Heißwasserkessel sind bereits technisch ausgereift. Vor allem die Verbreitung von Wärmepumpen ist in den letzten 20 Jahren stark angestiegen. (Jansen und Sager-Klauß 2018; Doderer et al. 2017)

² Synthesegase bestehen aus Wasserstoff und Kohlenstoff und sind eine Vorstufe eines bspw. gasförmigen Produkts, wie z. B. Methan. Das produzierte Methan wird wiederum als gasförmiger Kraftstoff verwendet. Zu den flüssigen Kraftstoffen zählen mittels Methanolsynthese hergestelltes Methanol, Fischer-Tropsch Diesel sowie Dimethylether, die entweder unmittelbar als Treibstoff oder als Edukte für Brennstoffzellen verwendet werden können. (Wulf et al. 2020; Jansen und Sager-Klauß 2018)

³ Im Fall des ausschließlichen Betriebs mit Überschussstrom.

KWK-Anlagen können unter gewissen Bedingungen⁴ und nach der Nachrüstung einer elektrischen Wärmeerzeugung bereits heute zur Nutzung von Überschussstrom im Zuge der Sektorenkopplung eingesetzt werden. Gemäß § 13 Abs. 6a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG 2005) kann nach einer vertraglichen Regelung zwischen dem Betreiber der KWK-Anlage sowie dem ÜNB im Fall einer Überschusssituation die elektrische Erzeugungsleistung der KWK-Anlage reduziert und die Wärmeversorgung stattdessen mit der nachgerüsteten elektrischen Wärmeerzeugungsanlage sichergestellt werden. Der Betreiber der KWK-Anlage erhält dafür eine Vergütung sowie eine Erstattung der Strombezugskosten.

Drünert et al. (2019) haben die Wirtschaftlichkeit verschiedener P2X-Technologien analysiert und dabei insbesondere P2G-Verfahren im Wettbewerb zu anderen P2X-Verfahren für die Nutzung von Überschussstrom untersucht. Sie zeigen, dass für P2X derzeit aufgrund hoher Kapitalintensität und entsprechend hoher benötigter Volllaststunden kein kostendeckender Betrieb möglich ist. P2H wäre für Nah- und Fernwärme wirtschaftlich, sofern Umlagen, Abgaben und Netzentgelte entfielen.

Stationäre Batteriespeicher

Hinsichtlich der Bereitstellung von Flexibilität können stationäre Speicher dieselben Dienstleistungen erbringen wie E-PKW. Vor allem auf Lithium-Ionen-Technologie basierende Batteriespeicher profitieren von den Entwicklungen der Elektromobilität und sinkenden Preisen. Auch ist zukünftig eine verstärkte Verbreitung sogenannter Second-Life Batteriespeicher, welche ausgediente Batterien alter Elektrofahrzeuge wiederverwenden, vorstellbar (Casals et al. 2019; Funke et al. 2020). Laut EU-Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt (Europäisches Parlament und Rat 2019a) ist es VNB nicht gestattet, Eigentümer und Betreiber von Energiespeicheranlagen zu sein (Art. 36 Abs. 1)⁵. Ausnahmen sind möglich für sogenannte vollständig integrierte Netzkomponenten oder wenn es für einen zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb erforderlich ist. Ein marktbasierter und wettbewerblicher Einsatz von Batteriespeichern wird bevorzugt, der Einsatz von Batteriespeichern auf verschiedenen Elektrizitätsmärkten ist somit möglich, sofern diese nicht als vollständig integrierte Netzkomponenten gelten.

Demand Response

Vor allem in Haushalten befinden sich viele kleinteilige Verbraucher, die in gewissen Grenzen flexibel betrieben werden können. Insbesondere im Bereich der Kühl- und Wärmeversorgung besteht ein großes Potenzial der Flexibilisierung ohne Komforteinbußen. Beispielsweise können Kühlphasen von Kühlschränken oder der Betrieb von Wärmepumpen (Steuer et al. 2019; Dengiz und Jochem 2020; Schwarz et al. 2018) und Mikro-Blockheizkraftwerken (Jochem et al. 2015b) zur Warmwasser- und/ oder Heizwärmebereitstellung zeitlich verlagert werden. In Verbindung mit der geplanten Verbreitung von steuerbaren Messgeräten kann zukünftig auch die Flexibilität dieser kleinen Verbraucher direkt oder über einen Aggregator an Elektrizitätsmärkten gehandelt werden. Die Flexibilisierung der Nachfrage kann dabei über Stromtarifkonzepte angereizt werden (Hayn 2016). Unter den heutigen Bedingungen ist dies noch nicht wirtschaftlich (Steuer et al. 2019).

Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen

Der Strombedarf eines E-PKW mit einer jährlichen Fahrleistung von 12.500 km wird zukünftig im Bereich von 2.000 kWh/Jahr liegen (vgl. Abschnitt 5.2.1). Das entspricht fast 80 % des jährlichen Strombedarfs von Haushaltskunden⁶. Somit wird sich der Strombedarf einzelner Haushalte durch die Nutzung eines E-PKW nahezu verdoppeln, d. h. die Menge der produzierten, übertragenen und verteilten Energie steigt je nach E-PKW-Durchdringung entsprechend an. Gleichzeitig bieten E-PKW aufgrund ihrer langen Standzeiten von rund 23 Stunden täglich (vgl. Abschnitt 4.3.1) ein hohes Potenzial, um die Batteriekapazität in diesen Zeiten als Flexibilität für das Energiesystem zu nutzen.

⁴ U. a. muss die Anlage zur Behebung von Netzengpässen geeignet sein, sich im Netzausbaugebiet befinden, eine elektrische Leistung über 500 kW haben, und vor dem 01.01.2017 in Betrieb genommen worden sein.

⁵ Grund hierfür ist die gesetzlich festgelegte Entflechtung ("Unbundling") des Strommarkts, womit eine Trennung von Netz, Vertrieb und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen einhergeht.

⁶ Gemäß Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020) lag der durchschnittliche Strombedarf von Haushaltskunden in Deutschland im Durchschnitt bei etwa 2.575 kWh/Jahr.

E-PKW und Plug-In-Hybride (vgl. Abschnitt 2.4.1) können Flexibilität bereitstellen, indem Ladevorgänge unterbrochen oder zeitlich verschoben werden oder indem die Leistungsaufnahme geändert wird. Im Folgenden wird bei der Erbringung der eben beschriebenen Flexibilität durch E-PKW von unidirektional gesteuertem Laden gesprochen (kurz: gesteuertes Laden). Durch bidirektional gesteuertes Laden kann der Leistungsfluss gar umgekehrt werden, was bedeutet, dass die Fahrzeuge auch Elektrizität ins Netz rückspeisen. Hierbei wird von Vehicle to Grid (V2G) gesprochen.

Die IEA (2020) hat das Lastverschiebepotenzial von Elektrofahrzeugen für ein Szenario im Jahr 2030 bestimmt, in welchem Elektrofahrzeuge 30 % aller Neuzulassungen ausmachen. Durch die Verschiebung der abendlichen Ladevorgänge auf den Zeitraum von 23 bis 5 Uhr mit dem Ziel der Vermeidung von Spitzenlastzeiten kann der Beitrag von Elektrofahrzeugen an der gesamten Spitzenlast auf unter 4 % reduziert werden. Ohne diese Lastverschiebung würde dieser Anteil in der EU bei rund 10 % liegen. Die Lastverschiebung kann durch zeitabhängige Ladestrategien erfolgen, indem der Startzeitpunkt des Ladevorgangs von der Fahrzeugnutzerin im Voraus oder durch eine Steuerung auf einen bestimmten Zeitraum festgelegt wird. Mit der Nutzung der Flexibilität von E-PKW können Netzausbaukosten vermieden oder verzögert, EE-Abregelung vermieden und Erlöse an Märkten erzielt werden. Damit kann gesteuertes Laden sowohl aus Sicht des Netzbetreibers als auch aus Perspektive der E-PKW-Nutzenden wirtschaftlich sein. Durch den Einsatz bidirektionalen, gesteuerten Ladens können E-PKW darüber hinaus gezielt für Peakshaving eingesetzt werden.

Es wird derzeit diskutiert, die Dimensionierung v. a. von Netzsegmenten im Niederspannungsbereich nicht mehr alleinig getrieben durch die Verbraucherseite vorzunehmen. Eine Grundlage dafür ist die Erwartung, dass sich in Zukunft bei den Ladevorgängen von E-PKW ohne Ladesteuerung eine Gleichzeitigkeit einstellt. Dies kann durch das Mobilitätsverhalten getrieben sein, wenn viele Pendler nach Feierabend zwischen 17 – 19 Uhr die Ladevorgänge starten. Eine weitere Ursache könnten zeitgleiche Reaktionen auf Preissignale sein, welche zukünftig bei volatileren Preisen und dem Vertrieb z. B. durch Aggregatoren mit zentral und für mehrere Fahrzeuge identisch berechneten Ladeplänen auftreten können. Die Bundesnetzagentur schlägt daher ein volkswirtschaftlich optimales Maß für den Netzausbau vor. Neben der marktseitig getriebenen Steuerung von Ladevorgängen zum Zweck der Kostenminimierung wird daher auch eine Steuerung durch VNB zur Vermeidung von Netzengpässen notwendig sein. (Bundesnetzagentur 2017)

Im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte wird aktuell in Feldtests gezeigt, dass der Ladeprozess von E-PKW technisch gesteuert werden kann. Dabei werden verschiedene Ziele und Algorithmen und oft auch die Umsetzung der Rückspeisefähigkeit der Fahrzeuge erforscht (Marinelli et al. 2020). Laut Nationaler Plattform Zukunft der Mobilität (NPM 2020a) kann bei der Netzintegration von E-PKW die Organisation zwischen Netz und Fahrzeug auf zwei Arten organisiert werden. Im Fall einer Netzverträglichkeit hält ein E-PKW-Kunde vertragliche Verpflichtungen am Netzanschluss ein. Der Netzbetreiber steuert den Ladevorgang jedoch nicht. Im Fall einer Netzdienlichkeit gibt es direkte Steuersignale oder Anreize zur Lastverschiebung seitens des Netzbetreibers. Nach erfolgter Netzintegration könnten weitere Strategien zum Lademanagement zum Einsatz kommen. Damit könnte gemäß (NPM 2020a) bspw. preisoptimiert geladen (vgl. auch Ensslen et al. 2019), die Ladevorgänge auf Zeiten verfügbarer EE verlagert (bspw. Kaschub 2017) oder Regelernergie bereitgestellt werden (bspw. Liu et al. 2013).

2.4 Elektromobilität

Den größten Anteil am Nettostromverbrauch⁷ in Deutschland hat der Industriesektor mit 46 % (Abbildung 2.6). Es folgen die Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistungen mit 27 % sowie Haushalte mit 25 %. Der Verkehr ist für 2 % des Stromverbrauchs verantwortlich. (BDEW e.V. 2020a)

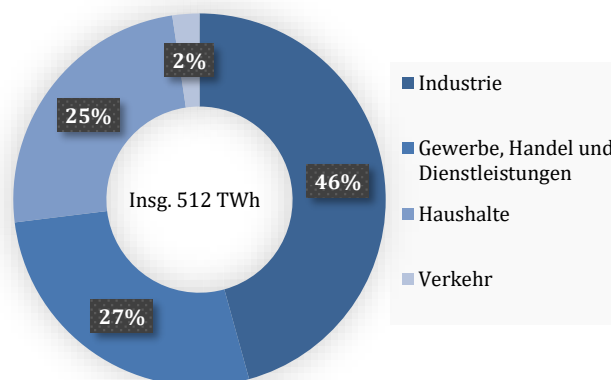


Abbildung 2.6: Nettostromverbrauch im Jahr 2019 nach Verbrauchergruppen in Deutschland (eigene Darstellung basierend auf BDEW e.V. (2020a)).

Zukünftig ist mit neuen Stromverbrauchern zu rechnen. Neben dem Einsatz der bereits erwähnten Wärmepumpen zur Wärme- und Warmwassererzeugung wird auch der Verkehrssektor zunehmend elektrifiziert werden. Zu den Maßnahmen der Elektrifizierung im Mobilitätsbereich zählen der Hochlauf der Elektromobilität, die Verlagerung von Personen- und Güterverkehr auf die Schiene, sowie der Ausbau und die Elektrifizierung des Schienenpersonennahverkehrs. Der Hochlauf der Elektromobilität bezieht sich dabei auf die Neuzulassungen von batterieelektrischen oder Hybrid-Fahrzeugen, einschließlich leichter Nutzfahrzeuge z. B. für konventionelle Lieferkonzepte, aber auch auf den Schwerlastverkehr. (Umweltbundesamt 2020b; Gerbert et al. 2018; Koalitionsvertrag 2018) Im Fokus dieser Arbeit stehen Personenkraftwagen. Im Folgenden wird auf die Entwicklung elektrisch betriebener PKW im Hinblick auf Technologien und Marktentwicklung eingegangen.

2.4.1 Fahrzeuge

Bei batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen wird meist zwischen reinen Elektrofahrzeugen, die ausschließlich mit elektrischer Energiequelle und Elektromotor betrieben werden, und Hybrid-Fahrzeugen unterschieden (KBA 2020b; NPE 2018; IEA 2020). Die Antriebsenergie in batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen wird durch eine Batterie geliefert, welche mittels Elektrizität vom Netz geladen wird. Hybrid-Fahrzeuge sind neben dem Elektromotor auch mit einem Verbrennungsmotor ausgestattet. Sofern sie auch extern über das Stromnetz geladen werden können, werden Letztere als „Plug-in-Hybrid Electric Vehicles“ (PHEVs) bezeichnet. Das Antriebskonzept, die Größe des Verbrennungsmotors und die Reichweite der Batterie können dabei variieren. Wenn der Verbrennungsmotor ausschließlich der Reichweitenverlängerung des Fahrzeugs dient⁸, wird oftmals von sogenannten „Range Extended Electric Vehicles“ gesprochen (NPE 2018). Die Kapazität der Batterien von PHEVs ist üblicherweise kleiner als die von E-PKW, die Stromnachfrage ist geringer. Zukünftig sollen die Batterien in E-PKW und PHEVs auch bidirektional genutzt werden, d. h. Strom in das Netz zurückspeisen können (NPE 2018).

⁷ Der Nettostromverbrauch bezeichnet die von den Verbrauchern genutzte Energie (exkl. Eigenbedarf thermischer Kraftwerke und Netzverluste).

⁸ D.h. hohe elektrische Reichweite und serielle Anordnung von Verbrennungs- und Elektromotor.

Der weltweite Bestand an E-PKW und PHEV steigt kontinuierlich. Im Jahr 2014 waren rund 398 Tausend E-PKW und 295 Tausend PHEV im PKW-Segment zugelassen, 2019 waren es bereits insgesamt 7,2 Mio., davon 4,8 Mio. E-PKW (Abbildung 2.7). Obwohl die jährlichen globalen Wachstumsraten zuletzt gesunken sind, bleibt der Zuwachs bei E-PKW mit 46 % im Jahr 2019 nach wie vor hoch. E-PKW machten 2019 zwei Drittel der weltweiten elektrischen PKW-Flotte aus. Im Jahr 2019 waren in China mit 47% die meisten E-PKW und PHEV zugelassen (IEA 2020). In Deutschland waren es 2 %. Der Anteil von PHEV am globalen Elektrofahrzeugbestand nimmt von Jahr zu Jahr ab und lag 2019 bei 33 %. Der Marktanteil von neu verkauften Elektrofahrzeugen betrug 2019 weltweit 2,6 %. In China lag er bei 4,9 %, in Europa bei 3,5 %. Weltweit ging das Wachstum der Verkaufszahlen von Elektrofahrzeugen von 2018 – 2019 jedoch zurück. Den globalen Rückgang des Wachstums führt die IEA auf verschiedene Ursachen zurück. Erstens geht der Absatz für PKW insgesamt zurück, nur Europa ist hier eine Ausnahme. Zweitens werden die Käufe von Elektrofahrzeugen in einigen Regionen wie China und den USA weniger stark subventioniert. Drittens gibt es Zurückhaltung bei Käufen aufgrund erwarteter Technologiesprünge und neuer Fahrzeugmodelle. Es wird erwartet, dass sich die Anzahl verfügbarer Modelle von 250 im Jahr 2019 bis zum Jahr 2025 etwa verdoppelt. (IEA 2020)

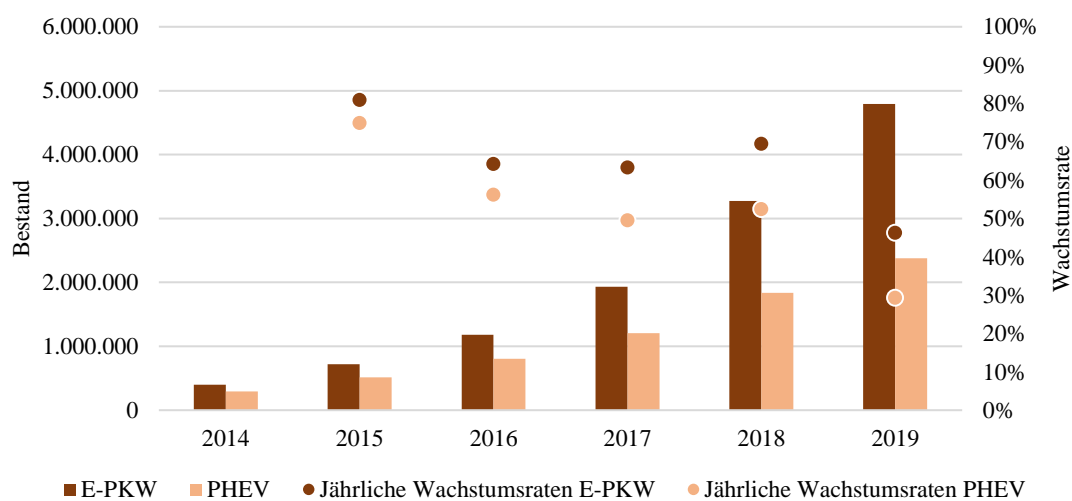


Abbildung 2.7: Entwicklung des Bestands an E-PKW und PHEV (nur PKW) weltweit (eigene Darstellung basierend auf IEA (2020)).

Für das Jahr 2030 hat die IEA zwei Szenarien entwickelt und prognostiziert einen Bestand von 120 – 200 Mio. E-PKW und PHEV, was 8 – 14 % vom Gesamtbestand entspricht. Zwei Drittel der weltweiten elektromobilen Flotte werden dann rein batterieelektrisch betrieben sein. (IEA 2020)

Auch in Deutschland steigt der Bestand an E-PKW und PHEV kontinuierlich. Anfang 2014 waren rund 22.000 E-PKW und PHEV zugelassen, am 1. Januar 2020 waren es bereits insgesamt 239.000 Elektrofahrzeuge im PKW-Segment, davon 137.000 E-PKW (Abbildung 2.8). E-PKW und PHEV machen damit derzeit 0,5 % des gesamten PKW-Bestands in Deutschland aus. Der Anteil der PHEV unter den (teil-)elektrisch betriebenen PKW ist dabei relativ konstant und beträgt aktuell 43 %. Er liegt damit rund 10 % über dem weltweiten Niveau. Ein Rückgang der Wachstumsraten wie auf globalem Niveau kann jedoch in Deutschland nicht beobachtet werden. Die jährlichen Wachstumsraten schwanken zwar stärker, lagen jedoch in den letzten drei Jahren konstant über 50 %. (KBA 2020a)

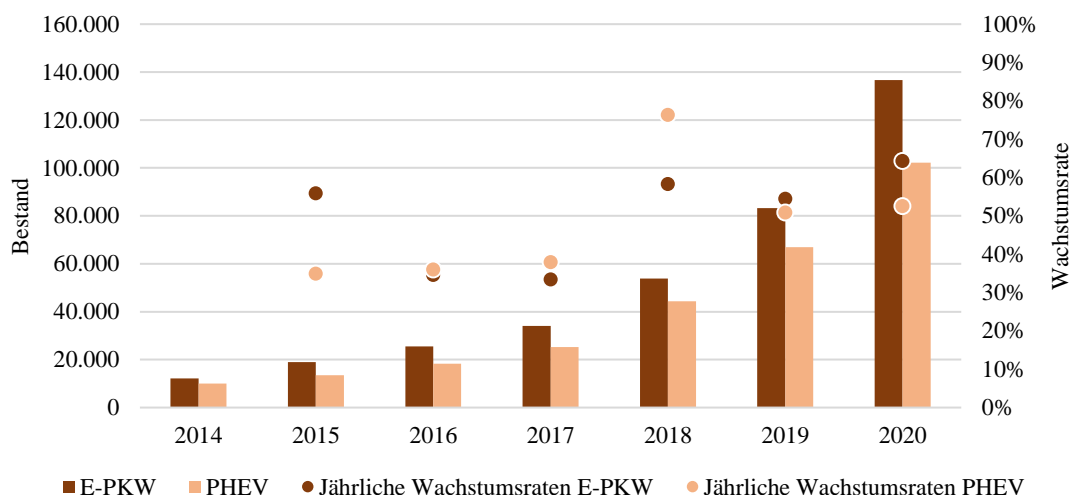


Abbildung 2.8: Entwicklung des Bestands an E-PKW und PHEV (nur PKW) in Deutschland, jeweils zum 1. Januar des Jahres (eigene Darstellung basierend auf KBA (2020a)).

Die Bundesregierung hat das Ziel von 7 – 10 Mio. zugelassenen Elektrofahrzeugen bis 2030 definiert (Bundesregierung 2019). Für den E-PKW-Bestand in Deutschland im Jahr 2030 haben drei Studien jeweils ein optimistisches und ein moderates bzw. pessimistisches Szenario für die Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen entwickelt. Das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung wird jedoch nur in ambitionierten bzw. optimistischen Szenarien erreicht. Mit 10 – 15 % bzw. 4,2 – 7 Mio. Elektrofahrzeugen⁹ prognostiziert die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE 2018) den geringsten Anteil am gesamten Fahrzeugbestand. BCG und Prognos (2019) gehen bspw. von 15 – 20 % bzw. 6,5 – 8,9 Mio. E-PKW und PHEV aus. Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise (2019) ermitteln mit 13 – 33 % bzw. 6 – 15 Mio. E-PKW den höchsten Anteil von E-PKW am Fahrzeugbestand in einem optimistischen Szenario.

Mobilitätsstudien zeigen, dass PKW rund 23 Stunden am Tag stehen (vgl. Abschnitt 4.3.1). Wenn Fahrzeuge zukünftig batterieelektrisch betrieben werden, können sie in dieser Zeit für andere Energiedienstleistungen genutzt werden. Da E-PKW eine größere Speicherkapazität als PHEV aufweisen, liegt der Fokus dieser Arbeit auf E-PKW.

2.4.2 Ladeinfrastruktur

Mit der Umstellung der Antriebstechnologie gehen die Entwicklung und der Ausbau der Ladeinfrastruktur einher. Aktuell ist eine Bandbreite technischer Lösungen für die Ladestationen verfügbar. Im Folgenden werden die relevanten technischen Aspekte sowie die Marktentwicklung vorgestellt.

Ladestationen weichen laut der Internationalen Energieagentur IEA (2019) in drei Eigenschaften voneinander ab:

- Der Ladeleistung, oft als „Level“ bezeichnet;
- Dem physischen Stecker, d. h. die Steckverbindung zwischen Ladestation und Fahrzeug. Diese wird auch „Typ“ oder „Steckertyp“ genannt;
- Sowie der Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und der Ladestation. Der Lademodus bzw. „Mode“ bezeichnet das oftmals verwendete standardisierte Kommunikationsprotokoll.

⁹ Hierunter fallen rein batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge sowie PHEV in den Segmenten Pkw und leichte Nutzfahrzeuge. Die angegebenen Werte lassen keine Rückschlüsse auf den prognostizierten E-PKW-Bestand zu.

In Europa wird bei einer Ladeleistung von bis zu 3,7 kW von konventionellem Laden oder „Level 1“ mittels Wechselstrom und einem haushaltsüblichen Schuko-Stecker gesprochen. „Level 2“ bezeichnet langsame Ladestationen zwischen 3,7 und 22 kW Wechselstrom. Hierfür hat sich in Europa der sogenannte Typ 2-Stecker sowohl fahrzeugseitig als auch an der Ladestation durchgesetzt. Dieser Stecker wird auch bei Schnellladestationen verwendet, die mit dreiphasigem Wechselstrom und Ladeleistungen zwischen 22 und 43,5 kW betrieben werden. Bei höheren Ladeleistungen wird mit Gleichstrom geladen. Hierfür hat sich in Europa CCS Combo 2 als Stecker durchgesetzt – in Europa in der Regel über den sogenannten CCS Combo 2 Stecker, der bereits fest an der Ladestation installiert ist. Der Begriff „Level 3“ bezieht sich sowohl auf AC- als auch auf DC-betriebene Schnellladestationen. (IEA 2019) In Anbetracht der Entwicklungen im Schnellladebereich wird die Ladedauer immer kürzer, was vor allem für Langstrecken relevant ist. Zudem werden immer mehr Ladestationen mit Leistungen von 250 – 500 kW eingesetzt bzw. geplant, was deutlich über den derzeit üblichen Leistungen von 50 – 120 kW liegt (IEA 2020).

Ladevorgänge finden an verschiedenen Orten statt, welche unterschiedlich kategorisiert werden. Oftmals wird zwischen Laden zuhause, am Arbeitsplatz und öffentlichem Laden unterschieden (Fattler et al. 2019; Heinz 2018). Der öffentliche Bereich umfasst dabei Ladestationen entlang der Straße, z. B. in Innenstädten und auf halb-öffentlichen Flächen wie Supermarkt-Parkplätzen. Die NPM (2019) sowie die IEA (2020) differenzieren zwischen dem privaten und öffentlichen Bereich, wobei in den privaten Bereich sowohl der Wohnbereich als auch der gewerbliche Bereich mit Laden beim Arbeitgeber fallen. Das Schnellladen entlang von Autobahnen wird bspw. in NPE (2018) als separate Kategorie ausgewiesen. Aus Sicht der Flexibilisierung der Nachfrage spielen Schnellladen und Laden im öffentlichen Bereich eine eher untergeordnete Rolle, da hier kürzere Ladevorgänge stattfinden und somit der Zeitraum für eine mögliche Lastverschiebung stark eingeschränkt ist.

Investitionen in Ladeinfrastruktur werden bislang v. a. von Energieversorgungsunternehmen, Ladepunktbetreibern, Herstellern von Ladesäulen und anderen Akteuren aus der Energiewirtschaft getätigt (IEA 2019). Die IEA (2020) zählte Ende 2019 insgesamt 7,3 Mio. installierte Ladepunkte weltweit. Davon hatten 89 % eine Ladeleistung von bis zu 22 kW. Bis 2030 prognostiziert die IEA je nach Szenario einen Anstieg der privaten Ladestationen, welche auch für das Laden von Bussen und Lastkraftwagen verwendet werden können, auf 135 – 240 Mio. Die durchschnittliche Ladeleistung der Ladestationen im privaten Bereich soll dabei bis zum Jahr 2030 von 3,3 kW auf 6,7 kW steigen (IEA 2020).

Anfang September 2020 waren in Deutschland insgesamt 41.461 öffentliche Ladepunkte installiert (EAFO 2020)¹⁰. In Deutschland entfallen 85 % aller Ladevorgänge auf den privaten Bereich, d. h. auf das Laden zuhause oder bei der Arbeit (NPM 2019). Im Jahr 2019 waren 24.920 Ladestationen mit bis zu 22 kW und 4.457 Schnellladestationen mit einer Ladeleistung über 22 kW installiert. Der Koalitionsvertrag (2018) strebt einen starken Ausbau der Ladeinfrastruktur bis 2020 an. Gegenüber 2017 sollen 100.000 weitere Ladepunkte installiert werden, wobei mindestens ein Drittel mit Gleichstrom betriebene Schnelllader sein sollen. Im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung (2019) werden bis 2030 sogar 1 Mio. öffentliche Ladepunkte zum Ziel gesetzt. Zudem soll gesetzlich geregelt werden, dass alle Tankstellen auch Lademöglichkeiten anbieten. Neben einem weiteren Ausbau von Ladestationen wird auch eine Zunahme der Ladeleistung je Ladepunkt erwartet. Für das Jahr 2030 geht die FfE (2016) von Ladeleistungen in Höhe von 7,2 kW zuhause bzw. 11 kW am Arbeitsplatz aus. Fattler et al. (2019) prognostizieren für das Jahr 2030 durchschnittlich 9,1 kW für das Laden zuhause und 10,2 kW am Arbeitsplatz.

2.4.3 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien (LIB) haben sich seit den 1990er Jahren zu der wichtigsten Zelltechnologie im Bereich mobiler Unterhaltungselektronik entwickelt. Am meisten verbreitet sind LIB mit flüssigem Elektrolyten. Diese weisen eine hohe Energiedichte auf, was für den Einsatz in Fahrzeugen aus Platz- und Gewichtsgründen von Vorteil ist. Ebenso sind Leistungsdichte, Wirkungsgrad und Lebensdauer hoch sowie die Selbstentladung gering. Ein Nachteil einiger LIB ist die ge-

¹⁰ Für private Ladepunkte sind mangels Datenerhebung keine zuverlässigen Zahlen verfügbar.

ringe thermische Stabilität, die dazu führen kann, dass beschädigte Zellen zu brennen beginnen. Daher ist ein Batteriemagementsystem wesentlich, welches Temperatur sowie Ladevorgänge und -ströme überwacht. (Jossen und Weydanz 2006; Kurzweil und Dietlmeier 2018)

2.4.3.1 Begriffe und Definitionen

Im Folgenden werden die für diese Arbeit relevanten Begriffe basierend auf Korthauer (2018) und Kurzweil und Dietlmeier (2018) definiert:

- Die **Kapazität** einer Batterie beschreibt die verfügbare elektrische Ladung und wird in Ah angegeben. Sie unterliegt dem Peukert-Effekt, d. h. die nutzbare elektrische Energie sinkt mit steigendem Entladestrom. Weitere Parameter, welche die Kapazität beeinflussen, sind die Entladeschlussspannung, die Temperatur, sowie die Art und die Menge der Aktivmaterialien (vgl. Abschnitt 2.4.3.2).
- Die verfügbare **Energiemenge** wird in Wh angegeben und wird durch Multiplikation der Kapazität mit der durchschnittlichen Entladespannung ermittelt. Die Energiemenge ist die relevante Bezugsgröße für die Modellierung in Kapitel 4.
- Eine möglichst hohe **Energiedichte** ist für den mobilen Einsatz wie in E-PKW wichtig, um hohe Reichweiten bei geringem Batteriegewicht zu realisieren. Die Energiedichte wird in Wh/l angegeben.
- Die **Leistung** der Batterie wird in W angegeben und ergibt resultiert aus der Multiplikation von Strom und Spannung.
- Der **Wirkungsgrad** von LIB ist mit über 95 % sehr hoch und sinkt mit hohen Entladeströmen ab. Der Wirkungsgrad ist der Quotient aus entladener Energiemenge und beim Laden gespeicherter Energiemenge.
- Der **State of Charge (SOC)** beschreibt den Ladezustand einer Batterie und wird in % angegeben. Bei einem SOC von 100 % ist eine Batterie vollgeladen. Eine LIB wird in einem gewissen SOC-Bereich oder SOC-Fenster genutzt, bspw. zwischen 25 % und 90 %.
- Im Gegensatz dazu beschreibt der **Depth of Discharge (DOD)** die Entladetiefe. Diese gibt an, zu welchem Anteil die Energie nutzbar ist. Bei einem SOC-Bereich von 25 – 90 % beträgt der DOD maximal 65 %.
- Die **C-Rate** oder Entladerate bestimmt den maximal erlaubten Lade- und Entladestrom und wird normiert auf die Kapazität angegeben. Der Strom wird bestimmt durch Multiplikation der C-Rate mit der Kapazität. Die C-Rate wird in der Praxis begrenzt, da hohe Ströme v. a. bei niedrigen Temperaturen (0 °C und weniger) zu irreversibler Degradation führen.
- Der **Energiedurchsatz** bezeichnet die über die Lebensdauer kumulierte gespeicherte und entladene Energie. Da im Betrieb verschiedene (Ent-)Ladezyklen mit unterschiedlichen Entladetiefen vorkommen, wird der Energiedurchsatz oftmals auf die nutzbare Energie der Batterie bezogen und als sogenannte äquivalente Vollzyklen (SOC von 0 – 100 %) angegeben.

2.4.3.2 Zellchemie und Funktionsweise

Die Zellen der LIB bestehen aus zwei Elektroden, einem trennenden Separator sowie einem Elektrolyten. In LIB, welche in Elektrofahrzeugen zum Einsatz kommen, ist die Anode (die bei Entladung negative Elektrode) üblicherweise aus einer Verbindung aus Graphit mit positiv geladenen Lithium-Ionen (Kationen) aufgebaut. Die Kathode (die bei Entladung positive Elektrode) besteht aus einem Lithiummetalloxid, welches Lithium-Ionen einlagern kann. Das Aktivmaterial der Anode ist üblicherweise auf einen Stromableiter bzw. Stromsammelner aus Kupfer aufgebracht, das Aktivmaterial der Kathode auf einem Aluminiumableiter. Die Elektroden sind in Kontakt mit einem flüssigen Elektrolyten, oder mit einem festen oder zähflüssigen Gelelektrolyten, welcher Lithium-Ionen leitet. Um die Elektroden zu trennen, wird ein für Lithium-Ionen durchlässiger Separator, z. B. ein Polyolefinseparator, eingesetzt. (Jossen und Weydanz 2006; Kurzweil und Dietlmeier 2018; IRENA 2017)

Beim Entladen geben in die Graphitschicht eingelagerte Lithiumatome Elektronen über die negative Elektrode an den externen Stromkreis ab. Die positiv geladenen Lithium-Ionen diffundieren über den Elektrolyten und durch den Separator zur Kathode, wo sie sich in die Gitterstruktur des Lithiummetalloxids einlagern. Dieser Einlagerungsvorgang wird als Interkalation bezeichnet. Die Metallionen der Kathode wiederum nehmen die Elektroden des externen Stromkreises wieder auf. Beim Laden lösen sich die Lithium-Ionen wieder aus der Kathode, welche Elektronen abgibt, und diffundieren zurück zur Anode, um sich im Graphitgitter einzulagern (Abbildung 2.9). Durch die Potenzialdifferenz zwischen den beiden Elektroden entsteht eine Leerlaufspannung¹¹ von etwa 3,7 V. Nach Abschluss des Entladevorgangs fällt die Zellspannung auf eine Entladeschlussspannung von 2,7 V ab. (Jossen und Weydanz 2006; Kurzweil und Dietlmeier 2018; IRENA 2017)

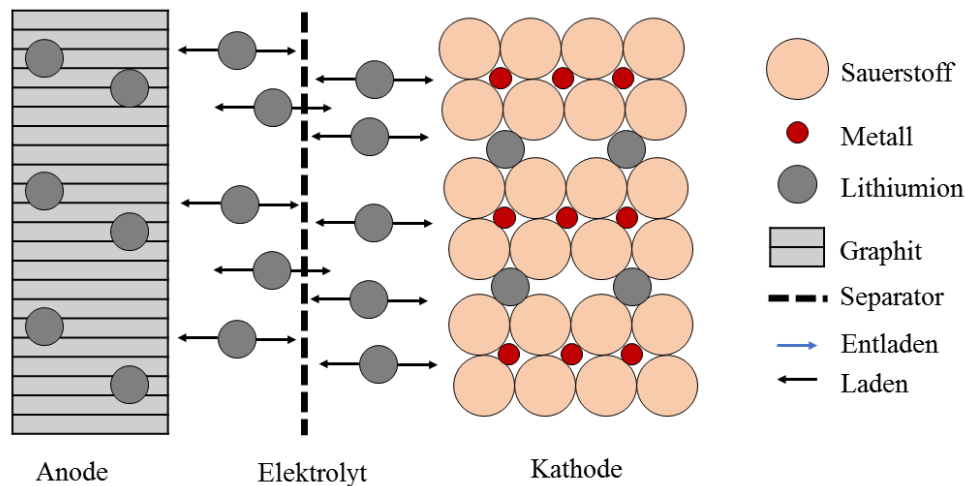


Abbildung 2.9: Schematische Darstellung der Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Zelle (eigene Darstellung basierend auf Fuchs et al. (2012)).

Die Wahl des Aktivmaterials für die Kathode variiert je nach Anforderungen an Energie- und Leistungsdichte, Langlebigkeit, sowie Sicherheit und Kosten. Im Folgenden werden die für LIB gängigsten Kathodenmaterialien sowie ihre Vor- und Nachteile gemäß Stan et al. (2014) vorgestellt:

- Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid (LiNiCoAlO_2 oder NCA) weist eine hohe Energiedichte und Lebensdauer auf. Die Zelltechnologie ist jedoch aufgrund des Kobalt-Anteils teuer und die Sicherheit begrenzt.
- Lithium-Kobalt-Oxid (LiCoO_2 oder LCO) hat eine hohe Energiedichte, jedoch auch ein hohes Sicherheitsrisiko aufgrund geringer thermischer Stabilität. Daher und auch aufgrund des hohen Kobaltpreises ist diese Zelltechnologie nicht für den Einsatz in Elektrofahrzeugen geeignet.
- Lithium-Eisenphosphat (LiFePO_4 oder LFP) zeichnet sich zwar durch eine hohe Stabilität und geringe Kosten aus, jedoch ist die Energiedichte gering.
- Lithium-Nickel-Mangan-Oxid (LiMn_2O_4 oder LMO) ist günstiger und sicherer als LCO. Im Vergleich zu LFP ist die zyklische Lebensdauer allerdings gering, weshalb die Technologie für die Elektromobilität nicht geeignet ist.
- Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (z. B. $\text{LiN}_{1/3}\text{M}_{1/3}\text{C}_{1/3}$ oder NMC) weist eine hohe Lebensdauer und eine hohe Energiedichte auf, jedoch besteht auch ein hohes Sicherheitsrisiko.

¹¹ Die Leerlaufspannung hängt vom Batterieladezustand ab und kann gemessen werden, wenn kein elektrischer Verbraucher angeschlossen ist.

In den kommenden Jahrzehnten sollen diese Technologien von neuen wie z. B. Lithium-Schwefel oder Lithium-Luft mit höherer Energiedichte ersetzt werden (Kurzweil und Dietlmeier 2018).

2.4.3.3 Aufbau von Batteriepacks

Die Zellen können in verschiedenen Formaten vorliegen. In Rundzellen werden die geschichteten Zellkomponenten Anode – Separator – Kathode zylindrisch gewickelt und von einem harten Gehäuse umschlossen. Prismatische Zellen haben die Form eines Quaders und können mehreren geschichtete Einheiten oder einen flachen Wickel beinhalten. Es kommen sowohl harte Gehäuse als auch zu Taschen gefaltete Isolatorfolien zum Einsatz, welche die Zellkomponenten aufnehmen. Sogenannte Pouchzellen sind flach und beinhalten mehrere Schichten, die von einer Folie umschlossen werden. (Kurzweil und Dietlmeier 2018)

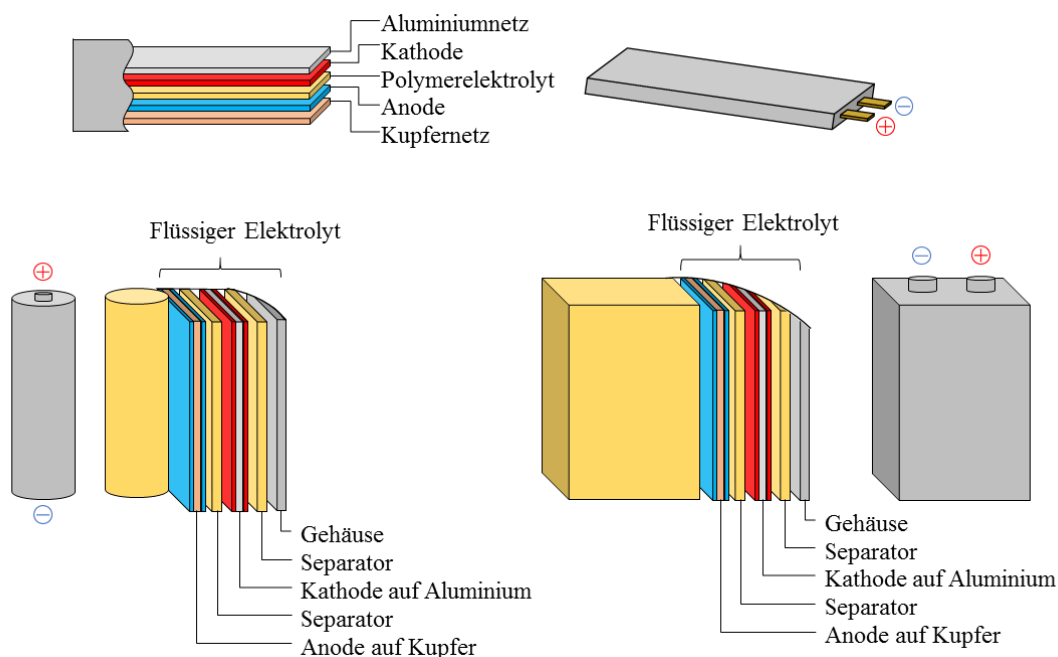


Abbildung 2.10: Schematische Darstellung verschiedener Zellformate. Oben: Pouchzelle; unten links: Rundzelle; unten rechts: Prismatische Zelle (eigene Darstellung basierend auf Kurzweil und Dietlmeier (2018)).

Um Batteriepacks für den Einsatz in E-PKW herzustellen, werden zunächst die einzelnen Zellen zu Batteriemodulen verschaltet. Falls die Module später von außen über eine Flüssigkeit gekühlt werden sollen, bestehen diese aus einem dichten Gehäuse. Die Module sind mit Elektronik ausgestattet. Einerseits werden damit die Zellen überwacht, um einen fehlerhaften Betrieb hinsichtlich Temperatur und Spannung zu erkennen. Andererseits gleicht ein Laderegler im Ruhezustand die Ladezustände einzelner Zellen an, falls diese in ihren Ladezuständen abweichen sollten (vgl. Abschnitt 2.4.3.5). Ein Batteriepack, wie es bspw. in einem E-PKW zum Einsatz kommt, besteht aus mehreren Modulen, die elektrisch verschaltet werden. Das Thermomanagement des Batteriepacks kann über eine wärmeleitende Flüssigkeit oder über Luftzufuhr erfolgen. Die Batterie kann dann im Sommer gekühlt und im Winter auf Betriebstemperatur erwärmt werden, um eine möglichst hohe Lebensdauer zu ermöglichen. (Nelson et al. 2012)

2.4.3.4 Degradation von Lithium-Ionen-Batteriezellen

Die Degradation von Batteriezellen aufgrund chemischer Reaktionen wird auch als Alterung bezeichnet. Batterien altern einerseits mit deren Benutzung bzw. mit dem Energiedurchsatz aufgrund von ge- und entladenen Energiemengen, was als zyklische Alterung bezeichnet wird. Andererseits findet selbst bei Lagerung der Zellen eine kalendarische Alterung statt. Auf einer mikroskopischen Ebene können die Ursachen und elektrochemischen Zusammenhänge für kalendarische und zyklische Alterung jedoch nicht ganz trennscharf betrachtet werden (Kupper et al. 2018).

Die Degradationsprozesse führen v. a. zu einer Reduktion der Kapazität der Zellen sowie zu einer Zunahme des Innenwiderstands. Wenn bspw. eine NMC-Zelle einen Zuwachs des anfänglichen Innenwiderstands um 50 % oder eine Reduktion der Kapazität auf 80 % der Anfangskapazität erfährt, steigt die Wahrscheinlichkeit für einen plötzlichen „Zelltod“ stark an (Ecker et al. 2014). Das Lebensdauerende einer Batterie wird oftmals als der Zeitpunkt definiert, zu dem die verbleibende Kapazität (State of Health oder SOH) 70 – 80 % der ursprünglichen erreicht hat. (Ecker et al. 2014; Wang et al. 2016; Barré et al. 2013; Jalkanen et al. 2015; Kupper et al. 2018) Der Kapazitätsverlust findet laut Kupper et al. (2018) zu Beginn und am Ende der Lebensdauer nichtlinear statt.

Die kalendarische Alterung von LIB ist abhängig von der Zeit, der Temperatur sowie der Spannung bzw. dem SOC. Mit zunehmender Temperatur und Spannung altern die Zellen exponentiell. Die zyklische Alterung wird vom durchschnittlichen SOC bzw. dem SOC-Bereich und dem DOD, der Stromrate, sowie dem Energiedurchsatz bestimmt. (Kupper et al. 2018; Schmalstieg et al. 2014; Ecker et al. 2014)

Als Hauptursache für die kalendarische Alterung gilt der Verlust von Aktivmaterial. Mit der Zeit bildet sich aufgrund von Nebenreaktionen eine Schicht an der Grenzfläche zwischen Elektroden und Elektrolyt, auch Solid Electrolyte Interface (SEI) genannt. Diese SEI-Schicht formiert sich v. a. an der Anode und bindet Lithium und teilweise auch Elektrolyt. Diese stehen dann nicht mehr für die Hauptreaktionen, d. h. das eigentliche Laden und Entladen, zur Verfügung. Die entstandene SEI-Schicht kann zudem aufgrund der stetigen Änderungen des Zellvolumens¹² brüchig werden, was wiederum das Wachstum der SEI-Schicht beschleunigt. Darüber hinaus kann es zur Verdunstung von flüssigem Elektrolyten kommen. (Kupper et al. 2018; Ecker et al. 2014; Schmalstieg et al. 2014) Aufgrund unterschiedlicher Zelltechnologien ist es möglich, dass sich die relevanten Einflussfaktoren unterschiedlich auf die Alterungsprozesse auswirken.

Das Alterungsverhalten ist stark temperaturabhängig. So wächst mit zunehmenden Temperaturen oberhalb der Raumtemperatur die SEI-Schicht an der Anode, womit eine Zersetzung des Elektrolyten einhergeht. Bei hohen Temperaturen degradiert auch die Kathode aufgrund von Verlust von Metallionen, sowohl die kalendarische als auch die zyklische Alterung steigt an. Insbesondere bei Minusgraden dominiert der Effekt des sogenannten Lithiumplatings, der mit einer irreversiblen Ablagerung metallischen Lithiums an der Anode verbunden ist. In allen Fällen kommt es zu einem Kapazitätsverlust sowie zu einem Anstieg des Innenwiderstands. (Waldmann et al. 2014; Vetter et al. 2005; Xu et al. 2018; Kupper et al. 2018)

Auch hohe C-Raten beschleunigen die Degradation. Zunächst begünstigen sie das Wachstum der SEI-Schicht der Anode. Da hohe C-Raten auch zu einer höheren Temperatur sowie zu schnellen Änderungen des Volumens der Elektroden führen, entstehen wiederum Risse in der SEI-Schicht. Zudem verstärken hohe C-Raten bei tiefen Temperaturen das Lithiumplating. Die Ablagerung metallischen Lithiums kommt beim Laden mit hohen C-Raten nur dann nicht vor, wenn hohe Ladezustände vermieden werden. (Vetter et al. 2005; Waldmann et al. 2016; Ning et al. 2003)

Die zyklische Alterung steigt mit steigendem Energiedurchsatz an (Sarasketa-Zabala et al. 2015; Xu et al. 2018; Kupper et al. 2018). Abbildung 2.11 zeigt die Auswirkungen des Energiedurchsatzes (angegeben in äquivalenten Vollzyklen) auf die Lebensdauer für verschiedene LIB-Zellen auf. Basierend auf einem vereinfachten Modell für die kalendarische und zyklische Alterung ist im Bereich von 2.500 – 3.800 äquivalenten Vollzyklen mit einer Lebensdauer von 8 – 12 Jahren zu rechnen. Darüber hinaus nimmt die zyklische Lebensdauer mit zunehmendem DOD aufgrund von volumetrischen Änderungen und Kapazitätsverlust zu (Vetter et al. 2005), sodass der mögliche Energiedurchsatz über die gesamte Lebensdauer bei hohem DOD geringer ausfällt (Xu et al. 2018; Peterson et al. 2010; Ecker et al. 2014). Der Zusammenhang zwischen DOD und zyklischer Lebensdauer wird oftmals in Form der sogenannten Wöhlerkurve visualisiert (Abbildung 2.12).

Der durchschnittliche SOC sowie das SOC-Fenster können sich je nach Zelltechnologie unterschiedlich auf die Alterung auswirken. Für die Langlebigkeit von NMC-Zellen ist es optimal, wenn diese bei einem möglichst niedrigen SOC gelagert werden und um einen SOC von 50 % betrieben werden. Ein geringerer oder höherer durchschnittlicher SOC reduziert die zyklische Lebensdauer. Dabei gilt, je kleiner die SOC-Fenster bzw. je geringer der DOD, desto besser. Ein SOC-Bereich von 45 – 55 % ist gegenüber einem SOC-Bereich von 20 – 30 % vorteilhafter; bei 70 – 80 % SOC fällt die Degradation

¹² Aufgrund der mit dem Laden verbundenen kontinuierlichen Ein- und Auslagerung von Lithium-Ionen in der Anode.

hingegen höher aus. Besonders bei einem durchschnittlichen SOC von 100 % können Schäden in den Zellen auftreten. (Ecker et al. 2014; Schmalstieg et al. 2014)

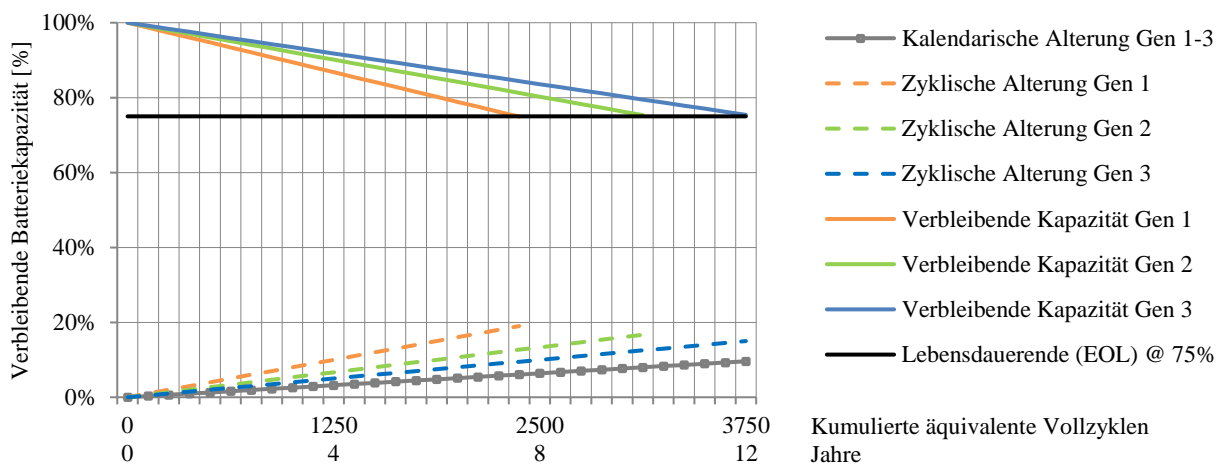


Abbildung 2.11: Vereinfachtes Modell für kalendarische und zyklische Alterung für verschiedene LIB-Zellen basierend auf Messungen und Schätzungen, die im Rahmen des Forschungsprojekts Advanced Materials for Batteries (MAT4BAT) vorgenommen wurden.

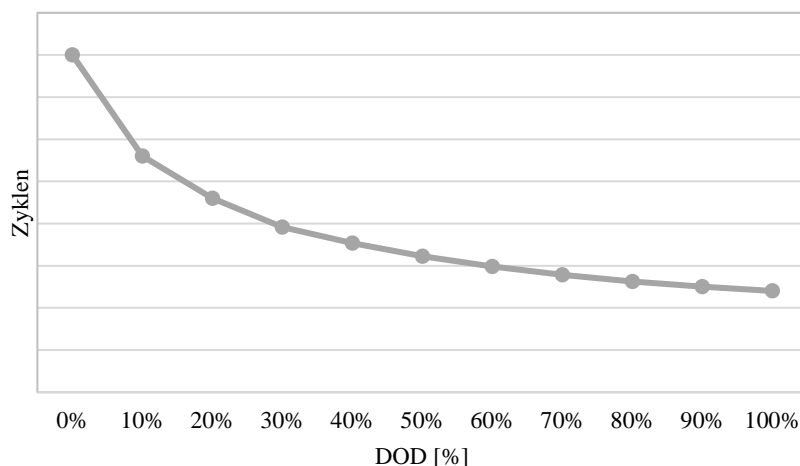


Abbildung 2.12: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen DOD und zyklischer Lebensdauer (eigene Darstellung basierend auf Xu et al. (2018)).

Auch bei verschiedenen Zellen der Technologien LMO, LFP und NMC hat sich gezeigt, dass mit steigendem SOC die kalendarische Alterung zunimmt. Der stärkste Kapazitätsverlust kann bei einer Kombination aus hohen Temperaturen und einem hohem durchschnittlichen SOC beobachtet werden. (Kupper et al. 2018; Angenendt et al. 2018; Xu et al. 2018) Aus Sicht der zyklischen Lebensdauer ist der Betrieb von LFP-Zellen bei einem durchschnittlichen SOC von 50 % sowie 90 % weniger vorteilhaft als bei 10 % oder 70 %. Ein durchschnittlicher SOC von 30 % beschleunigt die Alterung noch weiter. Ein SOC-Fenster von 50 – 100 % ist hier mit schnellerer Alterung verbunden als ein SOC-Bereich von 25 – 75 %. (Kupper et al. 2018; Xu et al. 2018)

Gemäß IRENA (2017) lag die durchschnittliche kalendarische Lebensdauer bei NCA-, NMC-, LMO- und LFP-Zellen im Jahr 2016 bei 12 Jahren. Für das Jahr 2030 wird ein Anstieg auf 18 Jahre prognostiziert. Bei der zyklischen Lebensdauer ist ein Anstieg von 1.000 – 2.000 Zyklen auf 2.000 – 4.500 Zyklen zu erwarten (Abbildung 2.13).

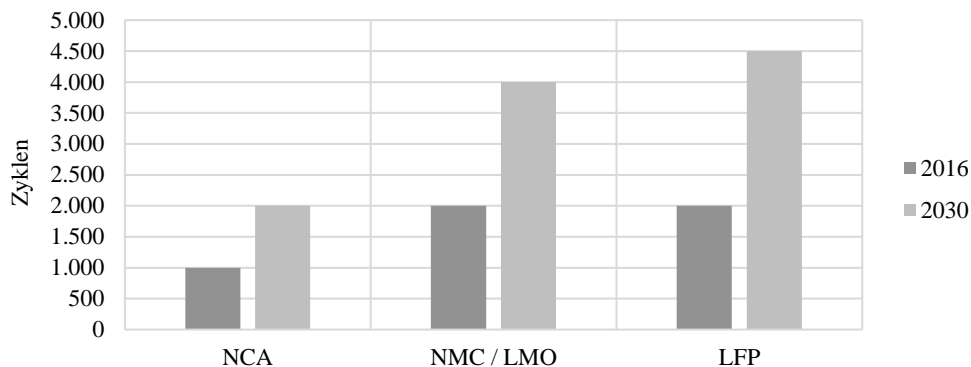


Abbildung 2.13: Entwicklung und Prognose der zyklischen Lebensdauer für verschiedene Zelltechnologien (eigene Darstellung basierend auf IRENA (2017)).

Auf realen Fahrtdaten beruhende Analysetools zeigen, dass Elektrofahrzeuge nach 6 Jahren noch immer einen recht hohen SOH von 87,9 % aufweisen (Argue 2019). Die Batteriealterung erfolgt demnach recht langsam. Darüber hinaus kommen Peterson et al. (2010) mittels Messungen an LIB-Zellen zu dem Ergebnis, dass die zyklische Lebensdauer um den Faktor 3 – 4 höher ist, als sie von den Herstellern angegeben wird. Ein weiterer Indikator dafür, dass die Batteriedegradation zunehmend besser prognostiziert werden kann und eine sinkende Tendenz aufweist, ist die Erhöhung von Garantien der Automobilhersteller. Im Jahr 2019 hat BMW für den i3 die Laufleistung über die Gewährleistungsfrist von acht Jahren von zuvor 100.000 auf 160.000 km erhöht (BMW 2020).

V2G-Anwendungen würden zu einem zusätzlichen Energiedurchsatz der Fahrzeugbatterie und somit zu einer beschleunigten zyklischen Alterung und einer schnelleren Abnahme des SOH führen. Aktuelle Forschungserkenntnisse zeigen jedoch, dass die Größenordnung der Batteriealterung aufgrund von V2G in den Anwendungen Peakshaving, Carsharing, Demand Response bzw. Lastverschiebung und Regelleistung sehr viel geringer ist als die Degradation, welche durch die zyklische Alterung aufgrund des Fahrens und die kalendarische Alterung entsteht (Wang et al. 2016; Everoze, EVConsult 2018; Peterson et al. 2010). Im Fall von Peakshaving mit einem V2G-Betrieb von 2 Stunden täglich und einem EOL von 70 % könnte dies nach Wang et al. (2016) zu einer Verkürzung der Batterielebensdauer um rund ein halbes Jahr führen.

2.4.3.5 Lademanagement und Sicherheit

Die versiegelten Batterien sind wartungsfrei. Leistungselektronik sowie eine intelligente Steuerung werden benötigt, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Die Zellen werden vor schädlicher Tiefenentladung oder Überladung geschützt¹³, in einem zulässigen Temperaturbereich betrieben¹⁴, im Ruhemodus oder bei Unfällen von der Last getrennt. Darüber hinaus wird die Degradation begrenzt. Die Überwachung und Regelung erfolgt durch ein Batteriemanagementsystem (BMS), welches Signale von Sensoren zur Überwachung von Temperatur, Spannung und Strom empfangen und Trennschalter tätigen kann. Das BMS enthält einen Controller zur Schaltung, ein Netzteil zum Laden am AC-Netz, einen DC/DC-Gleichstromwandler sowie Schutzschalter und oftmals eine Ladezustandsanzeige. Zur Vermeidung des Überladens bei hohen Ladezuständen wird die Ladeleistung üblicherweise durch das CCCV-Ladeverfahren (constant current, constant voltage) begrenzt. Dazu wird bei einem Ladevorgang nach einer Phase des Ladens mit konstantem Strom frühzeitig in eine Phase des Ladens mit konstanter Spannung übergegangen, wobei der Ladestrom kontinuierlich reduziert wird. Tiefentladen wird vermieden, indem die LIB bei Erreichen einer festgelegten Entladespannung abgeschaltet, d. h. von der Last getrennt wird. Um eine möglichst lange Batterielebensdauer zu erreichen, werden Parameter wie DOD bzw. SOC-Fenster und maximale C-Rate festgelegt. So wird der zulässige SOC-Bereich bspw. auf 5 – 95 % begrenzt. Zudem stellt das sogenannte Balancing

¹³ Überladen kann zu einem Brand führen, Tiefenentladung führt zu dauerhaftem Kapazitätsverlust sowie einem Anstieg der Selbstentladung (Kurzweil und Dietmeier 2018).

¹⁴ Bei Temperaturen oberhalb von 70 °C kann es zu unkontrollierten exothermen Reaktionen kommen. Neben einer Zersetzung der Zellkomponenten bei rund 120 °C stellt der sogenannte Thermal Runaway, ein Zellbrand, die größte Sicherheitsgefahr dar. Zu dem Brand kommt es bei Temperaturen von 190 °C.

sicher, dass alle Zellen der Batterie bei derselben Spannung bzw. demselben SOC betrieben werden. Das Balancing ist aufgrund unterschiedlicher Selbstentladungsraten notwendig und verbessert sowohl die Lebensdauer als auch den Wirkungsgrad der LIB. (Munzke et al. 2018; Magnor et al. 2009; Kurzweil und Dietlmeier 2018; Jossen und Weydanz 2006; Marano et al. 2009)

Darüber hinaus enthalten LIB passive Sicherheitselemente auf Zellebene. Sicherheitsventile schalten den Strom z. B. bei Überdruck durch Gasentwicklung ab. Polyolefinseparatoren schmelzen bei hohen Temperaturen und schützen die Zelle vor Kurzschlüssen. (Kurzweil und Dietlmeier 2018)

2.4.3.6 Entwicklung der Batteriegröße

Die durchschnittliche Größe eines Batteriepacks für E-PKW und kommerziell genutzte elektrisch betriebene Leichtfahrzeuge liegt im Jahr 2020 bei 44 kWh. Für das Jahr 2030 wird eine Batteriegröße von 70 – 80 kWh erwartet, sodass die Reichweite auf 350 – 400 km steigen wird. Die Energiedichte ist dabei zwischen den Jahren 2011 und 2019 bei manchen Fahrzeugen um bis zu 100 % gestiegen. (IEA 2020) Die Erhöhung der Energiedichte ist auch einer der Gründe für die im Folgenden beschriebene Reduktion der Batterieherstellungskosten.

2.4.3.7 Entwicklung der Herstellungskosten

Der starke Rückgang der Herstellungskosten von Elektrofahrzeugen der letzten Jahre wird insbesondere auf sinkende Batteriekosten zurückgeführt. Letztere sind seit 2010 um mehr als 85 % gefallen. Darüber hinaus sinken die Kosten der Fahrzeugherstellung aufgrund innovativer Plattform-Konzepte und der Anwendung von Big Data für die Dimensionierung der Fahrzeugbatterien. Die Reduktion der Batteriekosten ist vor allem auf Skaleneffekte zurückzuführen. Die Massenproduktion wird wiederum durch verschiedene Anreizmechanismen und technologische Entwicklungen getrieben. Auch die Zellchemie wird fortlaufend weiterentwickelt und die Kapazitäten einzelner Fertigungen werden immer größer. (IEA 2019, 2020) Eigene Berechnungen aus dem Jahr 2017 zeigen die Komponenten des vom Automobilhersteller an den Batteriehersteller zu entrichtenden Preises für ein Batteriepack für E-PKW auf (Abbildung 2.14).

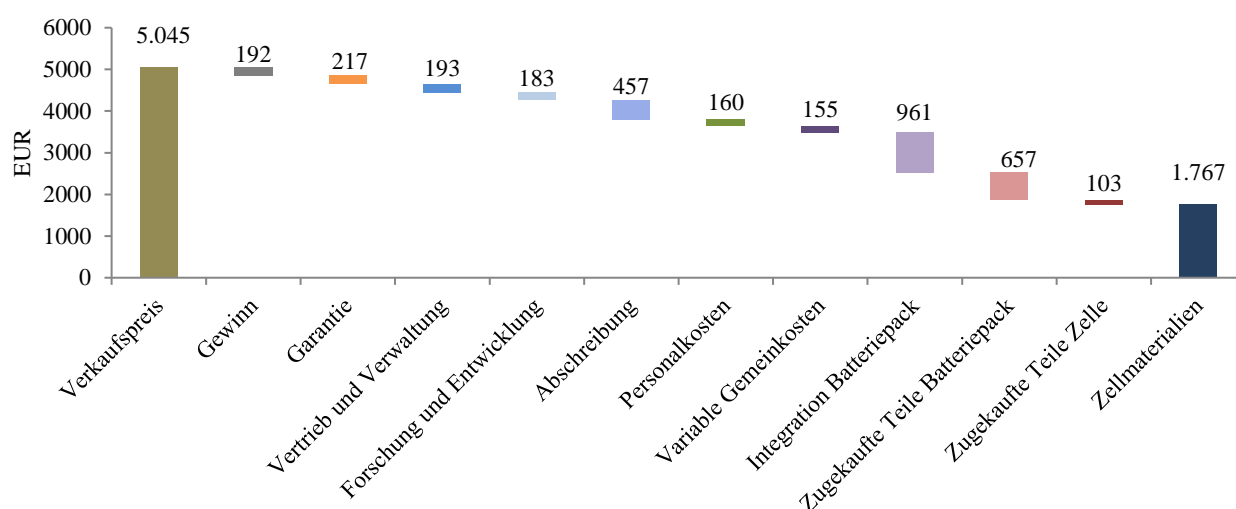


Abbildung 2.14: Beispielhafte Darstellung der Preiskomponenten eines Batteriepacks für eine LIB (27 kWh, 90 kW, 187 €/kWh), (eigene Darstellung basierend auf im Rahmen des Forschungsprojekts MAT4BAT ermittelten Daten aus dem Jahr 2017 sowie eigenen Berechnungen mit dem BatPaC-Modell (Nelson et al. 2012)).

Entsprechend dem starken Preisverfall wurden in den letzten Jahren auch die Prognosen für die weitere Reduktion der Herstellungskosten von LIB immer weiter nach unten angepasst. Im Jahr 2010 lagen die Batteriepackpreise noch bei 982 €/kWh (Bloomberg 2019). Im Jahr 2013 ging man noch davon aus, dass die Kosten für verschiedene LIB-Zellen im

Jahr 2020 zwischen 115 – 172 €/kWh liegen würden (CEA 2017)¹⁵. Im Jahr 2015 wurden 100 US\$/kWh (90 €/kWh¹⁶) auf Packebene als untere Grenze bis 2030 prognostiziert (Nykvist und Nilsson 2015). Retrospektiv hat sich gezeigt, dass innerhalb von 9 Jahren die Kosten um 80 – 90 % gesenkt werden konnten. Im Jahr 2019 lagen die Batteriepackpreise bereits bei durchschnittlich 139 €/kWh¹⁷ (Bloomberg 2019). Vorherige Prognosen wurden unterschritten und neue Prognosen nach unten korrigiert: 89 €/kWh für Anfang 2024 scheinen aktuell möglich, für das Jahr 2030 werden sogar 54 €/kWh angegeben, was rund 40 % der Kosten des Jahres 2019 entspricht (Bloomberg 2019). Im Jahr 2020 meldet Reuters, dass der chinesische Zellproduzent CATL Batteriepacks aus Li-NMC-Zellen für den automobilen Einsatz zu Kosten im Bereich von 89 €/kWh¹⁸ herstellen könne (Shirouzu und Lienert 2020). Kosten, die ein Jahr zuvor noch als Ziel für 2024 gesehen wurden. Die Herstellungskosten der Tesla-Batteriepacks werden im Jahr 2020 noch auf ca. 103 €/kWh geschätzt. Mit den unlängst angekündigten Entwicklungen wie siliziumbasierten Anoden, vollautomatisierter Fertigung und direkter Integration der Zellen in Packs wird davon ausgegangen, dass Tesla bis spätestens 2025 Kosten von 45 €/kWh erreicht. (P3 2020) Ab Preisen von 89 – 135 €/kWh gehen Industrieexperten von einem Kommerzialisierungszeitpunkt rein batterieelektrischer Fahrzeuge aus, da hier für typische Fahrzeugnutzungsprofile Kostenparität mit Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren herrsche (Shirouzu und Lienert 2020; Nykvist und Nilsson 2015).

¹⁵ Im Rahmen des EU-Projekts „Advanced Materials for Batteries“ wurden eigene Berechnungen für zukünftige Kosten von LIB vorgenommen. Dafür wurde eine Bottom-Up-Methode basierend auf dem BatPaC Modell, Version 2.1., des Argonne National Labs verwendet (www.anl.gov/cse/batpac-model-software, Nelson et al. 2012).

¹⁶ Gemäß historischem Wechselkurs von 1,11 USD/EUR im Jahr 2015 (<https://de.statista.com>).

¹⁷ Gemäß historischem Wechselkurs von 1,12 USD/EUR im Jahr 2019 (<https://de.statista.com>).

¹⁸ Wechselkurs von 1,12 USD/EUR.

3 Integration von EE-Erzeugung und Elektromobilität

Die Sektorenkopplung (oder Sektorkopplung) wird von der Bundesregierung (2019) als wichtige Maßnahme für den Erfolg der Energiewende bezeichnet. Sie soll einen wesentlichen Beitrag leisten, um die Dekarbonisierung im Energiesystem umzusetzen und Klimaschutzziele zu erreichen. Mit Sektorenkopplung wird der Einsatz von Elektrizität auch in anderen Sektoren wie Wärme, Verkehr und Industrie angestrebt, um vor allem den von EE-Anlagen erzeugten Strom nutzbar zu machen und somit den Einsatz fossiler Energieträger zu vermeiden. Darüber hinaus wird bei der Sektorenkopplung die Flexibilität bestimmter Technologien auf der Nachfrageseite (z. B. Wärmepumpen) gezielt für eine verbesserte Integration volatiler EE genutzt. Dabei kommen entweder neue sektorenübergreifende Anwendungen zum Einsatz oder bekannte Anwendungen werden verstärkt genutzt. Die Sektoren werden durch verschiedene Technologien gekoppelt bzw. verknüpft. Zu diesen Technologien zählen u. a. solche, die Elektrizität für die Wärmeerzeugung in Haushalten (Power-to-Heat), für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe (Power-to-Gas, Power-to-Liquid) oder für das Laden von Elektrofahrzeugen nutzen (Ladeinfrastruktur), (vgl. Kapitel 1). (Wietschel et al. 2018; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020; Wietschel et al. 2018; Bundesregierung 2019)

Der untersuchte Anwendungsfall des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen zur Nutzung (andernfalls) abgeregelter EE-Energie stellt somit ein Fallbeispiel der Sektorenkopplung dar. In dieser Arbeit werden dabei auch regulatorische Aspekte des gesteuerten Ladens aufgezeigt. Diese Aspekte sind dabei als Teilmenge eines Maßnahmenpakets einer ganzheitlichen Ausgestaltung zukünftiger regulatorischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung zu verstehen. Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen sind noch nicht für den verstärkten Einsatz von Elektrizität in anderen Sektoren ausgelegt. Um die gewünschten, insbesondere ökonomischen Anreize für eine verstärkte sektorenübergreifende Nutzung erneuerbarer Energien zu setzen, sind daher Änderungen in der aktuellen Gesetzgebung notwendig. Ein Problem stellt bspw. dar, dass auf Elektrizität üblicherweise höhere Steuern, Abgaben und Umlagen anfallen als auf fossile Energieträger, was eine Substituierung von fossilen Energieträgern unwirtschaftlich machen könnte. Hier müsste die Regulatorik dahingehend erweitert werden, dass Umweltkosten z. B. über eine CO₂-Steuer internalisiert werden und das Gesamtsystem wirtschaftlich betrieben werden kann. Darüber hinaus werden die Kosten der Förderung bspw. von EE-Erzeugungsanlagen oft nur innerhalb eines Sektors verteilt. Als Strompreisbestandteil kann eine steigende EEG-Umlage also zu verminderten Anreizen der Nutzung von Elektrizität in anderen Sektoren führen. Zudem fallen Umlagen und Netzentgelte für viele Verbraucher als Arbeitspreis, d. h. pro kWh an. Daher bleibt ein Großteil des Strompreises selbst bei schwankenden Großmarktpreisen konstant und die Anreize für Lastflexibilisierung sind gering. Zuletzt könnte die Definition einer neuen Marktrolle für Technologien aus dem Bereich der Sektorenkopplung im Rahmen des EnWG hilfreich sein. Elektrofahrzeuge gelten bislang bspw. als Letztverbraucher, unabhängig von der technischen Möglichkeit des Rückspeisens. Es ist vorstellbar, dass sich langfristig eine Anpassung bei der Behandlung von Strom und fossilen Energieträgern, mit denen Elektrizität z. B. beim Betrieb von Fahrzeugen in Konkurrenz tritt, einstellt. (Wietschel et al. 2018; Wietschel et al. 2019; EnWG 2005; Agora Energiewende 2017)

Im Folgenden werden aktuelle sowie geplante und mögliche Ansätze und Maßnahmen vorgestellt, welche die Nutzbarmachung von EE-Abregelung und das gesteuerte Laden von E-PKW unterstützen könnten, um den betrachteten Anwendungsfall in der Praxis zu ermöglichen. Wechselwirkungen mit einer zukünftigen Ausgestaltung allgemeiner regulatorischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen für die Sektorenkopplung auf einer übergeordneten Ebene¹ werden jedoch nicht untersucht.

Für ein grundlegendes Verständnis der energiewirtschaftlichen sowie technischen Sachverhalte werden im folgenden Kapitel zunächst die aktuellen Entwicklungen im Ausbau des Elektrizitätsnetzes in Deutschland erläutert (Abschnitt 3.1).

¹ Die Einspeisevergütungen für EE-Anlagenbetreiber könnten bspw. über eine Steuer finanziert werden, wodurch die EEG-Umlage gesenkt oder abgeschafft werden könnte. Die heutigen konstanten Netzentgelte könnten durch zeitvariable Netzentgelte ersetzt werden. (Agora Energiewende 2017)

Anschließend werden das aktuelle Engpassmanagement sowie geplante Weiterentwicklungen in Abschnitt 3.2 präsentiert. Es folgen eine Darstellung der notwendigen Standards zur technischen Umsetzung des gesteuerten Ladens (Abschnitt 3.3) sowie ein Überblick über die wichtigsten regulatorischen Grundlagen für das Lademanagement von E-PKW (Abschnitt 3.4). Zuletzt wird ein Überblick über bestehende Forschungsarbeiten zum Einsatz des gesteuerten Ladens von E-PKW zur Integration der Stromerzeugung aus EE-Anlagen und zur Untersuchung von Wechselwirkungen mit dem Engpassmanagement auf Verteilnetzebene gegeben sowie die vorliegende Arbeit eingeordnet (Abschnitt 3.5).

3.1 Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen können den Bereichen Betrieb, Asset Management sowie Netzplanung zugeordnet werden. Das Asset Management bezieht sich auf die (zeitliche) Planung der Maßnahmen wie bspw. den Tausch eines Netzbetriebsmittels. Im Netzbetrieb können und dürfen kurzfristige Überlastungen auftreten, nicht jedoch in der Planung. (dena 2012) Dementsprechend ist der Netzausbau laut Haucap et al. (2019) den Maßnahmen des langfristigen Engpassmanagements zuzuordnen.

Durch den Umbau des Energiesystems hin zu mehr EE können bereits Zeiten mit Überschussstrom, in denen die lokale Elektrizitätserzeugung höher als die -nachfrage ist, beobachtet werden. Aufgrund von Netzrestriktionen ist es möglich, dass Überschussstrom nicht in Regionen mit höherer Nachfrage transportiert werden kann. In den betreffenden Zeiten kommt es zum Einsatz von Maßnahmen wie Einspeisemanagement. Wietschel et al. (2018) erwarten, dass zukünftig von Überschussströmen auch auf Bundesebene auszugehen ist. Diese entstehen in Zeiten, in denen die gesamtdeutsche EE-Erzeugung die elektrische Nachfrage übersteigt. (Wietschel et al. 2018) Im Jahr 2018 entsprach die Menge der abgeregelten EE mit 5.403 GWh rund 3 % der Jahresbruttostromerzeugung aus EEG-Anlagen (Umweltbundesamt 2020a; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Der Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E (2019) gibt an, dass dieser Anteil in Deutschland ohne Netzausbau bis zum Jahr 2030 sogar auf 60 % ansteigen würde, und weist auf die Dringlichkeit von Netzausbaumaßnahmen in Europa hin.

Auch auf bundesweiter Ebene wurden in den vergangenen Jahren Ziele für weiteren Netzausbau erarbeitet und gesetzlich verankert (ENLAG 2020; BBPIG 2019; NABEG 2019). Gemäß der Bestätigung des Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur ist der Netzausbau für das Jahr 2030 notwendig, da andernfalls der benötigte Energietransport nicht bewältigt werden kann (Bundesnetzagentur 2019). Für verschiedene Szenarien, in denen das Elektrizitätsnetz seinen aktuellen Ausgangspunkt beibehält, zeigen Simulationen für das Jahr 2030 und für verschiedene Netzmodelle allesamt massive Netzüberlastungen in ganz Deutschland, wobei Nord-Süd-Leitungen besonders betroffen sind. Dabei treten Überlastungen nicht mehr nur vereinzelt an wenigen Orten oder in wenigen Stunden auf. Vielmehr kommt es teilweise in 50 % aller Stunden eines Jahres zu Netzengpässen. In der Bestätigung des Netzentwicklungsplans wird auch betont, dass auf der Ebene der Netzplanung durch die ÜNB keine Maßnahmen wie Redispatch oder Lastabwurf (vgl. Abschnitt 3.2) berücksichtigt werden dürfen. Diese sollen ausschließlich für den operativen Netzbetrieb vorgehalten werden. Dabei gilt das sogenannte NOVA²-Prinzip des Netzentwicklungsplans, d. h. die Maßnahme der Netz-Optimierung erfolgt zuerst, gefolgt von der Netzverstärkung. Der Netzausbau ist die letzte Maßnahme. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016)

Um einen zügigen Netzausbau zu gewährleisten, wurden im Jahr 2019 das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsbaus (NABEG 2019) sowie das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG 2019) geändert und im Jahr 2020 das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (ENLAG 2020) angepasst. Das NABEG definiert den gesamten Prozess der Beantragung neuer Netztrassen und regelt dabei insbesondere den zeitlichen Ablauf sowie Fristen, Verantwortlichkeiten aller Akteure und zu prüfende Vorgaben. Das BBPIG regelt den beschleunigten Ausbau von 380 kV-Wechselstromleitungen im Übertragungsnetz. Das ENLAG 2020 regelt Netzausbauprojekte im 380 kV-Wechselstrom-Netz mit dringlichem Bedarf und enthält derzeit Leitungen mit einer Gesamtlänge von etwa 1.800 km. Davon waren im 2. Quartal 2019 bereits 1.250 km genehmigt und 850 km bzw. 46 % realisiert. Die meisten Vorhaben im Wechselstrombereich dienen der Verstärkungen bestehender Netztrassen. Aus dem BBPIG ergeben sich Leitungen mit einer Gesamtlänge von 5.900 km, wovon 3.050 km

² Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau; die Maßnahmen werden dabei in dieser Reihenfolge priorisiert.

der Netzverstärkung dienen. Die Vorhaben befinden sich derzeit in verschiedenen Planungsstufen. Die HGÜ-Trassen sollen v. a. zum Einsatz kommen, um den Norden und Süden Deutschlands miteinander zu verbinden. Auch Teile des geplanten „SuedLink“-Korridors sollen zwischen Brunsbüttel in Schleswig-Holstein und Großgartach in Baden-Württemberg als HGÜ-Verbindung realisiert werden. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020; Bundesnetzagentur 2019)

Auch VNB sind gesetzlich zu Maßnahmen der Netzoptimierung und -verstärkung sowie des Netzausbaus nach dem Stand der Technik verpflichtet, um damit Stromabnahme, -übertragung und -verteilung sicherzustellen. Wenn sich im Netzplanungsprozess auf der Hochspannungsebene zeigt, dass betriebliche Maßnahmen wie bspw. eine Änderung des Schaltzustandes des Netzes (bspw. eine angepasste Anbindung von Umspannwerken zur Umverteilung von Leistungsflüssen einzelner Trassen) nicht ausreichen, um einen (n-1)-sicheren Betrieb zu ermöglichen, werden im nächsten Schritt Netzausbaumaßnahmen geplant. Darunter fallen zunächst Erweiterungen bestehender Trassen, anschließend ein Zubau neuer Leitungen und zuletzt ein neuer Netzverknüpfungspunkt mit dem 380 kV-Netz. Eine hohe Anzahl an EE-Anlagen verursacht in einem Verteilnetzgebiet erst dann einen Netzausbaubedarf, wenn die gesamte Erzeugungsleistung die Spitzenlast deutlich übersteigt. In diesem Fall kann es zu bidirektionalen Leistungsflüssen kommen, für welche das Netz ausgelegt werden muss. Dieser Fall ist v. a. für ländliche Gebiete mit einer hohen Erzeugungsleistung aus Wind- und PV-Anlagen relevant. (dena 2012)

Im Jahr 2019 gaben 75 % aller VNB an, dass sie NOVA-Maßnahmen ausführen, darunter u. a. die Verstärkung bestehender Leitungen und Transformatoren, Änderungen der Netztopologie, der Einbau von Messtechnik, sowie Spitzenlastkappung (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020, vgl. Abschnitt 3.2). Auch im Verteilnetz wird die Notwendigkeit des Netzausbaus gesehen. Neben der zunehmenden Einspeisung von EE und der angestrebten Sektorenkopplung ist die zunehmende Verbreitung von E-PKW ein wesentlicher Treiber (vgl. Abschnitt 2.3), da die meisten Ladestationen für E-PKW in der Niederspannungsebene angeschlossen sind. Die jährlichen Investitionen in die Verteilnetze beliefen sich im Zeitraum 2009 bis 2018 auf 2,5 – 3,9 Mrd. €. Für das Jahr 2019 wurden Investitionen in Höhe von 4,4 Mrd. € geplant. Im Vergleich dazu wurden für 2019 3,4 Mrd. € für Investitionen in die Netzinfrastruktur der ÜNB geplant. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Dorendorf et al. (2019) haben mit einem „E-Mobility Stresstest“ im Netzbereich der E.ON Nieder- und Mittelspannungsnetze (Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH, Edis Netz GmbH und Schleswig-Holstein Netz AG) herausgefunden, dass selbst bei hohen E-PKW-Durchdringungsraten der durch E-PKW verursachte Netzausbaubedarf gering ist. Handlungsbedarf wird v. a. an Ortsnetzstationen gesehen. Ab E-PKW-Durchdringungsraten von 50 % müssten Transformatoren durch leistungsstärkere ersetzt werden. Für ein Szenario mit einer E-PKW-Durchdringungsrate von 100 % und ungesteuertem Ladeverhalten werden über alle betrachteten E.ON Netze Investitionen in Höhe von bis zu 4,2 Mrd. € angegeben. Davon stellen rund 2,5 Mrd. € Mehrinvestitionen durch die neue Nachfrage durch E-PKW dar.

Der Netzausbaubedarf in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist jedoch stark abhängig davon, wie E-PKW zukünftig in das Netz integriert werden. Wenn anstelle von ungesteuertem Laden ein netzdienliches Lademanagement zum Zweck einer Engpassvermeidung und -behebung (vgl. Abschnitt 3.4) eingeführt wird, könnten durch E-PKW verursachte Netzausbaukosten laut Dorendorf et al. um 45 % reduziert werden. Die Autoren stellen allerdings infrage, ob Nutzer die damit verbundenen Einschränkungen ohne Preisanreize akzeptieren würden. Der starke Einfluss der E-PKW-Ladesteuerung auf die Netzausbaukosten im Verteilnetz wird so auch von Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise (2019) bestätigt. Bis zum Jahr 2030 könnten 50 % der Investitionen in Mittel- und Niederspannung bei einer Durchdringung von 15 Mio. E-PKW in Deutschland durch gesteuertes Laden reduziert werden. Die kumulierten Investitionen würden sich somit auf 36 Mrd. € halbieren. Das netzdienliche Laden führt in den Verteilnetzen somit zu jährlichen Investitionen in Höhe von 2,4 Mrd. Euro im Fall gesteuertes Ladens. Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise (2019) geben zudem an, dass die Stromnachfrage der E-PKW durch die entrichteten NNE dazu beitragen könnte, den Verteilnetzausbau bis 2050 zu finanzieren³. Die ermittelten jährlichen Investitionen in die Verteilnetze liegen somit unterhalb der aktuellen von der Bundesnetzagentur berichteten Investitionen. Das zukünftige Ladeverhalten der E-PKW ist

³ Wenn die Nutzer der Elektrofahrzeuge Netzentgelte entrichten, finanzieren diese den Verteilnetzausbau (anteilig) mit, da ihr Strombedarf als zusätzlich zu betrachten ist. Dies ist möglich in einem Szenario, in dem steigende Investitionen in Leitungen und Trafos durch Nutzung von gesteuertem Laden vermieden bzw. geringgehalten werden.

dabei eine große, die Investitionen beeinflussende Unsicherheit. In einem Szenario, in dem viele E-PKW gleichzeitig in Zeiten niedriger Strompreise laden, könnten sich die Kosten für den Netzausbau möglicherweise verdoppeln (Dorendorf et al. 2019).

3.2 Engpassmanagement

Im Folgenden werden das Engpassmanagement in Deutschland sowie die dazugehörigen Verfahren erläutert. Dazu erfolgt zunächst eine Vorstellung der Ursachen der Entstehung sowie der Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen (Abschnitt 3.2.1). Anschließend werden die Maßnahmen des Einspeisemanagements (3.2.2) sowie des Redispatch (3.2.3) in den Fokus genommen. Auf die aktuelle Weiterentwicklung im Kontext des sogenannten Redispatch 2.0 wird in Abschnitt 3.2.4 eingegangen.

3.2.1 Netzengpässe und Netzführung

Zunächst wird eine Einordnung des Engpassmanagements in die Netzführung vorgenommen. Dazu wird auf die Ursachen und die Definition von Netzengpässen eingegangen sowie das Engpassmanagement im Kontext der Netzführung skizziert. Abschließend werden die Besonderheiten in Verteilnetzen hervorgehoben.

Vom Marktergebnis zur Netzführung

Das Energieversorgungssystem soll laut EnWG § 1a, Abs. 3 (2005) zuverlässig, bezahlbar sowie umweltverträglich sein, und dabei zugleich die Versorgungssicherheit gewährleisten. Der Mechanismus der Preisbildung an der Strombörse wird mit dem Merit Order-Prinzip beschrieben und soll einen kosteneffizienten Kraftwerkseinsatz gewährleisten. Am Day-Ahead-Markt für Deutschland und Österreich wird bspw. für jede Stunde eines Folgetages mittels Auktion ein Preis bestimmt. In der Merit Order sind die Gebote aller Kraftwerke bzw. Anlagenportfolios aufsteigend nach ihren Grenzkosten sortiert. Die Nachfrage bestimmt das letzte Gebot, welches einen Zuschlag erhält, und somit das Grenzkraftwerk, welches den Marktpreis setzt. Auch alle Gebote mit geringeren Grenzkosten erhalten einen Zuschlag. Es resultiert ein Kraftwerkseinsatz, welcher keine Netzrestriktionen berücksichtigt, sodass oftmals nachträgliche Anpassungen der Fahrpläne einzelner Kraftwerke erforderlich sind. (Schwab 2020; Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Mit zunehmender Anzahl dezentraler EE-Anlagen steigen sowohl die Volatilität als auch die Leistungsgradienten der Stromeinspeisung (vgl. Abschnitt 2.1). Da die ÜNB den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch jederzeit sicherstellen müssen, kommt zunächst die Bilanzierung in Bilanzkreisen zum Einsatz. Bilanzkreise sind dezentrale, abrechnungstechnische Konten, welche der Bilanzierung 15-minütiger Zeitreihen von Stromerzeugung und -entnahme dienen. Diese Bilanzkreise müssen jeweils für den Folgetag ausgeglichen, d.h. etwaige Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch müssen durch Importe und Exporte zu anderen Bilanzkreisen (Stromhandelsgeschäfte) glattgestellt sein. Jeder Bilanzkreisverantwortliche (BKV) muss seine resultierenden Fahrpläne an den ÜNB melden. Dieser prüft die Fahrpläne aller BKV und beschafft ggf. Ausgleichsenergie, welche den BKV in Rechnung gestellt wird. Falls die Prüfung der technischen Durchführbarkeit (Day-Ahead-Congestions Forecast) zu dem Ergebnis kommt, dass die geplanten Stromtransporte nicht machbar sind, greifen Maßnahmen des Redispatch (vgl. Abschnitt 3.2.3). (Schwab 2020)

Definition Netzengpässe

Trotz glattgestellter Fahrpläne kann es z. B. infolge von Fehlern der Last- und Erzeugungsprognosen zu kurzfristigen Schwankungen des Leistungsausgleichs kommen. Die Netzengpässe manifestieren sich auf einer physischen Ebene in bereits eingetretenen Überschreitungen der Leitungskapazitäten, in Knotenspannungen außerhalb zulässiger Toleranzbänder, in der Aktivierung von Leistungsschaltern aufgrund von Leistungsüberschreitungen, trotz Netzdimensionierung nach dem sogenannten (n-1)-Prinzips. (Schwab 2020) Je nach Dimensionierung des Stromnetzes entsteht eine Notwendigkeit für Engpassmanagement im Sinne eines Instruments der Netzbetriebsführung (Bundesnetzagentur 2017). Auch können lokale Netzengpässe in den Zeiten entstehen, wenn die Menge der Stromerzeugung aus EE nicht in das Elektrizitätssystem integriert werden kann. (Wietschel et al. 2018; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017; Schwab 2020; Bundesnetzagentur 2017) Es wird erwartet, dass der angestrebte Netzausbau lokale Netzengpässe reduzieren wird (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017).

Einordnung des Engpassmanagements in die Netzführung

Prinzipiell kann ein weitreichender Netzausbau ermöglichen, dass v. a. die Verteilnetze die regenerativ erzeugte Energie vollumfänglich aufnehmen könnten und Maßnahmen wie Einspeisemanagement überflüssig werden. Dies entspricht jedoch nicht der Gesamtkostenoptimierung (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017). Daher sieht das Energiewirtschaftsgesetz mit der Spitzenlastkappung vor, dass Netzbetreiber bis zu 3 % der prognostizierten Jahresstromerzeugung aus Windkraftanlagen an Land und PV-Anlagen reduzieren dürfen (§ 11 Abs. 2 EnWG (2005)). Die Bundesnetzagentur (2017) plädiert darüber hinaus von einer Abkehr des bisherigen lastdienlichen Netzausbaus. Sie stellt die Frage, ob in Netzsegmenten, in welchen die Last maßgeblich für die Auslegung ist, ein Ansatz ähnlich der Spitzenlastkappung eingeführt werden sollte. Dadurch könnten Netzausbaukosten weiter reduziert werden. Zuletzt wird auch der weitere Zubau von EE-Anlagen zu Engpässen führen, selbst unter der Annahme einer rechtzeitigen Fertigstellung des im Netzentwicklungsplan festgelegten Netzausbaus (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Es wird also auch in Zukunft noch mit Netzengpässen und somit Engpassmanagementmaßnahmen zu rechnen sein.

Gemäß Schwab (2020) kann die Aufgabe des Netzbetriebs in Netzbereitstellung bzw. Asset Management (z. B. Netzausbau, Wartung und Instandsetzung) sowie Netzführung untergliedert werden. Engpassmanagement kann dabei als Aufgabe der Netzführung mit dem Zweck der Sicherstellung oder Wiederherstellung des Normalbetriebs verstanden werden. Die Netzführung in Übertragungsnetzen ist Bestandteil für eine durchgehend unterbrechungsfreie Stromversorgung. Mögliche Betriebszustände sind:

- Normalbetrieb: Wirk- und Blindleistungsflüsse entsprechen hier den Planwerten, die Werte für Frequenz und Spannung liegen im Toleranzbereich, das (n-1)-Prinzip ist erfüllt.
- Gefährdeter Betrieb: Das n-1 Prinzip ist verletzt, es werden korrektive Schalthandlungen bspw. von schaltbaren Transformatoren vorgenommen.
- Gestörter Betrieb: Es kommt zu Überlastungen oder Ausfällen der Stromversorgung. Zunächst wird der gefährdete Betrieb, anschließend der Normalbetrieb wiederhergestellt.
- Netzaufspaltung: Das Netz zerfällt in separate Inseln und es kann zu überregionalen Netzzusammenbrüchen kommen. In diesem Fall werden Netzrekonstitution und Versorgungswiederaufbau erforderlich.

Maßnahmen des Engpassmanagements

Laut EnWG sind ÜNB und VNB (sofern diese für die Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit ihres Netzes verantwortlich sind, § 14 Abs. 1 EnWG (2005)) für das Engpassmanagement verantwortlich. Um ihrer Aufgabe eines funktionsfähigen und sicheren Elektrizitätsversorgungssystems nachzukommen, überwachen die ÜNB in Deutschland das Netz und ergreifen Maßnahmen der Frequenz- und Spannungshaltung, sowie des Versorgungswiederaufbaus im Fall von Störungen (Haucap et al. 2019). Die verschiedenen Verfahren des Engpassmanagements können in langfristiges Engpassmanagement (hierzu zählt bspw. der Netzausbau) und kurzfristiges Engpassmanagement unterteilt werden. Letztere kommen zum Einsatz, wenn kurzfristig zeitlich begrenzte Netzengpässe auftreten, die eine Gefährdung für die Netz- und Systemsicherheit

darstellen. Die Maßnahmen des kurzfristigen Engpassmanagements dienen der Vermeidung bzw. Behebung der Engpässe und können gemäß Haucap et al. (2019) wie folgt kategorisiert werden⁴:

1. Netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG)
 - Änderungen der Netztopologie (z. B. Zuschalten einer Leitung)
 - Ausnutzung zulässiger Toleranzbänder
2. Marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 und Nr. 3 EnWG)
 - Einsatz von Regellenergie
 - Abruf zu- und abschaltbarer Lasten
 - Redispatch
 - Countertrading
 - Abruf zusätzlicher Reserve (sog. Netz- und Kapazitätsreserve)
3. Notfallmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)
 - Anpassung von Stromeinspeisungen
 - Anpassung von Stromtransport
 - Anpassung von Stromentnahmen

Mit dem Ziel, die Auswirkungen des Engpassmanagements auf die Netzkosten zu begrenzen, werden die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen zur Beseitigung kurzfristiger Netzengpässe wie folgt priorisiert: Netzbezogene Maßnahmen haben Vorrang vor marktbezogenen Maßnahmen. Der Einsatz zusätzlicher Reserve ist dabei nachrangig anzuwenden. Erst wenn alle vorherigen Maßnahmen ausgeschöpft sind, greifen Notfallmaßnahmen, um z. B. örtliche Netzausfälle oder kurzfristige Engpässe zu beheben. Da der Einspeisevorrang nach EEG einzuhalten ist, kommen Einspeisemanagementmaßnahmen zuletzt zum Einsatz. (Haucap et al. 2019; EEG 2014; EnWG 2005)

Um die Frequenzhaltung im Fall kurzfristiger Schwankungen des Leistungsausgleichs sicherzustellen, ruft der verantwortliche ÜNB nach der oben beschriebenen Glättstellung der Fahrpläne der Bilanzkreise die Erbringung von zuvor auktionierter positiver oder negativer Regellenergie⁵ ab. Somit wird sichergestellt, dass das an der Strombörse erzielte Marktergebnis realisiert und gleichzeitig die Netzstabilität gewährleistet wird⁶. (Schwab 2020) Weitere Maßnahmen mit derselben Priorisierung sind die Aktivierung zu- und abschaltbarer Lasten, der Redispatch, sowie das Countertrading. Der Begriff Redispatch bezeichnet die Anpassungen der Fahrpläne der Kraftwerke, d. h. die Erhöhung oder Reduktion der Leistungsabgabe konventioneller Kraftwerke durch den ÜNB (Abschnitt 3.2.3). Das Countertrading bezieht sich auf den Kauf oder Verkauf von Elektrizität bspw. am kurzfristigen, kontinuierlichen Intradaymarkt. Sollte die Redispatch-Leistung nicht ausreichen, erfolgt der Leistungsabruf von andernfalls stillgelegten Kraftwerken, mit denen Verträge zur Vorhaltung und zur Bereitstellung einer sogenannten Netzreserve vereinbart wurden. Falls erwartet wird, dass die elektrische Nachfrage am Strommarkt nicht durch das Angebot gedeckt werden kann, wird die Kapazitätsreserve aktiviert. Im Notfall können u. a. Stromentnahmen angepasst werden, bei einer Netzfrequenz unterhalb der 49,0 Hz erfolgt der Lastabwurf. Das Einspeisemanagement, d. h. die Abregelung von EE-Anlagen, greift als letzte Maßnahme. Zukünftig soll auch die Aktivierung netzdienlicher Flexibilität eingesetzt werden, wofür u. a. ein Verfahren im Vorfeld der Leistungserbringung implementiert

⁴ Laut dena 2014 werden vier Kategorien von Systemdienstleistungen, die zur Erfüllung der Systemstabilität herangezogen werden, aufgeführt: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, sowie Betriebsführung. Nach dieser Kategorisierung sind das Engpassmanagement sowie das Einspeisemanagement der Kategorie „Betriebsführung“ zugeordnet, Maßnahmen wie zu- und abschaltbare Lasten, Lastabwurf und Regelleistung sind der Kategorie Frequenzhaltung zugeordnet. Der spannungsbedingte Redispatch im Übertragungsnetz wird explizit aufgeführt.

⁵ Positive Regelleistung kann durch Erhöhung der Einspeiseleistung oder Verringerung der Stromentnahme erzielt werden und erhöht die Netzfrequenz. Negative Regelleistung kann durch Verringerung der Einspeiseleistung oder Erhöhung der Stromentnahme erzielt werden.

⁶ Wenn das Ergebnis einer Markttransaktion vom Netz nicht umgesetzt werden kann, droht ein Engpass (Bundesnetzagentur 2017).

werden muss. (Bundesnetzagentur 2017; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017; EnWG 2005; Haucap et al. 2019; Schwab 2020)

Laut Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020) gehören die von den ÜNB gemeldeten Maßnahmen des Einspeisemanagements und Redispatches zu den Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen bzw. Systemdienstleistungen mit dem höchsten Umfang sowie den höchsten Kosten. Im Jahr 2018 wurden Redispatch-Maßnahmen im Umfang von 15.529 GWh vorgenommen, die Einspeisemanagementmaßnahmen beliefen sich auf 5.403 GWh, und die weiteren Anpassungsmaßnahmen auf 8,3 GWh (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Auf Einspeisemanagement und Redispatch wird den Abschnitten 3.2.2 und 3.2.3 gesondert eingegangen.

Besonderheiten in Verteilnetzen

Aufgrund der Dezentralisierung der Stromerzeugung sowie neuer Verbraucher kann es in Verteilnetzen vermehrt zu bidirektionalen Stromflüssen und Netzengpässen im Sinne von Leitungsüberlastungen sowie Spannungsabweichungen kommen. Aufgrund der Vielzahl an Netzknoten ist eine Überwachung aller Leistungsflüsse und Knotenspannungen bislang nicht üblich. Darüber hinaus ist eine Vielzahl an Messstellen mit hohen Kosten verbunden. Daher kommen aktuell Methoden der Schätzung des Netzzustands zum Einsatz. Darüber hinaus werden im Betrieb des Verteilnetzes Wirk- und Blindleistung überwacht, vorbeugende EE-Anlagen und Verbraucher (bspw. Elektrospeicherheizungen) können je nach vertraglicher Grundlage zu- oder abgeschaltet, sowie regelbare Ortsnetztransformatoren gesteuert werden. (Schwab 2020) Die Anzahl der VNB, die Maßnahmen aus dem Engpassmanagement einsetzen, ist zuletzt gestiegen. Im Jahr 2019 setzten 8 % aller befragten VNB Spitzenkappung⁷ ein. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Aufgrund der Zunahme der Dezentralisierung und des EE-Ausbaus überschneiden sich die Aufgabenbereiche von ÜNB und VNB immer mehr. Wenngleich der ÜNB gemäß EnWG weiterhin in seiner Regelzone gesamtsystemverantwortlich für die Frequenz- und Spannungshaltung bzw. das Gleichgewicht von Stromerzeugung und -verbrauch ist, sind VNB zur Unterstützung verpflichtet. Die Kooperation zwischen den Netzbetreibern ist in der Anwendungsregel VDE AR-N4141 definiert. (Schwab 2020)

3.2.2 Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement wird in Deutschland in Art. 14 des EEG (2014) geregelt. Netzbetreiber dürfen demnach EE-Anlagen, Grubengas- und KWK-Anlagen zum Zweck der Vermeidung von Engpässen im eigenen oder vorgelagerten Netz abregeln. Der Einspeisevorrang von EE-Anlagen soll dabei nach Möglichkeit beibehalten werden, d. h. EE-Anlagen werden erst nach den konventionellen Anlagen abgeregelt. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Mit dem Ausbau der regenerativen Energien hat auch die Anzahl der Einspeisemanagementmaßnahmen und damit die Menge nicht genutzter EE-Energie in Deutschland zugenommen (vgl. Abbildung 1.4). Von den 5.403 GWh Ausfallarbeit im Jahr 2018 entfielen 74 % auf das Verteilnetz und 26 % auf das Übertragungsnetz. Die Verteilnetzbetreiber führten zuletzt 82 % ihrer Maßnahmen als Unterstützung für Engpässe mit Ursache im Übertragungsnetz durch (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Der EE-Anlagenbetreiber, der eine Abregelung erfährt, ist für bis zu 95 % entgangenen Einnahmen durch den Netzbetreiber zu entschädigen (EEG 2014, Art. 15). Diese Entschädigung könnte im zukünftigen Rahmen der EU-Binnenmarktverordnung auf 100 % steigen (Europäisches Parlament und Rat 2019c, Art. 6, Abs. 2). Im Jahr 2018 lagen die gesetzlich vorgeschriebenen finanziellen Entschädigungszahlungen für Anlagenbetreiber bei etwa 635 Mio. € (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Die Abregelung führt nicht nur dazu, dass regenerativer Strom ungenutzt bleibt, sondern auch zu höheren Strompreisen aufgrund der Wälzung der Kosten über die Netznutzungsentgelte (NNE).

Die Beschränkungen des Betriebs bzw. Einsatzes von Stromerzeugern und -verbrauchern wird meist mittels Methoden der Leistungsflussanalyse (oft auch Lastflussanalyse genannt) in elektrischen Netzen ermittelt. Wenn diese Methoden bzw.

⁷ Vergleichbar mit dem Einspeisemanagement. Windkraft- und PV-Anlagen werden dabei abgeregelt.

Modelle für energiewirtschaftliche Untersuchungen herangezogen werden, werden komplexe physikalische Zusammenhänge üblicherweise in Form von AC- oder DC-Leistungsflussmodelle vereinfacht. Vor allem für den Einsatz in Optimierungsmodellen sind DC-Leistungsflussmodelle aufgrund ihrer Linearisierung und damit einfacheren Lösbarkeit verbreitet. Aufgrund hoher Spannungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen sind zudem die Wirkleistungsverluste im Vergleich zu den Blindleistungsverlusten gering und somit die mit der DC-Leistungsflussmodellierung einhergehenden Vereinfachungen möglich. Die Optimierungsmodelle minimieren oder maximieren eine Zielgröße und eignen sich daher zur Entscheidungsunterstützung. Optimierende Modelle zur Leistungsflussanalyse werden auch Optimal Power Flow (OPF) genannt, optimierende DC-Leistungsflussmodelle entsprechend DC-OPF. Neben einer Zielfunktion bilden diese Netzrestriktionen ab. (Schermeier et al. 2018b)

Die Umsetzung des Einspeisemanagements in Deutschland kann gemäß Formulierung im EEG als Minimierung der abgeregelten Energie aus EE-Anlagen verstanden werden. Wie die Netzbetreiber in Deutschland das Einspeisemanagement umzusetzen haben, ist jedoch momentan weder exakt formalisiert noch gesetzlich vorgegeben bzw. derzeit Stand der Weiterentwicklung (vgl. Abschnitt 3.2.4). Für das Engpassmanagement der VNB in Deutschland werden üblicherweise Heuristiken basierend auf Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) verwendet. Eine PTDF-Matrix gibt an, wie sich der Lastfluss in Leitungen mit Anpassungen der eingespeisten Leistung an den Netzknoten verändert. Mithilfe der PTDFs können die Netzknoten nach der Stärke ihres Einflusses auf einen Engpass priorisiert werden. Die eingesetzten Heuristiken prognostizieren zunächst mittels Leistungsflussanalyse die Netzbetriebsmittel, an denen Engpässe auftreten. Die Netzengpässe werden anschließend für jeden betrachteten Zeitraum behoben, indem Schritt für Schritt an den betreffenden Netzbetriebsmitteln Abregelung vorgenommen wird. Dabei wird bei den Netzbetriebsmitteln begonnen, welche gemäß der Priorisierung der PTDF-Matrix den größten Einfluss auf den Engpass haben. (Schermeier 2018a)

3.2.3 Redispatch

Redispatch bezeichnet die Anpassung der Leistungsabgabe von Kraftwerken zum Zweck der Engpassbehebung oder der Vermeidung eines Engpasses durch die ÜNB (§ 13 Abs. 2 EnWG 2005, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Der Redispatch stellt damit einen Eingriff in den aus dem Markt resultierenden Fahrplan von Stromerzeugungsanlagen dar (vgl. Abschnitt 3.2.1). Die Betreiber von am Markt agierenden Kraftwerken sind vertraglich zur Teilnahme am Redispatch verpflichtet und müssen auf Anforderung ihre Leistungseinspeisung erhöhen oder reduzieren. Bei Leistungserhöhung eines Kraftwerks erfolgt zeitgleich die Absenkung der Leistung eines anderen Kraftwerks, sodass die Energiemengen sowohl physikalisch als auch bilanziell stets ausgeglichen sind. Es wird zwischen strombedingtem und spannungsbedingtem Redispatch unterschieden. Ersterer soll v. a. kurzfristige Leitungsüberlastungen beheben, Letzterer dient der Spannungshaltung z. B. mittels Blindleistungsbereitstellung. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020)

Im Jahr 2018 entfielen 93 % der Maßnahmen auf den strombedingten Redispatch. 99 % aller Redispatchmaßnahmen wurden auf Ebene der Übertragungsnetze ausgeführt. Insgesamt wurden 15.529 GWh an Leistungsabgabe reduziert oder erhöht. Die entstandenen Kosten für alle Maßnahmen beliefen sich auf etwa 803 Mio. €. Diese Kosten resultieren aus den Vergütungen für die betroffenen Kraftwerksbetreiber. Die Kostenerstattungen sollen nach § 13a EnWG eine angemessene Vergütung darstellen, bspw. in Höhe entgangener Erlöse, um Anlagenbetreiber durch den Redispatch-Abwurf wirtschaftlich weder besser noch schlechter zu stellen. Für andernfalls vorläufig stillgelegte Kraftwerke nach § 13c EnWG werden einmalig die Kosten vergütet, die für die Sicherstellung der Betriebsbereitschaft notwendig sind. (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020; EnWG 2005)

3.2.4 Aktuelle Weiterentwicklung

Ausweitung auf Verteilnetze

Laut dena (2012) wird sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber in Zukunft weiterentwickeln. Eine engere Zusammenarbeit mit dem ÜNB soll bspw. ermöglichen, dass die Netze des jeweils anderen Netzbetreibers in der Netzausbauplanung mitberücksichtigt werden. Einerseits wird dadurch eine gemeinsame Planung für das Hochspannungs- sowie Übertragungsnetz

ermöglicht. Andererseits können Anlagen aus dem Verteilnetz Systemdienstleistungen⁸ erbringen. Gerade für Letztere bedarf es klarer Regelungen für die Kooperation zwischen ÜNB und VNB. (dena 2012)

Laut Bundesnetzagentur (2017) werden VNB zukünftig vermehrt Engpassmanagementmaßnahmen vornehmen. Die von der Bundesnetzagentur veröffentlichte Netzampel ordnet Maßnahmen des Engpassmanagements im Verteilnetz ein und beruht auf dem vom BDEW im Jahr 2015 veröffentlichten Smart Grids Ampelkonzept (BDEW e.V. 2015). Bei grüner Ampelphase entspricht der Netzausbau dem Bedarf und Markttransaktionen können vom Netz unter Einsatz üblicher Netzschaltungen erfüllt werden (analog § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG 2005 für ÜNB; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017).

Wenn die Maßnahmen der grünen Ampelphase nicht ausreichen, findet ein Wechsel in die gelbe Ampelphase statt. Um einen erwarteten Engpass im Sinne einer Prävention zu vermeiden, ist ein Verfahren des VNB im Vorfeld des erwarteten Engpasses erforderlich. Hierfür sollen marktbezogene Maßnahmen zum Einsatz kommen. Dafür kommen Flexibilitätsoptionen wie Regelenergie, zu- und abschaltbare Lasten, sowie Redispatch infrage. (analog § 13 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 2 EnWG 2005 für ÜNB; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017) Es bleibt zu klären, ob Endverbraucher bei angewiesener netzdienlicher Verhaltensänderung ihre Kosten erstattet bekommen oder ob die Erbringung netzdienlicher Flexibilität mit dem VNB auszuhandeln ist (Bundesnetzagentur 2017).

Kann der Netzengpass weiterhin nicht behoben werden, wird in die rote Ampelphase gewechselt. Hier soll der VNB Maßnahmen in Echtzeit treffen können, ohne dafür Flexibilität zu vergüten. Hierunter fallen Maßnahmen wie die Abregelung von EE-Anlagen im Rahmen eines Einspeisemanagements, aber auch Anpassungen in der Stromabnahme. (analog § 13 Abs. 2 EnWG 2005 für ÜNB; Ecofys und Fraunhofer IWES 2017)

In der Praxis finden marktbezogene Maßnahmen auf Ebene der Verteilnetze bislang kaum statt. Im Falle eines Netzengpasses werden fast ausschließlich Einspeisemanagementmaßnahmen ergriffen. Redispatch kommt nicht zum Einsatz, da die entsprechenden Kraftwerke auf höheren Spannungsebenen einspeisen. (Bundesnetzagentur 2017) Weitere Angebote und wirtschaftliche Anreize v. a. für die gelbe Ampelphase fehlen noch bzw. sind derzeit in Entwicklung (vgl. Ecofys und Fraunhofer IWES 2017, Abschnitt 3.4.2).

Redispatch 2.0

Mit dem Ziel eines möglichst kostengünstigen Engpassmanagements und zur Umsetzung der EU-Binnenmarktverordnung (Europäisches Parlament und Rat 2019c) soll ab Oktober 2021 ein Redispatchsystem 2.0 die Maßnahmen Einspeisemanagement und Redispatch integrieren. Dafür soll der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen beibehalten und auf Basis des EnWG (2005) weiter konkretisiert werden. Für die Bestimmung der Reihenfolge der Abschaltung sollen für Anlagen > 100 kW kalkulatorische Preise aller infrage kommenden Anlagen herangezogen werden. Die Bundesnetzagentur soll hierzu bis Ende 2020 sogenannte Mindestfaktoren festlegen, erste Überlegungen befinden sich zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit in der Konsultation. Über die Mindestfaktoren soll sichergestellt werden, dass eine Abregelung von EE-Anlagen nur dann vorgenommen wird, wenn diese um ein Mehrfaches wirksamer zur Behebung eines Netzengpasses ist als die Abregelung von Erzeugung aus konventionellen Anlagen. Mit hohem Mindestfaktor werden weniger EE-Anlagen abgeregelt⁹. (NABEG 2019; Bundesnetzagentur 2020; BDEW e.V. 2020b) Derzeit wird ein Mindestfaktor von 10 für EE-Anlagen vorgeschlagen. Die finalen Mindestfaktoren sowie das Vorgehen für deren Bestimmung sind bis Ende 2020 festzulegen. Die Auswirkungen der geplanten Änderungen auf die Netzengpässe sind zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht bekannt.

⁸ Produkte zur Gewährleistung von Frequenz- und Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, und Betriebsführung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Hierunter fallen bspw. Redispatch und Regelleistung.

⁹ Vergleichbar mit einem negativen Redispatch im Sinne einer Reduktion der Einspeiseleistung.

3.3 Standardisierung des gesteuerten Ladens von E-PKW

Mittels Dienstleistungsprodukten kann gesteuertes Laden in der Breite zur Anwendung kommen. Diese Produkte können gemäß Stryja et al. (2015) als immaterielle Energiedienstleistungen beschrieben werden, die während der Nutzungsphase eines E-PKW von einem Energiedienstleister oder Aggregator in Form einer Planung und Steuerung der Ladevorgänge bereitgestellt werden. Die Umsetzung gesteuerten Ladens in der Praxis ist komplex und es müssen gewisse Vorbedingungen erfüllt sein. Dazu zählen u. a. die Vernetzung bspw. von Ladestation, E-PKW, E-PKW-Nutzerin und anderen Akteuren, die Standardisierung technischer Schnittstellen, sowie die Verfügbarkeit von Plattformen oder Märkten für den Austausch und Handel von Dienstleistungen, insbesondere Flexibilität, oder Abrechnung von Ladevorgängen (Ried et al. 2013). Der vorliegende Abschnitt widmet sich den aktuellen Entwicklungen bei den wichtigsten technischen Standards, die zur Umsetzung des gesteuerten Ladens in die Praxis notwendig sind. Abschnitt 3.4.2 stellt lokale Energiemärkte und weitere Rahmenbedingungen aus der energiewirtschaftlichen Perspektive vor.

Um Signale übermitteln und auf diese reagieren zu können, z. B. um in Zeiten von Überschussstrom die Ladeleistung zu erhöhen, bedarf es einer informations- und datenseitigen Verbindung zwischen E-PKW, zugehöriger Ladeinfrastruktur, sowie den involvierten Akteuren der Energiewirtschaft. Mess- und Steuerinstrumente und Kommunikationsprotokolle sind erforderlich, um Steuerungs- oder Preissignale vom Netzbetreiber oder Aggregator zu einem E-PKW oder seiner Ladestation zu übermitteln und Verhaltensänderungen der E-PKW zurückzumelden bzw. zu bestätigen. Die Prozesse bezüglich Messung, Kommunikation und Steuerung sind auf neue, digitale Betriebsmittel basierend auf IKT sowohl auf der Seite der E-PKW-Nutzenden als auch in Verteilnetzen angewiesen (Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise 2019; Dorendorf et al. 2019).

Im Folgenden werden aktuelle sowie in Planung befindliche Normen für verschiedene Schnittstellen auf Basis der Roadmap für intelligentes Lastmanagement der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM 2020b) vorgestellt, die für die Umsetzung des gesteuerten Ladens bzw. des intelligenten Lastmanagements notwendig sind. Diese Normen sind Ergebnis von nationalen und internationalen Standardisierungsprozessen und werden in Gremien erarbeitet¹⁰.

Schnittstelle Fahrzeug und Ladestation – während des Ladevorgangs

Derzeitige Ladeprotokolle basieren auf verschiedenen Kommunikationsmethoden und physikalischen Verbindungen. Die wichtigsten Anforderungen an Ladevorgänge werden in der internationalen Norm IEC 61851-1 definiert. Einige Steckverbinder ermöglichen keine direkte, kabelgebundene Kommunikation und erfordern eine externe Steuerung für die Kommunikation. CCS-Stecker hingegen kommunizieren über Powerline Communication (PLC oder Trägerfrequenzanlage). Im Jahr 2018 wurde CCS in das bereits für AC-Laden bestehende Protokoll ISO 15118 aufgenommen. Über die ISO 15118-20 werden weitere Funktionen u. a. zur V2G-Kommunikation möglich. (IEA 2019)

Schnittstelle Fahrzeug und Ladestation – im Vorfeld des Ladevorgangs

Aktivitäten hinsichtlich Standardisierung der Kommunikation im Vorfeld des Ladevorgangs gibt es bislang noch nicht. Diese sind jedoch bis 2030 auch für bidirektionales Laden notwendig. Durch entsprechende Normen könnte gesteuertes Laden noch wirtschaftlicher, nutzerfreundlicher und effizienter werden. Beispielsweise könnte die Navigation zu und Reservierung von Ladepunkten über normierte Schnittstellen erfolgen, Informationen zu Parkgebühren und Ladekosten könnten zugänglich gemacht und die Batterie zur Vorbereitung eines Schnellladevorgangs auf die optimale Temperatur gebracht werden. (NPM 2020b)

Schnittstelle Ladestation und lokales Energiemanagementsystem

Wenn beispielsweise Haushalte bereits über ein lokales Energiemanagementsystem (EMS) verfügen, ist es notwendig, die Ladeoptimierung in dieses zu integrieren, um Zielkonflikte z. B. zwischen EMS und tarifoptimierter Ladestrategie zu ver-

¹⁰ Darüber hinaus bestehen weitere technische Anforderung für die Umsetzung des untersuchten Anwendungsfalls, die im Folgenden jedoch nicht näher erläutert werden. Darunter fallen bspw. Fragestellungen des Dateneigentums (IEA 2020).

meiden. Diese Kommunikation der aus dem EMS ermittelten Ladepläne könnte über die Ladestation an das Elektrofahrzeug erfolgen. In diesem Bereich wird ein dringender Bedarf für Standardisierung gesehen. Das Protokoll der DIN EN IEC 63110 / VDE 0122-110-1 beschreibt die unmittelbare Kommunikation zwischen E-PKW und EMS auf allgemeiner Ebene. Ein Standard wurde jedoch bisher nicht erarbeitet. Ein nationaler Arbeitskreis formuliert derzeit die Schnittstelle. (NPM 2020b)

Bislang kommt für die Kommunikation zwischen Ladestation und EMS oft die frei nutzbare EEBUS-Kommunikationschnittstelle zum Einsatz. Diese Schnittstelle basiert bereits auf Standards und Normen wie der ISO 15118 und soll darüber hinaus weiter standardisiert werden, um bspw. bidirektionales Laden abzubilden. (VDE|FNN 2019)

Schnittstelle Ladestation und Ladestationsbetreiber

Auch bedarf es Normen zur Steuerung von Ladevorgängen durch den Ladestationsbetreiber. Die bereits erwähnte internationale Norm IEC 63110 befindet sich hierfür in der Ausarbeitung. Sie enthält ein Protokoll für das Management der Lade- (und Entlade-) Infrastruktur für E-PKW. (NPM 2020b) Die zukünftige Norm soll eine Weiterentwicklung des bereits etablierten Standards OCPP (Open Charge Point Protocol) enthalten (VDE|FNN 2019). OCPP ist ein offener Standard für die herstellerunabhängige Kommunikation zwischen Ladestation und einem Backend¹¹ und kommt oftmals bei Ladestationen zum Einsatz, die von mehreren E-PKW genutzt werden (BMW 2019).

Schnittstelle Netzanschlusspunkt und Netzbetreiber

Zur technischen Umsetzung von Lösungen aus der gelben und roten Ampelphase (vgl. Abschnitt 3.4.2) bedarf es einer Schnittstelle zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Netzbetreiber. In der gelben Ampelphase könnte der VNB Informationen über erwartete Netzengpässe an den Ladestationsbetreiber übermitteln, um ihm und seinem Energieversorger die Möglichkeit zu geben, darauf zu reagieren und den Engpass ggf. zu verhindern. Auch wäre über diese Schnittstelle eine direkte Steuerung durch den VNB z. B. zur Umsetzung des § 14a EnWG möglich (vgl. Abschnitt 3.4.1).

Technisch betrachtet könnte diese Schnittstelle durch eine Verbindung zwischen dem lokalen EMS und einer Steuerbox, die sich zwischen Netz- und Nutzerseite befindet und im Verantwortungsbereich des VNB liegt, implementiert werden (Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise 2019; NPM 2020b). Diese Steuerbox könnte die Steuerung des intelligenten Messsystems¹² (iMSys) übernehmen. iMSys sollten nach § 21 MsbG (2016) u. a. für die Erhebung, Übermittlung und Speicherung von Messwerten des Energieverbrauchs sowie der tatsächlichen Nutzungszeit eingesetzt werden. Mit dem Ziel, präventive Maßnahmen (vgl. gelbe Ampelphase) zu ermöglichen, sollte dies in hoher Auflösung geschehen. Für kurative Eingriffe der roten Ampelphase sollten die Messung und die Übermittlung darüber hinaus möglichst in Echtzeit erfolgen. (Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise 2019) Sofern ein E-PKW an § 14a EnWG (2005) teilnimmt, muss dieser zwangsläufig mit einem iMSys ausgestattet sein (§ 21 Abs. 1 Nr. 1b Messstellenbetriebsgesetz (MsbG 2016)).

Ein nationaler Arbeitskreis ist derzeit mit der Entwicklung eines Standards betraut. Die Schnittstelle sollte zukünftig so erweitert werden, dass auch eine Integration mit dem EMS erfolgt, sodass Steuerbox und EMS auf denselben Standard zurückgreifen können. (NPM 2020b)

Schnittstelle Ladestationsbetreiber und Elektromobilitätsdienstleister

Darüber hinaus ist eine Standardisierung des Datenaustauschs zwischen Ladestationsbetreiber und Elektromobilitätsdienstleister oder Aggregator notwendig, auch um deren Rollen klar zu trennen. Über die Schnittstelle können während des Ladevorgangs Daten vom Elektromobilitätsdienstleister zur E-PKW-Nutzerin übermittelt werden oder auch im Vorfeld oder

¹¹ Der Begriff Backend bezeichnet ein IT-System zur Datenverarbeitung. Die Software wird von einem Dienstleister auf einem Server betrieben und ermöglicht die Authentifizierung an der Ladestation, die Freigabe sowie und die Abrechnung von Ladevorgängen. (BMW 2019)

¹² iMSys werden auch als Smart Meter bezeichnet. Sie bestehen aus einem digitalen Stromzähler, der Verbrauchsdaten nahezu in Echtzeit erfassen kann und einem Smart Meter Gateway (SMGW), das u. a. für die Kommunikation der Messdaten an den Netzbetreiber, Energieversorger oder andere Akteure eingesetzt wird. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2020) Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit sind drei zertifizierte SMGW verfügbar.

nach einem Ladevorgang Daten erhoben werden. Für diesen Informationsaustausch könne beispielsweise eine Roaming-Plattform, auch Clearing-House genannt, verwendet werden. Die 2019 veröffentlichte Norm EN IEC 63119-1 / VDE 0122-19-1 beschreibt diese Kommunikation bereits auf einem abstrakten Level. Erweiterungen der Norm hinsichtlich Anwendungsfällen, Nachrichtenformat, Datensicherheit und Datenschutz sollen bis 2022 erarbeitet werden. (NPM 2020b)

3.4 Gesteuertes Laden im energiewirtschaftlichen Kontext

Für das gesteuerte Laden können laut Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xperts (2019) drei unterschiedliche Ladestrategien für die Optimierung der Ladevorgänge eingesetzt werden. Marktorientierte Ladestrategien zielen auf eine Minimierung der Kosten für den Ladestrom ab, bspw. indem die Fahrzeuge auf Preissignale reagieren. Netzdienliche Ladestrategien dienen der Engpassvermeidung und -behebung und können bspw. durch Steuerung durch den Netzbetreiber erfolgen (NPM 2020a). Systemdienliche Ladestrategien beinhalten Aspekte beider Strategien.

Nicht nur aus technischer Perspektive bedarf es weiterer Entwicklungen, um eine Ladesteuerung zur Nutzung von Überschussstrom zukünftig umzusetzen. Auch aus energiewirtschaftlicher und regulatorischer Perspektive sind weitere Veränderungen notwendig, von denen einige wie die Ausgestaltung des § 14a (vgl. Abschnitt 3.4.1) bereits angestoßen wurden. Auch die Entwicklung neuer (lokaler) Flexibilitätsmärkte ist derzeit Gegenstand der Forschung (vgl. Abschnitt 3.4.2). Implikation der aktuellen Gesetzgebung sowie weitere notwendige Annahmen für Strompreisbestandteile, insbesondere Netznutzungsentgelte, werden in Abschnitt 3.4.3 vorgestellt.

Zunächst jedoch sollen jedoch die für das Lademanagement von E-PKW zum Zweck des Ladens von Überschussstrom relevanten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erläutert werden, wie sie für den in dieser Arbeit untersuchten Anwendungsfall relevant sind. E-PKW könnten bspw. als steuerbare Verbraucher im Rahmen des Redispatch 2.0 integriert werden. Sowohl VNB als auch ÜNB werden zukünftig für die Ausführung von Engpassmanagementmaßnahmen sowie deren Koordination verantwortlich sein (vgl. Abschnitt 3.2.4). Die Flexibilität von E-PKW könnte bspw. für das Laden von Überschussstrom verwendet werden. Wenn diese Flexibilität zur Reduktion von EE-Abregelung herangezogen werden soll, müsste der verantwortliche Netzbetreiber Informationen bezüglich Höhe, Dauer und Netzknoten der EE-Abregelung an den bzw. die E-PKW, bspw. über einen Aggregator¹³ senden. Der Aggregator ist für die Aggregation kleinteiliger flexibler Anlagen wie E-PKW verantwortlich und aggregiert das Lastverschiebepotenzial einer aus mehreren E-PKW bestehenden Flotte hinsichtlich Höhe, Zeitraum und Ort für jeden Netzknoten. Neben der Verwendung (andernfalls) abgegebener Energie aus EE-Anlagen für das Laden der E-PKW Flotten und damit der Unterstützung eines netzdienlichen Betriebs ist es auch vorstellbar, dass die Flexibilität zur preisoptimierten Beschaffung (oder im Fall von V2G auch des Verkaufs) von Elektrizität über lokale Flexibilitätsmärkte genutzt wird (vgl. hierzu Dorendorf et al. (2019) und NPM (2020a)). Ein Aggregator ermittelt den bzw. die Fahrpläne der Flotten und steuert die E-PKW entsprechend. Die Ladestrategien, die dafür zum Einsatz kommen, können daher als systemdienlich im Sinne einer Kombination aus marktorientierter und netzdienlicher Strategie verstanden werden.

3.4.1 Netzdienliches Laden gemäß § 14a EnWG

Der erste gesetzlich verankerte Vorstoß, um die Steuerbarkeit von E-PKW anzureizen, ist der § 14a EnWG (2005). Dieser ermächtigt die Bundesregierung, eine Rechtsverordnung zur netzdienlichen Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in Niederspannungsnetzen zu erlassen. Zu den flexiblen Verbrauchern zählen auch E-PKW. Im Gegenzug für eine Bereitstellung von Flexibilität und die netzdienliche Steuerung durch den VNB sollen E-PKW-Nutzende ein reduziertes Netzentgelt erhalten. Die kommende Rechtsverordnung soll u. a. die Vertragsgestaltung und die Höhe der Netzentgeltreduktionen festlegen sowie die Steuerungshandlungen definieren, welche ausschließlich vom VNB bzw. ausschließlich vom Energieversorger vorgenommen werden dürfen. Die Ausgestaltung der Rechtsverordnung befindet sich derzeit noch in

¹³ Dies könnte bspw. durch die von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) empfohlene Verpflichtung einer Day-Ahead Engpassprognose seitens VNB auf der 110 kV-Ebene umgesetzt werden.

Arbeit. Das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat dazu einen Konsultationsprozess in Form von Arbeitsgruppen gestartet (Dreisbusch et al. 2020).

Einige VNB haben das verpflichtende Angebot einer Netzentgeltreduktion für flexible Verbraucher nach § 14a bereits umgesetzt. Die Reduktion der NNE liegt dabei bei rund 40 – 70 %. Je nachdem wie die Steuerung durch den VNB zukünftig ausgestaltet wird, könnte dies die Akzeptanz für die angebotene Netzentgeltreduktion negativ beeinflussen. Neben reduzierten NNE gäbe es Alternativen, um Anreize für eine Steuerbarkeit und somit netzdienliches Laden zu schaffen. So könnten bspw. differenzierte Leistungspreise dazu führen, dass ein günstigerer Netzanschluss mit geringerer Leistung gewählt wird. Variable NNE wiederum könnten zu einer freiwilligen Lastverlagerung in Zeiten schwacher Netzauslastung führen. (Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise 2019)

Das vom BMWi beauftragte Gutachten zur „Digitalisierung der Energiewende“ (BET, Ernst & Young, WIK 2019) schlägt zur Umsetzung des § 14a eine Spitzenglättung im Haushaltssektor vor. Mit Spitzenglättung ist die zeitlich beschränkte Limitierung des Leistungsbezugs durch den Netzbetreiber gemeint, wobei der Zweck die Vorsorge bzw. Behebung von Engpässen ist. Dies soll durch eine Differenzierung der Netzanschlusskapazität in bedingte und unterbrechbare Leistung umgesetzt werden. Alle flexiblen Verbraucher im Niederspannungsnetz, wie z. B. E-PKW sollen nach diesem Vorschlag verpflichtend an der Spitzenglättung teilnehmen. Die Steuerung soll langfristig über iMSys erfolgen.

Sollte die Teilnahme an einer netzdienlichen Steuerung nach § 14a verpflichtend werden, könnte dies möglicherweise zu einem Kaufhemmnis für E-PKW werden und den angestrebten Markthochlauf verzögern (Dreisbusch et al. 2020). Zudem ist laut Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP) (2020) der aktuelle Vorschlag des Gutachtens ein rein kurativer Ansatz entsprechend der roten Ampelphase, welcher die Entstehung neuer Geschäftsmodelle (vgl. gelbe Ampelphase) behindere. Es wird bemängelt, dass Verbraucher bei einer derartigen Ausgestaltung des § 14a nicht auf Überschussstrom reagieren können. Flexibilitätspotenziale könnten dadurch nicht z. B. durch Aggregatoren gehoben werden. Stattdessen sollen auf Preisanreizen beruhende marktliche Lösungen als Mechanismus eingesetzt werden, um lokalen Überschussstrom für Verbraucher nutzbar zu machen und EE-Abregelung zu reduzieren. Alternative Vorschläge zur Ausgestaltung des § 14a von Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) und bne (2020) favorisieren ein Quotenmodell, in das auch flexible Lasten wie E-PKW integriert werden können. Bei einem Quotenmodell wird davon ausgegangen, dass v. a. Stromverbraucher im Fall von Netzengpässen durch den VNB ihre Netznutzung einschränken müssen. Dafür wird eine tages- und zeitabhängige Begrenzung für die Netznutzung in Form einer Quote festgelegt. Diese wird vom VNB im Vorfeld eines erwarteten Engpasses sowohl an Stromerzeuger als auch -verbraucher mitgeteilt. Laut Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne 2020) sollte die Teilnahme auf Freiwilligkeit beruhen, damit sowohl netzdienliches Laden als auch andere Vermarktung der Flexibilität möglich sind. Für die Bereitstellung ihrer Flexibilität erhalten Verbraucher in diesem Fall eine Flexibilitätsprämie.

Unabhängig davon, wie die erwartete Rechtsverordnung zu § 14a aussehen wird, wird sich diese in der Praxis voraussichtlich auf Stromlieferträge oder Netzanschlussverträge von E-PKW-Nutzenden auswirken. Eine hohe Gleichzeitigkeit beim Laden könnte im Engpassfall vermieden werden, wenn die Ladeleistung entsprechend reduziert würde. Dies könnte durch Prämien, flexible Tarife zwischen Aggregator und E-PKW-Nutzenden (vgl. Dreisbusch et al. (2020)) oder auch eine pauschale Reduktion von NNE erfolgen. Sofern das Laden von Überschussstrom und/ oder von an lokalen Märkten gehandelter Elektrizität unter Einhaltung von Netzrestriktionen als „netzdienliches Laden“ klassifiziert würden, könnten zukünftig zumindest für einen Teil des Ladestroms reduzierte NNE anfallen (vgl. Abschnitt 3.4.3).

3.4.2 Lokale Energiemärkte

Wie in Abschnitt 3.1 beschrieben, ist ein umfangreicher Netzausbau mit dem Ziel, Maßnahmen wie Einspeisemanagement überflüssig zu machen, nicht im Sinne einer Gesamtkostenoptimierung. Daher sollen zukünftig auch Stromverbraucher vermehrt in Energiemärkte integriert werden, um hier zum Gleichgewicht von Elektrizitätserzeugung und -verbrauch beizutragen. Dies ist die Motivation, die den Gedanken von Smart Markets, (lokalen) Energiemärkten oder Flexibilitätsmärkten zugrunde liegt (Ecofys und Fraunhofer IWES 2017). Im Folgenden wird für Elektrizitätsmärkte mit lokaler Komponente, bei denen u. a. Flexibilität von E-PKW gehandelt werden kann, der Begriff „lokale Energiemärkte“ verwendet.

Während der roten Ampelphase greifen kurative Maßnahmen der Netzbetreiber wie Einspeisemanagement. Lokale Energiemärkte sollen gemäß Bundesnetzagentur (2017) als Maßnahme der gelben Ampelphase zum Einsatz kommen. Die Flexibilität kann in Form von Produkten gehandelt werden, bspw. indem Mengen- und Preisangebote abgegeben bzw. nachgefragt werden. Über diese Märkte könnte bspw. ein freiwilliges Quotenhandelssystem mit Preisbildungsmechanismus betrieben werden, bei welchem sich Netzbetreiber mit Flexibilität eindecken. Somit soll eine Interaktionsphase zwischen Netz und Markt entstehen, wie es sie zum heutigen Zeitpunkt noch nicht gibt. (Bundesnetzagentur 2017; Goldkamp und Schallenberg 2020)

Lokale Energiemärkte können dabei unterschiedlich ausgestaltet werden und sind derzeit Gegenstand der Forschung. Ausgestaltungsmerkmale sind bspw. die regionale Auflösung dieser Märkte bzw. die Einteilung in lokale Marktgebiete, der zeitliche Horizont der gehandelten Kontrakte, Preisbildungsmechanismen und gehandelte Strommengen (Steuer et al. 2019). Ecofys und Fraunhofer IWES (2017) unterscheiden bspw. sechs Modelle zu „Smart Markets“ nach den beiden Marktkoordinationsmechanismen Flexibilitätsbezug (heute umgesetzt z. B. in Form von Einspeisemanagement und Regelleistung) und Quoten. Auch kleinere Elektrizitätserzeuger und -verbraucher wie bspw. Haushalte können auf lokalen Energiemärkten innerhalb definierter Regionen benötigten sowie selbst erzeugten Strom untereinander handeln bzw. ihre Flexibilität bereitstellen (Mengelkamp et al. 2018).

Einerseits können lokale Energiemärkte neu geschaffen werden. Andererseits ist auch die Erweiterung bestehender Märkte um eine lokale Komponente vorstellbar. Beispielsweise könnten Regelleistungsmärkte¹⁴ auch für EE-Erzeugungsanlagen und flexible Nachfrager geöffnet und dabei die Position im Netz erfasst werden. Für EE-Anlagen sowie stationäre Batteriespeicher existieren in Deutschland bereits Präqualifizierungsverfahren, wodurch der Marktzutritt für diese Anlagen in einem größeren Verbund („virtuelles Kraftwerk“) möglich ist. Für Elektrofahrzeuge und Verbraucher ist dieser Marktzugang noch nicht möglich.

Neben unterschiedlichen Flexibilitätsanbietern gibt es am lokalen Flexibilitätsmarkt Akteure auf der Nachfrageseite. Mögliche Marktmodelle sowie Koordinationsmechanismen, bei denen neben Flexibilitätsanbietern wie z. B. Aggregatoren auch ÜNB und VNB miteinbezogen werden, sind aktuell Gegenstand verschiedener Forschungsprojekte. Im EU-Projekt FLEXCoop sollen lokale Flexibilitätsmärkte über einen offenen Marktplatz realisiert werden, zu dem auch Endverbraucher Zugang haben (Isakovic und et al. 2020). Das EU-Projekt CoordiNet schafft Marktplätze für lokale Flexibilitätsmärkte, auf denen sowohl einzelne als auch aggregierte dezentrale Flexibilitätsanbieter sowie -nachfrager wie ÜNB und VNB teilnehmen können (Backe et al. 2019). Soll die Flexibilität ausschließlich zur Engpassbehebung eingesetzt werden, ist nur ein Käufer auf der Nachfrageseite aktiv. Der Markt bzw. die Marktplattform kann von einer dritten Partei betrieben werden. (Goldkamp und Schallenberg 2020)

Bei der Implementierung lokaler Flexibilitätsmärkte zeigen sich laut Goldkamp und Schallenberg (2020) mehrere Herausforderungen. Zunächst müssen im Vorfeld der Markttransaktion Flexibilitätsangebot und -nachfrage berechnet werden. Aufgrund der begrenzten Größe der lokalen Märkte bzw. der einzelnen Marktgebiete sind die Flexibilitätsportfolios klein. Die Prognosegenauigkeit ist dadurch geringer als in Märkten mit größerer geographischer Ausdehnung, in denen sich Prognosefehler teilweise ausgleichen. Darüber hinaus resultiert das Führen separater Orderbücher für jedes lokale Marktgebiet zu einer höheren Komplexität, wodurch vollautomatische Prozesse (bspw. im Handel) notwendig werden. Eine weitere Herausforderung ist die Nachweisführung, welche die Grundlage für die Rechnungstellung darstellt. Da Flexibilitäts-erbringung mit einer gewollten Abweichung einhergeht, müssen geplante und tatsächliche Fahrpläne anlagenscharf verglichen werden. Darüber hinaus herrscht aufgrund der geringen Größe der einzelnen lokalen Marktgebiete möglicherweise eine geringe Liquidität und somit die Gefahr der Ausübung von Marktmacht.

Zuletzt wird in der Literatur von der Gefahr strategischen Bietverhaltens (sog. Inc-Dec) in Flexibilitäts- und Redispatchmärkten berichtet, wenn parallel zum netzknottenscharfen Markt ein zonaler Markt¹⁵ fortbesteht. Hier haben Marktakteure einen Anreiz, ihr Bietverhalten auf dem zonalen Strommarkt so zu verändern, indem sie Erlöse aus einem nachgelagerten

¹⁴ Die lokale Komponente wäre in diesem Fall auf die vier Regelzonen Deutschlands begrenzt.

¹⁵ An der europäischen Strombörse EPEX SPOT wäre bspw. der Day-Ahead-Strommarkt ein Beispiel für einen zonalen Markt, für jede der Gebotszonen werden separate Orderbücher geführt. Deutschland/Österreich entspricht hier einem Marktgebiet.

lokalen Flexibilitätsmarkt antizipieren. Es besteht die Gefahr, dass bspw. ein Stromerzeuger in einer geographischen Region mit viel EE-Abregelung mit einem geringen Preisangebot ein Zuschlag im vorgelagerten Markt erhält („Inc“ oder Increase), in der Erwartung darauf, im nachgelagerten Markt über Redispatch heruntergeregelt zu werden („Dec“ oder Decrease). Dadurch könnte es u. a. zu höheren Erlösen der Stromerzeuger (Windfall profits) sowie zu einer Zunahme von Netzengpässen kommen. (Hirth et al. 2019) Dieses unerwünschte Inc-Dec-Verhalten müsste so weit wie möglich verhindert oder im Nachgang bspw. mithilfe von Data Science aufgedeckt werden. Als vorbeugende Maßnahme könnten Flexibilitätsanbieter lange im Voraus die Einsatzpläne ihrer Anlagen übermitteln, welche im Nachgang mit den Ist-Zeitreihen abgeglichen werden. (Goldkamp und Schallenberg 2020)

Zur Umsetzung dieser Modelle für lokale Märkte wird derzeit an verschiedenen Plattformen gearbeitet. Um den Handel kleinteiliger Flexibilität z. B. von Haushalten zukünftig EU-weit zu ermöglichen und in die Praxis umzusetzen, werden u. a. technologische Lösungen benötigt. Siano et al. (2019) untersuchen verschiedene Technologien zur Umsetzung von lokalen Energiemärkten, die auf dem Peer-to-Peer Ansatz beruhen, also einen Austausch zwischen allen Netznutzern ermöglichen. Der Blockchain-Ansatz wird dabei als vielversprechendste Technologie identifiziert, um über die lokalen Energiemärkte geschlossene Verträge zwischen Flexibilitätsanbietern und -nachfragern sicher zu verschlüsseln und speichern. Ein Beispiel hierfür ist die von den ÜNB TenneT, Swissgrid und Terna entwickelte Crowd-Balancing-Plattform Equigy (TenneT 2020). Damit können z. B. Systemdienstleistungsmärkte einschließlich des Flexibilitätsabrufs abgebildet werden. Die Plattform soll über standardisierte Schnittstellen diskriminierungsfrei zugänglich sein und wird über die Blockchain-Technologie umgesetzt, was neben einem sicheren Datenaustausch auch Transaktionen zu geringen Kosten ermöglichen soll.

3.4.3 Regulatorische Rahmenbedingungen und Implikationen für Strompreisbestandteile

Die Einordnung des untersuchten Anwendungsfalls in die aktuelle bzw. zukünftige Gesetzgebung hat u. a. Auswirkungen darauf, mit welchen Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelten (staatlich induzierte Strompreisbestandteile, im Folgenden Strompreisbestandteile genannt) der von den E-PKW geladene bzw. rückgespeiste Strom belastet wird. Im Folgenden wird eine Einordnung in Anlehnung an die bestehende Regulatorik vorgenommen.

Zunächst sollen die relevanten Grundlagen der europäischen Gesetzgebung anhand der EU-Binnenmarkttrichtlinie (Europäisches Parlament und Rat 2019a) vorgestellt werden:

- **Anreize zur Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz:** Gemäß Art. 32 Abs. 1 und Abs. 2 sollen Anreize für die Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen geschaffen werden. VNB soll es möglich sein, Flexibilitätsleistungen wie bspw. Engpassmanagement in ihren Netzbereichen zu beschaffen. Dabei sollen marktbasierende, transparente und diskriminierungsfreie Verfahren zum Einsatz kommen und die gehandelten Marktprodukte zumindest auf nationaler Ebene vereinheitlicht werden. Die Spezifikationen für diese beschafften Flexibilitätsleistungen sind in einem transparenten und partizipatorischen Verfahren gemeinsam mit allen wichtigen Netznutzern sowie den ÜNB festzulegen. Die Umsetzung des hier erwähnten Verfahrens in nationales Recht stellt eine wichtige Voraussetzung für die Nutzung der E-PKW-Flexibilität zum Laden von Überschussstrom dar.
- **Recht auf Partizipation für aktive Kunden:** Endkunden sollen lt. EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie als aktive Kunden handeln dürfen. Aktive Kunden haben u. a. das Recht, selbst oder über Aggregatoren an Flexibilitätsprogrammen teilzunehmen (Art. 15 Abs. 1 und Abs. 2). Auch Multi-Use, d. h. die Erbringung mehrerer Dienstleistungen soll nach Art. 15, Abs. 5 d ermöglicht werden. Da auch für E-PKW die Definition einer Energiespeicheranlage nach Art. 2 Abs. 59 erfüllt ist, können auch E-PKW-Nutzende aktive Kunden sein. Die parallele Nutzung von Überschussstrom und Handel über lokale Energiemärkte scheint damit möglich.
- **Keine doppelten Entgelte für E-PKW:** Wenn E-PKW-Nutzende Flexibilitätsdienstleistungen für Netzbetreiber erbringen, sollen diese gemäß Art. 15 Abs. 5 b keinen doppelten NNE unterworfen sein.

Um Aussagen bzw. Annahmen für resultierende Strompreisbestandteile, insbesondere NNE, zu treffen, wird im Folgenden der Versuch angestellt, den betrachteten Anwendungsfall in das geltende deutsche Recht einzuordnen.

In der aktuellen deutschen Gesetzgebung bezieht sich § 14a EnWG (2005) auf sogenannte Letztverbraucher. Damit wären E-PKW, die nicht nur zu Mobilitätszwecken eingesetzt werden, sondern darüber hinaus als aktive Kunden mehrere Dienstleistungen erbringen, von einer Reduktion der NNE ausgeschlossen. Bei alleiniger Teilnahme am Energiehandel wiederum wäre eine Befreiung der NNE für „neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ evtl. zukünftig nach § 118 Abs. 6 EnWG (2005) möglich. Darunter fallen Anlagen, die verzögert in dasselbe Netz zurückspeisen, aus dem sie auch Elektrizität beziehen, und bei denen die Verbrauchsdaten von denen der anderen Verbraucher dieser Netzebene abweichen. Möglichweise müssen die genannten §§ 14a und 118 im Zuge der Umsetzung der EU-Binnenmarkttrichtlinie entsprechend geändert werden, sodass Multi-Use auch für E-PKW gemäß EU-Binnenrichtlinie ermöglicht wird. Dies wäre eine Voraussetzung dafür, dass NNE im Gegenzug einer netzdienlichen Steuerung durch den VNB reduziert würden, auch wenn diese parallel an anderen Märkten aktiv sind.

Nach heutigem Stand ist eine Argumentation für geringere NNE für E-PKW auch über § 19 Abs. 2 StromNEV (2005) denkbar. Letztverbraucher, bei denen sich der Zeitraum ihres maximalen Leistungsbezugs stark von der Maximallast des gesamten Netzgebiets unterscheidet, müssen von ihren Netzbetreibern ein Angebot für individuelle NNE erhalten, die 20 % der regulären NNE nicht unterschreiten dürfen. Zukünftig werden die Kosten der Netznutzung evtl. nicht mehr über den Arbeitspreis, sondern über einen anderen Wälzungsmechanismus umgelegt (z. B. über Leistungs- oder Grundpreis). Dadurch sinkt der Arbeitspreisaufschlag und die Kosten der Netznutzung könnten durch Optimierung von Fahrplänen reduziert werden. Dies könnte einen Anreiz zur Flexibilisierung von Anlagen darstellen (Steuer et al. 2019). Um in einem solchen Szenario den überschüssigen Windstrom finanziell besserzustellen als den Börsenstrom, müssten dann andere Vergünstigungen eingeführt werden. Eine Befreiung von der EEG-Umlage ist sowohl für den vom Markt bezogenen Lade- als auch für den geladenen Überschussstrom unwahrscheinlich. Eine Reduktion wäre nur möglich, wenn der Strom entweder zur Eigenversorgung mit oder ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gespeichert würde (§§ 61a, 61b EEG (2014)).

Eine regulatorische Ungleichbehandlung von Überschuss- und Marktstrom kann in der Praxis nur umgesetzt werden, wenn die entsprechenden Energieflüsse gemessen und erfasst werden. V2G erhöht die Komplexität noch weiter und somit die Anforderungen an Messkonzepte. Durch bidirektionales Laden können E-PKW Gewinne aufgrund von Preisunterschieden erzielen, indem Elektrizität in Zeiten geringer Marktpreise geladen und in Zeiten hoher Marktpreise rückgespeist wird. Dadurch wird mehr Strom geladen, als für die reine Bereitstellung der Fahrenergie benötigt wird. Es ist unklar, ob und in welcher Höhe die aufgrund der Rückspeisefunktion zusätzliche geladene Energie mit Steuern, Abgaben und Umlagen belastet wird.

3.5 Literatur zur Integration erneuerbarer Energien über gesteuertes Laden von E-PKW

Die bestehende Literatur in dem Bereich der quantitativen Modellierung des Lademanagements von E-PKW, der Integration von EE in das Energiesystem oder von Engpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen ist vielfältig. Um eine Einordnung und Abgrenzung des methodischen Ansatzes der vorliegenden Arbeit vornehmen zu können, wird im Folgenden analysiert, inwiefern das Lademanagement zur Integration von EE und zur Reduktion von Einspeisemanagement bereits in der Literatur thematisiert wird. Dazu werden ausgewählte Publikationen anhand der drei Bereiche Lademanagement von E-PKW zur Integration erneuerbarer Energien (Abschnitt 3.5.1), Engpassmanagement in regenerativ geprägten Verteilnetzen (Abschnitt 3.5.2), sowie realitätsgetreue Modellierung des Flexibilitätpotenzials von E-PKW (Abschnitt 3.5.3) vorgestellt. Auf dieser Grundlage wird in Abschnitt 3.5.4 die Forschungslücke herausgearbeitet, die mit der vorliegenden Arbeit und der dafür entwickelten Methodik geschlossen wird.

3.5.1 Gesteuertes Laden von E-PKW zur Integration erneuerbarer Energien

Die gezielte Fahrplanermittlung oder Steuerung der Ladevorgänge von E-PKW wird vielfach der Literatur thematisiert. Wang und Jochem (2019) verwenden ein Szenario-basiertes zweistufiges Optimiermodell, um die Ladestrategie einer E-PKW-Flotte so zu optimieren, dass möglichst viel Ladeenergie durch eine Windkraftanlage gedeckt werden kann. Um die Energiebedarfe der Flotte zu ermitteln, werden reale Daten einzelner E-PKW aus einem Feldtest verwendet.

Seddig (2019) nutzt ein zweistufiges stochastisches Optimiermodell, um verschiedene Ladestrategien für Elektrofahrzeuge in Parkhäusern zu bestimmen. Eine Steuerung zielt dabei auf die maximale Nutzung der Elektrizitätserzeugung einer lokal installierten PV-Anlage ab. Das Mobilitätsverhalten wird über Ein- und Ausfahrtzeiten von Fahrzeugen abgebildet. Die verwendeten Daten wurden im Rahmen eines Feldtests in einem Parkhaus ermittelt. Zudem ermöglicht eine Restriktion die Begrenzung der Netzanschlussleistung des Parkhauses.

Bauman et al. (2016) steuern die Ladevorgänge einer E-PKW-Flotte mit einem nicht näher erläuterten Algorithmus. Anders als die meisten Lademanagementstrategien ermittelt dieser die zu reduzierende Ladeleistung. Dabei werden sowohl die Anforderungen eines Energieversorgers sowie des Fahrers berücksichtigt. Der Algorithmus wurde in einem Feldtest an 30 E-PKW getestet. Die resultierenden Feldtestdaten wurden wiederum verwendet, um das Potenzial zur Lastreduktion einer E-PKW-Flotte zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu ermitteln und somit das Potenzial für Lastabwurf bei E-PKW zu bestimmen. Die Strategie kann auch dazu eingesetzt werden, um die Ladevorgänge der E-PKW in Zeiten geringer Residuallast, in denen die Stromerzeugung aus EE-Anlagen die Nachfrage zu einem Großteil decken kann, zu verschieben.

Agsten (2012) untersucht den Einfluss gesteuerten Ladens auf das Verteilnetz. Eine der Ladestrategien, die über ein lineares Optimiermodell berechnet wird, zielt auf die maximale Nutzung von Windstrom für die Ladevorgänge ab. Die Ladeleistung ist begrenzt und die Daten für die Ladevorgänge basieren auf Feldtestdaten von 50 E-PKW. Anschließend werden die Auswirkungen von gesteuertem Laden auf das Verteilnetz numerisch bestimmt.

Die oben vorgestellten Quellen berücksichtigen dabei ausschließlich unidirektionales Laden. Wechselwirkungen zwischen der Nutzung von EE für Ladevorgänge und der Rückspeisefähigkeit von Fahrzeugen wurden hier nicht adressiert.

Kaschub (2017) analysiert den Einsatz von stationären Batteriespeichern in Haushalten mit PV-Anlage und E-PKW. Dabei wird eine Einsatzplanung sowohl für den Batteriespeicher als auch für den E-PKW vorgenommen. Im Gegensatz zu den oben genannten Arbeiten wird hier auch der Einfluss der Rückspeisefähigkeit von E-PKW untersucht. Die Ladestrategie resultiert aus einem gemischt-ganzzahligen Optimiermodell, das den Kapitalwert des Gesamtsystems des Haushalts maximiert. Dabei werden über einen Zeitraum von 20 Jahren sowohl Kosten, die aus der Investition in PV-Anlage und stationären Speicher resultieren, als auch Betriebskosten und Erlöse durch Einspeisevergütung berücksichtigt. Dadurch, dass die PV-Stromgestehungskosten unterhalb des Haushaltsstrompreises liegen, entsteht ein Anreiz zur Erhöhung des vom Haushalt verbrauchten Anteils der PV-Stromerzeugung. Die Flexibilitätsprofile einzelner E-PKW wurden basierend auf empirischen Mobilitätsdaten des Deutschen Mobilitätspanels simuliert.

Lund und Kempton (2008) verwenden ein Input-Output-Modell für Dänemark, das sowohl Strom- als auch Wärmenachfrage berücksichtigt. Neben konventionellen Kraftwerken wird auch Elektrizitätserzeugung aus EE berücksichtigt. Es werden E-PKW Flotten modelliert, die auch in das Netz rückspeisen können. In dem Fall wird Überschussstrom geladen und entladen, wenn diese die Erzeugung aus Kraftwerken ersetzen soll. Bei der Berechnung der Ladestrategie der Flotten werden verschiedene Anteile von Winderzeugung angenommen. Lund und Kempton bilden die aggregierte Nachfrage der E-PKW in Dänemark ab, indem sie auf Fahrtdaten in Form von Zeitreihen aus einer US-Statistik zurückgreifen. Diese Nachfrage wird dann basierend auf einer Statistik für Dänemark skaliert. Ob und wie die Flexibilität der Flotte(n) modelliert wird, geht aus der Arbeit nicht hervor.

3.5.2 Engpassmanagement in regenerativ geprägten Verteilnetzen

Im Folgenden wird die Literatur zur Abbildung von Engpassmanagement in Verteilnetzen vorgestellt. Ein besonderes Augenmerk liegt hierbei auf solchen Quellen, welche Wechselwirkungen mit der Integration der Stromerzeugung aus EE-Anlagen oder der elektrischen Nachfrage von E-PKW berücksichtigen.

Dehnavi et al. (2019) identifizieren zunächst die überlasteten Leitungen eines IEEE-Testnetzes der Hochspannungsebene. In einem anschließenden Engpassmanagement-Modell wird die Einsatzplanung von Kraftwerken und stationären Batteriespeichern bestimmt, sodass die Netzüberlastungen minimiert werden. Dazu werden zunächst PTDFs (Power Transfer Distribution Factors) berechnet, die dann in einem DC-OPF-Modell verwendet werden. Falls Leitungsausfälle auftreten, wird ein Algorithmus zur Behebung der Engpässe solange ausgeführt, bis keine Leitungsausfälle mehr auftreten. In dem Modell werden keine E-PKW berücksichtigt. Die Integration der Stromerzeugung aus EE-Anlagen spielt hier keine Rolle.

Wiest et al. (2016) entwickeln ein Modell zum optimalen, dynamischen Einspeisemanagement in Verteilnetzen, welches das Einspeisemanagement von EE-Anlagen reduziert. Ein linearisiertes AC-OPF-Modell wird ausgeführt und verwendet, um die Auswirkungen der Einspeiseleistung eines Netzknotens auf die Leitungen zu bestimmen. Somit kann die EE-Abregelung zunächst an Netzknoten mit hohem Einfluss auf die Behebung von Engpässen vorgenommen werden. Das Modell wird auf ein reales Hochspannungsnetz in Deutschland angewendet. Zudem wird ein hoher Anteil an EE-Einspeisung simuliert. Wechselwirkungen mit flexiblen Stromerzeugern oder -verbrauchern wie bspw. E-PKW werden nicht untersucht.

Schermeyer (2018a) untersucht verschiedene Varianten des Engpassmanagements im Verteilnetz. Als Fallstudie wird das Hochspannungsnetz in Schleswig-Holstein herangezogen. Ein entwickeltes Modell, das auf der optimierenden DC-Leistungsflussberechnung (DC-OPF) basiert, bildet den Zusammenhang zwischen Netzengpässen und Abregelung in einem Netzgebiet ab. Es wird für den Zeitraum eines Jahres für jede Stunde aufgestellt und gelöst. Die Basisvariante des Modells mit dem Ziel der Minimierung der Abregelung von erzeugtem Strom aus EEG- und KWK-Anlagen stellt den Status Quo des Engpassmanagements in Deutschland dar. Das Modellergebnis dient auch der Nachvollziehbarkeit der historischen Maßnahmen des VNB. Weitere Modellvarianten berücksichtigen die Kosten des Engpassmanagements, die Einsatzplanung von Fernwärmesystemen und den Zubau von Power-to-Heat-Anlagen. E-PKW werden in der Arbeit weder als statische noch als flexible Last berücksichtigt.

Huang et al. (2015) modellieren ebenfalls das Engpassmanagement in einem Verteilnetz mit einer hohen Anzahl flexibler Nachfrage. Als flexible Verbraucher werden sowohl E-PKW als auch Wärmepumpen berücksichtigt. Das Engpassmanagement wird dabei durch zwei gekoppelte Modelle umgesetzt. Ein VNB bestimmt in einem quadratischen Optimierungsmodell über PTDFs die lokalen Grenzkosten im betreffenden Netz. Daraus ergibt sich ein dynamischer Tarif, der an Aggregatoren übermittelt wird, sodass deren Einsatzplanung die Entstehung von Netzengpässen vermeidet. Die Aggregatoren wiederum optimieren den kostenminimalen Fahrplan bspw. einer E-PKW Flotte. Zur Fahrplanermittlung der E-PKW wird ein lineares Optimiermodell für zwei Perioden verwendet. Die Nachfrage muss in diesem Zeitraum gedeckt werden. Die Möglichkeit des Rückspeisens in das Netz ist nicht vorgesehen. Darüber hinaus werden keine Wechselwirkungen mit der Integration von EE-Anlagen untersucht. Die Methodik wird anhand eines Testnetzes („Roy Billinton Test System“) und für nicht näher erläuterte dänische Fahrprofile über einen Zeitraum von 24 Stunden angewendet.

Zwei Arbeiten kombinieren die Betrachtung von Netzengpässen im Verteilnetz mit dem gesteuerten, bidirektionalen Laden von E-PKW. Deb et al. (2018) verwenden eine Methode für das Lademanagement von E-PKW einschließlich V2G, um die Entstehung von Netzengpässen in einem lokalen Verteilnetz zu vermeiden. Dazu werden zwei Modelle – eines für das Lademanagement von E-PKW und eines für eine nicht näher beschriebene Lastflussoptimierung – so lange iterativ ausgeführt, bis eine maximale Anzahl an E-PKW in das Netz integriert werden können, ohne dabei Engpässe zu verursachen. Das nichtlineare Lademanagement-Modell minimiert die Ladekosten aller E-PKW. Zur Lösung des Modells wird ein Particle Swarm Algorithmus verwendet. Die Methodik wird in einer Fallstudie angewendet, in welcher E-PKW am Arbeitsplatz vom Netz oder mit der Stromerzeugung einer lokal installierten PV-Anlage geladen werden. Dafür wird ein IEEE-Testnetz der Mittelspannungsebene verwendet. Die Anzahl der E-PKW wird dabei bis auf maximal 100 erhöht. Die Abbildung der E-PKW und ihrer Flexibilität erfolgt stark vereinfacht. Jedem Fahrzeug wird zu einer angenommenen Ankunftszeit ein zufälliger SOC-Wert zugewiesen.

Romero-Ruiz et al. (2016) entwickeln ein Modell, das die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen im Verteilnetz reduziert. Die Parameter für die unflexible Nachfrage sowie für die Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen werden als Wahrscheinlichkeitsfunktionen abgebildet. Zunächst wird ein Lastflussmodell mit einer Pointestimation-Methode gelöst. Anschließend werden die durchschnittlichen Werte für PTDFs und VDFs¹⁶ berechnet. Zuletzt wird ein Engpassmanagement-Algorithmus iterativ ausgeführt, wofür die ein- und ausgespeiste Leistung von Elektrofahrzeugen angepasst wird. Historische Daten von Elektrofahrzeugen werden herangezogen, um Wahrscheinlichkeiten für die drei Zustände Laden, V2G und Ruhezustand zu erhalten. Die mathematische Formulierung der Lastverschiebung wird nicht näher beschrieben.

¹⁶ Voltage Distribution Factors oder VDFs geben an, wie sich die Spannung in Leitungen mit einer Veränderung der Spannung an den Netzknoten verändert.

Ebenso ist unklar, inwiefern die Integration der EE-Anlagen priorisiert wird. Die Methodik wird auf ein IEEE-Testnetz im Bereich der Nieder- bis Mittelspannung ausgeführt.

3.5.3 Realitätsgetreue Modellierung des Flexibilitätspotenzials von E-PKW

In der oben vorgestellten Literatur wird das Mobilitäts- und/ oder Flexibilitätspotenzial der E-PKW entweder auf Basis stark vereinfachter Annahmen oder mittels einzelner, im Rahmen von Feldtests erhobener Fahrprofile abgebildet. Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf das Flexibilitätspotenzial einer großen Flotte von E-PKW erscheint vor diesem Hintergrund schwierig. Darüber hinaus ist die Modellierung des Flexibilitätspotenzials großer E-PKW-Flotten nicht trivial. Bei der Berücksichtigung einzelner Fahrzeuge oder Ladevorgänge ist es möglich, technische Aspekte wie bspw. den Ladewirkungsgrad eines Fahrzeugs oder die SOC-Abhängigkeit der Ladeleistung abzubilden. Ried et al. (2020) untersuchen verschiedene Ansätze, um das Lastverschiebepotenzial einer Vielzahl von Elektrofahrzeugen für den Einsatz in Energiesystemmodellen zu aggregieren. Eine Literaturrecherche sowie Berechnungen zeigen, dass eine Betrachtung einzelner Fahrzeuge oder eine mathematisch exakte Aggregation über die sogenannte Minkowski-Summe vor allem bei mehrperiodischer Betrachtung mit hohen Rechenzeiten verbunden ist und daher eher für den Einsatz in kleinen, dezentralen Energiesystemmodellen mit wenigen Zeitscheiben und wenigen Fahrzeugen geeignet ist. Vor allem in optimierenden Energiesystemmodellen mit größerem regionalen Fokus sowie mit mehr als 10 Zeitschritten kommen deshalb üblicherweise approximierende Aggregationsmethoden zum Einsatz. Diese aggregieren mehrere Fahrzeuge auf einer räumlichen Ebene zu einer oder wenigen hypothetischen Batterien, welche eine gesamte Fahrzeugflotte abbilden. Je nachdem, wie die Aggregation vorgenommen wird und ob bzw. wie das Lastverschiebepotenzial bspw. durch zeitliche Restriktionen begrenzt wird oder nicht, ist eine Überschätzung des Lastverschiebepotenzials möglich. Im Folgenden werden einige Quellen vorgestellt, welche basierend auf empirischen, repräsentativen Mobilitätsdaten und Bottom-Up-Methoden eine realistischere Herleitung der Fahr- und Flexibilitätspotenziale von E-PKW ermöglichen.

Weiss et al. (2017) untersuchen die Auswirkungen einer größer werdenden elektromobilen Flotte mit dem *mobiTopp*-Modell zur mikroskopischen Abbildung der Verkehrsnachfrage. Für verschiedene Gruppen von E-PKW-Nutzenden wird das Fahrverhalten simuliert. Dafür werden Fahrprofile aus dem Deutschen Mobilitätspanel sowie dem Mobilitätspanel Stuttgart verwendet. Um die tägliche Fahrleistung der PKW zu ermitteln, wird auf Daten aus drei deutschlandweiten Befragungen zurückgegriffen: Das Deutsche Mobilitätspanel, die Langstreckenbefragung INVERMO, sowie die Befragung Mobilität in Deutschland. Anschließend wird für verschiedene Marktdurchdringungsraten die nachgefragte Leistung der Fahrzeuge in Form von Wochenlastgängen ermittelt und die Spitzenlast bestimmt. Dafür wird angenommen, dass die Fahrzeuge an den Orten zuhause, am Arbeitsplatz und/ oder im öffentlichen Raum ungesteuert geladen werden. Folglich starten die Ladevorgänge unmittelbar und mit maximal möglicher Ladeleistung nach Ankunft an einer Lademöglichkeit und enden, wenn die Batterie vollgeladen ist oder das Fahrzeug die nächste Fahrt beginnt. Da keine Flexibilität modelliert wird, können diese Lastprofile alleine nicht für Modelle zur Ladesteuerung von E-PKW verwendet werden.

Heinz (2018) bildet Flexibilitätspotenziale von E-PKW in Form von Zeitreihen ab. Dazu wird ein Simulationsmodell in MATLAB implementiert, welches wiederum auf Daten des Deutschen Mobilitätspanels zurückgreift. Aus den Daten werden fahrzeugscharfe Wochen-Fahrprofile ermittelt und hinsichtlich Substituierbarkeit durch E-PKW mithilfe vordefinierter Parameter wie bspw. Batteriekapazität und Energieverbrauch geprüft. Für die als E-PKW umsetzbaren Profile werden anschließend zwei Ladestrategien simuliert. Die Maximal-Ladestrategie beruht auf der Annahme, dass ein Fahrzeug mit maximaler Ladeleistung geladen wird, sobald es sich an einem Ladepunkt befindet. Bei der Minimal-Ladestrategie wird erst so spät wie möglich geladen und nur bis zu dem SOC, der für die Erfüllung der Mobilitätsbedürfnisse unbedingt erforderlich ist. Die resultierenden Zeitreihen eignen sich, um als Eingangsparameter in Optimierungsmodellen das Lastverschiebepotenzial von E-PKW abzubilden.

Ensslen et al. (2019) gehen der Fragestellung nach, wie sich zukünftig die Lastverschiebepotenziale von E-PKW entwickeln. Dazu werden ein makroökonomisches Marktdiffusionsmodell zur Modellierung der Marktentwicklung und -durchdringung von E-PKW mit einem mikroökonomischen Modell zur Adoption verschiedener Nutzergruppen kombiniert. Die Methodik wird auf repräsentative Mobilitätsstudien für Frankreich und Deutschland angewendet. Das Mobilitätsverhalten für verschiedene Haushalte und Verkehrsmittel ist der Befragung Mobilität in Deutschland sowie der französischen Transportstudie ENT-D entnommen. Auf Basis von Fahr- und Parkprofilen sowie mit weiteren Annahmen u. a. zu Batteriekapazität und Ladeleistung werden Stromnachfrage und Lastverschiebepotenziale einzelner Ladeprozesse modelliert. Es wird

davon ausgegangen, dass zuhause und am Arbeitsplatz geladen werden kann. Die Ladeprozesse werden in zwei Phasen unterteilt: Eine Phase des Sofortladens, die dann endet, wenn ein gewisser SOC erreicht ist, sowie eine Phase für die Lastverschiebung. Am Ende eines Ladeprozesses wird der SOC vorgegeben. Die simulierten Fahr- und Ladeprofile der E-PKW werden anschließend im agentenbasierten Energiesystemmodell PowerACE zur Simulation europäischer Day-Ahead Märkte verwendet. Ein Aggregator nutzt die Flexibilität der E-PKW für eine kostenminimale Optimierung der Ladevorgänge. Dafür werden stündliche Preiszeitreihen für die Länder Frankreich und Deutschland herangezogen. Die Fahrzeuge haben nicht die Möglichkeit, mittels Rückspeisen Elektrizität an die Märkte zu verkaufen. Wechselwirkungen mit der Integration der Stromerzeugung aus EE-Anlagen oder der Netzbelastung werden nicht untersucht.

Schuller et al. (2015) gehen der Frage nach, inwiefern E-PKW-Flotten mit Elektrizität aus Windkraftanlagen, PV-Anlagen, bzw. einer Kombination aus beiden geladen werden können. Dazu wird ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsmodell eingesetzt, welches das Lademanagement eines Aggregators abbildet. Dieses minimiert die Menge an konventionell erzeugtem Strom. Die Flexibilität der E-PKW-Flotte wird dabei basierend auf den empirischen Fahrdaten des Deutschen Mobilitätspanels abgebildet. Aus dieser Mobilitätsstudie werden 1.000 Fahrprofile von Vollzeit-Erwerbstätigen und Rentnern verwendet, um damit die Flexibilität für die gesamte E-PKW-Flotte zu modellieren. Es wird davon ausgegangen, dass sowohl zuhause als auch am Arbeitsplatz geladen werden kann. Eine Rückspeisefähigkeit der E-PKW wird nicht angenommen. Anschließend wird das Aggregator-Modell für die resultierende Flotte und die EE-Erzeugungsprofile aus dem Jahr 2009 des 50Hertz-Übertragungsnetzes ausgeführt. Auch hier werden keine Wechselwirkungen mit dem Elektrizitätsnetz untersucht.

Ramos Muñoz et al. (2016) schlagen verschiedene Ladestrategien vor, um die Belastung auf Transformatoren im Verteilnetz, die durch ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen auftreten könnten, zu reduzieren. Es werden verschiedene Varianten eines „Valley Filling“-Algorithmus vorgeschlagen, welche den Strombezug von Elektrofahrzeugen auf Zeiten geringer Residuallast verschieben. Diese können auch eingesetzt werden, um möglichst viel Strom aus EE-Anlagen zu laden. Die unidirektionale Ladesteuerung erfolgt in einem linearen Optimierungsmodell anhand eines Kostensignals, das vom VNB an die Elektrofahrzeuge gesendet wird. In Modellvarianten werden Sperrzeiten oder Begrenzungen für den Leistungsbezug durch die Fahrzeuge vorgegeben. Die verwendeten Fahrprofile werden der US-Befragung „National Household Travel Survey“ (NHTS) entnommen. Die Transformatoren werden separat betrachtet und sind nicht durch Leitungen verbunden. Für die Untersuchungen wurden Daten, u. a. die Netzlast von Transformatoren der Mittel- bis Hochspannungsebene aus Wohngebieten in Kalifornien herangezogen. Für die Berechnungen werden etwa 20.000 Fahrzeugprofile aus Kalifornien zufällig zu ca. 2.300 Transformatoren zugewiesen und die Auswirkungen der Ladelastgänge auf Netznachfrage und Auslastung der Transformatoren analysiert.

Dallinger (2013) untersucht das Potenzial von Elektrofahrzeugen zur Integration regenerativer Energien und bildet dabei das Mobilitätsverhalten detailliert ab. Dazu wird das agentenbasierte Simulationsmodell PowerACE eingesetzt, welches den Elektrizitätsmarkt abbildet und dabei die Lastverschiebung von Elektrofahrzeugen integriert. In dem Modell sind u. a. das Verteilnetz sowie Elektrofahrzeuge als Agenten modelliert. Die Fahrzeuge laden kostenminimal, wobei als Steuergröße ein Strompreis nach Grenzkostenansatz verwendet wird. Die Spitzenlast bzw. maximale Netznutzung im Verteilnetz wird durch das gezielte Laden und Entladen von Elektrofahrzeugflotten reduziert. Das Fahrverhalten wird unter Verwendung von Wahrscheinlichkeiten, die anhand der MID¹⁷-Mobilitätsstudie berechnet wurden, detailliert abgebildet. So werden Zeitreihen mit Ankunfts- und Abfahrtszeiten sowie Aufenthaltsorten verwendet und auf Ebene von Fahrzeugflotten aggregiert. Diese Flotten erhalten als Steuersignal variable NNE, welche die Situation im VN abbilden. Das Verteilnetz wird mit einem vereinfachten Ansatz abgebildet. Die Regionalisierung des Netzes erfolgt über VN-Agenten, die jeweils über einen Transformator mit begrenzter Kapazität verfügen. Lastflussberechnungen werden hier nicht berechnet, sodass kein Engpassmanagement vorgenommen wird. In den Simulationen wird ein hoher Anteil an EE-Erzeugung sowie Elektrofahrzeugen angenommen.

¹⁷ Mobilität in Deutschland. Bundesweite Befragung (www.mobilitaet-in-deutschland.de)

3.5.4 Einordnung des gewählten Modellansatzes dieser Arbeit

In der bestehenden Literatur finden sich Schwerpunkte entweder im Bereich der differenzierten Modellierung von Lade- bzw. Lastverschiebepotenzialen sowie des Lademanagements von E-PKW oder Methoden zur Abbildung von Engpassmanagement in Verteilnetzen zur Berücksichtigung aktueller Entwicklungen – allen voran der Integration dezentraler EE-Anlagen, aber auch neuer flexibler Verbraucher wie E-PKW. Für die Nutzung von EE-Abregelung, wie sie in Energiesystemen mit einem hohen Anteil volatiler EE-Erzeugung auftritt, für das gesteuerte Laden von E-PKW gibt es nach aktueller Kenntnis der Autorin jedoch keine quantitativen Untersuchungen. Im Kontext der Sektorenkopplung ist jedoch eine ganzheitliche Betrachtung von Stromerzeugung, Verteilnetz und flexiblen Verbrauchern erforderlich. Durch die modellgestützten Analysen der Wechselwirkungen des Engpassmanagements von VNB und des Lademanagements von Aggregatoren schließt die vorliegende Arbeit diese Lücke. Die Verwendung von empirischen Mobilitätsdaten in einer Bottom-Up-Methode zur Abbildung der E-PKW-Flotten soll dabei unterstützen, die E-PKW mit ihrem Ladebedarf sowie Flexibilitätspotenzial möglichst repräsentativ und realitätsnah abzubilden und darüber hinaus die Gefahr der Überschätzung des Lastverschiebepotenzials zu reduzieren (Ried et al. 2020).

4 Methodisches Vorgehen

Zu Beantwortung der Fragestellung wird die Interaktion der Akteure Verteilnetzbetreiber und Aggregator abgebildet. Um das Potenzial einer – auch bidirektionalen – Ladesteuerung von E-PKW für die Nutzung von EE-Abregelung auf Verteilnetzebene quantitativ untersuchen zu können, werden verschiedene Modelle eingesetzt. Das Engpassmanagement auf Verteilnetzebene wird durch eine Modifizierung des Modells von Schermeyer (2018a) abgebildet. Dieses Modell, welches den Lastfluss auf 110 kV-Netzebene in Schleswig-Holstein optimiert, sowie die vorgenommene Erweiterung zur Berücksichtigung von E-PKW werden einschließlich der zugrundeliegenden Daten in Abschnitt 4.1 vorgestellt. Das neu entwickelte C2V-Modell bildet das Lademanagement des Aggregators für E-PKW-Flotten an allen Netzknoten und für zwei unterschiedliche Ladestrategien ab. Dabei hat eine Ladestrategie die maximale Nutzung von Überschussstrom zum Ziel, die andere einen kostenminimalen Fahrplan. In Abschnitt 4.2 werden sowohl die C2V-Modellformulierung als auch wesentliche Annahmen und Eingangsdaten vorgestellt. Anschließend wird die Ermittlung der Flexibilitätspotenziale der E-PKW-Flotten basierend auf empirischen, repräsentativen Mobilitätsdaten vorgestellt (Abschnitt 4.3). Dazu werden Fahr-, Park- und Flexibilitätsprofile einzelner Fahrzeuge mit einer Bottom-Up-Methode simuliert und anschließend auf Flottenebene aggregiert. Die Kopplung der Modelle wird in Abschnitt 4.4 erläutert.

4.1 Engpassmanagement des Verteilnetzbetreibers

Im Folgenden werden das für die Abbildung des Engpassmanagements verwendete Optimierungsmodell sowie das Vorgehen für die Erweiterung um die Nachfrage durch E-PKW vorgestellt.

4.1.1 Verwendetes Modell für Schleswig-Holstein

Das Modell, welches Engpassmanagement auf Verteilnetzebene in Schleswig-Holstein abbildet, wurde im Rahmen einer Dissertation entwickelt (Schermeyer 2018a, Abschnitt 4.1.2). Die zugrundeliegende Annahme ist dabei, dass das Engpassmanagement auf 110 kV-Ebene aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers ähnlich wie der derzeitige Redispatch-Mechanismus auf Übertragungsnetzebene erfolgt. Dabei werden ausschließlich strombedingte Netzengpässe berücksichtigt, welche durch die Restriktionen der Netzbetriebsmittel (thermische Grenzströme) bedingt sind. Der Verteilnetzbetreiber ermittelt die für die Behebung der Engpässe erforderlichen Maßnahmen mithilfe eines DC-Leistungsflussmodells. Die Optimierung wird iterativ für jeden Tag des Jahres ausgeführt und erstreckt sich über einen Horizont von 24 Stunden, die zeitliche Auflösung beträgt eine Stunde. Für die vorliegende Arbeit wird das von Schermeyer entwickelte Basismodell verwendet. Dieses bildet den Status Quo des Engpassmanagements ab, wobei die Abregelung von EE- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK) minimiert wird, ohne dabei die Kosten des Engpassmanagements zu berücksichtigen. Als Ergebnis des Modells liegen dann netzknotenscharfe Zeitreihen für die Abregelung aus EE sowie die veränderte Stromerzeugung aus KWK-Anlagen über ein Jahr vor.

Es wird davon ausgegangen, dass trotz Maßnahmen des VNB, die zu einer Erhöhung oder Verringerung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen durch Engpassmanagementmaßnahmen führen, eine ausgeglichene Leistungsbilanz sichergestellt ist. Dabei wird angenommen, dass der VNB ähnlich wie beim Redispatch auf Übertragungsnetzebene für den Ausgleich seiner Eingriffe verantwortlich ist, d. h. bei Reduktion der Erzeugungsleistung eines Kraftwerks ein anderes Kraftwerk zur Erhöhung seiner Leistung aufgefordert wird. Der Ausgleich der Leistungsbilanz des 110 kV-Netzes in Schleswig-Holstein erfolgt mithilfe von Kraftwerkskapazitäten des deutschen bzw. europäischen Energiesystems, in welches das Netzgebiet integriert ist. Somit kann eine Reduktion der Stromerzeugung in Schleswig-Holstein bspw. zu einer Reduktion der Stromexporte in die umliegenden Netzgebiete oder gar zu einer Umkehrung hin zu Stromimporten führen. Der Austausch mit diesem Netzverbund ist durch die Kapazität der Kuppelstellen aus dem 110 kV Netz in Schleswig-Holstein in das Übertragungsnetz begrenzt. Es wird angenommen, dass der VNB die Maßnahmen für diesen Ausgleich der Leistungsbilanz antizipieren und über Transaktionen am Großhandelsmarkt vornehmen kann. Die Kosten für die daraus entstehende Veränderung des Austausches mit dem Großhandelsmarkt werden anhand der Preise der Day-Ahead Auktion des Marktgebiets

Deutschland-Österreich-Luxemburg ermittelt. Hierzu wird eine Regression des Großhandelspreises in Abhängigkeit der Residuallast vorgenommen und im Modell verwendet.

4.1.2 Annahmen und verwendete Daten

Das Engpassmanagement-Modell wurde für das Jahr 2015 entwickelt und kalibriert, d. h. sowohl die Wetterdaten als auch die Daten für die installierte Leistung der konventionellen und regenerativen Kraftwerke in Schleswig-Holstein beziehen sich auf das Jahr 2015. Das 110-kV-Netz für Schleswig-Holstein wurde u. a. auf Grundlage einer Netzübersichtskarte des damaligen Netzbetreibers EON Netz GmbH (EON Netz 2014), mithilfe von Daten aus der Datenbank des Openstreetmap-Projektes (OSM 2016) und weiteren Quellen wie Pressemitteilungen modelliert. Es besteht aus Netzknoten, Leitungen und Transformatoren zwischen dem 110 kV Netz und dem Übertragungsnetz auf den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Von den 197 Netzknoten sind 124 Knoten Abbildungen realer Umspannwerke, denen Last und Erzeugung zugeordnet werden können. (Schermeier 2018a)

Die Modellierung sowie Regionalisierung der Stromnachfrage erfolgt gemäß der Methodik aus Schermeier et al. (2018b) und Ringler et al. (2016) und basiert auf Angaben des Statistikamts Nord (2016) und des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung in Schleswig-Holstein (MELUR 2017). Die Nachfrage der Sektoren Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Industrie und Verkehr (Schienenfahrzeuge) beträgt im Jahr 2015 insgesamt 13,3 TWh.

Die Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen wird mithilfe von physikalischen Modellen abgebildet. Dazu werden Wetterdaten wie Globalstrahlung und Windgeschwindigkeit¹ sowie technische Details von über 500 verschiedenen Wind-Turbinentypen² verwendet. Für die installierte Leistung und die entsprechenden Geokoordinaten der Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden die Datenbanken von The Wind Power (2017) und EnergyMap (2015) herangezogen. Die Stromerzeugung aus Biomasse und sonstigen erneuerbaren Energien ist in Schleswig-Holstein relativ gering und als konstant angenommen. (Schermeier 2018a)

Des Weiteren berücksichtigt das Modell überwiegend steinkohlebefeuerte KWK-Anlagen in Fernwärmesystemen sowie die Wärmenachfrage. Letztere bildet den Heizwärme- und Warmwasserbedarf ab und bezieht dabei sowohl den jährlichen als auch untertägigen Verlauf ein. Um einen Startwert für das Engpassmanagement-Modell zu erhalten, wird zunächst die kostenminimale Einsatzplanung der KWK-Anlagen für das gesamte Jahr ermittelt. Zwei weitere mineralölbefeuerte Kraftwerke in Schleswig-Holstein sind sowohl aufgrund ihrer hohen variablen Kosten sowie ihres hohen Alters nicht im Modell abgebildet.

Da das Modell das Übertragungsnetz nicht detailliert abbildet, können nur die in der Hochspannungsebene verursachten Netzengpässe modelliert werden. Netzengpässe, die ihre Ursache im Übertragungsnetz haben und dadurch bspw. die Einspeisung der EE-Erzeugung in höhere Spannungsebenen beschränken, werden dadurch vernachlässigt.

4.1.3 Erweiterung um Nachfrage durch Elektrofahrzeuge

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird das von Schermeier (2018a) entwickelte Modell im Rahmen der vorliegenden Arbeit um die regional aufgelöste Nachfrage der E-PKW erweitert. Schermeier modelliert die Nachfrage für die verschiedenen Sektoren und Netzknoten, indem er normierte sektorenspezifische Lastprofile mit dem Jahresstromverbrauch der Verbrauchergruppen (MWh/Jahr) für jeden Netzknoten skaliert.

Um die Ergebnisse der Einsatzplanung aus dem C2V Modell adäquat berücksichtigen zu können, wird im Engpassmanagement-Modell die Nachfrage von E-PKW als Eingangsparameter in Form einer Zeitreihe über ein Jahr für jeden Netzknoten

¹ Die Daten werden von der anemos GmbH bezogen und basieren auf Reanalyse-Daten der „Modern-Era Retrospective Analysis For Research and Applications“ (MERRA) der NASA (National Aeronautics and Space Administration) ermittelt (<https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis>) und mithilfe eines Wettermodells auf räumlich hochaufgelöste Raster skaliert.

² U. a. basierend auf den Datenbanken für Windturbinen des INL (2007) und Carrillo et al. (2013).

separat eingelesen. Dadurch können nicht nur Abweichungen in den benötigten Jahresenergiemengen, sondern auch regional unterschiedliche Ladestänge, welche durch die knotenspezifische Optimierung der Ladestrategie der E-PKW-Flotte entstehen, berücksichtigt werden. Darüber hinaus kann der E-PKW-Lastgang in den Zeitscheiben, in denen rückgespeist wird, auch negative Werte annehmen.

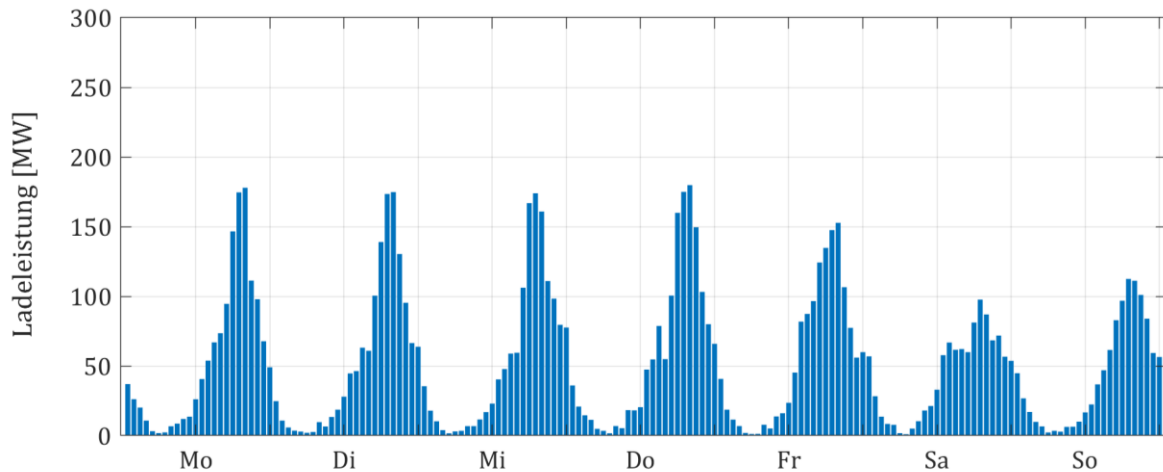


Abbildung 4.1: Aggregierter Wochenlastgang aller E-PKW in Schleswig-Holstein (Szenario S1, ungesteuertes Laden zuhause).

Die Eingangsdaten für die E-PKW-Lastgänge hängen vom untersuchten Szenario ab und werden wie in Abschnitt 4.3 beschrieben mittels Aggregation von simulierten Flexibilitätsprofilen einzelner E-PKW bestimmt (Abbildung 4.1).

4.1.4 Erweiterung um Spitzenlastkappung (Peakshaving)

In vereinzelt Fällen kann es vorkommen, dass die Lastspitzen nicht gedeckt werden können und somit das Engpassmanagement-Modell an einigen Tagen des Jahres keine Lösung findet. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass der VNB weitere Maßnahmen zur Sicherstellung des Netzbetriebs auf der Seite der neuen Verbraucher, d. h. der E-PKW, ergreift. Es wird dazu ein einfacher Peakshaving-Algorithmus entwickelt, implementiert und angewendet, um Gleichzeitigkeitseffekte, die bei sofortigem Laden nach Maximal-Ladestrategie entstehen (Held et al. 2019; März et al. 2019), zu reduzieren. Der folgende Algorithmus (vgl. Algorithmus 1) wird für alle Tage eines Jahres, in denen trotz Engpassmanagementmaßnahmen das Engpassmanagement-Modell zu keiner Lösung führt, ausgeführt:

1. Zunächst wird die Tages-Peakleistung $Peak_Ist$ bestimmt und der maximale Leistungsbezug auf x % von $Peak_Ist$ begrenzt: $Cap = x \cdot Peak$ (Z. 11).
2. Anschließend werden die Zeiträume $Peakshaving-Intervall$ bestimmt, in denen die Ladeleistung nach Maximal-Ladestrategie oberhalb des maximalen täglichen Leistungsbezugs liegt (Z. 14).
3. Für diese Zeiträume wird die Ladeleistung auf die Tages-Peakleistung Cap begrenzt (Z. 15).
4. Der Energiebedarf ($Delta-Energie$), der dadurch in diesen Zeiträumen nicht gedeckt werden kann, wird ermittelt (Z. 20).
5. Dieser Energiebedarf bestimmt die Ladeleistung (Z. 21), die insgesamt auf spätere Stunden des Tages verschoben wird, wobei der Zeitraum der Verschiebung so kurz wie möglich gehalten wird. Dafür wird in jeder Zeitstunde wie folgt vorgegangen:
 - I. Die neue, zu erhöhende Ladeleistung wird berechnet (Z. 25).

- II. Die zu verschiebende Ladeleistung wird aktualisiert, indem die in dieser Zeitstunde bereits verschobene Ladeleistung subtrahiert wird (Z. 27).
 - III. Die Schritte (Z. 23 – 28) werden solange wiederholt, bis die zu verschiebende Ladeleistung Null beträgt oder die letzte Zeitstunde des Tages erreicht wurde.
6. Falls die letzte Zeitstunde des Tages erreicht wird, ohne dass die gesamte zu verschiebende Ladeleistung verschoben werden konnte, ist die Lastverschiebung auf spätere Stunden des Tages nicht ausreichend. In diesem Fall wird die übrige zu verschiebende Ladeleistung analog dem oben beschriebenen Vorgehen auf frühere Stunden verlagert (Z. 29 – 37).
 7. Die neue Ladeleistung wird bestimmt (Z. 38) basierend auf
 - I. für die von Peakshaving betroffenen Intervalle mit der reduzierten Ladeleistung Leistung-
 - II. für die Intervalle, in die Last verschoben wurde mit Leistung+
 - III. für alle anderen Intervalle mit der ursprünglichen Ladeleistung
 8. Der Algorithmus wird für die Tage, an denen das Engpassmanagement-Modell zu keiner Lösung führt, mit $x \in \{50; 60; 70; 80; 90\}$ ausgeführt (vgl. Abbildung 4.2 für einen Netzknoten). Anschließend wird der Lastgang nach Maximal-Ladestrategie an den betreffenden Tagen solange mit dem angepassten Lastgang von 90%iger bis zu 50%iger Spitzenlastkappung ersetzt, bis das Engpassmanagement-Modell lösbar wird (Z. 42ff).

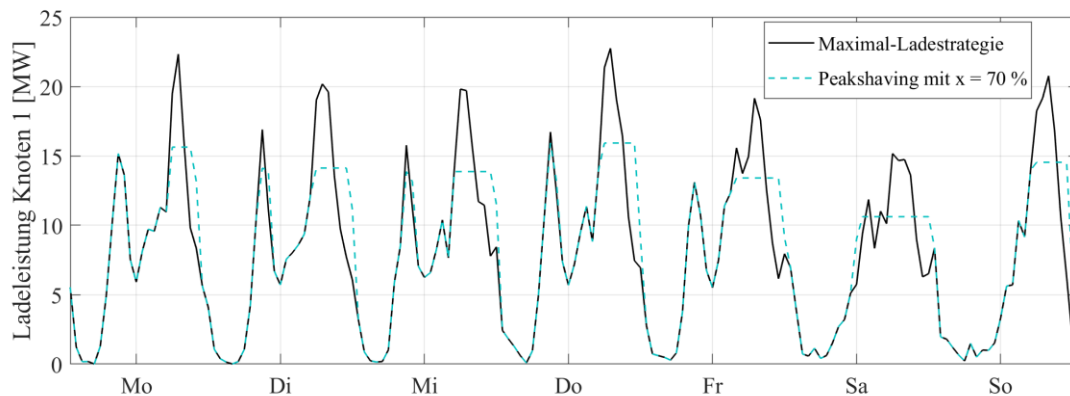


Abbildung 4.2: Ladeleistung im Fall ungesteuerten Ladens nach Maximal-Ladestrategie (vgl. Abschnitt 4.3) sowie nach Spitzenlastkappung für $x = 70\%$ in Szenario S4.

Dieser Mechanismus könnte so zukünftig beispielsweise nach § 14a EnWG (2005) zur netzdienlichen Steuerung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung Anwendung finden, indem der Netzbetreiber für die kritischen Zeitpunkte ein Signal zur Leistungsunterbrechung oder -reduktion an die E-PKW sendet.

```

1  sets Days  $d \in D = \{1,2,\dots,365\}$ ; Nodes  $n \in N = \{1,2,\dots,197\}$ ; Hours  $h \in H = \{1,2,\dots,24\}$ ;
   Cuts  $x \in X = \{90\%,80\%,\dots,50\%\}$ 
2  solve Engpassmanagementmodell using Leistung_ASAP
3  if result = feasible
4  | quit
5  elseif result = infeasible
6  | Peakshaving_Tage = get(d, where result=infeasible)
7  | for x = 90%...50%
8  |   for d  $\in$  Peakshaving_Tage
9  |     for n = 1...197
10 |       Peak_Ist = Max{Leistung_ASAP(d,n,h),  $\forall h$ }
11 |       Cap(d,n) = x · Peak_Ist
12 |       for h=1...24
13 |         if Leistung_ASAP(d,n,h) > Cap(d,n)
14 |           | Peakshaving-Intervall(d,n,h) = true
15 |           | Leistung-(d,n,h) = Cap(d,n)
16 |         elseif Leistung_ASAP(d,n,h) ≤ Cap(d,n)
17 |           | Peakshaving-Intervall(d,n,h) = false
18 |         end
19 |       end
20 |       Delta-Energie(n,d) = sum(Leistung_ASAP(d,n,h) – Leistung-(d,n,h),  $\forall h$ )
21 |       Delta-Energie(n,d) → Verschiebe-Leistung
22 |       h_start = find(h, where Peakshaving-Intervall(h) = false & Peakshaving-Intervall(h-1) = true)
23 |       for h= h_start...24
24 |         while Verschiebe-Leistung > 0
25 |           | Leistung+(d,n,h) = min{Cap(d,n), Leistung_ASAP(d,n,h)+Verschiebe-Leistung}
26 |         end
27 |         Verschiebe-Leistung = Verschiebe-Leistung – verschobene_Leistung(d,n,h)
28 |       end
29 |       if h = 24 & Verschiebe-Leistung > 0
30 |         h_start = find(h, where Peakshaving-Intervall(h) = false & Peakshaving-Intervall(h+1) = true)
31 |         for h= h_start...1
32 |           while Verschiebe-Leistung > 0
33 |             | Leistung+(d,n,h) = min{Cap(d,n), Leistung_ASAP(d,n,h)+Verschiebe-Leistung}
34 |           end
35 |           Verschiebe-Leistung = Verschiebe-Leistung – verschobene_Leistung(d,n,h)
36 |         end
37 |       end
38 |       Leistung+(d,n,h) & Leistung-(d,n,h) & Leistung_ASAP(d,n,h) → Leistung_neu(d,n,h)
39 |     end
40 |   end
41 | end
42 | solve Engpassmanagementmodell using Leistung_neu
43 | if result = feasible
44 | | quit
45 | elseif result = infeasible
46 | | goto line 6 & continue
47 | end
48 end

```

4.2 Lademanagement des Aggregators

Das im Folgenden beschriebene C2V-Modell bildet das Lademanagement, bzw. die Einsatzplanung eines Aggregators für die gesamte E-PKW-Flotte an einem Netzknoten ab. Jede E-PKW-Flotte wird dabei als eine hypothetische Batterie modelliert. Jeder Netzknoten entspricht einem lokalen Marktgebiet. Das Laden der E-PKW-Flotte ist sowohl über Bezug über das lokale Marktgebiet möglich (im Folgenden „Marktbezug“ genannt), als auch über den lokal zur Verfügung stehenden Überschussstrom aus EE (Wind-, Photovoltaik- sowie Biomasse-Anlagen). Hauptbestandteil des Modells ist ein lineares, gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem. Die Planung der Lade- und Entladevorgänge erfolgt in jedem lokalen Marktgebiet separat.

4.2.1 Ladestrategien und Zielfunktionen

Im Folgenden werden die zu entwickelten Ladestrategien erläutert. Die erste Ladestrategie zielt auf eine maximale Nutzung der EE-Abregelung zum Laden ab, die zweite auf kostenminimales Laden.

EE-maximierende Ladestrategie

Die erste Ladestrategie wird mittels einer Zielfunktion umgesetzt, welche die Nutzung der am Netzknoten beobachteten abgeregelten EE-Leistung maximiert. Dadurch wird das Laden (andernfalls) abgeregelter EE-Energie priorisiert (Zielfunktion (1a), Abschnitt 4.2.3). Da der verwendete CPLEX-Solver Minimierungsprobleme löst, wird die Zielfunktion durch Negation als Minimierungsproblem formuliert (1b).

Kostenminimierende Ladestrategie

Für die kostenminimierende Ladestrategie werden die Strombezugskosten für das Laden der E-PKW-Flotte abzüglich der Erlöse durch den Verkauf von Energie am Strommarkt durch V2G minimiert. Dies entspricht der Maximierung des Deckungsbeitrags. Für die bezogene Ladeleistung aus dem Netz fallen neben dem Marktpreis pr_t^M auch Netznutzungsentgelte NNE^M an. Für die aus der Abregelung bezogene Leistung werden sowohl Preis pr_t^{EE} als auch spezifische Netznutzungsentgelte NNE^{EE} angesetzt (Zielfunktion (2a), Abschnitt 4.2.3). Im Folgenden wird die Behandlung des Marktpreises im C2V-Modell genauer erläutert.

Preisbildung im lokalen Energiemarkt

Die Berücksichtigung der Einflüsse auf den Preisbildungsmechanismus wirkt sich auf die mathematische Formulierung des C2V-Modells (Abschnitt 4.2.2) aus. Ziel dieser Arbeit ist u. a. die Untersuchung der Auswirkungen einer kostenminimierenden, d. h. preisabhängigen Ladestrategie. In der Praxis ist dieser Preis von verschiedenen Faktoren abhängig. Insbesondere können in Strommärkten sogenannte Lawineneffekte auftreten, welche Überreaktionen verschiebbarer Lasten bezeichnen (vgl. Ensslen et al. 2018). Wenn mehrere flexible Verbraucher ihre Stromnachfrage nach derselben preisminimierenden Strategie zeitgleich anpassen, kann es zu einem plötzlichen Lastanstieg in Zeiten niedriger Strompreise kommen.

Lawineneffekte bzw. die damit einhergehenden hohen Lastspitzen könnten vermieden werden, wenn die Rückkopplungseffekte der (veränderten) Nachfrage auf den Marktpreis bspw. in der Biet- und Ladestrategie des Aggregators berücksichtigt werden. Dies wäre durch eine Modellierung des Preisbildungsmechanismus des lokalen Energiemarkts z. B. durch die Integration eines agentenbasierten Marktmodells möglich. Wenn der Marktpreis im C2V-Modell als modellendogen berechnete Preisprognose umgesetzt würde, könnte u. a. ein Preisanstieg bei höherer Nachfrage abgebildet werden. Der Preis müsste dafür als Funktion der Residuallast des betreffenden lokalen Marktgebiets formuliert werden. Ein vereinfachter Ansatz ist über eine lineare Regression der Form $Preis = a + b \cdot Residuallast$ möglich (vgl. hierzu Schermeyer 2018a). Hierbei zeigen sich zwei Herausforderungen. Erstens ist es fragwürdig, ob die Verwendung der Funktion für eine durch

die E-PKW resultierende, potenziell sehr hohe Nachfrage – für gesamt Deutschland bspw. über 100 GW – zulässig ist³. Zweitens würde dadurch die kostenminimierende Zielfunktion des C2V-Modell quadratisch und nicht konvex werden. Grund hierfür ist der negative Koeffizient $-b$ für die rückgespeiste Leistung:

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\begin{aligned} & ((pr_t^M + b \cdot P_t^{N,bez}) + NNE^M) \cdot P_t^{N,bez} \\ & + (pr_t^{EE} + NNE^{EE}) \cdot P_t^{EE,nutz} - (pr_t^M + b \cdot P_t^{N,ein}) \cdot P_t^{N,ein} \end{aligned} \right] \cdot \Delta t \quad \forall t \in T \quad (2b)$$

Quadratische Optimierungsprobleme sind mit anderen Verfahren lösbar, nicht jedoch nicht konvexe Modelle. Der zweiten Herausforderung könnte durch eine Herauslösung der Preisprognose aus dem C2V-Optimierungsmodell begegnet werden. Einsatzplanung und Preisaktualisierung könnten iterativ vorgenommen werden. Dabei könnte die Einsatzplanung bspw. in 10 %-Schritten für die elektrische Nachfrage der E-PKW vorgenommen werden. Nach der Optimierung der ersten 10 % einer Flotte könnte die Preisfunktion aktualisiert werden. Unter Verwendung des Gradienten der linearen Regression würde der Preis wie folgt neu berechnet werden: $Preis^{neu} = Preis^{alt} + b \cdot (P_t^{N,bez} - P_t^{V2G})$

Auch bei diesem Ansatz der modellendogenen Preisermittlung zeigen sich zwei Probleme. Erstens wird auch hier eine fragwürdige Gültigkeit der linearen Regression im Bereich sehr hoher Residuallast unterstellt. Zweitens wäre ein Verfahren der Aggregation der Flexibilitätspotenziale auf Flottenebene für Netzknoten mit wenigen Fahrzeugen nicht geeignet, sodass hierfür ggf. ein kombinierter Ansatz aus Lademanagement für individuelle E-PKW sowie Lademanagement für E-PKW-Flotten entwickelt werden müsste.

Aus den genannten Gründen wird der Aggregator im C2V-Modell als Preisnehmer abgebildet und die Zielfunktion (2a) für die kostenminimierende Ladestrategie gewählt. Dadurch werden Rückkopplungseffekte vernachlässigt, d. h. die Kauf- bzw. Verkaufsentscheidungen des Aggregators haben im Modell keine Auswirkungen auf den Strommarktpreis.

4.2.2 Beschreibung des Optimierungsproblems Curtailment-to-Vehicle (C2V)

Für jedes lokale Marktgebiet werden separate Modellinstanzen aufgestellt und gelöst. Die Optimierung erfolgt rollierend für einen zeitlichen Horizont von jeweils einer Woche. Das Modell ermittelt die Einsatzplanung der gesamten E-PKW-Flotte, welche durch Zeitreihen für die optimalen Lade- und Entladeleistungen sowie den optimalen Ladezustand der Gesamtflotte abgebildet wird. Sowohl uni- als auch bidirektionales Laden wird im Folgenden mit „gesteuertem Laden“ bezeichnet. Im Falle gesteuerten, bidirektionalen Ladens wird der Begriff V2G verwendet. Da das folgende Optimierproblem für jeden Netzknoten separat aufgestellt und gelöst wird, wird darauf verzichtet, Indizes für die betreffenden Netzknoten aufzuführen. Entscheidungsvariablen sind in der folgenden Modellformulierung fett hervorgehoben.

³ Für den Day-Ahead Markt liegen für das Jahr 2015 in diesem Bereich keine Datenpunkte vor. Auch im Jahr 2018 ist die installierte elektrische Erzeugungslleistung aller nicht erneuerbarer Energieträger und somit die gesicherte Erzeugungslleistung des deutschen Kraftwerksparks auf 103 GW begrenzt (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020).

Modellformulierung Curtailment-to-Vehicle

$$\max \sum_{t=1}^T P_t^{EE,nutz} \quad (1a)$$

$$\min \sum_{t=1}^T -P_t^{EE,nutz} \quad (1b)$$

$$\min \sum_{t=1}^T [(pr_t^M + NNE^M) \cdot P_t^{N,bez} + (pr_t^{EE} + NNE^{EE}) \cdot P_t^{EE,nutz} - pr_t^M \cdot P_t^{N,ein}] \cdot \Delta t \quad (2a)$$

unter folgenden Restriktionen:

$$P_t^l \cdot b^g + P_t^{l,max} \cdot n_k \cdot (1 - b^g) + P_t^{N,ein} = P_t^{EE,nutz} + P_t^{N,bez} + P_t^{V2G} \cdot b^{V2G} \quad \forall t \in T \quad (3)$$

$$P_t^{N,bez} \leq M \cdot b_t^l \quad \forall t \in T \quad (4)$$

$$P_t^{N,ein} \leq M \cdot b_t^r \quad \forall t \in T \quad (5)$$

$$P_t^{EE} = P_t^{EE,nutz} + P_t^{EE,ueber} \quad \forall t \in T \quad (6)$$

$$P_t^{EE,nutz} \leq P_t^l \cdot b^g + P_t^{l,max} \cdot n_k \cdot (1 - b^g) \quad \forall t \in T \quad (7)$$

$$P_t^l \cdot b^g + P_t^{l,max} \cdot n_k \cdot (1 - b^g) \leq M \cdot b_t^l \quad \forall t \in T \quad (8)$$

$$P_t^l \cdot b^g \leq P_t^{max} \cdot n_k \cdot b^g \quad \forall t \in T \quad (9)$$

$$SOC_t^l \cdot K \cdot b^g = P_t^l \cdot \Delta t \cdot b^g \quad \forall t \in T \quad (10)$$

$$SOC_t \cdot b^g = [SOC_{t-1} + SOC_t^l \cdot \eta - P_t^{V2G} \cdot \Delta t \cdot (K \cdot \eta)^{-1} \cdot b^{V2G} - SOC_t^f] \cdot b^g \quad \forall t \in T \setminus \{t_1\} \quad (11)$$

$$SOC_1 \cdot b^g = SOC^{Start} \cdot b^g \quad t = 1 \quad (12)$$

$$SOC_e \cdot b^g = SOC^{Start} \cdot b^g \quad t = e \quad (13)$$

$$SOC_t \cdot b^g \geq SOC_t^{min} \cdot b^g \quad \forall t \in T \quad (14)$$

$$SOC_t \cdot b^g \leq SOC_t^{max} \cdot b^g \quad \forall t \in T \quad (15)$$

$$P_t^{V2G} \leq M \cdot b_t^r \quad \forall t \in T \quad (16)$$

$$b_t^l + b_t^r \leq 1 \quad \forall t \in T \quad (17)$$

$$P_t^{V2G} \leq P_t^{max} \cdot n_k \cdot b^{V2G} \quad \forall t \in T \quad (18)$$

$$\sum_{t=t_x}^{t_x+168} P_t^{V2G} \cdot \Delta t \cdot b^{V2G} \leq E^{V2G} \cdot n_k \cdot b^{V2G} \quad \forall t_x \in T: t = 1, 169, \dots \quad (19)$$

$$\sum_{t=t_x}^{t_x+D} (P_t^l - P_t^{V2G}) \cdot \Delta t \cdot b^g \geq \sum_{t=t_x}^{t_x+D} P_t^f \cdot \Delta t \cdot b^g \quad \forall t_x \in T: t = 1, 1+D, \dots \quad (20)$$

$$b_t^r \leq 1 - b_t^{EE} \quad \forall t \in T \quad (21)$$

$$P_t^{N,bez} \cdot b^g \leq \min\{P_t^{max} \cdot n_k; P^{N,max} \cdot n_k\} \quad \forall t \in T \quad (22)$$

$$P_t^{N,ein} \cdot b^{V2G} \leq \min\{P_t^{max} \cdot n_k; P^{N,max} \cdot n_k\} \quad \forall t \in T \quad (23)$$

$$P_t^{N,ein}, P_t^{N,bez}, P_t^{EE,nutz}, P_t^{EE,ueber}, SOC_t, SOC_t^l, P_t^l, P_t^{V2G} \in \mathbb{R}_0^+ \quad \forall t \in T \quad (24)$$

$$b_t^l, b_t^r \in \{0,1\} \quad \forall t \in T \quad (25)$$

Leistungsbilanz

Für jeden Netzknoten wird eine Leistungsbilanz aufgestellt, wie sie in der Nebenbedingung (3) formuliert und in Abbildung 4.3 veranschaulicht ist. Die Bilanzierung erfolgt am Punkt A, d. h. es werden die Leistungsflüsse aus der EE-Abregelung, vom und zum lokalen Energiemarkt, sowie von und zur E-PKW-Flotte berücksichtigt. Die Bilanzgleichung muss zu jedem Zeitpunkt sowohl für den Fall des Ladens als auch für den Fall des Entladens der E-PKW-Flotte erfüllt sein. Dabei entspricht die von der E-PKW-Flotte geladene Leistung im Fall gesteuerten Ladens P_t^l oder im Fall ungesteuerten, sofortigen Ladens nach Maximalstrategie $P_t^{l,max}$ der Summe der Leistung, die von der EE-Abregelung $P_t^{EE,nutz}$ sowie vom Netz bzw. Strommarkt bezogen wird ($P_t^{N,bez}$). Sobald sich die E-PKW-Flotte im V2G-Modus befindet, entspricht die gesamte aus der E-PKW-Flotte rückgespeiste Leistung P_t^{V2G} der ins Netz eingespeisten Ladeleistung ($P_t^{N,ein}$). Wenn gesteuert geladen wird, ist der binäre Parameter b^g auf 1 gesetzt, bei ungesteuertem Laden auf 0.

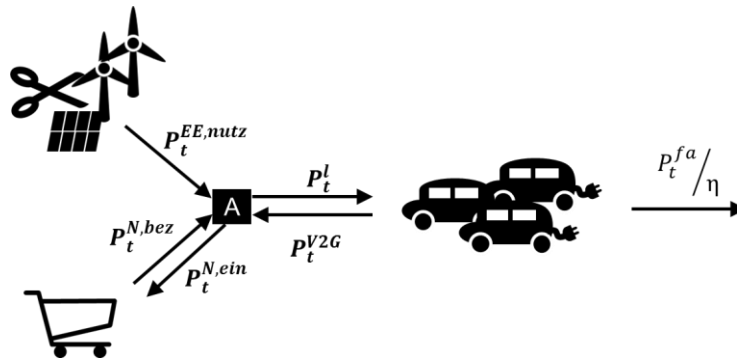


Abbildung 4.3: Leistungsbilanz am Netzknoten A im Fall gesteuerten Ladens.

Darüber hinaus kann nur dann Leistung vom Netz bezogen werden, wenn die E-PKW-Flotte lädt. Dies wird durch eine „Big M“-Nebenbedingung und eine Binärvariable b_t^l , die angibt, ob im jeweiligen Zeitschritt geladen wird (b_t^l), sichergestellt (4). Analog ist die Netzeinspeisung nur durch das Setzen der Binärvariablen für das Rückspeisen b_t^r möglich (5).

Ladevorgänge

Die abgeregelte Leistung aus erneuerbaren Energien P_t^{EE} wird in Nebenbedingung (6) als Zeitreihe je Netzknoten abgebildet und entspricht den modellierten Ergebnissen des Engpassmanagement-Modells. Diese abgeregelte Energie kann zum Laden der E-PKW-Flotte verwendet werden. Der Anteil, der nicht zum Laden genutzt wird, verbleibt als Überschuss $P_t^{EE,ueber}$. Die zum Laden genutzte Leistung aus EE-Abregelung kann höchstens so hoch sein wie die gesamt geladene Leistung, unabhängig davon, ob gesteuert geladen wird oder nicht (7). Die E-PKW dürfen nur dann geladen werden, wenn die Binärvariable gesetzt wird (8). Für den Fall gesteuerten Ladens gilt, dass die Ladeleistung der E-PKW-Flotte durch die maximale Ladeleistung gemäß standardisiertem Flexibilitätsprofil P_t^{max} (Abschnitt 4.3), skaliert auf die Flottengröße am Netzknoten, begrenzt ist (9).

Ladezustand der E-PKW-Flotte

Die Nebenbedingung (10) rechnet die Ladeleistung der Flotte unter Berücksichtigung der Kapazität K der hypothetischen Batterie der E-PKW-Flotte in den entsprechenden durchschnittlichen SOC-Wert der E-PKW-Flotte um⁴. Im Fall gesteuerten Ladens wird der durchschnittliche SOC der E-PKW-Flotte SOC_t bestimmt, indem der Ladezustand der vorherigen Periode um die geladene Energie erhöht bzw. um die entladene Energie reduziert wird (11). Ebenso wird hier die SOC-Änderung, die durch das Fahren der E-PKW-Flotte resultiert (SOC_t^f), berücksichtigt. Dieser Wert wird als Parameter vorgegeben und beinhaltet bereits Wandlungsverluste. Die Verluste, die durch Laden vom oder Entladen ins Netz entstehen,

⁴ Zur Berechnung von K sei auf Abschnitt 4.3 verwiesen.

werden in den Fahrzeugen bilanziert. Die Nebenbedingung (11) gilt erst ab dem zweiten Intervall. Zu Beginn der Optimierung wird der SOC (SOC_1) exogen vorgegeben (SOC^{start} , Nebenbedingung (12)).

Um eine rollierende Planung zu ermöglichen und eine vollständige, unrealistische Entladung der Gesamtflotte am Ende des Optimierhorizonts zu verhindern, wird der SOC zum Ende der Optimierung (SOC_e) wieder auf den Ausgangswert SOC^{start} fixiert (13). Der SOC muss dabei in den Grenzen von SOC_t^{min} und SOC_t^{max} bleiben. Der SOC_t^{min} ist dabei der SOC, der sich bei der Strategie des spätestmöglichen Ladens unter Sicherstellung der Mindestreichweite ergibt. Der SOC_t^{max} entspricht dem SOC bei sofortigem Vollladen nach Maximalstrategie (s. Abschnitt 4.3, Nebenbedingungen (14), (15)).

Rückspeisen

Rückspeisen der E-PKW-Flotte ins Netz ist möglich, wenn die Binärvariable b_t^r entsprechend gesetzt wird (16). Die Nebenbedingung (17) verhindert, dass die E-PKW-Flotte an einem Netzknoten gleichzeitig ge- und entladen und somit im Modell Energie „vernichtet“ wird. Ein solcher Fall könnte möglicherweise im Modell auftreten, um die Leistung aus abgeregelten EE zu minimieren, was physikalisch jedoch nicht möglich ist. Analog zum Laden wird im Fall von V2G die Rückspeiseleistung der E-PKW-Flotte durch die maximale Entladeleistung, skaliert auf die Flottengröße am Netzknoten, begrenzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die maximale Entladeleistung der maximalen Ladeleistung gemäß standardisiertem Flexibilitätsprofil P_t^{max} entspricht (18).

Begrenzung der rückgespeisten Energie

Es kann davon ausgegangen werden, dass auch V2G-fähige E-PKW zukünftig primär zu Mobilitätszwecken eingesetzt werden. In welchem Umfang die Fahrzeugnutzenden bereit sind, ihre Fahrzeugbatterie für das Rückspeisen zur Verfügung zu stellen und welche Auswirkungen dies auf die Degradation von Batterie und anderen Komponenten hat, ist derzeit Gegenstand der Forschung (Wolinetz et al. 2018; Hu et al. 2017; Marinelli et al. 2020; Wang et al. 2016).

Befragungen typischer Fahrzeugnutzender zeigen, dass Faktoren wie Reichweitenangst, minimale Reichweite, sowie Batteriealterung die Bereitschaft für V2G hemmen können (Geske und Schumann 2018; Sovacool et al. 2018). Es ist vorstellbar, dass einige der Bedenken in Zukunft adressiert werden können, wenn die Nutzenden relevante Betriebsparameter selbst wählen bzw. einstellen können. Beispielsweise könnte die minimale Reichweite zum Abfahrtszeitpunkt voreingestellt werden (wie z. B. in Ensslen et al. 2019). Im Rahmen dieser Arbeit wird diese Möglichkeit in der Simulation der Flexibilitätsprofile berücksichtigt (vgl. Abschnitt 4.3). Ein weiterführender Ansatz, um Ängsten hinsichtlich einer zusätzlichen Batteriealterung zu begegnen, ist die Limitierung der zyklischen Batteriealterung (19). Da der Energiedurchsatz ein wesentlicher Treiber für die zyklische Alterung ist (vgl. Abschnitt 2.4.3), wird im C2V-Modell die für das Rückspeisen freigegebene Energiemenge E^{V2G} für einen begrenzten Zeitraum (hier: eine Woche) und jede E-PKW-Flotte auf einen vorgegebenen Betrag begrenzt. Perspektivisch könnte E^{V2G} durch die Fahrzeugnutzenden vorgegeben werden.

Einschränkung des Lastverschiebepotenzials

Große Reichweiten der E-PKW bei gleichzeitig geringen durchschnittlichen täglichen Fahrleistungen führen dazu, dass oftmals keine Notwendigkeit für tägliches Laden besteht. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Fahrzeugbatterie regelmäßig, insbesondere vor längeren Fahrten, vollständig geladen wird. Dabei wird auch die Energiemenge „ausgelassener“ Ladevorgänge geladen. Aktuelle Forschungsprojekte bestätigen, dass E-PKW-Nutzende nicht mehr täglich laden (Pfab et al. 2016). Die Annahme einiger Energiesystemmodelle, dass die für die Fahrten benötigte Energie auch am selben Tag wieder geladen werden muss (z. B. Heinrichs (2013)) erscheint daher zu konservativ. Andererseits muss gerade im Fall von V2G der Mobilitätsbedarf sichergestellt werden. Daher wird eine Restriktion (20) zur Begrenzung der Lastverschiebedauer eingeführt, die im Fall gesteuerten Ladens aktiv wird. Über die Dauer von D Perioden muss mindestens so viel Energie geladen werden und abzüglich der durch V2G entladenen Energie im Fahrzeug verbleiben, wie im selben Zeitraum zum Fahren verwendet wird (P_t^f).

Vermeiden zusätzlicher Netzbelastung

Um eine Verschärfung von Netzengpässen zu vermeiden, wird davon ausgegangen, dass nur in Zeiten ohne Abregelung ins Netz zurückgespeist werden darf. Eine Umsetzung könnte bspw. über eine Quotierung der Netznutzung erfolgen (vgl. Abschnitt 3.4). Dafür wird ein zeitabhängiger, binärer Parameter eingeführt, der angibt, ob Abregelung stattfindet oder nicht (21).

Weiterhin ermöglicht das gesteuerte Laden Arbitragegeschäfte zwischen dem Strommarkt und der EE-Abregelung, d. h. zuvor geladene, abgeregelte Energie kann bei hohen Strommarktpreisen rückgespeist werden. Da der Aggregator im Modell Preisnehmer ist (vgl. Abschnitt 4.2.3), können durch die Optimierung unrealistische Gleichzeitigkeitseffekte beim Marktbezug auftreten, die zu neuen Lastspitzen führen, welche das Netz stark belasten und möglicherweise sogar neue Engpässe auslösen. Um diese zusätzliche Netzbelastung durch E-PKW zu verhindern, wird im Fall gesteuerten Ladens die maximale Netzbezugsleistung der E-PKW-Flotte an einem Netzknoten weiterhin begrenzt auf einen vorgegebenen Wert $P^{N,max}$ (22). Eine höhere Ladeleistung im Fall verfügbarer EE-Abregelung bleibt dennoch möglich. Dasselbe Vorgehen wird für die Begrenzung der Rückspeiseleistung gewählt (23).

4.2.3 Annahmen und verwendete Daten

Rollierende Optimierung

Der rollierende Ansatz ist für den Zeitraum eines gesamten Jahres so implementiert, dass die Ladestrategie für eine E-PKW-Flotte jeweils über ein Zeitfenster von einer Woche optimiert wird. Das Zeitfenster für die nächste Optimierung beginnt jeweils nach dem siebten Tag der Vorperiode. Das C2V-Modell wird für das Jahr 2015 angewendet, wodurch die erste Optimierung am 1. Januar 2015 startet. Somit beginnen die Zeitfenster jeweils donnerstags und enden mittwochs. Das gesamte Wochenende, an dem viele Fahrzeuge stehen (s. Abbildung 4.8), liegt mitten in diesen Zeitfenstern.

Eingangsparameter

Der entwickelte und in Abschnitt 4.2.1 beschriebene Ansatz impliziert, dass perfekte Voraussicht bezüglich der verfügbaren Abregelung erneuerbarer Energien, der Marktpreise, sowie der Flexibilität der E-PKW-Flotte herrscht. Abbildung 4.4 zeigt den Verlauf der aus dem Engpassmanagement-Modell resultierenden EE-Abregelung P_t^{EE} über ein Jahr für ganz Schleswig-Holstein.

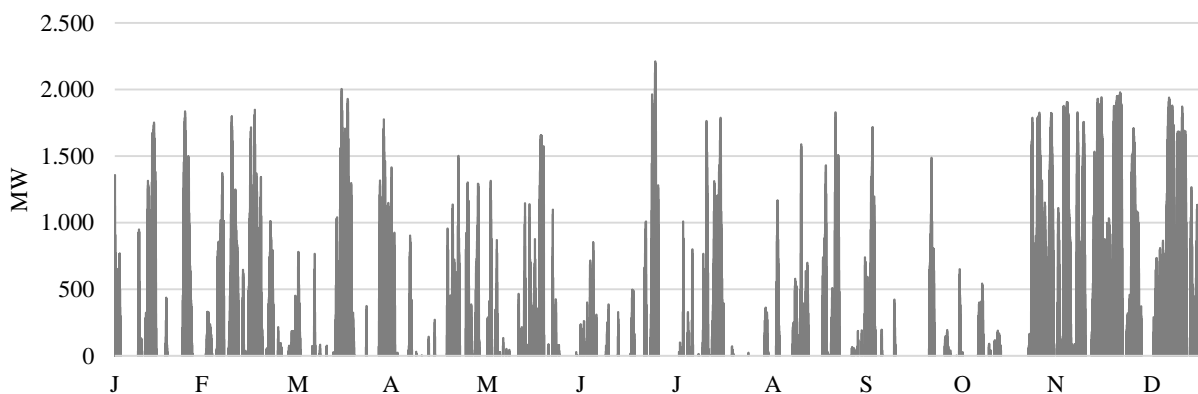


Abbildung 4.4: Modellierter Verlauf der EE-Abregelung in Schleswig-Holstein im Jahr 2015.

Neben der Zeitreihe für die netzknotenscharfe, aus dem Engpassmanagement des Verteilnetzbetreibers resultierende EE-Abregelung gehen weitere Eingangsparameter in das Modell C2V ein. Die zeitliche Auflösung des Modells Δt beträgt 1 h. Der zeitliche Horizont einer Instanz des C2V Modells beträgt eine Woche, d. h. 168 h. Für die Nebenbedingungen 2, 3, 6 und 13 wird M auf 1.000.000.000 festgelegt (Tabelle 1).

Tabelle 1: Allgemeine Parameter für das C2V-Modell.

Parameter	Wert	Einheit
Δt : Zeitschritt	1	h
T : Zeithorizont einer Optimierung	168	h
M : Sehr große Zahl	$1 \cdot 10^9$	-

Der durchschnittliche Wirkungsgrad der Gesamtflotte η bestehend aus E-PKW und Ladepunkten beträgt über alle Leistungsklassen und Lademodi hinweg jeweils für die Lade- und Entladevorgänge 90 % (Erdogan et al. 2018; van Vliet et al. 2011). Batterieverluste durch Selbstentladung werden vernachlässigt.

Im Fall gesteuerten Ladens wird die maximale Netzbezugs- sowie -einspeiseleistung der gesamten E-PKW-Flotte an einem Netzknoten auf einen vorgegebenen Wert $P^{N,max}$ begrenzt (Gleichung 26). Dieser Wert könnte über regulatorische Maßnahmen vorgegeben werden. Es ist vorstellbar, dass gesteuertes Laden zukünftig nur in dem Ausmaß zulässig sein wird, in dem keine zusätzliche Netzbelastung in Form von Lastspitzen, die über die maximale Leistung im Fall sofortigen Ladens hinausgehen, entstehen. Die aus Netzsicht maximal erlaubte Netzbezugs- und Einspeiseleistung der E-PKW-Flotte an einem Netzknoten wird auf Grundlage der maximalen Ladeleistung des Standardladelastprofils im Fall ungesteuerten, sofortigen Ladens ermittelt. Der Wert $P^{N,max}$ hängt von der maximalen Ladeleistung der E-PKW-Flotte ab (vgl. Abschnitt 4.3.5). Er wird wie folgt ermittelt und beträgt je nach Szenario zwischen 0,60 – 0,78 kW/E-Pkw (Tabelle 2).

$$P^{N,max} = \max\{P_1^{l,max}, P_2^{l,max}, \dots, P_T^{l,max}\} \quad \forall t \in T \quad (26)$$

Tabelle 2: E-PKW- und Ladeinfrastruktur-Parameter für das C2V-Modell.

Parameter	Wert	Einheit
η : Durchschnittlicher Wirkungsgrad für das Laden der Gesamtflotte, jeweils für Laden und Entladen	90	%
$P^{N,max,S1}$: Maximale Netzbezugs- sowie -einspeiseleistung je E- PKW im Szenario S1	0,78	kW/E-PKW
$P^{N,max,S2}$: Maximale Netzbezugs- sowie -einspeiseleistung je E- PKW im Szenario S2	0,60	kW/E-PKW
$P^{N,max,S3}$: Maximale Netzbezugs- sowie -einspeiseleistung je E- PKW im Szenario S3	0,66	kW/E-PKW
$P^{N,max,S4}$: Maximale Netzbezugs- sowie -einspeiseleistung je E-PKW im Szenario S4	0,66	kW/E-PKW

Aktuelle Forschungserkenntnisse deuten darauf hin, dass V2G für viele Anwendungsfälle aus Sicht der Batteriedegradation nicht kritisch ist (vgl. Abschnitt 2.4.3.4). Auch die folgende Berechnung zeigt, unter welchen Bedingungen die negativen Auswirkungen von V2G auf die Batterielebensdauer begrenzt werden können. Dabei wird davon ausgegangen, dass die zyklische Alterung maßgeblich von der Anzahl der Vollzyklen bestimmt wird⁵. Die simulierten E-PKW-Fahrprofile (Ab-

⁵ Die in Abschnitt 2.4.3.4 vorgestellte DOD-Abhängigkeit der zyklischen Lebensdauer wird für die folgenden Berechnungen vernachlässigt.

schnitt 4.3.1) zeigen, dass die Fahrzeuge für das Zurücklegen der Fahrten einen wöchentlichen Energiebedarf von durchschnittlich 38 kWh⁶ haben. Es wird davon ausgegangen, dass die durchschnittliche, maximal für V2G freigegebene Energiemenge je E-PKW E^{V2G} 100 kWh/Woche, d. h. etwas mehr als die doppelte für die Mobilität benötigte Energie beträgt. Für Batteriegrößen von 35 – 105 kWh (s. Abschnitt 5.1) bedeutet dies jährliche äquivalente Batterievollzyklen⁷ von 21 – 63 (Abbildung 4.5). Die jährlichen Vollzyklen können näherungsweise⁸ berechnet werden, indem die Summe aus um Wirkungsgrad korrigierter Jahresfahrtenenergie und rückgespeicherter Energie der E-PKW an einem Netzknoten durch die dort verfügbare Batteriekapazität dividiert wird.

Jährliche äquivalente Batterievollzyklen je Fahrzeug und Netzknoten =

$$\sum_t \left(\frac{P_t^f}{\eta} + P_t^{V2G} \right) \cdot \Delta t \cdot K^{-1} \quad (27)$$

Inklusive V2G würden sich bei einer Jahresfahrleistung von 12.500 km⁹ bzw. 2.000 kWh maximal 212 äquivalente Batterievollzyklen pro Jahr ergeben. Über eine Zeitspanne von 10 Jahren sind das höchstens 2.121 Vollzyklen. Selbst bei doppelter Fahrleistung fallen über den Zeitraum von 10 Jahren höchstens 2.760 Vollzyklen an. Dies ist insofern als unkritisch zu betrachten, als dass die zyklische Lebensdauer gängiger Lithium-Ionen-NMC-Batterien im Jahr 2016 bereits mit durchschnittlich 2.000 Zyklen angegeben wurde und für das Jahr 2030 mit 3.000 prognostiziert wird (IRENA 2017). Basierend auf den vorgestellten Überlegungen sowie aufgrund der gewählten Methodik der Einsatzplanung von E-PKW-Flotten (Abschnitt 4.3.5), welche kaum Rückschlüsse auf Fahrpläne und somit Batteriealterung einzelner Fahrzeuge zulässt, werden im C2V-Modell weder zyklische noch kalendarische Lebensdauer modelliert.

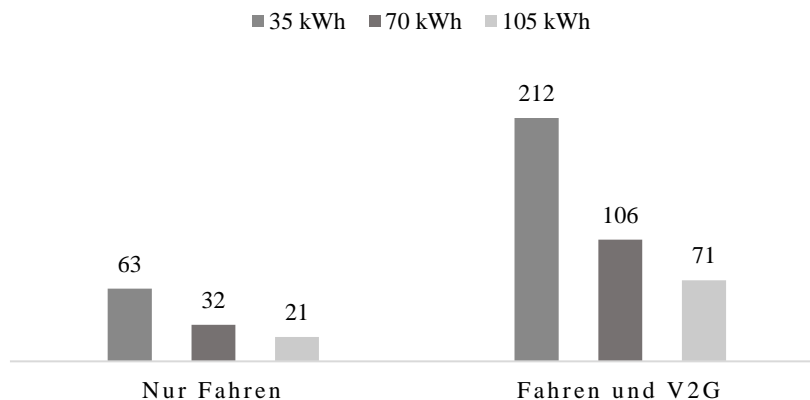


Abbildung 4.5: Äquivalente Batterievollzyklen pro Jahr für verschiedene Batteriegrößen bei einem jährlichen Fahrtenenergiebedarf von 2.000 kWh und der Ausreizung eines maximalen V2G-Kontingents von 100 kWh/Woche.

Neben den beschriebenen Eingangsdaten für die V2G-Restriktion sind auch Annahmen für die Einschränkung des Lastverschiebepotenzials erforderlich. Für die Bestimmung der maximalen Lastverschiebedauer wird wie folgt vorgegangen. Die Dauer der Zeitscheiben, über welche mindestens so viel Energie geladen werden und abzüglich der durch V2G entladene Energie im Fahrzeug verbleiben muss, basiert auf Erkenntnissen aktueller Forschungsprojekte zum Ladeverhalten erfahrener E-PKW-Nutzender. Es zeigt sich, dass E-PKW-Nutzende durchaus geringere SOC-Werte als 100 % bei Fahrtbeginn in Kauf nehmen, bspw. indem sie auf tägliches Laden verzichten. Eine Auswertung empirischer E-PKW-Ladedaten

⁶ Bei einer Jahresfahrleistung von 12.500 km, einem Energieverbrauch von 16 kWh/100 km und 90 % Wirkungsgrad.

⁷ Im Folgenden auch synonym kurz „Vollzyklen“ genannt.

⁸ Da nur ein hypothetisches Fahrzeug je Netzknoten modelliert wird, können die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen je nach Fahrzeug variieren.

⁹ Die durchschnittliche Fahrleistung aller Fahrzeuge mit konventionellem Antrieb, die als E-PKW abgebildet werden können, liegt je nach Szenario zwischen 12.430 – 13.249 km und Jahr (basierend auf Institut für Verkehrswesen, KIT (2019) und eigenen Berechnungen, vgl. Abschnitt 4.3).

am IIP zeigt, dass die Elektrofahrzeuge ca. 2 Mal pro Woche geladen werden, d. h. alle 3,5 Tage. Im Projekt „Gesteuertes Laden V3.0“ wurde über die Projektdauer ein Anstieg der durchschnittlichen wöchentlichen Ansteckhäufigkeit von 2,8 auf 3,7 Mal beobachtet, was einem Ladevorgang alle 2,5 – 3 Tage entspricht (Pfab et al. 2016). Daher wird der Parameter D auf 3,5 Tage festgelegt. Das Lastverschiebepotenzial einer E-PKW-Flotte kann also über einen Zeitraum von maximal 3,5 Tagen verschoben werden. Weitere Annahmen hinsichtlich nutzerspezifischer Parameter für das C2V-Modell finden sich in Tabelle 3.

Tabelle 3: Nutzerspezifische Parameter für das C2V-Modell.

Parameter	Wert	Einheit
D : Dauer, über welche mindestens so viel Energie geladen werden und nach Abzug der durch V2G entladene Energie im Fahrzeug verbleiben muss	$3,5 \cdot 24 = 84$	h
E^{V2G} : Durchschnittliche für V2G freigegebene Energiemenge je E-PKW	100	kWh/Woche

Lokaler Energiemarkt und Marktpreis

Die Annahmen der Marktparameter sind in Tabelle 4 zu finden. Um die Konsistenz zwischen dem Engpassmanagement-Modell und C2V zu gewährleisten, wird auch im Modell C2V ein Marktpreis aus dem Jahr 2015 herangezogen. Da ein lokaler Energiemarkt in Schleswig-Holstein bzw. in Deutschland Stand heute (noch) nicht existiert, kann für den Marktpreis pr_t^M für Strombezug und -verkauf nicht auf historische Marktpreise zurückgegriffen werden. Aus diesem Grund werden in der vorliegenden Arbeit die Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion des Marktgebiets Deutschland-Österreich-Luxemburg der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE verwendet (PHELIX). Abbildung 4.6 zeigt die Entwicklung der resultierenden Preise aus der Day-Ahead Auktion im Jahr 2015. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass die lokalen Marktgebiete ausreichend liquide sind, sodass auch eine hohe Anzahl von E-PKW hier ihre Flexibilität vermarkten kann. Der Aggregator ist als Preisnehmer abgebildet. Rückkopplungseffekte von Nachfrage und Strompreis werden vernachlässigt (vgl. Abschnitt 4.2.1).

Tabelle 4: Marktparameter und Preise für das C2V-Modell.

Parameter	Wert	Einheit
pr^d : Jahresdurchschnitt des Marktpreises (2015)	3,163	EUR-ct/kWh
pr_t^{EE} : Preis für Beschaffung von Energie aus EE-Abregelung	0	EUR-ct/kWh
NNE^M : Netznutzungsentgelte für am Strommarkt bezogene Energie	9,15	EUR-ct/kWh
NNE^{EE} : Netznutzungsentgelte für den Bezug von EE-Abregelung	0	EUR-ct/kWh
SAU : Steuern, Abgaben und Umlagen (EEG-Umlage, Stromsteuer und Netzentgeltbestandteile)	11,0	EUR-ct/kWh
USt : Umsatzsteuer	19	%

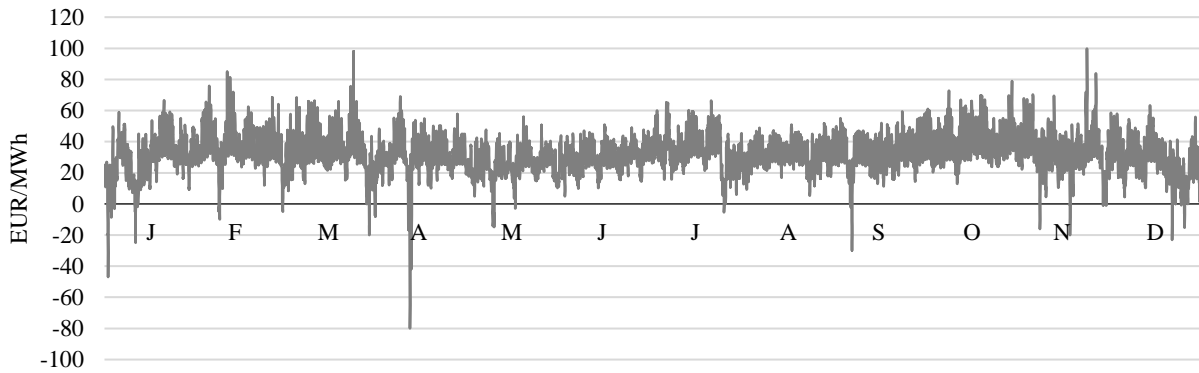


Abbildung 4.6: Entwicklung des Day-Ahead-Preises im Marktgebiet Deutschland-Österreich-Luxemburg 2015 (eigene Darstellung basierend auf EPEX Spot (2015)).

Koordinationsmechanismus für Laden von Überschussstrom

Eine weitere zugrundeliegende Annahme impliziert, dass ein Koordinationsmechanismus zwischen Netzbetreiber und Aggregator existiert. Dieser Mechanismus ermöglicht, dass Leistungs-Zeitreihen der verfügbaren, knotenscharfen EE-Abregelung aus dem Engpassmanagement-Modell an den Aggregator übermittelt werden (Abschnitt 4.1.1). Zudem wird ein damit verbundenes (statisches oder dynamisches) Preissignal vom Netzbetreiber an den Aggregator kommuniziert. Es wird angenommen, dass der Verteilnetzbetreiber den andernfalls abgeregelten Überschussstrom dem Aggregator zu einem Preis pr_t^{EE} von 0 €/MWh überlässt. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Mehrfachverwendung („Multi use“) des ge- und entladenen Stroms (das Laden von Überschussstrom, das Laden von über den lokalen Markt bezogener Energie sowie das Rückspeisen) mittels Messdaten genau erfasst werden kann.

Weitere Strompreisbestandteile

Es wird davon ausgegangen, dass ein entsprechendes Messkonzept technisch machbar und implementiert ist, sodass die entsprechenden Energieflüsse – einschließlich der Einspeisungen durch V2G – gemessen und erfasst werden. Dadurch ist es möglich, dass für die am Strommarkt bezogene Energie andere NNE anfallen als für den Bezug von Überschussstrom. In der vorliegenden Arbeit wird solch eine regulatorische Ungleichbehandlung von Überschuss- und Marktstrom angenommen (vgl. Abbildung 4.7).

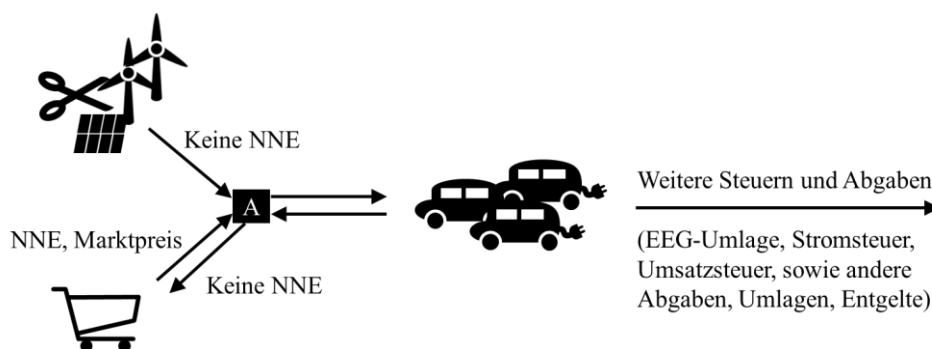


Abbildung 4.7: Annahmen zu Belastung der Energieflüsse mit NNE und weiteren Strompreisbestandteilen.

Unter der Annahme, dass der Überschussstrom über eine Art Redispatch-Mechanismus geladen wird, fallen hierfür keine NNE an. Es wird daher davon ausgegangen, dass der Überschussstrom von NNE befreit ist ($NNE^{EE}=0$). Für das entwickelte C2V-Modell (Abschnitt 4.2) wird davon ausgegangen, dass nur für das Kaufen und Laden von über den lokalen Energiemarkt bezogenen Strom in vollem Umfang NNE anfallen, die vom Aggregator für jede bezogene kWh zu zahlen sind. Laut Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2020) betragen die NNE für Haushalte in Schleswig-Holstein im Jahr 2019 zwischen 5,93 und 10,68 €/ct/kWh. Der mengenmäßige Mittelwert beträgt 9,15 €/ct/kWh. Daher wird der Parameter

für die mit dem Strombezug über den lokalen Energiemarkt einhergehenden Netznutzungsentgelte NNE^M der Wert 9,15 €-ct/kWh gewählt. Stand heute ist noch nicht abschließend geklärt, in welcher Höhe zukünftig NNE auf den Ladestrom anfallen (vgl. Abschnitt 3.4.3). Daher werden zur Untersuchung der Auswirkungen reduzierter NNE oder eines alternativen Wälzungsmechanismus der Kosten der Netznutzung in Abschnitt 5.3.2 Sensitivitätsanalysen vorgenommen.

Darüber hinaus werden weitere Strompreisbestandteile (zusätzlich zu Marktpreis und NNE) berücksichtigt. Hierzu zählen Stromsteuer, Umsatzsteuer, EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb, Konzessionsabgabe, § 19 StromNEV Umlage, Offshore-Haftungs-Umlage, sowie die Umlage für abschaltbare Lasten (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2020). Für diese weiteren Strompreisbestandteile wird angenommen, dass sie nur für die letzte Transaktion des Handels der betreffenden Energiemenge mit dem Ziel des Letztverbrauchs, d. h. des Fahrens, sowie für den geladenen Überschussstrom anfallen (vgl. Abschnitt 3.4.3, Abbildung 4.7).

Für die Berechnung werden diese Steuern, Abgaben und Umlagen (*SAU*) basierend auf mengengewichteten Durchschnittspreisen für die für die Fahrt benötigte jährliche Energiemenge angesetzt. Der Parameter *SAU* wird dafür auf 11 €-ct/kWh festgelegt (Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2016). Die Umsatzsteuer *USt* beträgt 19 % (vgl. Abschnitt 4.2.3). Für die Ermittlung der jährlichen Umsatzsteuer wird neben der Fahrtenenergie der durchschnittliche Marktpreis pr^d herangezogen. Dieser stellt den Mittelwert aller Ergebnisse der Day-Ahead-Auktion 2015 dar und beträgt 31,63 €/MWh. Die fixen Strompreisbestandteile werden in der Ergebnisanalyse berücksichtigt, sind jedoch für die Zielfunktion irrelevant.

Weitere Kosten, die bspw. mit der Installation der bidirektionalen Ladeinfrastruktur oder mit der operativen Umsetzung des Geschäftsmodells des Aggregators verbunden sind, werden als versunkene Kosten („sunk cost“) betrachtet und somit nicht weiter in der Fahrplanoptimierung des Aggregators berücksichtigt.

4.3 Flexibilität der Elektrofahrzeuge

Im Folgenden wird die Modellierung der Flexibilität der E-PKW basierend auf der Simulation synthetischer Mobilitäts- und Flexibilitätsprofile beschrieben (vgl. Heinz (2018)). Das in MATLAB implementierte MobiFlex-Simulationsmodell generiert Fahr- und Ladeprofile für E-PKW auf Basis der Daten des Mobilitätspanels Deutschland (Institut für Verkehrswesen, KIT 2019). Das MobiFlex-Modell wird kontinuierlich erweitert und beispielsweise um aktuelle Datensätze, graphische Auswertungen und neue Ladestrategien ergänzt. Im Folgenden wird die Variante des MobiFlex-Modells beschrieben, wie sie für die vorliegende Arbeit verwendet wird.

Abschnitt 4.3.1 erläutert die repräsentativen Mobilitätsdaten konventioneller Fahrzeuge, welche dem MobiFlex-Modell zugrunde liegen. In Abschnitt 4.3.2 wird deren Aufbereitung zu wöchentlichen Fahrprofilen erläutert. Nach einer Beschreibung des Vorgehens des MobiFlex-Modells zur Simulation einzelner Fahrzeug- und Ladeprofile (Abschnitt 4.3.3) werden die Eingangsdaten vorgestellt (Abschnitt 4.3.4). Die räumliche Aggregation der Flexibilität einzelner Fahrzeuge zu einem Flexibilitätspotenzial je Netzknoten wird in Abschnitt 4.3.5 vorgestellt.

4.3.1 Mobilitätspanel Deutschland

Die Simulation basiert auf der Mobilitätsenerhebung „Mobilitätspanel (MOP) Deutschland“ der Jahre 2017 – 2018 (Institut für Verkehrswesen, KIT 2019). Die MOP-Daten sind repräsentativ für das Mobilitätsverhalten der Bevölkerung in Deutschland. Durch Gewichtungen der (überwiegend mit konventionellen Antrieben ausgestatteten) PKW¹⁰ sind diese für Hubraum und Alter der PKW in Deutschland repräsentativ. Die Daten beziehen sich auf die Alltagsmobilität im Jahr 2017 von Mitgliedern privater Haushalte. Dafür haben diese im Herbst 2017 Wegetagebücher über den Verlauf einer Woche geführt und dabei kenntlich gemacht, über welchen Zeitraum sie mit welchen Verkehrsmitteln, zu welchem Zweck bzw. mit welchem Ziel und mit welcher Entfernung ihre Wege zurückgelegt haben. Der Datensatz des Jahres 2017 enthält plau-

¹⁰ In der Stichprobe der Erhebung der Tankbücher 2018 gab es unter den insgesamt 3.305 PKW 9 Elektrofahrzeuge, was 0,3 % entspricht.

sibilisierte Daten von 1.850 Haushalten mit insgesamt 3.074 Personen und 70.252 Wegen. Da die Daten zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfasst wurden, können Einflüsse von Wetterextremen auf das Mobilitätsverhalten verringert werden. Haushalte mit PKW haben im Frühjahr 2018 zudem Tankbücher geführt. Hier wurden über zwei Monate hinweg u. a. Fahrleistungen der PKW und getankte Kraftstoffmengen erfasst.

Abbildung 4.8 zeigt die Standorte der Fahrzeuge über den Verlauf einer Woche. Es zeigt sich, dass die meisten Fahrzeuge zuhause parken, gefolgt von der Arbeitsstelle. Auch bestätigt sich, dass die Fahrzeuge im Durchschnitt knapp eine Stunde pro Tag bewegt werden. Etwa 70 % aller PKW werden nur eine Stunde am Tag oder weniger gefahren, im Durchschnitt stehen sie 23,3 Stunden am Tag (Abbildung 4.9).

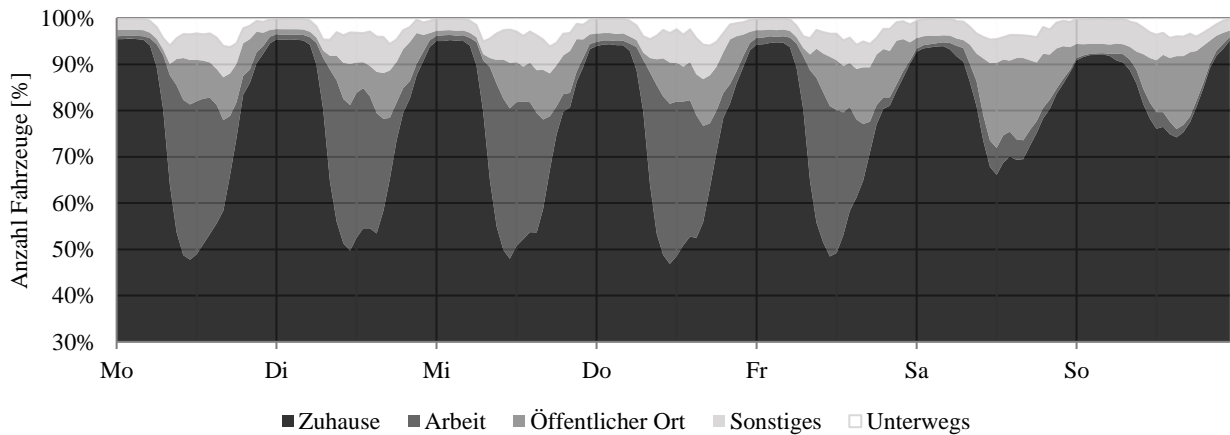


Abbildung 4.8: Aufenthaltsorte der PKW über den Verlauf einer Woche.

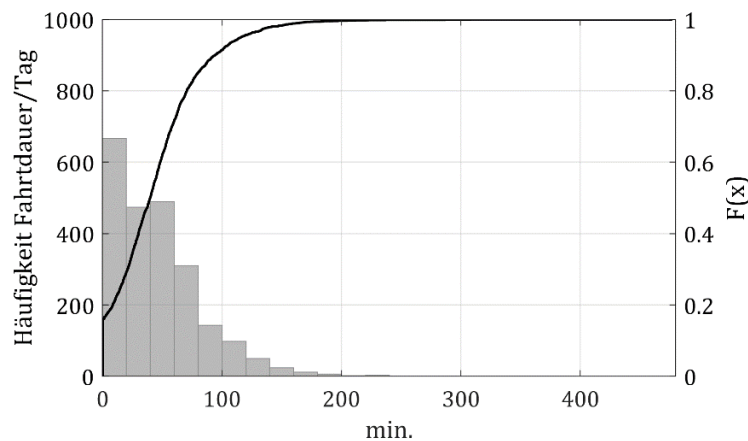


Abbildung 4.9: Histogramm und kumulierte Verteilungsfunktion der durchschnittlichen täglichen Fahrdauer von PKW basierend auf Institut für Verkehrswesen, KIT (2019) und eigenen Berechnungen.

Die Auswertung der Entfernungen aller mit einem PKW zurückgelegten Wege zeigt, dass bei 60 % aller Fahrten eine Wegstrecke von 10 km oder weniger zurückgelegt wird. 93,5 % aller Wegstrecken liegen unterhalb von 50 km, 98,5 % unterhalb von 150 km. Nur bei 0,5 % aller Fahrten werden Strecken zurückgelegt, die über 300 km lang sind (Abbildung 4.10).

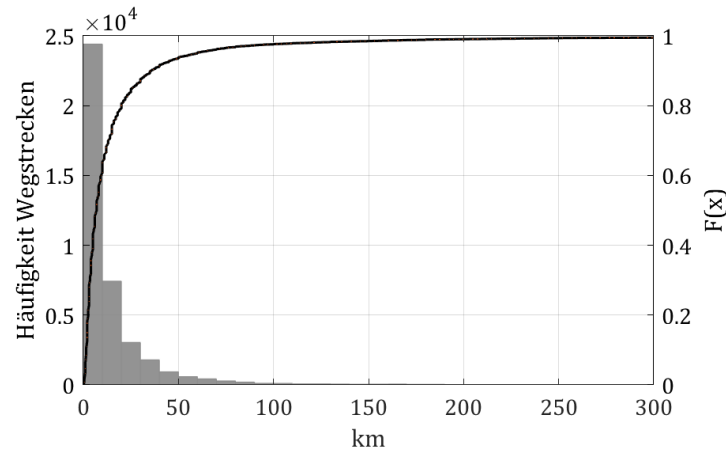


Abbildung 4.10: Histogramm und kumulierte Verteilungsfunktion der mit PKW zurückgelegten Wegstrecken (eigene Darstellung basierend auf Institut für Verkehrswesen, KIT (2019)).

4.3.2 Erstellung wöchentlicher Fahrprofile

In einem ersten Schritt – und noch vor dem Start des MobiFlex-Simulationsmodells – werden die MOP-Datensätze einmalig validiert und angepasst, sodass die Daten aus Wegetagebüchern und Tankbüchern miteinander verschnitten werden können. So werden beispielsweise fehlende Fahrzeuge ergänzt, für die jedoch Wegedaten vorliegen. Die Wegedaten enthalten den Zweck des zurückgelegten Wegs („Wegzweck“), welcher für die Ermittlung des Zielorts des Fahrzeugs herangezogen wird. Um später die Möglichkeit des Ladens zuhause untersuchen zu können, ist die Wegzweck „Nachhause“ relevant, für das Laden am Arbeitsplatz werden die beiden Wegzwecke „Weg zur Arbeit“ und „Weg zur Ausbildungsstätte“ verwendet. Um Aufenthalts- bzw. Fahr- und Parkprofile der Fahrzeuge zu erhalten, werden anschließend für jeden Haushalt die mit einem PKW zurückgelegten Wege den verfügbaren PKW zugeordnet.

In Haushalten, in denen mehrere Personen als Fahrer Wege zurücklegen, als Fahrzeuge im Haushalt vorhanden sind, müssen einige Annahmen getroffen, die Daten validiert und ggf. bereinigt werden. Wenn beispielsweise zwei Personen eines Haushalts mit nur einem Fahrzeug sich zur selben Zeit bei einer Fahrt gleicher Dauer, Strecke und Zweck als „Fahrer“ ins Wegetagebuch eingetragen haben, wird die Angabe einer der beiden Personen von „Fahrer“ zu „Beifahrer“ korrigiert. Für den Fall, dass mehrere Personen eines Haushalts fahren, als PKW vorhanden sind, wird geprüft, ob alle Fahrten mit der angegebenen Anzahl PKW realisierbar sind. Dies ist dann nicht möglich, wenn sich zwei oder mehr Fahrten an einem Berichtstag widersprechen, sich also z. B. überschneiden und daher nicht mit dem einzigen verfügbaren PKW realisierbar sind. In diesem Fall wird der Datensatz des Haushaltes nicht weiter berücksichtigt. Für die Zuordnung von Fahrzeugen zu Personen wird davon ausgegangen, dass die Person mit der höchsten wöchentlichen Fahrleistung das Fahrzeug mit der höchsten Jahresfahrleistung fährt.

Um wöchentliche Fahrprofile zu erhalten, wird bei Fahrten, die erst nach Abschluss der erfassten Woche enden, die Ankunftszeit auf den Beginn der Woche oder spätestens auf den Beginn des ersten Weges der Woche gesetzt. Da die Ergebnisse des MobiFlex-Modells als Input für Energiesystemanalysen dienen, müssen diese auf ein Jahr skaliert werden können. Daher wird angenommen, dass die wöchentlichen Profile sich wiederholen und der Standort eines Fahrzeugs zum Ende der Woche dem Standort zu Beginn der Woche – meist zuhause – entspricht. Stimmen diese Orte nicht überein, wird im Datensatz ein Weg mit dem Ziel „Zuhause“ ergänzt. Dauer und Strecke werden dabei basierend auf den vorherigen von der Person angegebenen Strecken ergänzt. Falls das nicht möglich ist, wird die letzte Fahrt der Woche entfernt.

4.3.3 Simulation synthetischer E-PKW-Flexibilitätsprofile (MobiFlex-Modell)

Basierend auf den Fahrzeugprofilen ermittelt das MobiFlex-Modell anschließend, welche der PKW durch E-PKW ersetzt werden können. Dafür werden Eingangsparameter wie Batteriekapazität und Energieverbrauch berücksichtigt (s. Abschnitt 5.1), die für alle Fahrzeuge identisch angenommen werden. Das Zeitintervall kann gewählt werden, sodass die zeitliche Auflösung der Profile entsprechend angepasst wird.

In Zwischenberechnungen werden die für die Fahrten benötigte Energiemengen basierend auf den gefahrenen Strecken und dem Energieverbrauch ermittelt und der Zeitreihe der gefahrenen Energiemenge zugeordnet. Daraus ergibt sich der benötigte Energiebedarf für die Ladevorgänge. Anschließend wird für jeden Zeitschritt die Energiemenge bestimmt, die maximal geladen werden kann. Diese ist abhängig von der Parkdauer, dem Ladezustand der Fahrzeugbatterie, sowie der zur Verfügung stehenden Ladeinfrastruktur an den jeweiligen Aufenthaltsorten der Fahrzeuge. Batteriekapazität, Energieverbrauch, sowie Verfügbarkeit von Ladepunkten je Standort und zugehöriger Ladeleistung je Ladepunkt werden zu Beginn der Simulation als Parameter festgelegt. Durch das Aktivieren einer Ladekorrektur dürfen E-PKW in den Intervallen nicht laden, in denen sie sowohl ankommen als auch wieder losfahren¹¹.

Um Tiefenentladungen zu vermeiden, wird der nutzbare SOC-Bereich ähnlich wie bei den Batterien von Smartphones auf einen vorgegebenen Bereich begrenzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Ladeinfrastruktur die maximale Ladeleistung vorgibt und die E-PKW dies im Rahmen der SOC-Abhängigkeit der Ladegeschwindigkeit begrenzen. Zudem wird angenommen, dass die Ladepunkte einem E-PKW zuordenbar und somit bei jedem Parkvorgang tatsächlich zur Verfügung stehen. Eine weitere Annahme ist eine innerhalb einzelner Zeitintervalle konstante Ladeleistung¹².

Um einer beschleunigten Degradation vorzubeugen, wird der Ladestrom bei hohem Ladezustand begrenzt (vgl. Abschnitt 2.4.3.4). Da das zugrundeliegende MobiFlex-Modell keine Ströme berechnet, wird der Ladestrom durch die Ladeleistung angenähert. Gemäß Schücking et al. (2017) und Kaschub (2017) ist das Vorgehen zur Begrenzung der Ladeleistung abhängig vom Fahrzeug und Fahrzeughersteller. Ein vereinfachter, linearer Zusammenhang zwischen Ladeleistung und SOC ist für die vorliegende Arbeit zweckgemäß. Dabei wird berücksichtigt, dass bei geringen Ladeleistungen der Übergang in die Phase reduzierter Ladeleistung erst bei höheren Ladezuständen erfolgt. Dieser Übergang liegt im Bereich zwischen 65 und 95 % SOC. In Annäherung an reale Ladekurven (vgl. bspw. Schücking et al. (2017)) wird die maximale Ladeleistung je Fahrzeug sowohl durch die verfügbare Ladeleistung am Ladepunkt $P_t^{max,LP}$ als auch durch den jeweiligen SOC approximiert.

$$P_t^{max,E-PKW} = \min\{P_t^{max,LP}; 3 \cdot K \cdot (1 - SOC_t)\} \quad \forall t \in T \quad (28)$$

In einem nächsten Schritt wird für jeden E-Pkw das Flexibilitätspotenzial simuliert. Dazu werden zwei extreme Ladestrategien simuliert und die daraus resultierenden Zeitreihen für den SOC bestimmt. Für beide Strategien wird immer die SOC-abhängige maximale Ladeleistung $P_t^{max,E-PKW}$ angesetzt. Die Leistung der simulierten Ladeprofile bezieht sich dabei auf die Batterieseite des Fahrzeugs, d. h. Verluste, die im Laderegler des Fahrzeugs oder der Ladesäule anfallen, werden hier nicht berücksichtigt. Weiterhin werden die für die Fahrten benötigte Energie, der aktuelle, freie Energieinhalt der Batterie sowie der zulässige SOC-Bereich berücksichtigt.

Die erste Ladestrategie ist eine Maximal-Ladestrategie, welche eine obere Grenze für den zulässigen SOC abbildet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass ein Fahrzeug sofort geladen wird, wenn es an einem Ort mit Lademöglichkeit angelangt (auch „As soon as possible“ bzw. ASAP-Laden genannt). Es wird dabei mit der dort verfügbaren maximalen, SOC-abhängigen Ladeleistung durchgehend bis zum maximal zulässigen SOC geladen oder bis zu dem Zeitpunkt, zu dem die nächste

¹¹ Andernfalls kann es bei der später beschriebenen Mindestreichweite-Strategie aufgrund der Simulation in Rückwärtsiteration zu falschen Ergebnissen kommen, indem der SOC bereits vor dem Ankunftszeitpunkt unter die festgelegte Mindestenergiemenge fallen und die fehlende Energie für die vorherige Fahrt erst nach Ankunft „nachgeladen“ würde. D. h. die bereitstehende Energiemenge für die vorherige Fahrt kann überschätzt werden.

¹² Die Ladeleistung wird ermittelt durch Division der geladenen Energiemenge durch die Dauer des Zeitintervalls.

Fahrt beginnt. Ziel beider Ladestrategien sind Zeitreihen für den SOC, bei denen der Wert des letzten Zeitintervalls der Woche dem Wert des ersten Zeitintervalls entsprechen muss, um die wöchentlichen Flexibilitätsprofile für einen längeren Zeitraum durch Wiederholung skalieren zu können. Bei der Maximal-Ladestrategie wird der SOC zu Beginn der Simulation auf den maximal möglichen Wert festgelegt. Falls dieser SOC-Wert am Ende der Woche nicht erreicht wird, wird die Simulation der Ladestrategie so lange wiederholt, bis die SOC-Werte zum Wochenübergang übereinstimmen. Ergebnisse der Berechnung der Maximal-Ladestrategie sind wöchentliche Zeitreihen je Fahrzeug für den Ladezustand ($SOC_t^{max,E-PKW}$) sowie die Ladeleistung nach Maximal-Ladestrategie ($P_t^{l,max,E-PKW}$). Für beide Ladestrategien wird eine Zeitreihe für die bei der Fahrt benötigte und entladene Energie (in % des Energieinhalts der Batterie, $SOC_t^{f,E-PKW}$) bestimmt.

Die zweite Ladestrategie, welche die untere Grenze für den zulässigen SOC generiert, ist eine Weiterentwicklung der Minimal-Ladestrategie. Bei der sogenannten Mindestreichweite-Strategie wird in den Parkzeiträumen mit Lademöglichkeit erst so spät wie möglich mit dem Ladevorgang begonnen. Anders als bei der Berechnung der Maximal-Ladestrategie wird hier nicht im ersten Zeitintervall einer Woche begonnen, sondern in dem Intervall, in welchem der niedrigste SOC laut Maximal-Ladestrategie auftritt. Der Startwert für den SOC zu diesem Zeitpunkt ist der minimal zulässige SOC. Die Mindestreichweite-Strategie wird rückwärtsiterativ bestimmt. Dabei wird, wenn möglich, bis zu einem Ladezustand geladen, der eine zuvor aufgrund von Nutzerpräferenzen festgelegte Mindestreichweite garantiert, mindestens jedoch so viel, um den benötigten Energiebedarf für die folgende Fahrt zu decken. Die Ladestrategie wird solange ausgeführt, bis die gesamte wöchentliche Zeitreihe $SOC_t^{min,E-PKW}$ eines E-PKW bestimmt wurde. Falls der SOC zu irgendeinem Zeitpunkt unterhalb des minimal zulässigen SOC fällt, wird die gesamte Zeitreihe des SOC-Verlaufs nochmals berechnet, wobei nun der Startwert für den SOC entsprechend höher angesetzt wird. Da die SOC-abhängige Ladeleistung aufgrund der Rückwärtsiteration basierend auf dem SOC der Folgeperiode berechnet wird, wird diese im hohen SOC-Bereich unterschätzt. In einzelnen Fällen kann dies dazu führen, dass der SOC-Wert der Mindestreichweite-Ladestrategie den SOC-Wert der Maximalstrategie übersteigt. Daher wird das Ladeprofil in solchen Fällen einem weiteren Schritt bereinigt, d. h. der SOC-Wert korrigiert. Dennoch kann es passieren, dass nach Ermittlung der Mindestreichweite-Strategie der zulässigen SOC-Bereich oder der SOC der Maximal-Ladestrategie überschritten werden. Dies bedeutet, dass das Fahrzeug nicht durch einen E-PKW mit den gegebenen Parametern ersetzt werden kann. Ergebnis der Berechnung der Mindestreichweite-Ladestrategie sind wöchentliche Zeitreihen je Fahrzeug für den Ladezustand ($SOC_t^{min,E-PKW}$) sowie die entsprechende Ladeleistung ($P_t^{l,min,E-PKW}$). Die Fläche zwischen den Ladezuständen der Extremszenarien stellt für eine optimierte Einsatzplanung eines Aggregators den zulässigen Bereich für den SOC dar und dient gemeinsam mit der verfügbaren Ladeleistung der Beschreibung des Lastverschiebe- bzw. Flexibilitätspotenzials (Abbildung 4.11).

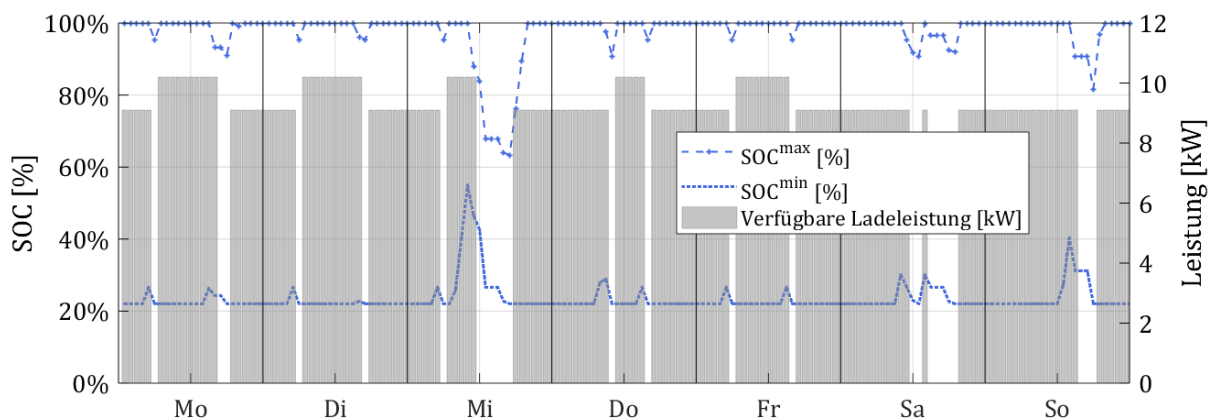


Abbildung 4.11: Veranschaulichung des Lastverschiebepotenzials von Fahrzeug Nr. 17 über den Verlauf einer Woche für das in Abschnitt 5.1.2 vorgestellte Szenario S2.

4.3.4 Verwendete Daten

Aus Konsistenzgründen mit dem Engpassmanagementmodell und dem C2V-Modell wird eine Stunde als zeitliche Auflösung gewählt. Nach WLTP-Testzyklus¹³ betrug der spezifische Energieverbrauch von E-PKW im Jahr 2018 19 kWh/100 km (IEA 2020). Die Prognosen für den Energieverbrauch von BEV für das Jahr 2030 variieren zwischen verschiedenen Studien. So nehmen Geigle et al. (2018) für das Jahr 2030 15 kWh/100 km an, Robinius et al. (2018) gehen von 15 – 20 kWh/100 km aus, Fattler et al. (2019) von 10 – 19 kWh/100 km, Milovanoffa et al. (2019) nehmen 14 – 18 kWh/100 km an und Gerbert et al. (2018) 19 – 20 kWh/100 km. Für die vorliegende Arbeit wird der Wert 16 kWh/100 km gewählt. Darüber hinaus wird der Betriebsbereich auf 5 – 100 % SOC festgelegt, d. h. die unteren 5 % der Batteriekapazität sind für den Betrieb nicht nutzbar (Liu 2017). Die Eingangsparameter für die Simulation finden sich in Tabelle 5. Weitere Parameter wie Batteriekapazität, Ladeort, sowie Ladeleistung variieren zwischen den untersuchten Szenarien (s. Abschnitt 5.1).

Tabelle 5: Daten und Annahmen Simulation der Flexibilitätsprofile.

Parameter	Wert	Einheit
Δt : Zeitschritt	1	h
Spezifischer Energieverbrauch s	16	kWh/100 km
Minimal zulässiger SOC	5	%
Maximal zulässiger SOC	100	%

4.3.5 Aggregation der Flexibilitätspotenziale auf Flottenebene

In einem weiteren Schritt werden die mit dem MobiFlex-Modell synthetisch generierten Lade- und Flexibilitätsprofile so aggregiert, dass diese für jeden 110 kV-Netzknoten in Schleswig-Holstein jeweils eine hypothetische E-PKW-Flotte abbilden. Die mathematische Modellierung der Flotte entspricht dabei einer fiktiven, großen Batterie, welche durch Batteriekapazität, verfügbare Ladeleistung, Ober- sowie Untergrenzen für den SOC abgebildet wird. Das Vorgehen ist schematisch in Abbildung 4.12 dargestellt und wird so auch in Weinand et al. (2020) beschrieben. Im MOP-Datensatz sind auch Daten zu Fahrzeugen enthalten, welche im Erhebungszeitraum der zurückgelegten Wege nicht bewegt wurden. Diese Fahrzeuge werden für die Aggregation nicht weiter berücksichtigt.

Für die Berechnung der Anzahl der E-PKW je Netzknoten werden die Zulassungsdaten des Kraftfahrtbundesamts (2017) für alle PKW je Gemeinde in Schleswig-Holstein zum Stand 1. Januar 2017 als Referenz herangezogen. Insgesamt waren am 1. Januar 2017 1.601.313 PKW zugelassen. Anschließend werden diese Zulassungszahlen den jeweiligen Netzknoten des Engpassmanagement-Modells zugeordnet. Die untersuchten Szenarien liefern sowohl die Eingangsdaten für die Ermittlung der fahrzeugspezifischen Flexibilitätsprofile, als auch die jeweiligen E-PKW-Durchdringungsraten für die angenommene E-PKW-Diffusion im Jahr 2030 für die untersuchten Szenarien (Abschnitt 5.1). Die Fahrzeug-Gewichtungsfaktoren aus dem Deutschen Mobilitätspanel (Institut für Verkehrswesen, KIT 2019) werden für eine Gewichtung der fahrzeugspezifischen Flexibilitätsprofile herangezogen. Für Fahrzeuge, für die keine Tankbücher geführt wurden und ent-

¹³ Die Testung nach dem standardisierten Testzyklus "Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure" ersetzt seit 2017 in der EU alte Testzyklen und liefert Ergebnisse, die den Verbrauch bei realem Einsatz der Fahrzeuge besser abbildet.

sprechend der Gewichtungsfaktoren nicht erfasst sind, wird ein Gewichtungsfaktor von 1 angenommen, d. h. diese Fahrzeuge werden weder als unter- noch als überrepräsentiert betrachtet. Darüber hinaus gehen nur solche Fahrzeuge in die Aggregation ein, mit denen im betrachteten Zeitraum mindestens eine Fahrt zurückgelegt wurde.

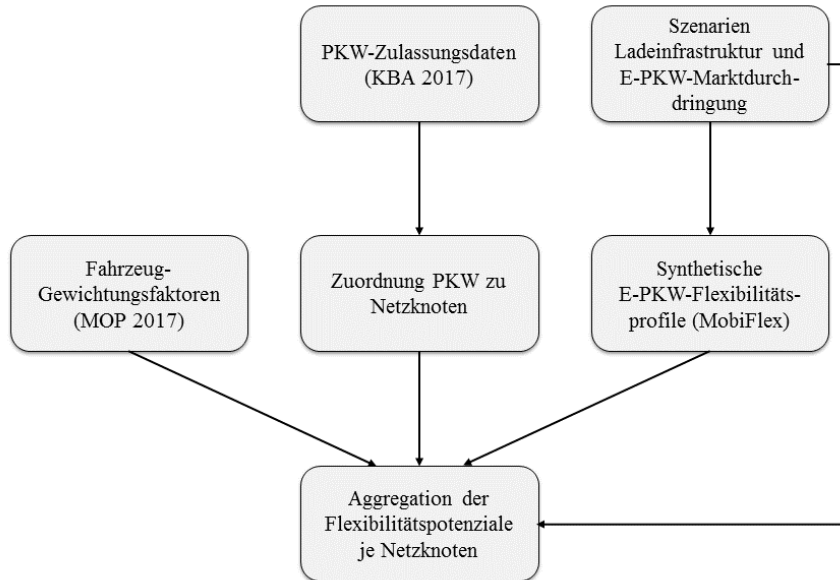


Abbildung 4.12: Vorgehen zur Ermittlung netzknotenscharfer Flexibilitätspotenziale.

Die Aggregation der Flexibilitätsprofile erfolgt auf Netzknotenebene. Dafür werden zunächst gewichtete Durchschnittsprofile ermittelt, welche als Standardlastprofile interpretiert werden können, wie sie beispielsweise für die Abbildung des Elektrizitätsbedarfs mehrerer Haushalte herangezogen werden. Die resultierenden Zeitreihen bilden also durchschnittliche Zeitreihen für alle simulierten E-PKW ab, welche anschließend verwendet werden können, um die Flexibilität an einzelnen Netzknoten durch eine hypothetische, große Batterie abbilden zu können. Dieses Vorgehen stellt eine Möglichkeit der Aggregation von Lastverschiebepotenzial von E-PKW dar und ist in Ried et al. (2020) genauer beschrieben.

Die obere Grenze des zulässigen SOC der hypothetischen Batterie am jeweiligen Netzknoten SOC_t^{max} ist abhängig vom Zeitpunkt t und wird durch die Summe der gewichteten, fahrzeugspezifischen, aus der Maximal-Ladestrategie resultierenden SOC-Zeitreihen $SOC_{t,m}^{max,E-PKW}$ aller simulierten und im Betrachtungszeitraum bewegten E-PKW m bestimmt. Dafür werden wie oben beschrieben die Fahrzeuggewichte g_m herangezogen. Die folgende Gleichung gilt für den Fall, dass die Kapazitäten aller individuellen Batterien identisch sind.

$$SOC_t^{max} = \sum_{m=1}^n (SOC_{t,m}^{max,E-PKW} \cdot g_m) \cdot \left(\sum_{m=1}^n g_m \right)^{-1} \quad \forall t \in T \quad (29)$$

Das Vorgehen der Gewichtung wird so auch für weitere Zeitreihen angewendet:

- Die untere Grenze des zulässigen SOC-Bereichs einer E-PKW Flotte SOC_t^{min} unter Verwendung des aus der Mindestreichweite-Ladestrategie resultierenden SOC
- die für Fahrten benötigte Energiemenge einer E-PKW Flotte SOC_t^f ,
- sowie die maximale verfügbare, durchschnittliche Ladeleistung P_t^{max} .

Die anschließende Skalierung dieser Zeitreihen auf Netzknoten-Ebene erfolgt im Rahmen des C2V-Modells durch Multiplikation mit der Anzahl der E-PKW am jeweiligen Netzknoten n_k bzw. mit der Speicherkapazität K der hypothetischen Batterien je Netzknoten (bspw. Nebenbedingungen (7) – (11)). Die Speicherkapazitäten K wird durch Multiplikation der szenariospezifischen Batteriekapazität je E-PKW K^{E-PKW} mit der Anzahl der E-PKW am Netzknoten bestimmt:

$$K = K^{E-PKW} \cdot n_k \quad \forall t \in T \quad (30)$$

4.4 Modellkopplung

Zu Beantwortung der Fragestellung und um die Interaktion der Akteure Verteilnetzbetreiber und Aggregator abzubilden, werden die vorgestellten Modelle gekoppelt. Im Folgenden wird deren Interaktion, ihre Schnittstellen bzw. die Übergabe von Daten zwischen den einzelnen Modellen beschrieben (Abbildung 4.13).

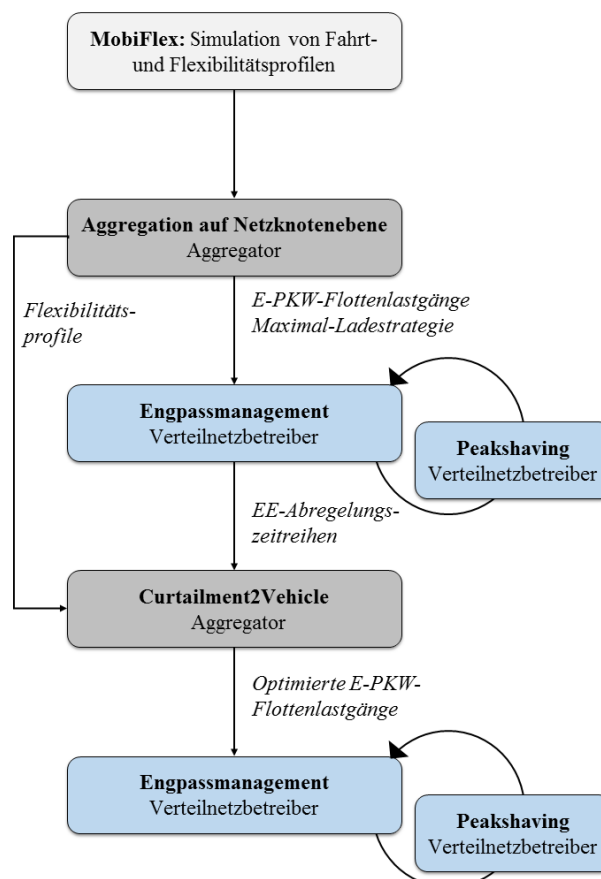


Abbildung 4.13: Schematische Darstellung der Kopplung der verwendeten und entwickelten Modelle.

Zur Ausführung des Gesamtmodells werden zunächst die E-PKW-Fahrt- und Flexibilitätsprofile für jedes der betrachteten Szenarien simuliert und netzknotenscharf aggregiert (Abschnitt 4.3). Die Ladeleistungen werden auf Seiten der Fahrzeugbatterie simuliert und vor der Übergabe an das Engpassmanagement- und C2V-Modell in Ladeleistungen auf Netzseite transformiert. Hierfür erfolgt eine Anhebung der Zeitreihe der Ladeleistung mit einem konstanten Wirkungsgrad (Tabelle 2). Anschließend wird das Engpassmanagement-Modell ausgeführt unter der Annahme, dass alle E-PKW aller Flotten

ungesteuert, d. h. nach Maximal-Ladestrategie laden (Abschnitt 4.1). Falls es trotz Engpassmanagementmaßnahmen des VNB nicht möglich ist, den Energiebedarf der E-PKW an einzelnen Tagen zu decken, wird der in Abschnitt 4.1.4 vorgestellte Peakshaving-Algorithmus angewendet, um Gleichzeitigkeitseffekte zu reduzieren. Anschließend wird eine neue Instanz des Engpassmanagement-Modells erstellt und gelöst.

Die aus dem Engpassmanagement-Modell resultierenden Zeitreihen der EE-Abregelung je Netzknoten gehen wiederum als Eingangsparameter in das C2V-Modell ein. Ebenso werden die aggregierten, szenariospezifischen Flexibilitätspotenziale, beschrieben durch die Zeitreihen P_t^f , SOC_t^f , SOC_t^{max} , SOC_t^{min} und P_t^{max} , aufbereitet und an C2V übergeben. Das Lademanagement wird für jeden Netzknoten separat und iterativ vorgenommen (Abschnitt 4.2). Die resultierenden, vom Aggregator optimierten, netzknotenscharfen Zeitreihen der (Ent-)Ladeleistung der E-PKW-Flotten aller Netzknoten werden anschließend ans Engpassmanagement-Modell übergeben. Durch erneute Ausführung des Engpassmanagement-Modells werden schließlich die Auswirkungen des gesteuerten Ladens auf die EE-Abregelung quantifiziert.

5 Modellgestützte Analysen für die Fallstudie Schleswig-Holstein

Die entwickelte Methodik zur Untersuchung des Potenzials, E-PKW mit abgeregelten erneuerbaren Energien zu laden, wird im Folgenden auf eine Fallstudie für das Bundesland Schleswig-Holstein angewendet. In Abschnitt 5.1 werden zunächst zugrundeliegende, allgemeine Annahmen, Daten sowie die untersuchten Szenarien und zu untersuchenden Kenngrößen vorgestellt. In Abschnitt 5.2 folgt die Präsentation der Ergebnisse der Szenarien. Nach Darstellung der Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen (Abschnitt 5.3) schließt das Kapitel mit der Skizzierung der Modellvalidierung und -verifikation (Abschnitt 5.4).

5.1 Betrachtete Szenarien und Kenngrößen

Für alle Szenarien wird das Jahr 2015 als Bezugsjahr für das 110 kV-Netz in Schleswig-Holstein, die EE-Erzeugung sowie die Marktpreise gewählt. Um die Flexibilität abzubilden, welche E-PKW zur Verfügung stellen könnten, werden vier Szenarien betrachtet, die sich auf das Jahr 2030 beziehen.

5.1.1 Allgemeine Annahmen

Eine wesentliche, zugrundeliegende Annahme ist die Verfügbarkeit von netzknotenspezifischen Koordinierungsmechanismen (z. B. Redispatch 2.0 für Überschussstrom und lokale Märkte für den Handel mit Flexibilität), über welchen die betrachteten Anwendungsfälle umgesetzt werden können. Darüber hinaus gilt die Prämisse, dass die betrachteten Szenarien energierechtlich und abrechnungstechnisch möglich sind. Es wird angenommen, dass der Aggregator über diesen Mechanismus Signale für die Verfügbarkeit und Preise der EE-Abregelung erhält und auf die abgeregelte Energie zugreifen kann. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass der Aggregator in allen Szenarien auf die gesamte Flexibilität seiner E-PKW Flotte zugreifen kann, d. h. Nichtverfügbarkeiten, wie sie bspw. durch nicht an die Ladepunkte angeschlossene E-PKW entstehen können, werden vernachlässigt. Es wird angenommen, dass alle E-PKW bzw. deren Ladepunkte bereits mit der benötigten intelligenten Hardware zur technischen Umsetzung (Kommunikation und Steuerung der Fahrzeuge, Netzführung, Messung und Abrechnung) ausgestattet sind. Kosten, die mit der Investition in die Ausstattung auf Nutzerseite oder mit der Betriebsführung auf der Aggregatorseite verbunden sind, werden in der vorliegenden Arbeit vernachlässigt. Auswirkungen dieser Kosten auf die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der E-PKW-Nutzenden oder des Aggregators sind somit nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Die bereits vorgestellten Annahmen hinsichtlich Energieverbrauch der Fahrzeuge und Gesamtladewirkungsgrad bleiben über die Szenarien konstant. Für die Ermittlung der Flexibilitätpotenziale werden dieselben Eingangsdaten (Institut für Verkehrswesen, KIT 2019) gewählt.

5.1.2 Beschreibung der Szenarien

Es werden vier Szenarien beschrieben, die verschiedene Flexibilitätsgrade abbilden, und daher nach dem Grad verfügbarer Flexibilität benannt werden. Die Szenarien bilden dabei weder die wahrscheinlichsten zukünftigen Entwicklungen noch gleich wahrscheinliche Entwicklungen ab, sondern zeigen vielmehr die Bandbreite möglicher zukünftiger Entwicklungen auf. Die Szenarien unterscheiden sich in folgenden Parametern:

- **Durchdringungsrate der E-PKW:** Anteil elektrisch betriebener E-PKW an allen PKW je Netzknoten.
- **Ladeort:** Für die Ausstattung der Zielorte der Fahrten mit Ladeinfrastruktur werden zwei Möglichkeiten angenommen. Je nach Szenario können die Fahrzeuge nur zuhause laden oder zuhause und am Arbeitsplatz, sofern die Fahrzeuge zum Zweck der Fahrt zur Arbeit eingesetzt werden.

- **Lademodus:** Die Fahrzeuge können entweder uni- oder bidirektional gesteuert geladen werden. Das gesteuerte unidirektionale Laden beinhaltet dabei alle Möglichkeiten zur Leistungsreduktion, -unterbrechung und Verzögerung der Ladevorgänge. Im Fall V2G können die E-PKW zudem rückspeisen. Die Lademodi werden über die in Abschnitt 4.2.1 vorgestellten binären Parameter fürs gesteuerte uni- und bidirektionale Laden umgesetzt.
- **Ladestrategie:** Wie in Abschnitt 4.2 werden zwei Ladestrategien untersucht: Eine kostenminimierende Ladestrategie und eine Ladestrategie, welche die Nutzung der EE-Abregelung maximiert (kurz: EE-maximierend). Fällt an einem Netzknoten in einer Woche keine EE-Abregelung an und ist die EE-maximierende Ladestrategie gewählt, wird die Zielfunktion automatisch angepasst und die kostenminimierende Ladestrategie gewählt.
- **Batteriekapazität:** Es werden verschiedene Batteriegrößen gewählt, welche in die Ermittlung der Flotten-Flexibilitätpotenziale eingehen (Abschnitt 4.3). Innerhalb eines Szenarios wird die Batteriegröße für alle E-PKW als konstant angenommen.
- **Maximale Ladeleistung:** Für den bzw. die Ladeorte wird eine Annahme für die maximal mögliche Ladeleistung der E-PKW getroffen. Die Ladeleistungen sind identisch für alle Fahrzeuge innerhalb eines Szenarios und sind theoretisch auch identisch mit den Entladeleistungen für den Fall des Rückspeisens. Praktisch wird die Entladeleistung jedoch durch die aus Netzsicht maximal erlaubte Einspeiseleistung der E-PKW $P^{N,max}$ begrenzt (Abschnitt 4.2.3).
- **Mindestreichweite zum Abfahrtszeitpunkt:** Für die Ermittlung der unteren Grenzen für den Ladezustand der Batterien werden für die Szenarien unterschiedliche von den Nutzenden gewünschte Mindestreichweiten bei der Ermittlung des Flexibilitätpotenzials berücksichtigt (Abschnitt 4.3.4).

Das Szenario **Geringe Flexibilität (Szenario S1)** stellt einen Fall mit geringer Flexibilität dar. Es wird davon ausgegangen, dass die E-PKW-Durchdringungsrate mit 13 % gering ist und nur zuhause geladen werden kann. Die Steuerung ist dabei nur unidirektional möglich und die Flexibilität durch eine hohe Mindestreichweite von 300 km zum Zeitpunkt der nächsten Abfahrt begrenzt. Bei einer Batteriegröße von 70 kWh und einer Ladeleistung von 9,1 kW wird hier die EE-maximierende Ladestrategie angewendet.

In Szenario **Moderate Flexibilität (Szenario S2)** wird von einer moderaten Flexibilität ausgegangen. Die E-PKW-Durchdringungsrate bleibt mit 13 % weiter gering, ebenso wird wie im Szenario S1 von einer mittleren Batteriegröße und Ladeleistung ausgegangen. Es kann nun jedoch nicht nur zuhause, sondern auch am Arbeitsplatz geladen werden. Die Ladeleistung beträgt 9,1 kW beim Laden zuhause und 10,2 kW beim Laden am Arbeitsplatz. Darüber hinaus sinken die Anforderungen der Nutzenden an die Mindestreichweite deutlich, sodass nun 100 km beträgt. Es wird weiterhin unidirektional und EE-maximierend geladen.

Das Szenario **Hohe Flexibilität (Szenario S3)** bildet eine hohe Flexibilität ab. Die E-PKW-Durchdringungsrate ist mit 23 % fast doppelt so hoch wie in den Szenarien S1 und S2. Es kann weiterhin zuhause und am Arbeitsplatz geladen werden, jedoch sind die Fahrzeugbatterien mit 105 kWh größer und die Ladeleistungen mit 13,7 bzw. 15,3 kW höher. Die Mindestreichweite bleibt gegenüber Szenario S2 unverändert. Es wird weiterhin EE-maximierend geladen, jedoch ist es nun auch möglich, bidirektional gesteuert zu laden.

Das Szenario **Maximale Flexibilität (Szenario S4)** stellt ein Extremszenario mit der höchsten Flexibilität dar. Bei einer 100%igen E-PKW-Durchdringung können wie in Szenario S3 die großen Batterien zuhause und am Arbeitsplatz mit hoher Ladeleistung geladen werden. Jedoch halbiert sich gegenüber Szenario S3 die Mindestreichweite auf 50 km und der bidirektionale Lademodus wird nun eingesetzt, um kostenminimal zu laden.

Um die Implikationen des Lademanagements des Aggregators quantifizieren zu können, wird darüber hinaus für alle vier Szenarien ein **Referenzszenario** berechnet, bei dem die E-PKW nach Möglichkeit ungesteuert, d. h. nach Maximal-Ladestrategie laden. Das S4-Referenzszenario enthält bereits die Eingriffe des VNB zur Spitzenlastkappung. Dabei werden die Zeitreihen der EE-Abregelung aus der Basisvariante des Modells von Schermeyer (2018a), d. h. ohne Nachfrage von E-PKW, als zur Verfügung stehende EE-Abregelung herangezogen. Die Ladelogik der Referenzszenarien sieht vor, dass

präferiert Überschussstrom geladen wird, sofern vorhanden. Andernfalls wird der Ladestrom über die lokalen Energiemärkte bezogen. Dabei werden der geladene Überschussstrom sowie die Kosten für den Bezug von den lokalen Energiemärkten nach derselben Vorgehensweise wie in den Szenarien mit Lademanagement bewertet.

Im Folgenden werden die für die Szenarien variierenden, verwendeten Daten (Tabelle 6) und Annahmen vorgestellt. Die Durchdringungsraten der E-PKW sind so gewählt, dass diese ein Contra-EV-Szenario, ein Pro-EV-Szenario und ein Vollelektrifizierungsszenario für das Jahr 2030 abbilden. Dafür werden die Mittelwerte dreier Studien, welche verschiedene Szenarien für das Jahr 2030 aufzeigen, berechnet und verwendet (Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise 2019; NPE 2018; Gerbert et al. 2018): Für das Contra-EV-Szenario ergibt sich so ein E-PKW-Anteil von 13 %, für das Pro-EV-Szenario 23 %. Das Szenario maximaler Flexibilität mit einer E-PKW-Durchdringungsraten von 100 % ist angelehnt an das Vollelektrifizierungsszenario aus Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise (2019). Dies bedeutet, dass mit einer Anzahl an E-PKW von etwa 208.000 in den Szenarien geringer und moderater Flexibilität, 368.000 im Szenario mit hoher Flexibilität und 1,6 Millionen im Szenario maximaler Flexibilität gerechnet wird. Szenario S4 führt zu einer Erhöhung der gesamten elektrischen Nachfrage um etwa 25 %.

Tabelle 6: Beschreibung der betrachteten Szenarien.

Szenario	Geringe Flexibilität (S1)	Moderate Flexibilität (S2)	Hohe Flexibilität (S3)	Maximal Flexibilität (S4)
E-PKW-Durchdringungsrate [%]	13	13	23	100
Ladeort(e)	Zuhause	Zuhause und Arbeitsplatz	Zuhause und Arbeitsplatz	Zuhause und Arbeitsplatz
Lade-Modus	Gesteuert unidirektional	Gesteuert unidirektional	Gesteuert bidirektional	Gesteuert bidirektional
Ladestrategie	EE-maximierend	EE-maximierend	EE-maximierend	Kostenminimierend
Batteriekapazität [kWh]	70	70	105	105
Max. Ladeleistung Zuhause / Arbeit [kW]	9,1	9,1 / 10,2	13,7 / 15,3	13,7 / 15,3
Mindestreichweite zum Abfahrtszeitpunkt [km]	300	100	100	50

Weiterhin werden mit den beiden Ladeorten „Zuhause“ und „Am Arbeitsplatz“ die beiden am häufigsten angefahrenen Parkplätze ausgewählt.

Bei der Wahl der optimierenden Ladestrategie kann zwischen kostenminimalem und EE-maximalem Laden gewählt werden. Für den Fall, dass die EE-maximierende Ladestrategie gewählt wird (Szenarien S1-S3) und an einem Netzknoten in einer Woche jedoch keine EE-Abregelung anfällt, wird als Zielfunktion dieser Modellinstanzen die der kostenminimalen Ladestrategie gewählt.

Die mittlere Batteriekapazität von 70 kWh, die in den Szenarien geringer und moderater Flexibilität angenommen wird, ergibt sich aus dem Mittelwert dreier Studien für das Jahr 2030: Thielmann et al. (2017) gehen von 70 kWh pro Fahrzeugbatterie aus, Fattler et al. (2019) über verschiedene Fahrzeugsegmente hinweg von durchschnittlich 61 kWh, die IEA (2019) von 75 kWh. Ausgehend von diesem Wert wird eine Abweichung von +/-50 %, d. h. Batteriegrößen von 35 kWh und 105 kWh untersucht. Mit einer Batteriegröße von 105 kWh wird in den Szenarien hoher und maximaler Flexibilität gerechnet, die Auswirkungen einer geringeren Batteriekapazität wird im Rahmen der Sensitivitätsanalysen untersucht.

In den Szenarien geringer und moderater Flexibilität wird von einer mittleren Ladeleistung von 9,1 kW zuhause bzw. 10,2 kW am Arbeitsplatz ausgegangen. Diese Ladeleistungen sind die Mittelwerte über alle Ladepunkte unterschiedlicher Leistung für das Jahr 2030 gemäß Fattler et al. (2019). Zudem wird eine Abweichung von +/-50 % untersucht, d. h. im Szenario geringer Flexibilität wird eine Ladeleistung von 4,6 kW für das Laden zuhause untersucht, in den Szenarien hoher und maximaler Flexibilität wird von einer Ladeleistung von 13,7 kW zuhause, bzw. 15,3 kW am Arbeitsplatz ausgegangen.

Um die Werte für die Mindestreichweite bei Abfahrt zu bestimmen, wird auf die Auswertung der Entfernungen aller mit einem PKW zurückgelegten Wege aus dem Deutschen Mobilitätspanel zurückgegriffen (Abschnitt 4.3.1). Im Szenario geringer Flexibilität wird die Mindestreichweite bei Abfahrt auf 300 km festgelegt. Damit können 99,5 % aller Fahrten zurückgelegt werden (Abbildung 4.10). Für die Szenarien moderater und hoher Flexibilität wird jeweils mit einem Wert von 150 km gerechnet. Mit dieser Reichweite können 98,5 % aller Fahrten realisiert werden. Im Szenario maximaler Flexibilität wird eine geringe Mindestreichweite von 50 km gewählt, welche für 93,5 % aller Fahrten ausreicht. Die Erfüllung der Mindestreichweite geht in das Simulationsmodell zur Generierung der Flexibilitätsprofile jedoch nur als weiches Kriterium ein. Wenn die Mindestreichweite zu Beginn einer Fahrt also nicht realisiert werden kann, bspw. aufgrund zu kurzer Parkdauer oder weil bereits die Energie für die übernächste Fahrt geladen werden muss, wird gemäß der Maximal-Ladestrategie so schnell wie möglich bis zu dem für die nächste Fahrt benötigten SOC geladen.

Um die Auswirkungen der Batteriekapazität, Ladeleistung, Mindestreichweite und auch des Start-SOC für das C2V quantifizieren zu können, werden im Anschluss Sensitivitätsanalysen berechnet, welche auf dem Szenario moderater Flexibilität basieren. Hierfür wird jeweils nur der zu untersuchende Parameter erhöht bzw. reduziert (Gemäß „One-Factor-At-A-Time“-Methode). Um die Auswirkungen möglicher regulatorischer Gegebenheiten abschätzen zu können, werden zwei Alternativen für die Belastung des vom Netz bezogenen Ladestroms mit NNE betrachtet. Diese werden jeweils für die Szenarien S2, S3 und S4 untersucht, um so auch etwaige Auswirkungen auf das Rückspeiseverhalten der E-PKW untersuchen zu können.

5.1.3 Betrachtete Kenngrößen

Im Folgenden werden die wichtigsten untersuchten Kenngrößen und deren Berechnung vorgestellt.

Ladekosten

Um die Kosten für den Ladestrom zu ermitteln, werden einerseits die Kosten für den Bezug des Ladestroms über die lokalen Märkte (im Folgenden „Marktbezugskosten“ genannt) sowie die Erlöse durch V2G über ebendiese Märkte untersucht. Andererseits werden die Gesamtladekosten inklusive Steuern, Abgaben und Umlagen berechnet. Die Kosten beziehen sich dabei auf den Flottendurchschnitt eines Netzknotens und werden zum Zweck der Vergleichbarkeit jeweils pro Jahr und E-PKW und normiert für eine Jahresfahrleistung von 12.500 km/Jahr angegeben (vgl. Abschnitt 5.2.1). Die jährlichen Marktbezugskosten werden für jeden Netzknoten durch Summierung über alle C2V-Iterationen i basierend auf dem Marktpreis, dem Netzbezug und dem Normierungsfaktor N ermittelt.

$$\text{Marktbezugskosten} = \sum_i \sum_{t=1}^T pr_t^M \cdot P_t^{N,bez} \cdot \Delta t \cdot n_k^{-1} \cdot N \quad \forall t \in T \quad (31)$$

$$N = \frac{e \cdot 12.500}{100 \cdot \sum_i \sum_{t=1}^T P_t^f} \quad \forall t \in T \quad (32)$$

Um die Gesamtladekosten¹ zu berechnen, werden Umsatzsteuer USt sowie sonstige Strompreisbestandteile SAU^2 zum Deckungsbeitrag des Aggregators (vgl. Zielfunktion 2, Abschnitt 4.2.1) addiert. Als Bezugswert zur Bestimmung der Höhe der Kosten für Umsatzsteuer und sonstige Strompreisbestandteile werden der jährliche, durchschnittliche Marktpreis pr^d

¹ Da der Anwendungsfall im Jahr 2020 energierechtlich noch nicht abgedeckt ist, stellt dieser Ansatz lediglich eine näherungsweise Berechnung dar. Zur Umsetzung müsste u. a. die jährliche Fahrtenergie gemessen und an den Aggregator übermittelt werden, bspw. unter Nutzung von Kommunikationsschnittstellen der Fahrzeuge.

² Hierunter fallen Entgelte für Abrechnung, Messung und Messtellenbetrieb, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWKG-Umlage, § 19 StromNEV Umlage, Offshore-Haftungs-Umlage, Stromsteuer sowie Umlage für abschaltbare Lasten.

sowie die zum Fahren benötigte Ladeleistung der E-PKW-Flotte herangezogen. Für die Ermittlung der jährlichen Gesamtladekosten werden die Kosten über die C2V-Iterationen i summiert. Die durchschnittlichen Gesamtladekosten am Netzknoten k je Fahrzeug werden wie folgt bestimmt:

$$\begin{aligned} \text{Gesamtladekosten} = & \\ & \sum_i \left[\sum_{t=1}^T [(pr_t^M + NNE^M) \cdot P_t^{N,bez} + (pr_t^{EE} + NNE^{EE}) \cdot P_t^{EE,nutz} - pr_t^M \cdot P_t^{N,ein}] \cdot \Delta t \right. \\ & \left. + [pr^d \cdot USt + SAU \cdot (1 + USt)] \cdot \sum_{t=1}^T \frac{P_t^f}{\eta} \cdot \Delta t \right] \cdot n_k^{-1} \cdot N \quad \forall t \in T \quad (33) \end{aligned}$$

Darüber hinaus werden für die Auswertungen die Mittelwerte der Ladekosten über alle Netzknoten mit E-PKW sowie über die Teilmenge der Netzknoten mit EE-Abregelung bestimmt. Um die monetären Auswirkungen der jeweiligen Ladestrategien quantifizieren zu können, werden nicht nur die Ladekosten nach dem Lademanagement durch das C2V-Modell für die verschiedenen Szenarien berechnet, sondern auch die Ladekosten vor der Optimierung, d. h. für die in Abschnitt 5.1.2 beschriebenen Referenzszenarien. Für die Referenzszenarien wird dafür keine Rückspeisung angenommen ($P_t^{N,ein}=0$). Die Ladeleistung für das Laden mit Überschussstrom sowie für das Laden mittels Marktbezug werden entsprechend der Gleichungen (34) und (35) bestimmt. Dabei werden die Zeitreihen der EE-Abregelung aus der Basisvariante des Modells von Schermeyer (2018a), d. h. ohne elektrische Nachfrage von E-PKW, herangezogen ($P_t^{EE,Basis}$).

$$P_t^{EE,nutz} = \min\{P_t^{l,max}, P_t^{EE,Basis}\} \quad \forall t \in T \quad (34)$$

$$P_t^{N,bez} = P_t^{l,max} - P_t^{EE,nutz} \quad \forall t \in T \quad (35)$$

Anteil genutzter EE-Abregelung am Ladestrom

Weiterhin wird der Anteil des aus der EE-Abregelung genutzten Ladestroms am gesamten Ladestrom für jeden Netzknoten (kurz: "EE-Anteil") bestimmt. Dieser Wert wird zunächst für jede Flotte eines Netzknotens basierend auf den Ergebnissen aller C2V-Iterationen i als Jahresdurchschnittswert bestimmt:

$$EE\text{-Anteil} = \frac{\sum_i \sum_{t=1}^T P_t^{EE,nutz}}{\sum_i \sum_{t=1}^T P_t^l} \quad \forall t \in T \quad (36)$$

Für die Auswertungen wird außerdem der Mittelwert des EE-Anteils über alle Netzknoten mit E-PKW bestimmt. Um näherungsweise Vergleich mit den jeweiligen Referenzszenarien im Fall ungesteuerten Ladens zu ermöglichen, wird auch der EE-Anteil der Referenzszenarien bestimmt. Dafür wird $P_t^{EE,nutz}$ wie in Gleichung (34) beschrieben ermittelt. Zudem gilt

$$P_t^l = P_t^{l,max} \quad \forall t \in T \quad (37)$$

Auch hier wird zudem der Mittelwert über alle Netzknoten berechnet. Eine Vergleichbarkeit der EE-Anteile zwischen einem Szenario und dem zugehörigen Referenzszenario ist jedoch nur begrenzt möglich. Die Ursache liegt darin, dass das C2V-Modell als Eingangszeitreihe die verbleibende Abregelung nach der Maximal-Ladestrategie erhält. Abbildung 5.1 stellt dies schematisch dar. Um den EE-Anteil der Szenarien im Vergleich zur Basisvariante ohne E-PKW zu erhalten, dürfen die beiden EE-Anteile nicht einfach addiert werden. Daher ist lediglich ein näherungsweise Vergleich möglich.

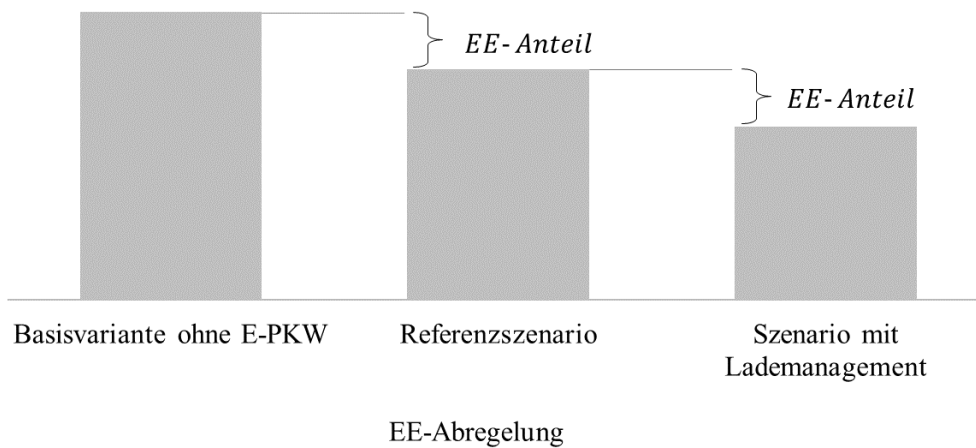


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der Ermittlung der EE-Anteile in den betrachteten Szenarien sowie den zugehörigen Referenzszenarien.

Treibhausgasemissionen der E-PKW-Flotten (Basis: 2015)

Des Weiteren werden für die betrachteten Szenarien die mit dem Laden verbundenen THG-Emissionen ermittelt. Die Menge der THG-Emissionen wird in t CO₂-Äq. angegeben. Die Ermittlung der THG-Emissionen für den bezogenen Netzstrom $P_t^{N,bez}$ erfolgt in Anlehnung an Schermeyer (2018a). Dieser rechnet basierend auf Literaturwerten für die THG-Intensität verschiedener Kraftstoffe die o.g. THG in CO₂-Äquivalente um und bestimmt damit die THG-Intensität des deutschen Kraftwerksparks. Damit wird die THG-Intensität als stundenscharfe Zeitreihe für das Jahr 2015 ermittelt, die durchschnittlich 0,47 t CO₂-Äq./MWh beträgt. Der Ansatz basiert auf einer Durchschnittsbetrachtung für den Austausch mit dem Großhandelsmarkt, wofür die Mittelwerte über alle THG-ausstoßenden Kraftwerke, welche in einem Zeitraum Elektrizität erzeugen, berechnet werden (vgl. Ansatz des zeitabhängigen durchschnittlichen Strommix in Jochem et al. (2015a)). Um die THG-Emissionen der E-PKW-Flotten zu bestimmen, wird der geladene Netzstrom $P_t^{N,bez}$ anhand der Zeitreihe für die THG-Intensität des deutschen Kraftwerksparks THG_t^{KWP} bewertet.

Der aus EE-Abregelung bezogene Ladestrom $P_t^{EE,nutz}$ wird anhand marginaler Emissionen der EE-Anlagen bestimmt, da die zusätzliche Stromnachfrage der E-PKW den andernfalls abgeregelten EE direkt zugeordnet werden kann. Wie in Jochem et al. (2015a) werden die geringen spezifischen THG-Emissionen für die Elektrizitätserzeugung aus EE (THG_t^{EE}) für die Untersuchung mit 0 g CO₂-Äq./MWh bewertet.

Durchschnittliche THG-Emissionen des Ladestroms am Netzknoten k je Fahrzeug =

$$\sum_{t=1}^T [P_t^{N,bez} \cdot THG_t^{KWP} + P_t^{EE,nutz} \cdot THG_t^{EE}] \cdot \Delta t \cdot n_k^{-1} \quad \forall t \in T \quad (38)$$

Die THG-Emissionen des über den Markt bezogenen Ladestroms werden basierend auf dem Kraftwerkspark des Jahres 2015 berechnet. Die absolute Höhe der THG-Emissionen kann aus verschiedenen Gründen nicht auf das Jahr 2030 übertragen werden. Beispielsweise werden der Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Kohleausstieg zu einer Änderung des Kraftwerksparks und somit auch des Kraftwerkseinsatzes führen. Die ermittelten Werte stellen jedoch eine Grundlage für den Vergleich zwischen den einzelnen Szenarien dar.

EE-Abregelung Schleswig-Holstein

Weiterhin werden die Ergebnisse für die nach Engpassmanagementmaßnahmen verbleibende Menge abgeregelter EE-Erzeugung für jeden Netzknoten aus dem Engpassmanagement-Modell sowohl für den Fall des sofortigen Ladens nach Maximal-Ladestrategie als auch für den Fall der durch den Aggregator optimierten Ladestrategie ermittelt. Über die Differenz kann für jedes Szenario das Potenzial zur Reduktion der Einspeisemanagement-Maßnahmen bewertet werden.

Äquivalente Batterievollzyklen/E-PKW/Jahr

Um eine Einschätzung auf Auswirkungen der Szenarien auf die Nutzung der Fahrzeugbatterien zu erhalten, werden darüber hinaus die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen pro Fahrzeug angegeben. Dieser Wert stellt den Flottendurchschnitt für alle Fahrzeuge dar und wird näherungsweise, wie in Gleichung 27 angegeben, bestimmt.

Durchschnittlicher SOC

Zuletzt wird noch der durchschnittliche Batterie-Ladezustand der E-PKW-Flotten berechnet und angegeben.

5.2 Ergebnisse der Modellanwendung

Um eine Einordnung der Ergebnisse für die Szenarien zu ermöglichen, wird in diesem Kapitel zunächst aufgezeigt, welche Abregelung aus der Basisvariante des Engpassmanagementmodells im Fall ohne E-PKW erfolgt (Abschnitt 5.2.1). Anschließend werden die Ergebnisse der Simulation und Aggregation der Flexibilitätspotenziale erläutert (Abschnitt 5.2.2). Zuletzt werden die Berechnungen der Szenarien S1 – S4 ausgewertet (Abschnitte 5.2.3 – 5.2.6).

5.2.1 Einspeisemanagement ohne E-PKW

Bevor die Ergebnisse der untersuchten Szenarien im Vergleich mit den zugehörigen Referenzszenarien mit Laden nach Maximal-Ladestrategie vorgestellt werden, erfolgt zunächst eine Erläuterung der wichtigsten Ergebnisse der Basisvariante des Engpassmanagementmodells im Fall ohne E-PKW vorgestellt. In ganz Schleswig-Holstein stehen der elektrischen Nachfrage von rund 13 TWh pro Jahr eine jährliche Stromerzeugung aus EE-Anlagen i. H. v. rund 15 TWh in ganz Schleswig-Holstein gegenüber. Ein Großteil der EE-Erzeugung entfällt dabei mit 12 TWh auf Windkraft-Anlagen. Die Einspeisung der EE-Anlagen erfolgt an 120 Netzknoten in Schleswig-Holstein, wobei auf einen einzelnen Netzknoten maximal 1,2 TWh/ Jahr entfallen (Abbildung 1.1).

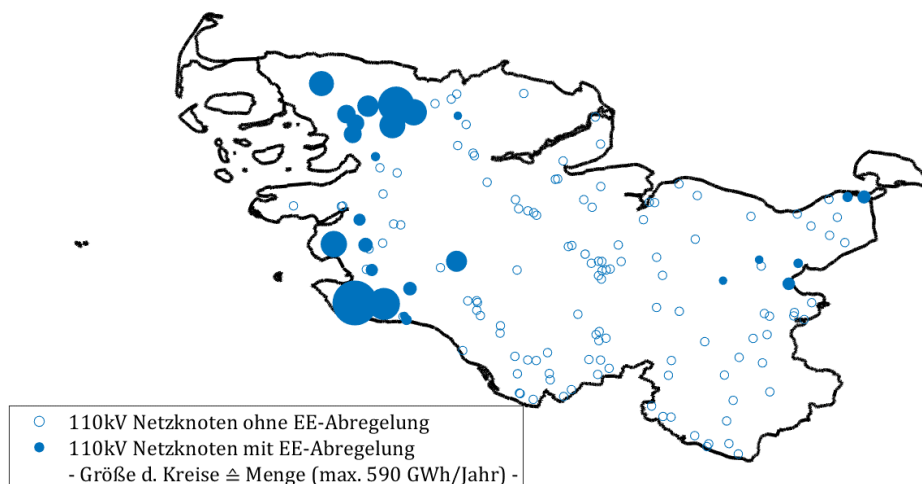


Abbildung 5.2: Räumliche Verteilung der abgeregelten Energiemengen in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 (eigene Darstellung basierend auf Schermeyer (2018a)).

Über das gesamte Jahr werden 2,7 der 15 TWh der Stromerzeugung aus EE-Anlagen zur Engpassbehebung abgeregelt. Die Abregelung betrifft 27 Netzknoten, die sich v. a. im Norden Schleswig-Holsteins, im Westen in Küstennähe, sowie vereinzelt im Osten in der Nähe der Insel Fehmarn und südlich davon entlang der Lübecker Bucht befinden. Die maximale jährliche Abregelung je Netzknoten beträgt dabei rund 0,6 TWh (Abbildung 5.2).

5.2.2 Fahrzeugprofile und Flexibilitätspotenzial

Für die Simulation der Flexibilitätspotenziale gehen je nach Szenario unterschiedliche Daten z. B. bezüglich Batteriekapazität, Ladeleistung und Ladeort ein. Dies führt dazu, dass von den insgesamt 2.280 generierten Fahr- und Parkprofilen je nach Szenario unterschiedlich viele Fahrzeuge als batteriebetriebene Elektrofahrzeuge umgesetzt werden können. Mit zunehmender Batteriekapazität steigt zudem die Reichweite der Fahrzeuge. Auch mit weiteren Lademöglichkeiten können mehr und mehr konventionell betriebene Fahrzeuge – auch solche mit höheren jährlichen Fahrleistungen – rein elektrisch abgebildet werden. Im Szenario geringer Flexibilität (S1) können 95 % aller Fahrzeuge des zugrundeliegenden Datensatzes (Institut für Verkehrswesen, KIT 2019) durch E-PKW ersetzt werden. Durch die zusätzliche Lademöglichkeit am Arbeitsplatz sind es im Szenario moderater Flexibilität (S2) 96 % aller Fahrzeuge. Schließlich können durch die größere Batterie und höhere Ladeleistungen 98 % aller Fahrzeuge in den Szenarien hoher (S3) und maximaler Flexibilität (S4) durch E-PKW substituiert werden. Entsprechend erhöht sich die durchschnittliche jährliche Fahrleistung je Fahrzeug von 12.430 km/Jahr in S1 auf 13.249 km/Jahr in S3 und S4 (Abbildung 5.3). Für die Normierung aller monetären Ergebnisse wird daher eine jährliche Fahrleistung von 12.500 km gewählt.

Darüber hinaus sind im MOP-Datensatz rund 370 Fahrzeuge enthalten, die im Zeitraum der Mobilitätsenerhebung nicht bewegt wurden. Zwei Fahrzeuge parken weder zuhause noch am Arbeitsplatz und können daher nicht durch E-PKW ersetzt werden. Die aus der Simulation resultierenden E-PKW-Flexibilitätsprofile werden für die Aggregation der Flexibilitätspotenziale um die nicht bewegten Fahrzeuge sowie um die Fahrzeuge ohne Lademöglichkeit bereinigt (Abbildung 5.3).

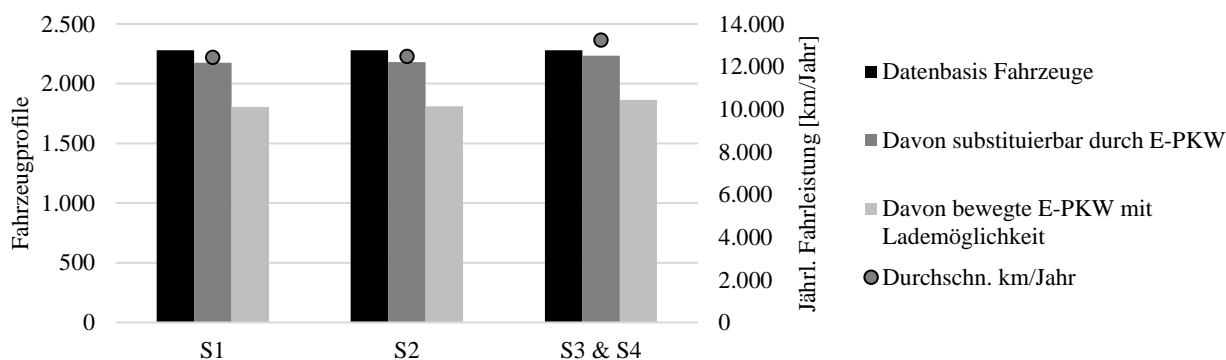


Abbildung 5.3: Beschreibung der simulierten Fahrzeugprofile je Szenario.

Abbildung 5.4 stellt die resultierenden Lastgänge im Fall sofortigen Ladens nach Maximal-Ladestrategie nach Aggregation für ganz Schleswig-Holstein und für die Szenarien S1 – S4 dar. Im Szenario geringer Flexibilität (S1) mit einer 13%igen E-PKW-Durchdringung ist werktags ein abendlicher Peak bis ca. 180 MW zu beobachten. Freitags starten einige Ladevorgänge bereits früher, dadurch verringert sich die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge in den Abendstunden. Die Ladevorgänge am Wochenende verteilen sich über einen längeren Zeitraum, der maximale Leistungsbezug fällt geringer aus. In Szenario S2 mit moderater Flexibilität bleibt die E-PKW-Durchdringungsrate bei 13 %. Werktags zeigt sich am Vormittag durch die zusätzliche Lademöglichkeit am Arbeitsplatz ein zweiter Peak. Dadurch reduziert sich die Spitzenlast auf ca. 120 MW. Der Lastgang am Wochenende unterscheidet sich kaum im Vergleich zu S1. Das Lastprofil des Szenarios hoher Flexibilität S3 weist weiterhin zwei tägliche Peaks auf. Aufgrund der höheren E-PKW-Durchdringungsrate von 23 % steigen die Lastspitzen auf bis zu 280 MW. Die höchsten Lastspitzen bis zu 1.200 MW können im Szenario maximaler Flexibilität (S4) bei einer E-PKW-Durchdringungsrate von 100 % beobachtet werden.

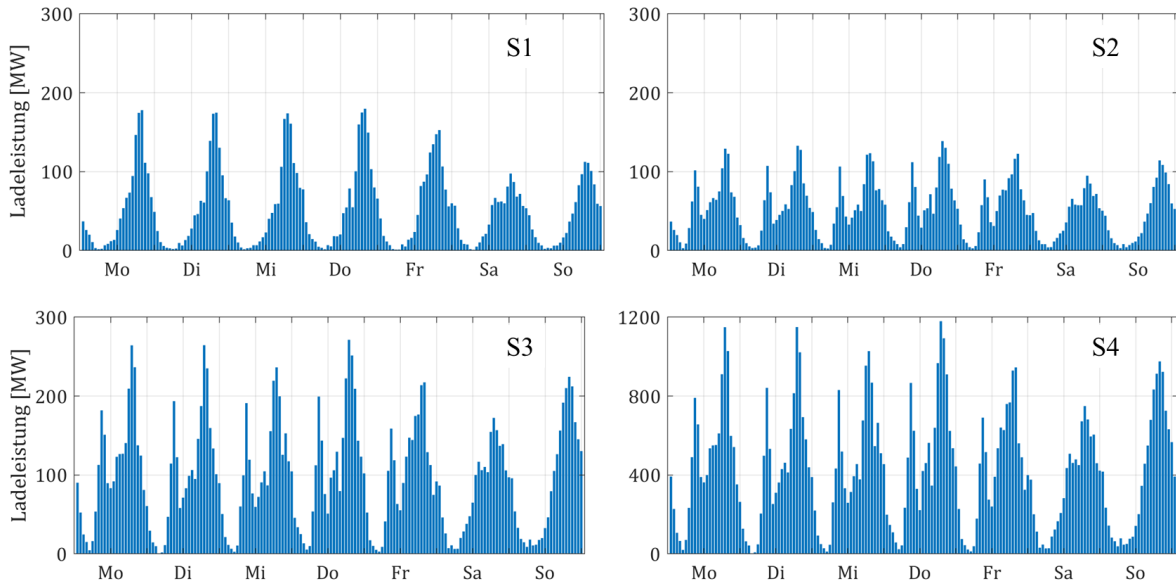


Abbildung 5.4: Lastgang für gesamt Schleswig-Holstein nach Maximal-Ladestrategie für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).

Die Flexibilitätspotenziale werden maßgeblich von den Zeitreihen für den maximalen und minimalen SOC-Verlauf sowie der zur Verfügung stehenden maximale Lade- bzw. Entladeleistung bestimmt. Die Fläche zwischen maximalem und minimalem SOC stellt dabei den für die Ladeoptimierung zulässigen SOC-Bereich dar. Abbildung 5.5 zeigt die Flexibilitätprofile der aggregierten E-PKW-Flotten gemäß standardisierten Flexibilitätprofilen der Szenarien S1 – S4. Aufgrund der hohen Mindestreichweite in S1 ist hier der zulässige SOC-Bereich am geringsten, die maximale (Ent-)Ladeleistung schwankt am stärksten aufgrund der ausschließlichen Lademöglichkeit zuhause. In S2 wird das SOC-Band bereits breiter, die maximale (Ent-)Ladeleistung wird höher. Schließlich führt die hohe Batteriekapazität der Szenarien S3 und S4 zu einer weiteren Verbreiterung des zulässigen SOC-Bereichs, auch die geringere Mindestreichweite in S4 vergrößert diesen. Die maximalen (Ent-)Ladeleistungen sind identisch für die Szenarien S3 und S4 und erhöhen sich nochmals gegenüber S2.

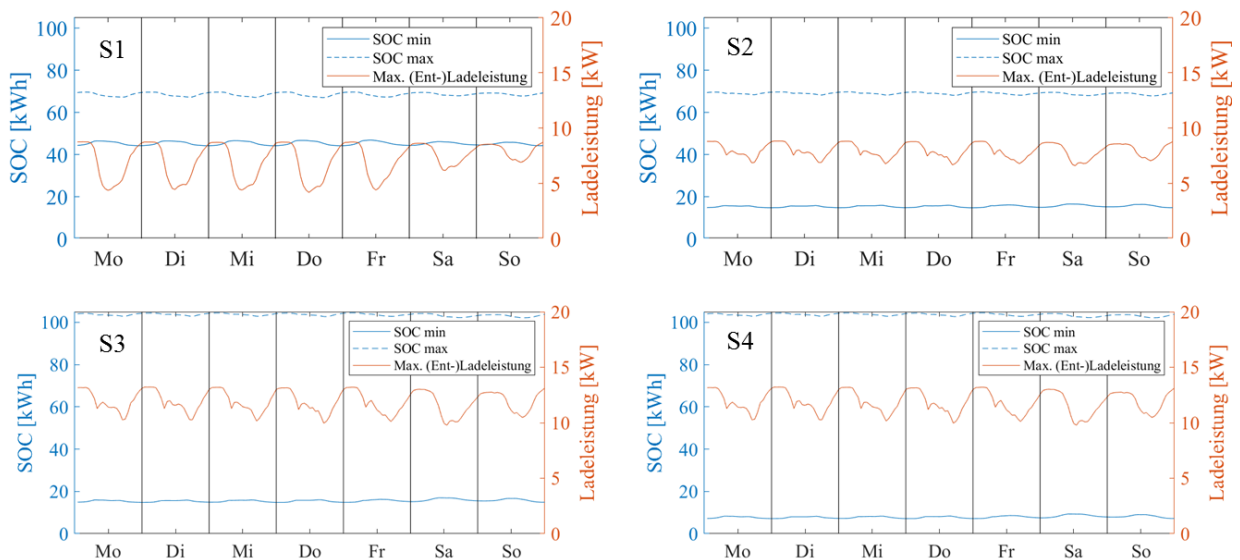


Abbildung 5.5: Zulässige SOC-Bereiche sowie maximale (Ent-)Ladeleistungen der aggregierten E-PKW-Flotten gemäß standardisierten Flexibilitätprofilen der Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).

Weiterhin führt die Berücksichtigung von E-PKW zu einer Erhöhung der elektrischen Nachfrage in Schleswig-Holstein. Der elektrische Bedarf und die räumliche Verteilung der E-PKW werden mithilfe der Simulation und Aggregation der Flexibilitätspotenziale ermittelt. Je nach Szenario beträgt die Anzahl der E-PKW in ganz Schleswig-Holstein zwischen 0,2 und 1,6 Mio. Fahrzeuge. Damit geht ein zusätzlicher Energiebedarf i. H. v. 0,5 – 3,7 TWh/Jahr einher. Abbildung 5.6 zeigt die räumliche Verteilung der elektrischen Nachfrage der E-PKW im Szenario S4. Der Aggregationsmechanismus weist 119 der 110 kV-Netzknoten in Schleswig-Holstein Fahrzeuge zu. Die meisten E-PKW befinden sich in den Städten Kiel, Lübeck und Flensburg sowie im Einzugsgebiet Hamburgs. Die maximale Flottengröße eines einzelnen Knotens besteht in S4 aus 0,2 Mio. E-PKW. Dies entspricht einer elektrischen Nachfrage von rund 0,3 TWh/Jahr.

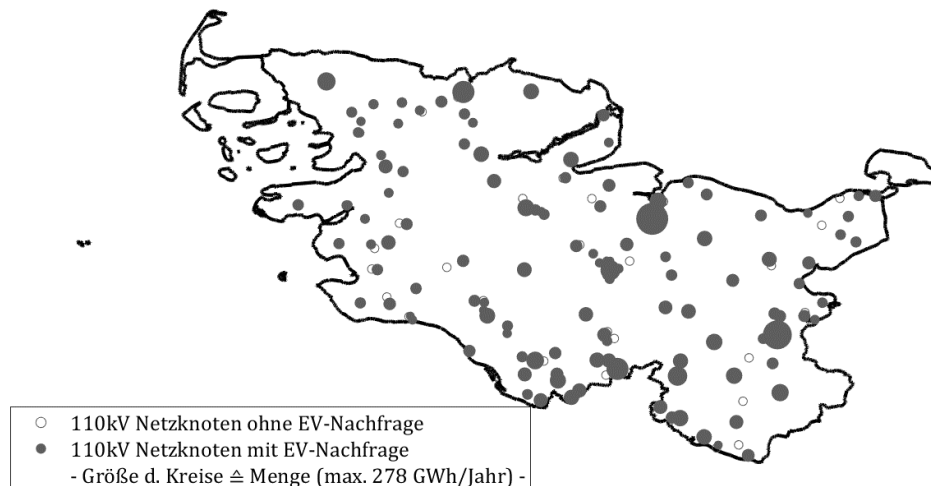


Abbildung 5.6: Räumliche Verteilung der elektrischen Nachfrage der E-PKW in Schleswig-Holstein für eine E-PKW-Durchdringungsrate von 100 % (eigene Darstellung basierend auf KBA (2017)).

5.2.3 Geringe Flexibilität (Szenario S1)

Das Engpassmanagement-Modell ist sowohl mit dem E-PKW-Lastgang nach Maximal-Ladestrategie als auch mit der durch das C2V-Modell optimierten Nachfrage lösbar, sodass kein Peakshaving erforderlich ist. Abbildung 5.7 stellt exemplarisch den resultierenden Fahrplan des Aggregators am Netzknoten bei Sylt³ – einem Knoten mit EE-Abregelung – während einer Woche dar. Der Fahrplan beinhaltet die Ladeleistung aus EE-Abregelung und Marktbezug, sowie den resultierenden durchschnittlichen SOC der E-PKW Flotte. Aufgrund der Ladestrategie, möglichst viel EE-Abregelung zu nutzen, wird so viel wie möglich Überschussstrom geladen. Die untere Grenze für den zulässigen SOC führt dazu, dass in der gezeigten Woche am Dienstag und Mittwoch auch Netzstrom geladen werden muss. Da die EE-maximierende Ladestrategie jedoch keine Marktpreise berücksichtigt, findet der Marktbezug nicht notwendigerweise zu Zeiten geringer Marktpreise statt. Die Ladeleistung wird entweder durch die Obergrenze zur Vermeidung zusätzlicher Netzbelastung (hier z. B. am Dienstag), das technische Maximum (hier z. B. am Freitag), oder durch den verfügbaren EE-Strom bestimmt.

³ Netzknoten im äußersten Nordwesten Schleswig-Holsteins, dem u. a. die Nachfrage der Insel Sylt zugeordnet wird. Im Folgenden wird dieser Netzknoten auch als „Netzknoten Sylt“ bezeichnet.

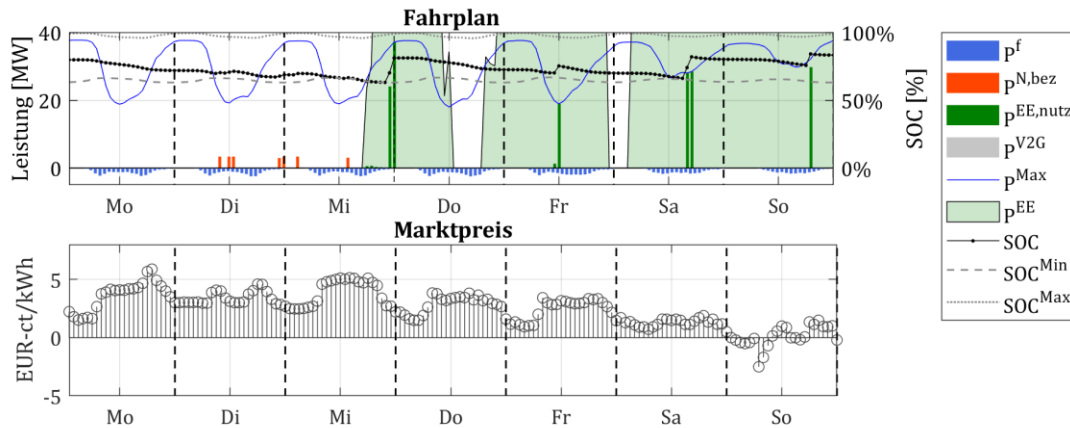


Abbildung 5.7: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S1.

Gerade an Netzknoten ohne EE-Abregelung, wie bspw. bei Kiel, wird kostenminimal geladen. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Ladeprofile. Abbildung 5.8 zeigt den Verlauf der durchschnittlichen Ladeleistung je Fahrzeug für eine beispielhafte Woche der Netzknoten bei Sylt, Kiel und zum Vergleich für ganz Schleswig-Holstein. Da sich die meisten E-PKW an Netzknoten ohne oder mit geringer EE-Abregelung befinden, ist das durchschnittliche Ladeprofil für ganz Schleswig-Holstein sehr ähnlich zu dem bei Kiel. Insgesamt ist eine starke Veränderung des durchschnittlichen Ladeprofiles im Vergleich zum S1-Referenzszenario des Sofortladens nach Maximal-Ladestrategie zu beobachten. An Netzknoten mit EE-Abregelung, hier am Beispiel Sylt dargestellt, erfolgt das Laden zu Zeiten mit EE-Abregelung mit höherer Leistung. An Netzknoten in Wochen ohne EE-Abregelung wird nach der kostenminimalen Ladestrategie optimiert. Die Ladevorgänge verlagern sich von den Abend- in die Nachtstunden sowie auf das Wochenende. Ursache hierfür sind die geringeren Marktpreise (vgl. Abbildung 5.9). Die Restriktion zur Vermeidung zusätzlicher Netzbelastung bei Bezug über die lokalen Märkte spiegelt sich in einer geringeren maximalen Ladeleistung in den Bezugs-Plateaus wider.

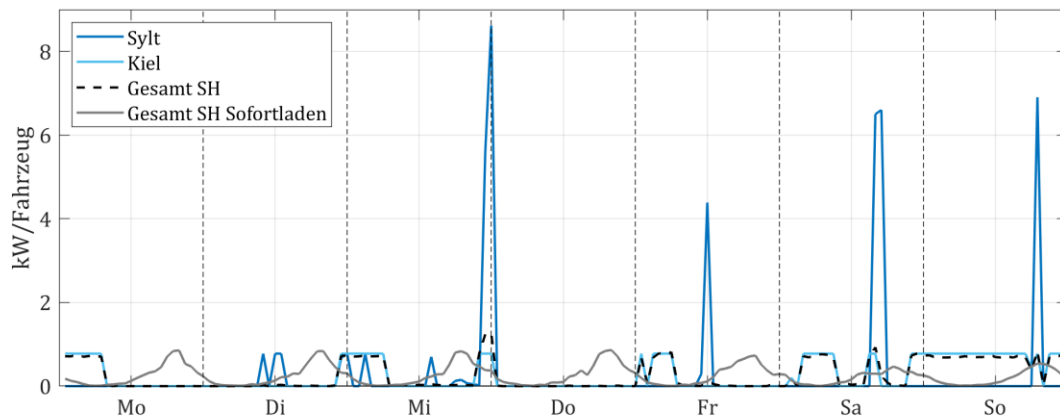


Abbildung 5.8: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S1.

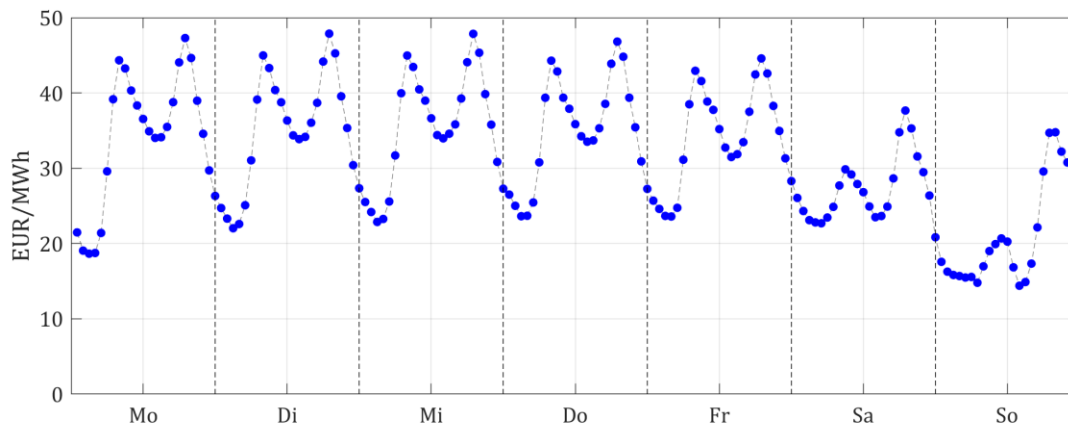


Abbildung 5.9: Jahresdurchschnitt der stündlichen Marktpreise (eigene Darstellung basierend auf EPEX Spot (2015)).

In Szenario S1 können im Mittel über alle Netzknoten hinweg jährliche Gesamtladepkosten von 524 € pro Fahrzeug und Jahr realisiert werden. Die Marktbezugskosten machen dabei nur 42 € bzw. 8 % der gesamten Ladepkosten aus. Weiterhin werden die Ladepkosten mit dem S1-Referenzszenario verglichen, in welchem zwar Überschussstrom zum Laden verwendet wird, jedoch nach Maximal-Ladestrategie geladen wird. Obwohl die Marktbezugskosten um 46 % geringer ausfallen als im S1-Referenzszenario, sinken die Gesamtladepkosten von zuvor 575 € um nur rund 9 % (Abbildung 5.10).

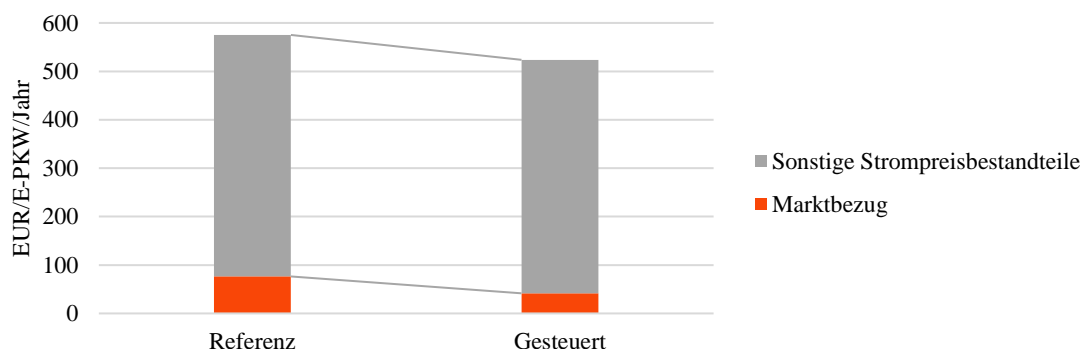


Abbildung 5.10: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladepkosten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S1.

Dabei zeigen sich große Unterschiede je nach Knoten. Im S1-Referenzszenario kann je nach Verfügbarkeit überschüssiger EE-Strom geladen werden. Die verbleibende elektrische Nachfrage der E-PKW wird durch Strombezug über die lokalen Energiemärkte gedeckt. Dadurch ergeben sich je nach Netzknoten für das gesamte Jahr Kosten für den Marktbezug in Höhe von 52 – 79 €/E-PKW bzw. Gesamtladepkosten in Höhe von 478 – 585 €/E-PKW. Durch die Optimierung des Aggregators sinken die jährlichen Kosten für den Bezug des Ladestroms über den Strommarkt auf 10 – 54 €/E-PKW (Abbildung 6.7), die Gesamtladepkosten auf 337 – 555 €/E-PKW (Abbildung 6.8). Wengleich die mittleren jährlichen Marktbezugskosten an den Netzknoten mit Überschussstrom mit 31 €/E-PKW 14 € unterhalb derer der E-PKW an den Netzknoten ohne Einspeisemanagement liegen, liegen sie an 3 Netzknoten bis zu 9 €/E-PKW darüber (Abbildung 6.7). Im Vergleich zum S1-Referenzszenario wird damit eine Kostenreduktion um 55 % erzielt. Die durchschnittlichen Gesamtladepkosten betragen an den Netzknoten mit Überschussstrom 431 €/Jahr und fallen damit 20 % geringer aus als im Fall des Ladens nach Maximal-Ladestrategie. Netzknoten im Norden Schleswig-Holsteins, an der Ostsee in der Nähe der Insel Fehmarn, sowie an der Nordsee z. B. bei Friedrichskoog und Brunsbüttel weisen die geringsten Ladepkosten auf. Die höchsten Ladepkosten entstehen u. a. in Städten wie Lübeck, Flensburg und Kiel (Abbildung 5.11).

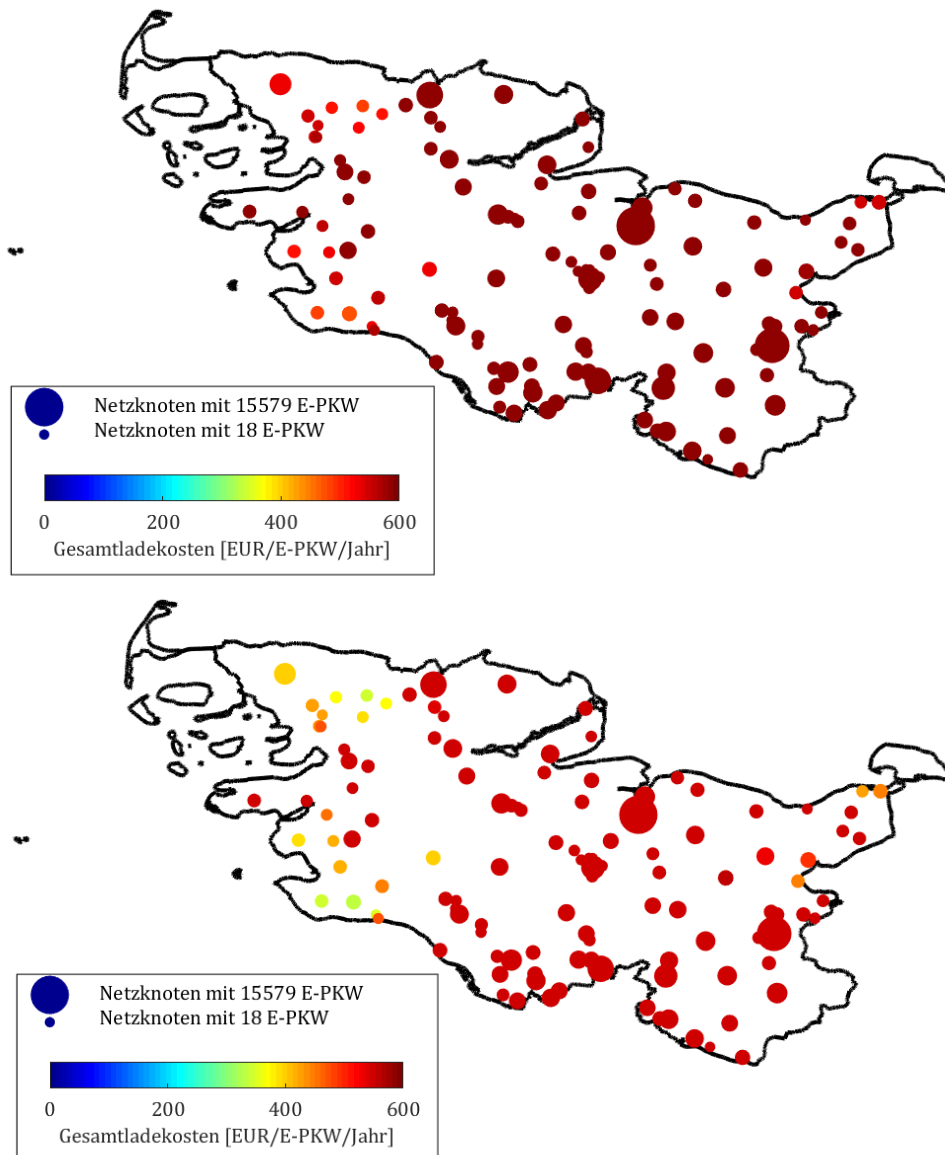


Abbildung 5.11: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S1 (unten) im Vergleich zum S1-Referenzszenario (oben).

Da sich an den Netzknoten mit den höchsten Ladeposten auch die meisten Fahrzeuge befinden, fallen die durchschnittlichen Ladeposten für alle Fahrzeuge Schleswig-Holsteins betrachtet unabhängig von deren Zuordnung zu Netzknoten etwas höher aus. Die Marktbezugskosten liegen auf Bundeslandebene bei durchschnittlich 43 €/E-PKW, die Gesamtladeposten bei 537 €/E-PKW. Rund 21 Tausend bzw. 10 % aller Fahrzeuge weisen jährliche Gesamtladeposten von weniger als 500 €/E-PKW auf (Abbildung 5.29).

Geringere Ladeposten gehen mit einem höheren EE-Anteil einher (Abbildung 5.29). Bei dem durchschnittlichen Anteil des genutzten Überschussstroms am Ladestrom zeigen sich deutliche regionale Unterschiede. Im S1-Referenzszenario kann im Mittel über alle Netzknoten ein EE-Anteil von 4 % erreicht werden (Abbildung 5.32). Der Anteil schwankt dabei zwischen 0 und 40 %. An Netzknoten mit EE-Abregelung wird bereits ohne optimierte Ladesteuerung ein durchschnittlicher EE-Anteil von 17 % erzielt. Mit der EE-maximierenden Ladestrategie steigt der EE-Anteil auf 0 – 88 %. Besonders im Norden und Westen Schleswig-Holsteins können hohe EE-Anteile beobachtet werden (Abbildung 5.12). Im Mittel über alle Netzknoten liegt der EE-Anteil bei 12 % und damit etwa 8 Prozentpunkte höher als im S1-Referenzszenario. Bei

ausschließlicher Betrachtung der Netzknoten mit Überschussstrom kann ein mittlerer EE-Anteil von 52 % beobachtet werden. Auf Bundeslandebene fällt der durchschnittliche EE-Anteil aufgrund der höheren Fahrzeug-Dichte in dicht besiedelten Gebieten geringer aus. Im S1-Referenzszenario liegt er bei 2 %. Nach Optimierung mit der EE-maximierenden Ladestrategie fällt der EE-Anteil mit 6 % drei Mal höher aus als im Referenzszenario.

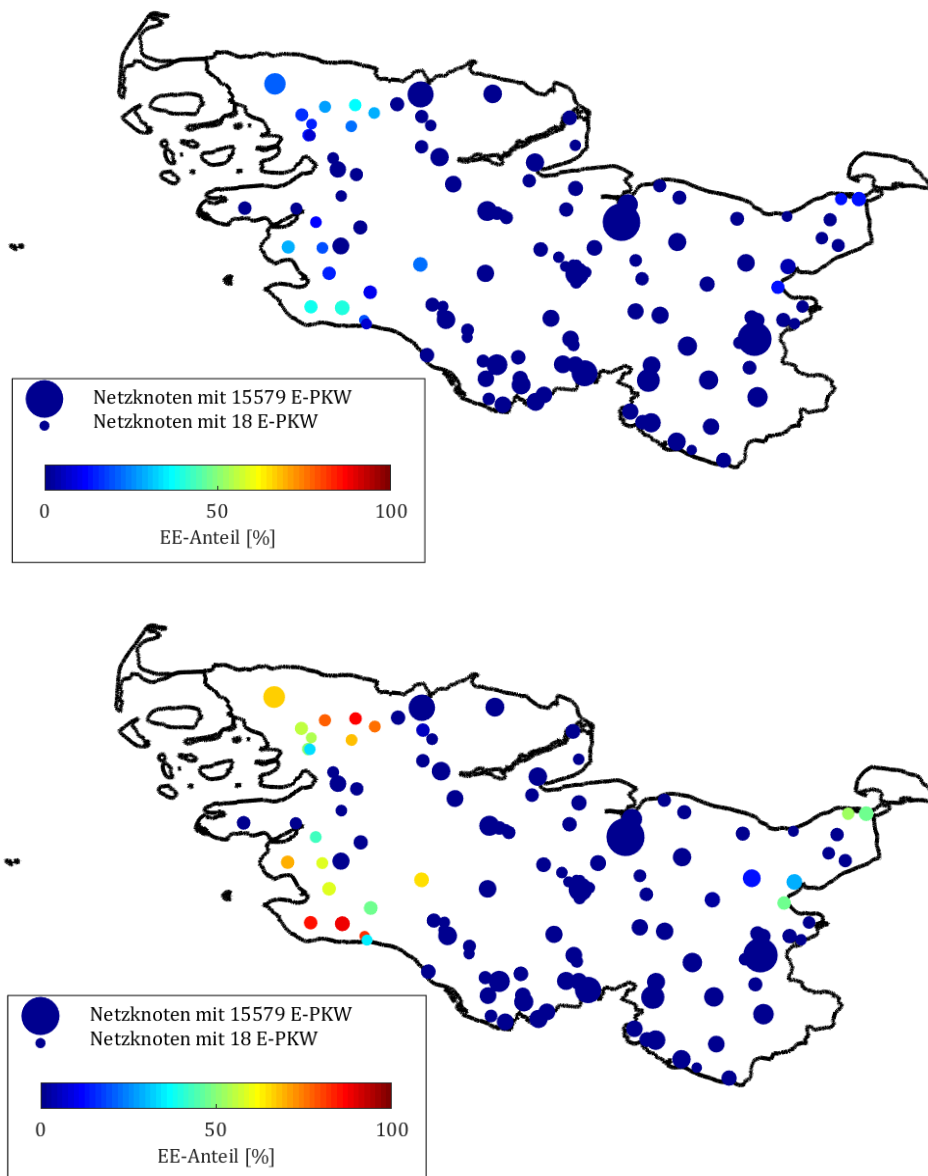


Abbildung 5.12: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S1 (unten) im Vergleich zum S1-Referenzszenario (oben).

Die durchschnittlichen jährlichen THG-Emissionen des Ladestroms sinken aufgrund der Ladesteuerung in Szenario S1 von 80 auf 71 g CO₂/km (Abbildung 6.13). Die Maximal-Ladestrategie des S1-Referenzszenarios führt an den Netzknoten ohne EE-Abregelung zu THG-Emissionen von 83 g CO₂/km. An den 27 Netzknoten, an denen sowohl Einspeisemanagement auftritt als auch Fahrzeuge zugeordnet sind, liegen die THG-Emissionen mit durchschnittlich 69 g CO₂/km 17 % unterhalb der Emissionen der Netzknoten ohne EE-Abregelung. Die Streuung reicht dabei von 50 – 83 g CO₂/km. Aufgrund der Ladesteuerung des Aggregators sinken die THG-Emissionen in Szenario S1 über alle Netzknoten betrachtet um 11 % auf 71 g CO₂/km. Ist keine EE-Abregelung vorhanden, gehen die THG-Emissionen durch die kostenminimierende Ladestrategie um 3 g CO₂/km zurück. An den Netzknoten mit Überschussstrom sinken sie um 42 % auf durchschnittlich 40 g CO₂/km. Im günstigsten Fall werden hier Emissionen von 10 g CO₂/km erreicht.

Das Potenzial zur Reduktion der abgeregelten Energiemengen ist gering. Im Fall ohne E-PKW werden während des gesamten Jahres 2.684 GWh abgeregelt und 1.096 GWh aus Schleswig-Holstein exportiert. Durch die zusätzliche Stromnachfrage durch E-PKW von 454 GWh/Jahr reduziert sich im S1-Referenzszenario die abgeregelte Energiemenge um nur 20 GWh. Die exportierte Energiemenge reduziert sich um 39 %. In Szenario S1 können weitere 19 GWh/Jahr Überschussstrom vermieden werden, die Exporte erhöhen sich wiederum leicht um 3 % gegenüber dem S1-Referenzszenario. Bei der Vermeidung von EE-Abregelung zeigt sich eine starke Konzentration auf küstennahe Standorte (Abbildung 5.13), welche durch die resultierende räumliche Verteilung der Abregelung bedingt ist (vgl. Abbildung 5.2).

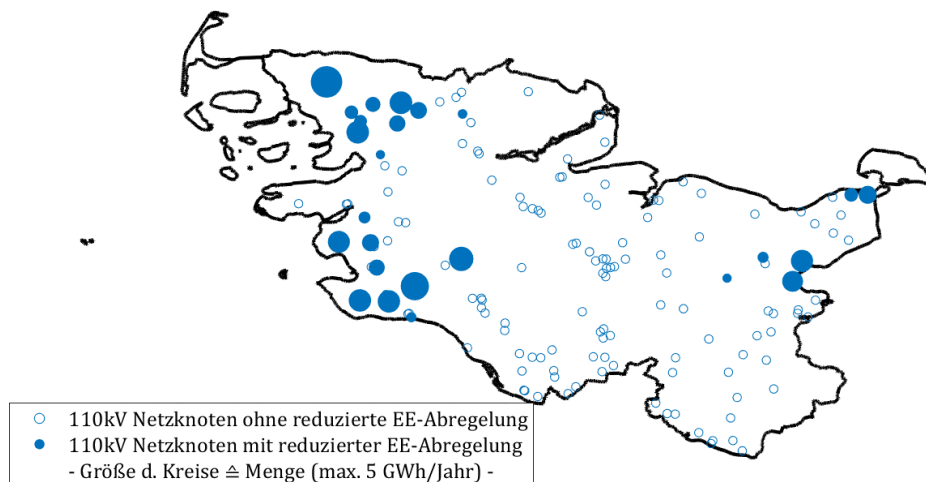


Abbildung 5.13: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S1 reduziert wird.

Aufgrund des Verhältnisses von jährlicher Fahrleistung zu Batteriekapazität ergeben sich durchschnittlich 31 äquivalente Vollzyklen/E-PKW/Jahr an allen Netzknoten. Der durchschnittliche SOC aller Fahrzeuge liegt in Szenario S1 bei 81 % und variiert zwischen 80 – 81 % je Netzknoten.

5.2.4 Moderate Flexibilität (Szenario S2)

In Szenario S2 kann auch am Arbeitsplatz geladen werden. Dadurch steigt die verfügbare maximale Ladeleistung. Aufgrund der geringeren Mindestreichweite ist der zulässige SOC-Bereich größer. Auch in Szenario S2 ist das Engpassmanagement-Modell sowohl mit dem E-PKW-Lastgang nach Maximal-Ladestrategie als auch mit dem optimierten Lastgang auf Antrieb lösbar, eine Spitzenlastkappung damit nicht notwendig. Im resultierenden Fahrplan des Aggregators am Netzknoten bei Sylt wird daher im Vergleich zu Szenario S1 in der dargestellten Woche kein Netzstrom geladen (Abbildung 5.14).

In Szenario S2 ist tagsüber eine höhere Verfügbarkeit von Flexibilität aufgrund der Möglichkeit des Ladens am Arbeitsplatz gegeben. Dennoch kann ein ähnliches Ladeverhalten wie in S1 beobachtet werden. An Netzknoten mit EE-Abregelung (hier am Beispiel Sylt) erfolgt das Laden weiterhin zu Zeiten mit Überschussstrom und mit höherer Leistung. Gegenüber dem S2-Referenzszenario mit sofortigem Laden zeigt sich eine ähnliche zeitliche Verlagerung der durchschnittlichen Ladeleistung je Fahrzeug wie bereits in S1 beobachtet. An Netzknoten mit kostenminimierender Ladestrategie wie bspw. Kiel werden die Ladevorgänge aufgrund günstigerer Bezugspreise von den Vormittags- und Abendstunden in die Nachtstunden sowie auf das Wochenende verlagert (Abbildung 5.15).

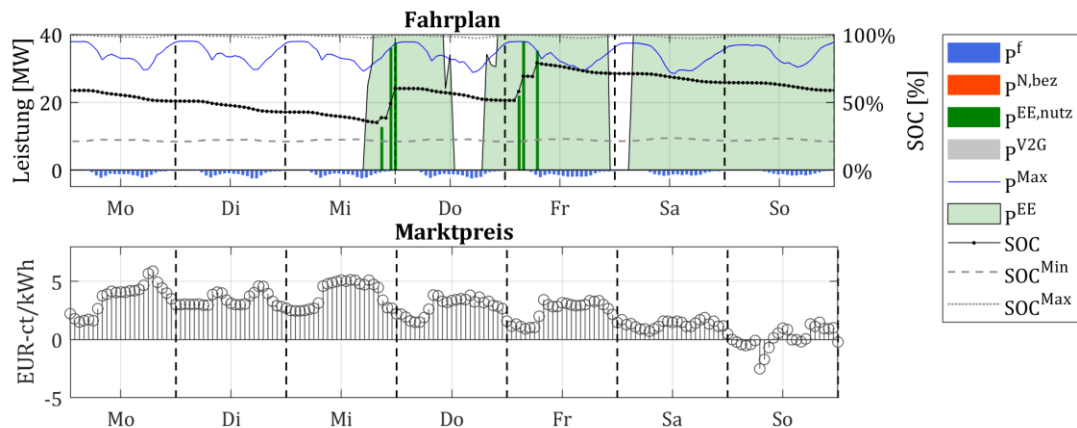


Abbildung 5.14: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S2.

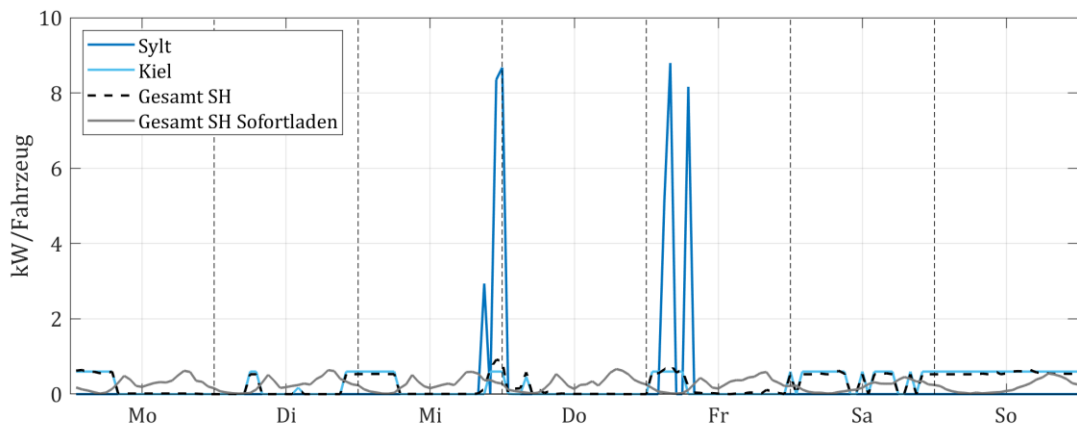


Abbildung 5.15: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S2.

Über alle Netzknoten hinweg können in Szenario S2 im Mittel jährliche Gesamtladekosten von 524 € pro Fahrzeug und Jahr realisiert werden, was genau den Kosten in Szenario S1 entspricht. Die Marktbezugskosten machen mit 44 € einen leicht höheren Anteil an den gesamten Ladekosten aus. Im Vergleich zu den Ladekosten des S2-Referenzszenarios sinken die Marktbezugskosten um 43 %. Die Gesamtladekosten können durch die Ladeoptimierung um durchschnittlich 9 % reduziert werden (Abbildung 5.16).

Die einzelnen Netzknoten zeigen dabei weiterhin unterschiedliche Ergebnisse. Im S2-Referenzszenario ergeben sich je nach Netzknoten Marktbezugskosten in Höhe von 52 – 80 €/E-PKW/Jahr bzw. Gesamtladekosten von 475 – 586 €/E-PKW. Durch die Optimierung des Aggregators sinken die jährlichen Kosten für den Marktbezug auf 7 – 56 €/E-PKW (Abbildung 6.7), die Gesamtladekosten auf 327 – 555 €/E-PKW (Abbildung 5.17, Abbildung 6.8). Die Spannbreite erhöht sich dadurch leicht gegenüber Szenario S1. Netzknoten mit EE-Abregelung weisen weiterhin die geringsten Ladekosten auf. Die durchschnittlichen jährlichen Marktbezugskosten können dort durch die Ladeoptimierung um 59 % auf 28 €/E-PKW gesenkt werden. Im Vergleich dazu sinken die durchschnittlichen jährlichen Marktbezugskosten an allen anderen Netzknoten um 40 % auf 48 €/E-PKW. Ohne Überschussstrom sinken die jährlichen Gesamtladekosten von 586 auf 555 €/E-PKW. An den von Einspeisemanagement betroffenen Netzknoten können sie gegenüber dem S2-Referenzszenario um durchschnittlich 22 % auf 421 €/E-PKW reduziert werden.

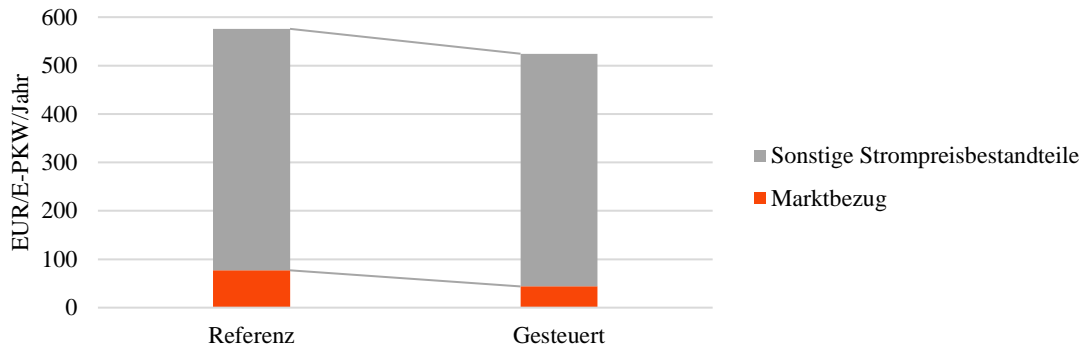


Abbildung 5.16: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S2.

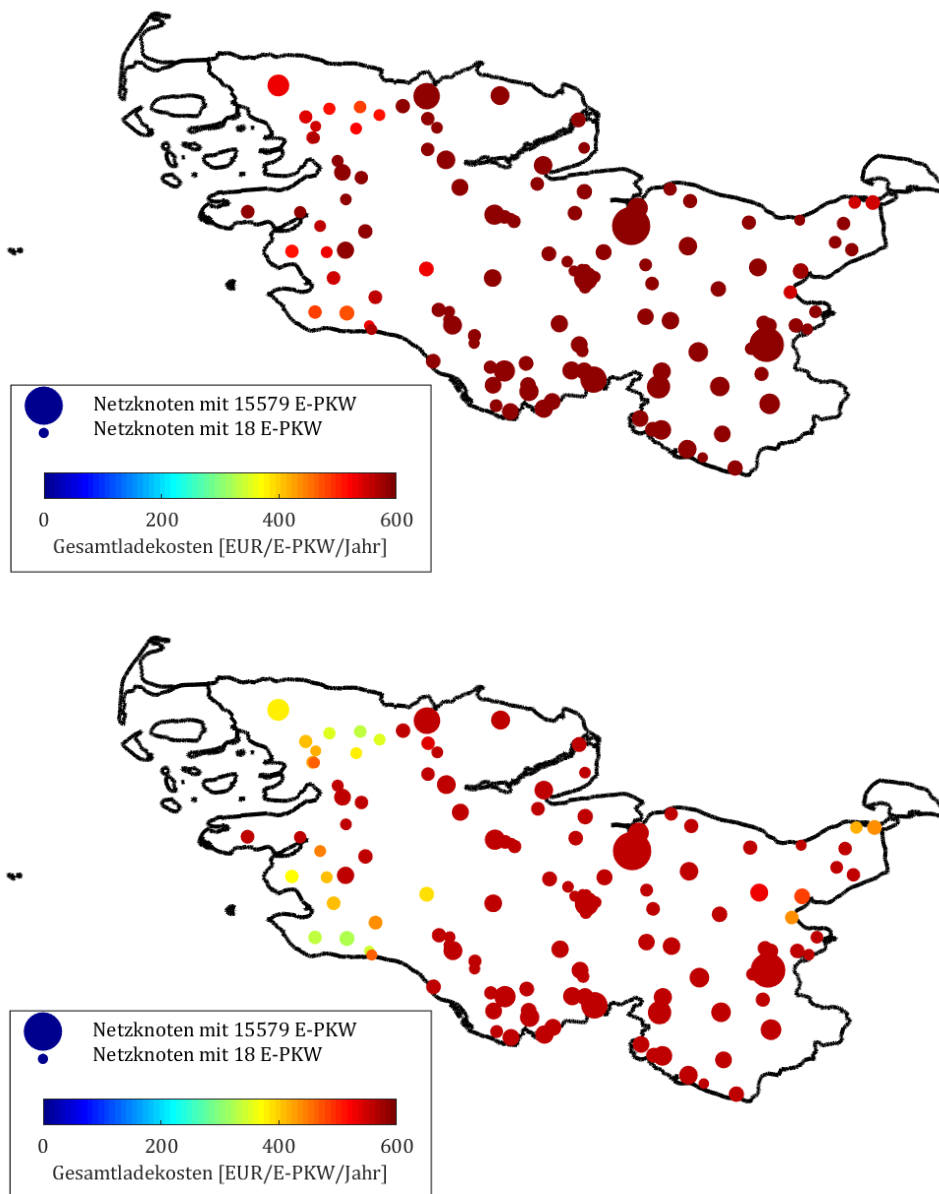


Abbildung 5.17: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S2 (unten) im Vergleich zum S2-Referenzszenario (oben).

Werden die durchschnittlichen Ladekosten für alle Fahrzeuge Schleswig-Holsteins unabhängig von ihrer Netzknoten-zuordnung betrachtet, liegen die Marktbezugskosten bei durchschnittlich 46 €/E-PKW, die Gesamtladekosten bei 538 €/E-PKW. Gegenüber Szenario S1 können die Marktbezugskosten im günstigsten Fall nochmals um 32 % gesenkt werden, die Gesamtladekosten um 3 %. Wie auch in S1 liegen die jährlichen Gesamtladekosten von rund 21 Tausend bzw. 10 % aller Fahrzeuge bei weniger als 500 €/E-PKW auf (Abbildung 5.29).

Im S2-Referenzszenario beträgt der EE-Anteil am Ladestrom je nach Netzknoten 0 – 41 %, und durchschnittlich 4 % (Abbildung 5.32). Werden nur die Netzknoten mit Überschussstrom betrachtet, liegt der EE-Anteil wie auch schon im S1-Referenzszenario bei durchschnittlich 17 %. Mit der EE-maximierenden Ladestrategie in Szenario S2 steigt er auf 0 – 92 % (Abbildung 5.18). Im Mittel über alle Knoten kann im Szenario S2 drei Mal so viel Überschussstrom geladen werden wie im S2-Referenzszenario. Im Mittel über alle Netzknoten beträgt der EE-Anteil in S2 mit 13 % einen Prozentpunkt mehr als in S1. An den Netzknoten mit Überschussstrom steigt der durchschnittliche EE-Anteil auf 56 %. Auf Bundeslandebene liegt der durchschnittliche EE-Anteil bei 7 % und somit 5 Prozentpunkte über dem der Maximal-Ladestrategie.

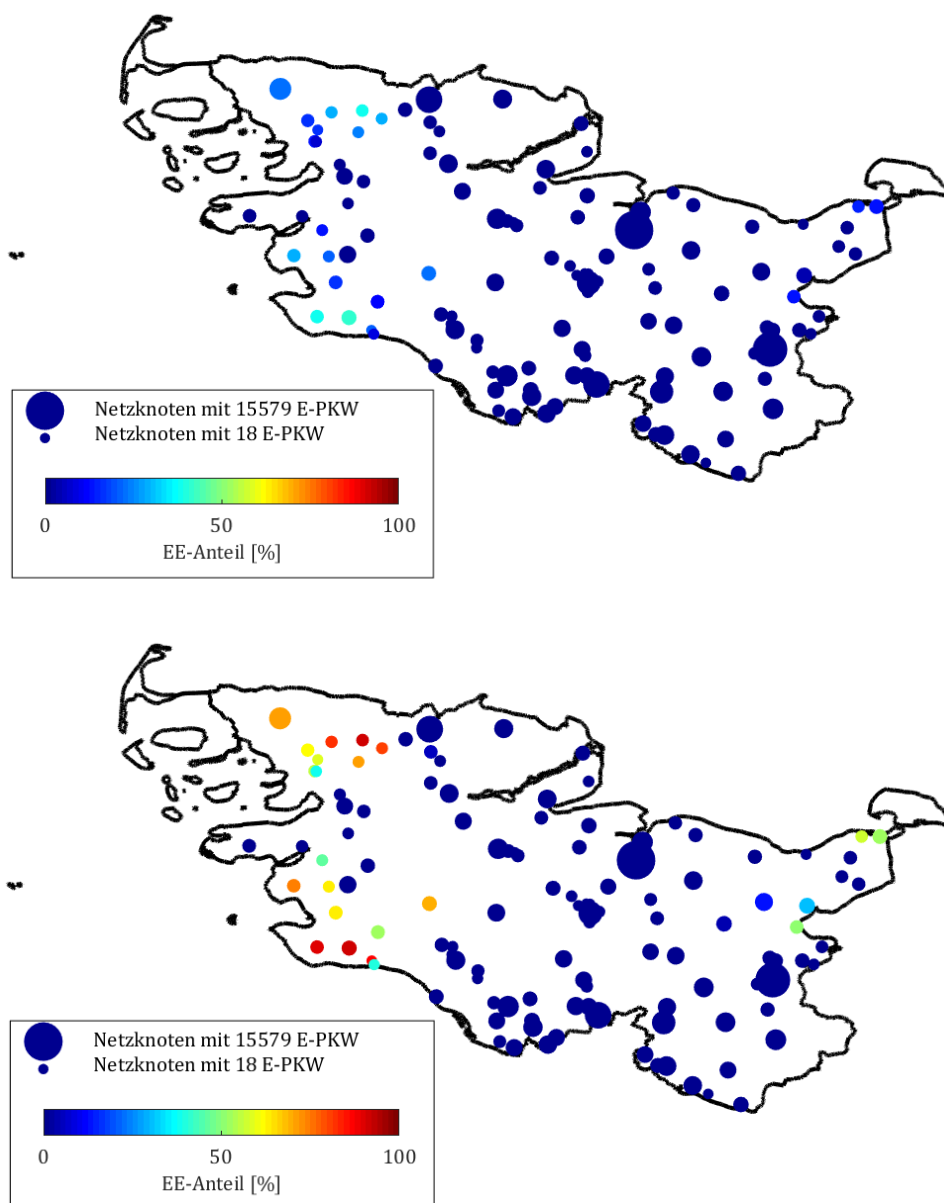


Abbildung 5.18: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S2 (unten) im Vergleich zum S2-Referenzszenario (oben).

Die durchschnittlichen jährlichen THG-Emissionen des Ladestroms können in Szenario S2 nochmals leicht reduziert werden. Sie sinken von durchschnittlich 80 auf 71 g CO₂/km. Der Boxplot in Abbildung 6.13 zeigt eine Zunahme der Spannweite über die einzelnen Netzknoten. In Szenario S2 entfallen durch EE-maximales Laden jährlich zwischen 7 – 81 g CO₂/km, an Netzknoten mit Überschussstrom sind es durchschnittlich 36 g CO₂/km und damit 48 % weniger als beim Laden nach Maximal-Ladestrategie. Die mit dem Ladestrom verbundenen THG-Emissionen sinken auch in Szenario S2 weiterhin bei allen E-PKW-Flotten, selbst an Netzknoten mit kostenminimaler Ladestrategie.

Das Potenzial zur Reduktion der abgeregelten Energiemengen ist vergleichbar zu dem in Szenario S1. Im S2-Referenzszenario kann die abgeregelte Energiemenge bereits um 21 GWh reduziert werden. Die exportierte Energiemenge reduziert sich durch den Mehrbedarf um 39 %. Durch die Ladeoptimierung des Aggregators können weitere 21 GWh/Jahr Überschussstrom vermieden werden. Die Exporte steigen gegenüber dem S2-Referenzszenario um 3 % an. Die regionale und mengenmäßige Verteilung der reduzierten EE-Abregelung zeigt keine Unterschiede gegenüber Szenario S1 (Abbildung 5.19).

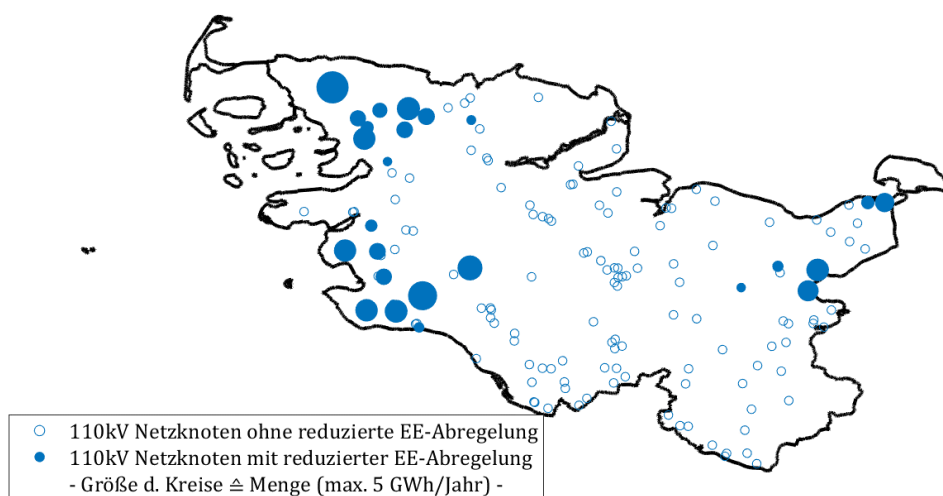


Abbildung 5.19: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S2 reduziert wird.

Da die Batteriekapazität weiterhin 70 kWh beträgt, bleiben die äquivalenten Batterievollzyklen pro E-PKW und Jahr mit durchschnittlich 31 an allen Netzknoten konstant. Der durchschnittliche SOC aller Fahrzeuge sinkt aufgrund der geringeren Mindestreichweite und dadurch geringeren unteren Grenze für den zulässigen SOC-Bereich auf 60 – 63 %, der Mittelwert liegt bei 60 %.

5.2.5 Hohe Flexibilität (Szenario S3)

In Szenario S3 steigt die E-PKW-Durchdringungsrate auf 23 %, die Batteriekapazität ist mit 105 kWh größer und die maximale Ladeleistung je Fahrzeug mit 13,7 bzw. 15,3 kW höher als in den zuvor untersuchten Fällen. Zudem kann nun auch in das Netz rückgespeist werden. Das Engpassmanagement-Modell ist dennoch weiterhin lösbar, sowohl mit dem E-PKW-Lastgang nach Maximal-Ladestrategie als auch mit der optimierten Nachfrage, sodass kein Peakshaving erforderlich ist.

Der beispielhafte Fahrplan am Netzknoten bei Sylt zeigt, dass so viel wie möglich Überschussstrom geladen wird (Abbildung 5.20). In S3 wird vor den Phasen, in denen Abregelung stattfindet, ins Netz zurückgespeist (hier z. B. in der Nacht von Freitag auf Samstag). Dadurch sinkt der SOC und die freie Speicherkapazität wird erhöht, sodass möglichst viel Überschussstrom während der folgenden Abregelungsperiode geladen werden kann. Da jedoch die EE-maximierende Ladestrategie keinen Anreiz setzt, die Anzahl der Lade- und Entladevorgänge oder der Wechsel zwischen Netzbezug und -einspeisung gering zu halten, kann es hier zu häufigen Wechsel zwischen Rückspeisung und Netzstrombezug kommen (hier am Dienstag und Mittwoch). Sowohl der Netzbezug über den lokalen Markt als auch die Wechsel zwischen Bezug und V2G sind nicht nur unnötig, sondern verursachen auch Kosten. Die Ursache hierfür ist, dass die EE-maximierende Ladestrategie

keine Kosten berücksichtigt. Die mit der EE-maximierenden Ladestrategie in Szenario S3 verbundenen Kosten sind daher nur begrenzt aussagekräftig.

Wenn an einem Netzknoten in einer Woche keine Energie abgeregelt wird, wird kostenminimal geladen. Die Rückspeisefunktion kommt dabei allerdings nicht zum Einsatz. Selbst auftretende negative Marktpreise (vgl. Abbildung 5.20) sind nicht ausreichend, um die NNE in Höhe von 9,2 €-ct/kWh zu kompensieren.

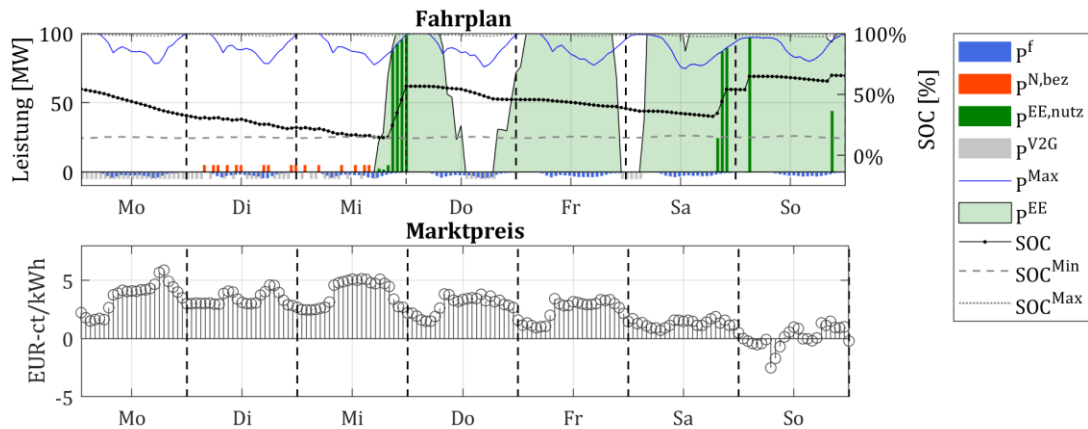


Abbildung 5.20: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S3.

Da an den Netzknoten ohne EE-Abregelung kein V2G zum Einsatz kommt, zeigt sich hier ein ähnliches Ladeverhalten wie in Szenario S2. An Netzknoten mit EE-Abregelung kann aufgrund des Rückspeisens etwas häufiger Überschussstrom geladen werden. Das Muster der Verlagerung von Ladevorgängen bei kostenminimalem Laden in die Nachtstunden sowie auf das Wochenende kann auch in S3 beobachtet werden (Abbildung 5.21).

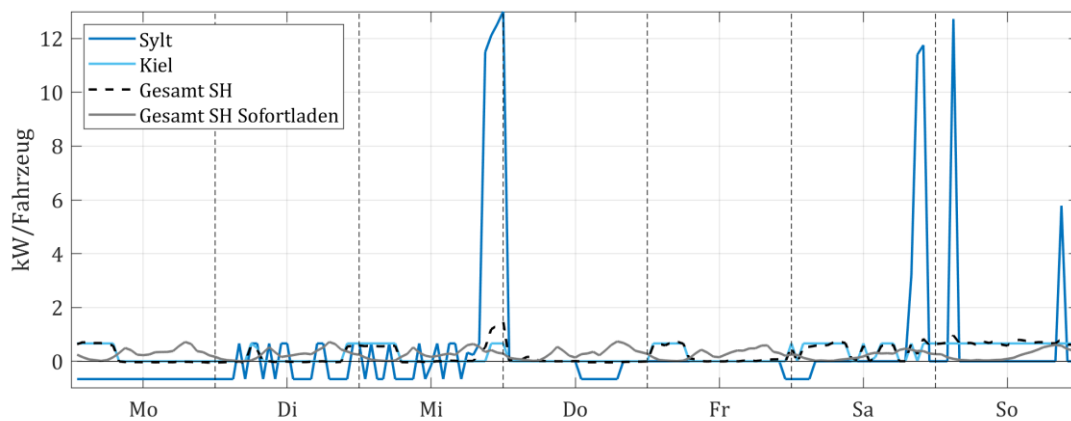


Abbildung 5.21: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S3.

Die jährlichen Gesamtladeposten in Szenario S3 liegen im Mittel über alle Netzknoten bei 518 € pro Fahrzeug und Jahr und damit 6 € unterhalb der Kosten in S1. Der Anteil der Marktbezugskosten bleibt konstant bei 8 % bzw. 45 € der gesamten Ladeposten. Zudem kommen nun durchschnittliche Erlöse in Höhe von 12 €/Jahr durch das Rückspeisen hinzu. Für den Marktbezug liegt das Kostenreduktionspotenzial im Vergleich zum S3-Referenzszenario bei 42 %. Die Gesamtladeposten können durch die Ladeoptimierung um durchschnittlich 10 % reduziert werden (Abbildung 5.22).

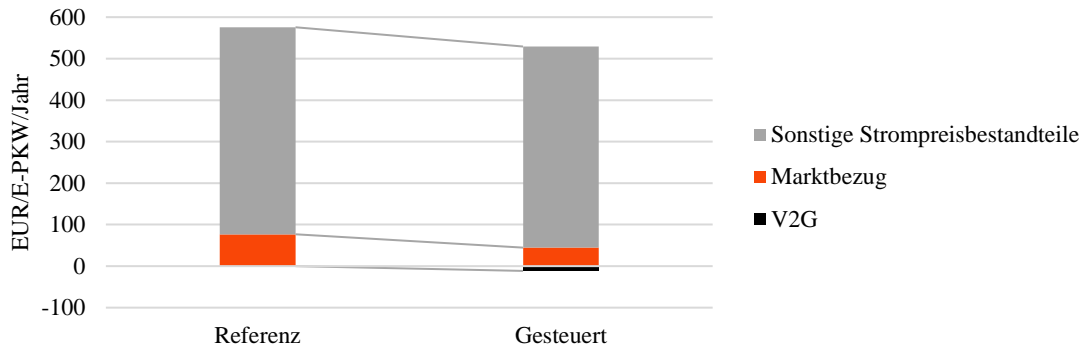


Abbildung 5.22: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladekosten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S3.

Im S3-Referenzszenario liegen die jährlichen Kosten für den Marktbezug bei 52 – 80 €/E-PKW bzw. bei durchschnittlich 77 €/E-PKW. Die Gesamtladekosten betragen durchschnittlich 575 €/E-PKW. Die Bandbreite liegt bei 475 – 586 €/E-PKW (Abbildung 5.23, Abbildung 6.8). Durch die Optimierung des Aggregators sinken die Marktbezugskosten (ohne V2G-Erlöse) auf 12 – 56 €/E-PKW/Jahr und damit um 42 %. Für rund 33 Tausend Fahrzeuge an 20 Netzknoten (und damit 9 % aller E-PKW in Schleswig-Holstein) kompensieren die Erlöse durch V2G die Marktbezugskosten (Abbildung 5.29), sodass im Extremfall negative Gesamtbezugskosten in Höhe von 74 €/E-PKW/Jahr resultieren. Wenn die Erlöse durch V2G mitberücksichtigt werden, verbleiben im Durchschnitt über alle Knoten jährliche Marktbezugskosten in Höhe von 33 €/E-PKW, an den Netzknoten mit Überschussstrom sind es durchschnittlich -17 €/E-PKW und damit 86 € bzw. 125 % weniger als im S3-Referenzszenario (Abbildung 6.7).

Aufgrund der weiteren Strompreisbestandteile sind die Gesamtladekosten dennoch an allen Netzknoten positiv und belaufen sich auf 262 – 558 €/E-PKW. Die Spannbreite erhöht sich somit nochmals gegenüber den zuvor betrachteten Szenarien. Im Durchschnitt liegen die jährlichen Gesamtladekosten mit 518 €/E-PKW 10 % unterhalb derer des S3-Referenzszenarios. Werden nur die von Einspeisemanagement betroffenen Knoten berücksichtigt, sinken die jährlichen Gesamtladekosten um durchschnittlich 27 % auf 394 €/E-PKW. Bei Betrachtung auf Bundeslandebene liegen die Marktbezugskosten nun bei durchschnittlich 46 €/E-PKW, die Erlöse durch V2G bei 6 € und die Gesamtladekosten bei 535 €/E-PKW.

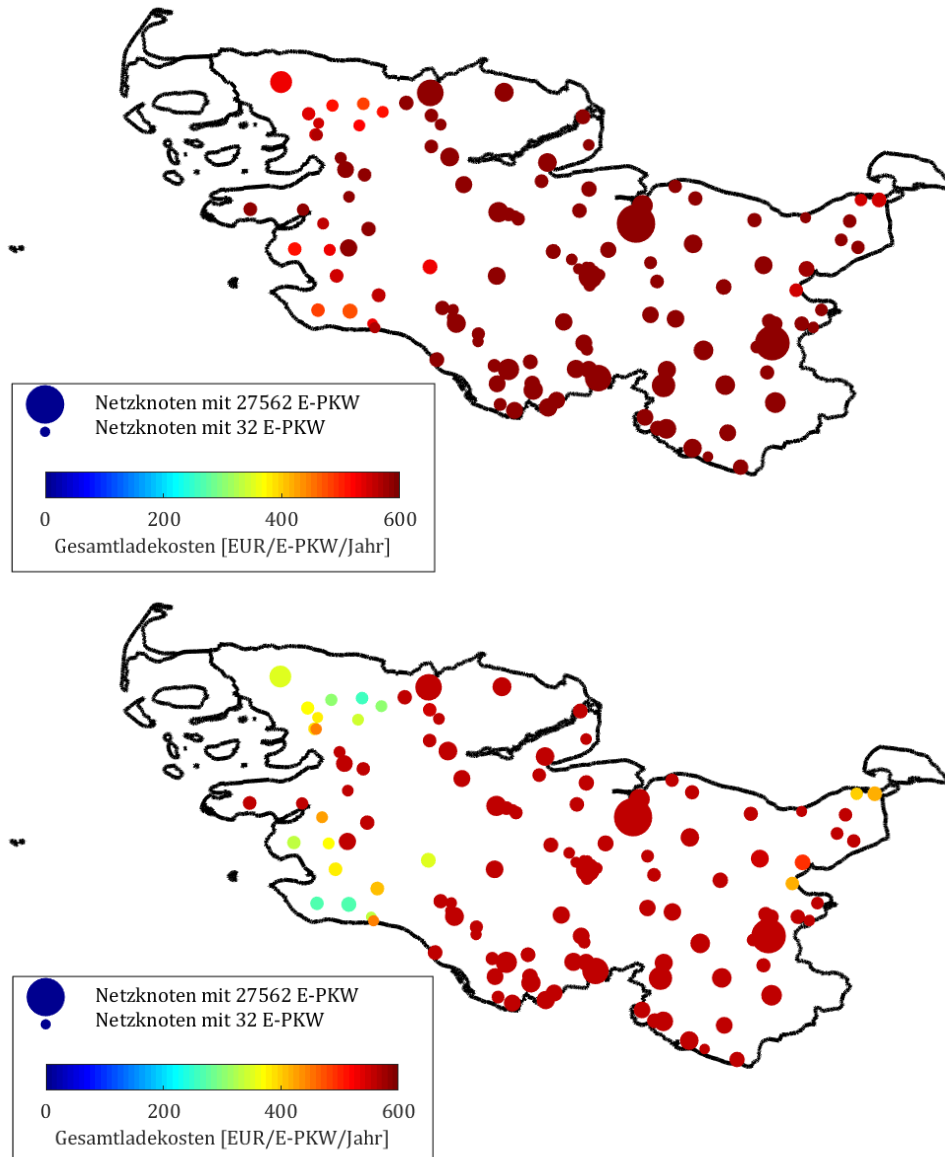


Abbildung 5.23: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladekosten in Szenario S3 (unten) im Vergleich zum S3-Referenzszenario (oben).

Der EE-Anteil verhält sich im S3-Referenzszenario so wie in den vorhergehenden Referenzszenarien. Je nach Netzknoten beläuft sich der EE-Anteil beim Laden nach Maximal-Ladestrategie auf 0 – 41 % (Abbildung 5.32). Durchschnittlich 4 % des Ladestroms kann aus Überschussstrom gedeckt werden. Bei reiner Betrachtung der von Abregelung betroffenen Netzknoten sind es 17 %. Auch wenn der durchschnittliche EE-Anteil am Ladestrom in Szenario S3 weiter steigt, kann der maximale EE-Anteil trotz V2G gegenüber den zuvor analysierten Szenarien nicht wesentlich erhöht werden. Er liegt nun je nach Netzknoten zwischen 0 – 93 % (Abbildung 5.24). Der mittlere EE-Anteil beträgt 15 % und ist damit knapp zwei Prozentpunkte höher als in Szenario S2. An den Netzknoten mit EE-Abregelung ist jedoch eine deutliche Erhöhung erkennbar. Hier können durchschnittlich 65 % der Ladeenergie aus Überschussstrom gedeckt werden und damit fast 4 Mal so viel wie im S3-Referenzszenario. Im Vergleich zum S3-Referenzszenario wird etwa vier Mal so viel Überschussstrom geladen. Auf Bundeslandebene liegt der durchschnittliche EE-Anteil bei 14 % und somit doppelt so hoch wie in Szenario S2 und etwa 8 Mal so hoch wie im S3-Referenzszenario.

Bei höherer E-PKW-Durchdringungsrate und V2G steigen die jährlichen THG-Emissionen in Szenario S3 leicht an. An den Netzknoten ohne EE-Abregelung bleiben die durchschnittlichen THG-Emissionen im S3-Referenzszenario konstant

bei 80 g CO₂/km (Abbildung 6.13). Auch an den Netzknoten mit EE-Abregelung können beim Laden nach Maximal-Ladestrategie keine Änderungen gegenüber den S1- und S2-Referenzszenarien beobachtet werden. Ausgehend vom S3-Referenzszenario sinken die THG-Emissionen durch gesteuertes, bidirektionales Ladens um 10 % auf 72 g CO₂/km, die Bandbreite reicht dabei von 12 – 80 g CO₂/km. Auch in Szenario S3 sinken die THG-Emissionen der E-PKW-Flotten aller Netzknoten, selbst an Netzknoten, an denen aufgrund von V2G mehr Marktbezug erfolgt als zuvor.

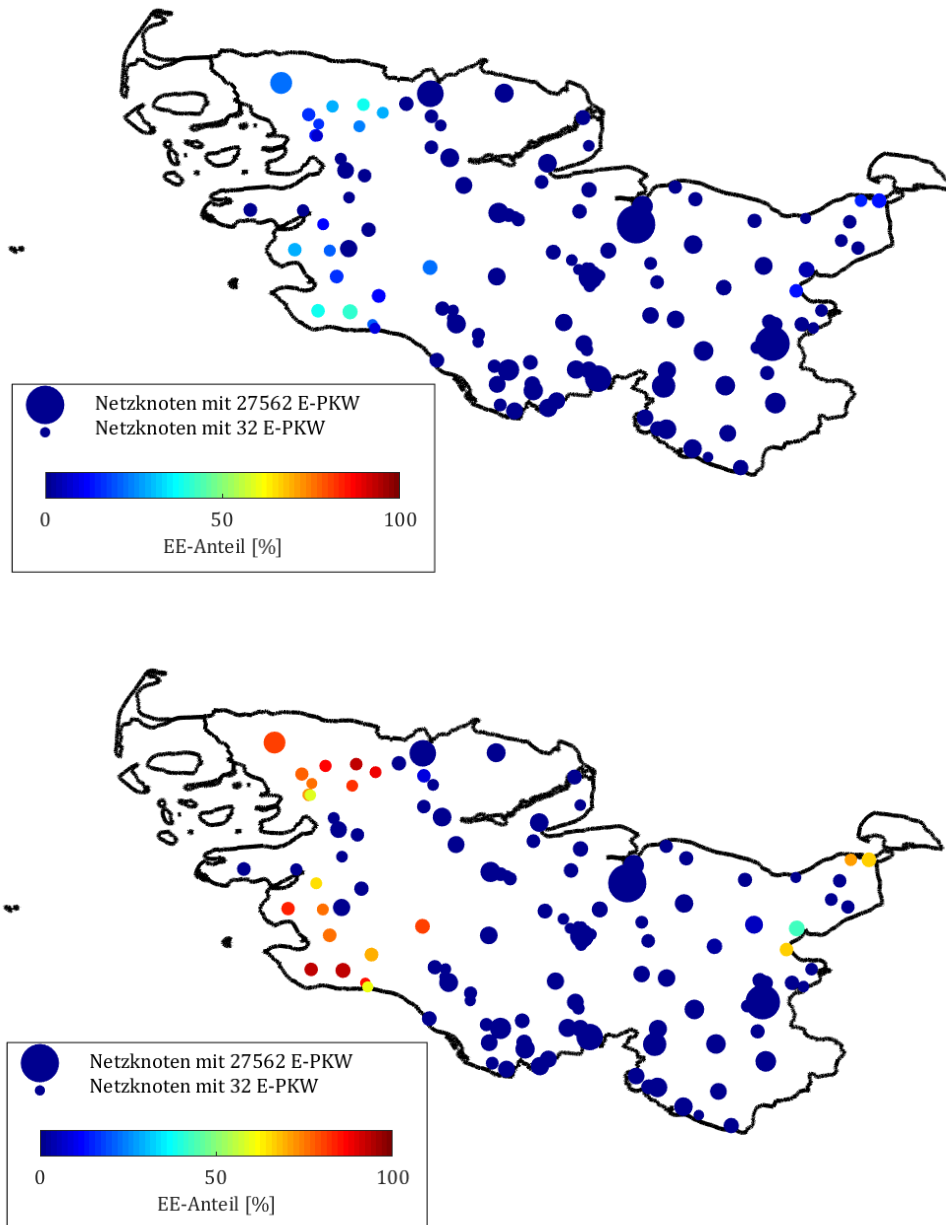


Abbildung 5.24: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S3 (unten) im Vergleich zum S3-Referenzszenario (oben).

Im S3-Referenzszenario wird mit 39 GWh/Jahr etwa die doppelte Menge EE-Abregelung vermieden wie in den Referenzszenarien S1 und S2. Die jährlich aus Schleswig-Holstein exportierte Energiemenge sinkt um 26 % auf 288 GWh. Aufgrund der Ladeoptimierung des Aggregators können gegenüber der Maximal-Ladestrategie weitere 103 GWh/Jahr Überschussstrom vermieden werden. Dies entspricht einer Reduktion der EE-Abregelung um rund 4 % im Vergleich zum S3-Referenzszenario bzw. um 5 % im Vergleich zum Referenzfall ohne E-PKW. Gegenüber dem S3-Referenzszenario erhöhen sich die Exporte wieder um 23 %. Abbildung 5.25 zeigt die Verteilung der reduzierten EE-Abregelung in Szenario S3.

An einzelnen Netzknoten im Norden Schleswig-Holsteins kann dadurch das Drei- bis Vierfache der E-PKW-Nachfrage an EE-Abregelung vermieden werden.

Da die Batteriekapazität nun auf 105 kWh ansteigt, die Fahrleistung jedoch konstant bleibt, verringern sich bereits im S3-Referenzszenario die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen von zuvor durchschnittlich 31 auf nun 26 pro E-PKW. Durch den Einsatz von V2G können die Vollzyklen auf bis zu 47 an einzelnen Netzknoten steigen, an anderen Knoten liegen sie bei 22. Der durchschnittliche SOC aller E-PKW-Flotten sinkt nochmals leicht auf 54 – 59 % und liegt im Durchschnitt bei 56 %.

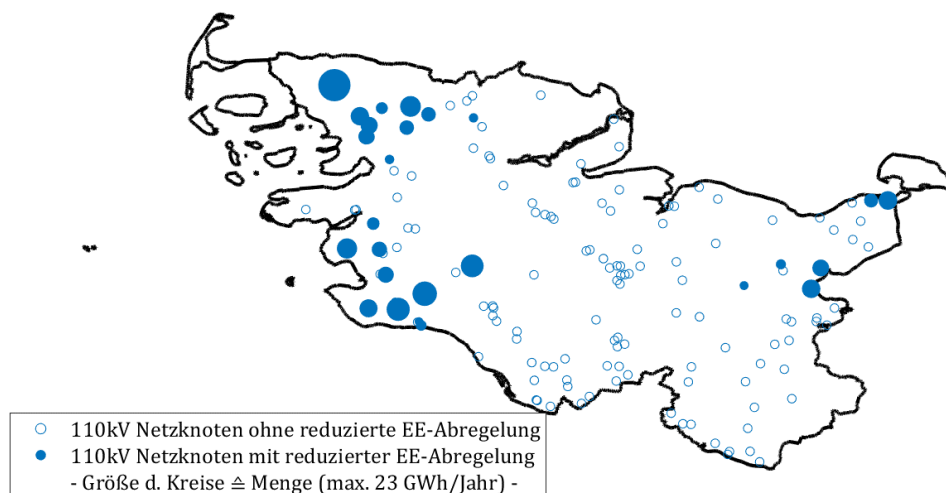


Abbildung 5.25: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S3 reduziert wird.

5.2.6 Maximale Flexibilität (Szenario S4)

In Szenario S4 steigt die E-PKW-Durchdringungsrate auf 100 %. Weiterhin sinkt die Mindestreichweite nochmals auf nun 50 km. Es wird nun an allen Netzknoten kostenminimal geladen, wobei auch ins Netz rückgespeist werden kann. Aufgrund des extrem hohen Ladebedarfs der E-PKW kann im S4-Referenzszenario trotz Engpassmanagementmaßnahmen des VNB der Energiebedarf der E-PKW in einzelnen Stunden nicht gedeckt werden. Das Engpassmanagement-Modell findet daher an 24 Tagen des Jahres keine Lösung. Daher wird der in Abschnitt 4.1.4 vorgestellte Peakshaving-Algorithmus angewendet, um Gleichzeitigkeitseffekte zu reduzieren. Der tägliche Maximalbezug wird um 70 % reduziert, sodass das Engpassmanagement-Modell lösbar wird. Nach Optimierung des E-PKW-Lastgangs durch das C2V-Modell ist das Engpassmanagement-Modell in Szenario S4 auf Anhieb lösbar, sodass keine Spitzenlastkappung notwendig ist.

Abbildung 5.26 zeigt, dass weiterhin bevorzugt Überschussstrom geladen wird. In der ersten Wochenhälfte greift die Einschränkung des Lastverschiebepotenzials. Sobald kein Überschussstrom verfügbar ist – im Beispiel hier am Montag und Dienstag – wird Netzstrom geladen, um die Restriktion für alle 3,5-tägigen Intervalle zu erfüllen. Dieser Netzstrombezug erfolgt zu Zeiten niedriger Marktpreise. Steht jedoch ausreichend Überschussstrom zur Verfügung, wird wie auch in Szenario S3 selbst in Zeiten negativer Preise aufgrund der für den Spotbezug anfallenden NNE bevorzugt Überschussstrom geladen. Die kostenminimierende Ladestrategie setzt also ebenso einen Anreiz zum Laden aberegelter Energie.

Aufgrund der NNE gibt es keine Anreize für Arbitragegeschäfte, welche ausschließlich den Strommarkt betreffen. Arbitragegeschäfte zur Erlöserzielung können dennoch beobachtet werden, indem überschüssige EE-Abregelung geladen und über den Strommarkt verkauft wird. Hierzu wird oft bereits vor den Phasen, in denen Abregelung stattfindet, ins Netz zurückgespeist (hier z. B. in der Nacht von Freitag auf Samstag). Dadurch wird die freie Batteriekapazität erhöht, sodass möglichst viel kostenfreier Überschussstrom während der folgenden Abregelungsperiode geladen werden kann. Da die

Zeiten, in denen Erneuerbare abgeregelt werden, für das Rückspeisen gesperrt sind (vgl. Abschnitt 4.2.1), sind die zeitlichen Möglichkeiten und damit auch die Erlöspotenziale für das Rückspeisen begrenzt.

In Szenario S4 wird ebenso wie in S3 an Netzknoten ohne EE-Abregelung nicht rückgespeist. An Netzknoten mit EE-Abregelung wird ins Netz zurückgespeist, jedoch aufgrund der kostenminimalen Ladestrategie punktueller als in S3, d. h. auf Zeiträume mit hohen Marktpreisen begrenzt. Da sich die Anzahl der E-PKW gegenüber S3 etwa vervierfacht, die EE-Abregelung jedoch leicht abnimmt, kann zudem an einzelnen Netzknoten mit EE-Abregelung eine Reduktion der maximalen Ladeleistung pro Fahrzeug beobachtet werden. In Szenario S4 werden viele Ladevorgänge bei kostenminimalem Laden weiter auf das Wochenende und in die Nachtstunden hinein verlagert (Abbildung 5.27).

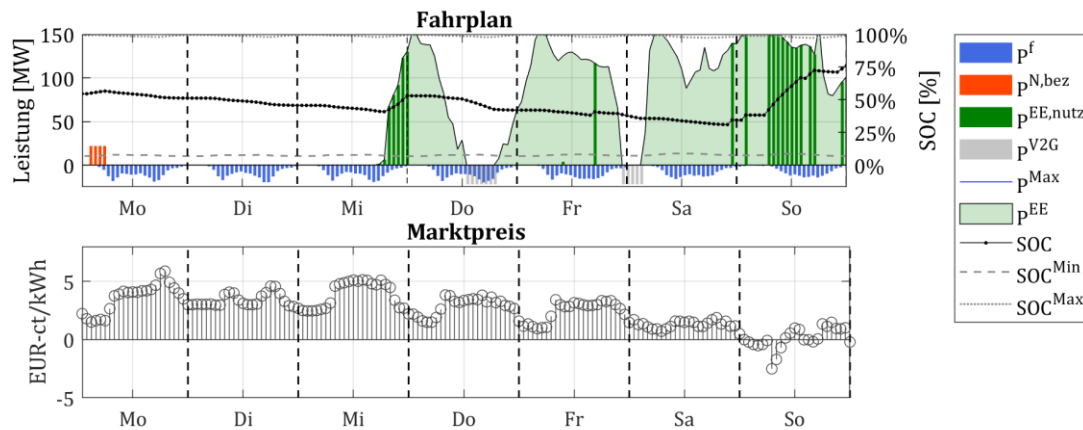


Abbildung 5.26: Fahrplan für eine Beispielwoche am Netzknoten Sylt in Szenario S4.

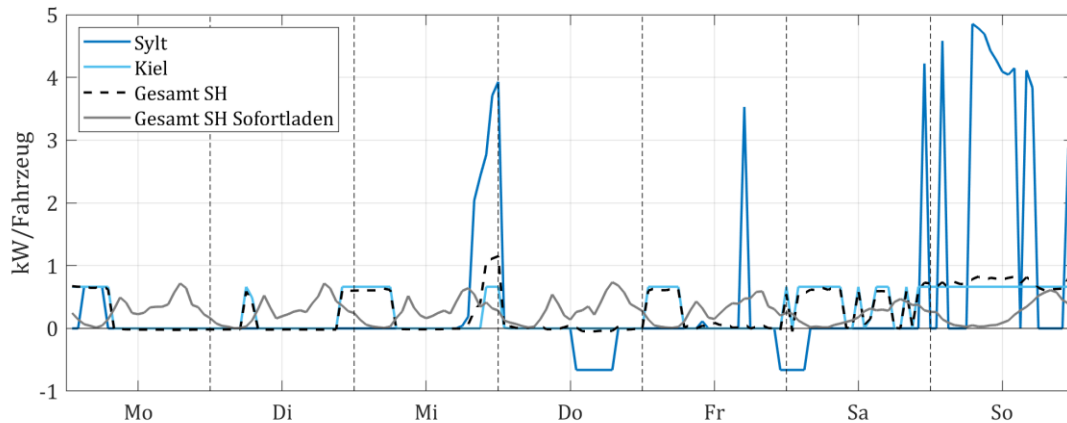


Abbildung 5.27: Fahrplan für eine Beispielwoche für zwei Netzknoten sowie gesamt Schleswig-Holstein (SH) in Szenario S4.

In Szenario S4 betragen die jährlichen Gesamtladekosten je Fahrzeug im Durchschnitt über alle Netzknoten 519 €. Die Marktbezugskosten haben mit 43 € weiterhin einen Anteil von 8 % an den gesamten Ladekosten. Durch das Rückspeisen können Erlöse von durchschnittlich 8 €/Jahr erzielt werden. Im Vergleich zum S4-Referenzszenario können trotz kostenminimaler Ladestrategie die Marktbezugskosten nur um 46 % reduziert werden, was zwei Prozentpunkte unterhalb des Kostenreduktionspotenzials in Szenario S1 liegt. Die Gesamtladekosten sinken um 10 % (Abbildung 5.28).

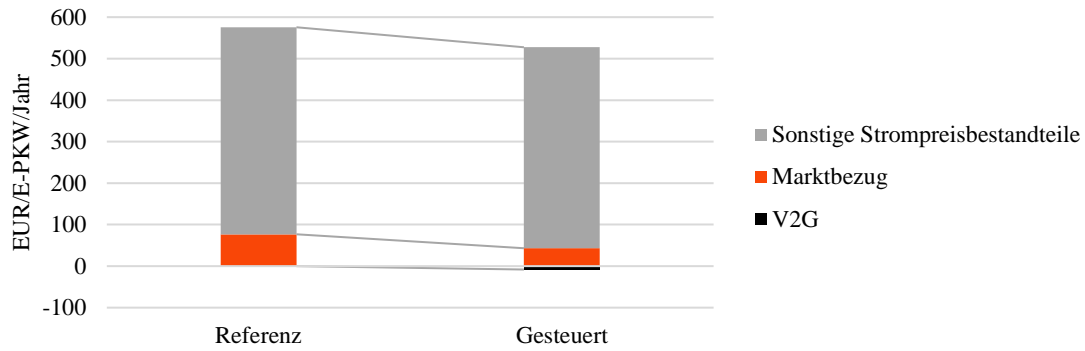


Abbildung 5.28: Mittelwerte der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladekosten je Netzknoten und deren Bestandteile in Szenario S4.

Im S4-Referenzszenario liegen die Marktbezugskosten bei durchschnittlich 77 €/E-PKW und die Gesamtladekosten bei 576 €/E-PKW jährlich. Wie auch schon in den Szenarien zuvor variieren sie je nach Netzknoten (Abbildung 5.30). Die jährlichen Marktbezugskosten können in Szenario S4 durch die kostenminimierende Ladestrategie auf 6 – 48 €/E-PKW, bzw. durchschnittlich 43 €/E-PKW, reduziert werden. Die Erlöse aus V2G betragen je nach Netzknoten 0 – 81 €/E-PKW (durchschnittlich 8 €/E-PKW) und die Gesamtladekosten 250 – 554 €/E-PKW (durchschnittlich 519 €/E-PKW) pro Jahr (Abbildung 6.8). Netzknoten mit viel EE-Abregelung weisen weiterhin die geringsten Ladekosten auf (Abbildung 5.30). Durch Berücksichtigung der V2G-Erlöse steigen die durchschnittlichen, verbleibenden Marktbezugskosten pro Jahr gegenüber Szenario S3 um 2 € auf 35 €/E-PKW. An insgesamt 13 Netzknoten übersteigen die Erlöse durch V2G die Kosten für den Bezug über die lokalen Märkte in Höhe von bis zu 75 €/E-PKW/Jahr. Die Teilnahme am Handel an lokalen Märkten führt dadurch bei 6 % des E-PKW-Bestands in Schleswig-Holstein zu negative Kosten (Abbildung 5.29). Durch Berücksichtigung der V2G-Erlöse verbleiben im Durchschnitt über alle Netzknoten mit Überschussstrom jährliche Marktbezugskosten in Höhe von -9 €/E-PKW. Im Vergleich zum S4-Referenzszenario können die Kosten überkompensiert werden. Dieses Kostenreduktionspotenzial fällt 9 % geringer aus als in Szenario S3 (Abbildung 6.7).

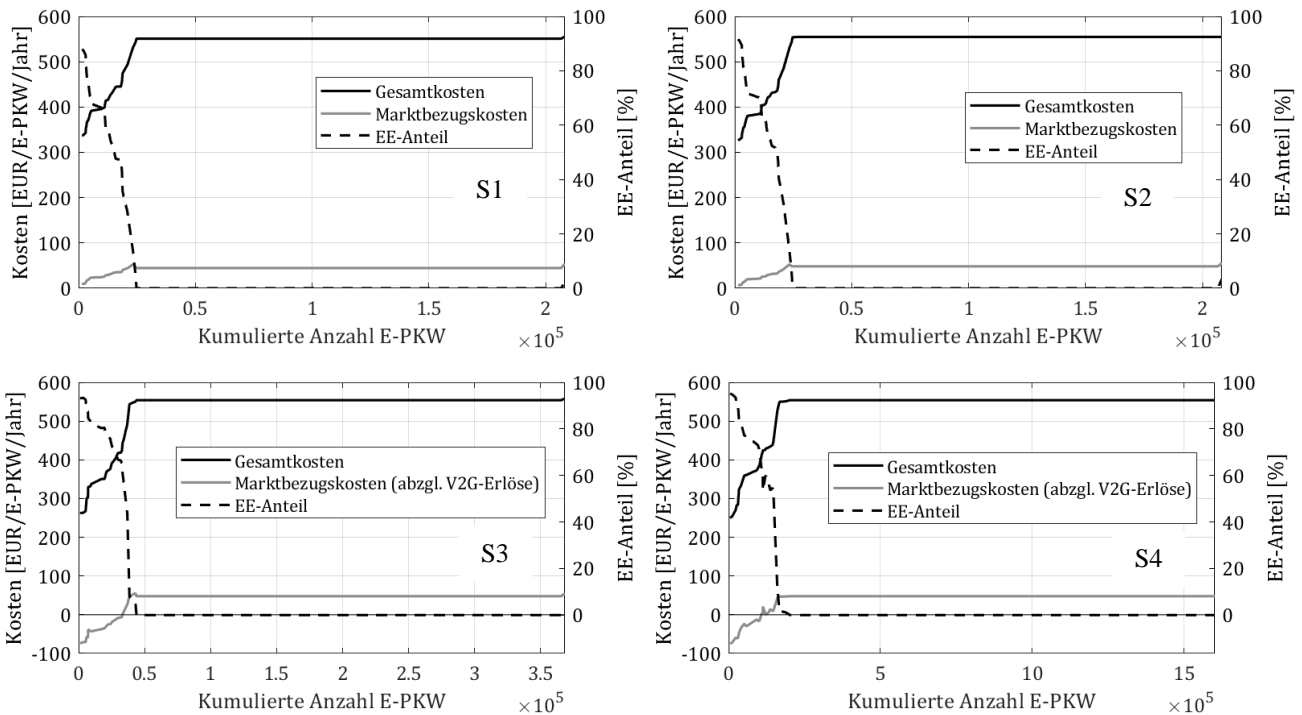


Abbildung 5.29: Durchschnittliche jährliche Ladekosten sowie EE-Anteil über die kumulierte Anzahl aller E-PKW in den Szenarien S1 – S4, sortiert nach Gesamtladekosten.

Wenn nur die von Einspeisemanagement betroffenen Netzknotten berücksichtigt werden, liegen die jährlichen Gesamtladepkosten im Mittel bei 401 €/E-PKW und damit 26 % unterhalb des S4-Referenzszenarios. Im Durchschnitt über alle E-PKW in Schleswig-Holstein liegen die Marktbezugskosten bei 45 €/E-PKW, die Erlöse durch V2G sinken gegenüber S3 auf 4 € und die Gesamtladepkosten bleiben mit 536 €/E-PKW in etwa auf demselben Niveau wie in Szenario S3.

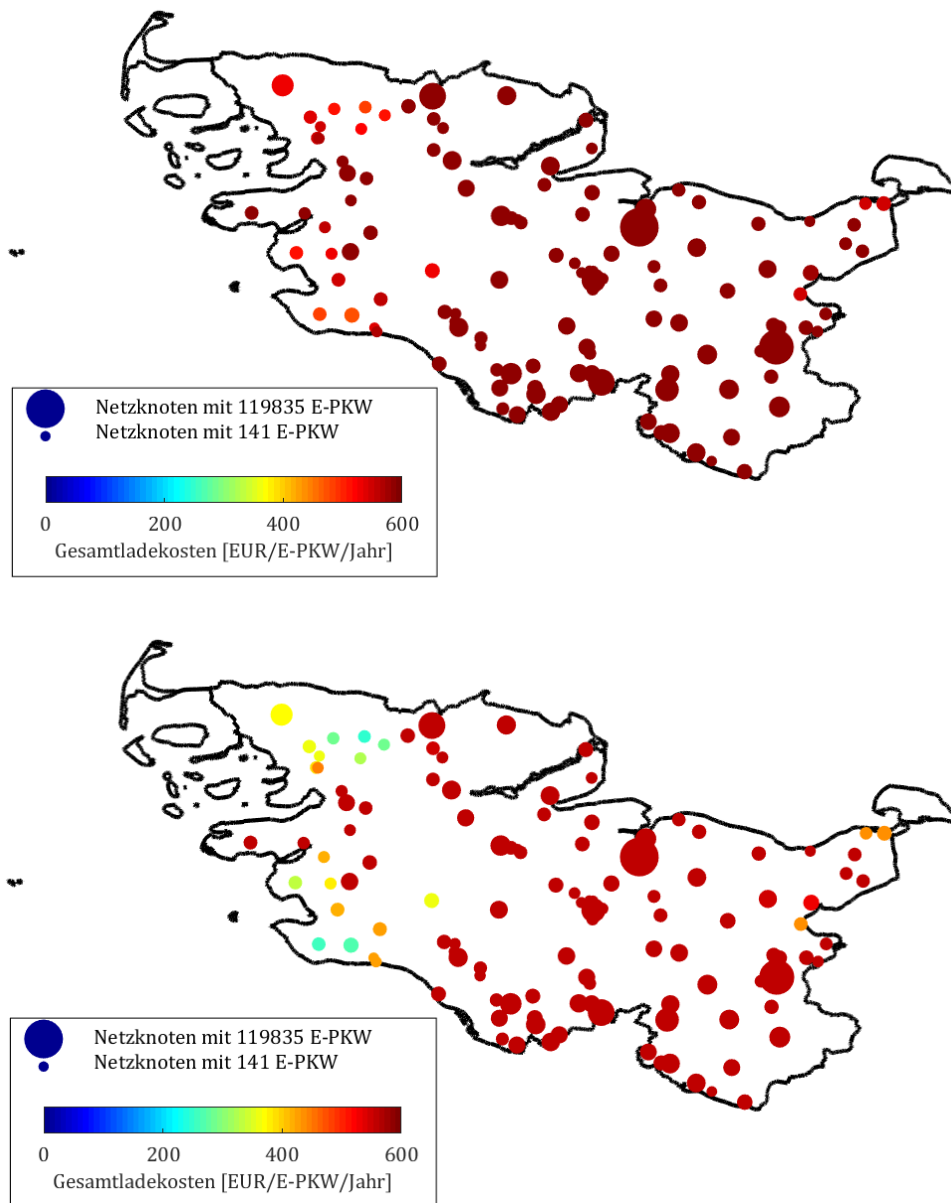


Abbildung 5.30: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Gesamtladepkosten in Szenario S4 (unten) im Vergleich zum S4-Referenzszenario (oben).

Die Maximal-Ladestrategie im S4-Referenzszenario resultiert in EE-Anteilen von 0 – 41 % (Abbildung 5.32). Im Durchschnitt über alle Netzknotten liegt der EE-Anteil bei 4 %. An Netzknotten mit EE-Abregelung beträgt der Mittelwert des EE-Anteils 17 %. In Szenario S4 nimmt der durchschnittliche EE-Anteil am Ladestrom gegenüber Szenario S3 ab. Er liegt nun bei durchschnittlich 14 % und beträgt je nach Netzknotten zwischen 0 – 95 % (Abbildung 5.29, Abbildung 5.31). Der mittlere EE-Anteil der Netzknotten mit Überschussstrom fällt mit 60 % rund 5 Prozentpunkte geringer aus als in Szenario S3. Durch das kostenminimale gesteuerte Laden wird in Szenario S4 etwa 6 Mal so viel Überschussstrom wie im Referenzszenario geladen. Auf Bundeslandebene liegt der durchschnittliche EE-Anteil bei 11 %.

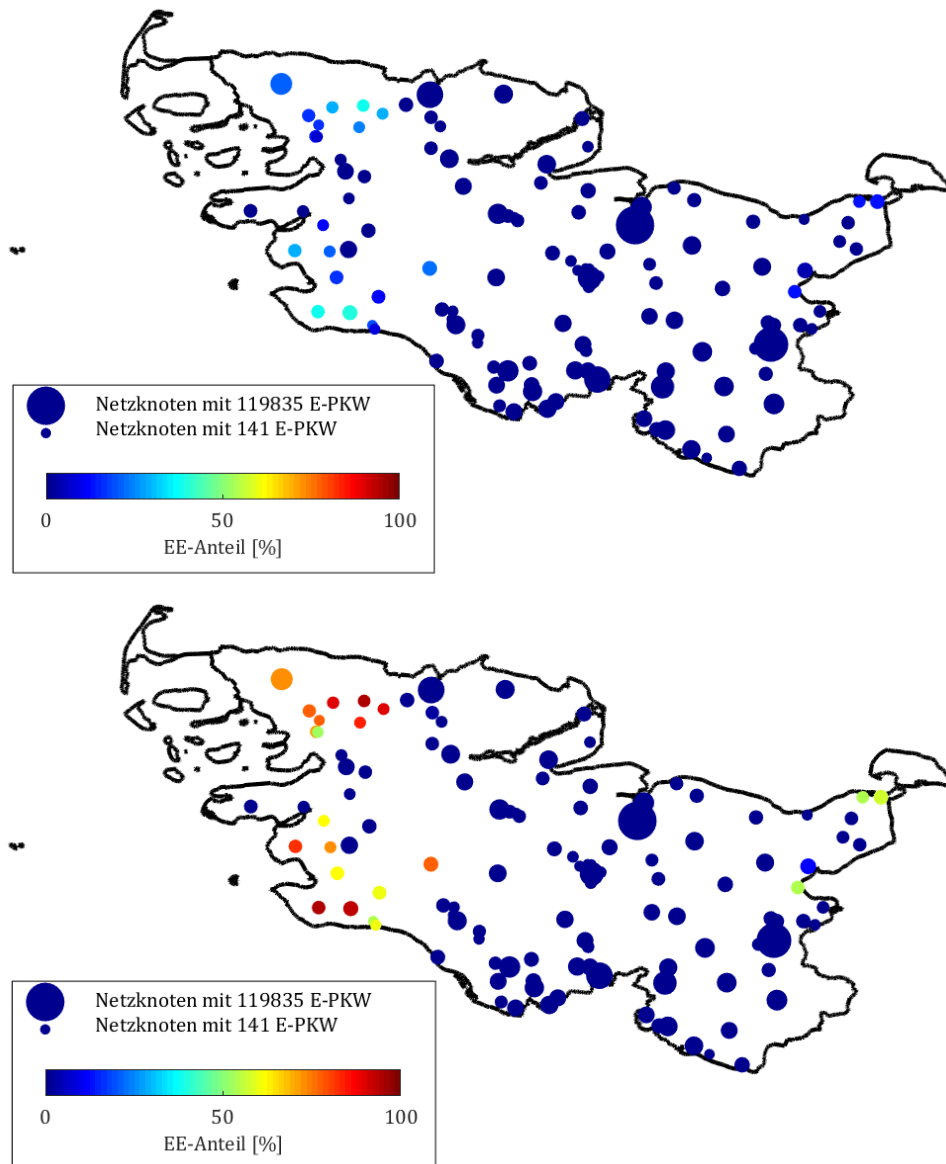


Abbildung 5.31: Räumliche Verteilung des durchschnittlichen EE-Anteils in Szenario S4 (unten) im Vergleich zum S4-Referenzszenario (oben).

Über alle Netzknoten betrachtet bleiben die durchschnittlichen jährlichen THG-Emissionen auf dem Niveau des Szenarios S3. An den Netzknoten ohne EE-Abregelung liegen die durchschnittlichen THG-Emissionen je Fahrzeug im S4-Referenzszenario bei 80 g CO₂/km (Abbildung 6.13). An Netzknoten mit EE-Abregelung belaufen sich die THG-Emissionen auf 49 – 83 g CO₂/km, wobei sowohl der Median als auch der Mittelwert bei 69 g CO₂/km liegen. Durch die kostenminimierende Ladesteuerung in Szenario S4 sinken die THG-Emissionen über alle Netzknoten um 10 % auf 72 g CO₂/km, wobei die größten Einsparungen durch die Nutzung von Überschussstrom erzielt werden. An Netzknoten ohne EE-Abregelung gehen die THG-Emissionen durch die Ladesteuerung nur um 3 g CO₂/km zurück. An Netzknoten mit EE-Abregelung können in Szenario S4 THG-Emissionen zwischen 9 – 80 g CO₂/km beobachtet werden, der Median bzw. der Mittelwert beläuft sich hier auf 40 bzw. 42 g CO₂/km. Trotz kostenminimaler Ladestrategie kommt es an keinem Netzknoten zu einer Erhöhung der THG-Emissionen der E-PKW-Flotten.

Bereits ohne Ladesteuerung können im S4-Referenzszenario 162 GWh/Jahr EE-Abregelung und somit rund vier Mal so viel wie im S3-Referenzszenario vermieden werden. Durch den Anstieg der elektrischen Nachfrage durch E-PKW von 13 TWh/Jahr im Fall ohne E-PKW auf nun 17 TWh/Jahr wird Schleswig-Holstein vom Stromexporteur zum -importeur. Im

S4-Referenzszenario werden nun 2.445 GWh/Jahr importiert, rund die doppelte Menge der Energieexporte im Referenzszenario ohne E-PKW. Durch die kostenminimierende Ladestrategie können weitere 343 GWh/Jahr Überschussstrom vermieden werden. Die Menge der abgeregelten EE sinkt somit um 13 % im Vergleich zum S4-Referenzszenario und um rund 19 % im Vergleich zum Fall ohne E-PKW. Außerdem können die Stromimporte leicht reduziert werden und liegen nun bei 2.209 GWh/Jahr. Die geographische Verteilung der Reduktion der EE-Abregelung in Szenario S4 ist Abbildung 5.33 zu entnehmen. Wie auch in Szenario S3 kann an einzelnen Netzknoten bis zum Drei- bis Vierfachen der elektrischen Nachfrage der E-PKW an EE-Abregelung vermieden werden.

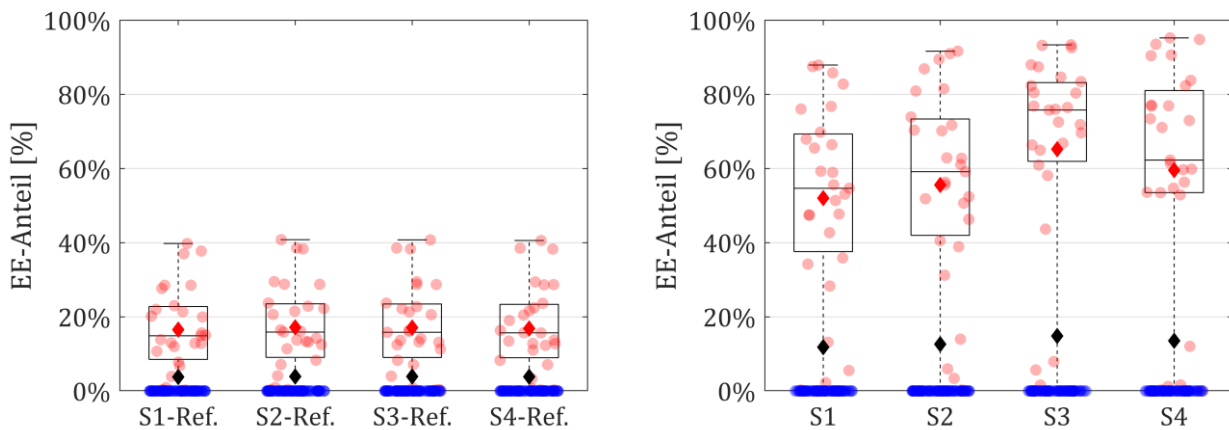


Abbildung 5.32: Boxplots des Anteils der genutzten EE-Abregelung am Ladestrom für alle Knoten mit EE-Abregelung. Links: Referenzszenarien S1 – S4. Rechts: Szenarien S1 – S4. Unteres Ende der Boxen: 0,25-Quantil, oberes Ende: 0,75-Quantil. Strich in den Boxen: Median (0,5-Quantil). Die roten Punkte stellen die einzelnen Werte für die Netzknoten mit EE-Abregelung dar, die roten Rauten die Mittelwerte für die Netzknoten mit EE-Abregelung. Die blauen Punkte stellen zusätzliche Werte für die Netzknoten ohne EE-Abregelung dar. Die schwarzen Rauten repräsentieren die Mittelwerte für alle Netzknoten. Die Antennen bilden alle außerhalb der Box liegende Werte ab.

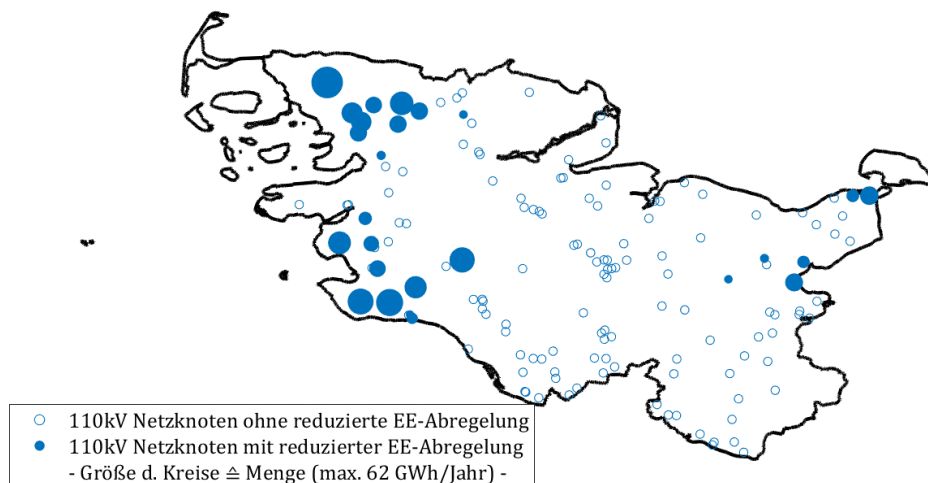


Abbildung 5.33: Netzknoten, an denen EE-Abregelung in Szenario S4 reduziert wird.

Die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen liegen je nach Netzknoten zwischen 22 – 44 und betragen im Durchschnitt 24. Die V2G-Funktion wird also leicht weniger genutzt als in Szenario S3. Der durchschnittliche SOC aller E-PKW-Flotten sinkt abermals auf nun 52 % und beträgt je nach Netzknoten 48 – 53 %.

5.3 Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen vorgestellt. Diese dienen der Untersuchung des Einflusses von Änderungen der Eingangsparameter des C2V-Modells (Abschnitt 5.3.1) sowie von alternativen Mechanismen der Belastung mit NNE (Abschnitt 5.3.2) auf die Modellergebnisse.

5.3.1 Auswirkungen verschiedener Eingangsparameter

Im Rahmen der Sensitivitätsanalysen werden die Werte der Parameter Start-SOC, Batteriekapazität, maximale Ladeleistung und Mindestreichweite variiert. Dazu wird gemäß „One-Factor-At-A-Time“-Methode je variiertem Parameter jeweils ein Modelllauf mit einem geringeren Wert sowie mit einem höheren Wert für den betrachteten Parameter ausgeführt. Die Grundlage dafür bildet das Szenario S2 mit moderater Flexibilität. Alle anderen Parameterwerte entsprechen denen des Szenarios S2 (vgl. Tabelle 7 und Abschnitt 5.1.2). Die graphische Darstellung der Auswirkungen der Parametervariationen auf Ladekosten, Vollzyklen und EE-Anteil finden sich in Anhang A.

Tabelle 7: Parameterwerte für die Sensitivitätsanalysen.

Parameter	Geringerer Wert	Wert gemäß Szenario S2 (moderate Flexibilität)	Höherer Wert
Start-SOC	$SOC_{t=1}^{min}$	$(SOC_{t=1}^{max} + SOC_{t=1}^{min}) \cdot \frac{1}{2}$	$SOC_{t=1}^{max}$
Batteriekapazität [kWh]	35	70	105
Maximale Ladeleistung Zuhause / Arbeitsplatz [kW]	4,6 / 5,1	9,1 / 10,2	13,7 / 15,3
Mindestreichweite zum Abfahrtszeitpunkt [km]	50	100	300

Start-SOC

Zunächst wird der SOC zu Beginn und zum Ende jeder Iteration auf den Wert nach Mindestreichweite-Ladestrategie festgelegt. Dadurch ist die Flexibilität v. a. für Entladevorgänge geringer als in Szenario S2. Obwohl die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen unverändert bleiben, wird die Fahrzeugbatterie in einem niedrigeren SOC-Fenster betrieben. Der durchschnittliche SOC sinkt von zuvor 60 % auf nun 25 %. Aufgrund der geringeren Flexibilität nimmt nun auch das Potenzial für das Laden von abgeregelter Energie ab. Der EE-Anteil am Ladestrom sinkt von zuvor 13 % auf 9 %. Im Vergleich zu Szenario S2 kann nun gegenüber dem Referenzfall, in dem sofort geladen wird, nur rund die Hälfte der EE-Abregelung vermieden werden. Dadurch fällt auch das Potenzial zur Reduktion der THG-Emissionen durch gesteuertes Laden etwas geringer aus. Diese THG-Emissionen nehmen von durchschnittlich 71 g CO₂/km je E-PKW in Szenario S2 auf nun 74 g CO₂/km je E-PKW zu. Die jährlichen Marktbezugskosten können um 16 % weniger gesenkt werden als in Szenario S2, die Gesamtladekosten fallen 3 % höher aus. Auch durch die Festlegung des Start-SOC auf den Wert nach Maximal-Ladestrategie wird die Flexibilität der E-PKW für die Ladevorgänge eingeschränkt. Die Vollzyklen pro E-PKW bleiben konstant, der durchschnittliche SOC der E-PKW beträgt nun 94 %. Der EE-Anteil am Ladestrom liegt mit 10 % leicht höher als bei geringem Start-SOC, das Potenzial für das Laden mit andernfalls abgeregelter Energie ist vergleichbar zum Fall mit geringem Start-SOC. Die Kosten liegen leicht unter denen des Falls mit geringem Start-SOC. Im Vergleich zu Szenario S2 sinken die jährlichen Marktbezugskosten um 15 % weniger, die Gesamtladekosten um 2 % weniger.

Batteriekapazität

Halbiert sich die Batteriekapazität auf 35 kWh, hat dies kaum Auswirkungen auf Ladekosten und EE-Anteil des Ladestroms. Die durchschnittlichen jährlichen Gesamtladekosten fallen mit 526 €/E-PKW minimal höher aus als in Szenario S2. Der EE-Anteil am Ladestrom beträgt 12 %. Die durchschnittlichen THG-Emissionen bleiben unverändert. Durch die geringere Batteriekapazität steigen jedoch die jährlichen Vollzyklen von 31 auf 55. Der durchschnittliche SOC steigt von 60 % auf 70 %. Wenn sich die Batteriekapazität auf 105 kWh verdoppelt, erhöht sich damit auch die Flexibilität. Dennoch

können der durchschnittliche EE-Anteil gegenüber Szenario S2 nicht weiter erhöht und die durchschnittlichen jährlichen Gesamtladepkosten nicht weiter reduziert werden. Die jährlichen Vollzyklen sinken von 31 auf 22. Der durchschnittliche SOC beträgt nun 57 %. Die durchschnittlichen THG-Emissionen liegen leicht unterhalb derer in S2.

Maximale Ladeleistung

Eine Halbierung der maximalen Ladeleistung führt dazu, dass sich die jährlichen durchschnittlichen Marktbezugskosten um 4 % erhöhen. Die Gesamtladepkosten steigen um 3 € auf 527 €/E-PKW. Der EE-Anteil beträgt 12 %. Auf den durchschnittlichen SOC oder die THG-Emissionen hat eine Reduktion der maximalen Ladeleistungen keinen Einfluss. Auch eine Erhöhung der maximalen Ladeleistung zeigt wenig Auswirkung. Die jährlichen Marktbezugskosten liegen 1 €/E-PKW niedriger als in Szenario S2, die durchschnittlichen Gesamtbezugskosten bleiben unverändert. Auch kann der EE-Anteil am Ladestrom nicht wesentlich erhöht werden. Die durchschnittlichen THG-Emissionen liegen bei 70 g CO₂/km.

Mindestreichweite

Wird die Mindestreichweite von 100 auf 50 km reduziert, erhöht sich dadurch die Flexibilität. Die durchschnittlichen Ladepkosten können dadurch jedoch nicht weiter reduziert, der durchschnittliche EE-Anteil nicht weiter erhöht werden. Einzig der durchschnittliche SOC sinkt nun aufgrund der geringeren unteren Grenze für den zulässigen SOC-Bereich auf 55 %. Eine Erhöhung der Mindestreichweite auf 300 km führt dazu, dass die Marktbezugskosten um 2 % steigen, die mittleren Gesamtladepkosten betragen nun pro Jahr und E-PKW 527 €. Der EE-Anteil beträgt 12 %. Durch die Verschiebung der unteren SOC-Grenze steigt der durchschnittliche SOC auf 81 %.

5.3.2 Auswirkungen der Belastung des Marktbezugs mit Netznutzungsentgelten

Zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Arbeit ist es unklar, wie der untersuchte Anwendungsfall zukünftig energierechtlich behandelt wird (vgl. Abschnitt 3.4.1). Insbesondere die Fragestellung, in welchem Ausmaß NNE für die geladenen Energiemengen anfallen, ist noch nicht abschließend geklärt. Die regulatorischen Vorgaben werden jedoch Auswirkungen auf die Höhe der Ladepkosten sowie ggf. den Einsatz von V2G haben. Daher werden im Folgenden zwei alternative Varianten der Belastung des geladenen Netzstroms mit NNE untersucht.

In der ersten Variante *NNE-red* fallen die NNE weiterhin als Arbeitspreis (d. h. in €/kWh) an, werden jedoch auf 40 % reduziert. Die Höhe der NNE entspricht damit den „Preisblätter[n] finale Netzentgelte Strom“ der Schleswig-Holstein Netz AG (2020) für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a ENWG (2005) in der Niederspannung. Eine zweite Variante *NNE-fix* soll die Auswirkung eines alternativen Wälzungsmechanismus für NNE untersuchen. Hierfür wird angenommen, dass die Kosten für die Netznutzung nicht mehr als fixe Strombestandteile auf den Arbeitspreis aufgeschlagen werden. Dies entspricht einer Absenkung des Arbeitspreisaufschlags bzw. einer Absenkung arbeitspreisbasierter Entgelte wie bspw. von Steuer et al. (2019) zum Zweck des Anreizes der Flexibilisierung von Anlagen empfohlen. Als Annäherung wird davon ausgegangen, dass die NNE nicht basierend auf der insgesamt vom Netz bezogenen Elektrizität, sondern am Jahresende auf Grundlage der Jahresfahrleistung eines E-PKW ermittelt werden. Die NNE gehen somit bei kostenminimaler Einsatzplanung nicht mehr in die Ladestrategie bzw. Zielfunktion des Aggregators ein, sondern werden in den fixen Steuern, Abgaben und Umlagen berücksichtigt. Um auch die Auswirkungen der regulatorischen Regelung auf V2G zu untersuchen, werden die beiden Varianten *NNE-red* und *NNE-fix* für die Szenarien mit moderater (S2), hoher (S3) und maximaler (S4) Flexibilität berechnet.

5.3.2.1 Variante NNE-red: Auf 40 % reduzierte NNE

Werden die NNE auf den geladenen Netzstrom auf 40 % gesenkt, so fallen zunächst die durchschnittlichen jährlichen Gesamtladepkosten bereits in den Referenzszenarien S2-NNE-red, S3-NNE-red und S4-NNE-red ohne gesteuertes Laden um 20 % auf nun 458 – 459 €/E-PKW. Durch die Ladeoptimierung des Aggregators liegen die Gesamtladepkosten ebenfalls um jeweils rund 20 % unterhalb der Kosten der Szenarien S2, S3 und S4. Der EE-Anteil bleibt in allen drei betrachteten Fällen konstant, ebenso die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen sowie der durchschnittliche SOC und die THG-Emissionen. Auch in den Szenariovarianten S3-NNE-red und S4-NNE-red mit Rückspeisung führen die reduzierten NNE nicht zu einem verstärkten Einsatz von V2G.

5.3.2.2 Variante NNE-fix: Belastung der Jahresfahrleistung

Wenn die NNE innerhalb der fixen Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Jahresfahrleistung anfallen, steigen zunächst die Gesamtladeposten in allen betrachteten Fällen S2-NNE-fix, S3-NNE-fix und S4-NNE-fix auch ohne Ladesteuerung durch den Aggregator. Die durchschnittlichen jährlichen Gesamtladeposten erhöhen sich um rund 6 % und liegen nun bei 622 €/E-PKW. Der Unterschied vergrößert sich durch das gesteuerte Laden noch weiter. In Szenariovariante S2-NNE-fix liegen die jährlichen Gesamtladeposten 12 % höher als in Szenario S2. In den Szenariovarianten S3-NNE-fix und S4-NNE-fix sind es 10 %. Hier werden die Fahrzeugbatterien verstärkt für Arbitrage genutzt. Die Erlöse durch das Rückspeisen erhöhen sich dadurch um den Faktor 4 (S3-NNE-fix) bzw. 6 (S4-NNE-fix). Die höhere Batterienutzung spiegelt sich auch in den mittleren Vollzyklen wider, die nun in den Szenariovarianten S3-NNE-fix und S4-NNE-fix bei 33 liegen. Im Vergleich zu S3 und S4 sind diese also um 27 % bzw. 38 % gestiegen. Dies führt auch zu einer Erhöhung der THG-Emissionen. Wo diese vorher durch gesteuertes Laden um rund 10 % reduziert werden konnten, steigen diese nun um 35 % (43 %) auf durchschnittlich 108 g (114 g) CO₂/km in S3-NNE-fix (S4-NNE-fix) (vgl. Abbildung 5.34).

Der EE-Anteil bleibt in S2-NNE-fix unverändert, in S3-NNE-fix sinkt er von 15 % auf 14 %, in S4-NNE-fix von zuvor 14 % auf nun 11 %. Dennoch kann die Menge vermiedener EE-Abregelung in den Szenariovarianten mit V2G nochmals erhöht werden, um 4 GWh/Jahr in S3-NNE-fix, bzw. um 30 GWh/Jahr in S4-NNE-fix. Dadurch reduzieren sich in S3-NNE-fix die jährlichen Elektrizitätsexporte um 74 GWh/Jahr auf 301 GWh/Jahr in S3-NNE-fix. In der Szenariovariante S4-NNE-fix hingegen erhöhen sich die Importe um 336 GWh auf nun 2.510 GWh/Jahr.

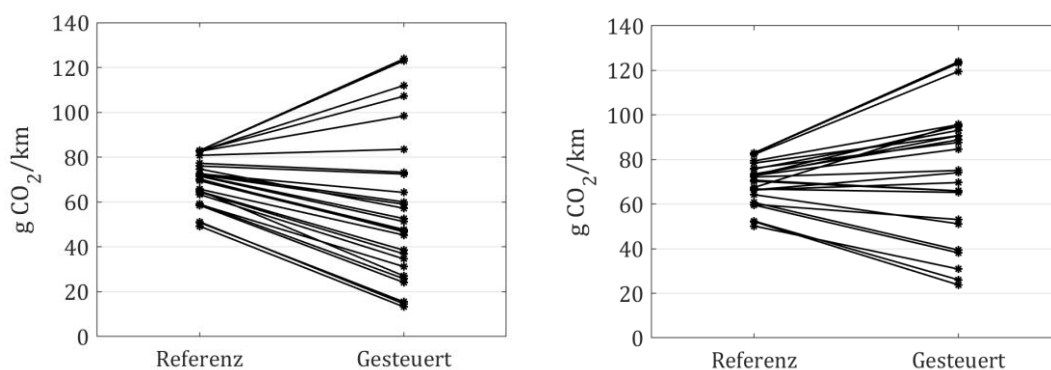


Abbildung 5.34: Änderung der durchschnittlichen THG-Emissionen je Fahrzeug für alle Knoten in Szenariovariante S3-NNE-fix (links) sowie S4-NNE-fix (rechts).

5.4 Modellvalidierung und -verifikation

Modelle erheben nicht den Anspruch, ein reales System exakt abzubilden, sondern stellen vielmehr ein vereinfachtes Abbild des realen Systems dar. Daher treten zwangsläufig Unterschiede zwischen Modell bzw. Modellergebnissen und der Realität auf und es stellt sich die Frage, inwiefern das Modell und die Ergebnisse für den jeweiligen Zweck geeignet bzw. korrekt sind. Um dies zu adressieren, werden während der Modellentwicklung und -implementierung üblicherweise Methoden der Modellvalidierung und -verifikation angewendet. Die Modellverifikation soll dabei die Korrektheit des Programmcodes absichern. Die Modellvalidierung soll zeigen, dass das Modell und dessen Ergebnisse hinreichend genau sind, um die relevanten Aspekte des Anwendungsfalls zu untersuchen. (Sargent 2013)

Um die Qualität der entwickelten Methodik einschätzen zu können, werden in diesem Abschnitt das Verfahren zur Validierung und Verifizierung der Teilmodelle, der Daten sowie der Programmierung diskutiert und die wichtigsten Ergebnisse vorgestellt. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen wurde parallel zur Modellentwicklung und -implementierung durchgeführt und ist daher als Zusammenfassung dieses Prozesses zu verstehen. Zunächst werden Verifizierung und Validierung von Daten und Modellen entsprechend der Kriterien für Simulationsmodelle gemäß Sargent (2013) vorgestellt. Dazu werden zunächst die Validierung der Daten (Abschnitt 5.4.1) sowie des konzeptionellen Modells (Abschnitt 5.4.2) erläutert. Anschließend erfolgt die Validierung der Modellfunktionalität (Abschnitt 5.4.3). Nach Vorstellung der computergestützten Modellverifizierung in Abschnitt 5.4.4 wird zuletzt die Modellkomplexität aufgezeigt (Abschnitt 5.4.5).

5.4.1 Datenvalidierung

Zunächst wird sowohl für das C2V-Modell als auch für die Simulation und Aggregation der E-PKW-Flexibilitätspotenziale überprüft, ob die Eingangsdaten und Parameter korrekt sind. Für die Flexibilitätspotenziale einzelner E-PKW erfolgt zu diesem Zweck eine Überprüfung und Aufbereitung der Rohdaten, bevor diese weiter verarbeitet werden (Heinz 2018). Für die Aggregation des Flexibilitätspotenzials auf Flottenebene und das C2V-Modell werden eindimensionale Parameter visuell überprüft, Zeitreihen werden graphisch visualisiert (bspw. Marktpreise in Abbildung 4.6). Darüber hinaus werden die durchschnittlichen, maximalen und minimalen Werte ermittelt und für Leistungszeitreihen Lastgänge (vgl. Abbildung 4.1) sowie Jahressummen berechnet und plausibilisiert.

Viele Daten werden zwischen den unterschiedlichen Teilmodellen und Dateiformaten ausgetauscht (Microsoft Excel, MySQL, MATLAB, Java). Aus diesem Grund wird darüber hinaus geprüft, ob die Übernahme der verwendeten Eingangsdaten zwischen den jeweiligen Teilmodellen korrekt erfolgt. Hierfür wird u. a. auf Hilfsvariablen zur Überprüfung der Übereinstimmung zurückgegriffen und Schnittstellen werden manuell auf Plausibilität überprüft.

5.4.2 Validierung des konzeptionellen Modells

Weiterhin wird validiert, ob das zugrundeliegende konzeptionelle Modell korrekt und die Modellstruktur sowie die Annahmen logisch sind. Für das C2V-Modell sei an dieser Stelle auf die mathematische Modellformulierung und Präsentation der Modellannahmen verwiesen (Abschnitt 4.2). Die Basisvariante des Engpassmanagementmodells ist Schermeyer (2018a) zu entnehmen, die Modellerweiterungen sind in Abschnitt 4.1 dokumentiert. Das Vorgehen sowie die mathematische Umsetzung der Modellierung der E-PKW-Flexibilität sowie die Kopplung der einzelnen Modelle zur Abbildung des untersuchten Anwendungsfall sind in den Abschnitten 4.3 und 4.4 transparent dargestellt.

Aus Gründen der Komplexitätsreduktion ist der rollierende Ansatz des C2V-Modells so implementiert, dass die Ladestrategie einer E-PKW-Flotte jeweils über den Zeitraum von einer Woche optimiert wird, wobei die Zeitfenster nicht überlappen. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Analysen vorgenommen, um die Konsequenz dieses Ansatzes auf die Modellergebnisse zu untersuchen. Die Ergebnisse werden im Folgenden aufgezeigt.

Das Zeitfenster für eine Instanz des C2V-Modells beginnt jeweils nach Ende des siebten Tages der Vorperiode. Start- und Ziel-SOC müssen daher exogen vorgegeben werden. Aufgrund dieser Restriktion kann es zu den Randzeiten der Zeithorizonte zu höheren Ladeleistungen kommen. Abbildung 5.35 veranschaulicht dies anhand der durchschnittlichen wöchentlichen und auf einen E-PKW normierten Ladelastgänge für alle Netzknoten im Szenario moderater Flexibilität (S2). Die Iterationen starten jeweils am Donnerstag um 1 Uhr und enden am Mittwoch um 24 Uhr, weshalb ein Peak in der Nacht von Mittwoch auf Donnerstag beobachtet werden kann. Auf diesem Ansatz basieren die oben vorgestellten Ergebnisse.

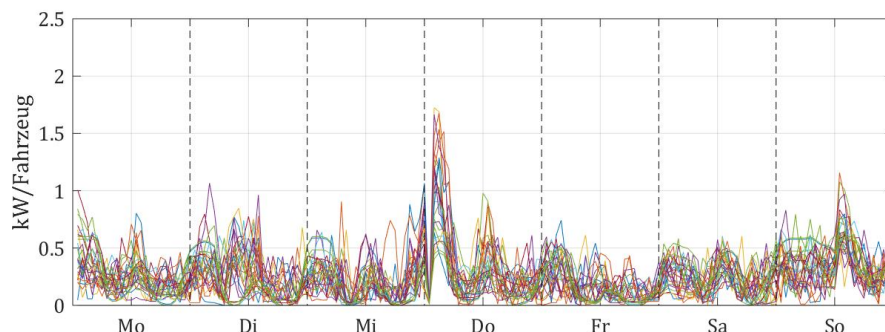


Abbildung 5.35: Durchschnittliche, wöchentliche und auf einen E-PKW normierte Ladelastgänge für alle Netzknoten im Szenario moderater Flexibilität (S2) ohne überlappende Optimierungszeiträume.

Um die Auswirkung dieses Ansatzes auf die Modellergebnisse zu untersuchen, wird ein C2V-Modelllauf ausgeführt, in dem die rollierenden, wöchentlichen Zeiträume um jeweils 3,5 Tage überlappen (Abbildung 5.36). Dabei wird der SOC zu

Beginn einer Iteration so fixiert, dass er dem SOC zum Zeitpunkt 12 Uhr des vierten Tages der vorherigen Iteration entspricht usw. Der SOC zum Ende eines Zeitraums wird dabei nicht fixiert. Die Lösungen der jeweils ersten 3,5 Tage einer Iteration (hier in blau dargestellt) bestimmen die Lösung für das gesamte Jahr.

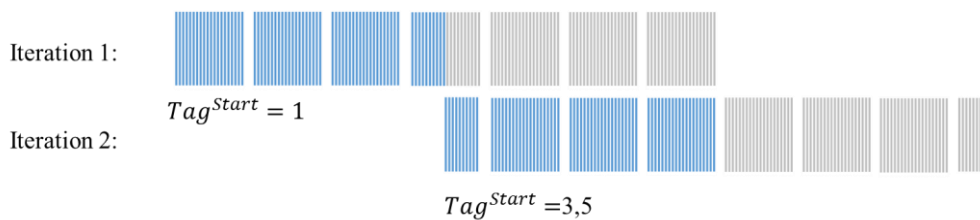


Abbildung 5.36: Veranschaulichung des rollierenden Ansatzes mit überlappendem Zeitfenstern. Das Ergebnis wird durch die Lösungen der blau gekennzeichneten Zeitscheiben bestimmt.

Der Ansatz der überlappenden Zeithorizonte führt dazu, dass sich die Höhe der Peaks in der Nacht von Mittwoch auf Donnerstag von zuvor bis zu 1,7 kW/Fahrzeug auf bis zu 1,3 kW/Fahrzeug reduziert (Abbildung 5.37). Da die SOC-Restriktion ab der zweiten Iteration eines Jahres entfällt, pendelt sich der durchschnittliche SOC über das Jahr und alle Knoten nun etwas höher ein. Er liegt nun bei 63 % und steigt damit um 3 Prozentpunkte gegenüber S2. Weiterhin finden sich in den Ergebnissen kaum Abweichungen. Der Mittelwert des Anteils der genutzten EE-Abregelung am Ladestrom beträgt nach wie vor 13 %. Auch die jährlichen Marktbezugs- sowie Gesamtladeposten sowie die Auswirkungen auf die reduzierte EE-Abregelung bleiben unverändert.

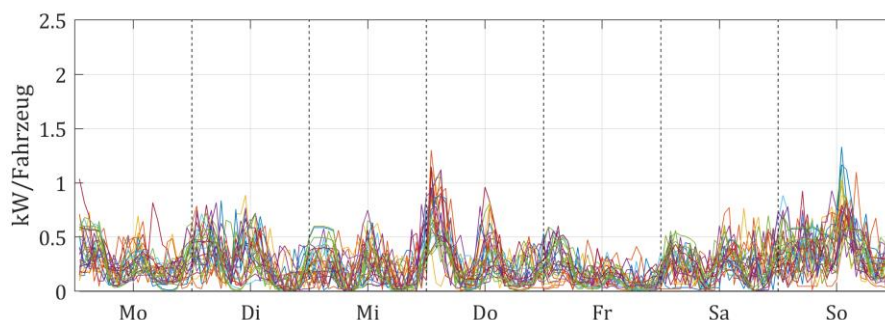


Abbildung 5.37: Durchschnittliche, wöchentliche und auf einen E-PKW normierte Ladelastgänge für alle Netzknoten in Szenario S2 mit überlappenden Optimierungszeiträumen.

5.4.3 Validierung der Funktionalität

Um zu bestimmen, ob das Verhalten des Modells bezüglich der Ergebniserzeugung ausreichend exakt für die Fragestellungen und den Anwendungsbereich des Modells ist, wird die Funktionalität des Modells validiert. Oftmals erfolgt eine Überprüfung des Modelloutputs, indem dieser historischen Daten wie z. B. historischen Strompreisen gegenübergestellt wird. Eine Validierung des Engpassmanagementmodells findet sich in Schermeyer (2018a). Hier werden die Modellergebnisse für die Stromerzeugung aus PV- und Windkraftanlagen verwendet, um jährliche Stromerzeugungsmengen zu bestimmen. Diese werden anschließend mit historischen Erzeugungsdaten verglichen. Für die Erweiterung des Modells um E-PKW sowie für das C2V-Modell und die E-PKW-Flexibilitätssimulation ist eine Validierung der Ergebnisse nicht möglich. Grund hierfür ist, dass ein zukünftiger Anwendungsfall betrachtet wird, für den (noch) keine historischen Daten verfügbar sind. Sowohl die Bereitstellung von Flexibilität durch E-PKW-Nutzende zum Zweck des Ladens von Überschussstrom als auch die Entwicklung und Anwendung von Ladestrategien von Aggregatoren beschränken sich momentan noch auf Forschungs- und Pilotprojekte.

Stattdessen werden kausale Zusammenhänge bzw. die Richtung der Ergebnisse plausibilisiert. Für das C2V-Modell werden hierfür die Zielfunktionswerte der C2V-Optimierung herangezogen. Es wird überprüft, ob diese die Modell-Zusammenhänge korrekt widerspiegeln. So muss bspw. die kostenminimierende Ladestrategie zu geringeren Ladekosten führen als die EE-maximierende Ladestrategie. Bei einer Vergrößerung des Lösungsraum durch V2G müssen sich die Zielwerte gegenüber einer Optimierung ohne V2G verbessern oder zumindest gleichbleiben. Weiterhin werden Ergebnisgrafiken genutzt, um das Modellverhalten anzuzeigen, bspw. werden Fahrpläne des Aggregators visualisiert, um die Schlüssigkeit des Ladeverhaltens einer E-PKW-Flotte zu überprüfen (vgl. Abbildung 5.7). Darüber hinaus werden die kausalen Zusammenhänge auch über die Teilmodelle hinweg überprüft. Mit zunehmender E-PKW-Flexibilität müssen die Zielwerte gleich oder besser werden, bei EE-maximierender Ladestrategie muss die EE-Abregelung abnehmen. Diese Zusammenhänge können bestätigt werden (vgl. Kapitel 6).

Um Unsicherheiten bei Modellparametern, welche die zukünftige Entwicklung im Bereich Elektromobilität betreffen, zu adressieren, werden verschiedene Szenarien analysiert (Abschnitt 5.1). Zudem stellt sich die Frage, welchen Einfluss einzelne Eingangsparameter auf die Modellergebnisse haben. Diese Frage wird durch Variationen von Modellparametern im Zuge von Sensitivitätsanalysen beantwortet (Abschnitt 5.3).

Zuletzt wird die gesamte Methodik einschließlich der Eingangsdaten und Ergebnissen im Kreis von Fachexperten⁴ präsentiert und diskutiert. Die Experten sind mit dem realen System vertraut und werden hinzugezogen, um die Angemessenheit und Schlüssigkeit des Modells und dessen Verhaltens nach bestem Wissen und Gewissen zu bestätigen.

5.4.4 Computergestützte Modellverifizierung

Darüber hinaus gilt es sicherzustellen, dass der Programmcode das konzeptionelle Modell korrekt abbildet. Auch hierfür werden Zusammenhänge zwischen Eingangsparametern und Modellergebnissen überprüft, bspw. durch Variation einzelner Parameter. Weiterhin werden die o. g. kausalen Zusammenhänge plausibilisiert, d. h. es wird überprüft, ob sich die Zusammenhänge des konzeptionellen Modells auch im umgesetzten Programmcode wiederfinden. Hierfür werden Modellergebnisse zum Zweck der Überprüfung und des Vergleichs verschiedener Testläufe exportiert. Bspw. wird damit überprüft, ob Restriktionen wie z. B. die Bilanzgleichungen eingehalten werden.

5.4.5 Modellkomplexität

Das C2V-Modell ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem. Es in MATLAB umgesetzt und verwendet CPLEX als Solver. Auch das Engpassmanagementmodell ist ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem, das in Java implementiert ist und mit dem Gurobi-Solver gelöst wird. Der Peakshaving-Algorithmus ist als Simulationsmodell in MATLAB umgesetzt. Das Simulationsmodell MobiFlex ist ebenfalls in MATLAB implementiert. Für die Datenhaltung und die Schnittstellen werden MySQL-Datenbanken, MATLAB-Dateien, sowie Excel-Dateien eingesetzt.

Die Vereinfachungen in der Modellierung sind u. a. deshalb notwendig, um die Komplexität zu begrenzen. Die Komplexität des Modells wird im Wesentlichen getrieben durch die Vielzahl an C2V-Modellinstanzen, die jeweils 168 Zeitscheiben umfassen. Die einzelnen C2V-Modellinstanzen werden nach Möglichkeit mit einer maximalen, relativen Abweichung der Lösung zur untersten Schranke („MIP-Gap“) von 0,01 % gelöst. Ist dies innerhalb eines begrenzten Zeitraums⁵ nicht möglich, wird das Gap auf 0,5 % erhöht.

Die Berechnung eines Szenarios dauert zwischen 1,5 – 3 Stunden. Davon entfallen ca. 15 Minuten für die Simulation der Flexibilitätsprofile. Die beiden Berechnungen des Engpassmanagement-Modells vor und nach Ladesteuerung durch den Aggregator dauern jeweils zwischen 19 – 45 Minuten auf einem Laptop-PC mit 1.6 GHz und 8 GB RAM. Das C2V-Modell wird iterativ über alle Knoten und Wochen eines Jahres gelöst. Eine Lösung für die insgesamt ca. 6.200 Modellinstanzen

⁴ Im Zuge von Projekttreffen des Forschungsprojekts Bidirektionales Lademanagement wurden die Schlüssigkeit des Modells sowie der Ergebnisse von Projektpartnern, einschließlich VNB und ÜNB, bestätigt.

⁵ Für die in Kapitel 5 vorgestellten Ergebnissen wurde dafür der CPLEX-Parameter *timelimit* auf 30 Sekunden festgelegt.

des C2V-Modells ist je nach Szenario in 4 Minuten bis maximal 6 Stunden verfügbar (Rechenserver mit 4 GHz, 128 GB RAM). Dazu kommen für alle Szenarien ca. 10 Minuten für Datenhandling und Ergebnisausgabe. Nur in Szenario S3 ist es notwendig, in einzelnen C2V-Instanzen ein höheres MIP-Gap von 0,5 % zu wählen. Dies betrifft 0,5 % aller Instanzen in Szenario S3. Tabelle 8 zeigt eine Übersicht der Einflussgrößen für das C2V-Modell.

Tabelle 8: Modellkomplexität der Szenarien für das C2V-Modell.

Szenario	Geringe Flex. (S1)	Moderate Flex. (S2)	Hohe Flex. (S3)	Maximale Flex. (S4)
Laufzeit in Minuten (für 6.200 Modellinstanzen)	5	4	360	40
Anzahl Restriktionen / Reihen (je Modellinstanz)	4.878	4.878	6.219	6.219
Anzahl Variablen / Spalten (je Modellinstanz)	1.176	1.176	1.680	1.680
Davon binäre Variablen (je Modellinstanz)	168	168	336	336

6 Schlussfolgerungen und Diskussion

Die in Kapitel 5 gewonnenen Ergebnisse werden im Folgenden diskutiert. Dafür werden zunächst in Abschnitt 6.1 die Konsequenzen der Szenarien auf die E-PKW-Lastgänge erläutert. In den Abschnitten 6.2 und 6.3 werden Schlussfolgerungen für das Potenzial zur Nutzung von abgeregelter Energie zum Laden der E-PKW sowie für die damit verbundenen Chancen zur Reduktion der EE-Abregelung gezogen. Nach einem Vergleich der durchschnittlichen Ladekosten (6.4) folgt die Diskussion der Auswirkungen der betrachteten Anwendungsfälle auf Batterienutzung (6.5) und auf die mit den Fahrten verbundenen THG-Emissionen (6.6). Zuletzt werden die Methodik der vorliegenden Arbeit, insbesondere das C2V-Modell sowie die getroffenen Annahmen in Abschnitt 6.7 kritisch gewürdigt.

6.1 Resultierende E-PKW-Lastgänge

Die Freiheitsgrade der Optimierung des Aggregators beruhen auf der Flexibilität, die durch die E-PKW-Flotten bereitgestellt wird. Da an vielen Netzknoten und in vielen Wochen keine EE-Abregelung für das Laden zur Verfügung steht, kommt es in allen Szenarien zum Einsatz der kostenminimalen Ladestrategie. Daher ähneln sich die optimierten Lade- (und im Fall von S3 und S4 auch Entlade-) Lastgänge der untersuchten Szenarien stark. Abbildung 6.1 stellt die durch das C2V-Modell optimierten Ladelastgänge aller E-PKW in Schleswig-Holstein für eine beispielhafte Woche und für die Szenarien S1 – S4 dar. Im Vergleich zu den Lastgängen im Fall sofortigen Ladens nach Maximal-Ladestrategie (vgl. Abbildung 5.4) sind die ursprünglichen, täglichen Muster der Ladevorgänge nicht mehr erkennbar.

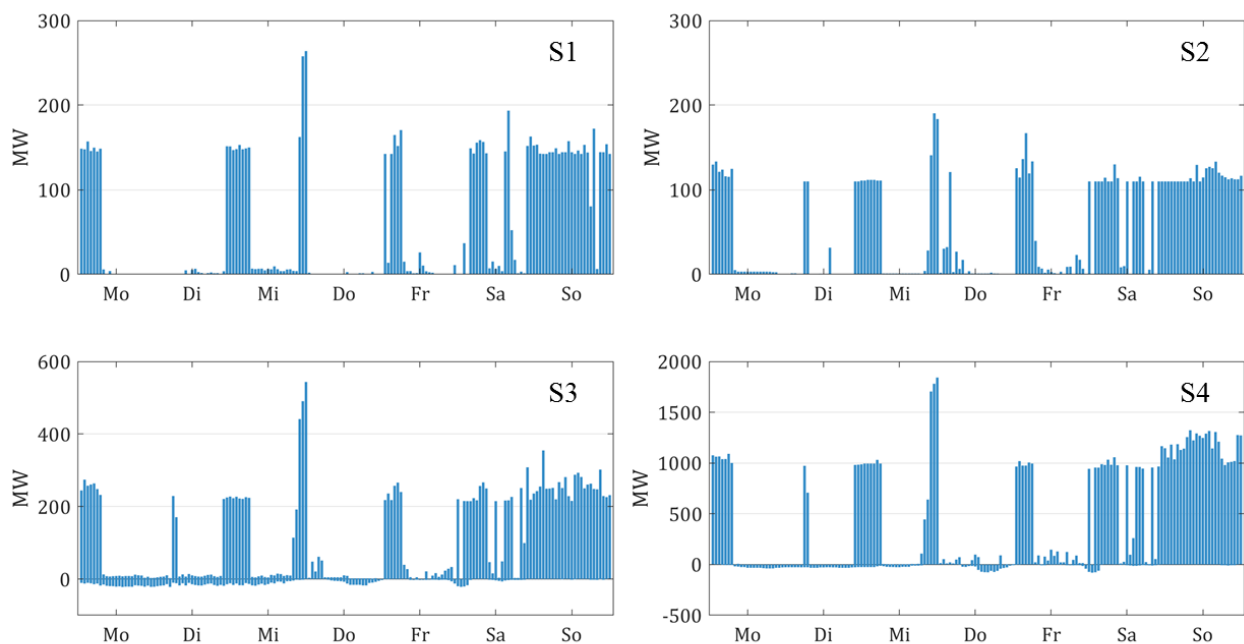


Abbildung 6.1: Gesamte Lade- und Entladeleistung aller E-PKW Schleswig-Holsteins für eine beispielhafte Woche in MW für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität – S4 (maximale Flexibilität)).

In allen Fällen zeigt sich eine starke Verschiebung der Ladevorgänge auf das Wochenende. An Werktagen finden die Ladevorgänge unregelmäßig, jedoch überwiegend in den Nachtstunden statt. Diese Verschiebungen sind auf die niedrigeren Marktpreise zurückzuführen. Der höhere Bezug in der Nacht von Mittwoch auf Donnerstag erklärt sich durch den gewählten rollierenden Ansatz der Optimierung und dem Beginn der Optimierungszeiträume an Donnerstagen (vgl. Abschnitt 5.4.2).

Die absolute Höhe der Lastgänge variiert je nach E-PKW-Durchdringungsrate. Obwohl in beiden Szenarien geringer und moderater Flexibilität von einer Marktdurchdringung von 13 % ausgegangen wird, zeigen sich im Szenario geringer Flexibilität (S1) leicht höhere Leistungsspitzen. Die Ursache hierfür ist, dass im Szenario moderater Flexibilität (S2) v. a. aufgrund der Möglichkeit des Ladens am Arbeitsplatz eine höhere Flexibilität aufweist. Dies führt dazu, dass die maximale Bezugsleistung der E-PKW-Flotte im Fall sofortigen Ladens um rund 20 % sinkt (vgl. Restriktion (22), Abschnitt 4.2.1). Für Szenario S2 resultiert daher eine geringere Obergrenze der zulässigen Marktbezugsleistung auf Flottenebene (Abschnitt 4.2.3).

Im Szenario hoher Flexibilität (S3) kommt es zu Rückspeisevorgängen zum Zweck der verstärkten Nutzung des Überschussstroms sowie mit dem Ziel der Kostenreduktion durch Arbitrage. Um mehr Überschussstrom laden zu können, werden die E-PKW vor Phasen der Abregelung entladen, um so freie Kapazitäten für das Laden von Überschussstrom zu schaffen. Die absolute Höhe der rückgespeisten Leistung liegt dabei deutlich unterhalb der geladenen Leistung. Dies lässt sich mit der Limitierung der maximalen Rückspeiseleistung zur Vermeidung von zusätzlicher Netzbelastung erklären (vgl. Restriktion (23), Abschnitt 4.2.1). Im Szenario mit maximaler Flexibilität (S4) wird rückgespeist, um Erlöse zu erzielen. Aufgrund der NNE auf den Marktbezug gibt es keinen monetären Anreiz, in Zeiten geringer Preise am lokalen Markt zu laden und in Zeiten hoher Preise rückzuspeisen. Hierfür sind die Preisunterschiede der verwendeten Day-Ahead-Marktpreise aus dem Jahr 2015 bzw. deren Preisvolatilität nicht ausreichend hoch. Abbildung 6.2 stellt dies graphisch für eine Woche dar, in der auch negative Preise auftreten. Bei Marktbezug fallen zusätzlich zum Marktpreis NNE an. Bei Verkauf durch Rückspeisen kann zwar der Marktpreis realisiert werden. Jedoch ist die rückspeisbare Energiemenge aufgrund von Wirkungsgradverlusten geringer als die zuvor geladene Energie, was mit einem reduzierten Marktpreis vergleichbar ist. Die Rückspeisung im Szenario maximaler Flexibilität lässt sich daher durch das kostenfreie Laden abgeregelter Energie und dem späteren Rückspeisen und Verkauf zum Marktpreis erklären.

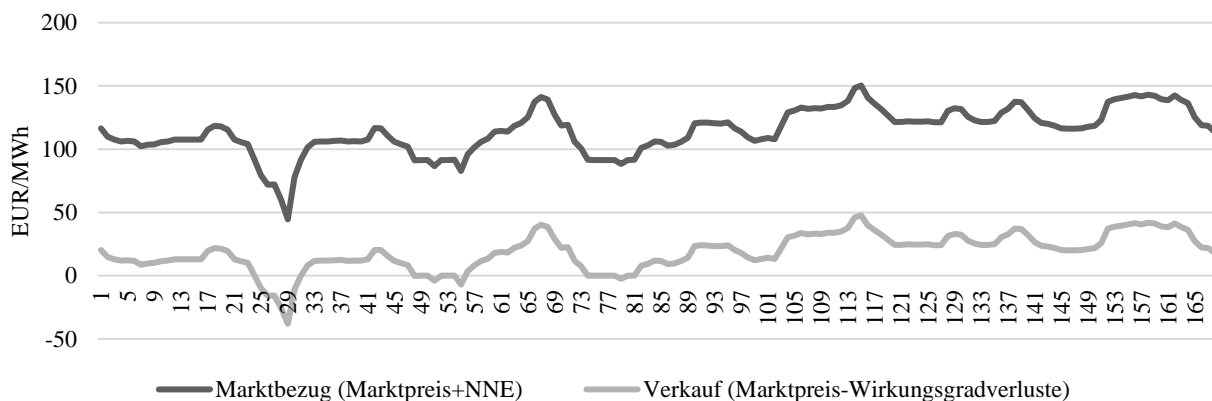


Abbildung 6.2: Veranschaulichung der vom C2V-Modell berücksichtigten effektiven Preise für Marktbezug und Verkauf für die erste Woche des Jahres 2015 (eigene Darstellung basierend auf EPEX Spot (2015)).

Der Algorithmus zur Spitzenlastkappung kommt nur im S4-Referenzszenario zum Einsatz. Dies lässt sich durch den hohen Energiebedarf aufgrund der 100%igen Marktdurchdringung sowie durch die Gleichzeitigkeitseffekte im Fall des sofortigen, ungesteuerten Ladens erklären (Abschnitt 4.1.4). Bei einer Begrenzung des maximalen, täglichen Leistungsbezugs der E-PKW-Flotten auf 70 % können die gesamte elektrische Nachfrage der E-PKW im S4-Referenzszenario gedeckt und alle Engpässe gelöst werden. Da das C2V-Modell die maximale Netzbezugs- sowie -einspeiseleistung je E-PKW begrenzt (Gleichungen 19 und 20), ist in den Szenarien S1 – S4 kein zusätzlicher Peakshaving-Eingriff notwendig, das Engpassmanagement-Modell ist für alle optimierten Lastgänge lösbar.

6.2 Nutzung abgeregelter Energie für das Laden von E-PKW

Ohne Ladesteuerung durch den Aggregator wird in allen Referenzszenarien im Mittel über alle Netzknoten ein EE-Anteil am Ladestrom von 4 % erreicht. In den Szenarien mit Ladeoptimierung liegt der EE-Anteil je nach Szenario um den Faktor

3 bis 4 darüber (Abbildung 6.3). Wie bereits in Abschnitt 5.1.3 beschrieben, ist ein Vergleich des EE-Anteils zwischen Referenzszenario und C2V-Szenario nur bedingt möglich, da für die jeweiligen EE-Anteile unterschiedliche Eingangsdaten der EE-Abregelung herangezogen werden. Aus dem folgenden Vergleich sind daher keine Rückschlüsse zulässig, welche bspw. die Differenz des EE-Anteils des S1-Referenzszenarios sowie des EE-Anteils des S1-Szenarios mit dem Mehrwert aufgrund des Lademanagements erklären. Darüber hinaus gilt zu beachten, dass die EE-Anteile der jeweiligen Szenarien mit unterschiedlichen Zeitreihen der EE-Abregelung ermittelt wurden und lediglich ein näherungsweise Vergleich zwischen den Szenarien möglich ist.

Im Fall geringer Flexibilität und ohne Ladeoption am Arbeitsplatz kann ein mittlerer EE-Anteil von etwa 12 % erreicht werden, wenn EE-maximierend geladen wird (Szenario S1), an den 27 Netzknoten mit Überschussstrom sind es 52 %. Die E-PKW in Szenario S2 stellen durch die zusätzliche Lademöglichkeit am Arbeitsplatz und geringere Mindestreichweite mehr Flexibilität bereit. Über alle Netzknoten betrachtet steigt der EE-Anteil nur geringfügig auf rund 13 %, an den von Einspeisemanagement betroffenen Netzknoten sind es fast 56 %. Mit der Rückspeisefähigkeit in Szenario S3, einer weiter erhöhten Flexibilität sowie der EE-maximierenden Ladestrategie kann mit durchschnittlich 15 % der höchste EE-Anteil realisiert werden – obwohl nun bei konstanter EE-Abregelung die E-PKW-Durchdringung auf 23 % steigt. Auch an den Netzknoten mit Überschussstrom kann in Szenario S3 mit 65 % der höchste EE-Anteil erzielt werden. Mit maximaler E-PKW-Durchdringung von 100 % und kostenminimaler Ladestrategie sinkt der mittlere EE-Anteil in Szenario S4 wieder leicht auf 14 % bzw. auf 60 % an den Netzknoten mit EE-Abregelung. Dass er dennoch auf vergleichbar hohem Niveau liegt, erklärt sich durch den monetären Anreiz des Ladens von Überschussstrom. Wird die Netzknotenzuordnung der Fahrzeuge aller Knoten vernachlässigt, ergeben sich geringere Werte für den EE-Anteil. Nach Maximal-Ladestrategie beträgt dieser 2 %, in den Szenarien S1 – S4 variiert er zwischen 6 – 14 %.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der EE-Anteil am stärksten zurückgeht, wenn der Start-SOC auf den minimal oder maximal zulässigen Wert festgelegt wird und wenn im Fall einer Rückspeisefähigkeit die NNE auf die fixen Steuern, Abgaben und Umlagen aufgeschlagen werden. Der stärkste Rückgang des EE-Anteils kann in Szenario S4-NNE-fix beobachtet werden, in welchem der EE-Anteil auf 11 % sinkt. Weiterhin sinkt der EE-Anteil bei kleinerer Batterie, geringerer maximaler Ladeleistung, sowie hoher Mindestreichweite bei Abfahrt. Faktoren wie eine größere Batterie, höhere Ladeleistung, geringere Mindestreichweite oder reduzierte NNE hingegen führen nicht bzw. kaum zu einer Erhöhung des EE-Anteils.

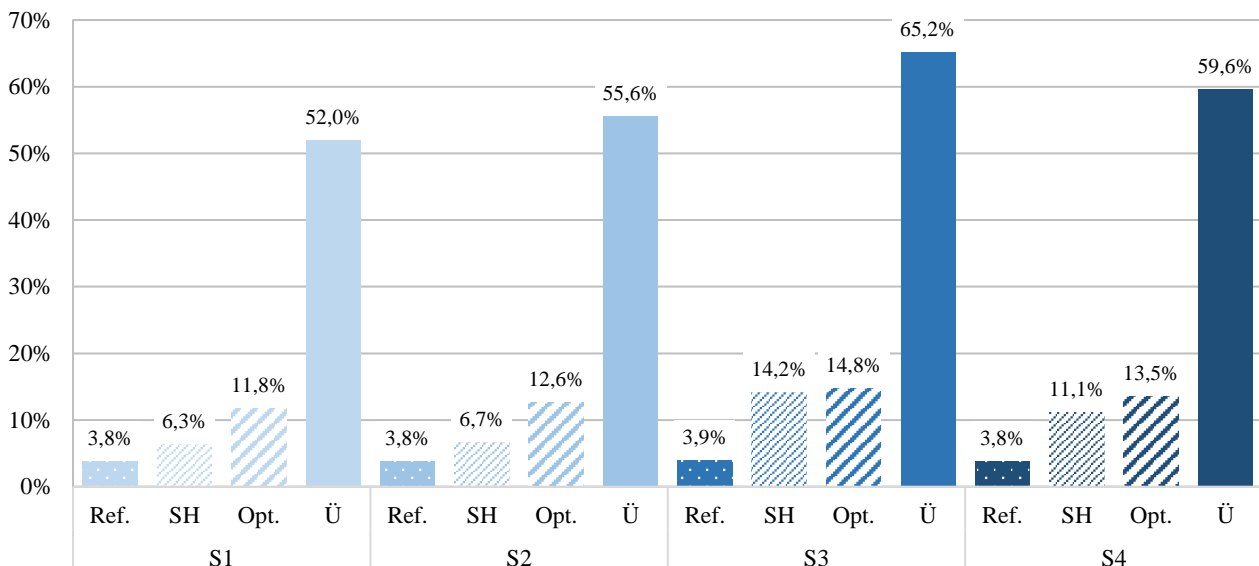


Abbildung 6.3: Anteil der genutzten EE-Abregelung am Ladestrom für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität). Darstellung für Referenzszenarien (Ref.) mit ungesteuertem Laden, Mittelwerte der Ergebnisse nach Optimierung über alle Fahrzeuge (SH-Durchschnitt, kurz: SH), Mittelwerte der Ergebnisse nach Optimierung über alle Netzknoten (Opt.), Mittelwerte der Ergebnisse nach Optimierung über alle Netzknoten mit Überschussstrom (Ü).

6.3 Reduktion von Einspeisemanagement

Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass das Potenzial zur Vermeidung von Einspeisemanagement auf Verteilnetzebene sehr gering ist. Abbildung 6.4 stellt die jährlich abgeregelten Energiemengen für das 110 kV-Netz in Schleswig-Holstein für die betrachteten Szenarien sowie die zugehörigen Referenzszenarien dar. In den Szenarien geringer und moderater Flexibilität können nur 1 – 2 % der jährlichen abgeregelten Energie vermieden werden. Im Szenario hoher Flexibilität mit V2G sind es 5 % und bei maximaler Flexibilität und einer E-PKW-Durchdringungsrate von 100 % können 19 % der abgeregelten Energie durch die Ladesteuerung der E-PKW vermieden werden. An einzelnen Netzknoten können bis zu 99 % Abregelung vermieden werden. An Netzknoten an Nord- und Ostsee ist das Potenzial zur Vermeidung der Abregelung am höchsten.

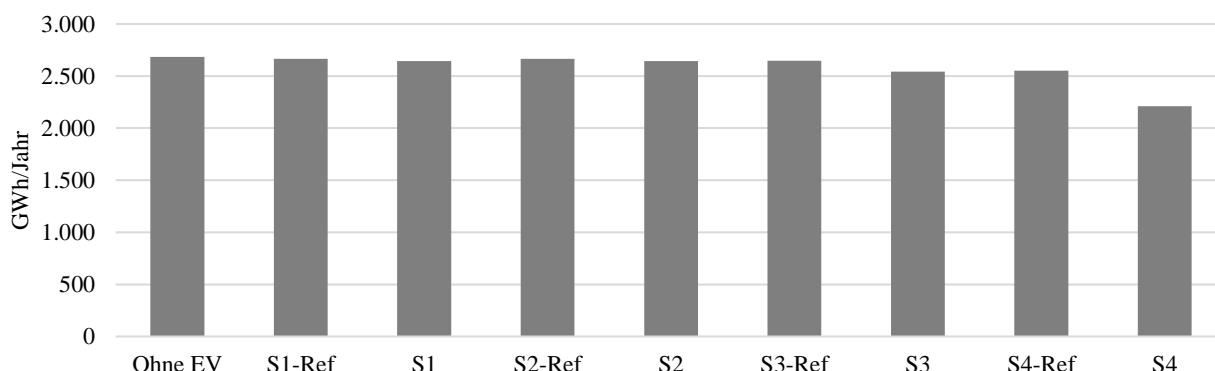


Abbildung 6.4: Jährliche EE-Abregelung für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität) sowie die dazugehörigen Referenzszenarien.

Das begrenzte Reduktionspotenzial lässt sich durch die räumliche Divergenz von EE-Einspeisung und E-PKW-Standorten begründen. Das Potenzial zur Vermeidung von Einspeisemanagement ist zwar durch den Flexibilitätsgrad der einzelnen Fahrzeuge begrenzt. Einen höheren Einfluss hat jedoch die Flottengröße, welche die E-PKW-Stromnachfrage an den von Einspeisemanagement betroffenen Netzknoten bestimmt. Abbildung 6.5 visualisiert diesen Zusammenhang für Netzknoten mit E-PKW sowie reduziertem Einspeisemanagement. An einzelnen Netzknoten übersteigt die Ladeenergie der E-PKW das Reduktionspotenzial deutlich, bspw. am Netzknoten bei Sylt. Hier treten Phasen mit mehreren Tagen ohne EE-Abregelung auf. Daher und aufgrund der Einschränkung des Lastverschiebepotenzials, welche das Laden der Fahrtenergie innerhalb von 3,5 Tagen erfordert, kann nicht mehr Überschussstrom genutzt werden (vgl. Abbildung 5.15).

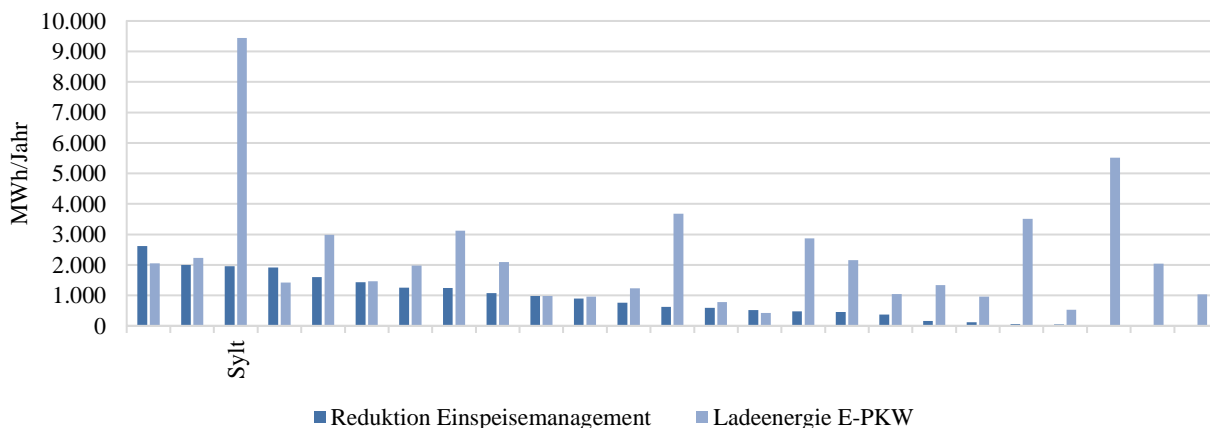


Abbildung 6.5: Jährliche Reduktion von Einspeisemanagement sowie E-PKW-Stromnachfrage für Netzknoten mit E-PKW im Szenario moderater Flexibilität (S2).

Ein weiterer Aspekt, der das Nutzungspotenzial der EE-Abregelung limitiert, ist der zugrundeliegende Koordinationsmechanismus zwischen VNB und Aggregator. Dieser beruht auf der Kommunikation von Zeitreihen (EE-Abregelung und Preis) vom VNB an den Aggregator auf der Ebene einzelner Netzknoten. Diese Zeitreihen berücksichtigen ausschließlich die EE-Abregelung an den jeweiligen Netzknoten. Dadurch gibt es keine Möglichkeit bzw. keinen Anreiz für den Aggregator, die Flexibilität der E-PKW eines Netzknotens zusätzlich für die Vermeidung von Abregelung an von Einspeisemanagement betroffenen benachbarten Netzknoten einzusetzen.

6.4 Ladekosten

Abbildung 6.6 zeigt die jährlichen, durchschnittlichen Ladekosten pro E-PKW und Jahr sowie deren Zusammensetzung für die Szenarien S1 – S4, die dazugehörigen Referenzszenarien und ein vergleichendes Szenario, im dem nach Maximal-Ladestrategie geladen, der Strom jedoch ausschließlich über den lokalen Markt bezogen wird.

Zunächst fällt auf, dass alle Referenzszenarien, obwohl sie mit unterschiedlichen Ladelastgängen verbunden sind (vgl. Abbildung 5.4), zu denselben Kosten führen. Die Marktbezugskosten liegen bei 76 – 77 €/E-PKW/Jahr, die Gesamtladekosten bei 576 €/E-PKW/Jahr. Durch die Optimierung sinken die Kosten für den Marktbezug in allen Szenarien im Vergleich zum jeweiligen Referenzfall ohne Ladesteuerung um 42 – 46 % auf bis zu 42 €/E-PKW/Jahr. Die Erlöse durch V2G liegen bei 8 – 12 €/E-PKW/Jahr. An Netzknoten mit EE-Abregelung können diese Erlöse die Marktbezugskosten überkompensieren. Nach Abzug der V2G-Erlöse verbleiben an diesen Netzknoten jährliche Marktbezugskosten von durchschnittlich -17 €/E-PKW in Szenario S3, im Vergleich zu 31 €/E-PKW in Szenario S1. Aufgrund der hohen fixen Strompreisbestandteile sinken die durchschnittlichen Gesamtladekosten in allen Szenarien nur um 11 – 12 % auf nun 524 €/E-PKW/Jahr in den Szenarien S1 und S2 bzw. auf 518 €/E-PKW/Jahr (S3) und 519 €/E-PKW/Jahr (S4). An Netzknoten mit Überschussstrom werden durchschnittliche jährliche Gesamtladekosten in Höhe von 394 – 431 €/E-PKW erzielt und damit 27 % der Kosten des Referenzfalls ohne Ladesteuerung eingespart.

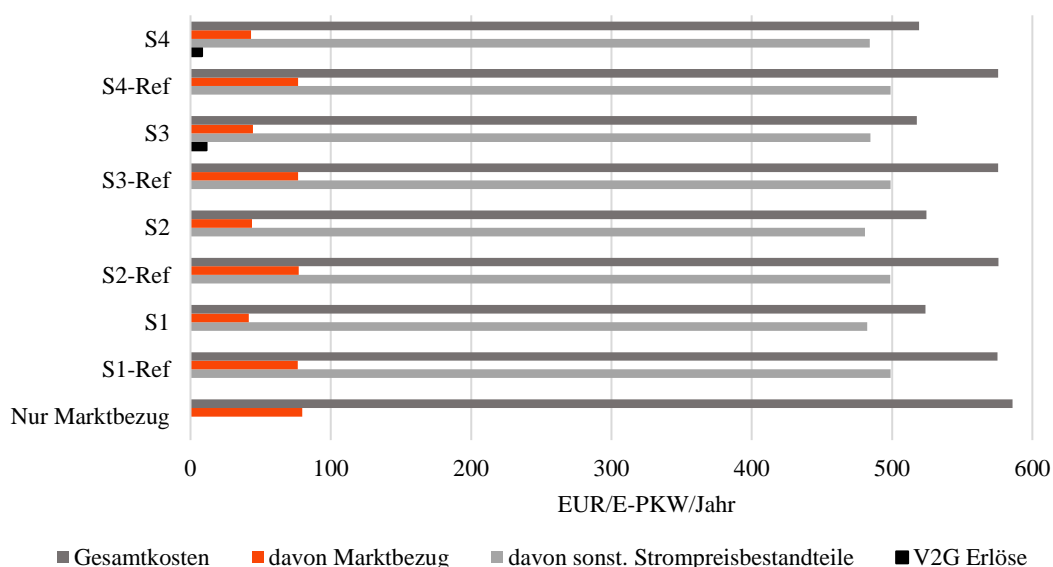


Abbildung 6.6: Zusammensetzung der jährlichen Ladekosten pro E-PKW für die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität) sowie die dazugehörigen Referenzszenarien und ein Vergleich zu Ladekosten bei reinem Marktbezug (Mittelwerte über alle Netzknoten).

Aufgrund der geringen Preisvolatilität bei gleichzeitiger Berücksichtigung von NNE für den Ladestrom ist es in den Szenarien mit V2G nicht möglich, ausschließlich über den Kauf und Verkauf am lokalen Markt Erlöse zu erzielen (vgl. Abschnitt 6.1). An Netzknoten ohne EE-Abregelung sind die Kosteneinsparungen daher nur über unidirektional gesteuertes Laden zu erklären. An Netzknoten mit EE-Abregelung hingegen wird V2G auch bei kostenminimierender Ladestrategie

eingesetzt. Daher zeigen die untersuchten Alternativen zur Belastung des Marktbezugs mit NNE die stärkste Auswirkung auf die Gesamtladepkosten. Im Fall reduzierter NNE sinken die Gesamtladepkosten bereits ohne Ladeoptimierung um 21 %. Die Umlage der NNE auf fixe Strompreisbestandteile hingegen lässt die Kosten um 7 % steigen. Die höchsten Kosten treten in S2-NNE-fix ohne Rückspeiseoption auf. Nach der Optimierung durch den Aggregator können die geringsten Gesamtladepkosten in den Szenariovarianten S3-NNE-red und S4-NNE-red mit reduzierten NNE beobachtet werden (409 – 410 €/E-PKW/Jahr). Auch S2-NNE-red weist mit 418 €/E-PKW/Jahr noch deutlich reduzierte Kosten auf.

Die Wahl einer größeren Batterie, einer höheren maximalen Ladeleistung oder geringeren Mindestreichweite hingegen führt kaum zu einer Senkung der Gesamtladepkosten. Höhere Kosten können jedoch im Fall eines minimal oder maximal gewählten Start-SOC beobachtet werden. Bei der Wahl einer kleineren Batterie, geringeren maximalen Ladeladeleistung sowie höheren Mindestreichweite steigen die Kosten kaum.

Für einzelne Netzknoten an Nord- und Ostsee betragen die Gesamtladepkosten jedoch nur rund die Hälfte der durchschnittlichen Werte. Hier können in S2 bis zu 327 €/E-PKW/Jahr realisiert werden, v. a. durch das Rückspeisen in S4 bis zu 250 €/E-PKW/Jahr, im Fall reduzierter NNE in S4-NNE-red sogar 237 €/E-PKW/Jahr.

Zusammengefasst können über alle Szenarien hinweg die Gesamtladepkosten durch gesteuertes Laden reduziert und die E-PKW mit 250 – 558 €/Jahr betrieben werden. Für 90 % der Fahrzeuge, die sich an Standorten ohne oder mit wenig Einspeisemanagementmaßnahmen befinden, ist dieses Potenzial durch die Teilnahme am lokalen Energiemarkt begrenzt. Hier können durch die Ladeoptimierung des Aggregators jährlich zwischen 30 – 35 €/E-PKW bzw. 5 % der Gesamtladepkosten eingespart werden. Dies ist auch graphisch anhand des Plateaus bspw. in Abbildung 5.29. sowie in Abbildung 6.9 ersichtlich. Rund 10 % aller Fahrzeuge können von der zusätzlichen Nutzung des Überschussstroms profitieren. In den Referenzszenarien können bis zu 110 € jährlich bereits ohne Anpassung der Ladevorgänge eingespart werden. Weitere Einsparungen bis zu 230 €/Jahr können durch die Ladeoptimierung realisiert werden, wobei diese mit zunehmender Flexibilität von Szenario S1 bis S4 höher ausfallen (Abbildung 6.9).

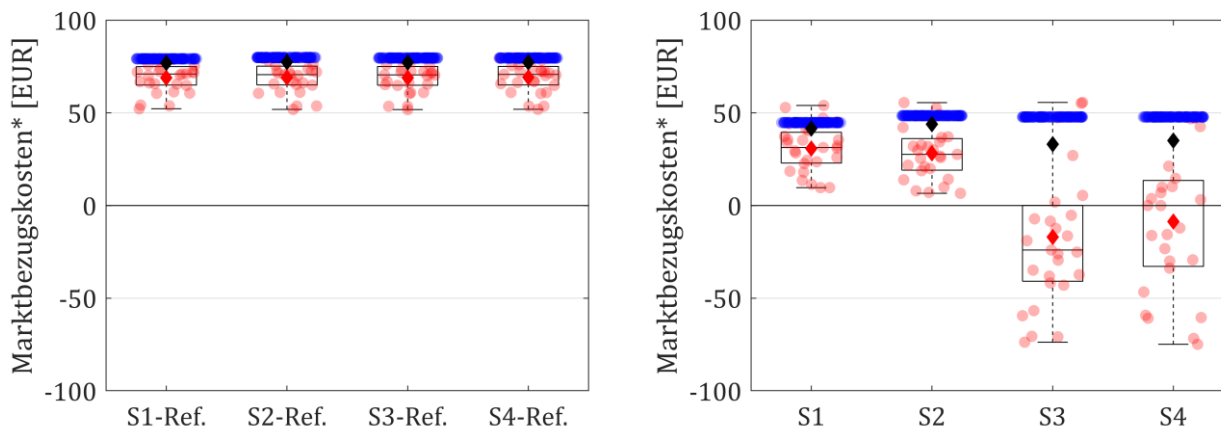


Abbildung 6.7: Boxplots der durchschnittlichen Marktbezugskosten abzüglich V2G-Erlöse(*) pro Jahr und Fahrzeug für alle Knoten mit EE-Abregelung. Links: Referenzszenarien S1 – S4. Rechts: Szenarien S1 – S4. Unteres Ende der Boxen: 0,25-Quartil, oberes Ende: 0,75-Quartil. Strich in den Boxen: Median (0,5-Quartil). Die roten Punkte stellen die einzelnen Werte für die Netzknoten mit EE-Abregelung dar, die roten Rauten die Mittelwerte für die Netzknoten mit EE-Abregelung. Die blauen Punkte stellen zusätzliche Werte für die Netzknoten ohne EE-Abregelung dar. Die schwarzen Rauten repräsentieren die Mittelwerte für alle Netzknoten. Die Antennen bilden alle außerhalb der Box liegende Werte ab.

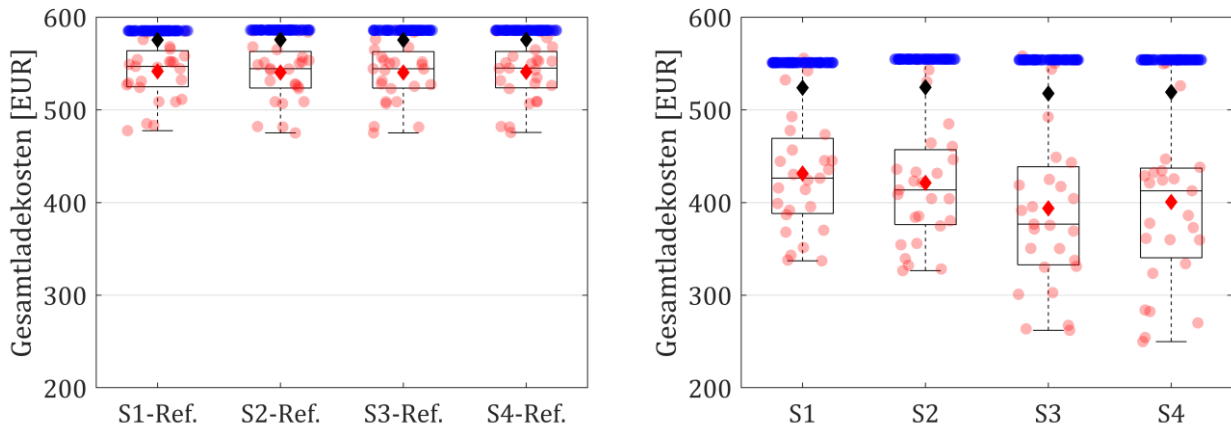


Abbildung 6.8: Boxplots der durchschnittlichen Gesamtladekosten pro Jahr und Fahrzeug für alle Knoten mit EE-Abregelung. Links: Referenzszenarien S1 – S4. Rechts: Szenarien S1 – S4. Unteres Ende der Boxen: 0,25-Quartil, oberes Ende: 0,75-Quartil. Strich in den Boxen: Median (0,5-Quartil). Die roten Punkte stellen die einzelnen Werte für die Netzknoten mit EE-Abregelung dar, die roten Rauten die Mittelwerte für die Netzknoten mit EE-Abregelung. Die blauen Punkte stellen zusätzliche Werte für die Netzknoten ohne EE-Abregelung dar. Die schwarzen Rauten repräsentieren die Mittelwerte für alle Netzknoten. Die Antennen bilden alle außerhalb der Box liegende Werte ab.

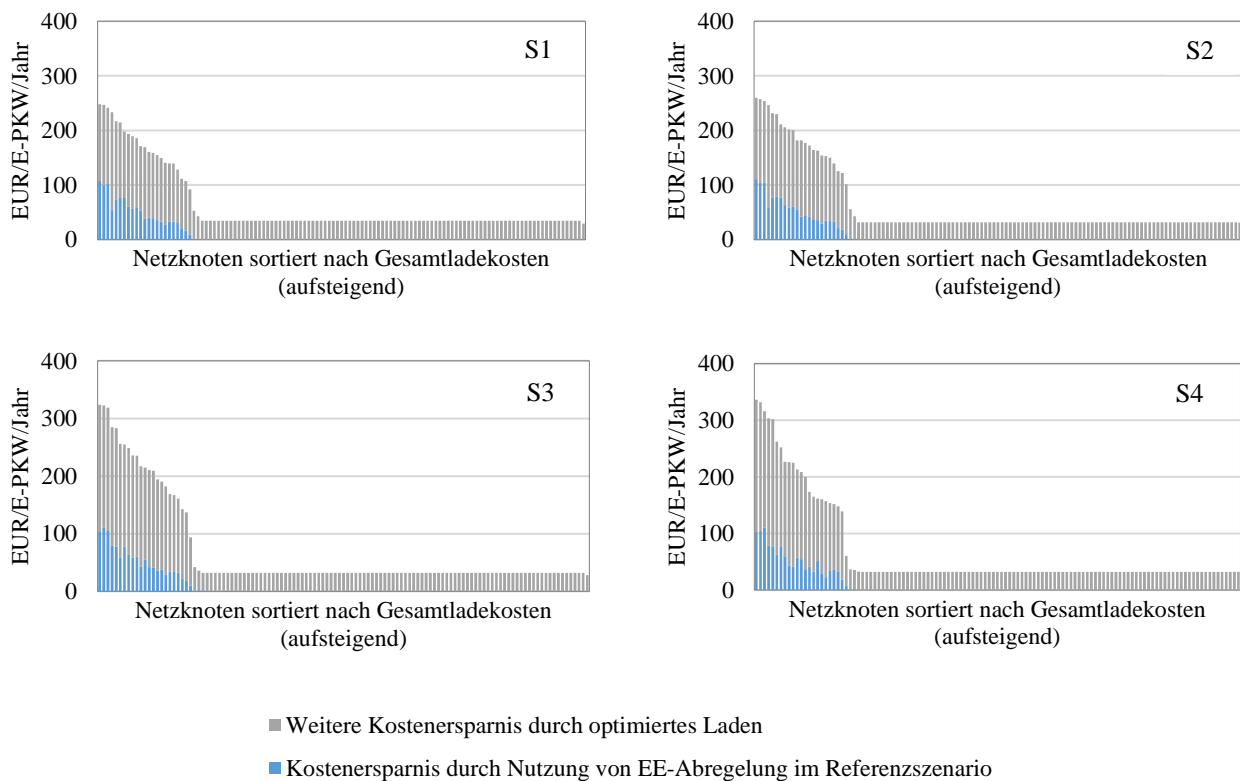


Abbildung 6.9: Reduktion der jährlichen Gesamtladekosten für alle Netzknoten in den Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität).

6.5 Batterienutzung

Der durchschnittliche SOC aller E-PKW-Flotten nimmt über die analysierten Szenarien ab, von durchschnittlich 80 % in Szenario S1 auf 52 % in Szenario S4 (Abbildung 6.10). Dies liegt hauptsächlich an den gewählten Mindestreichweiten. Die untere Grenze für den zulässigen SOC sinkt somit von Szenario S1 zu S4 und entsprechend auch der gewählte Startwert für den SOC und die jeweiligen C2V-Modellinstanzen. Im Fall der rollierenden Optimierung pendelt sich der SOC auf einem ähnlichen Niveau ein und liegt durchschnittlich bei 63 % (Basis: S2). Zwischen Netzknoten mit und ohne EE-Abregelung können geringe Unterschiede beobachtet werden. So liegt der durchschnittliche SOC der Flotten an von Einspeisemanagement betroffenen Netzknoten in Szenario S2 mit 61 % einen Prozentpunkt oberhalb des Durchschnitts aller Knoten. Der durchschnittliche SOC fällt in den Szenarien S3 und S4 etwas geringer aus und liegt in Szenario S4 bei durchschnittlich 51 %. Der minimale Wert für den durchschnittlichen SOC tritt in Szenario S4 auf und beträgt 48 %.

Die auf S2 basierenden Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Wahl des Start-SOC den größten Effekt auf den durchschnittlichen SOC hat. Bei minimalem Startwert liegt der durchschnittliche SOC bei 25 %, bei maximalem Startwert bei 94 %. Auch die gewählte Mindestreichweite sowie die Batteriekapazität haben deutliche Auswirkungen. Mit einem Anstieg der Mindestreichweite von 50 auf 300 km steigt der durchschnittliche SOC von 55 % auf 81 %. Eine kleinere Batterie führt zu einem durchschnittlichen SOC von 70 %, eine größere zu 57 %.

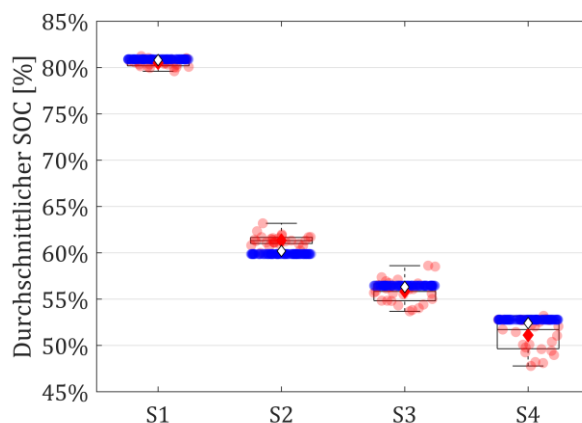


Abbildung 6.10: Boxplot des durchschnittlichen SOC je E-PKW-Flotte für alle Knoten mit EE-Abregelung und die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität). Unteres Ende der Boxen: 0,25-Quartil, oberes Ende: 0,75-Quartil. Strich in den Boxen: Median (0,5-Quartil). Die roten Punkte stellen die einzelnen Werte für die Netzknoten mit EE-Abregelung dar, die roten Rauten die Mittelwerte für die Netzknoten mit EE-Abregelung. Die blauen Punkte stellen zusätzliche Werte für die Netzknoten ohne EE-Abregelung dar. Die weißen Rauten repräsentieren die Mittelwerte für alle Netzknoten. Die Antennen bilden alle außerhalb der Box liegende Werte ab.

In den Szenarien S1 und S2 sind die Batterien gleich groß. Die Flotten werden so betrieben, dass sich über das Jahr 31 äquivalente Batterievollzyklen ergeben. D. h. es wird insgesamt das 31-fache der Kapazität der hypothetischen Flottenbatterien ge- und entladen. Da kein Rückspeisen möglich ist, wird dieser Wert ausschließlich durch die jährliche Fahrleistung bestimmt. Die Vollzyklen variieren somit nicht zwischen den einzelnen Netzknoten (Abbildung 6.11). Dies ändert sich in den Szenarien S3 und S4 durch das Rückspeisen. Da nun die durchschnittlichen Vollzyklen aufgrund der größeren Batterie sinken, ist ein Vergleich der Szenarien S1 und S2 mit den Szenarien S3 und S4 nur begrenzt möglich. Je nach Netzknoten können in S3 durch das Rückspeisen zwischen 22 – 47 und in Szenario S4 zwischen 22 – 44 Vollzyklen pro Jahr beobachtet werden. An Netzknoten mit EE-Abregelung liegen die durchschnittlichen Vollzyklen in Szenario S3 im Mittel bei 37 und erhöhen sich damit um 68 % gegenüber Netzknoten ohne EE-Abregelung. In Szenario S4 findet etwas weniger Rückspeisung, weshalb der Mittelwert an Netzknoten mit Überschussstrom mit 32 Vollzyklen nur 45 % höher ausfällt als im Fall ohne EE-Abregelung und ohne V2G.

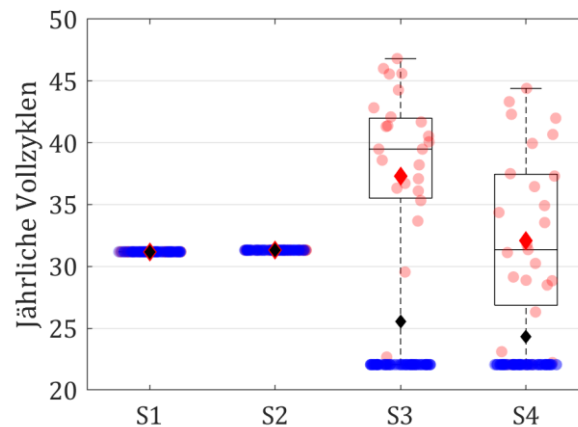


Abbildung 6.11: Boxplot der durchschnittlichen Batterievollzyklen je Fahrzeug und Jahr für alle Knoten mit EE-Abregelung und die Szenarien S1 (geringe Flexibilität) – S4 (maximale Flexibilität). Unteres Ende der Boxen: 0,25-Quartil, oberes Ende: 0,75-Quartil. Strich in den Boxen: Median (0,5-Quartil). Die roten Punkte stellen einzelne Werte der Netzknoten mit EE-Abregelung dar, rote Rauten die Mittelwerte für Netzknoten mit EE-Abregelung. Die blauen Punkte stellen zusätzliche Werte für Netzknoten ohne EE-Abregelung dar. Die schwarzen Rauten repräsentieren die Mittelwerte für alle Netzknoten. Die Antennen bilden alle außerhalb der Box liegende Werte ab.

Durch den Einsatz von V2G in S3 bei gleichzeitig EE-maximierender Ladestrategie findet wie in Abschnitt 5.2.5 beschrieben auch Marktbezug und Rückspeisen statt, ohne dass dies zu einer weiteren Erhöhung des EE-Anteils führt. Dies würde in Realität von einem Aggregator aus Kostengründen sowie zur Vermeidung zusätzlicher Batterieabnutzung und -alterung vermieden werden. Obwohl die V2G-Restriktion theoretisch das Rückspeisen der 4-fachen Fahrenergie erlauben würde, können in den Fällen S3 und S4 maximal rund 50 % des Energiedurchsatzes auf V2G zurückgeführt werden.

Die Batteriekapazität hat den deutlichsten Effekt auf die jährlichen äquivalenten Batterievollzyklen. Basierend auf S2 liegen diese je nach Batteriegröße zwischen 22 und 55. Wenn die NNE innerhalb der fixen Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Jahresfahrleistung anfallen, steigen die durchschnittlichen und minimalen Werte der Vollzyklen in den beiden Fällen mit Rückspeisung, in S3-NNE-fix um ca. 25 %, in S4-NNE-fix um ca. 40 %.

Selbst im Fall einer geringen Batteriekapazität mit 35 kWh resultieren nur 55 Vollzyklen pro Jahr. Über die Dauer von 10 Jahren würden sich 550 Zyklen ergeben, was aus Sicht der Batteriealterung als unkritisch zu bewerten ist. Es ist jedoch hervorzuheben, dass sich die Werte für durchschnittlichen SOC und jährliche äquivalente Batterievollzyklen auf die hypothetischen Batterien je Netzknoten beziehen. Würde jedes Fahrzeug einzeln abgebildet, sind sowohl höhere Vollzyklen als auch eine höhere Varianz der entsprechenden Werte zu erwarten.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der „Preis“ für die leicht geringeren Gesamtladeposten sowie den höheren EE-Anteil ein geringerer durchschnittlicher SOC sowie eine höhere Anzahl an Vollzyklen ist. Es stellt sich die Frage, inwiefern dieser Preis aus Sicht der Nutzenden angemessen erscheint bzw. akzeptiert würde. Diese Fragestellung wird jedoch im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht weiter untersucht.

6.6 Treibhausgas-Emissionen

Basierend auf dem Kraftwerkspark 2015 sinken die mit dem Laden verbundenen THG-Emissionen in allen Szenarien im Durchschnitt um rund 10 – 11 % im Vergleich zum sofortigen, ungesteuerten Laden. Durch die Optimierung der Ladestrategie durch den Aggregator ergeben sich mit dem Ladestrom verbundene Emissionen von durchschnittlich 71 – 72 g CO₂/km. Je nach Netzknoten und Szenario variieren diese zwischen 7 – 81 g CO₂/km (Abbildung 6.12). Wenn Überschussstrom für das Laden zur Verfügung steht, werden die THG-Emissionen auf 36 – 43 CO₂/km reduziert und damit gegenüber den Referenzszenarien mit 69 CO₂/km um 38 – 48 % gesenkt. Dabei lässt sich kein systematischer Unterschied aufgrund der gewählten Ladestrategie erkennen. Die geringsten Emissionen und die höchste Reduktion können im Szenario moderater Flexibilität beobachtet werden. Aufgrund der Arbitrage-Geschäfte bei V2G in den Szenarien hoher und maximaler Flexibilität steigen sowohl die minimalen als auch die durchschnittlichen THG-Emissionen leicht an.

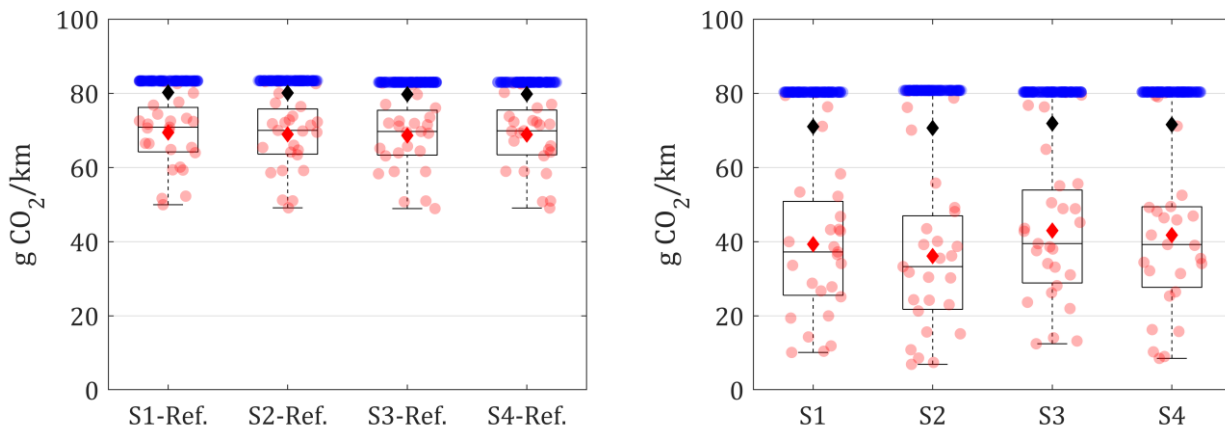


Abbildung 6.13: Boxplots der durchschnittlichen THG-Emissionen je Fahrzeug für alle Knoten mit EE-Abregelung: Links: Referenzszenarien S1 – S4. Rechts: Szenarien S1 – S4. Unteres Ende der Boxen: 0,25-Quantil, oberes Ende: 0,75-Quantil. Strich in den Boxen: Median (0,5-Quantil). Die roten Punkte stellen die einzelnen Werte für die Netzknoten mit EE-Abregelung dar, die roten Rauten die Mittelwerte für die Netzknoten mit EE-Abregelung. Die blauen Punkte stellen zusätzliche Werte für die Netzknoten ohne EE-Abregelung dar. Die schwarzen Rauten repräsentieren die Mittelwerte für alle Netzknoten. Die Antennen bilden alle außerhalb der Box liegende Werte ab.

Die Wahl einer größeren Batterie oder höheren maximalen Ladeleistung führt kaum zu einer Reduktion der THG-Emissionen, ebenso wirkt sich die gewählte Mindestreichweite kaum aus. Eine Erhöhung auf durchschnittlich 74 g CO₂/km kann im Fall der Festlegung des Start-SOC auf einen der beiden Extremwerte beobachtet werden. Einzig die Variante, bei die NNE innerhalb der fixen Steuern, Abgaben und Umlagen auf die Jahresfahrleistung anfallen, führt in Verbindung mit der Rückspeiseoption zu einer deutlichen Erhöhung der THG-Emissionen um 150 – 160 % auf durchschnittlich 108 (S3-NNE-fix) bzw. 114 (S4-NNE-fix) g CO₂/km. An einzelnen Netzknoten sind Emissionen in Höhe von 124 g CO₂/km möglich. In den Szenariovarianten S3-NNE-fix und S4-NNE-fix wird die Menge abgeregelter EE zwar reduziert. Dennoch führt die Ladeoptimierung aufgrund der Arbitrage-Geschäfte in beiden Fällen insgesamt nicht nur zu einem geringeren EE-Anteil am Ladestrom, sondern auch zu höheren THG-Emissionen.

Es ist zu erwarten, dass einzelne Fahrzeuge der jeweiligen Flotten aufgrund von abweichenden Jahresfahrleistungen und Flexibilitätspotenzialen unterschiedliche THG-Emissionen aufweisen. Zudem ist die absolute Höhe der Werte v. a. aufgrund von Änderungen im Kraftwerkspark nicht auf das Jahr 2030 übertragbar. Vor dem Hintergrund des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien sowie des Kohleausstiegs kann zukünftig von geringeren Werten als den hier berechneten ausgegangen werden. Im Folgenden soll die Höhe der berechneten THG-Emissionen mit denen heutiger konventionell betriebener PKW sowie den Flottenzielen zukünftiger PKW ins Verhältnis gesetzt werden.

Für den Betrieb von PKW im Jahr 2017 gibt das Umweltbundesamt (2020b) rund 150 g CO₂/km und Person an. Bei einer durchschnittlichen Besetzung von 1,2 Personen/PKW (Umweltbundesamt 2020b) entspricht dies THG-Emissionen in Höhe von 180 g CO₂/km und Fahrzeug. Der durchschnittliche Flottenverbrauch von in Deutschland neu zugelassenen PKW lag im Jahr 2019 bei 157 g CO₂/km (Statista 2020).

Die für die Szenarien und im Rahmen der Sensitivitätsanalysen ermittelten THG-Emissionen liegen somit zunächst alle unterhalb der THG-Emissionen heutiger PKW, selbst in den Szenariovarianten mit Rückspeisung und fix umgelegten NNE. Darüber hinaus haben Europäisches Parlament und Rat (2019) EU-weite Flottenziele für neue PKW per Verordnung festgelegt. Ab 2020 müssen diese im Durchschnitt bei 95 g CO₂/km liegen (d. h. rund 40 % unterhalb der Emissionen im Jahr 2019), ab 2030 bei 59 g CO₂/km. Rein batterieelektrisch betriebene PKW gelten laut dieser Verordnung als „Zero and Low Emission Vehicles“ (ZLEV). Für sie werden zur Kalkulation der Flottenwerte Emissionen von Null angesetzt. Wenn sich die gesetzlichen Vorgaben in Zukunft dahingehend ändern, dass auch für ZLEV die tatsächlichen mit dem Betrieb bzw. der Energieerzeugung verbundenen Emissionen erfasst werden und in die Flottenemissionswerte eingehen sollen, müssten die in Kapitel 5 kalkulierten durchschnittlichen THG-Emissionen bis 2030 demnach um weitere 16 % sinken.

6.7 Kritische Würdigung des Modellansatzes

Für eine ganzheitliche Einordnung der vorgestellten Ergebnisse werden im Folgenden der gewählte Untersuchungsrahmen, die Ausgestaltung der verwendeten Modelle, sowie die zugrundeliegenden Daten, insbesondere die Annahmen zu Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzenden kritisch diskutiert.

6.7.1 Modellkonzept

Um die Forschungsfragen beantworten zu können, war es notwendig, ein mögliches zukünftiges Szenario zur Nutzbarmachung von abgeregelter EE-Energie anzunehmen. Auch die zukünftige Ausgestaltung der lokalen Energiemärkte, auf welchen der sonstige Marktbezug von E-PKW gehandelt und bezogen werden kann, ist zum Zeitpunkt des Verfassens dieser Arbeit unklar und beruht daher auf vereinfachten Annahmen.

Koordinationsmechanismus zwischen Aggregator und VNB: Der zugrundeliegende Koordinationsmechanismus zwischen Aggregator und VNB basiert auf der Annahme der direkten Kommunikation der netzknottenscharfen Zeitreihen der abgeregelten EE-Energie. Darüber hinaus werden Preissignale von 0 €/kWh angenommen, was einen finanziellen Anreiz zum Laden von Überschussstrom setzt. Eine Verpflichtung des Aggregators, die Ladeleistung um einen gewissen Wert zu erhöhen¹, wird nicht vorausgesetzt. Eine Umsetzung über Redispatch 2.0 ist nur möglich, wenn der Aggregator die Flexibilität mehrerer E-PKW zu Flotten >100 kW aggregieren und anbieten darf. Alternative Ausgestaltungen des Mechanismus, insbesondere hinsichtlich Preis- und Steuerungssignalen sowie Verpflichtungen zur Anpassung der Ladeleistungen, werden im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht. Preise oberhalb von 0 €/kWh könnten hierbei bspw. zu höheren Ladekosten oder einer Verringerung des EE-Anteils im Fall kostenminimalen Ladens führen. Eine weitere Differenzierung der vom VNB bereitgestellten Informationen könnte wiederum dazu führen, dass mehr EE-Abregelung vermieden wird.

Lokale Energiemärkte: Neben dem Bezug von Überschussstrom hat der Aggregator die Möglichkeit des Marktbezugs über lokale Energiemärkte. Dabei wird davon ausgegangen, dass jeder Netzknoten einem Gebiet entspricht. Die Ausgestaltung dieser lokalen Marktgebiete war nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Dennoch sollen an dieser Stelle mögliche Optionen und daraus resultierende Konsequenzen v. a. für die Preiszeitreihen diskutiert werden. Der gewählte Ansatz entspricht lokalen (Flexibilitäts-)märkten. Diese werden u. a. definiert durch den zeitlichen Horizont von Handel und physikalischer Lieferung, der regionalen Komponente sowie der möglichen Marktteilnehmer. Ein dynamischer Handel von Flexibilität könnte dazu führen, dass sich – ggf. für die einzelnen Märkte bzw. die lokalen Marktgebiete sehr unterschiedliche – Preise bilden, die stark von der angenommenen Zeitreihe des heutigen Day-Ahead-Markts abweichen. Möglicherweise könnte hier sogar die abgeregelte EE-Energie vermarktet werden.

Wechselwirkungen mit anderen Flexibilitätstechnologien: In der vorliegenden Arbeit wird ausschließlich das Flexibilitätspotenzial von E-PKW untersucht und bewertet. Neben E-PKW kann Flexibilität jedoch auch durch P2X, stationäre Batteriespeicher und Demand Response bereitgestellt werden. Die unterschiedlichen Technologien können auf lokalen Märkten oder bei der Nutzung von Überschussstrom in Konkurrenz zueinander treten und für den oben erwähnten dynamischen Handel sorgen. Dieser könnte wiederum einen starken Einfluss auf die resultierenden Preise haben.

Aggregator als Preisnehmer: Die Preiszeitreihen der oben beschriebenen lokalen Energiemärkte gehen als fixe zeitabhängige Parameter in das C2V-Modell ein. Es gilt einerseits die Annahme, dass diese lokalen Energiemärkte ausreichend liquide sind. Andererseits werden durch die Abbildung des Aggregators als Preisnehmer Rückkopplungseffekte der geänderten Nachfrage auf den Marktpreis vernachlässigt. Dabei zeigen modellgestützte Analysen, dass dasselbe preissensitive Verhalten aller E-PKW zu sogenannten Lawineneffekten, d. h. Lastspitzen bei geringen Marktpreisen führen kann (Ensslen et al. 2018). Es ist zu erwarten, dass der Preisbildungsmechanismus eines Flexibilitätsmarkts dazu führt, dass mit steigendem Angebot an Flexibilität der Marktpreis sinkt und somit wiederum das Angebot an Flexibilität beeinflusst. Um diese Rückkopplungseffekte berücksichtigen zu können, müsste der Aggregator eine auf seinem Angebot (und ggf. auf dem anderer Aggregatoren und Flexibilitätsanbieter) basierende Preisprognose ermitteln. Solange es weiterhin zentrale Märkte

¹ Analog dem Leistungsabruf bei Regelleistungsmärkten.

und auf unterschiedlichen Märkten aktive Akteure gibt, sind auch die Preise auf den lokalen Energiemärkten nicht völlig unabhängig voneinander. In der Praxis ist es daher wahrscheinlich, dass mit abweichenden Preisprognosen auch die resultierenden Fahrpläne der E-PKW-Flotten der einzelnen Netzknoten noch stärker voneinander abweichen werden.

Perfekte Voraussicht: Aufgrund der Annahme perfekter Voraussicht aller Modelle müssen die Ergebnisse als optimistische obere Grenze der in der Realität möglichen Ergebnisse interpretiert werden. Insbesondere ist die Annahme, dass die Marktpreise, die verfügbare EE-Abregelung sowie die verfügbare E-PKW-Flexibilität im Vorfeld bekannt sind, nicht auf reale Anwendungsfälle übertragbar. Die Berücksichtigung von Prognosen zur realistischeren Modellierung scheint im Hinblick auf die Forschungsfragen und Unklarheiten bezüglich künftiger regulatorischer Ausgestaltungen jedoch nicht zielführend.

Fokus auf Betriebskosten: In der vorliegenden Arbeit werden ausschließlich die mit dem Laden der E-PKW verbundenen Kosten untersucht. Um Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Szenarien treffen zu können, wären weitere Berechnungen und Annahmen notwendig. So müssten u. a. die Investitionen in die Ladestation, in Steuerung und Kommunikation, sowie für den Betrieb des Geschäftsmodells sowohl auf der Seite der E-PKW-Nutzenden als auch auf Aggregatorseite berücksichtigt werden. In den Fällen mit V2G könnten Abnutzungskosten der Batterie angesetzt werden.

Ladestrategien: Es zeigt sich, dass bei der EE-maximierenden Ladestrategie zu Zeiten hoher EE-Abregelung oft nur in einzelnen Zeitstunden mit hoher Leistung geladen wird, obwohl der Ladevorgang auch über mehrere Zeitstunden zu teils deutlich geringeren Leistungen möglich wäre (vgl. Lastspitze am Sonntag in Abbildung 5.7). Die Ursache für die hohen Lastspitzen liegt in der Zielfunktion der Maximierung des Ladens mit EE-Abregelung. Hierbei spielt es keine Rolle, ob das Laden gleichmäßig über einen längeren Zeitraum verteilt erfolgt oder punktuell zu einzelnen Zeitstunden. Ob die hohen Ladeleistungen aus Sicht des Aggregators und der E-PKW-Nutzenden gewünscht und aus Perspektive des VNB realisierbar sind, ist fraglich. In Szenario S3 mit hoher Flexibilität kann es aufgrund der Kombination von Rückspeisefähigkeit mit EE-maximierender Ladestrategie zu zusätzlichem Netzbezug sowie Wechseln zwischen Netzbezug und Rückspeisen kommen, ohne dass dabei ein höherer EE-Anteil realisiert wird. In der Praxis würde ein Aggregator diese Teile des optimierten Fahrplans aufgrund der damit verbundenen Kosten und Batterienutzung sicherlich nicht umsetzen. Auch hier liegt die Ursache in der Eindimensionalität der Zielfunktion des C2V-Modells. Ansätze zu möglichen Erweiterungen der Zielfunktionen werden in Abschnitt 7.3 vorgestellt.

6.7.2 Mobilitäts- und Ladeverhalten der E-PKW-Nutzenden

Die perfekte Voraussicht bezieht sich auch auf die Abbildung der verfügbaren Flexibilität der E-PKW. Die Ladestrategie der Mindestreichweite bildet den minimalen SOC und somit das technische Potenzial der Lastverschiebung ab. Verschiedene Studien zeigen jedoch, dass E-PKW-Nutzende die Flexibilität über die Mindestreichweite hinaus weiter eingrenzen möchten, beispielsweise indem sie eine sofortige Sicherheitsladung nach Ankunft an einer Lademöglichkeit bis zu einer gewissen Sicherheits-Reichweite erwarten (Ensslen et al. 2019; Will und Schuller 2016; Pfab et al. 2016). Wenngleich die Annahme einer 1:1 Zuordnung von E-PKW zu Ladepunkten zumindest für den privaten Bereich realistisch erscheint, kann beim Laden am Arbeitsplatz nicht davon ausgegangen werden, dass alle E-PKW zukünftig einen individuell zugeordneten Ladepunkt am Arbeitsplatz erhalten bzw. diesen während der gesamten Parkdauer nutzen dürfen. Darüber hinaus ist sicherlich auch die Annahme, dass E-PKW bei allen Parkvorgängen mit Lademöglichkeit auch während der gesamten Parkdauer mit dem Ladepunkt verbunden sind, nicht realistisch. Gerade bei erfahrenen E-PKW-Nutzenden zeigt sich, dass die E-PKW nicht mehr jeden Tag zuhause eingesteckt werden. Die Ansteckhäufigkeit kann jedoch durch gewisse Anreize erhöht werden (Pfab et al. 2016). Eine weitere, sehr optimistische Annahme ist die, dass 100 % aller E-PKW-Nutzenden einen Zugriff auf das Lastverschiebepotenzial ihrer Fahrzeuge bzw. je nach Szenario auch das Rückspeisen zulassen und dies technisch mit allen Fahrzeugen und Ladepunkten umsetzbar ist. Hier ist zu beachten, dass die Szenarien jeweils mögliche Entwicklungspfade aufzeigen.

Aus abgeschlossenen Feldtests zeigt sich, dass E-PKW-Nutzende für die Bereitstellung ihrer Flexibilität eine monetäre Aufwandsentschädigung erwarten (Pfab et al. 2016). Zahlungsbereitschaften oder erwartete Mindesterloße der Nutzenden für einzelne gesteuerte uni- oder bidirektionale Ladevorgänge werden jedoch in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt. Auch die Verwendung historischer Mobilitätsdaten als Prognose für das Jahr 2030 stellt eine Vereinfachung dar. Hier ist zu erwarten, dass aktuelle Trends wie Carsharing und autonomes Fahren zu einer Änderung in den Bewegungsmustern führen. Darüber hinaus werden Fahrprofile nicht für einzelne Regionen wie z. B. Gemeinden ermittelt. Einerseits sind dafür

nicht ausreichend Datenpunkte je Gemeinde im Datensatz vorhanden, sodass auch hier mit Annahmen gearbeitet werden müsste wie bspw. gleichem Fahrverhalten in allen Städten. Andererseits könnten selbst bei diesem Vorgehen die Bewegungen der einzelnen PKW zwischen Gemeinden bzw. Netzknoten mangels Standortdaten im verwendeten Wege-Datensatz nicht abgebildet werden. Ebenso stellt der gewählte Ansatz zur Aggregation des Flexibilitätspotenzials zur weiteren Verwendung in der Einsatzplanung des Aggregators eine Vereinfachung gegenüber einer exakteren Abbildung einzelner E-PKW dar.

Die Natur der Modellierung ist die Vereinfachung. Die gewählte Bottom-Up-Methodik der Simulation von Einzelprofilen und Aggregation von Flottenprofilen basierend auf einem realen und für Deutschland repräsentativen Datensatz zielt auf eine möglichst genaue Hochrechnung der Flottenflexibilität ab. Dies ermöglicht Berechnungen für einen größeren geographischen Bereich in angemessener Rechenzeit und stellt damit einen für die Fallstudie angemessenen Kompromiss dar.

6.7.3 Weitere Eingangsdaten und Annahmen

Das Referenzjahr für die verwendeten Eingangsdaten Netz, EE-Anlagen und -erzeugung, sowie Marktpreise ist 2015. Die Szenarien der E-PKW-Flexibilität hingegen bilden Optionen für das Jahr 2030 ab. Die ermittelten THG-Emissionen wurden basierend auf dem Kraftwerkspark des Jahres 2015 ermittelt, sodass die mit dem Laden verbundenen THG-Emissionen aufgrund von Kohleausstieg und weiterem EE-Zubaus im Jahr 2030 geringer ausfallen dürften. Weiterhin befindet sich das Netz, auch das Verteilnetz in Schleswig-Holstein, derzeit im Ausbau. Darüber hinaus werden die Transportkapazitäten, welche aktuell die Hauptursache für Netzengpässe darstellen, weiter ausgebaut (vgl. Abschnitt 3.1). Gleichzeitig werden Redispatch und Einspeisemanagement weiterentwickelt (vgl. Abschnitt 3.2). Diese Maßnahmen können den zukünftigen Bedarf an Einspeisemanagementmaßnahmen reduzieren. Gleichzeitig ist mit einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, u. a. von Offshore-Windkraftanlagen, sowie neuen elektrischen Verbrauchern wie Wärmepumpen zu rechnen. Somit könnte das Nord-Süd-Gefälle zwischen Erzeugung und Verbrauch vergrößert werden und die Notwendigkeit für Einspeisemanagementmaßnahmen verstärken. Die Stadtwerke Norderstedt (2018) gehen davon aus, dass Schleswig-Holstein und Hamburg im Jahr 2028 rund 50 TWh Strom in den Rest Deutschlands exportieren werden und arbeiten daran, die Verwertung dieser Energie zum neuen Geschäftsfeld zu machen. Der Netzausbau und der Zubau von EE-Anlagen haben gegenläufige Auswirkungen auf zukünftige Einspeisemanagementmaßnahmen. Die Erarbeitung neuer Netz- und EE-Ausbaumodelle war nicht Bestandteil dieser Arbeit, könnte jedoch zur Untersuchung der Auswirkungen mögliche zukünftiger Entwicklungen herangezogen werden.

Eine weitere getroffene Annahme ist die technische Machbarkeit des Anwendungsfalls. Zunächst müssen zur Umsetzung des betrachteten Anwendungsfalls Standards hinsichtlich Kommunikation und Steuerung bspw. zwischen Aggregator und E-PKW verfügbar sein. Die E-PKW bzw. Ladeinfrastruktur müssen dafür mit der notwendigen Hard- und Software ausgestattet werden. Weiterhin muss auf der Seite des Verteilnetzes die Weiterleitung der abgeregelten Energie innerhalb der jeweiligen Netzknoten in die unteren Spannungsebenen gewährleistet sein. Die Transformatoren, an denen die Abregelung stattfindet, sowie die Leitungen der niederen Spannungsebenen müssen dafür ausgelegt sein. Auf eine technische Machbarkeitsanalyse des Anwendungsfalls wird aufgrund der Komplexität und mangels Daten verzichtet. Netzengpässe, die ihre Ursache im Übertragungsnetz haben, könnten bspw. durch die Berücksichtigung der Höchstspannungsebene im Engpassmanagementmodell integriert werden.

7 Schlussbetrachtung

Zur abschließenden Betrachtung der vorliegenden Arbeit werden im Folgenden zunächst die wesentlichen Aspekte und Erkenntnisse zusammengefasst (Abschnitt 7.1). Nach einer Einordnung des Beitrags dieser Arbeit (Abschnitt 7.2) schließt das Kapitel mit einem Ausblick (Abschnitt 7.3).

7.1 Zusammenfassung

Motiviert durch die Bestrebungen, das Ausmaß des Klimawandels zu begrenzen, wurden sowohl auf internationaler als auch nationaler Ebene Abkommen getroffen, Pläne entwickelt und Gesetze erlassen, um THG-Emissionen zu reduzieren. Die Ziele sollen durch breit angelegte Maßnahmen erreicht werden. Im Elektrizitätssektor soll hierfür eine Dekarbonisierung und der Ausbau von EE-Anlagen stattfinden. Im Verkehrssektor sollen neue, emissionsarme Antriebsarten wie batteriebetriebene Elektrofahrzeuge zum Einsatz kommen. Diese wünschenswerten Entwicklungen gehen damit einher, dass einerseits die elektrische Energieversorgung dezentraler, regenerativer und auch volatiler wird. Andererseits kommen mit E-PKW neue Stromverbraucher hinzu, welche oftmals zeitgleich und während der Abendstunden mit dem höchsten Haushaltsstrombezug laden. Diese Entwicklungen stellen das Energiesystem vor neue Herausforderungen. Bereits heute kommt es mit zunehmender EE-Erzeugung und Nord-Süd-Gefälle von EE-Erzeugung und Stromverbrauch vermehrt zu Netzengpässen. In der Konsequenz wird im Zuge des Engpassmanagements die Erzeugung aus EE-Anlagen abgeregelt. Netzausbau alleine kann dieses Problem aufgrund des weiteren Zubaus von EE-Anlagen und dem geplanten Markthochlauf der Elektromobilität nicht kosteneffizient lösen. Gleichzeitig stellen Elektrofahrzeuge mit ihren Batteriespeichern und einer Parkdauer von rund 23 Stunden täglich ein großes Potenzial zur Erbringung von Flexibilität für Energiesystem und -netz dar, ohne dass dabei die Mobilität der Nutzenden wesentlich eingeschränkt wird.

Übergeordnetes Ziel dieser Arbeit ist die modellgestützte Analyse des Potenzials von E-PKW zur Nutzung von EE-Abregelung durch gesteuertes Ladens. Dafür wurde eine Methodik entwickelt, welche die Interaktion zwischen Verteilnetzbetreiber und Aggregator abbildet. Für die Abbildung des Engpassmanagements wurde ein bestehendes Lastflussoptimierungsmodell um die Stromnachfrage von E-PKW sowie einen Peakshaving-Algorithmus erweitert. Um das Lademanagement für E-PKW-Flotten durch einen Aggregator abzubilden, wurde das gemischt-ganzzahlige Optimierungsmodell C2V entwickelt. Das C2V-Modell nutzt Informationen bezüglich der EE-Abregelung an den betreffenden Netzknoten sowie die alternative Option, über einen lokalen Elektrizitätsmarkt Strom beziehen. Es wurden zwei Ladestrategien untersucht, welche kostenminimales Laden sowie eine möglichst hohe Nutzung des Überschussstroms zum Ziel haben. Das Flexibilitätspotenzial der E-PKW wurde mit dem MobiFlex-Modell simuliert und netzknotenscharf auf Flottenebene aggregiert. Aufgrund der dafür verwendeten Bottom-Up-Methode und der repräsentativen, empirischen Eingangsdaten kann das Lastverschiebepotenzial möglichst realitätsnah abgebildet werden. Die Kopplung der Modelle ermöglicht die Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen E-PKW-Flexibilität, Lademanagement sowie Engpassmanagement. Die EE-Abregelung wurde zunächst unter der Annahme ungesteuerten Ladens berechnet und nach Ausführung des C2V-Modells für die optimierten Lastgänge neu bestimmt. Die Methodik wurde mittels modellgestützter Analysen auf die Fallstudie Schleswig-Holstein – das Bundesland mit dem höchsten Umfang an Einspeisemanagementmaßnahmen – angewendet. Dabei decken verschiedene Szenarien mögliche Entwicklungen des zukünftigen Flexibilitätspotenzials ab, welches durch das Vorhandensein von Lademöglichkeiten zuhause und am Arbeitsplatz, durch die Möglichkeit des Rückspeisens in das Netz über V2G, sowie durch Parameter wie Ladeleistung, Batteriegröße, Mindestreichweite bei Abfahrt bestimmt wird. Bezugnehmend auf die in Abschnitt 1.2 formulierten Forschungsfragen werden im Folgenden die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst:

E-PKW liefern einen relativ geringen Beitrag zur Reduktion der EE-Abregelung.

- Die erste Forschungsfrage lautet, inwiefern E-PKW zur Reduktion der EE-Abregelung beitragen können. Unter dem angenommenen Koordinationsmechanismus wird Einspeisemanagement v. a. an einzelnen Netzknoten an Nord- und Ostsee ganz oder teilweise vermieden. In den Szenarien mit geringer und moderater Flexibilität und

unidirektional gesteuertem Laden verringert sich die Menge der abgeregelten Energie um 1 – 2 %, bei hoher Flexibilität und bidirektional gesteuertem Laden um rund 5 %. Wird eine E-PKW-Durchdringungsrate von 100 % angenommen, steigt das Vermeidungspotenzial im Fall maximaler Flexibilität und bidirektional gesteuertem Laden auf ca. 19 %.

Mit gesteuertem Laden liegt der Anteil genutzter EE-Abregelung am Ladestrom durchschnittlich 3 bis 4 Mal höher als ohne gesteuertes Laden.

- Des Weiteren wurde untersucht, in welcher Höhe die EE-Abregelung für das (gesteuerte) Laden von E-PKW genutzt werden kann. Bereits bei ungesteuertem Laden könnte im Mittel über alle Netzknoten 4 % des gesamten Ladestroms durch Überschussstrom gedeckt werden, an den von Einspeisemanagement betroffenen Netzknoten sind es 17 %. Dieser Anteil steigt bei gesteuertem Laden auf durchschnittlich 52 – 65 % an Netzknoten mit Überschussstrom, und auf 12 – 15 % im Durchschnitt über alle Knoten. Der EE-Anteil nimmt mit zunehmender Flexibilität (zusätzliche Lademöglichkeit auch am Arbeitsplatz, hohe Ladeleistung, große Batterie, geringe Mindestreichweite bei Abfahrt, V2G-Option) sowie überschussstromminimierender Ladestrategie zu. Die kostenminimierende Ladestrategie führt u. a. durch den finanziellen Anreiz für das Laden von Überschussstrom zu einem ähnlich hohen EE-Anteil wie die EE-maximierende Ladestrategie. Der EE-Anteil sinkt, wenn der SOC zu Beginn der Optimierungszeitfenster auf den minimal oder maximal zulässigen Wert festgelegt wird, oder wenn die NNE auf die fixen Steuern, Abgaben und Umlagen aufgeschlagen werden.

Obwohl die Kosten für den Strombezug über lokale Märkte im Durchschnitt um bis zu 48 % fallen und bei V2G durch die Erlöse sogar überkompensiert werden, sinken die Gesamtladekosten bei Nutzung von Überschussstrom nur um bis zu 27 %.

- Um die Frage nach der Höhe der jährlichen Kosten für den Ladestrom der E-PKW zu beantworten wurden einzelne Strompreisbestandteile untersucht. Durch gesteuertes Laden sinken die durchschnittlichen jährlichen Gesamtladekosten von zuvor 575 €/E-PKW/Jahr auf durchschnittlich bis zu 518 €/E-PKW/Jahr, an Netzknoten mit Überschussstrom auf 394 €/E-PKW/Jahr. Davon entfallen rund 480 € (bzw. 411 € an Netzknoten mit EE-Abregelung) auf die hohen, nicht beeinflussbaren Strompreisbestandteile. Für den Großteil aller Netzknoten erfolgt die Kostenreduktion ausschließlich durch die Teilnahme am lokalen Energiemarkt über unidirektional gesteuertes Laden. 10 % aller Fahrzeuge profitieren von der zusätzlichen Nutzung von Überschussstrom und weisen in allen Szenarien jährliche Gesamtladekosten von weniger als 500 €/E-PKW auf. An einzelnen Netzknoten betragen die Gesamtladekosten nur rund die Hälfte. Durch V2G können die Marktbezugskosten durch Erlöse überkompensiert werden. Aufgrund von NNE und anderer Strompreisbestandteile können die Gesamtladekosten im günstigsten Fall im Szenario maximaler Flexibilität und V2G 250 €/E-PKW/Jahr betragen. Im Durchschnitt können die Gesamtladekosten um 9 – 10 % gesenkt werden, an Netzknoten mit EE-Abregelung um 20 – 27 %. Bei der Ladestrategie zeigt sich, dass sowohl die EE-maximierende als auch die kostenminimierende Optimierung zu ähnlichen Kosten führen. Je nach Ausgestaltung der Netzentgeltregulatorik können die Ladekosten bei reduzierten NNE um durchschnittlich 20 % geringer oder im Fall der Berücksichtigung innerhalb der fixen Steuern, Abgaben und Umlagen 12 % höher ausfallen.

Die Batterienutzung ist für die Batteriealterung relativ unkritisch.

- Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss der Anwendungsfall auf die Batterienutzung hat, insb. im Fall des bidirektionalen Ladens. Der durchschnittliche SOC aller E-PKW-Flotten sinkt mit steigender Flexibilität von 80 % auf 52 %. Gründe hierfür sind der gewählte Start-Wert für die C2V-Optimierung, der mit sinkender Mindestreichweite fällt, sowie eine größere Batterie. Die jährlichen äquivalenten Batteriezyklen liegen ohne V2G bei durchschnittlich 31 je Fahrzeug. Selbst bei kleiner Batterie werden ohne V2G nur 55 Vollzyklen erreicht. Mit größerer Batterie und V2G ergibt sich eine breitere Streuung, wobei an einzelnen Netzknoten bis zu 47 Vollzyklen möglich sind. Gleichzeitig ließe die implementierte Restriktion der rückgespeisten Energie hier noch deutlich mehr Rückspeisung zu. Werden NNE über fixe Steuern, Abgaben und Umlagen umgelegt, kommt es mit V2G vermehrt zu Arbitrage und einen Anstieg der durchschnittlichen Vollzyklen um 25 – 40 %. Dennoch kann selbst

die höchste beobachtete Batterienutzung als relativ unkritisch für die Batteriealterung bewertet werden. Die Ergebnisse stellen jedoch den Flottendurchschnitt dar und lassen daher keine Rückschlüsse auf einzelne Fahrzeuge zu.

Mit dem Kraftwerkspark des Jahres 2015 fallen die THG-Emissionen bei Nutzung von Überschussstrom um 38 – 48 % auf durchschnittlich bis zu 36 g CO₂/km.

- Eine weitere Frage lautete, zu welchen THG-Emissionen die Ladestrategien und Szenarien führen. Im Vergleich zum Referenzfall mit ungesteuertem Laden können die mit dem Laden verbundenen THG-Emissionen in allen Szenarien reduziert werden, an einzelnen Netzknoten von zuvor 80 g CO₂/km auf bis zu 7 g CO₂/km. Die Ergebnisse sind dabei für beide Ladestrategien und für die Szenarien mit und ohne V2G ähnlich. Im Durchschnitt über alle Netzknoten sinken die THG-Emissionen um 10 – 11 % auf rund 72 g CO₂/km. Die V2G-Option führt nur in den Szenarien hoher und maximaler Flexibilität in Verbindung mit der Berücksichtigung der NNE im Rahmen fixer Steuern, Abgaben und Umlagen zu einer höheren Batterienutzung, mehr Arbitrage, und an einzelnen Netzknoten zu einer Erhöhung der THG-Emissionen auf bis zu 124 g CO₂/km. Die THG-Emissionen steigen leicht an, wenn der Start-SOC auf den maximal möglichen Wert festgelegt wird. Da die Ergebnisse basierend auf dem Kraftwerkspark 2015 berechnet wurden, ist hier zukünftig u. a. aufgrund des Zubaus von EE-Anlagen mit einer Senkung der THG-Emissionen zu rechnen.

Bidirektionales Laden führt an Netzknoten mit Abregelung im Vergleich zu unidirektional gesteuertem Laden und geringer bis moderater Flexibilität zu etwa durchschnittlich 6 – 7 % niedrigeren Gesamtladeposten und zu 7 – 25 % höheren EE-Anteilen.

- Darüber hinaus wurde untersucht, welchen Einfluss bidirektionales Laden hat. Durch V2G können 6 – 9 % aller Fahrzeuge in Schleswig-Holstein im Jahresdurchschnitt so betrieben werden, dass erzielte Erlöse die Marktbezugskosten um bis zu 75 €/E-PKW/Jahr überkompensieren. An Netzknoten mit Überschussstrom belaufen sich diese jährlichen Erlöse auf bis zu 121 €/E-PKW. In den Szenarien mit V2G werden somit die geringsten Ladekosten und mit bis zu 93 % die höchsten EE-Anteile an einzelnen Netzknoten beobachtet. Aufgrund von NNE und weiteren Strompreisbestandteilen betragen die Gesamtladeposten im günstigsten Fall und im Szenario maximaler Flexibilität 250 €/E-PKW/Jahr. Bei der Berücksichtigung der NNE im Rahmen fixer Steuern, Abgaben und Umlagen steigen die Erlöse im Durchschnitt über alle Netzknoten auf bis zu 51 €/Fahrzeug/Jahr im Szenario maximaler Flexibilität. Die jährlichen Gesamtladeposten erhöhen sich jedoch je nach Szenario um durchschnittlich 10 – 12 %. Obwohl in diesem Fall die Menge abgeregelter EE um bis zu 20 % reduziert wird, sinkt der EE-Anteil am Ladestrom um 1 – 3 Prozentpunkte, die THG-Emissionen steigen an.

7.2 Beitrag der Arbeit

Vor dem Hintergrund des weiteren Zubaus von EE-Anlagen wird selbst bei einer rechtzeitigen Fertigstellung aller geplanten Netzausbauvorhaben auch zukünftig mit Engpassmanagementmaßnahmen zu rechnen sein (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Parallel zum EE-Ausbau erfolgt derzeit der Markthochlauf der Elektromobilität. Dieser birgt nicht nur Gefahren für das Energiesystem, sondern stellt auch Chancen dar, wenn die Flexibilität der Batteriespeicher für Dienstleistungen im Zuge der Sektorenkopplung genutzt wird. Das gesteuerte Laden von (andernfalls) abgeregelter Elektrizität aus EE-Anlagen stellt einen wichtigen Baustein dar, um zukünftig so viel Strom aus EE-Anlagen wie möglich effizient zu nutzen und dadurch die Dekarbonisierung von Elektrizitäts- und Verkehrssektor voranzubringen.

Erstmals wird eine Methodik vorgestellt, welche die Nutzung abgeregelter EE-Erzeugung in Verteilnetzen für das gesteuerte, auch bidirektionale Laden von E-PKW untersucht und dabei das Ladeverschiebepotenzial der E-PKW differenziert abbildet. Dafür werden drei Modelle miteinander gekoppelt: Ein Lastflussoptimierungsmodell, ein Modell zur Optimierung des u. a. bidirektionalen Lademanagements, sowie ein Bottom-Up-Modell zur Simulation und Aggregation von E-PKW-Lastverschiebepotenzialen zur Abbildung verschiedener Szenarien für die zukünftigen Flexibilitätspotenziale der E-PKW. Die entwickelte Methodik ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung der komplexen Zusammenhänge zwischen Stromerzeugung, Verteilnetz und flexiblen Verbrauchern durch modellgestützte Analysen der Wechselwirkungen zwischen dem

Engpassmanagement eines Verteilnetzbetreibers und dem Lademanagement eines Aggregators. Dabei werden sowohl wirtschaftliche als auch ökologische Aspekte und technische Restriktionen betrachtet. Je nach Annahmen und Ladestrategie zeigen die Ergebnisse die minimalen Ladekosten, den maximalen Anteil von genutzter, andernfalls abgeregelter EE-Energie am Ladestrom, sowie die damit verbundenen Auswirkungen auf Batterienutzung und THG-Emissionen. Unsicherheiten bezüglich der verwendeten Daten sowie in begrenztem Umfang bezüglich der Netzentgeltregulatorik wurden mithilfe von Sensitivitätsanalysen adressiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass sowohl die monetär als auch die ökologisch motivierte Ladestrategie zu ähnlichen Ergebnissen führen. Obwohl fast die Hälfte der Marktbezugskosten durch gesteuertes Laden reduziert werden kann, fällt das gesamte Kostenreduktionspotenzial insgesamt aufgrund nicht beeinflussbarer Strompreisbestandteile deutlich geringer aus. Dass sich gesteuertes Laden bei einer verbleibenden Kostenersparnis von 10 % in der Breite durchsetzen wird, darf bezweifelt werden, zumal noch keine weiteren Ausgaben für das Geschäftsmodell des Aggregators berücksichtigt sind. Eine Dynamisierung der Strompreisbestandteile könnte hier zukünftig Anreize zur Bereitstellung des Flexibilitätspotenzials setzen. Andernfalls könnten sich das gesteuerte Laden, insbesondere in Verbindung mit V2G, vor allem lokal begrenzt durchsetzen – beispielsweise an Standorten in Nord- und Ostseenehe mit hohem Aufkommen an Einspeisemanagementmaßnahmen.

7.3 Ausblick

Zuletzt werden weitere Fragestellungen für fortführende Untersuchungen vorgestellt, die auf den Koordinationsmechanismus als wesentliche Grundlage der Modellkopplung, sowie auf die Ausgestaltung und Datengrundlage der drei Teilmodelle C2V, Engpassmanagement und Flexibilitätssimulation abzielen.

Koordinationsmechanismus zwischen VNB und Aggregator

Die Ausgestaltung des angenommenen Mechanismus, insbesondere der Signalübermittlung von VNB zu Aggregator, bietet Potenzial für fortführende Fragestellungen. Es ist denkbar, dass durch Weiterentwicklungen an dieser Stelle mehr Einspeisemanagement vermieden werden könnte. So ist bspw. ein Prozess denkbar, in dem die Information bzgl. der erwarteten Engpässe mehr als einmal kommuniziert wird. Das Engpassmanagement-Modell und das C2V-Modells könnten solange iterativ ausgeführt werden, bis sich ein Gleichgewicht einstellt und keine weitere EE-Abregelung vermieden werden kann. Auch könnte das Signal vom VNB an den Aggregator bezüglich der erwarteten Netzengpässe dahingehend weiterentwickelt werden, dass auch die E-PKW an Netzknoten ohne EE-Abregelung einen Anreiz zur Lastverlagerung erhalten, wenn sie damit Engpässe an anderen von Einspeisemanagement betroffenen Knoten beheben können.

Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass eine zukünftige Umsetzung im Rahmen des Redispatch 2.0 eine quantitative Festlegung der bereitgestellten Flexibilität z. B. in Form eines Angebots seitens des Aggregators sowie eine Verpflichtung der Flexibilitätsbereitstellung durch den Aggregator aufgrund eines Abrufs durch den VNB erfordert. Zur Umsetzung müssten hierfür zumindest Daten für die aus diesem Mechanismus resultierenden Leistungsabrufe in Abhängigkeit von Zeit und Netzknoten erhoben oder Annahmen getroffen und im C2V-Modell als weitere Restriktion aufgenommen werden. Falls die gleichzeitige Teilnahme der E-PKW auf anderen Märkten zur Sicherstellung der Leistungserbringung untersagt würde, müsste geprüft werden, ob die Anreize für die E-PKW-Nutzenden zur Bereitstellung der Flexibilität ausreichen.

Wechselwirkungen mit lokalen Energiemärkten

Weitere interessante Fragestellungen betreffen die Wechselwirkungen mit der Ausgestaltung der lokalen Energiemärkte. Diese Märkte könnten zukünftig neu geschaffen werden oder durch eine Erweiterung bestehender Märkte (bspw. Regelleistung oder Intraday-Märkte) entstehen. Möglicherweise könnten in Zukunft die Flexibilität der E-PKW, der Überschussstrom, sowie die Flexibilität weiterer, auch kleinteiliger Stromverbraucher wie bspw. Wärmepumpen und -erzeuger über denselben lokalen Energiemarkt gehandelt werden. Je nach Marktdesign, Preisbildungsmechanismus und Nachfrage würde sich ein Marktpreis einstellen, der wiederum Auswirkungen auf den betrachteten Anwendungsfall hätte. Der bzw. die lokalen Energiemärkte könnten über ein agentenbasiertes Strommarktmodell abgebildet werden. Eine integrierte Betrachtung der Wechselwirkungen wäre durch die Verwendung der resultierenden Preiszeitreihen je Netzknoten als Eingangsdaten im C2V-Modell möglich.

C2V-Modell

Zukünftig könnten weitere Ladestrategien entwickelt werden. Um Lastspitzen beim Laden zu reduzieren und die Last gleichmäßiger zu verteilen, könnte das C2V-Modell zu einem multikriteriellen Optimierungsmodell erweitert werden. Die Zielfunktion könnte hierfür um einen Strafterm erweitert werden, welcher geringere Ladeleistungen bevorzugt. Dies könnte durch Ergänzung eines Summanden erfolgen, welcher die quadrierte Ladeleistung mit einem Strafparameter belegt. Eine multikriterielle Zielfunktion ist auch ein Ansatz, um die ökologischen Ziele (Laden von Überschussstrom) und die ökonomischen Ziele (kostenminimales Laden) gleichermaßen zu berücksichtigen. Besonders im Szenario mit V2G und EE-maximierender Ladestrategie kann es zu unnötigen Wechseln zwischen Netzbezug und Rückspeisen kommen, ohne dass dabei ein höherer EE-Anteil realisiert wird. Auch hier könnte durch eine weiterentwickelte Ladestrategie eine realitätsnähere Lösung generiert werden. Für eine Umsetzung müssten Gewichte für die beiden Summanden der Zielfunktion festgelegt werden. Da in diesem Fall zwei unterschiedliche Dimensionen – Leistung und Kosten – in der Zielfunktion enthalten wären, wäre die Untersuchung und Festlegung der Gewichte als weiterer Forschungsinhalt zu adressieren.

Lawineneffekte bzw. die damit einhergehenden hohen Lastspitzen infolge zeitgleicher Reaktionen der E-PKW auf den Marktpreis des lokalen Energiemarkts könnten vermieden werden, wenn Wechselwirkungen zwischen der (veränderten) Stromnachfrage und dem Marktpreis berücksichtigt werden. Dies wäre u. a. durch die Modellierung des Preisbildungsmechanismus des lokalen Energiemarkts möglich. Hierfür eignen sich bspw. agentenbasierte Marktsimulationsmodelle.

Engpassmanagement-Modell

Eine weitere fortführende Fragestellung ist die nach dem maximal möglichen Vermeidungspotenzial der Einspeisemanagementmaßnahmen. Um dieses Potenzial quantifizieren zu können, bedarf es einer Optimierung aus globaler Perspektive, d. h. aus Sicht des VNB. Vorausgesetzt, dem VNB sind die Flexibilitätspotenziale bekannt, könnte er diese direkt in die Lastflussoptimierung des Engpassmanagements integrieren. Im Fall eines Engpasses wird dann die Ladeleistung der E-PKW schrittweise, beginnend am Netzknoten mit höchster PTDF-Sensitivität, erhöht. Um die Zeitabhängigkeit des Batterieladezustands abbilden zu können und einen Reboundeffekt, d. h. die Entstehung neuer Netzengpässe aufgrund der Lastverlagerung, zu vermeiden, müsste das Engpassmanagement-Modell weiterentwickelt werden, sodass es mehrere Perioden berücksichtigt. Darüber hinaus könnte die Methodik um Mittel- und Niederspannungsnetze erweitert werden, um mögliche Engpässe durch Gleichzeitigkeitseffekte beim Laden der E-PKW sowie Restriktionen für die Verteilung des Überschussstroms in die unteren Spannungsebenen zu identifizieren. Durch Berücksichtigung des Übertragungsnetzes könnten beschränkte Transportkapazitäten als Engpassursache mitberücksichtigt werden.

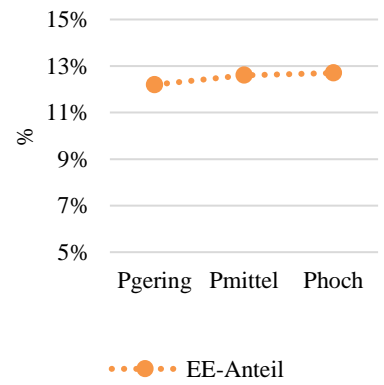
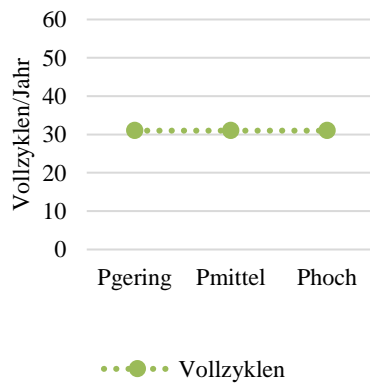
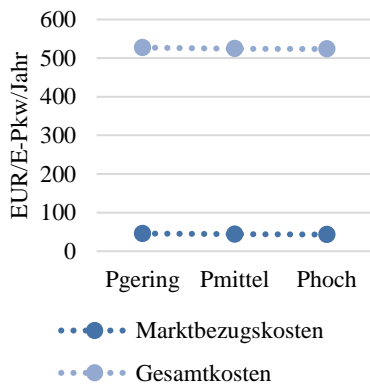
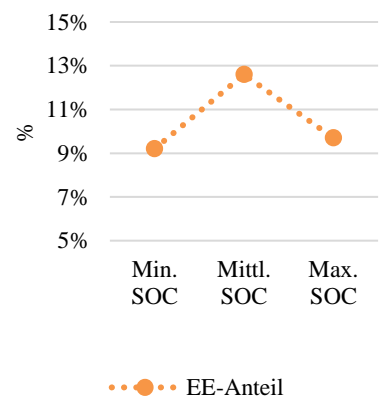
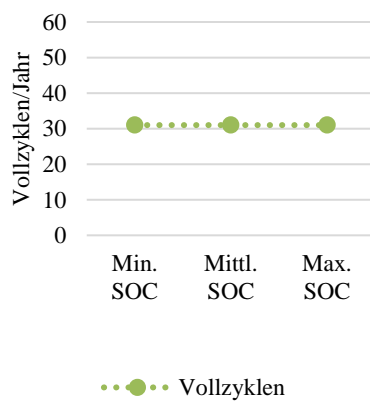
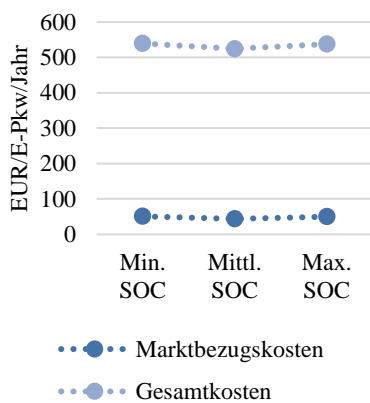
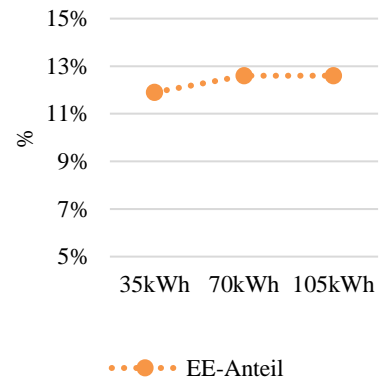
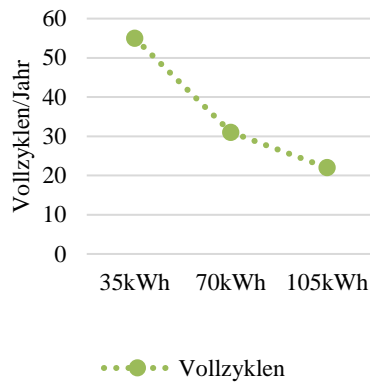
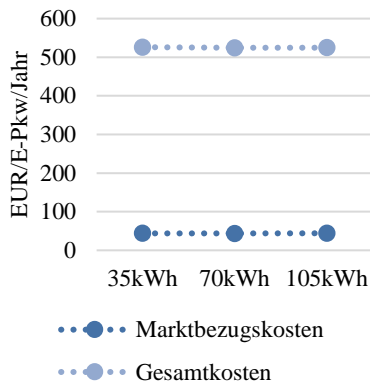
Simulation des E-PKW-Flexibilitätspotenzials

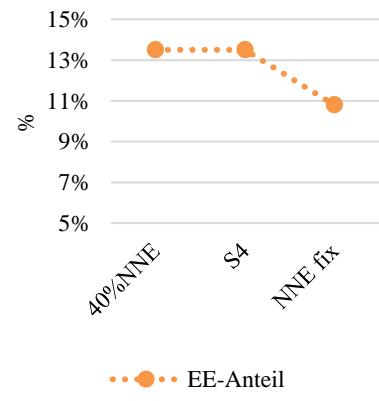
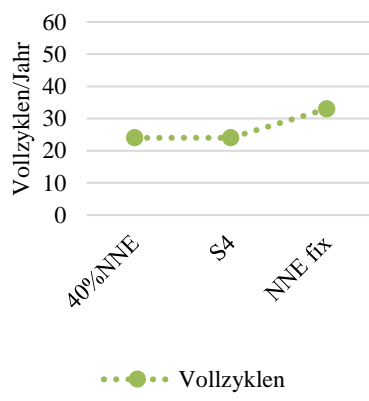
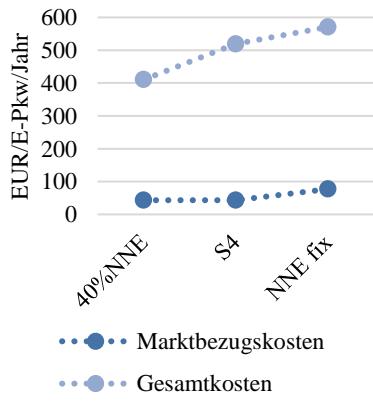
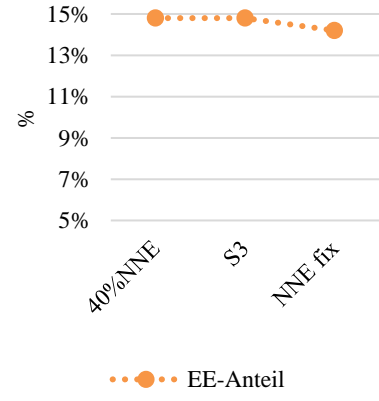
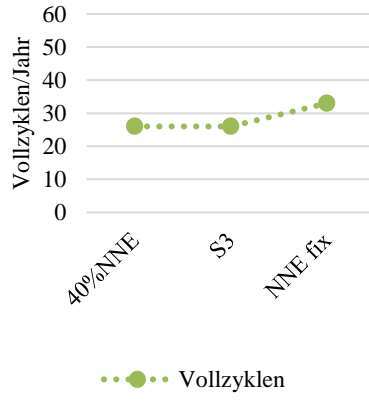
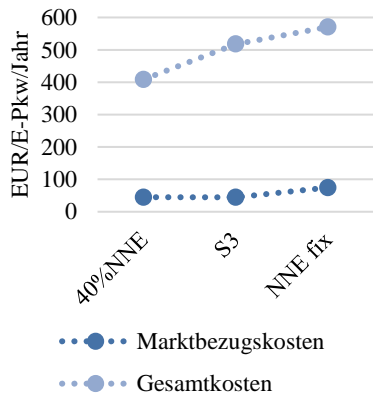
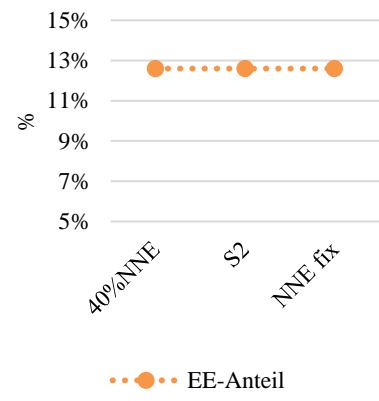
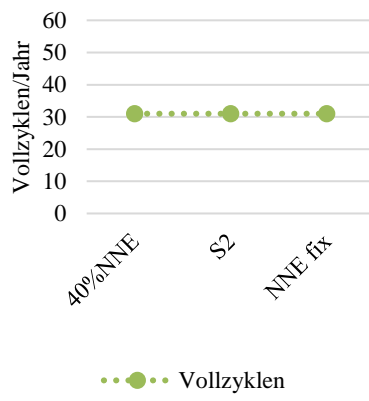
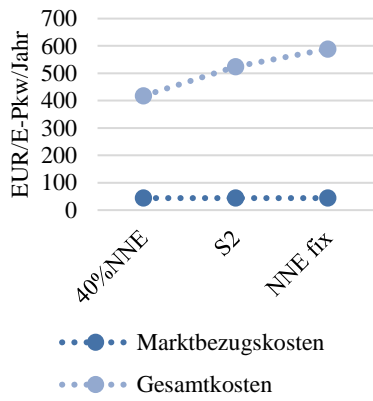
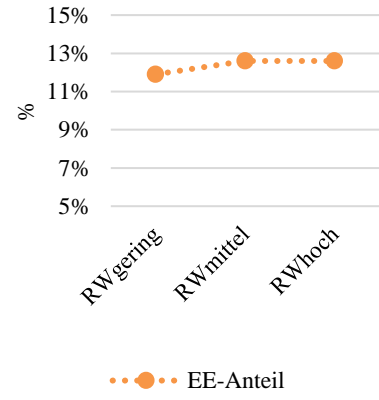
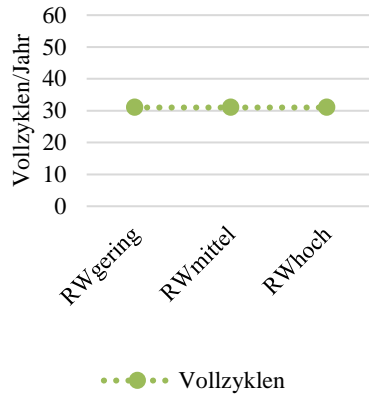
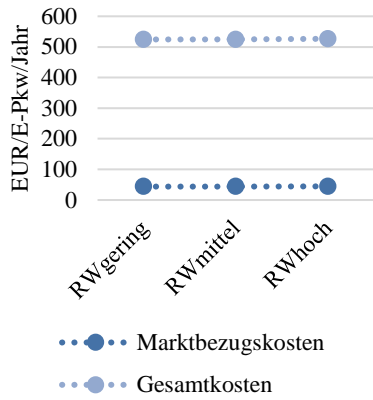
Die Anforderungen von E-PKW-Nutzenden im Kontext des bidirektionalen Ladens bspw. an Sicherheits- und Mindestreichweite werden derzeit in Forschungsprojekten untersucht (Marinelli et al. 2020) und können zukünftig im Rahmen einer Modellerweiterung berücksichtigt werden. Vor allem die Annahme der Szenarien mit moderater, hoher und maximaler Flexibilität, dass 100 % aller E-PKW auch am Arbeitsplatz eine Lademöglichkeit haben, könnte durch weitere Studien überprüft werden und in Form überarbeiteter Eingangsdaten (Ladeorte und Wahrscheinlichkeiten für verfügbare Lademöglichkeiten) im MobiFlex-Modell zur Simulation der Flexibilitätsprofile verwendet werden. Im Rahmen der Aggregation der Flexibilitätspotenziale könnte perspektivisch auch die Ansteckhäufigkeit bei der Ermittlung der maximal verfügbaren Ladeleistung integriert werden. Sofern Daten hinsichtlich der Bereitschaft zukünftiger E-PKW-Nutzender zur Flexibilitätserbringung vorliegen, könnten diese für die Bestimmung der Anzahl steuerbarer Fahrzeuge verwendet werden. Nutzerakzeptanzstudien zeigen, dass eine Vergütung die Bereitschaft der Fahrzeugnutzenden, V2G anzubieten, vermutlich nicht stark erhöhen wird (Geske und Schumann 2018) bzw. dafür sehr hoch ausfallen muss (Bailey und Axsen 2015). Für V2G gilt es daher, zukünftig verstärkt auch nicht-monetäre Anreize zu erforschen und bspw. die Effekte des hier vorgestellten Ansatzes der Einschränkung der V2G-Energiemenge zu untersuchen. Wenn Erkenntnisse über monetäre Erwartungen und die Bereitschaft des Rückspeisens vorliegen, könnten auch diese sich auf die Anzahl steuerbarer Fahrzeuge niederschlagen. Die feste Zuordnung einzelner E-PKW zu Netzknoten wäre durch die Verwendung detaillierter Mobilitätsmodelle perspektivisch in eine dynamische Zuordnung überführbar. Zuletzt könnten Wechselwirkungen mit anderen Anwendungsfällen des gesteuerten Ladens von E-PKW untersucht werden. Die Flexibilität wird zukünftig auch für weitere Zwecke wie der Erhöhung von PV-Eigenverbrauch eingesetzt werden, wodurch weniger steuerbare Fahrzeuge für das Laden von Überschussstrom zur Verfügung stünden.

Anhang

A Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

Von links nach rechts: Darstellung der Änderungen von jährlichen Kosten/E-PKW, äquivalente Batterievollzyklen/Jahr, sowie EE-Anteil am Ladestrom. Von oben nach unten: Variationen in Batteriekapazität, Start-SOC, Maximaler Ladeleistung, Mindestreichweite bei Abfahrt jeweils basierend auf Szenario S2, sowie Belastung des Marktbezugs mit Netzentgelten für die Szenarien S2 – S4.





Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2017): Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger. Hintergrund. Unter Mitarbeit von Barbara Praetorius, Thorsten Leck, Jens Büchner, Franziska Lietz, Vigen Nikogosian, Dominik Schober et al. Berlin. Online verfügbar unter www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/neue-preismodelle-fuer-energie, zuletzt geprüft am 12.11.2020.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Regulatory Assistance Project (RAP) (2020): Kommentierung: Spitzenlastglättung nach § 14 a EnWG. Digitalisierung der Energiewende - Thema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorenkopplung. Unter Mitarbeit von Andreas Jahn, Alexandra Langenheld, Thorsten Lenk und Urs Maier. Online verfügbar unter www.agora-energiewende.de/presse/neuigkeiten-archiv/wie-koennen-elektroautos-waermepumpen-und-co-mit-der-anschlussleistung-im-verteilstrom-netz-harmonisieren, zuletzt geprüft am 25.02.2020.

Agsten, Michael (2012): Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung. Teilw. zugl.: Ilmenau, Techn. Univ., Diss., 2011. Ilmenau: Universitäts-Verlag Ilmenau (Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik, 1).

Angenendt, Georg; Zurmühlen, Sebastian; Axelsen, Hendrik; Sauer, Dirk Uwe (2018): Comparison of different operation strategies for PV battery home storage systems including forecast-based operation strategies. In: *Applied Energy* 229, S. 884–899. DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.08.058.

Argue, Charlotte (2019): What can 6,000 electric vehicles tell us about EV battery health? Online verfügbar unter <https://www.geotab.com/blog/ev-battery-health>, zuletzt geprüft am 19.02.2020.

Backe, John; Bjarup, David; Ruwaida, Yvonne (2019): Change and change management - unlocking power flexibility meeting Sweden's capacity challenge. In: 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, 3.-6. Juni. Online verfügbar unter www.coordinet-project.eu/publications/open-access, zuletzt geprüft am 01.10.2020.

Bailey, Joseph; Axsen, Jonn (2015): Anticipating PEV buyers' acceptance of utility controlled charging. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 82, S. 29–46. DOI: 10.1016/j.tra.2015.09.004.

Barré, Anthony; Deguilhem, Benjamin; Grolleau, Sébastien; Gérard, Mathias; Suard, Frédéric; Riu, Delphine (2013): A review on lithium-ion battery ageing mechanisms and estimations for automotive applications. In: *Journal of Power Sources* 241, S. 680–689. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.05.040.

Bauman, J.; Stevens, M. B.; Hacikyan, S.; Tremblay, L.; Mallia, E.; Mendes, C. J. (2016): Residential Smart-Charging Pilot Program in Toronto: Results of a Utility Controlled Charging Pilot. In: *WEVJ* 8 (2), S. 531–542. DOI: 10.3390/wevj8020531.

BBPIG (2019): Gesetz über den Bundesbedarfsplan, vom Gesetz vom 23.07.2013, zuletzt geändert am 13.05.2019.

BCG; Prognos (2019): Analyse Klimapfade Verkehr 2030. Hg. v. Boston Consulting Group und Prognos. Online verfügbar unter www.bdi.eu/publikation/news/analyse-der-klimapfade-verkehr-2030, zuletzt geprüft am 04.09.2020.

BDEW e.V. (2015): Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter www.bdew.de/service/stellungnahmen/smart-grids-ampelkonzept-traffic-light, zuletzt geprüft am 10.09.2020.

BDEW e.V. (2020a): Stromverbrauch in Deutschland nach Verbrauchergruppen 2019 Industrie nutzt die Hälfte des Stroms. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/stromverbrauch-deutschland-verbrauchergruppen, zuletzt geprüft am 02.09.2020.

BDEW e.V. (2020b): Stellungnahme zum Entwurf einer BNetzA-Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren nach § 13 Abs. 1a und 1b EnWG (Mindestfaktor-Festlegung) für das optimierte Redispatch-System 2.0. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Online verfügbar unter www.bdew.de/service/stellungnahmen/bdew-stellungnahme-festlegung-mindestfaktoren-redispatch-20, zuletzt geprüft am 09.09.2020.

BET, Ernst & Young, WIK (2019): Gutachten Digitalisierung der Energiewende. Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Unter Mitarbeit von Wolfgang Zander, Ulrich Rosen, Andreas Nolde, Sören Patzack, Sebastian Seier, Mandy Hübschmann et al. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.html>, zuletzt geprüft am 25.02.2020.

Bloomberg (2019): Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019. Online verfügbar unter <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019>, zuletzt geprüft am 04.09.2020.

BMUB (2018): Klimaschutz in Zahlen: Klimaziele Deutschland und EU. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutz_in_zahlen_klimaziele_bf.pdf, zuletzt geprüft am 02.01.2019.

BMW (2020): Erweiterte Gewährleistung für BMW i und BMW Plug-in-Hybride Fahrzeuge. Online verfügbar unter www.bmw.de/de/topics/neuwagen/gewaehrleistung.html, zuletzt geprüft am 04.10.2020.

BMW i (2019): Leitfaden Ladeinfrastruktur und Elektromobilität für die Wohnungswirtschaft. Projekt WINNER. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Kurzmeldungen/Aktuelles/2020/IKT%20EM/IKT%20EM%20Leitf%C3%A4den%20WINNER.html, zuletzt geprüft am 29.10.2020.

bne (2020): Das bne-Quotenmodell für mehr Flexibilität im Verteilnetz. Positionspapier. Vorschlag für eine kosteneffiziente und kundenfreundliche Umsetzung netzdienlicher Flexibilität. Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. Online verfügbar unter www.bne-online.de/de/news/detail/das-bne-quotenmodell-fuer-mehr-flexibilitaet-im-verteilnetz, zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Definition Smart Meter. Online verfügbar unter www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html, zuletzt geprüft am 26.06.2020.

Bundesnetzagentur (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Hg. v. Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmart-Grid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf;jsessionid=1DB5BDC4B2E95D5A3B5CC49A749F1EC7?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 02.01.2019.

Bundesnetzagentur (2019): Bedarfsermittlung 2019-2030. Bestätigung Netzentwicklungsplan 2019-2030. Online verfügbar unter https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf, zuletzt geprüft am 02.07.2020.

Bundesnetzagentur (2020): Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung). Konsultation der Ergebnisse der vorläufigen Abwägung, zuletzt geprüft am 03.07.2020.

Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2016): Monitoringbericht 2015. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html, zuletzt geprüft am 15.11.2020.

- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2020): Monitoringbericht 2019 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 14.07.2020.
- Bundesregierung (2019): Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Hg. v. Bundesregierung Deutschland. Online verfügbar unter www.bmu.de/download/klimaschutzprogramm-2030-zur-umsetzung-des-klimaschutzplans-2050, zuletzt geprüft am 04.09.2020.
- Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <https://www.bmbf.de/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>, zuletzt geprüft am 12.11.2020.
- Bünger, U.; Landinger, H.; Pschorr-Schoberer, E.; Schmidt, P.; Weindorf, W.; Jöhrens, J. et al. (2014): Power-to-Gas (PtG) im Verkehr. Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven. Kurzstudie im Rahmen des Auftrags Wissenschaftliche Begleitung, Unterstützung und Beratung des BMVBS in den Bereichen Verkehr und Mobilität mit besonderem Fokus auf Kraftstoffen und Antriebstechnologien sowie Energie und Klima. Hg. v. Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). DLR, ifeu, LBST, DBFZ. München, Heidelberg, Leipzig, Berlin. Online verfügbar unter www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/MKS/mks-wiss-studien-ptg.html, zuletzt geprüft am 09.11.2020.
- BWE (2015): Umschalten statt Abschalten. Impuls zur sinnvollen Erschließung der Bereiche Mobilität und Wärme mit Erneuerbarer Energie. Hg. v. Bundesverband Windenergie e.V. Online verfügbar unter www.wind-energie.de/presse/pressemitteilungen/detail/umschalten-statt-abschalten-impuls-zur-sinnvollen-erschliessung-der-bereiche-mobilitaet-und-waerme-mi, zuletzt geprüft am 09.11.2020.
- Carrillo, C.; Obando Montaña, A. F.; Cidrás, J.; Díaz-Dorado, E. (2013): Review of power curve modelling for wind turbines. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 21, S. 572–581. DOI: 10.1016/j.rser.2013.01.012.
- Casals, Lluç Canals; Amante García, B.; Canal, Camille (2019): Second life batteries lifespan: Rest of useful life and environmental analysis. In: *Journal of environmental management* 232, S. 354–363. DOI: 10.1016/j.jenvman.2018.11.046.
- CEA (2017): Advanced materials for batteries. Final Report Summary - MAT4BAT. Hg. v. Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (Alternative Energies and Atomic Energy Commission). Online verfügbar unter <https://cordis.europa.eu/project/id/608931/reporting>, zuletzt geprüft am 07.09.2020.
- Consentec; Fraunhofer ISI (2018): BMWi-Vorhaben „Netzentgelte“: Auswertung von Referenzstudien und Szenarioanalysen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte für Elektrizität. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Hg. v. Consentec GmbH in Kooperation mit Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Online verfügbar unter www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/options-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.html, zuletzt geprüft am 09.09.2020.
- Dallinger, David (2013): Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity. Dissertation. Kassel Germany: Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, Bd./v. 20). Online verfügbar unter <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=686667>.
- Deb, Subhasish; Harsh, Pratik; Sahoo, Jajna Prasad; Goswami, Arup Kumar (2018): Charging Coordination of Plug-in Electric Vehicle for Congestion Management in Distribution System Integrated with Renewable Energy Sources. In: Proceedings of 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). 18-21 December 2018, Indian Institute of Technology Madras, Chennai, Tamilnadu, India. IEEE, S. 1–6.
- Dehnavi, Ehsan; Aminifar, Farrokh; Afsharnia, Saeed (2019): Congestion management through distributed generations and energy storage systems. In: *Int Trans Electr Energy Syst* 29 (6), S. 1537. DOI: 10.1002/2050-7038.12018.

dena (2012): dena-Verteilnetzstudie. Ausbau-und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Unter Mitarbeit von B. Höflich, R. Philipp, J. Völker, C. Rehtanz, M. Greve, J. Kays und T. Noll. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Online verfügbar unter www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-verteilnetzstudie, zuletzt geprüft am 08.09.2020.

dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht. Unter Mitarbeit von Christian Rehtanz. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur. Berlin. Online verfügbar unter www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030.html, zuletzt geprüft am 13.11.2020.

Dengiz, Thomas; Jochem, Patrick (2020): Decentralized optimization approaches for using the load flexibility of electric heating devices. In: *Energy* 193, S. 116651. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116651.

Doderer, Hannes; Schäfer-Stradowsky, Simon; Steffensen, Sophia (2017): Power to Heat. Eine Chance für die Energiewende. Hg. v. Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM). Berlin. Online verfügbar unter www.ikem.de/en/positionspapier-power-to-heat, zuletzt geprüft am 09.11.2020.

Dorendorf, Stefan; Ventzke, Uwe; Renner, Bianca; Schmiesing, Johannes; Kölbl, Michael; Wirtz, Frank et al. (2019): E-Mobility Stresstest: E.ON Netze mit überschaubarem Aufwand bereit für die Mobilitätswende. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (9), S. 46–49.

Dreisbusch, Marina; Mang, Stefan; Ried, Sabrina; Kellerer, Franziska; Pfab, Xaver (2020): Regulierung des netzdienlichen Ladens aus der Nutzerperspektive. In: *ATZelektronik* 11/2020, S. 58–64. DOI: 10.1007/s35658-020-0281-4.

Drünert, Sebastian; Neuling, Ulf; Timmerberg, Sebastian; Kaltschmitt, Martin (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. In: *Z Energiewirtschaft* 43 (3), S. 173–191. DOI: 10.1007/s12398-019-00256-7.

EAF0 (2020): Normal and fast public charging points (2020). Country: Germany. Hg. v. European Alternative Fuels Observatory. Online verfügbar unter <https://www.eafo.eu/countries/ger-many/1734/infrastructure/electricity>, zuletzt geprüft am 04.09.2020.

Ecker, Madeleine; Nieto, Nerea; Käbitz, Stefan; Schmalstieg, Johannes; Blanke, Holger; Warnecke, Alexander; Sauer, Dirk Uwe (2014): Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 248, S. 839–851. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2013.09.143.

Ecofys und Fraunhofer IWES (2017): Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Online verfügbar unter www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 02.01.2019.

EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1728) geändert worden ist.

EnergyMap (2015): EEG-Anlagenregister, zuletzt geprüft am 08/2015.

ENLAG (2020): Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen, vom 13.05.2019. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/enlag/EnLAG.pdf>, zuletzt geprüft am 14.07.2020.

Ensslen, Axel; Ringler, Philipp; Dörr, Lasse; Jochem, Patrick; Zimmermann, Florian; Fichtner, Wolf (2018): Incentivizing smart charging: Modeling charging tariffs for electric vehicles in German and French electricity markets. In: *Energy Research & Social Science* 42, S. 112–126. DOI: 10.1016/j.erss.2018.02.013.

Ensslen, Axel; Will, Christian; Jochem, Patrick (2019): Simulating Electric Vehicle Diffusion and Charging Activities in France and Germany. In: *WEVJ* 10 (4), S. 73. DOI: 10.3390/wevj10040073.

- ENTSO-E (2019): ENTSO-E 2025, 2030, 2040. Network Development Plan 2018. Connecting Europe: Electricity. TYNDP 2018 Final version after consultation and ACER opinion. Main report. Online verfügbar unter https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/consultation/Main%20Report/TYNDP2018_Executive%20Report.pdf, zuletzt geprüft am 03.07.2020.
- EnWG (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG). Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818) geändert worden ist.
- EON Netz (2014): Netzübersichtskarte - Nordbereich. EisMan-Regionen. EON Netz GmbH, zuletzt geprüft am 30.01.2014.
- EPEX Spot (2015): EPEX Spot Auction Market. EPEX Spot Hour Prices 2015. Online verfügbar unter www.eex.com, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Erdogan, Nuh; Erden, Fatih; Kisacikoglu, Mithat (2018): A fast and efficient coordinated vehicle-to-grid discharging control scheme for peak shaving in power distribution system. In: *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* 6 (3), S. 555–566.
- Europäische Kommission (2019): Der Europäische Grüne Deal (European Green Deal). Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1596443911913&uri=CELEX:52019DC0640#document2>, zuletzt geprüft am 01.10.2020.
- Europäische Kommission (2020): Mehr Ehrgeiz für das Klimaziel Europas bis 2030. In eine klimaneutrale Zukunft zum Wohl der Menschen investieren. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0562-2030-climate-target-blocs-head-says-idUSKBN26718L>, zuletzt geprüft am 01.10.2020.
- Europäisches Parlament und Rat (2019a): Richtlinie 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.
- Europäisches Parlament und Rat (2019b): Verordnung (EU) 2019/631 zur Festsetzung von CO₂-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/2009 und (EU) Nr. 510/2011.
- Europäisches Parlament und Rat (2019c): Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt.
- Everoze, EVConsult (2018): V2G Global Roadtrip: Around the World in 50 Projects. Lessons learned from fifty international vehicle-to-grid projects. Online verfügbar unter <https://www.evconsult.nl/wp-content/uploads/2018/10/Final-Report-UKPN001-S-01-I-V2G-global-review.pdf>, zuletzt geprüft am 26.02.2020.
- Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika; Böing, Felix; Guminski, Andrej; Greif, Simon et al. (2019): Dynamis-Hauptbericht. Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/die-themen/ressourcen-und-klimaschutz/628-dynamis>, zuletzt geprüft am 16.07.2020.
- FfE (2016): Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030. Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. Endbericht. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Online verfügbar unter www.ffe.de/themen-und/414-merit-order-der-energiespeicherung-im-jahr-2030, zuletzt geprüft am 04.09.2020.
- Fuchs, Georg; Lunz, Benedikt; Leuthold, Matthias; Sauer, Dirk U. (2012): Technology Overview on Electricity Storage. Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. On behalf of Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). Hg. v. ISEA / RWTH Aachen. Online verfügbar unter www.sefep.eu/activities/projects-studies/technology-overview-on-electricity-storage.html, zuletzt geprüft am 03.11.2020.

- Funke, Simon; Jochem, Patrick; Ried, Sabrina; Gnann, Till (2020): Fast charging stations with stationary batteries: A techno-economic comparison of fast charging along highways and in cities. In: *Transportation Research Procedia* 48, S. 3832–3849. DOI: 10.1016/j.trpro.2020.08.036.
- Geigle, Simon; Baum, Sergej; Stadler, Ingo; Maas, Antom (Hg.) (2018): Suggested Modifications for the Future Market of Balancing Power and the Potentials it offers to Mobile and Stationary Battery Storage in the Private Sector. 2018 7th International Energy and Sustainability Conference (IESC): IEEE.
- Gerbert, Philipp; Herhold, Patrick; Burchardt, Jens; Schönberger, Stefan; Rechenmacher, Florian; Kirchner, Almut et al. (2018): Klimapfade für Deutschland. München.
- Geske, Joachim; Schumann, Diana (2018): Willing to participate in vehicle-to-grid (V2G)? Why not! In: *Energy Policy* 120, S. 392–401. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.05.004.
- Goldkamp, Philip; Schallenberg, Jan (2020): Probleme lösen bevor sie entstehen: Lokale Flexibilitätsmärkte. In: Doleski und Oliver D. Doleski (Hg.): Realisierung Utility 4.0, Bd. 1: Springer, S. 627–637.
- Haucap, Justus; Helle, Christoph; Loebert, Ina; Raschka, Oliver (2019): Transparenzdefizite beim kurz- und langfristigen Engpassmanagement der Übertragungsnetzbetreiber. In: *Z Energiewirtschaft* 43 (4), S. 231–244. DOI: 10.1007/s12398-019-00263-8.
- Hayn, Marian (2016): Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus. Dissertation: KIT Scientific Publishing.
- Heinrichs, Heidi Ursula (2013): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. Dissertation: KIT Scientific Publishing.
- Heinz, Daniel (2018): Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland. Bachelorarbeit am IIP. In: *Working Paper Series in Production and Energy* (30).
- Held, Lukas; März, Alexandra; Krohn, Dominik; Wirth, Jonas; Zimmerlin, Martin; Suriyah, Michael R. et al. (2019): The Influence of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Grids with Characteristics Typical for Germany. In: *WEVJ* 10 (4), S. 88. DOI: 10.3390/wevj10040088.
- Hirth, Lion; Maurer, Christoph; Schlecht, Ingmar; Tersteegen, Bernd (2019): Strategisches Bieten in Flex-Märkten. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (6), S. 1–4.
- Hu, Xiaosong; Martinez, Clara Marina; Yang, Yalian (2017): Charging, power management, and battery degradation mitigation in plug-in hybrid electric vehicles: A unified cost-optimal approach. In: *Mechanical Systems and Signal Processing* 87, S. 4–16. DOI: 10.1016/j.ymsp.2016.03.004.
- Huang, Shaojun; Wu, Qiuwei; Oren, Shmuel S.; Li, Ruoyang; Liu, Zhaoxi (2015): Distribution Locational Marginal Pricing Through Quadratic Programming for Congestion Management in Distribution Networks. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 30 (4), S. 2170–2178. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2359977.
- IEA (2019): Global EV Outlook 2019. Scaling-up the transition to electric mobility. Hg. v. International Energy Agency. Online verfügbar unter www.iea.org/reports, zuletzt geprüft am 17.07.2020.
- IEA (2020): Global EV Outlook 2020. Entering the decade of electric drive? Hg. v. International Energy Agency. Online verfügbar unter www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020, zuletzt geprüft am 04.09.2020.
- INL (2007): List of Wind Turbine Power Curves. Hg. v. Idaho National Laboratory (INL). Online verfügbar unter http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=85&tx_ttnews%5Btt_news%5D=3935&cHash=39424df20f9c961ee7cd158a85cabe36, zuletzt geprüft am 15.10.2020.

- Institut für Verkehrswesen, KIT (2019): Deutsches Mobilitätspanel (MOP). Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen - Bericht 2017/2018: Alltagsmobilität und Fahrleistung. Unter Mitarbeit von Lisa Ecke, Bastian Chlond, Miriam Magdolen, Christine Eisenmann, Tim Hilgert und Peter Vortisch.
- IRENA (2017): Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency. Unter Mitarbeit von Pablo Ralon, Michael Taylor und Andrei Ilas. IRENA. Abu Dhabi, zuletzt geprüft am 26.02.2020.
- Isakovic, Karsten; et al. (2020): D2.9 – FLEXCoop Framework Architecture including functional, technical and communication Specifications – Final Version. Hg. v. Hasse, Peter (Fraunhofer). Online verfügbar unter www.flexcoop.eu/deliverables-and-resources, zuletzt geprüft am 01.10.2020.
- Jalkanen, K.; Karppinen, J.; Skogström, L.; Laurila, T.; Nisula, M.; Vuorilehto, K. (2015): Cycle aging of commercial NMC/graphite pouch cells at different temperatures. In: *Applied Energy* 154, S. 160–172. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.110.
- Jansen, Malte; Sager-Klauß, Christina (2018): Das gekoppelte Energiesystem. Vorschläge für eine optimale Transformation zu einer erneuerbaren und effizienten Energieversorgung. Hg. v. Fraunhofer IEE E4tech. Online verfügbar unter https://www.energie.fraunhofer.de/content/dam/energie/de/documents/01_PDF_PI/180202_IEE_PI_sektorenkoppelung.pdf, zuletzt geprüft am 09.11.2020.
- Jochem, Patrick; Babrowski, Sonja; Fichtner, Wolf (2015a): Assessing CO₂ emissions of electric vehicles in Germany in 2030. In: *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 78, S. 68–83. DOI: 10.1016/j.tra.2015.05.007.
- Jochem, Patrick; Schönfelder, Martin; Fichtner, Wolf (2015b): An efficient two-stage algorithm for decentralized scheduling of micro-CHP units. In: *European Journal of Operational Research* 245 (3), S. 862–874. DOI: 10.1016/j.ejor.2015.04.016.
- Jossen, Andreas; Weydanz, Wolfgang (2006): Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen: Reichardt Verlag.
- Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas (2020): Erneuerbare Energien. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Kaschub, Thomas (2017): Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. Dissertation. Karlsruhe.
- KBA (2017): Fahrzeugzulassungen (FZ) Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden. 1. Januar 2017. Statistik. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Produktkatalog/produkte/Fahrzeuge/fz3_b_uebersicht.html, zuletzt geprüft am 14.07.2020.
- KBA (2020a): Bestandsüberblick am 1. Januar 2020. Zentrales Fahrzeugregister (ZFZR). Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Jahresbilanz/b_jahresbilanz_inhalt.html?nn=2601598, zuletzt geprüft am 04.09.2020.
- KBA (2020b): Methodische Erläuterungen zu Statistiken über Fahrzeugzulassungen (FZ). Stand Januar 2020. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Online verfügbar unter www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/fz_b_umwelt_archiv/2020/2020_b_umwelt_dusl.html?nn=2601598, zuletzt geprüft am 03.09.2020.
- Koalitionsvertrag (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode. Online verfügbar unter www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf, zuletzt geprüft am 31.08.2020.
- Koalitionsvertrag (2018): Ein neuer Aufbruch für Europa Eine neue Dynamik für Deutschland Ein neuer Zusammenhalt für unser Land. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode. Online verfügbar unter www.bundesregierung.de/breg-de/themen/koalitionsvertrag-zwischen-cdu-csu-und-spd-195906, zuletzt geprüft am 31.08.2020.
- Korthauer, Reiner (2018): Lithium-Ion Batteries: Basics and Applications. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.

- Kupper, Christian; Weißhar, Björn; Reißmann, Sascha; Bessler, Wolfgang G. (2018): End-of-Life Prediction of a Lithium-Ion Battery Cell Based on Mechanistic Aging Models of the Graphite Electrode. In: *Journal of The Electrochemical Society* 165 (14), A3468-A3480. DOI: 10.1149/2.0941814jes.
- Kurzweil, Peter; Dietmeier, Otto K. (2018): Elektrochemische Speicher. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Liu, Hui; Hu, Zechun; Song, Yonghua; Lin, Jin (2013): Decentralized Vehicle-to-Grid Control for Primary Frequency Regulation Considering Charging Demands. In: *IEEE Trans. Power Syst.* 28 (3), S. 3480–3489. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2252029.
- Liu, Lan (2017): Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze. Dissertation.
- Lund, Henrik; Kempton, Willett (2008): Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. In: *Energy Policy* 36 (9), S. 3578–3587. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.007.
- Magnor, Dirk; Gerschler, Jochen B.; Ecker, Madeleine; Merk, Peter; Sauer, Dirk U. (2009): Concept of a battery aging model for lithium-ion batteries considering the lifetime dependency on the operation strategy. In: Proceedings of the European Photovoltaic Solar Energy Conference. Hamburg, S. 21–25.
- Marano, V.; Onori, S.; Guezennec, Y.; Rizzoni, G.; Madella, N. (2009): Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles. In: IEEE (Hg.): 2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, S. 536–543.
- Marinelli, Mattia; Calearo, Lisa; Ried, Sabrina; Pfab, Xaver; Diaz Cabrera, Julio Cesar; Spalthoff, Christian et al. (2020): Electric Vehicles Demonstration Projects - An Overview Across Europe. In 55th International Universities Power Engineering Conference. IEEE. In: 55th International Universities Power Engineering Conference.
- Märtz, Alexandra; Nickel, Antonia; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2019): Der Einfluss von E-Pkw auf Niederspannungsnetze. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.
- MELUR (2017): Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein. Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2017. Bericht der Landesregierung. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung (MELUR), zuletzt geprüft im November 2017.
- Mengelkamp, Esther; Staudt, Philipp; Garttner, Johannes; Weinhardt, Christof; Huber, Julian (2018): Quantifying Factors for Participation in Local Electricity Markets. In: Proceedings of the 15th International Conference on the European Energy Market (EEM).
- Milovanoffa, Alexandre; Kimb, Hyung; Kleineb, Robert de; Wallingtonb, Timothy; Daniel, I.; Posena, Heather (2019): A dynamic fleet model of US light-duty vehicle lightweighting and associated greenhouse gas emissions from 2016-2050.
- MsbG (2016): Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG). Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 90 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1626) geändert worden ist.
- Munzke, Nina; Schwarz, Bernhard; Hiller, Marc (2018): Intelligent control of household Li-ion battery storage systems. In: *Energy Procedia* 155, S. 17–31. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.11.069.
- NABEG (2019): Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG), vom Stand 13.05.2019. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/nabeg/NABEG.pdf>, zuletzt geprüft am 02.07.2020.
- Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise (2019): Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende. Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP). Online verfügbar unter www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

- Nelson, P.A.; Gallagher, K.G.; Bloom, I.; Dees, D.W. (2012): Modeling the Performance and Cost of Lithium-Ion Batteries for Electric-Drive Vehicles. Second Edition. Electrochemical Energy Storage Theme. Chemical Sciences and Engineering Division. Hg. v. Argonne National Laboratory.
- Ning, Gang; Haran, Bala; Popov, Branko N. (2003): Capacity fade study of lithium-ion batteries cycled at high discharge rates. In: *Journal of Power Sources* 117 (1-2), S. 160–169. DOI: 10.1016/S0378-7753(03)00029-6.
- Nobis, Philipp Richard Rainer (2016): Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlage. Dissertation. München.
- NPE (2018): Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase. Nationale Plattform Elektromobilität. Hg. v. Nationale Plattform Elektromobilität. Online verfügbar unter www.nationale-plattform-elektromobilitaet.de/die-npe/publikationen, zuletzt geprüft am 17.07.2020.
- NPM (2019): Sofortpaket Ladeinfrastruktur 2019. Arbeitsgruppe 5. Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung. Hg. v. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. Online verfügbar unter www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/berichte, zuletzt geprüft am 04.09.2020.
- NPM (2020a): Netzintegration von Elektromobilität – Basis für eine erfolgreiche Sektorkopplung. Eine Definition. Bericht 07/2020 der Arbeitsgruppe 5 Verknüpfung der Verkehrs- und Energienetze, Sektorkopplung. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. Online verfügbar unter www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/berichte, zuletzt geprüft am 08.09.2020.
- NPM (2020b): Schwerpunkt-Roadmap Intelligentes Lastmanagement. Bericht 04/2020 der Arbeitsgruppe 6 Standardisierung, Normung, Zertifizierung und Typgenehmigung. Hg. v. Nationale Plattform Zukunft der Mobilität. Online verfügbar unter www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/berichte, zuletzt geprüft am 09.09.2020.
- Nykvist, Björn; Nilsson, Måns (2015): Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. In: *Nature Climate Change* 5 (4), S. 329–332. DOI: 10.1038/NCLIMATE2564.
- OSM (2016): Openstreetmap contributors. Zugriff auf die Datenbank via <https://overpass-turbo.eu/>, zuletzt geprüft am 01/2016.
- P3 (2020): Tesla Battery Day 2020 - Technology Announcement Analysis. P3 technology report. Hg. v. P3 Strategic Advisory Management Consulting Digital Solutions. Online verfügbar unter www.electrive.net/2020/09/23/battery-day-tesla-zeigt-neue-4680-batteriezele, zuletzt geprüft am 24.09.2020.
- Peterson, Scott B.; Apt, Jay; Whitacre, J. F. (2010): Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. In: *Journal of Power Sources* 195 (8), S. 2385–2392. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2009.10.010.
- Pfab, Xaver; Westerburg, Michael; Fritsche, Tobias; Bretschneider, Peter; Westermann, Dirk; Krems, Josef (2016): Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0. Endbericht. Projektlaufzeit: 12/2012 bis 12/2015 : FuE-Programm “Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität”. Online verfügbar unter <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:685082903>, zuletzt geprüft am 09.09.2020.
- Ramos Muñoz, Edgar; Razeghi, Ghazal; Zhang, Li; Jabbari, Faryar (2016): Electric vehicle charging algorithms for coordination of the grid and distribution transformer levels. In: *Energy* 113, S. 930–942. DOI: 10.1016/j.energy.2016.07.122.
- Ried, Sabrina; Dengiz, Thomas; Jochem, Patrick; Soldner, Sebastian (2020): Aggregating load shifting potentials of electric vehicles for energy system models. In: 17th International Conference on the European Energy Market (EEM). Unter Mitarbeit von IEEE, S. 1–6.
- Ried, Sabrina; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2013): Chancen für IKT durch zukünftige Dienstleistungs-Geschäftsmodelle für Flotten mit Elektrofahrzeugen. In: M. Horbach (Hg.): Informatik 2013. 43. Jahrestagung der Gesellschaft für Informatik e.V. (GI), Informatik angepasst an Mensch, Organisation und Umwelt, Koblenz, Germany, 16.-20.9.2013. Bonn: Gesellschaft für Informatik, S. 1548–1562.

- Ried, Sabrina; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2015): Profitability of photovoltaic battery systems considering temporal resolution. In: IEEE (Hg.): 12th International Conference on European Electricity Market, EEM. Lisbon, Portugal, S. 1–5.
- Ringler, Philipp; Schermeyer, Hans; Ruppert, Manuel; Hayn, Marian; Bertsch, Valentin; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf (2016): Distributed energy systems, market integration, optimization. In: *Produktion und Energie*.
- Robinius, Martin; Linßen, Jochen; Grube, Thomas; Reuß, Markus; Stenzel, Peter; Syranidis, Konstantinos et al. (2018): Comparative analysis of infrastructures: hydrogen fueling and electric charging of vehicles (408). In: *Institut für Elektrochemische Verfahrenstechnik (IEK-3), Forschungszentrum Jülich: Energy & Environment (FuelCellsWorks)*.
- Romero-Ruiz, J.; Pérez-Ruiz, J.; Martin, S.; Aguado, J. A.; La Torre, S. de (2016): Probabilistic congestion management using EVs in a smart grid with intermittent renewable generation. In: *Electric Power Systems Research* 137, S. 155–162. DOI: 10.1016/j.epsr.2016.03.015.
- Sarasketa-Zabala, E.; Gandiaga, I.; Martinez-Laserna, E.; Rodriguez-Martinez, L. M.; Villarreal, I. (2015): Cycle ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions. In: *Journal of Power Sources* 275, S. 573–587. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.10.153.
- Sargent, R. G. (2013): Verification and validation of simulation models. In: *Journal of Simulation* 7 (1), S. 12–24. DOI: 10.1057/jos.2012.20.
- Schermeyer, Hans (2018a): Netzengpassmanagement in regenerativ geprägten Energiesystemen. Untersuchungen zur Abregelung Erneuerbarer Energien und zur Sektorenkopplung in einem deutschen Verteilnetz. Dissertation: KIT, Karlsruhe.
- Schermeyer, Hans; Vergara, Claudio; Fichtner, Wolf (2018b): Renewable energy curtailment: A case study on today’s and tomorrow’s congestion management. In: *Energy Policy* 112, S. 427–436. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.10.037.
- Schleswig-Holstein Netz AG (2020): Preisblätter finale Netzentgelte Strom. Preisstand gültig ab 01.07.2020. Online verfügbar unter <https://www.sh-netz.com/de/schleswig-holstein-netz/netzinformation/netzentgelte/entgelte-strom.html>, zuletzt geprüft am 03.07.2020.
- Schmalstieg, Johannes; Käbitz, Stefan; Ecker, Madeleine; Sauer, Dirk Uwe (2014): A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 257, S. 325–334. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.012.
- Schönfelder, Martin; Pathmaperuma, Daniel; Reiner, Ulrich; Fichtner, Wolf; Schmeck, Hartmut; Leibfried, Thomas (2009): Elektromobilität. Eine Chance zur verbesserten Netzintegration Erneuerbarer Energien. In: *uwf (UmweltWirtschaftsForum)* 17 (4), S. 373–380. DOI: 10.1007/s00550-009-0157-9.
- Schücking, Maximilian; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf; Wollersheim, Olaf; Stella, Kevin (2017): Charging strategies for economic operations of electric vehicles in commercial applications. In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 51, S. 173–189. DOI: 10.1016/j.trd.2016.11.032.
- Schuller, Alexander; Flath, Christoph M.; Gottwalt, Sebastian (2015): Quantifying load flexibility of electric vehicles for renewable energy integration. In: *Applied Energy* 151, S. 335–344. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.04.004.
- Schwab, Adolf J. (2020): Elektroenergiesysteme. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Schwarz, Hannes; Bertsch, Valentin; Fichtner, Wolf (2018): Two-stage stochastic, large-scale optimization of a decentralized energy system: a case study focusing on solar PV, heat pumps and storage in a residential quarter. In: *OR Spectrum* 40 (1), S. 265–310. DOI: 10.1007/s00291-017-0500-4.
- Seddig, Katrin (2019): Elektromobile Flotten im lokalen Energiesystem mit Photovoltaikeinspeisung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten. Dissertation: Karlsruhe.

Shirouzu, Norihiko; Lienert, Paul (2020): Exclusive: Tesla's secret batteries aim to rework the math for electric cars and the grid. Hg. v. Reuters. Online verfügbar unter www.reuters.com/article/us-autos-tesla-batteries-exclusive/exclusive-teslas-secret-batteries-aim-to-rework-the-math-for-electric-cars-and-the-grid-idUSKBN22Q1WC, zuletzt geprüft am 04.09.2020.

Siano, Pierluigi; Marco, Giuseppe de; Rolan, Alejandro; Loia, Vincenzo (2019): A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets. In: *IEEE Systems Journal* 13 (3), S. 3454–3466. DOI: 10.1109/JSYST.2019.2903172.

Sovacool, Benjamin K.; Noel, Lance; Axsen, Jonn; Kempton, Willett (2018): The neglected social dimensions to a vehicle-to-grid (V2G) transition: a critical and systematic review. In: *Environmental Research Letters (Environmental Research Letters)* 13 (1), S. 13001. DOI: 10.1088/1748-9326/aa9c6d.

Stadtwerke Norderstedt (2018): Beiratssitzung 2018. TuWatt – Nachhaltigkeitsbeirat. 7. Sitzung am 22. Mai 2018 im Kulturwerk am See. Online verfügbar unter www.stadtwerke-norderstedt.de, zuletzt geprüft am 22.07.2020.

Stan, Ana-Irina; Swierczynski, Maciej; Stroe, Daniel-Ioan; Teodorescu, Remus; Andreasen, Soren Juhl (2014): Lithium ion battery chemistries from renewable energy storage to automotive and back-up power applications — An overview. In: 2014 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM), S. 713–720.

Statista (2020): Durchschnittliche CO2-Emissionen der neu zugelassenen Pkw in Deutschland von 1998 bis 2019. Online verfügbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/399048/umfrage/entwicklung-der-co2-emissionen-von-neu-wagen-deutschland>, zuletzt geprüft am 23.09.2020.

Statistikamt Nord (2016): Energie- und CO2-Bilanzen für Schleswig-Holstein. Herausgeber: Statistisches Amt für Hamburg und Schleswig-Holstein (Statistikamt Nord), zuletzt geprüft am 24.05.2016.

Steuer, Sebastian; Ried, Sabrina; Hans, Tim; Gruber, Matthias; Himmelsbach, Bettina (2019): Forschungsbericht BWPLUS Living Lab Walldorf. Simulation und Feldtest der Transformation des Strommarktes unter veränderten Tarif-, Bilanzierungs- und Regulationssystemen. Online verfügbar unter <https://www.fzi.de/de/wir-fuer-sie/mediacenter>, zuletzt geprüft am 24.08.2020.

StromNEV (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist. StromNEV.

Stryja, Carola; Fromm, Hansjörg; Ried, Sabrina; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf (2015): On the Necessity and Nature of E-Mobility Services – Towards a Service Description Framework. In: H. Nóvoa (Hg.): 6th International Conference on Exploring Services Science (IESS), Porto, Portugal, 4th - 6th February 2015 Proceedings, Bd. 2015. Cham: Springer, S. 109–122.

TenneT (2020): Equigy-Plattform ebnet europäischen Verbrauchern den Weg in den grünen Strommarkt von morgen. Pressemitteilung vom 23.04.2020. Online verfügbar unter www.tennet.eu/de/news/news/equigy-plattform-ebnet-europaeischen-verbrauchern-den-weg-in-den-gruenen-strommarkt-von-morgen, zuletzt geprüft am 01.10.2020.

The Wind Power (2017): Wind energy database, zuletzt geprüft im November 2017.

Thielmann, Axel; Neef, Christoph; Hettesheimer, Tim; Döscher, Henning; Wietschel, Martin; Tübke, Jens (2017): Energiespeicher-Roadmap Update 2017. Hg. v. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe. Online verfügbar unter www publica.fraunhofer.de/dokumente/N-481231.html, zuletzt geprüft am 17.07.2020.

Umweltbundesamt (2020a): Erneuerbare Energien in Deutschland Daten zur Entwicklung im Jahr 2019. Hg. v. Umweltbundesamt AGEE-Stat. Online verfügbar unter www.umweltbundesamt.de/publikationen/, zuletzt geprüft am 31.08.2020.

- Umweltbundesamt (2020b): Ökologische Bewertung von Verkehrsarten. Abschlussbericht. Unter Mitarbeit von Michel Allekotte, Fabian Bergk, Kirsten Biemann, Carolin Deregowski, Wolfram Knörr, Hans-Jörg Althaus et al. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter www.umweltbundesamt.de/publikationen, zuletzt geprüft am 27.08.2020.
- United Nations (2015): Paris Agreement. Online verfügbar unter www.unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement, zuletzt geprüft am 21.09.2020.
- United Nations (2020): Übereinkommen von Paris. Webportal der Europäischen Kommission. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de, zuletzt aktualisiert am 21.09.2020.
- van Vliet, Oscar; Brouwer, Anne Sjoerd; Kuramochi, Takeshi; van den Broek, Machteld; Faaij, André (2011): Energy use, cost and CO₂ emissions of electric cars. In: *Journal of Power Sources* 196 (4), S. 2298–2310. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2010.09.119.
- VDE|FNN (2019): Netzintegration Elektromobilität. Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen. VDE|FNN Hinweis. Online verfügbar unter www.vde.com/de/fnn/dokumente/hinweise, zuletzt geprüft am 29.10.2020.
- Vetter, J.; Novák, P.; Wagner, M. R.; Veit, C.; Möller, K.-C.; Besenhard, J. O. et al. (2005): Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 147 (1-2), S. 269–281. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.
- Waldmann, Thomas; Hogg, Björn-Ingo; Kasper, Michael; Grolleau, Sébastien; Gutiérrez Couceiro, César; Trad, Khiem et al. (2016): Interplay of Operational Parameters on Lithium Deposition in Lithium-Ion Cells: Systematic Measurements with Reconstructed 3-Electrode Pouch Full Cells. In: *Journal of The Electrochemical Society* (163 (7)), A1232-A1238.
- Waldmann, Thomas; Wilka, Marcel; Kasper, Michael; Fleischhammer, Meike; Wohlfahrt-Mehrens, Margret (2014): Temperature dependent ageing mechanisms in Lithium-ion batteries – A Post-Mortem study. In: *Journal of Power Sources* 262, S. 129–135. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.03.112.
- Wang, Dai; Coignard, Jonathan; Zeng, Teng; Zhang, Cong; Saxena, Samveg (2016): Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services. In: *Journal of Power Sources* 332, S. 193–203. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2016.09.116.
- Wang, Zongfei; Jochem, Patrick (2019): How many electric vehicles can one wind turbine charge? A study on wind energy generation and electric vehicle demand correlation. In: Proceedings of the 32nd Electric Vehicle Symposium (EVS32), May 19 - 22, 2019. Lyon, France.
- Weinand, Jann; Ried, Sabrina; Kleinebrahm, Max; McKenna, Russell; Fichtner, W. (2020): Identification of Potential Off-Grid Municipalities with 100% Renewable Energy Supply for Future Design of Power Grids. In: *IEEE Transactions on Power Systems*. DOI: 10.1109/TPWRS.2020.3033747.
- Weiss, Christine; Heilig, Michael; Mallig, Nicolai; Chlond, Bastian; Franke, Thomas; Schneiderei, Tina; Vortisch, Peter (2017): Assessing the effects of a growing electric vehicle fleet using a microscopic travel demand model. *European Journal of Transport and Infrastructure Research*, Vol 17 No 3 (2017). DOI: 10.18757/EJTIR.2017.17.3.3200.
- Wiest, Pascal; Frey, Katharina; Rudion, Krzysztof; Probst, Alexander (2016): Dynamic curtailment method for renewable energy sources in distribution grid planning. In: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). 17-21 July 2016. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA. IEEE, S. 1–5.
- Wietschel, Martin; Plötz, Patrick; Klobasa, Marian; Müller-Kirchenbauer, Joachim; Kochems, Johannes; Hermann, Lisa et al. (2019): Sektorkopplung – Was ist darunter zu verstehen? In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (1), S. 1–10. DOI: 10.1007/s12398-018-0241-3.

Wietschel, Martin; Plötz, Patrick; Pfluger, Benjamin; Klobasa, Marian; Eßer, Anke; Haendel, Michael et al. (2018): Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen. Hg. v. Fraunhofer ISI. Working Paper Sustainability and Innovation. Online verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf, zuletzt geprüft am 02.01.2019.

Will, Christian; Schuller, Alexander (2016): Understanding user acceptance factors of electric vehicle smart charging. In: *Transportation Research Part C: Emerging Technologies* 71, S. 198–214. DOI: 10.1016/j.trc.2016.07.006.

Wolinetz, Michael; Axsen, Jonn; Peters, Jotham; Crawford, Curran (2018): Simulating the value of electric-vehicle–grid integration using a behaviourally realistic model. In: *Nat Energy* 3 (2), S. 132–139. DOI: 10.1038/s41560-017-0077-9.

Wulf, Christina; Zapp, Petra; Schreiber, Andrea (2020): Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. In: *Front. Energy Res.* 8. DOI: 10.3389/fenrg.2020.00191.

Xu, Bolun; Oudalov, Alexandre; Ulbig, Andreas; Andersson, Goran; Kirschen, Daniel S. (2018): Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 9 (2), S. 1131–1140. DOI: 10.1109/TSG.2016.2578950.