

Band 23 _ PRODUKTION UND ENERGIE

Thomas Kaschub

BATTERIESPEICHER IN HAUSHALTEN
UNTER BERÜCKSICHTIGUNG VON PHOTOVOLTAIK,
ELEKTROFAHRZEUGEN UND NACHFRAGESTEUERUNG

Thomas Kaschub

**Batteriespeicher in Haushalten
unter Berücksichtigung von Photovoltaik,
Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung**

PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

Band 23

Eine Übersicht aller bisher in dieser Schriftenreihe
erschienenen Bände finden Sie am Ende des Buches.

Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung

von
Thomas Kaschub

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie
KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften

Tag der mündlichen Prüfung: 23. März 2017

Referenten: Prof. Dr. Wolf Fichtner, Prof. Dr. Hartmut Schmeck

Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark
of Karlsruhe Institute of Technology.
Reprint using the book cover is not allowed.

www.ksp.kit.edu



*This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed
under a Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International License
(CC BY-SA 4.0): <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.en>*



*The cover page is licensed under a Creative Commons
Attribution-No Derivatives 4.0 International License (CC BY-ND 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-nd/4.0/deed.en>*

Print on Demand 2017 – Gedruckt auf FSC-zertifiziertem Papier

ISSN 2194-2404

ISBN 978-3-7315-0688-1

DOI 10.5445/KSP/1000071259

Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

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

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. Thomas Kaschub

Tag der mündlichen Prüfung: 23.03.2017
Referent: Prof. Dr. Wolf Fichtner
Korreferent: Prof. Dr. Hartmut Schmeck

Kurzfassung

Die technologische und preisliche Entwicklung von Lithium-Ionen-Batterien ermöglicht zunehmend profitable oder konkurrenzfähige Produkte wie Elektro-Pkw (E-Pkw) oder Batteriespeicher für Haushalte mit einer Photovoltaik-Anlage (PVA). Diese können die Energiewende unterstützen und helfen Treibhausgasemissionen sowie Luftschadstoffe zu mindern.

Ziel der Arbeit ist es die Wirtschaftlichkeit von stationären Batteriespeicher-Systemen (SBS) in Kombination mit einer PVA und unter Berücksichtigung von E-Pkw in Haushalten zu untersuchen. Dabei wird auch das Potenzial für Lastverlagerung von E-Pkw und SBS betrachtet sowie die Auswirkungen von verschiedenen Stromtarifen oder Rahmenbedingungen evaluiert.

Hierfür wurde ein Optimierungsmodell als gemischt-ganzzahliges lineares Programm entwickelt, welches modellendogen die Anlagengrößen von PVA und SBS bestimmt sowie deren Kapitalwert maximiert. Berücksichtigt werden alle Ausgaben des Haushalts für Elektrizität und die Investitionen für PVA und SBS bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Relevante technische Restriktionen für die betrachteten Systeme werden abgebildet. Dazu gehört eine vereinfachte Berücksichtigung der zyklischen und kalendarischen Lebensdauer des SBS. Das Modell bestimmt die optimalen Lade- und Entladevorgänge von SBS und E-Pkw für ein exemplarisches Jahr in viertelstündlicher Auflösung.

Zur Berechnung des Anwendungsfalls werden umfangreiche empirische Daten wie gemessene Haushaltslastgänge, Mobilitätsprofile auf Basis des deutschen Mobilitätspanels und Wetterdaten genutzt. Auf Grundlage dieser und weiterer Eingangsdaten wurden zukünftige Entwicklungsszenarien und Szenarien bspw. mit unterschiedlichen Tarifen berechnet. Dabei wurden jeweils verschiedene Integrationsvarianten des E-Pkw vergleichend evaluiert. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Die Ergebnisse zeigen, dass bei einem weiter fallenden Preis für PVA und SBS bereits in wenigen Jahren ein wirtschaftlicher Betrieb eines SBS in Kombination mit einer PVA – auch ohne staatliche Förderung – zu erwarten ist. Diese Ergebnisse sind jedoch besonders sensitiv bezüglich Investition, Strompreis und Zinssatz. Ein E-Pkw steigert den Elektrizitätsbedarf des Haushalts je nach Mobilitätsverhalten deutlich. Durch gesteuertes Laden des E-Pkw wird es möglich den Eigendeckungsanteil des Haushalts auf durchschnittlich

etwa 50 % zu steigern und die bilanziellen CO₂-Emissionen des Haushalts im Vergleich zum deutschen Elektrizitätsmix entsprechend zu senken. Die untersuchten Technologien verändern den Strombezug des Haushalts und die Netzeinspeisung des überschüssigen Stroms aus der PVA grundlegend. SBS und E-Pkw ermöglichen eine gezielte Beeinflussung der Haushaltslast, beispielsweise zur Reduzierung von Spitzenlasten durch die Einführung eines Leistungspreises oder eines lastvariablen Stromtarifs.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	i
Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xv
Abkürzungsverzeichnis.....	xix
Modellnomenklatur	xxiii
Indexmengen.....	xxiii
Parameter	xxiii
Variablen.....	xxvi
1 Einleitung.....	1
1.1 Ausgangslage und Problemstellung.....	2
1.2 Zielstellung und Vorgehensweise.....	4
2 Grundlagen zum Elektrizitätssystem und zur Elektromobilität	7
2.1 Elektrizitätssystem und Energiemärkte	7
2.1.1 Elektrizitätserzeugung, erneuerbare Energien und Emissionen	9
2.1.2 Transport und Verteilung.....	11
2.1.3 Elektrizitätsmärkte, Vertrieb und Handel	15
2.2 Nachfrage und Nachfragesteuerung	18
2.2.1 Nachfrage.....	19
2.2.2 Nachfragesteuerung	21
2.2.3 Lastverschiebepotenziale.....	24
2.2.4 Tarifmodelle zur Laststeuerung.....	26
2.2.5 Digitalisierung und Informations- und Kommunikationstechnologien im Kontext der Nachfragesteuerung	29
2.3 Elektromobilität	32
2.3.1 Entwicklung der Fahrzeugtechnologie und des Fahrzeugmarktes	33

2.3.2	Mobilitäts- und Parkverhalten.....	38
2.3.3	Ladeinfrastruktur.....	42
2.3.4	Ladeszenarien und -verhalten	44
3	Elektrische Speichertechnologien und Lithium-Ionen-Speicher	47
3.1	Einordnung der Speichertechnologien.....	48
3.1.1	Eigenschaften	48
3.1.2	Einsatzgebiete.....	50
3.1.3	Technologieauswahl für konkreten Einsatzzweck	53
3.2	Aufbau und Funktionsprinzip von Lithium-Ionen-Batterien.....	55
3.3	Alterungseinflüsse bei Lithium-Ionen-Batterien.....	58
3.3.1	End of Life	59
3.3.2	Alterungsverhalten	60
3.4	Weitere Aspekte zu Lithium-Ionen-Batterien.....	63
3.4.1	Sicherheit der Speichersysteme.....	63
3.4.2	Preisentwicklung und Markt	64
3.4.3	Materialverfügbarkeit.....	65
3.4.4	Zweitnutzung und Aufbereitung	66
3.5	Modellierungsmethoden von Lithium-Ionen-Batterien	69
3.5.1	Messverfahren	69
3.5.2	Modellierungsmethoden im Überblick	70
3.5.3	Modellierung der Batterie in dieser Arbeit	72
4	Forschungsstand und Modellierungsvarianten von Batteriespeichern.....	75
4.1	Bisheriger Forschungsstand	75
4.1.1	Photovoltaiksysteme und stationäre Batteriespeicher-Systeme.....	76
4.1.2	Integration von Elektro-Kfz ins Hausenergiesystem	78
4.1.3	Lastmanagement und Demand Response.....	79
4.1.4	Relevante Einflussfaktoren, Abgrenzung und Forschungslücke	81
4.2	Ladestrategien und Lastverschiebepotenziale bei Elektro-Kfz.....	83
4.3	Möglichkeiten der Modellierung und Aggregation von Elektro-Kfz	89
4.4	Auswirkungen und Evaluation der Modellierungsvarianten von Ladevorgängen	95

5	Beschreibung des Optimierungsmodells SpeicherOpt	101
5.1	Zielfunktion	103
5.2	Spezifikationen und Restriktionen der Systemkomponenten	110
5.2.1	Haushaltslast und Photovoltaikanlage	110
5.2.2	Elektrokraftfahrzeug	113
5.2.3	Stationäres Batteriespeicher-System	116
5.3	Gesamtmodellstruktur und Modellausgaben	121
5.4	Modellannahmen und Daten	124
5.4.1	Haushaltslastkurven	125
5.4.2	Annahmen für Photovoltaik	128
5.4.3	Datenbasis und Annahmen für Elektro-Pkw	129
5.4.4	Modellvarianten zur Integration des Elektro-Pkw	130
5.4.5	Annahmen für das stationäre Batteriespeicher-System	131
5.4.6	Weitere Annahmen	132
5.5	Diskussion des Modells und der verwendeten Daten	133
6	Modellergebnisse	137
6.1	Ergebnisse des Referenzszenarios	138
6.1.1	Ergebnisübersicht	140
6.1.2	Lastgänge eines Beispielhaushaltes	145
6.1.3	Netzbelastung	149
6.1.4	Kohlendioxidemissionen	151
6.2	Ergebnisse der Szenarien	154
6.3	Validierung und Variation von Modellannahmen	156
6.3.1	Validierung der Software	156
6.3.2	Modellkomplexität	158
6.3.3	Ladecharakteristiken	159
6.3.4	Lebensdauereinflüsse	161
6.4	Sensitivitäten von Einflussgrößen	165
6.4.1	Sensitivitätsanalysen	166
6.4.2	Wettereinflüsse und Ausrichtung der Photovoltaikanlage	169
6.4.3	Einfluss vorgegebener Systemgrößen	172
6.5	Einflüsse der Eingangsdaten	174

6.5.1 Untergliederung Haushaltslastgänge.....	174
6.5.2 Untergliederung Mobilitätsprofile.....	179
6.5.3 Korrelationen.....	184
7 Lastverschiebung im Systemkontext	187
7.1 Auswirkungen veränderter Tarife und Rahmenbedingungen	187
7.1.1 Szenarienübersicht	188
7.1.2 Auswirkungen dynamischer Tarife	192
7.1.3 Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen	195
7.1.4 Auswirkungen veränderter Stromtarifkomponenten.....	197
7.2 Autarker Haushalt	199
7.3 Speicher im städtischen Elektrizitätssystem	200
7.3.1 Modell RegMob und Eingangsdaten.....	201
7.3.2 Szenarien und Ergebnisse.....	204
8 Diskussion und Schlussfolgerungen	211
8.1 Diskussion der Ergebnisse aus den Szenarien	211
8.1.1 Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage	211
8.1.2 Wirtschaftlichkeit des stationären Batteriespeicher-Systems	214
8.1.3 Energiepolitische und -wirtschaftliche Auswirkungen	217
8.2 Diskussion der Ergebnisse mit veränderten Stromtarifen.....	221
8.2.1 Tarifliche Anreize zur Lastverschiebung und Leistungsbegrenzung.....	222
8.2.2 Netzentgelte und Umlagen im Stromtarif	225
8.3 Diskussion von Modellierung und Methodik.....	230
8.3.1 Deterministische Optimierung	231
8.3.2 Zielfunktion und endogene Dimensionierung.....	233
8.3.3 Restriktionen der Batteriespeichersysteme	234
8.3.4 Eingangsdaten	236
8.3.5 Einflussmöglichkeiten auf die Modellkomplexität	239
8.3.6 Übertragbarkeit auf andere Regionen und andere Lastsegmente.....	240
9 Schlussbetrachtung.....	243
9.1 Zusammenfassung	243

9.2 Erkenntnisse.....	245
9.3 Ausblick.....	247
Literaturverzeichnis.....	249
Anhang.....	295
A Quellcode des Modells SpeicherOpt.....	295
B Datenübersicht Haushaltslastgänge.....	308
C Aufbereitung Mobilitätsprofile.....	310
D Datenübersicht Mobilitätsprofile.....	313
E Modellierungsvarianten von Ladevorgängen.....	320

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung von 2013	9
Abbildung 2.2:	Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2015	9
Abbildung 2.3:	Hierarchische Netzstruktur	12
Abbildung 2.4:	Durchschnittlicher Einzelhandelspreis für Haushaltskunden 2014.....	16
Abbildung 2.5:	Preisbildung auf dem Spotmarkt für Elektrizität und Merit- Order	17
Abbildung 2.6:	Verwendung von Elektrizität in Deutschland 2014 nach Sektoren	19
Abbildung 2.7:	Lastganglinien zweier beispielhafter Haushalte, Kalenderwoche (KW) 11	20
Abbildung 2.8:	Einteilung von Demand Side Management	21
Abbildung 2.9:	Lastverschiebung einer bestimmten Energiemenge	24
Abbildung 2.10:	Systemarchitektur und Smart Meter Gateway	31
Abbildung 2.11:	Bandbreite an Antriebskonzepten	33
Abbildung 2.12:	Modal Split nach Wegen und Personenkilometern	39
Abbildung 2.13:	Wege Zwecke nach Verkehrsaufkommen und Verkehrsleistung	39
Abbildung 2.14:	Vergleich von Mobilitätsprofilen verschiedener Studien im Tagesverlauf.....	40
Abbildung 2.15:	Parkorte und Pkw-Nutzung im Zeitverlauf.....	41
Abbildung 2.16:	Parkorte und E-Pkw-Nutzung im Zeitverlauf.....	41
Abbildung 3.1:	Elektrische Speichertechnologien nach Klasse und Anwendungstyp	47
Abbildung 3.2:	Mikrostruktureller Aufbau einer Li-Ionen-Zelle	56
Abbildung 3.3:	Kapazitätsverlust einer beispielhaften Li-Ionen-Zelle.....	59
Abbildung 3.4:	Alterung durch Zyklisierung in Abhängigkeit der Zyklentiefe	61
Abbildung 3.5:	Lebenszyklus einer LIB inkl. Zweitanwendung	67

Abbildung 4.1:	Ladestrategien und LVP bei E-Kfz	85
Abbildung 4.2:	LVP eines E-Pkw und beispielhafte Ladestände.....	86
Abbildung 4.3:	Gemessene Ladevorgänge verschiedener E-Kfz und Ladestationen.....	87
Abbildung 4.4:	Verschiedene linearisierte Ladekurven für einzelne E-Kfz und - Flotten.....	88
Abbildung 4.5:	Grenzen der Lastverschiebefreiheitsgrade und LVP für die deutsche Gesamtflotte bei Lademöglichkeit ausschließlich zu Hause	91
Abbildung 4.6:	Verteilung des Zeitanteils zum Laden während einer Standzeit mit Ladevorgang	93
Abbildung 4.7:	Verteilung der Ladestände von E-Pkw im Tagesverlauf, während eine Ladeverbindung besteht.....	94
Abbildung 4.8:	Verteilung der Ladestände von E-Pkw zu bestimmten Tageszeiten.....	95
Abbildung 4.9:	Verfügbare Ladeleistung bei sofortigem Vollladen und verschiedenen Ladekurven.....	96
Abbildung 4.10:	verfügbare Ladeleistungen bei gesteuertem Laden ohne Anreize im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil.....	97
Abbildung 4.11:	Ladestand bei gesteuertem Laden und möglichst hohem Ladestand im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil.....	98
Abbildung 4.12:	Ladestände bei gesteuertem Laden mit lastabhängigem Arbeitspreis im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil.....	99
Abbildung 4.13:	Netzbezugsleistungen bei gesteuertem Laden mit zeitlich variablem Arbeitspreis im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil.....	100
Abbildung 5.1:	Systemübersicht des Optimierungsmodells SpeicherOpt	102
Abbildung 5.2:	Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters und dessen Linearisierung.....	112

Abbildung 5.3:	Veranschaulichung der Modellierung von Kapazität und Lebensdauer des SBS.....	118
Abbildung 5.4:	Haushaltsstrombezug und maximale Bezugsleistung.....	126
Abbildung 5.5:	Anzahl Haushalte gruppiert nach Jahresstrombedarf und Leistungsüberschreitungen	126
Abbildung 5.6:	Histogramm für die Strombedarfsanteile tagsüber	127
Abbildung 5.7:	Anteile des Jahresstrombedarfs nach Jahreszeiten	127
Abbildung 6.1:	PV-Anlagenkenndaten (<i>REF_SOFORT</i> , <i>MLV^{PV}</i>).....	141
Abbildung 6.2:	Einfluss der Integrationsstufen des E-Pkw auf den Kapitalwert der PVA (<i>REF</i>)	142
Abbildung 6.3:	SBS-Kapazität in Abhängigkeit des Strombedarfs und der PV-Eigennutzung (<i>REF_SOFORT</i>)	143
Abbildung 6.4:	Kapitalwert zur Ausnutzung der zyklischen Lebensdauer des SBS (<i>REF_SOFORT</i>)	144
Abbildung 6.5:	Einfluss der Integrationsstufen des E-Pkw auf den Kapitalwert des SBS (<i>REF</i>)	145
Abbildung 6.6:	Lastgang eines Beispielhaushaltes (<i>REF_SOFORT</i> , KW 21)	146
Abbildung 6.7:	Lastgang eines Beispielhaushaltes (<i>REF_OPTIMAL</i> , KW 21)	147
Abbildung 6.8:	Lastgang eines Beispielhaushaltes – Lastaufteilung nach Quellen und nach Verbrauch (<i>REF_SOFORT</i> , KW 21).....	148
Abbildung 6.9:	Lastgang eines Beispielhaushaltes – Zeitverläufe der einzelnen Technologien: PV, SBS, E-Pkw (<i>REF_SOFORT</i> , KW 21).....	148
Abbildung 6.10:	Durchschnittliche Netzbelastung im Technologienutzungsvergleich (<i>REF_SOFORT</i> , KW 21)	150
Abbildung 6.11:	Durchschnittlicher Netzaustausch im Technologienutzungsvergleich (<i>REF_BIDIOPT</i> , KW 21).....	150
Abbildung 6.12:	Durchschnittlicher Netzaustausch (<i>DYN_OPTIMAL</i> , KW 21)	155
Abbildung 6.13:	Vergleichsbeispiel der veränderten Ladestandkurven des SBS (KW 21)	165
Abbildung 6.14:	Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert des SBS (<i>REF_SOFORT</i>).....	167

Abbildung 6.15: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapazität des SBS (<i>REF_SOFORT</i>).....	167
Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert des SBS (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	168
Abbildung 6.17: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert der PVA (<i>REF_SOFORT</i>).....	168
Abbildung 6.18: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert der PVA (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	169
Abbildung 6.19: Netzbelastung bei verschiedenen Ausrichtungen der PVA.....	171
Abbildung 6.20: Einfluss von exogenen Dimensionierungen auf den Zubau und den durchschnittlichen Kapitalwert des SBS	173
Abbildung 6.21: Ergebnis der Ähnlichkeitsanalyse mit 2 080 Kombinationen der Haushaltslastkurven	175
Abbildung 6.22: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Jahresstrombedarf der Haushalte (<i>REF_OHNE</i>).....	177
Abbildung 6.23: Streudiagramm mit Jahresstrombedarf und Kapitalwert des SBS (<i>REF_OHNE</i>).....	177
Abbildung 6.24: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert anhand verschiedener Kennwerte der Haushaltslastgänge (<i>REF_OHNE</i>).....	178
Abbildung 6.25: Mobilitätsprofile nach Jahreskilometerklassen	180
Abbildung 6.26: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Einflussfaktoren des E-Pkw auf das SBS (<i>REF_SOFORT</i>).....	181
Abbildung 6.27: Streudiagramm bzgl. des Einflusses der elektr. Jahreskilometer des E-Pkw (<i>REF_SOFORT</i>).....	182
Abbildung 6.28: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Einflussfaktoren des E-Pkw auf die PV-Anlagengröße (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	183
Abbildung 6.29: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Einflussfaktoren des E-Pkw auf das SBS (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	183
Abbildung 6.30: Streudiagramm bzgl. des Einflusses der elektr. Jahreskilometer des E-Pkw (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	183
Abbildung 6.31: Korrelationskoeffizienten der Tagessummenreihen.....	186

Abbildung 7.1:	Netzlasten von <i>IMK10</i> und <i>RTP</i> (preisvariablem Tarif) (links) sowie <i>REF</i> und <i>LG</i> (Tarif mit Lastgrenze) (rechts), KW21, <i>OPTIMAL</i> , MLV^{SBS}	194
Abbildung 7.2:	Netzlastvergleich von <i>REF</i> zu <i>PVABR50</i> , KW21, <i>SOFORT</i> , MLV^{SBS}	196
Abbildung 7.3:	Netzlast von <i>REF</i> , <i>NEKW</i> und <i>EEGNEKW</i> ; KW21, <i>SOFORT</i> , MLV^{SBS}	198
Abbildung 7.4:	PV-Angebot und Lastdeckung eines Beispielhaushaltes, KW21 links und KW50 rechts, <i>AUTARK_OPTIMAL</i> , MLV^{SBS}	200
Abbildung 7.5:	Stromnachfrage des Stadtteils nach Segmenten (links) und Last am UW 07 (rechts), KW 24, <i>EVstart_Basis</i>	206
Abbildung 7.6:	Vergleich der Last am UW 07 von <i>EV2H_RTP</i> (links) zu <i>SBS@HH_EVopt_RTP</i> (rechts), KW 24	208
Abbildung 7.7:	Ladestand des SBS (links) und Leistungsflüsse der Kabel (rechts), UW 04, KW24, <i>SBS@Netz_EVopt_RTP</i>	208
Abbildung 7.8:	Last am UW 04 (links) und Leistungsflüsse der Kabel (rechts) von <i>SBS@Netz_EVopt_LGtief</i> , KW 24	209
Abbildung 8.1:	Kapitalwert der PVA in den Varianten des Referenzszenarios und weiteren Szenarien	213
Abbildung 8.2:	Kapitalwert des SBS in den Varianten des Referenzszenarios und den weiteren Szenarien	216

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Netzentgelte (01.04.2016) und Entnahmemengen für ausgewählte Abnahmefälle	15
Tabelle 2.2:	Ziele der Lastgangbeeinflussung durch Nachfragesteuerung	22
Tabelle 2.3:	Verbraucherklassifikation nach Steuerbarkeit	22
Tabelle 3.1:	Eigenschaften von Energiespeichern im Überblick	49
Tabelle 3.2:	Kennwerte von Speichertechnologien für elektrische Energie im Überblick (Literaturwerte)	50
Tabelle 4.1:	Übersicht für Ansätze zur Modellierung von LVP aus E-Kfz	90
Tabelle 4.2:	Vergleich mit RMSD und Korrelation von Einzelprofilsumme zu Flottenprofil beim Ziel eines möglichst hohen Ladestandes	98
Tabelle 4.3:	Vergleich mit RMSD und Korrelation von Einzelprofilsumme zu Flottenprofil beim lastabhängigen Arbeitspreis	99
Tabelle 4.4:	Vergleich mit RMSD und Korrelation von Einzelprofilsumme zu Flottenprofil bei zeitvariablem Arbeitspreis	100
Tabelle 5.1:	Parameterannahmen für das Referenzszenario	124
Tabelle 6.1:	Annahmen der vier Szenarien	137
Tabelle 6.2:	Gleichbleibende Parameterannahmen für die Szenarien	138
Tabelle 6.3:	Ergebnisübersicht Referenzszenario; Durchschnittswerte mit Standardabweichungen	139
Tabelle 6.4:	Kennwerte zur Netznutzung eines durchschnittlichen Haushaltes (<i>REF</i>)	151
Tabelle 6.5:	Durchschnittliche persönliche CO ₂ -Emissionsfaktoren für das Jahr 2030 (<i>REF</i>)	153
Tabelle 6.6:	Vergleichsübersicht relevanter Ergebnisse der drei Szenarien	155
Tabelle 6.7:	Übersicht zur Modellkomplexität des Referenzszenarios	158
Tabelle 6.8:	Ergebnisvergleich mit Einschaltsschwelle (Szenario <i>PMIN</i>) zu <i>REF</i> ohne diese	160

Tabelle 6.9:	Verschiedene Ladekurven für SBS im Vergleich (MLV ^{SBS})	161
Tabelle 6.10:	Einflüsse der LIB-Alterungs-Modellierung auf die Ergebnisse (MLV ^{SBS}).....	164
Tabelle 6.11:	Einfluss des Wetters (MLV ^{SBS}).....	170
Tabelle 6.12:	Einfluss der Ausrichtung der PVA (MLF ^{SBS}	172
Tabelle 6.13:	Kennwerte der Haushaltslastgänge	176
Tabelle 6.14:	Kruskal-Wallis-Test für die verschiedenen Kennwerte und Ergebniswerte (<i>REF_OHNE</i>).....	176
Tabelle 6.15:	Kennwerte der Mobilitätsprofile (n=736)	180
Tabelle 6.16:	Kennwerte der Mobilitätsprofile (n=250)	180
Tabelle 6.17:	Kruskal-Wallis-Test für die verschiedenen Kennwerte und Ergebniswerte (<i>REF_SOFORT</i>).....	181
Tabelle 6.18:	Kruskal-Wallis-Test für die verschiedenen Kennwerte und Ergebniswerte (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	182
Tabelle 6.19:	Korrelationskoeffizienten der Summe aller Tagessummenreihen (<i>REF_OHNE</i>).....	185
Tabelle 6.20:	Korrelationskoeffizienten der Summe aller Tagessummenreihen (<i>REF_SOFORT</i>).....	185
Tabelle 6.21:	Korrelationskoeffizienten der Summe aller Tagessummenreihen (<i>REF_OPTIMAL</i>).....	185
Tabelle 7.1:	Durchschnittliche Bezugs- und Einspeiseanteile nach Tageszeit bzw. Preisstufe im Tarifvergleich	193
Tabelle 7.2:	Ergebnisübersicht der Szenarien mit dynamischen Tarifen.....	194
Tabelle 7.3:	Ergebnisübersicht der Szenarien mit veränderten Rahmenbedingungen.....	195
Tabelle 7.4:	Ergebnisübersicht der Szenarien mit umgestalteten Strompreisbestandteilen	197
Tabelle 7.5:	Ergebnisübersicht des Szenarios <i>AUTARK</i> (ohne Netzanbindung, MLV ^{SBS}).....	199
Tabelle 7.6:	Übersicht Szenarien mit Modell RegMob.....	205
Tabelle 7.7:	Ergebnisübersicht der Szenarien mit RegMob.....	206

Tabelle 9.1:	Übersicht der Haushaltslastgangdaten – Teil 1 mit Quellen C und E	308
Tabelle 9.2:	Annahmen zu Verbrauchswerten und Batteriekapazitäten für E-Pkw nach Segmenten	311
Tabelle 9.3:	Übersicht der Mobilitätsprofile – BEV	313
Tabelle 9.4:	Übersicht der Mobilitätsprofile – PHEV	318

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current, engl. für Wechselstrom
BEV	Battery Electric Vehicle, engl. für batterieelektrisches Fahrzeug
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMS	Batterie-Managementsystem
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, davor Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	Capital Expenditures, engl. für Investitionsausgaben (für längerfristige Anlagengüter)
CO ₂	Kohlendioxid
CPP	Critical Peak Pricing, engl. für Bepreisung kritischer Spitzenlasten
DC	Direct Current, engl. für Gleichstrom
DoD	Depth of Discharge, engl. für Entladetiefe
DR	Demand Response, engl. für Laststeuerung
DSM	Demand Side Management, engl. für Nachfragesteuerung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange (Börse)
EoL	End of Life, engl. für Lebensende
E-Kfz	Elektro-Kraftfahrzeug
EMS	Energiemanagementsystem
E-Nfz	Elektrisches Nutz-Kraftfahrzeug
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
E-Pkw	Elektro-Personenkraftwagen
ESHL	Energy Smart Home Lab (am KIT)
EU-ETS	Europäischer Emissionszertifikatehandel
EVA	Eigenverbrauchsabgabe

GAMS	General Algebraic Modeling System
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GuD	Gas-und-Dampf (Kombikraftwerk)
HAN	Home Area Network, engl. für Heimnetz
HH	Haushalt
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik; auch IuK-Technologie
KiD	Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland (Studie)
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
KONTIV	Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten
KW	Kalenderwoche
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LIB	Lithium-Ionen-Batterien
LMN	Lokales metrologisches Netz
LVP	Lastverschiebepotenzial
MiD	Mobilität in Deutschland (Studie)
MILP	Mixed Integer Linear Programming, engl. für gemischt-ganzzahliges lineares Programm
MOP	Deutsches Mobilitätspanel
MPP	Maximum-Power-Point, engl. für maximaler Leistungspunkt
MwSt	Mehrwertsteuer
NMVOC	Non-methane volatile organic compounds, engl. für flüchtige organische Verbindungen ohne Methan
NPE	Nationale Plattform Elektromobilität
OCV	Open Circuit Voltage, engl. für Leerlaufspannung
OPEX	Operational Expenditures, engl. für Betriebskosten
PHEV	Plug-in-Hybrid Electric Vehicle, engl. für Einsteck-hybridelektrisches Fahrzeug
Pkw	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaik-Anlage

RMSD	Root Mean Squared Displacement, engl. für mittlere quadratische Verschiebung
RTP	Real Time Pricing, engl. für Echtzeit-Bepreisung
SBS	Stationäres Batteriespeicher-System
SDL	Systemdienstleistungen
SLP	Standardlastprofil
SoC	State of Charge, engl. für Ladestand oder Ladezustand
ToU	Time of Use, engl. für Nutzungszeit(tarif)
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UW	Umspannwerk
V2G	Vehicle-to-Grid, engl. für Fahrzeug ans Netz
WAN	Wide Area Network, engl. für Weitverkehrsnetz bzw. weiträumiges Netzwerk
WV	Wirtschaftsverkehr

Modellnomenklatur

Indexmengen

$bmlv_{mlv}$	$\in MLV$	berücksichtigte Modelllaufvarianten
$ekfz$	$\in EKFZ$	Elektro-Kraftfahrzeug
hh	$\in HH$	Haushalte
$hk_{hh,epkw}$	$\in HK_{hh,epkw}$	Haushaltskonfigurationen
iz	$\in IZ = \{iz_0, \dots, iz_l\}$	Investitionszyklus oder -jahre (z. B.: $IZ = \{0,12\}$)
j	$\in J = \{j_0, \dots, j_l\}$	Jahre (z. B.: $J = \{1, \dots, 20\}$)
mlv	$\in MLV$	Modelllaufvarianten
t	$\in T = \{t_0, \dots, t_l\}$	Zeitscheiben (z. B. $\frac{1}{4}$ -Stunden) eines Jahres (z. B.: $T = \{1, \dots, 35040\}$)
td	$\in TD = \{1, \dots, 365\}$	Tage innerhalb eines Jahres
th	$\in TH$	Zeitscheiben (z. B. $\frac{1}{4}$ -Stunden) einer Woche (z. B.: $TH = \{1, \dots, 672\}$)
tw	$\in TW = \{1, \dots, 53\}$	Wochen innerhalb eines Jahres

Parameter

$AbrGr^{PV}$		relative Abregelgrenze der PV-Einspeiseleistung
$BetrZeit$	a	Anzahl betrachteter Jahre

Aktivierungsparameter (binär)

zur Berücksichtigung von Modellkomponenten (deaktiviert (0) bzw. aktiviert (1))

$bAbAbrGr^{PV}$	PV-Abregelgrenze
$bEKfz$	E-Kfz
$bEKfzOpt$	E-Kfz optimiert bzw. gesteuert laden
$bEKfz2H$	E-Kfz bidirektional laden
$bEVA$	Eigenverbrauchsabgabe

b_{HH}^{autark}		autarke Betriebsweise des HH im MLV ^{SBS}
b_{Kapfix}^{PV}		exogene Vorgabe von $E^{PV,a}$
b_{Kapfix}^{SBS}		exogene Vorgabe von Kap^{SBS}
$b_{LD}^{SBS,DoD}$		Ladetiefe für die zykl. Lebensdauer
$b_{LDR}^{SBS,kal}$		kalendarische Lebensdauerverkürzung
b_{NE}^{fix}		Netzentgelt als fixer Jahresbetrag
b_{NE}^{kW}		Netzentgelt abhängig vom max. Leistungsbezug
$b_{Pmax}^{SBS,red}$		reduzierte max. Ladeleistung
b_{Pmin}^{Umr}		Mindestleistung des Stromrichters
b_{PSchw}^{NBezug}		Schwellenwert Leistungsbezug aus dem Netz
b_{PSchw}^{NEinsp}		Schwellenwert Leistungseinspeisung ins Netz
$CRate^{SBS}$		max. C-Rate des Speichers
Δt	h	Dauer der Zeitscheibe t
$E^{PV,a,spez}$	Wh/kWh	spezifischer PV-Jahresertrag und Umrechnungsfaktor
η^{EKfz}		Lade-/Entladeeffizienz
η^{SBS}		Lade-/Entladeeffizienz SBS
i		Zinssatz
Inv_j^{PV}	€/kW _p	spezifische Investition PVA
$Inv_{j_0}^{PV}$	€/kW _p	spezifische Investition PVA im ersten Betrachtungsjahr
Inv_{inv}^{SBS}	€/kWh	spezifische Investition des SBS
$K^{PV,Betrieb}$	€/a/kW _p	spezifische Betriebskosten der PVA
Kap^{EKfz}	kWh	Batteriekapazität E-Kfz, aus Kap_{ekfz}^{EKfz}
$KapF^{PV}$		Kapazitätsfaktor bei exogen vorgegebenem $E^{PV,a}$
$KapF^{SBS}$		Kapazitätsfaktor bei exogen vorgegebener Kap^{SBS}
$KapF^{SBS,EoL}$		Kapazitätsfaktor: Restkapazität am kalendarischen Lebensende
LD^{PV}	a	Lebensdauer PVA
$LD^{SBS,kal}$	a	kalendarische Lebensdauer SBS
$LD^{SBS,zykl}$		zyklische Lebensdauer SBS in äquivalenten Vollzyklen

LDR^{PV}	a	Lebensdauer-Rest der PVA
$LDR^{SBS, kal}$	a	kalendarische Restlebensdauer SBS
MLV^o	{0,1}	Auswahl MLV: ohne PV, ohne SBS
MLV^{PV}	{0,1}	Auswahl MLV: mit PV, ohne SBS
MLV^{SBS}	{0,1}	Auswahl MLV: mit PV, mit SBS
NE_j^{fix}	€/a	Netzentgelt als fixer Jahresbetrag
NE_j^{kW}	€/kW	Netzentgelt nach max. Leistungsbezug
NE_j^{kWh}	€/kWh	Netzentgelt, Anteil in p_j^{HH}
$p^{EKfz, rück}$	€/kWh	Preis für zyklische Abnutzung des E-Kfz durch Rückspeisen
$pEVA$	€/kWh	Abgabe für Eigenverbrauch
p_j^{HH}	€/kWh	Arbeitspreis Strombezug für Haushalte
p_j^{PV}	€/kWh	PV-Einspeisevergütung
$pSchw$	€/kWh	Arbeitspreispönale für Strombezug/-einspeisung über Schwelle
P_t^{PV}		Einstrahlungslastgang, normiert auf 1000 kWh/a
PF_t		Preisfaktor zu p_j^{HH}
$Pmax_t^{EKfz}$	kW	max. verfügbare Ladeleistung, aus $Pmax_{th, ekfz}^{EKfz}$
$Pmax^{SBS}$	kW	max. Ladeleistung
$PSchw^{NBezug}$	kW	Schwellenwert Leistungsbezug aus dem Netz
$PSchw^{NEinsp}$	kW	Schwellenwert Leistungseinspeisung ins Netz
$Pstr_t^{EKfz}$	kW	E-Kfz Ladeleistung bei sofortigem Vollladen, aus $Pstr_{th, ekfz}^{EKfz}$
$Pmin^{Umr}$	kW	Mindestleistung des Stromrichters
P_t^{HH}	kW	Haushaltslastgang, aus $P_{t, hh}^{HH}$
$Selbstentl^{SBS}$	1/h	Selbstentladung SBS
$SoCentl_t^{EKfz}$	%	Entladen der E-Kfz Batterie während Fahrten, aus $SoCentl_{th, ekfz}^{EKfz}$
$SoCmax_t^{EKfz}$	%	Obergrenze Ladezustand E-Kfz, aus $SoCmax_{th, ekfz}^{EKfz}$
$SoCmin_t^{EKfz}$	%	Untergrenze Ladezustand E-Kfz, aus $SoCmin_{th, ekfz}^{EKfz}$

Variablen

Alle Variablen sind fett markiert. Bis auf die Binärvariablen, **Zielwert** und Zahlungsstromsumme **ZSS** sind alle Variablen auf positive Werte \mathbb{R}_+ beschränkt.

$bEKfzentl_t$	{0,1}	Binärvariable E-Kfz entladen
$bEKfzlad_t$	{0,1}	Binärvariable E-Kfz laden
$bSBSentl_t$	{0,1}	Binärvariable SBS entladen
$bSBSlad_t$	{0,1}	Binärvariable SBS laden
$E^{PV,a}$	MWh/a	PV-Jahresertrag
E_t^{SBS}	kWh	Ladestand des SBS
$EdiffD_{td}^{SBS}$	kWh	max. Ladetiefe (DoD) des SBS pro Tag
$Ediff_T1_{td}^{SBS}$	kWh	Teil 1 von $EdiffD_{td}^{SBS}$
$Ediff_T2_{td}^{SBS}$	kWh	Teil 2 von $EdiffD_{td}^{SBS}$
$Eladd_{td}^{SBS}$	kWh	Ladeenergie pro Tag des SBS
$EladrestD_{td}^{SBS}$	kWh	Ladeenergie-Rest pro Tag des SBS
$Eladrest_T1_{td}^{SBS}$		Teil 1 von $EladrestD_{td}^{SBS}$
$Eladrest_T2_{td}^{SBS}$		Teil 2 von $EladrestD_{td}^{SBS}$
$EmaxD_{td}^{SBS}$	kWh	max. Ladestand des SBS pro Tag
$EminD_{td}^{SBS}$	kWh	min. Ladestand des SBS pro Tag
INV^{PV}	€	Gesamtinvestition PVA
INV^{SBS}	€	Gesamtinvestition SBS
Kap^{SBS}	kW	genutzte Kapazität SBS
$LDred^{SBS,kal}$	a*kWh	reduzierte kalendarische Lebensdauer SBS
$LDred1_t^{SBS,kal}$		red. kal. Lebensdauer SBS, Teil 1
$LDred2_t^{SBS,kal}$		red. kal. Lebensdauer SBS, Teil 2
NPV^{PV}	€	Kapitalwert der PVA
NPV^{SBS}	€	Kapitalwert des SBS
$P_t^{HH,ges}$	kW	Elektrizitätsbedarf gesamt

$P_t^{N\text{Bezug}}$	kW	Elektrizitätsbezug aus dem Netz
$Pabr_t^{PV}$	kW	PV-Leistung über der Abregelgrenze
$Peigen_t^{PV}$	kW	PV-Eigennutzung bzw. PV-Eigenverbrauch
$Peinsp_t^{PV}$	kW	PV-Netzeinspeisung
$Pentl_t^{EKfz}$	kW	Rückspeiseleistung des E-Kfz über $Pmin^{Umr}$
$Pentl_t^{EKfz,ges}$	kW	Gesamtrückspeiseleistung des E-Kfz
$Pentl_t^{SBS}$	kW	Entladeleistung des SBS über $Pmin^{Umr}$
$Pentl_t^{SBS,ges}$	kW	Gesamtentladeleistung des SBS
$Plad_t^{EKfz}$	kW	Ladeleistung des E-Kfz über $Pmin^{Umr}$
$Plad_t^{EKfz,ges}$	kW	Gesamtladeleistung des E-Kfz
$Plad_t^{SBS}$	kW	Ladeleistung des SBS über $Pmin^{Umr}$
$Plad_t^{SBS,ges}$	kW	Gesamtladeleistung des SBS
$Pmax^{NEinsp}$	kW	max. Netzeinspeisung
$Pmax^{N\text{Bezug}}$	kW	max. Netzlast
$Pmax_t^{SBS}$	kW	max. Ladeleistung des SBS
$Pmaxred_t^{EKfz}$	kW	reduzierte max. Ladeleistung des E-Kfz bei hohen SoC
$Pmaxred_t^{SBS}$	kW	reduzierte max. Ladeleistung des SBS bei hohen SoC
$Ppeak^{PV}$	kW	PV-Spitzenleistung
$PSchw_t^{N\text{Bezug}}$	kW	Leistungsbezug aus Netz über Schwellenwert $PSchw^{N\text{Bezug}}$
$PSchw_t^{NEinsp}$	kW	Leistungseinspeisung ins Netz über Schwellenwert $PSchw^{NEinsp}$
$Psentl_t^{SBS}$	kW	Selbstentladung des SBS
$Pweg_t^{PV}$	kW	PV-Leistung unter der Einschaltgrenze
SoC_t^{EKfz}	%	Ladestand (SoC) des E-Kfz
$SoClad_t^{EKfz}$	%	Gesamtladeleistung des E-Kfz als SoC-Angabe
Zielwert	€	Zielwert des Modells
Zielwert⁰	€	Zielwert der Modellvariante mit $MLV^0 = 1$

Zielwert^{oSBS} €	Zielwert der Modellvariante mit $MLV^{PV} = 1$
Zielwert^{SBS} €	Zielwert der Modellvariante mit $MLV^{SBS} = 1$
ZSS €	Zahlungsstromsumme

1 Einleitung

Der anthropogene Klimawandel ist ein von der Wissenschaft belegtes, weitestgehend anerkanntes und relevantes Problem (IPCC 2007). Aus diesem Grunde wurde auf der UN-Klimakonferenz 2015 (COP 21) nach dem Kyoto-Protokoll (UN 1998) eine verbindliche weltweite Klimaschutz-Vereinbarung verabschiedet, mit dem Ziel, die weltweite Erwärmung auf weniger als 2°C zu begrenzen (UN 2015).

Neben politischen Aktivitäten erstreckt sich die Diskussion zum Klimawandel über alle Bereiche der Gesellschaft. So drückt z. B. der Papst, stellvertretend für die katholische Kirche, seine Sorge über unsere Welt in der Enzyklika *Laudate si* aus. Er weist auf die schwerwiegenden „sozialen, wirtschaftlichen, distributiven und politischen Dimensionen“ (Papst Franziskus 2015, S. 55) des Klimawandels hin und mahnt zum Erhalt der guten Schöpfung Gottes u. a. durch eine weitgehende Reduktion von Treibhausgasen, einen Umstieg auf erneuerbare Energiequellen, die Nutzung von Speichern und einen reduzierten Energieverbrauch (Papst Franziskus 2015). An den politischen Beschlüssen sowie gesellschaftlichen Fragen und Äußerungen zeigen sich die hohe Relevanz und Aktualität des Themas und die durch sie gestellte weltweite Herausforderung für die Zukunft.

In der Europäischen Union wird das Ziel verfolgt bis zum Jahr 2050 eine wettbewerbsfähige und kohlendioxidarme Wirtschaft in Europa umzusetzen (Europäisches Parlament 2012), um dem anthropogenen Klimawandel zu begegnen. Dieses Ziel erfordert weitreichende Handlungen, um Treibhausgase in vielen Bereichen, wie der Energiewirtschaft und dem Verkehr, umfassend zu reduzieren. Die Nutzung von erneuerbaren Energien zur Elektrizitätsversorgung und der Umstieg auf Elektrofahrzeuge (E-Kfz) sind dabei zwei Kernbestandteile.

Elektrospeicher sind bei der Elektrifizierung des Individualverkehrs von zentraler Bedeutung. Weiterhin können Speichertechnologien dabei unterstützen, die Elektrizitätsversorgung aus zunehmend erneuerbaren aber kaum steuerbaren Energiequellen an den Bedarf anzupassen. Eine wichtige Technologie kann in diesem Zusammenhang die Lithium-Ionen-Batterie (LIB) sein. Seit den 1990er-Jahren fand die LIB große Verbreitung in Mobiltelefonen und Laptops (Jossen & Weydanz 2006). Die technologische Weiterentwicklung von LIB ermöglicht inzwischen neue Produkte (Deng 2015) wie E-Kfz oder stationäre Batteriespeicher-Systeme (SBS). Konkurrenzfähig und profitabel werden diese Produkte durch eine zunehmende Marktverbreitung und die damit einhergehenden Ska-

leneffekte in der Produktion, welche die Herstellungskosten und somit den Preis von LIB senken (Nykvist & Nilsson 2015; Kairies u. a. 2016).

Als ersten und wichtigsten Anwendungsfall für SBS wird die Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten mit einer Photovoltaik-Anlage (PVA) gesehen (Thielmann u. a. 2015b). Dieser Anwendungsfall soll in dieser Arbeit für Deutschland intensiv untersucht werden.

1.1 Ausgangslage und Problemstellung

Der Ausbau von PVA in Deutschland hat wesentlichen Einfluss auf den zu untersuchenden Anwendungsfall von SBS in Haushalten. Politisch gefördert wird der Ausbau von PVA durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) (EEG 2014), welches ein Kernbestandteil der deutschen Energiewende ist. Dies führte in den letzten 15 Jahren zu einem PV-Zubau von rund 1,5 Mio. installierten Anlagen mit über 38 GW_p installierter Leistung¹ (BSW-Solar 2015b). Durch den entstandenen Massenmarkt und wesentliche technologische und fertigungstechnische Fortschritte fiel der Endkundenpreis für PVA und die EEG-Vergütungssätze wurden entsprechend daran angepasst². Zeitgleich stieg der Strompreis für Haushaltskunden vom Jahr 2007 (20,2 ct/kWh) bis 2014 um ca. 46 % auf durchschnittlich 29,4 ct/kWh (BMWi 2016). Bereits im Jahr 2012 wurde die sogenannte Netzparität erreicht. Seither sind die durchschnittlichen PV-Gestehungskosten geringer als der durchschnittliche Haushaltsstrompreis. Hierdurch ist es wirtschaftlich vorteilhaft den in der eigenen PVA erzeugten Strom selbst zu nutzen (Eigenverbrauch). Ein SBS ermöglicht eine weitere Steigerung des Eigenverbrauchs.

Auch im Verkehrssektor sollen die Treibhausgasemissionen deutlich reduziert werden. Elektromobilität³ wird hierbei als ein wichtiger Baustein gesehen (Creutzig u. a. 2015), weshalb die deutsche Bundesregierung im Jahr 2009 den nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (Bundesregierung 2009) verabschiedet hat. Elektro-Pkw (E-Pkw) vermeiden lokale Emissionen, doch es entstehen bei der Elektrizitätserzeugung Emissionen, die vom jeweiligen Strom-Erzeugungsmix abhängen (Faria u. a. 2012). Da der Erzeugungsmix im Zeitverlauf variiert, bestimmt auch die Tageszeit beim Laden der E-Pkw die

¹ Über 40 % der installierten Leistung entfällt auf Dachanlagen bis 40 kW (BNetzA 2015a) und umfasst damit die große Mehrzahl der Anlagen.

² Beispielsweise fielen die EEG-Vergütungssätze für eine PVA bis 10 kW_p von 49,21 ct/kWh im Jahr 2007 auf 12,31 ct/kWh im September 2015.

³ E-Kfz haben durch den Elektromotor eine höhere Effizienz im Vergleich zum Verbrennungsmotor. Zum Vergleich ist insbesondere der reale Fahrzyklus von Relevanz (Ntziachristos u. a. 2014; Tietge u. a. 2015; Zhang u. a. 2014).

Höhe der dadurch erzeugten Treibhausgasemissionen. Verschiedene Studien zeigen, dass private E-Pkw vornehmlich zu Hause geladen werden (Robinson u. a. 2013; BuW 2015a; Morrissey u. a. 2016; Figenbaum & Kolbenstvedt 2016). Dabei kann ein E-Pkw den durchschnittlichen Haushaltsstrombedarf nahezu verdoppeln (Jochem u. a. 2014). Zusätzlich können hohe Ladeleistungen den Leistungsbedarf des Haushalts um ein Vielfaches steigern. E-Pkw werden, wie auch konventionelle Pkw, in der Regel über Nacht zu Hause geparkt (Kaschub u. a. 2011), wobei die notwendige Ladezeit oft deutlich geringer ist als die Parkzeit. Somit besteht die Möglichkeit nicht immer sofort oder mit voller Ladeleistung zu laden, sondern vielmehr das Laden des E-Pkw zu steuern (Paetz u. a. 2013).

Unter der Annahme, dass die Zulassungszahlen für E-Pkw in den nächsten Jahren weltweit und auch in Deutschland weiter deutlich steigen (IEA 2016), werden zukünftig in vielen Haushalten E-Pkw einen wesentlichen Anteil des Elektrizitätsbedarfes verursachen. Daraus ergibt sich wiederum eine Abhängigkeit zum täglichen Einsatz des SBS im Haushalt und zu dessen Wirtschaftlichkeit. Denn die zusätzliche Elektrizitätsnachfrage eines E-Pkw und dessen Lastflexibilität beeinflusst die Ladesteuerung des SBS und den PV-Eigenverbrauchsanteil.

Mit dem Potenzial von E-Pkw und SBS zur Nachfragesteuerung könnte zukünftig nicht nur der Eigenverbrauch optimiert werden. Darüber hinausgehend bestehen Möglichkeiten die Last an das Angebot von Elektrizität aus erneuerbaren Energien im Elektrizitätsnetz anzupassen und Überlastungen im Verteilnetz vorzubeugen (Chaouachi u. a. 2016; EINOzahy u. a. 2015; Karimi u. a. 2016; Oviedo u. a. 2014; Shahnia u. a. 2011; VDE 2013a). Solche Überlastungen könnten zukünftig durch die relativ hohen Ladeleistungen der E-Pkw oder durch hohe Einspeiseleistungen vieler PVA (Gleichzeitigkeitsfaktor) häufiger auftreten. Um eine Nachfragesteuerung in Haushalten zu aktivieren, kann regulatorisch eingegriffen werden oder ein Anreiz gesetzt werden, der den Endverbraucher zu einer Verschiebung der Nachfragelast bewegen soll (VDE 2012a). Eine hierfür vielfach untersuchte Möglichkeit ist das Setzen von monetären Anreizen mittels dynamischer Tarife (Faruqui u. a. 2014; Hillemacher 2014).

Allerdings ist bisher unklar, ob und unter welchen Rahmenbedingungen SBS in Haushalten⁴ wirtschaftlich vorteilhaft sind. Bereits angesprochene Einflüsse sind der Strompreis, die Gestehungskosten der PVA und der Strombedarf eines E-Pkw. Darüber hinaus sind der Kaufpreis von PVA und SBS, technische Restriktionen so wie die Lebensdauer und

⁴ Im Haushaltssektor ist die Preisdifferenz zwischen Elektrizitätsbezugspreis und den Gestehungskosten für Elektrizität aus PVA größer als im Gewerbe- oder Industriesektor. Deshalb besteht hier ein größerer Anreiz den Eigenverbrauch aus der PVA zu steigern und Strombezugskosten zu verringern.

die täglichen Lade- und Entladevorgänge des SBS von Relevanz. Diese Faktoren stehen dabei in Wechselwirkung mit der Dimensionierung von PVA und SBS und haben darüber hinaus Auswirkungen auf die Netznutzung (Strombezug und -einspeisung). Daraus ergeben sich folgende relevante Fragestellungen:

- Sind SBS in Privathaushalten in Kombination mit einer PVA wirtschaftlich einsetzbar?
- Welche Rahmenbedingungen haben darauf wesentlichen Einfluss?
- Wie sind die Zusammenhänge zwischen SBS und E-Pkw?
- Wie verändert sich die Elektrizitätsnachfrage und -einspeisung von Haushalten (Netznutzung) durch PVA, SBS und E-Pkw?
- Welche Maßnahmen erscheinen aus techno-ökonomischer Sicht zur Nachfragesteuerung geeignet?

1.2 Zielstellung und Vorgehensweise

Zielstellung

Auf Basis der geschilderten Ausgangslage und Forschungsfragen ist es Ziel dieser Arbeit wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten von dezentralen elektrochemischen Speichern in privaten Haushalten modellgestützt zu untersuchen. Der Fokus liegt dabei auf dem Zusammenspiel von PVA, SBS und E-Pkw. Dazu werden alle relevanten technischen Restriktionen der einzelnen Anlagen und die Systemzusammenhänge berücksichtigt. Aktuelle Forschungsergebnisse, beispielsweise zu den Einflüssen auf die Lebensdauer elektrochemischer Speicher, werden in das Modell eingebracht. Zur Untersuchung des konkreten Anwendungsfalls finden umfangreiche empirische Eingangsdatensätze Anwendung.

Der Einfluss auf das Elektrizitätsnetz und die Potenziale zur Lastverschiebung werden deshalb unter verschiedenen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise variablen Elektrizitätstarifen, insbesondere hinsichtlich der Auswirkungen auf die Netznutzung der Haushalte und der Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS untersucht.

Lösungsansatz

Zur Untersuchung und Beantwortung der Forschungsfragen wird das wirtschaftliche Potenzial eines Speichereinsatzes in privaten Einzelhaushalten mit Hilfe eines optimierenden Energiesystemmodells aufgezeigt. Dazu wird ein ausgabenminimierendes Energieflussmodell entwickelt, das neben den Ausgaben für Elektrizität auch die Investitionen in die PVA und das SBS berücksichtigt. Dies ermöglicht den direkten Vergleich eines Haushalts

mit und ohne PVA oder SBS. Die einzelnen Komponenten (PVA, SBS, E-Pkw) und die Verbrauchslasten werden unter Berücksichtigung technischer und ökonomischer Eigenschaften modelliert. Um der Heterogenität der Haushalte und deren Mobilitätsprofile Rechnung zu tragen, werden viele verschiedene Haushalts-Mobilitäts-Konfigurationen untersucht. Als Eingangsdaten werden dazu umfangreiche Datensätze verwendet. Der Strombedarf der Haushalte basiert auf gemessenen Lastgängen und das Mobilitätsverhalten wurde aus dem deutschen Mobilitätspanel abgeleitet und aufbereitet.

Zur Modellierung der Batterien wird die weit verbreitete Lithium-Ionen-Technologie verwendet, deren charakteristische Ladekurve abgebildet und die kalendarische und zyklische Lebensdauer des SBS berücksichtigt. Die optimalen Anlagengrößen von SBS und PVA werden modellendogen ermittelt.

Die Freiheitsgrade zum Laden des E-Pkw und das Speichern von Energie im SBS (Lastverschiebepotenziale) werden anhand von Restriktionen berücksichtigt. Dabei besteht die Möglichkeit, den Ladevorgang sowohl zeitlich als auch hinsichtlich der Ladeleistung zu optimieren. Mögliche weitere Lastverschiebepotenziale von Haushaltsgeräten (z. B. Waschmaschine oder Geschirrspüler) werden aufgrund ihrer geringeren Potenziale nicht berücksichtigt.

Zur Umsetzung verschiedener Möglichkeiten der Nachfragesteuerung werden verschiedene Restriktionen (z. B. Lastbegrenzung) und Tarifkomponenten (z. B. Leistungspreis) im Modell berücksichtigt. Die hierdurch entstehenden Auswirkungen der PVA und des Speichereinsatzes auf das Verteilnetz können anhand der Netzlastkurve untersucht werden. Eine ausreichend dimensionierte Netzanbindung wird vorausgesetzt. Weiterhin werden Informations- und Kommunikationstechniken⁵ (IKT) als vorhanden angenommen, welche beispielsweise für die Übermittlung von dynamischen Tarifen oder für eine automatisierte Laststeuerung notwendig sind.

Ergänzend werden die Auswirkungen von PVA, SBS und E-Pkw im Elektrizitätsnetz eines städtischen Gebiets mit Hilfe eines Optimierungsmodells analysiert, das die Elektrizitätsausgaben der Verbraucher minimiert. Dazu wird eine beispielhafte Großstadt mit mehreren Stadtvierteln modelliert. Verbrauchslasten, Speicher und Erzeugungseinheiten werden hierbei aggregiert modelliert, was auch eine adäquate Abbildungsmöglichkeit der

⁵ IKT zum Messen und Kommunizieren benötigt sogenannte Smart Meter mit Gateway. Weitergehende Systeme, wie ein automatisiertes Energiemanagementsystem (EMS) (Allerding 2014), können die Nutzer in der Handhabung unterstützen und den Nutzen erfahrbar machen (Dütschke & Paetz 2013).

Speichereinheiten notwendig macht. Das Hochspannungsnetz wird mit einem DC-Ansatz berücksichtigt.

Weitere Anwendungsfälle für SBS und E-Pkw wie eine Teilnahme an Energiemärkten oder die Bereitstellung von Netz-Systemdienstleistungen (z. B. Spannungs- oder Frequenzhaltung) werden nicht untersucht.

Gliederung

Die Arbeit ist wie folgt gegliedert: Zunächst werden in Kapitel 0 grundlegende Informationen zum Elektrizitätssystem, zur Nachfragesteuerung und Elektromobilität zusammengefasst. Im Kapitel 3 folgt eine Einführung in die elektrischen Speichertechnologien mit dem Fokus auf LIB. Das Kapitel 4 enthält den aktuellen Forschungsstand der in dieser Arbeit angesprochenen Themenbereiche. Weiterhin werden die Lastverschiebepotenziale von E-Kfz und die Möglichkeiten einer Modellierung und Aggregation ausführlich behandelt. In Kapitel 5 wird die verwendete Methodik beschrieben und das entwickelte Optimierungsmodell SpeicherOpt ausführlich erläutert. Anschließend werden Eingangsdaten und Annahmen dargelegt. In den Kapiteln 6 und 7 werden die Modellergebnisse dargestellt. Zunächst werden die Ergebnisse des Referenzszenarios und weitere Szenarien sowie Ergebnisse aus Modellvarianten und Sensitivitätsanalysen präsentiert. In Kapitel 7 liegt der Fokus auf der Ergebnisdarstellung der verschiedenen Möglichkeiten zur Lastverschiebung. Kapitel 8 umfasst die Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen und der verwendeten Methodik und deren Diskussion. Kapitel 9 schließt die Arbeit mit einer Schlussbetrachtung und einem Ausblick ab.

2 Grundlagen zum Elektrizitätssystem und zur Elektromobilität

Zum grundlegenden Verständnis der Rahmendbedingungen und technischen Sachverhalte, innerhalb derer diese Arbeit angesiedelt ist, werden im folgenden Kapitel zunächst wesentliche Aspekte des deutschen Elektrizitätssystems eingeführt (vgl. Abschnitt 2.1). Dabei wird unterteilt in die Elektrizitätserzeugung, den Transport und die Verteilung der Elektrizität sowie die Elektrizitätsmärkte mit Vertrieb und Handel.

Anschließend wird im Abschnitt 2.2 für die Nachfrageseite ein gesonderter Überblick gegeben. Zunächst wird in die Elektrizitätsnachfrage eingeführt und danach werden die Möglichkeiten der Nachfragesteuerung thematisiert. Hierbei sind die zugrundeliegenden Lastverschiebepotenziale (LVP) von zentraler Bedeutung. So kann durch verschiedene Tarifmodelle auf die LVP der Nachfrage Einfluss genommen werden, wozu IKT benötigt werden.

Der dritte Schwerpunkt ist die Elektromobilität, die im Abschnitt 2.3 kurz erläutert wird. Zunächst wird die Entwicklung der Fahrzeugtechnologie und des Marktes für Elektro-Kraftfahrzeuge (E-Kfz) dargelegt. Anschließend wird das Mobilitäts- und Parkverhalten beschrieben und die Ladeinfrastruktur für E-Kfz eingeführt. Zuletzt wird auf die verschiedenen Ladeszenarien und das Ladeverhalten eingegangen.

2.1 Elektrizitätssystem und Energiemärkte

Für das deutsche Elektrizitätssystem werden durch die Energiepolitik immer wieder drei Ziele genannt: Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit (Hecker u. a. 2015). Allerdings ergänzen sich diese drei Ziele nicht, sondern schaffen Reibungsflächen und provozieren Zielkonflikte. Mit zahlreichen politischen Regeln, Eingriffen und der Netzregulierung wird versucht die richtigen Anteile dieser drei Ziele zu gewährleisten und die Weiterentwicklung des Elektrizitätssystems zu lenken. Jahrzehntlang war das Elektrizitätssystem geprägt von der Versorgungssicherheit (Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit), die durch monopolistische Energieversorgungsunternehmen aufgeteilt nach Regelzonen gewährleistet wurde (Schwab 2009, Kap. 2.1). Die Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa wurde durch die europäische Richtlinie 96/92/EG eingelei-

tet und mit den Richtlinien 2003/54/EG und 2009/72/EG (Europäische Union 2003; 2009) weiterentwickelt, die jeweils im deutschen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umgesetzt wurden (EnWG 2015). Damit wurde die Grundlage für einen gemeinsamen und wettbewerblichen Markt geschaffen, wie wir ihn bspw. als Endkunden mit freier Auswahl des Stromanbieters kennen. Dies ist eine Auswirkung der Entflechtung der bis dato vertikal integrierten Verbundunternehmen. Die Aufgaben in der Elektrizitätswirtschaft von Erzeugung, Transport, Handel, Verteilung und Vertrieb müssen nun getrennt erfolgen (Schwab 2009, Kap. 2.2). Mit der Liberalisierung wurde somit die Wirtschaftlichkeit als wichtiges Ziel neben die Versorgungssicherheit gestellt. Die Nachhaltigkeit wurde insbesondere durch die weltweiten Klimaverhandlungen und das Kyoto-Protokoll (UN 1998) zu einer weiteren zentralen Zielgröße für die Elektrizitätswirtschaft. Daher wurde mit dem europäischen Emissionszertifikatehandel (EU-ETS) erstmals 2005 ein klimapolitisches Instrument auf europäischer Ebene zur CO₂-Emissionsreduktion implementiert (Europäische Union 2003a), das in den folgenden Jahren ebenfalls weiterentwickelt und erweitert wurde. Im Bereich der Luftschadstoffe, die insb. Gesundheitsschäden hervorrufen, werden bereits seit dem Jahr 1974 mit dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) industrielle Luftschadstoffemissionen begrenzt. Konkret regeln die „Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft und die 13. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz“ (13. BImSchV) die Emissionsgrenzwerte für kleine und große Feuerungsanlagen (Konstantin 2009, Kap. 6.2.2). Diese zwei Beispiele zeigen, dass die Nachhaltigkeit im Elektrizitätssektor relevanten Einfluss bekommt, um volkswirtschaftliche Schäden zu begrenzen. Relevant sind dabei die externen Effekte⁶. Krewitt & Schlomann (2006) empfehlen für die Schadenskosten von CO₂ 70 €/t_{CO2} zu verwenden⁷. Die gehandelten Preise am EU-ETS liegen allerdings deutlich darunter (EEX 2016). Aus marktwirtschaftlichen Gesichtspunkten oder aus dem Blick der Versorgungssicherheit sind diese Gesetzesregeln nicht förderlich und für die Energiewirtschaft besteht kein Anreiz Emissionen zu senken.

⁶ „Externe Effekte sind unmittelbare Auswirkungen der ökonomischen Aktivitäten eines Wirtschaftssubjektes (Unternehmen, private und öffentliche Haushalte) auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte, ohne dass eine adäquate Kompensation erfolgt. Je nach Wirkungsrichtung lassen sich positive externe Effekte (externe Nutzen) und negative externe Effekte (externe Kosten) unterscheiden. Diese Definition geht historisch auf die wohlfahrtstheoretischen Überlegungen von Pigou (1912) zurück.“ (Krewitt & Schlomann 2006, S. 1)

⁷ Dieser Wert wird als „bester Schätzwert“ bezeichnet. Der untere Schätzwert liegt bei 15 €/t_{CO2}, der obere Schätzwert bei 280 €/t_{CO2} (Krewitt & Schlomann 2006).

2.1.1 Elektrizitätserzeugung, erneuerbare Energien und Emissionen

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verursacht deutlich geringere externe Kosten als fossile Energieträger⁸. Der Treibhauseffekt hat darauf einen hohen Einfluss (Krewitt & Schlomann 2006). Zur Bewertung des passenden Energiemix sollten aus volkswirtschaftlicher Sicht externe Kosten berücksichtigt werden. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind insb. fixe und variable Kosten der Kraftwerke einerseits und die Vermarktungsmöglichkeiten auf den Energiemärkten andererseits von Relevanz.

Die Elektrizitätserzeugung in Deutschland verursacht im Jahr 2013 CO₂-Emissionen von insgesamt 327 Mio. t (BMWi 2016). Diese stammen zu über 80 % aus Kohlekraftwerken, obwohl im Jahr 2013 lediglich 45 % der 639 TWh Bruttostromerzeugung durch Kohlekraft erzeugt wurde. Anschaulich machen dies Abbildung 2.1 und Abbildung 2.2.

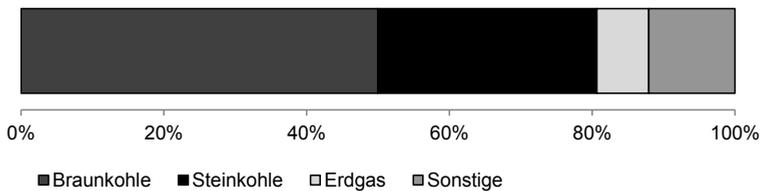


Abbildung 2.1: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung von 2013 (BMWi 2016)

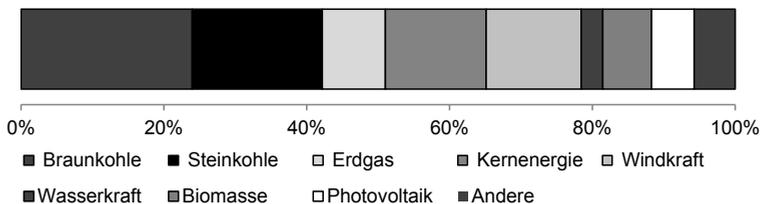


Abbildung 2.2: Bruttostromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2015 (BMWi 2016)

Der derzeitige Erzeugungsmix ist heterogen und umfasst derzeit acht relevante Erzeugungstechnologien. Die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen hat inzwischen einen Anteil von ca. 30 %. Dieser Anteil hat in den letzten Jahren stetig zugenommen und ist Resultat der politischen Förderung durch das EEG (EEG 2014), das

⁸ Bei PV liegen die externen Kosten bspw. bei rund 1 ct/kWh, bei einem Braunkohledampfkraftwerk sind es 8 ct/kWh (Krewitt & Schlomann 2006).

seinen Ursprung im Jahr 2000 hat⁹. Die installierte Leistung betrug im November 2016 bei Windenergie insgesamt 44,7 GW, bei PV waren es 39,3 GW und bei Biomasse 7,0 GW; die eingespeiste Jahresarbeit betrug im Jahr 2015 bei Windenergie 57,4 TWh, bei PV 33 TWh und bei Biomasse 38,3 TWh (BNetzA 2016a). An diesen Zahlen zeigt sich auch, dass die Jahresvolllaststunden zwischen den Technologien sehr unterschiedlich sind. Weiterhin bestimmen Wind und Sonne direkt die Elektrizitätsproduktion durch Windenergieanlagen oder PVA, wohingegen Biomasse nach der Ernte gelagert werden kann und somit Biogasanlagen für eine Grundlastversorgung geeignet sind.

Die Kernenergie hat in der Elektrizitätserzeugung einen ambivalenten Platz. Hervorgehoben werden immer wieder die Vorteile einer emissionsarmen Elektrizitätsproduktion mit niedrigen Gestehungskosten¹⁰. Andererseits bestehen Gefahren eines Kraftwerkschadens (wie die Reaktorunglücke in Tschernobyl oder Fukushima) sowie die Notwendigkeit der langfristigen sicheren Lagerung des radioaktiven Materials. In Deutschland wurde nach jahrzehntelangem Diskurs der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 beschlossen (At-GÄnG 2011).

Die Stromgestehungskosten (meist in €/MWh) unterscheiden sich je nach Kraftwerkstyp. Wichtige Einflussfaktoren sind die Investition des Kraftwerks und seine Nutzungsdauer, die Brennstoffkosten und dessen Nutzungsgrad (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.2). Durch die unterschiedlichen Anteile von fixen und variablen Kosten werden die Kraftwerke klassisch in Grundlast, Mittellast und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt. Bei Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien ist dieses Schema nur noch eingeschränkt nutzbar, insbesondere bei fluktuierendem, nicht speicherbarem Primärenergieangebot. Auch werden derzeit noch viele dieser Anlagen direkt durch die Einspeisevergütung des EEG gefördert und sind somit nur bedingt am Preisbildungsprozess auf dem Elektrizitäts-Spotmarkt beteiligt (vgl. Abschnitt 2.1.3).

Das politische Ziel in Deutschland ist es, die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten weiterhin kontinuierlich zu steigern und die Treibhausgasemission zu verringern (Bundesregierung 2010). Dadurch hat sich in Deutschland eine „regenerative Energiewirtschaft“ mit mehreren hunderttausend Beschäftigten (370 Tsd. im Jahr 2013) entwickelt (VDI 2015) und sorgt damit für eine vielfältige Wertschöp-

⁹ Vorläufer dieses Gesetzes war das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 mit Fördersätzen, die insb. für die PV nicht kostendeckend waren und für Windkraftanlagen nur an wenigen sehr guten Standorten.

¹⁰ Hierbei muss berücksichtigt werden, dass staatliche Subventionen in diese Betrachtungen oftmals nicht eingerechnet werden. Auch externe Effekte werden vernachlässigt. Diese weisen allerdings in der Literatur hohe Bandbreiten auf (UBA 2014a).

fung von der Produktion über Handwerks- und Dienstleistungen bis hin zum Betrieb der Anlagen (IÖW 2016). Insgesamt muss das Ziel sein die Wettbewerbsfähigkeit der regenerativen Erzeugungstechnologien am Energiemarkt zu erreichen (VDI 2015). Bereits in der Vergangenheit wurden erhebliche Preisreduktionen erreicht. Beispielsweise fiel der durchschnittliche Endkundenpreis (ohne MwSt.) für eine PVA bis 10 kW_p von 5.100 €/kW_p im Jahr 2006 auf 1.640 €/kW_p im Jahr 2014 (BSW-Solar 2014). Die zukünftige Stromerzeugung wird zu erheblichen Anteilen aus Windkraft und PV gedeckt werden. Diese beiden Erzeugungsmöglichkeiten ergänzen sich und haben ein hohes Erschließungspotenzial (VDI 2015).

Elektrizitätsspeicher sorgen schon jahrzehntelang für einen Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot. Bisher waren dafür fast ausschließlich Wasserpumpspeicherkraftwerke im Einsatz. Diese wurden hauptsächlich für den Tagesausgleich zwischen Schwachlastzeiten in der Nacht und Spitzenlastzeiten am Tag eingesetzt (Schwab 2009, Kap. 4.9.3). Inzwischen werden auch elektrochemische dezentrale Speicher in Kombination mit Eigenerzeugung (insb. durch PV) zur lokalen Zwischenspeicherung zunehmend interessant (BSW-Solar 2015a). Diese Speichersysteme werden seit dem Jahr 2013 vom Bund gefördert. Im Jahr 2016 wurde das Förderprogramm in Kooperation mit der KfW neu aufgelegt (BMWi 2016a).

In Industrie und Gewerbe hat die Eigenerzeugung von Elektrizität mit ca. 62 TWh pro Jahr einen wesentlichen Anteil an der Bedarfsdeckung (BNetzA 2015). Im Jahr 2014 wurden davon lediglich ca. 2 TWh durch PV erzeugt¹¹. Eigenerzeugung hat neben dem Aspekt der individuellen Versorgungssicherheit auch einen ökonomischen Vorteil. Unter heutiger Rechtslage fallen bei eigenerzeugtem Strom viele Preisbestandteile des fremd bezogenen Stroms nicht an. Dies kann bei Endverbrauchern bis zu 19 ct/kWh ausmachen (BNetzA 2015). Diese indirekte Förderung hilft somit auch dem Ausbau von erneuerbar erzeugtem Strom und der Reduktion von Treibhausgasen¹².

2.1.2 Transport und Verteilung

Solange die Erzeugung von elektrischer Energie und deren Verbrauch nicht komplett und zeitgleich am selben Ort stattfinden (autarke Stromversorgung), müssen Erzeuger und Verbraucher über ein elektrisches Netz miteinander verbunden werden. Bereits in den

¹¹ Diese Daten sind jedoch nur geschätzt, weil sie statistisch nicht erfasst werden (Bantle & Musiol 2015).

¹² Mit der EEG-Umlage auf Eigenverbrauch (EEG 2014) wurde allerdings eine dem entgegengesetzte Regelung eingeführt.

Anfangsjahren der elektrischen Energieerzeugung und Nutzung hat sich die Vorteilhaftigkeit eines elektrischen Netzes herausgestellt (Schwab 2009, Kap. 2.4). Es ermöglicht sowohl Skaleneffekte in der Erzeugung als auch einfachere Ausgleichsmöglichkeiten zwischen Verbrauch und Erzeugung. Um eine effiziente Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie zu ermöglichen, ist das elektrische Netz in einer hierarchischen Struktur mit mehreren Spannungsebenen unterteilt (vgl. Abbildung 2.3). Die sogenannten Transportnetze (380 und 220 kV) ermöglichen einen überregionalen Transport von elektrischer Energie. An diese beiden Netzebenen sind die Großkraftwerke (z. B. Braunkohle-Kraftwerke) angeschlossen. Unterhalb dieser Ebene sind die Verteilnetze mit Hochspannung (110 kV) angeschlossen, die den Strom regional an die darunter gelagerten Verteilnetze mit Mittelspannung (20 und 10 kV) weitergeben. Darunter sind die Niederspannungsnetze und die Großzahl von Endabnehmern angeschlossen.

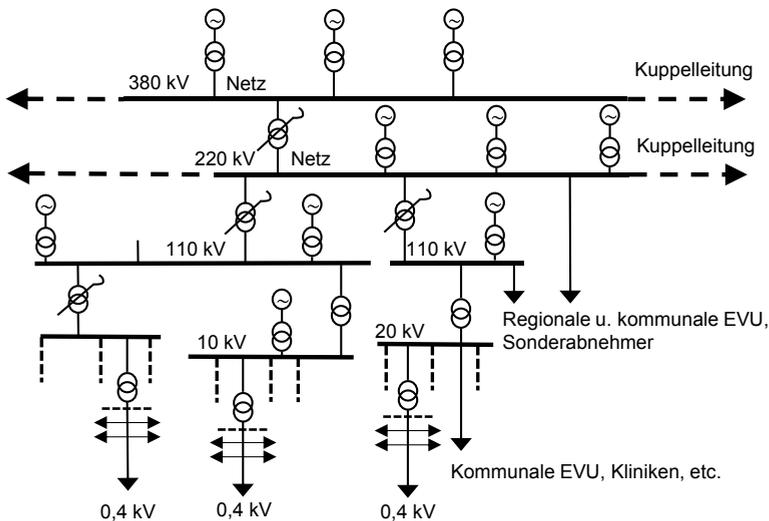


Abbildung 2.3: Hierarchische Netzstruktur, nach Schwab (2009, S. 19)

An allen Netzebenen sind je nach Leistungsbedarf sowohl Abnehmer als auch Einspeiser angeschlossen. In der Vergangenheit wurde die Mehrheit der Stromerzeugung durch mehrere hundert Großkraftwerke über die Höchstspannung abgedeckt, so dass der Leistungsfluss immer von oben nach unten gerichtet war. Durch den zunehmenden Ausbau von vielen kleinen Anlagen, die in den unteren Netzebenen angeschlossen werden, ändert sich dies zunehmend. Dementsprechend wird entweder ein Großteil der Versorgung direkt im

selben Netzabschnitt bzw. in derselben Netzebene abgedeckt oder es kehren sich zeitweise die Flussrichtungen um, so dass Elektrizität aus den unteren Netzebenen in Höhere fließt.

Für einen stabilen Netzbetrieb werden zahlreiche Maßnahmen ergriffen. Grundlage dafür ist ein überregionales Verbundnetz. Der Synchronbetrieb in Deutschland und weiten Teilen Europas findet mit einer einheitlichen Frequenz von 50 Hz statt (UCTE 2009). Die Koordination dieses Verbundnetzes übernimmt für Zentraleuropa die „Union for the Co-ordination of the Transmission of Electricity“ (UCTE) (Konstantin 2009, Kap. 9.1.3). Für einen sicheren Betrieb werden zudem Systemdienstleitungen erbracht. Diese umfassen die Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und den Versorgungswiederaufbau nach Störungen (Konstantin 2009, Kap. 9.1.4). Bei der Frequenzhaltung wird ein System von ineinander greifenden Reserveleistungen genutzt, die über verschiedene Regelleistungsmärkte in Anspruch genommen werden können (vgl. Abschnitt 2.1.3). Bei einer Unterschreitung der Sollfrequenz (Unterfrequenz) unter 49 Hz werden in mehreren Stufen Lasten abgeworfen und letztendlich die Kraftwerke vom Netz getrennt (bei 47,5 Hz); bei einer Überfrequenz von mind. 51,5 Hz darf eine automatische Netztrennung von Erzeugungsanlagen erfolgen (VDN 2007a).

Wichtig ist auch die organisatorische Untergliederung in Regelzonen und Bilanzkreise. Innerhalb des Bilanzkreises muss eine ausgeglichene Systembilanz (Nachfrage gleich Erzeugung) gewahrt werden. Dies geschieht über ein Fahrplanmanagement mit einzureichenden Fahrplänen für den Folgetag (Schwab 2009, Kap. 2.4). Diese Fahrpläne werden erstellt auf Basis historischer Daten von leistungsgemessenen Kunden und Standardlastprofilen für nicht leistungsgemessene Kunden wie Haushalte oder kleinere Betriebe (Konstantin 2009, Kap. 9.1.4.3).

Da das Elektrizitätsnetz ein natürliches Monopol darstellt, wird dieses von der Bundesnetzagentur (BNetzA) reguliert. Die Vorgaben dazu sind im EnWG (2015) geregelt. Dort werden die Aufgaben, Verpflichtungen und Regeln zum Netzanschluss definiert. Der Netzbetreiber ist bspw. verpflichtet allen Nutzern einen Zugang diskriminierungsfrei zu gewähren (EnWG 2015, § 20).

Aufgrund der Entwicklungen im gesamten Energiesystem ist auch eine Weiterentwicklung des Elektrizitätsnetzes von zentraler Bedeutung, um den neuen und zukünftigen Anforderungen gerecht werden zu können. Durch die Verschiebung der Erzeugungszentren weg von den Lastzentren in Süd- und Westdeutschland werden erweiterte Transportkapazitäten hin zu den Lastzentren benötigt (VDE 2013). Dies soll verstärkt mit Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) und mit Erdkabeln geschehen. Die vorausschauende Planung für die nächsten 10 Jahre wird durch einen jährlichen

Netzentwicklungsplan im EnWG (2015) gefordert und muss von den Übertragungsnetzbetreibern umgesetzt werden. Der benötigte Netzausbau ist allerdings ein langwieriger Prozess, weshalb bisher noch kein einziges Erdkabel in Betrieb ist (BNetzA 2015b).

In den Verteilnetzen ist die Situation wenig einheitlich, da jeweils sehr unterschiedliche Anforderungen und Voraussetzungen vorherrschen (Stöckl u. a. 2011). Insgesamt besteht ein großer Netzausbaubedarf, da etwa 90 % der installierten Leistung von erneuerbaren Energieanlagen in die Verteilnetze einspeisen (BMWi 2014). Aufgrund der zunehmenden Komplexität durch eine Vielzahl an kleinen Erzeugungseinheiten im Verteilnetz und neuen Möglichkeiten steuernd einzugreifen, wird eine Weiterentwicklung der Netzautomatisierung wichtig, was wiederum eine Weiterentwicklung der IKT-Infrastruktur erfordert (Braun u. a. 2015). Auf diese Weise werden auch Netzkomponenten wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder intelligente (kommunikationsfähige, digitale) Zähler bei den Nutzern zunehmend relevant. Die dadurch entstehenden Daten erfordern jedoch ein entsprechendes sicheres Kommunikationsnetz und klare Regeln, wer auf welche Daten wann zugreifen darf (VDE 2014a). Aufgrund der Entflechtung hat der notwendige Datenaustausch wesentlichen Einfluss auf die adäquate Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder vorausschauende Netzzustandsprognosen. Diese ganzen Entwicklungen werden zusammengefasst unter den Stichworten „Smart Grid“ und „Smart Market“ (BNetzA 2011c). Dabei werden die Themen der Netzkapazität (z. B. Leitungsausbau oder Lastverschiebung) dem „Smart Grid“ zugeordnet und die Behandlung von Energiemengen dem „Smart Market“. Auch stellt sich die Aufgabe, wie Flexibilität im Netz eingesetzt werden kann. Hier hat sich in letzter Zeit ein Ampelkonzept hervorgetan. Solange im Netz alles im „grünen“ Bereich ist, kann der Markt entscheiden. In der „gelben“ Phase werden zusätzlich Eingriffe des Netzbetreibers notwendig und in der „roten“ Netzphase entscheidet nur noch der Netzbetreiber ohne Markteinflüsse (Braun u. a. 2015).

Die Netzentgelte (oder Netznutzungsentgelte) sind ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises (vgl. Abbildung 2.4), um die Netzkosten zu decken. In der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV; Bundesregierung 2015) wird geregelt, wie die Netzentgelte ermittelt werden. Die Kosten werden dabei jeweils anteilig auf die Netz- oder Umspannebene verteilt. Beginnend mit der Höchstspannung werden die Kosten jeweils anteilig auf die nachgelagerte Ebene gewälzt (Bundesregierung 2015, §14). Deshalb sind die Netznutzungsentgelte bei Industrienutzern wesentlich geringer als bei Haushaltsnutzern (vgl. Tabelle 2.1). Bei nicht leistungsgemessenen Nutzern wird mit typischen Jahresnutzungsdauern und Gleichzeitigkeitsfaktoren ein Arbeitspreis festgelegt (Bundesregierung 2015, §17), da bisher keine genauen Daten bekannt sind (VDEW & VDN 2007). Bei einer de-

zentralen Netzeinspeisung erhalten die Betreiber ein Entgelt, das dem vermiedenen Netzentgelt entspricht (Bundesregierung 2015, §17).

Tabelle 2.1: Netzentgelte (01.04.2016) und Entnahmemengen für ausgewählte Abnahmefälle (BNetzA 2016a)

Nutzergruppen	Netzentgelt in ct/kWh	Entnahmemenge 2015 in TWh
Haushalt	6,71	120,7
Gewerbe	5,85	355,2
Industrie	2,06	

2.1.3 Elektrizitätsmärkte, Vertrieb und Handel

Der Endenergieträger und das Produkt Elektrizität haben besondere Eigenschaften. Technisch ist die Erzeugung mit verschiedenen Technologien zu unterschiedlichen Gesteungskosten möglich (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.2). Weiterhin ist die Speicherung von Elektrizität immer noch vergleichsweise teuer und nur beschränkt möglich, weshalb Erzeugung und Nachfrage nahezu vollständig zeitgleich erfolgen müssen. Somit limitieren die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten und die Transportkapazitäten der Netze die maximal abrufbare Leistung (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.2). Der Netzbetrieb stellt sicher, dass Angebot und Nachfrage ausgeglichen sind.

Außerdem wird Elektrizität in der Regel als homogenes Gut (mit commodity Charakter) betrachtet, das natürlicher Weise keinen Qualitätsunterschied hat, egal von welchem Anbieter es bezogen wird. Eine Differenzierung ist hauptsächlich über den Preis¹³ bzw. die Tarifgestaltung möglich. Dennoch hat der Vertrieb weitere Möglichkeiten, sich von anderen Anbietern zu differenzieren. So spielen die Wahlmöglichkeit zwischen verschiedenen Tarifen, der gute Ruf des Anbieter, dessen Vertrauenswürdigkeit und guter Kundenservice bei der Auswahl eine Rolle (Krickel 2015). Das Internet erweitert die Möglichkeiten zum Kundenkontakt und auch die Einführung von intelligenten Zählern (engl. smart meter) ermöglicht zukünftig neue Tarife. Damit schafft man zeitnah Transparenz über die Energienachfrage und bietet ggf. dem Netzbetreiber die Möglichkeit für bessere Prognosen und einer Steuerung des Verbrauchs bei kritischen Netzzuständen (Krickel 2015).

Der Strompreis für den Endkunden setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen (vgl. Abbildung 2.4). Im Jahr 2014 lag er für Haushaltskunden durchschnittlich bei 29,5 ct/kWh (BNetzA 2014). Der Vertrieb hat dabei lediglich Einfluss auf den Preisbestandteil der Energiebeschaffung. Der Strom kann komplett aus erneuerbaren Energien

¹³ In über 90 % der Anbieterwechsel ist der Grund ein niedriger Preis (Krickel 2015).

(bspw. Wasserkraft) stammen oder einen hohen Anteil an Kernkraft oder Braunkohle beinhalten. Bei nicht leistungsgemessenen Kunden erfolgt die Beschaffung nach Standardlastprofilen (SLP), bei Haushaltskunden in der Regel nach dem SLP H0.



Abbildung 2.4: Durchschnittlicher Einzelhandelspreis für Haushaltskunden 2014¹⁴ (BNetzA 2014, S. 166)

Obwohl ein niedriger Preis (im Vergleich zur Konkurrenz) für das Produkt Elektrizität eine hohe Relevanz beim Vertrieb hat, haben die herausragenden Eigenschaften von Elektrizität¹⁵ zur Folge, dass Elektrizität beim Kunden eine geringe Preiselastizität hat. Dies resultiert daraus, dass viele elektrische Anwendungen (wie Licht oder IKT) kaum durch andere Energieträger ersetzt werden können (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.1). Die Steigung der Nachfragekurve am Strommarkt (vgl. Abbildung 2.5) zeigt an, wie wenig elastisch die Nachfrage bisher ist. Derzeit wird lediglich in einigen Industriezweigen Lastmanagement genutzt. Im liberalisierten Energiemarkt ist Elektrizität eine Handelsware geworden, die an Energiebörsen¹⁶ gehandelt wird. Die Rahmenbedingungen dafür sind gesetzlich geregelt und werden immer wieder überarbeitet (Bundestag 2016a). An den Strombörsen hat sich für die Spotmärkte der Auktionshandel etabliert. Alle Angebote und Nachfragen werden nach Handelsschluss in je einer Kurve (pro Produkt) zusammengefasst. Die Nachfrage wird von Handel- und Vertriebsgesellschaften an die Börse gebracht. Beispielhaft zeigt Abbildung 2.5 eine Angebotskurve und zwei Nachfragekurven. Durch den Schnittpunkt zwischen Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich der Marktpreis, der für alle bedienbaren Gebote gilt, unabhängig von den davor gegebenen Preisgebote. Werden die Angebote am Spotmarkt nach den jeweiligen Grenzkosten abgegeben, so

¹⁴ Durchschnittliches, über alle Vertragskategorien mengengewichtetes Einzelhandelspreisniveau für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh zum 1. April 2014. Folgende Kategorien beinhalten mehrere Preisbestandteile: Netzentgelt (Nettonetzentgelt und Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb); Energiebeschaffung (inkl. Vertrieb, sonstige Kosten, und Marge); Weitere Umlagen (nach KWKG, nach § 19 StromNEV, Offshore-Haftung und für abschaltbare Lasten).

¹⁵ Diese sind hohe elektrische Nutzungsgrade, hohe Energiedichte und Möglichkeiten durch das elektromagnetische Feld. Weiterhin beschränken sich die Emissionen auf Wärme und Geräusche (Erdmann & Zweifel 2008).

¹⁶ In Deutschland, Schweiz und Österreich wird Strom an der „European Energy Exchange“ (EEX) in Leipzig gehandelt.

zeigt die Angebotskurve die Merit Order. Der Marktpreis ergibt sich dann anhand der Nachfrage. Ist diese gering (offpeak) ist der Marktpreis gering. Bei hoher Nachfrage ist der Preis entsprechend höher (peak) (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.2.3).

Wegen der garantierten Abnahme von Elektrizität aus EEG-Anlagen werden die abzunehmenden Erzeugungsmengen auf der linken Seite eingefügt und verschieben somit die restliche Merit-Order nach rechts. Dadurch reduziert sich der Marktpreis zunehmend (Cludius u. a. 2014). Profitieren kann davon manch energieintensiver Industriebetrieb. Mit der EEG-Umlage werden die anfallenden Einspeisevergütungen an die (meisten) Konsumenten weitergereicht, was zu einem beachtlichen Transfer führt (Cludius u. a. 2014). Weiterhin kann sich durch die beschriebenen Effekte auch der Preis im Tagesverlauf ändern. Bspw. sinkt durch ein hohes Angebot aus PV am Mittag trotz hoher Nachfrage der Marktpreis zu diesen Stunden.

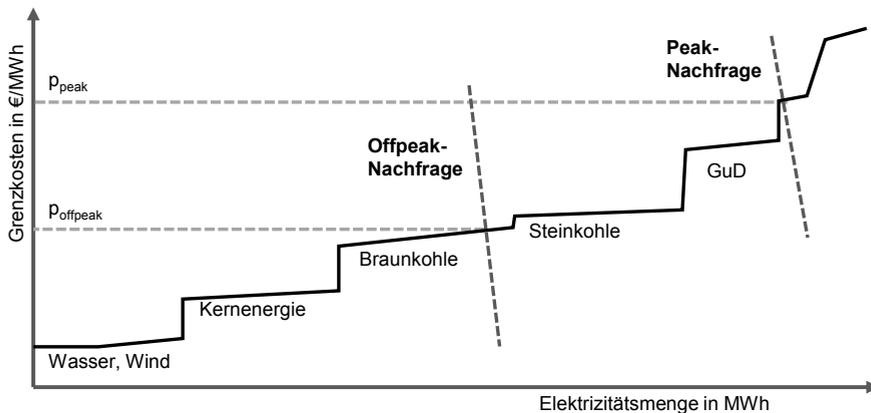


Abbildung 2.5: Preisbildung auf dem Spotmarkt für Elektrizität und Merit-Order, nach Erdmann & Zweifel (2008, Abb. 12.5)

Innerhalb der Regelzone des Übertragungsnetzbetreibers muss zu jeder Zeit die Nachfrage mit dem Angebot übereinstimmen. Durch Abweichungen von der Prognose kann eine Unter- oder Überdeckung der Nachfrage entstehen, die ausgeglichen werden muss, um die Netzfrequenz stabil zu halten (vgl. Abschnitt 2.1.2). Als Teil der Systemdienstleistungen (SDL) gibt es dazu Regelleistungsmärkte (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.4.5), auf denen Regelleistung und Regelernergie gehandelt wird. Da diese SDL zeitkritisch ist, werden verschiedene Produkte oder Qualitäten gehandelt: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Sie unterscheiden sich sowohl in der Art des Abrufs als auch in der zeitlichen Aktivierung (Consentec 2014). Je nachdem, ob eine

Unter- oder Überdeckung der Nachfrage vorherrscht, muss entweder negative oder positive Regelleistung eingesetzt werden. Die Beschaffung erfolgt auf einem offenen, diskriminierungsfreien und transparenten Markt. Allerdings kann man als Anbieter auf diesen Märkten erst aktiv werden, wenn eine Präqualifizierung erfolgte (Consentec 2014).

Bei kritischen Netzsituationen (gelbe Phase) werden zunehmend Redispatch-Maßnahmen¹⁷ benötigt, um Überlastungen einzelner Betriebsmittel zu verhindern und die Systemsicherheit zu gewährleisten (BNetzA 2015c). Aufgrund der zunehmenden dezentralen Erzeugung könnten in Zukunft regionale Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene die bisherigen Märkte und Systeme ergänzen (VDE 2014). So könnten Verteilnetzbetreiber in kritischen Netzsituationen auf die lokalen Flexibilitätsoptionen zugreifen. Dazu ist allerdings ein Ausbau der IKT-Systeme nötig, damit die kritischen Netzbereiche überhaupt identifiziert werden können. Außerdem erfordern solche regionalen Flexibilitätsmärkte Anpassungen in der Regulierung und den Marktregeln (VDE 2014).

2.2 Nachfrage und Nachfragesteuerung

Die Energiewirtschaft ist bisher darauf ausgerichtet, die bestehende Nachfrage zu jeder Zeit und an jedem Ort zu decken. Dafür sind, wie bereits in den vorhergehenden Abschnitten beschrieben, die Erzeugung und das Netz ausgelegt. Aufgrund der Umgestaltung der Erzeugungsstruktur hin zur Nutzung von erneuerbaren Energiequellen, die zu bedeutenden Anteilen ein fluktuierendes Angebot haben, wird sich dieses System in den nächsten Jahrzehnten wandeln. Damit werden die Fragen nach Möglichkeiten der Nachfragesteuerung und von Elektrizitätsspeicherung relevant (Siano 2014). In der Nachfragesteuerung wird eine gute Möglichkeit gesehen, fluktuierende Einspeisung zu steigern und damit höhere Anteile erneuerbarer Energien zu ermöglichen (O'Connell u. a. 2014). Weiterhin besteht die Möglichkeit die ökonomische Effizienz durch dynamische Preise zu steigern (O'Connell u. a. 2014), Spitzenlasten zu senken (Smith & Brown 2015) und das Elektrizitätsnetz verlässlicher zu machen (Shariatzadeh u. a. 2015).

¹⁷ Beim Redispatch fordert der Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke auf, ihren Fahrplan zur Stromspeisung anzupassen. Die dadurch entstehenden Kosten werden erstattet.

2.2.1 Nachfrage

Die Nachfrage kann in verschiedene Verbrauchsgruppen eingeteilt werden. Die Industrie verwendet dabei knapp 40 % der elektrischen Endenergie (BMWi 2016)¹⁸. Die Haushalte sind die zweitgrößte Verbrauchsgruppe mit einem Verbrauchsanteil von gut 20 %. Entsprechend verbleiben weitere 40 %, die sich auf mehrere kleinere Verbrauchsgruppen verteilen. Der Verkehr (insb. Schienenverkehr) hat mit nur ca. 2 % einen bisher vernachlässigbaren Anteil. Die Energienachfrage ist zeitlich variabel und wird von vielen Faktoren beeinflusst (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 12.1). Sie ist abhängig von Tageszeit, Wochentag, Wetter, Jahreszeit, Produktionsschwankungen, Konjunktur und weiteren Einflüssen.

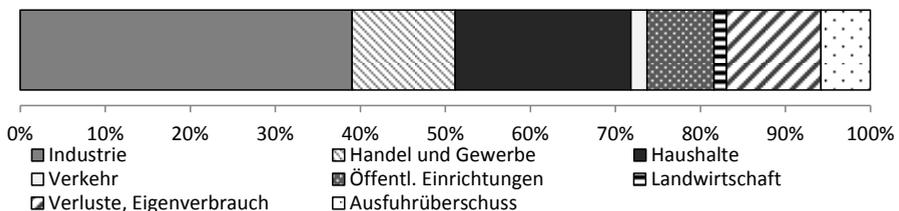


Abbildung 2.6: Verwendung von Elektrizität in Deutschland 2014 nach Sektoren (BMWi 2016)

Einzelne Haushalte haben sehr unterschiedliche Lastgänge (Frondele u. a. 2015). Dies liegt an den jeweiligen Tagesabläufen und Anwesenheitszeiten¹⁹, der Bewohnerstruktur (z. B. Familie, Rentner, Single), Geräteausstattung und Nutzung, usw. In Abbildung 2.7 wird dies an den Lastganglinien zweier Haushalte deutlich. Ein Einpersonenhaushalt hat einen durchschnittlichen Jahresverbrauch von ca. 2 250 kWh. Durch jede weitere Person steigert sich dieser um rund 800 bis 1 000 kWh/a (EnergieAgentur.NRW 2011). Bei einer elektrischen Warmwasserbeheizung steigert sich der Stromverbrauch um 35 bis 58 %; andere Verbrauchsbereiche (Büro, TV/Audio, Kühlen, Licht, Kochen, etc.) haben weniger Einfluss (EnergieAgentur.NRW 2011).

Bereits die Verbreitung von Haushaltsgeräten ist in jeder Hinsicht sehr heterogen (Frondele u. a. 2015). Mit einer zukünftig wachsenden Verbreitung von energieintensiven Verbrau-

¹⁸ Verschiedene Industriesektoren (z. B. Chemie, Ernährung, Fahrzeugbau) weisen unterschiedliche Nachfragestrukturen auf.

¹⁹ Dies betrifft sowohl den Wochenablauf als auch besondere Anlässe. Durchschnittlich ist eine Wohnung 3,5 Wochen im Jahr (komplett) unbewohnt (Frondele u. a. 2015).

chern wie E-Kfz, Wärmepumpen, Klimageräten oder Infrarotheizungen wird sich dies voraussichtlich weiter diversifizieren.

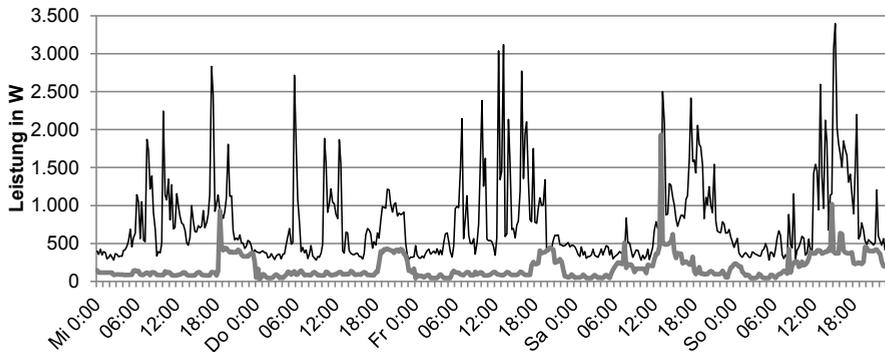


Abbildung 2.7: Lastganglinien zweier beispielhafter Haushalte, Kalenderwoche (KW) 11

Die zunehmende Verbreitung von Eigenerzeugungsanlagen (vgl. Abschnitt 2.1.1), wie die von Blockheizkraftwerken (BHKW) oder von PVA, ermöglichen es den Haushalten Verbrauchsanteile selbst zu decken; darüber hinaus produzierte Elektrizität wird ins Netz eingespeist. Dadurch werden zwei Begriffe relevant: Der Eigenverbrauchsanteil gibt an, wie viel Prozent der Eigenerzeugung selbst verbraucht wurde. Der Eigendeckungsanteil gibt an, wie viel Prozent des Strombedarfs selbst gedeckt und nicht aus dem Netz bezogen wurde. Bei einem Eigendeckungsanteil von 100 % wird von Energieautarkie²⁰ gesprochen, weil dann kein Netzanschluss benötigt wird. Bei Verbrauchern mit bestehendem Netzanschluss ist in aller Regel eine Energieautarkie wirtschaftlich unattraktiv (McKenna u. a. 2015). Die Auslegung des Verteilnetzes nutzt bisher den Effekt der hohen Heterogenität und geringen Gleichzeitigkeit der Haushaltslastgänge (VDEW & VDN 2007). Dagegen haben die PVA einen hohen Gleichzeitigkeitsfaktor, der sich durch die Sonneneinstrahlung ergibt. Daraus resultiert eine neue Belastungssituation im Verteilnetz.

In diesem Kontext können die Möglichkeiten der Nachfragesteuerung und Lastbeeinflussung erweitert werden auf die Einspeisung der Elektrizität von Endkunden. Im folgenden Abschnitt 2.2.2 werden wesentliche Grundlagen dieser Thematik eingeführt. Eine weitere Option ist die Elektrizitätsspeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils, die im folgenden Kapitel 3 beleuchtet wird. Luthander u. a. (2015) sind der Ansicht, dass beide

²⁰ Hier wird der Begriff enger definiert als bei McKenna u. a. (2015). Eine Teilautarkie oder Grad der Energieautarkie wird mit dem Begriff Eigendeckungsanteil abgedeckt.

Möglichkeiten geeignet seien, aber weitere Forschung notwendig sei, um ein umfassendes Bild von beiden Technologien und ihren Potenzialen zu bekommen.

2.2.2 Nachfragesteuerung

In der Regel beeinflussen sich Preis und Nachfrage. Ein Indikator, wie Kunden auf Preisänderungen reagieren, ist die Preiselastizität (Erdmann & Zweifel 2008, Kap. 5.3). Diese Preiselastizitäten können anhand von empirischen Studien auch für die Stromnachfrage nachgewiesen werden (vgl. Abbildung 2.5). Nach Erdmann & Zweifel (2008, Kap 5.3.3) ist Haushaltsnachfrage nach Elektrizität wenig elastisch. In verschiedenen Versuchsprojekten konnten durch Lastmanagementmaßnahmen Spitzenlastreduktionen in der Regel von nur wenigen Prozentpunkten beobachtet werden; vereinzelt wurden aber auch Reduktionen um bis zu 45 % beobachtet (Hillemacher 2014). Die Effektivität scheint stark von den Rahmenbedingungen und den Tarifen abzuhängen (Lijesen 2007).

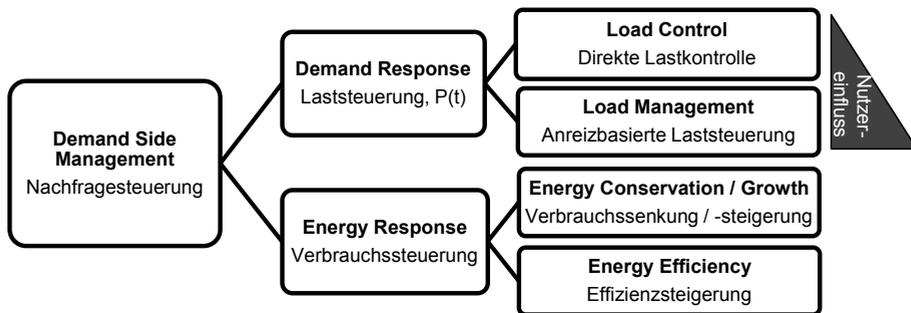


Abbildung 2.8: Einteilung von Demand Side Management, nach Paetz u. a. (2012c)

Für Nachfragesteuerung (engl. Demand Side Management, DSM) gibt es unterschiedliche Definitionen, die von Hillemacher (2014) aufgegriffen und voneinander abgegrenzt werden. DSM steht nach Brauner u. a. (2006) als „Überbegriff für verbrauchsseitige Maßnahmen des Energiemanagements“. Diese Maßnahmen können eingeteilt werden (vgl. Abbildung 2.8) in Laststeuerung (engl. Demand Response, DR) und Verbrauchsteuerung²¹ (engl. Energy Response). Die Einsparung von Energie liegt nicht im Fokus der Laststeuerung. Vielmehr zielt sie auf eine Anpassung des Energieverbrauchs durch Lastbeeinflussung im Zeitverlauf (Albadi & El-Saadany 2008; Paetz u. a. 2012c). Eine Laststeuerung

²¹ Behrangrad (2015) hat eine ähnliche Einteilung, ersetzt jedoch Energy Response durch Energy Efficiency, da er die Energy Conservation nicht mit betrachtet.

kann entweder durch eine direkte Lastkontrolle erfolgen oder durch Anreize, auf die der Kunde manuell oder automatisiert reagiert und dadurch einen höheren Einfluss hat.

Tabelle 2.2: Ziele der Lastgangbeeinflussung durch Nachfragesteuerung, nach Gellings & Smith (1989)



Senken der Spitzenlast	Steigern der Schachlast-Nachfrage	Lastverlagerung	Flexible Änderung des Lastgangs	Strategische Laststeigerung	Strategische Lastminderung
Peak Clipping	Valley Filling	Load Shifting	Flexible Load Shape	Strategic Load Growth	Strategic Load Conservation

Gellings & Smith (1989) zeigen sechs Ziele für Nachfragesteuerung auf (vgl. Tabelle 2.2). Die ersten vier Ziele können der Laststeuerung zugeordnet werden; die beiden letzten Ziele entsprechen der Verbrauchssteuerung.

Die in den Versuchsprojekten ermittelte wenig elastische Nachfrage von Haushalten lässt darauf schließen, dass eine Nachfragesteuerung nur mit wenigen Haushaltsgeräten möglich ist. In praktischen Versuchen im Energy Smart Home Lab (ESHL) des Karlsruher Institut für Technologie (KIT) wurden drei verschiedene Verbraucherklassen identifiziert (Kaschub u. a. 2012a) und nach Steuerbarkeit eingeordnet (Tabelle 2.3). So zeigt sich, dass bei unmittelbar genutzten Geräten wie dem Herd oder Fernseher kaum Bereitschaft einer Nutzungsänderung besteht. Interessant sind insb. Geräte die mittels eines Energiemanagement-Systems (EMS) automatisiert gesteuert werden können.

Tabelle 2.3: Verbraucherklassifikation nach Steuerbarkeit (Kaschub u. a. 2012a; Paetz u. a. 2011)

Einsatz	autonom	nachfragebedingt	
Betrieb	permanent	mittelbar und planbar	unmittelbar
Beispiele	Gefrierschrank Kühlschrank Warmwasserspeicher	Geschirrspüler Wäschetrockner E-Kfz laden	Herd, Backofen Licht TV, Computer
Steuerbarkeit	automatisiert	manuell oder automatisiert	kaum steuerbar

Je nach Gerät und Nutzungsweise unterscheiden sich die LVP bzw. die Flexibilität der Geräte erheblich. So spielen verschiedene Faktoren eine Rolle, die in Abschnitt 2.2.3 erläutert werden.

Aus Anbietersicht ist ein profitables Geschäftsmodell entscheidend. So kann ein Aggregator oder Serviceprovider nur dann profitabel arbeiten, wenn er eine große Anzahl von Lastverschiebepotenzialen sammeln und aktivieren kann (Niesten & Alkemade 2016). Von hoher Relevanz scheint hierbei die Kombination aus Laststeuerung, Integration von erneuerbaren Energien und E-Kfz zu sein (Niesten & Alkemade 2016).

Es gibt mehrere Möglichkeiten, um bei Endkunden Potenziale für Lastverschiebung zu aktivieren, ohne auf (gesetzliche) Zwangsmaßnahmen zurückzugreifen. Unterschieden werden kann dabei zwischen monetären und nicht-monetären Anreizen. Alternativ wird von anreizbasierten und preisbasierten Programmen gesprochen oder von marktbasieren (ökonomischen) und systemrelevanten (Netzstabilität) Laststeuerungsmechanismen (Albadi & El-Saadany 2008). In der Regel liegt der Fokus bei monetären Anreizen durch dynamische, zeitvariable Tarife (Dütschke & Paetz 2013; Faruqi u. a. 2014), welche im Abschnitt 2.2.4 eingeführt werden. Allerdings müssen auch die Herausforderungen im Blick behalten werden. So ist es notwendig verlässliche Kontrollstrategien zu implementieren sowie die Rahmenbedingungen des Marktes so zu gestalten, dass Laststeuerung möglichst effektiv eingesetzt werden kann (O'Connell u. a. 2014). Bei einem aktuellen Modellversuch wurde bspw. deutlich, dass in diesem Kontext in Deutschland noch einige Änderungen notwendig sind, um Laststeuerung sinnvoll anwenden zu können (EnBW 2015). So ist bisher die Verbreitung von intelligenten Messsystemen noch gering. Weiterhin fehlt eine Umsetzung neuer Bilanzierungsverfahren, eine zuverlässige Bestimmung von verfügbaren LVP und eine adäquate Ausgestaltung des EnWG (EnBW 2015).

Für die Nutzerakzeptanz ist entscheidend wie nutzerfreundlich und transparent die Anreize und deren Umsetzung sind (Paetz u. a. 2013). Bevorzugt werden in der Regel einfache Anreizsysteme (Dütschke & Paetz 2013). Grundsätzlich sind Kunden aufgeschlossen gegenüber Möglichkeiten die Elektrizitätsnutzung zu verändern, insbesondere weil sie sich davon erhoffen Geld zu sparen (Paetz u. a. 2012a). Es sind jedoch weitere Faktoren, wie die Möglichkeit CO₂-Emissionen zu reduzieren oder eine höhere Unabhängigkeit vom Versorger, relevant (Paetz u. a. 2010). Steht jedoch die eigene Flexibilität im Vordergrund, so wird eher nicht auf Anreize reagiert (Paetz u. a. 2010). Dabei befürchten viele Personen, im Alltag Flexibilität aufgeben oder ihre Tagesroutine anpassen zu müssen (Paetz u. a. 2012a). Deshalb werden automatisierte Prozesse als notwendig erachtet (Dütschke & Paetz 2013), die zusätzlich die Komplexität für die Nutzer verringern können (Hargreaves u. a. 2015). Doch es gibt auch Bedenken bezüglich des Datenschutzes (Fell u. a. 2015; Paetz u. a. 2012a) und ein geringes Vertrauen in die Energieversorger (Fell u. a. 2015). Deshalb sollten die Auswirkungen auf den Nutzer berücksichtigt werden, insb. wenn automatisierte Prozesse eingeführt werden (Fell u. a. 2015) oder die Behaglichkeit des Nutzers betroffen ist (Karjalainen 2013). Nur so kann die positive Grundeinstellung vieler Endverbraucher genutzt werden (Lopes u. a. 2016).

2.2.3 Lastverschiebepotenziale

Aus technischer Perspektive geht es bei LVP um die Frage, ob und wie eine bestimmte Energiemenge verschoben werden kann, um die Last zu einem bestimmten Zeitpunkt zu verändern²². Abbildung 2.9 zeigt ein vereinfachtes Beispiel. Wie schon im vorhergehenden Abschnitt 2.2.2 eingeführt, ist Lastverschiebung eine Möglichkeit vorhandene Lastflexibilität durch Maßnahmen zur Laststeuerung zu aktivieren. So kann man zum Beispiel beim Geschirrspüler in der Regel den Startzeitpunkt verschieben, da dies ein Haushaltsgerät ist, das keinen unmittelbaren Bedarf decken soll, sondern ein mittelbarer und planbarer Betrieb möglich ist (Kaschub u. a. 2012a)²³.

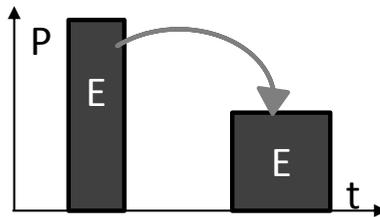


Abbildung 2.9: Lastverschiebung einer bestimmten Energiemenge

Allerdings sind LVP schwierig zu beschreiben und zu quantifizieren, da verschiedene Parameter und Einflussfaktoren zu berücksichtigen sind. Neben technischen Parametern gibt es ökonomische Faktoren, Akzeptanzeinflüsse und verschiedene Hürden bei der Einführung. Dies alles muss bei der Quantifizierung von LVP berücksichtigt werden. Die folgende Liste gibt einen Überblick:

- **Leistungsabruf $P(t)$** , wobei unterschiedliche Charakterisierungen möglich sind:
 - **Lastgrenzen** mit $P_{\max}(t)$ und $P_{\min}(t)$, z. B. für den Ladeprozess eines E-Kfz,
 - **vorgegebener Lastverlauf $P_{\text{fix}}(t)$** , z. B. eines Geschirrspülers, und
 - **Unterbrechungsmöglichkeiten**, die für einen gewissen Zeitraum eingeschränkt sein können oder gar nicht möglich sind.
- **Energienachfrage** oder Energiemenge: ist insb. für unterbrechbare Prozesse ohne festen Lastverlauf bedeutend, wie z. B. bei Elektrospeicherheizungen. In diesem Fall wird die benötigte Energiemenge für einen bestimmten Zeitbereich (z. B. ei-

²² Der folgende Abschnitt basiert teilweise auf Vorarbeiten aus Kaschub u. a. (2013).

²³ Mit einer (integrierten) Zeitschaltuhr kann bspw. der Start des Geschirrspülers nach dem Abendessen in die frühen Morgenstunden verschoben werden, so dass das saubere Geschirr am Morgen wieder verfügbar ist.

nen Tag, eine Woche oder ein Jahr) vorgegeben. Der Abrufzeitraum und die Leistung sind innerhalb dieses Bereiches flexibel.

- **Zeithorizont**, in dem eine Lastverschiebung realisiert werden kann. Dieser ist in der Regel implizit durch die Angabe von Leistungsabruf und Energienachfrage mit berücksichtigt. In manchen Fällen muss der Zeithorizont separat durch eine maximale Zeitspanne oder eine Mindestzeitspanne definiert werden.
- **Ökonomische Faktoren**
 - **Investitionen** und laufende Ausgaben für spezielle Geräte wie ein automatisiertes EMS und Infrastruktur, mit dem die Lastverschiebung erst ermöglicht wird.
 - **Preisreize**: Da die Nutzer in der Regel keinen direkten Mehrwert durch die Lastverschiebung haben, dienen diese als Anreiz zur Aktivierung der LVP. Die Preisreize können bspw. abhängig sein von der Zeit, Leistung, Energie oder einer Kombination aus diesen.
- **Akzeptanzindikatoren** sind notwendig, um die technischen bzw. ökonomischen Potenziale in Einklang zu bringen mit dem praktisch nutzbaren Potenzial. Ein solcher Indikator kann bspw. ein allgemeiner Abschlagsfaktor sein oder differenziert nach verschiedenen Personengruppen angewendet werden.
- **Einführungshürden** sind insbesondere in den ersten Marktphasen von Relevanz. Sie resultieren aus technischen Entwicklungspfaden. Es fehlen bspw. zunächst einheitliche Standards (z. B. VDI oder ISO-Normen) oder die notwendige Kooperation zwischen verschiedenen Akteuren ist noch nicht eingespielt. Weiterhin führt die große Bandbreite an LVP unterschiedlicher Geräte zu einer großen Komplexität – sowohl für Implementierungen als auch in der Modellierung.

Diese Liste zeigt, dass es eine ganze Reihe von Einflussfaktoren gibt, die in Beziehung zueinander stehen. Dadurch ist es schwierig, LVP nur anhand einer dieser Einflussfaktoren bzw. mit Hilfe einer Kennzahl (z. B. der maximalen Leistung) zu quantifizieren. Als praktikable Lösung des Problems wird deshalb je nach Zielrichtung und Anwendungsfall der Lastverschiebung die Quantifizierung unterschiedlich gehandhabt (VDE 2012a). In manchen Studien wird lediglich die verschiebbare Leistung als primäre Kennzahl verwendet. Andere Studien ergänzen zur verschiebbaren Leistung die dazugehörige Energiemenge (Klobasa 2009). Stadler (2008) nutzt mehrdimensionale Abbildungen zur Darstellung von LVP. Damit bringt er die verschiebbare Leistung in Abhängigkeit von Temperatur oder Zeit. Auch Stötzer (2012) nutzt eine komplexere Beschreibung von LVP.

Eine Klassifizierung von LVP für praktische Anwendungsfälle kann auch mit Hilfe einer tabellarischen Auflistung durchgeführt werden. Dort werden relevante Kennzahlen für verschiedene Zeiträume und Energiemärkte aufgelistet und quantifiziert. Insgesamt zeigt sich dadurch, dass eine einheitliche Quantifizierung von LVP kaum möglich ist. Je nach Notwendigkeit kann anhand einzelner Kennzahlen das theoretische, technische, ökonomische oder das praktische LVP quantifiziert werden. Die unterschiedlichen Quantifizierungsvarianten spiegeln sich auch in den verschiedenen Arbeiten und Studien wider.

Wie bereits erwähnt wird das LVP oft vereinfacht nur anhand eines Indikators ermittelt. In Bezug auf Europa ermittelte bspw. Gils (2014) ein theoretisches Potenzial für Laststeuerung von mindestens 61 GW (Lastreduktion) bzw. 68 GW (Laststeigerung). Für Deutschland benennt Gils (2016) ein ökonomisch nutzbares, sektorenübergreifendes Potenzial für Laststeuerung, das bis zu 10 GW installierter Kraftwerksleistung ersetzen kann. Andere Studien differenzieren nach weiteren Gesichtspunkten. VDE (2012a) gibt beispielsweise ein technisches Potenzial für Haushalte von 13 GW für das Jahr 2010 an. Dieses steigert sich im Jahr 2030, durch den angenommenen Zubau von Klimaanlage, Wärmepumpen und der steigenden Penetration von E-Kfz, auf 35 GW. Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) werden für das Jahr 2010 weitere 10 GW angenommen, die bis ins Jahr 2030 nur geringfügig zunehmen; für den Industriesektor werden gleichbleibend 4,5 GW angenommen (VDE 2012a). Anhand dieses einzelnen Kennwertes zeigt sich bereits, dass in den kommenden Jahrzehnten im Haushaltssektor ein Potenzial für Lastverschiebung entsteht, welches das bisherige deutlich übersteigt und auch die minimale deutsche Gesamtlast übertrifft. Doch noch besteht die Herausforderung, die praktisch verfügbaren Potenziale zu bestimmen, Möglichkeiten zu ermitteln, diese auszunutzen (Nolan & O'Malley 2015) und daraus Geschäftsmodelle zu entwickeln (Behrangrad 2015).

2.2.4 Tarifmodelle zur Laststeuerung

Bisher sind für Haushaltskunden in Deutschland Elektrizitätspreise mit einem festen Arbeitspreis (ct/kWh) und einem relativ geringen Grundpreis (€/Monat) die Regel. Bei solch einem Tarif wird meist über mehrere Monate oder noch länger eine Preisänderung ausgeschlossen; er gilt somit als langfristiger Tarif (Krickel 2015). Diese Tarife werden in der Regel einmal pro Jahr abgerechnet, wobei eine manuelle Zählerstandermittlung und die Bezahlung durch monatliche Abschläge erfolgt. Solch ein Tarif bietet keinerlei Anreiz für Laststeuerung.

In der Literatur genannt und in anderen Ländern bereits erprobt sind verschiedene Tarifmodelle, die Anreize für eine Laststeuerung bieten. Diese können in unterschiedliche Kategorien eingeteilt werden. Die BNetzA (2009) unterscheidet zwischen preisbasierten Programmen und bonusbasierten bzw. prämienbasierten Programmen und stellt somit die Art des Anreizes (direkt oder indirekt) in den Vordergrund. Auch gibt es Unterschiede zwischen den Preis- bzw. Steuersignalen, die entweder bindend sein können oder nur empfehlenden Charakter haben. In der Ausgestaltung des Tarifs gibt es jedoch weitere Unterscheidungsmerkmale. So unterscheiden Dütschke & Paetz (2013) nach der zeitlichen Dynamik (statisch/fest, dynamisch oder variabel), der Preisspreizung (keine, niedrig, hoch) und der Steuerbarkeit (manuell, automatisiert). Hayn (2016) ergänzt eine Unterscheidung nach Leistungsstufen und verschiedene Service Level Indikatoren.

Die folgende Auflistung basiert auf Albadi & El-Saadany (2008) und BNetzA (2009) und beinhaltet sowohl Tarifmodelle als auch Laststeuerungsprogramme. Die englischen Bezeichnungen werden dabei mit genannt, da diese auch im deutschsprachigen Raum genutzt werden.

- Zeitvariable Preise (Arbeitspreis, Netzentgelt oder Prämie bzw. Bonus)
 - Feste Stufen – Time of Use (ToU)
 - Dynamische Preise – Real Time Pricing (RTP)
 - Feste Preisstufen und feste Zeitperioden (z. B. stündlich)
 - Frei variierende Preise ohne zeitliche Einschränkungen
 - Kritische Spitzen, Tage oder Events – Critical Peak Pricing (CPP)
 - Kritische Tagespitzen – Critical Peak Pricing (CPP)
 - Kritische Tage – Extreme Day Pricing (EDP)
 - Kritische Tage und Tagesspitzen – Extreme Day CPP (ED-CPP)
- Lastvariable Preise (Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis)
 - Lastbegrenzung – Curtailable Load
 - Lastabhängige Preisstufen
- Verbrauchsmengenvariable Preise
- Weitere
 - Direkte Laststeuerung – Direct Load Control (DLC)
 - Notfallprogramme – Emergency Demand Response
 - Nachfrage-Bieterverfahren – Demand Bidding

Zur weiteren Differenzierung von Tarifen listet BNetzA (2009) eine Reihe von Merkmalen auf. Dazu gehören Preis-, Energie-, Vertrags- und Zahlungsmerkmale. Je nach Tarifgestaltung sollen unterschiedliche Ziele verfolgt werden. Übergeordnete Ziele sind Ener-

gieeinsparung, Lastgangsänderungen, Markteteiligung oder Individualisierung. Die Möglichkeiten der Lastgangbeeinflussung wurden bereits in Abschnitt 2.2.2 und Tabelle 2.2 ausgeführt.

Elektrizitätstarife mit festen Preisstufen werden schon lange in Deutschland in Form von HT/NT-Tarifen genutzt. Primäres Ziel war das Steigern der Schwachlast-Nachfrage zur besseren Auslastung von Grundlastkraftwerken. Entsprechend wurden sogenannte Nachtspeicherheizungen gefördert und als primäres Heizsystem in vielen Häusern eingebaut. Auch heute dominieren zweistufige HT/NT-Tarife die in Deutschland angebotenen variablen Tarife (Schurre 2014). Aber auch in anderen Ländern sind ToU-Tarife verbreitet. Dadurch werden Ladeprozesse von E-Kfz bereits heute in manchen Ländern in Perioden mit niedrigem Preis verlagert (The EV project 2013). Dynamische Preise mit RTP ermöglichen kurzfristige Anpassungen an die Gegebenheiten und erscheinen prinzipiell effektiv, um Lastverlagerung in Zeiten mit geringem Preis anzureizen. So zeigen Tests im ESHL eine eindeutige Lastverlagerung von Hochpreiszeiten in Tiefpreiszeiten (Paetz u. a. 2012b). Dabei wurden insb. mittelbar eingesetzte Haushaltsgeräte und E-Kfz zur Lastverschiebung genutzt (Paetz u. a. 2012b). Hillemacher (2014) zeigt anhand der Ergebnisse eines Feldtests wie sich die Einflüsse von Tageszeit, Typtag, Saison und des Preissignals auf die realisierbare Lastverlagerung mit RTP auswirken. In den USA untersuchten Faruqi & Sergici (2010) in verschiedenen Experimenten die Wirkung von ToU- und CPP-Tarifen auf die Spitzenlast. Newsham & Bowker (2010) kommen ergänzend in ihrem Review zu der Erkenntnis, dass CPP Spitzenlasten stärker reduzieren können als ToU-Tarife. Allerdings können solche zeitvariablen Tarife zu deutlich gesteigerten Lastspitzen führen (The EV project 2013), was die Gefahr einer Netzüberlastung erhöht (Salah u. a. 2015). Deshalb scheinen diese Tarife wenig geeignet, um zuverlässig Spitzenlasten zu senken oder Netzüberlastungen zu vermeiden.

Ergänzend oder als Alternative werden auch lastvariable Tarife in den Blick genommen. Taylor & Schwarz (1986) zeigten auf, dass diese Tarife wenig verbreitet sind. Dabei verweisen sie auf empirische Ergebnisse, die zeigen, dass Leistungspreise effektiv Leistungsspitzen reduzieren. Ihre Modellergebnisse sind jedoch weniger eindeutig und sie empfehlen weitere Forschung. Hayn u. a. (2014) kommen auf Basis von Modellergebnissen zu der Erkenntnis, dass variable Arbeitspreise um variable Leistungspreise oder Lastgrenzen ergänzt werden sollten, um damit die Spitzenlast vorhersagbar zu beeinflussen. In einem norwegischen Feldversuch ermittelten Stokke u. a. (2010) eine durchschnittliche Leistungsreduktion durch die Einführung eines dynamischen Leistungspreises von etwa 0,4 kW (bzw. 5 %). Auch Bartusch & Alvehag (2014) stellten in einem schwedischen

Praxistest mit Haushaltskunden eine deutliche und langfristige Verhaltensänderung fest. So reduzierten die Kunden bei dem leistungsorientierten ToU-Tarif ihre Spitzenlast und verlagerten ihren Strombedarf. Sowohl Stokke u. a. (2010) als auch Bartusch & Alvehag (2014) erwarten eine Verbesserung der Lastverschiebung, wenn stärker auf Transparenz geachtet wird und zeitnahe Informationen zum Energieverbrauch gegeben werden. Zierdt u. a. (2011) bestätigen die Umsetzbarkeit von lastvariablen Tarifmodellen, wenn auf die Kundenbedürfnisse und deren Komfort geachtet wird.

Allerdings zeigt eine Umfrage von Gerpott & Paukert (2014), dass lastvariable Preise nur von 14 % der Befragten präferiert werden. 45 % bevorzugen einen zeitvariablen Preis und 41 % der Befragten einen verbrauchsmengenvariablen Preis. Überdurchschnittlich viele dieser Letztgenannten (Präferenz verbrauchsmengenvariablen Preis) trifft auf Personen mit niedrigem Bildungsniveau, Jahresstromverbrauch und Umweltbewusstsein zu. Dies zeigt, wie auch die Arbeit von Buryk u. a. (2015), eine Tendenz zu einfachen Tarifstrukturen. Außerdem ist die Bereitschaft in einen dynamischen Tarif zu wechseln höher, wenn die ökologischen und systemischen Vorteile verstanden werden (Buryk u. a. 2015).

Insgesamt zeigt sich, dass es viele Einflussfaktoren gibt, die eine mögliche Reaktion von Kunden auf Tarife mit Preisanreizen beeinflussen oder behindern. Somit ist eine generelle Aussage zur Wirksamkeit verschiedener Tarife kaum möglich. Von entscheidender Relevanz ist jedoch die Nutzerakzeptanz. Weiterhin müssen technische Aspekte berücksichtigt und umgesetzt werden. Diese werden im folgenden Abschnitt eingeführt.

2.2.5 Digitalisierung und Informations- und Kommunikationstechnologien im Kontext der Nachfragesteuerung

Die gesamte Energiewirtschaft befindet sich in einem Prozess der Digitalisierung (Krickel 2015). Im Folgenden wird aus der gesamten Breite der Digitalisierung der Energiewirtschaft ausschließlich auf die Punkte eingegangen, welche die privaten Endkunden betreffen. Weitergehend sei auf Quellen wie Buchholz & Styczynski (2014), Orlamünder (2009) oder VDE (2012b, 2012c) zu diesem Thema verwiesen.

Den Prozess der Digitalisierung teilt Krickel (2015) in drei Stufen ein:

1. Bisher analoge Prozesse werden digitalisiert und verbessert.
2. Neue Prozesse und Produkte werden eingeführt, die ausschließlich digital möglich sind. Sie ergänzen das bisherige Geschäftsmodell.
3. Neue Geschäftsmodelle und Märkte verdrängen durch die Möglichkeiten der Digitalisierung bisherige Geschäftsmodelle.

Entsprechend betrifft die Digitalisierung in der Energiewirtschaft zunächst nur den Vertrieb, der Online-Kanäle zum Marketing und zur Kundengewinnung nutzt (Krickel 2015). Aber auch bei den Bestandskunden können Prozesse digitalisiert werden (bspw. der Kundenkontakt oder die Zählerstandserfassung). Doch erst, wenn auch die Betriebsmittel (z. B. der Stromzähler) digitalisiert werden und zusätzlich kommunikationsfähig sind, ist eine weitergehende Digitalisierung möglich (Stufe zwei).

Ein sogenannter intelligenter Zähler (engl. Smart Meter) ist die Voraussetzung für mehrere Verbesserungen: eine regelmäßige und automatisierte Zählerstandserfassung, eine zeitnahe Transparenz für den Endkunden über dessen Energiebedarf und eine Verbesserung der Prognosen des Elektrizitätsbedarfs (Krickel 2015). Dagegen stehen Mehrkosten, die durch diese Zähler entstehen und somit eine Kosten- und Nutzenanalyse erforderlich machen (Feuerriegel u. a. 2016). Damit erfolgt der Einbau intelligenter Zähler nur dort, wo es gesetzlich vorgeschrieben²⁴ ist oder wo ein positiver (im)materieller Mehrwert entsteht, der die Kosten übersteigt, oder die Nutzer sich aus anderen Gründen dafür entscheiden.

Ein intelligenter Zähler allein ist zukünftig nicht ausreichend, da verschiedene Akteure involviert sind und beim Nutzer mehrere Messstellen und Geräte vernetzt sein müssen. So kann es lokale EMS geben und auch zentrale Steuerungssysteme von verschiedenen Marktakteuren. Dabei muss jeweils festgelegt werden, wer miteinander kommuniziert und auf welche Informationen zugegriffen werden darf (Datenschutz) (VDE 2014a). Nach BSI (2015) wird dafür ein sogenanntes intelligentes Messsystem nötig, welches durch ein Smart-Meter-Gateway ermöglicht wird. Dieses Gateway dient als Kommunikationseinheit im Gebäude der Nutzer und ist darüber hinaus mit den verschiedenen Marktakteuren (Energieförderer, Messstellenbetreiber, etc.) im Weitverkehrsnetz (WAN) bzw. Smart Grid verbunden (BSI 2015). Weiterhin ermöglicht es die (Zwischen-) Speicherung von Daten und sorgt für einen sicheren Betrieb und verschlüsselte Verbindungen nach der technischen BSI-Richtlinie (BSI 2015a). Im Gebäude werden im sogenannten lokalen metrologischen Netz (LMN) alle Messeinrichtungen (intelligente Zähler) an das Smart-Meter-Gateway angeschlossen. Alle im lokalen Heimnetz (HAN) lokalisierten steuerbaren Geräte (z. B. Speicherheizung) oder Erzeugungseinheiten (z. B. eine PVA) des Nutzers werden ebenfalls an das Smart-Meter-Gateway angeschlossen. So kann der Verbraucher

²⁴ Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (Bundestag 2016) wurde zu diesem Themenbereich sowohl das EnWG (2015) als verschiedene relevante Verordnungen geändert, welche die Einführung von intelligenten Zählern regeln.

im HAN beim Smart-Meter-Gateway Verbrauchswerte abrufen und auf den verschiedenen Endgeräten (Display, Smartphone, PC) darstellen lassen (BSI 2015).

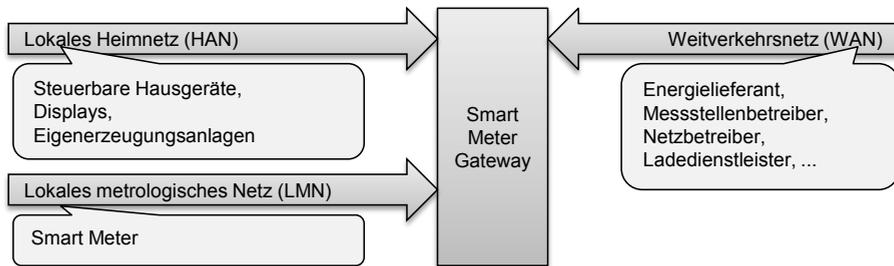


Abbildung 2.10: Systemarchitektur und Smart Meter Gateway, nach (BSI 2015)

Dabei stehen für die Kommunikation im WAN und im HAN neben den kabelgebundenen (z. B. Ethernet, Powerline) auch verschiedene drahtlose Kommunikationstechnologien (z. B. GSM, WiMax, ZigBee, Bluetooth) zur Verfügung, die jeweils Vor- und Nachteile haben (Mahmood u. a. 2015).

Die beschriebenen intelligenten Messsysteme sind die Voraussetzung für eine funktionierende Nachfragesteuerung. Denn diese lässt sich mit der bisherigen Technik, der Tonfrequenzsteuerung, nicht umsetzen. Die dazu eingespeisten Rundsteuersignale²⁵ steuern Lasten durch einfaches Zu- oder Abschalten (Schwab 2009, Kap. 14.5). Diese Rundsteuersignale werden auch für Mehrtarifzähler (z. B. HT/NT-Tarif) oder die Straßenbeleuchtung angewendet. Die Kommunikation ist allerdings unidirektional vom Versorger zum Verbraucher und es ist nicht sichergestellt, dass die Signale bzw. Telegramme bei allen Empfängern ankommen (Schwab 2009, Kap. 14.5).

Zusammenfassend erfordert die Einführung von dynamischen Tarifen IKT, die eine Kommunikation der Marktakteure ermöglicht. Dabei muss das Zusammenspiel der beteiligten Komponenten, Akteure und Ziele gewährleistet sein.

²⁵ Die Tonfrequenzen werden zwischen 100 und 1 400 Hz dreiphasig ins Versorgungsnetz eingebracht. Dies kann kapazitiv oder induktiv erfolgen. Die Kodierung der Telegramme erfolgt durch die zeitliche Lage und die jeweilige Länge der Impulse. Durch die starken Dämpfungen der Netzbetriebsmittel ist ein hoher Leistungspegel erforderlich. Eine Alternative sind Funkrundsteuerungen (Schwab 2009).

2.3 Elektromobilität

Die Entwicklung weg von Verbrennungskraftfahrzeugen hin zu E-Kfz wird zukünftig die Elektrizitätsnachfrage steigern und eine stärkere Kopplung von Energiewirtschaft und Verkehr mit sich bringen (Kampker u. a. 2013). Deshalb umfasst der Begriff Elektromobilität sowohl Kfz mit elektrischem Antriebsstrang als auch die Verknüpfung dieser E-Kfz mit dem Elektrizitätssystem. Dabei wird IKT als Voraussetzung für eine synergetische Integration von E-Kfz in das Elektrizitätssystem gesehen²⁶.

Aktuell decken jedoch hauptsächlich Mineralölprodukte (insb. Diesel, Benzin und Kerosin) den Energiebedarf des Verkehrssektors. Weniger als 2 % des Energiebedarfs des Verkehrssektors wurden im Jahr 2014 durch Elektrizität gedeckt (BMW i 2016). Die Bundesregierung hat jedoch mehrere Gründe, einen gezielten Umstieg in die Elektromobilität zu veranlassen (Bundesregierung 2009):

- Die Abhängigkeit vom Mineralöl, insb. die Importabhängigkeit, reduzieren;
- Emissionen mindern und Effizienz durch einen hohen Wirkungsgrad des elektrischen Antriebsstrangs steigern;
- lokale Emissionen vermeiden;
- Kfz besser in ein multimodales Verkehrssystem integrieren; und
- im internationalen Wettbewerb der Automobil- und Zulieferindustrie erfolgreich sein.

Sollte also, wie erwartet wird, die Elektromobilität in den nächsten Jahren eine starke Verbreitung erfahren, wird der Besitz eines E-Pkw auch in vielen Haushalten zu einer bedeutenden Veränderung der Elektrizitätsnachfrage und der vorhandenen Nachfrageflexibilität führen (vgl. Kapitel 4.2).

Deshalb wird eine Einführung in die Elektromobilität in den nächsten Abschnitten gegeben. Zunächst wird auf die Entwicklung der Fahrzeugtechnologie und des Marktes für E-Kfz (vgl. Abschnitt 2.3.1) eingegangen. Anschließend werden in Abschnitt 2.3.2 die Grundcharakteristika des deutschen Mobilitäts- und Parkverhaltens eingeführt. Dabei wird auch die Datenlage auf Basis verschiedener Mobilitätsstudien aufgezeigt. Mit Blick auf die Elektrizitätsnachfrage durch E-Kfz sind die Ladevorgänge von hoher Relevanz. Eine Voraussetzung dafür ist die Ladeinfrastruktur (vgl. Abschnitt 2.3.3). Solange das Lade-

²⁶ Manchmal wird der Begriff Elektromobilität auch im Kontext multimodaler Mobilität und intelligenter Vernetzung von Fahrzeugen genutzt (engl. smart traffic). In dieser Arbeit wird „smart traffic“ nicht unter diesem Begriff subsumiert.

verhalten von E-Kfz noch kaum bekannt ist, kann dieses durch Ladeszenarien abgebildet werden (vgl. Abschnitt 2.3.4).

2.3.1 Entwicklung der Fahrzeugtechnologie und des Fahrzeugmarktes

Unter einem E-Kfz wird in der Regel ein Pkw mit elektrischem Antriebsstrang (E-Pkw) verstanden. Allerdings gibt es eine ganze Reihe von Fahrzeugtypen (Kraftrad, Kraftwagen, Lastkraftwagen, Bus, etc.) (Ammoser & Hoppe 2006). Elektrische Fahrräder (Pedelecs) sind hierzulande beliebt und elektrische Motorroller oder Motorräder sind im asiatischen Raum bereits sehr erfolgreich. Auch die Entwicklung von Elektrobussen macht große Fortschritte. Diese waren noch vor wenigen Jahren nicht absehbar (Kaschub u. a. 2012). In der Literatur stehen in der Regel E-Pkw im Fokus (Hennings & Linssen 2015). Aus der großen Bandbreite verschiedener Antriebsstränge (vgl. Abbildung 2.11) sind im Kontext der Kopplung mit dem Energiesystem lediglich die von Bedeutung, bei denen die Batterie extern über einen Ladestecker aufgeladen werden kann (Hennings & Linssen 2015). Dazu gehören sowohl die verschiedenen Arten der Hybridfahrzeuge mit Ladestecker, die im Folgenden zusammengefasst werden zu Plug-in-Hybriden (PHEV) und die batterieelektrischen Fahrzeuge (BEV). BEV haben einen Elektromotor und eine Hochvolt-Batterie verbaut; bei PHEV kommt ein Verbrennungsmotor hinzu, um die Reichweite zu steigern²⁷.

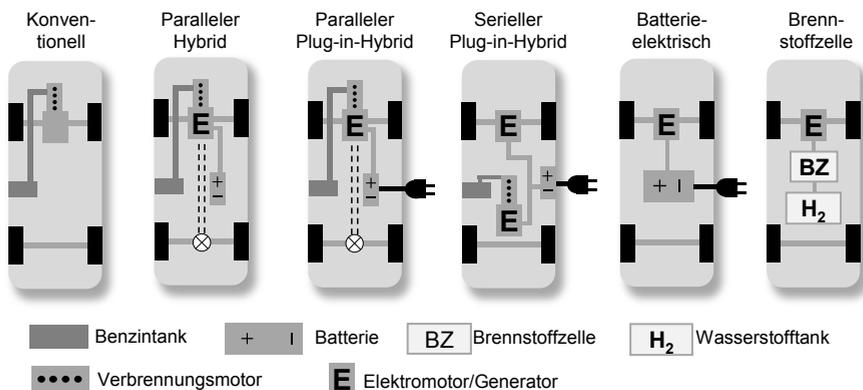


Abbildung 2.11: Bandbreite an Antriebskonzepten, nach WM-BW u. a. (2010)

²⁷ Unterschieden werden meist zwei Varianten: Der parallele Plug-in-Hybrid, bei dem der Verbrennungsmotor parallel zum Elektromotor im Antriebsstrang platziert ist und der serielle Plug-in-Hybrid, bei dem der Verbrennungsmotor nicht direkt im Antriebsstrang platziert ist und lediglich die Batterie auflädt. Der serielle Hybrid wird auch als Range-Extender bezeichnet.

Konventionelle Fahrzeuge haben lediglich einen Verbrennungsmotor eingebaut. Hybridfahrzeugen ohne Ladestecker ermöglicht der elektrische Antriebsteil im Vergleich dazu eine effizientere Betriebsweise und eine Reduzierung des Kraftstoffbedarfs. Bekanntestes Modell dieser Klasse ist wohl der Toyota Prius Hybrid. Brennstoffzellen-Fahrzeuge haben in der Regel ebenfalls keinen Ladestecker, da die Energie aus einem Wasserstofftank kommt und in einer Brennstoffzelle in elektrische Energie umgewandelt wird.

Generell wird der elektrische Antrieb als Basis und Voraussetzung für einen umweltfreundlichen Verkehr gesehen, der weitgehend emissionsfrei ist (Kampker u. a. 2013; Naunin 2007). Dies liegt zum einen an dem höheren Wirkungsgrad des Antriebsstrangs (Poullikkas 2015) aber insbesondere an der Möglichkeit, die elektrische Antriebsenergie ohne Einsatz von Mineralölprodukten erzeugen zu können. Damit führt eine Emissionsreduktion im Elektrizitätssektor automatisch zu einer emissionsarmen Mobilität. Bisher hat der Verkehrssektor einen Anteil am deutschen Endenergieverbrauch von ca. 30 % (Jahr 2014) der weitestgehend mit Mineralölprodukten gedeckt wird (BMWi 2016). Der Straßenverkehr hat dabei im Jahr 2012 einen Anteil von ca. 83 % (UBA 2015), was etwa 710 TWh entspricht. Bei CO₂-Emissionen durch Pkw zeigt sich bisher für Deutschland nur ein leichter Rückgang von 12 % im Zeitraum von 1995 bis 2013. Bei anderen Emissionen konnten die spezifischen Emissionen im gleichen Zeitraum deutlich stärker reduziert werden²⁸ (UBA 2015). Shindell (2015) kommt anhand seiner Analysen zu dem Ergebnis, dass durch E-Kfz klimaschädliche Abgase, Umweltschäden und soziale Kosten²⁹ substantiell reduziert werden können. Jochem u. a. (2016) vergleichen verschiedene Kraftstoffarten und Pkw-Segmente. Sie kommen zu der Erkenntnis, dass es in Deutschland grundsätzlich keine großen Unterschiede bei den externen Kosten von Pkw mit Verbrennungsmotor im Vergleich zu E-Pkw gibt – es sein denn, E-Pkw werden mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen betrieben. In diesem Fall sind die externen Kosten durch lokale Schadstoffemissionen und Treibhausgasemissionen deutlich geringer. Allerdings gibt es hohe Unsicherheiten bei der Bestimmung externer Kosten, so dass ein genereller Vergleich schwierig ist. Diese Ergebnisse bestätigen auch Buekers u. a. (2014), die zusätzlich Gesundheitsaspekte mit berücksichtigten. Einen wesentlichen Einfluss haben bei den E-Pkw die spezifischen Emissionen des Erzeugungsmix (Jochem u. a. 2016). Diese lassen sich durch gesteuertes Laden in gewissem Umfang positiv beeinflussen. Diesen Einfluss des Nutzers

²⁸ Bei Schwefeldioxid beträgt die Reduktion über 98 %, bei NMVOC ca. 86 %; Stickstoffoxide wurden um knapp 70 % reduziert und Feinstaub um ca. 60 %.

²⁹ Im Verkehr gibt es neben den externen Kosten durch Treibhausgase weitere Komponenten durch Unfälle, Staus, Gesundheitsschäden, etc. (EC 2008).

beim Laden bestätigen auch Weldon u. a. (2016). Doch wesentlich effektiver ist ein Erzeugungsmix basierend auf erneuerbaren Primärenergien (Poullikkas 2015).

Blickt man in die Geschichte, wurden bereits Ende des 19. Jahrhunderts erste E-Kfz entwickelt (Kampker u. a. 2013). Allerdings waren sie nur kurze Zeit erfolgreich. Bald wurden diese auf den meisten Märkten durch Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor verdrängt. Hauptursache für den Niedergang der E-Pkw war die geringere Energiedichte der Batterien und die dadurch eingeschränkte Reichweite. Eine zweite Entwicklungsphase von E-Kfz erreichte mit dem Praxisversuch von 1992 bis 1996 auf der Insel Rügen und dem ersten deutschen Serienfahrzeug (VW-City-STROMer) im Jahr 1995 seinen Höhepunkt. Dennoch blieb das Elektroauto weiterhin ein Nischenprodukt (Naunin 2007). Mitte des ersten Jahrzehnts des 3. Jahrtausends setzte eine neue, dritte und weltweite Entwicklungsphase ein. Ein neuer wesentlicher Impulsgeber ist diesmal die Politik³⁰. Aber auch Weiterentwicklungen im elektrischen Antriebsstrang, der Leistungselektronik und insb. der Batterietechnologie trugen einen erheblichen Anteil bei (Yong u. a. 2015). Die LIB haben mit ihrer deutlich höheren Energiedichte zunächst in mobilen Anwendungen wie Handys und Laptops massenhaft Verbreitung gefunden und die Weiterentwicklung vorangetrieben. Inzwischen sind auch große Zellen für E-Kfz weit verbreitet und die Preise sanken in den letzten Jahren signifikant (Nykvist & Nilsson 2015).

Aufgrund dieser Entwicklungen steigt inzwischen die Verbreitung von E-Kfz stark. Noch im Jahr 2011 wurden weltweit nur rund 0,05 Mio. E-Kfz zugelassen. Im Jahr 2015 waren es schon etwa 0,55 Mio., mit einer Steigerung um ca. 80 % zum Vorjahr. Insgesamt ist der weltweite Bestand von E-Kfz (PHEV und BEV) damit auf 1,3 Mio. gestiegen (EERE 2016; ZSW 2016). Dies liegt u. a. an der steigenden Anzahl an verfügbaren Modellen. Inzwischen hat nahezu jeder Volumenhersteller mindestens ein E-Pkw im Portfolio. Außerdem steigen die Reichweiten mit jeder Neuauflage der Modelle. In den letzten Jahren waren die drei weltweit erfolgreichsten E-Pkw Modelle der Nissan Leaf, Tesla Model S und Chevrolet Volt (ZSW 2016). Dennoch ist der Bestand von E-Kfz weltweit und auch in Deutschland gemessen am Gesamtbestand der E-Kfz noch vernachlässigbar klein. In Deutschland³¹ sind von dem Bestand von 45.071 Tsd. Pkw lediglich knapp 26 Tsd. E-Pkw (KBA 2016). Dies verwundert nicht, denn der Kenntnisstand zu alternativen Antriebsarten ist noch gering (DAT 2016). Jedoch ist die persönliche und praktische Erfahrung ein

³⁰ Bereits zu Beginn des Abschnitts 2.3 wurden die Ziele der Bundesregierung genannt.

³¹ Bei den Zweirädern ist der Markt für E-Kfz deutlich weiter entwickelt. Unter den rund 4,35 Mio. verkauften Fahrrädern und E-Bikes im Jahr 2015 waren ca 0,54 Mio. Pelelecs und E-Bikes (ZIV 2016).

wesentlicher positiver Faktor zur Bereitschaft, einen privaten E-Pkw zu nutzen oder zu kaufen (Ensslen u. a. 2016).

Noch vor wenigen Jahren bestanden breit gefächerte Hemmnisse, die einer weiten Verbreitung von E-Kfz entgegen standen (Kaschub u. a. 2009). Diese konnten bis heute nicht komplett ausgeräumt werden. Immer noch wird die Reichweite als nicht ausreichend betrachtet, obwohl E-Pkw meist für Kurzstrecken unter 50 km genutzt werden (BuW 2015a). Bezüglich Ladeinfrastruktur wird bevorzugt zu Hause auf einem eigenen Stellplatz geladen (Bozem u. a. 2013; Figenbaum & Kolbenstvedt 2016). Dies wird dann zum Hemmnis für den Kauf, wenn solch eine Möglichkeit fehlt (BuW 2015a). Insgesamt bleibt jedoch die Wirtschaftlichkeit wichtigster Kaufgrund eines E-Pkw (BuW 2015a; Figenbaum & Kolbenstvedt 2016). So zeigen vergleichende Analysen der Gesamtbetriebskosten (engl. total cost of ownership, TCO) verschiedener Studien, dass die Gesamtbetriebskosten bei E-Pkw derzeit noch höher sind als bei konventionellen Pkw. In den nächsten Jahren kann sich die Situation zugunsten von E-Pkw ändern (Bickert u. a. 2015; Wu u. a. 2015). So kann der ökonomische Aspekt bei den Erstnutzern von E-Pkw nicht ausschlaggebend gewesen sein. Diese privaten Erstnutzer haben ein überdurchschnittliches Einkommen (Ensslen u. a. 2016; Plötz u. a. 2014a), sie sind überwiegend männlich, höher gebildet und haben ein recht hohes Durchschnittsalter (DLR 2015; Plötz u. a. 2014a). Vermehrt wohnen diese Erstnutzer in ländlichem Raum³² (DLR 2015; Plötz u. a. 2014a), wodurch auch die eher überdurchschnittliche Tagesfahrleistung (über 50 km pro Tag) nachvollziehbar ist (Ensslen u. a. 2016; Plötz u. a. 2014a). Weiterhin ist in einem Großteil dieser Mehrpersonen-Haushalte ein zweiter Pkw vorhanden (DLR 2015; Plötz u. a. 2014a). Einen starken Einfluss auf den Kauf eines E-Pkw haben das Interesse an einer innovativen Fahrzeugtechnologie und der Fahrspaß, Umweltaspekte und geringere Energiekosten (DLR 2015). So zeigt sich auch der Einfluss des Elektrizitätspreises in Analysen zum ökonomischen Potenzial von E-Kfz (Heinrichs 2013), wobei der Einfluss des Benzinpreises wesentlich höher ist (Gnann u. a. 2015b).

Das Marktpotenzial bzw. die zukünftige Marktdurchdringung von E-Pkw ist ebenfalls von hohem Interesse seitens der Energiewirtschaft und der Automobilindustrie. So sind die Ziele der EU, die CO₂-Emissionen für Neufahrzeuge zu begrenzen, Antrieb für die Automobilindustrie mehr E-Pkw zu verkaufen, um damit Strafzahlungen zu entgehen. Neben dem Umstieg auf alternative Antriebe ist allerdings auch die Weiterentwicklung des Ver-

³² Eher unwahrscheinlich ist es für Bewohner größerer Städte sich ein E-Pkw anzuschaffen, da verschiedene Gründe (geringe Fahrleistung, geringer Autobesitz, weniger Interesse) dagegen sprechen (Plötz u. a. 2014a).

brennungsmotors durchaus von Relevanz für die Automobilindustrie (DLR 2013). Aus wissenschaftlicher Sichtweise ist bei den Marktpotenzialuntersuchungen für E-Pkw eine angemessene Methodik von großer Wichtigkeit (Plötz u. a. 2014). Zudem müssen die beiden Neuwagenmärkte des Wirtschafts- und Privatverkehrs unterschieden werden. So ist insb. die private Entscheidung beim Autokauf weniger rational. Vielmehr sind persönliche Präferenzen von Bedeutung, wie sie auch bei Analysen von Erstnutzern erkennbar werden. Schühle (2014) unterteilt fünf Kundengruppen auf Basis von Fahrzeugauswahlentscheidungen, wobei keine dieser Gruppen kongruent zum bisherigen Marktangebot zu sein scheint. Anhand der Modellergebnisse erwartet Schühle (2014) keinen Massenmarkt in Deutschland bis 2020, sondern lediglich einen Bestand von 235 bis 282 Tsd. E-Pkw (ohne Kaufzuschüsse). Gnann u. a. (2015b) zeigen die hohen Unsicherheiten in der Modellierung auf (Zahlungsbereitschaft der Kunden, Energiepreise, Kaufzuschüsse, etc.) und erwarten bei unvorteilhaften Bedingungen gleichfalls lediglich 0,2 Mio. E-Pkw im Jahr 2020. Bei guten Bedingungen sind jedoch bis zu 1,5 Mio. E-Pkw möglich (Gnann u. a. 2015b). Von großer Relevanz könnte dabei der Wirtschaftsverkehr (WV) sein. Aufgrund seiner Fahrtencharakteristika (hohe Fahrleistung, regelmäßige Strecken, etc.) gibt es dort in verschiedenen Wirtschaftszweigen hohe technische Potenziale (Gnann u. a. 2015a, Ketelaer u. a. 2014). So berechnen Gnann u. a. (2015a) ein Potenzial für E-Pkw Käufe von 2 bis 4 % im WV.

Weltweit werden im Transportsektor stark steigende Treibhausgasemissionen prognostiziert³³ (IPCC 2014). So ist eine Betrachtung des Marktpotenzials in wichtigen internationalen Schlüsselmärkte von hoher Relevanz. Gomez (2015) zeigt auf, dass in einem ungesättigten Markt wie China eine schnelle Verbreitung von neuen Antriebstechnologien vielversprechender ist als in Industrieländern wie Deutschland oder den USA. Allerdings spielen hier sowohl die Annahmen zum Verharren in bewährten Technologien als auch die politischen Rahmenbedingungen eine große Rolle.

Um die Rahmendbedingungen, in denen sich Elektromobilität entwickeln kann, zu analysieren und zu verbessern, wurde in Deutschland die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) eingeführt. Diese bringt alle wichtigen Akteure aus Industrie, Politik und Wissenschaft zusammen und zeigt den Entwicklungsstand auf. Im Fortschrittsbericht 2014 (NPE 2014a) zeigt sie den Weg zum Ziel des internationalen Leitانبietes auf und fordert weitere Forschung und Entwicklung und eine Etablierung einer Fertigung von LIB-Zellen in

³³ Im Baseline-Szenario des IPCC wird etwa eine Verdopplung der CO₂ Emissionen aus dem Jahr 2010 (6,7 GtCO₂) für das Jahr 2050 prognostiziert.

Deutschland. Bezüglich des deutschen Leitmarktes werden verschiedene Maßnahmen³⁴ gefordert, um insgesamt die Rahmenbedingungen zu verbessern. Dies betrifft verschiedene gesetzliche Regelungen und die Unterstützung beim Aufbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur (NPE 2014a). Um die positiven Effekte von Normung und Standardisierung schon frühzeitig in die Entwicklungen mit einbeziehen zu können, aktualisiert die NPE regelmäßig eine Normungs-Roadmap-Elektromobilität (NPE 2014). Ergänzend bündelt die jeweilige Begleitforschung aus den Forschungsschwerpunkten wie „IKT für Elektromobilität“ oder „Schaufenster Elektromobilität“ die Erkenntnisse und Ergebnisse der Projekte. So entstand auch die „Vision IKT für Elektromobilität“ (VDE 2016), in der ein Marktdurchbruch in den Jahren 2020 bis 2022 erwartet wird, weil bis dahin Hemmnisse insb. durch die Batterietechnologie und deren Preis überwunden seien. Auch Thielmann u. a. (2015a) erwarten bis 2030 eine deutliche Weiterentwicklung der LIB bei einer Kostenreduktion auf unter 100 €/kWh. Erst nach 2030 erwarten sie den Durchbruch von alternativen Batterietechnologien.

2.3.2 Mobilitäts- und Parkverhalten

In Deutschland gibt es einen Bestand von 54,6 Mio. Kfz (Stand 01.01.2016), wovon 45,1 Mio. Pkw sind (KBA 2016). Der Pkw-Bestand wächst dabei weiterhin leicht (+1,5 %/a) und die durchschnittliche jährliche Fahrleistung³⁵ lag bei 14 259 km im Jahr 2013 (KBA 2015). Dabei haben die Pkw einen Anteil von 87 % an der Gesamtfahrleistung von 705 Mrd. km in Deutschland (KBA 2015).

Nach der Studie Mobilität in Deutschland 2008 (MiD) 89 % aller Personen täglich mobil. Diese mobilen Personen tätigen dabei durchschnittlich 3,9 Wege pro Tag mit ca. 46 km, wofür sie 1,5 Stunden aufwenden. Der einzelne Weg ist durchschnittlich 11,8 km lang (BMVBS 2010). Dabei werden ca. 59 % der Wege mit dem Auto zurückgelegt, was 78 % der täglichen Personenkilometer (ca. 36 Pkm) entspricht (vgl. Abbildung 2.12). Die Wegzwecke werden dabei von Freizeit- und Einkaufswegen dominiert (vgl. Abbildung 2.13). Mobilitätsquote und Wegeanzahl sind am Samstag etwas geringer und am Sonntag nochmals etwas geringer als an Wochentagen (BMVBS 2010).

³⁴ Es gibt hierbei eine ganze Reihe von Möglichkeiten (Lieven 2015). Doch politische Maßnahmen wie Kaufanreize oder steuerliche Maßnahmen werden unter dem Aspekt einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Bilanz auch negativ bewertet (Massiani 2015).

³⁵ Die jährlichen Fahrleistungen von Omnibussen und Lastkraftwagen liegen deutlich darüber. Omnibusse haben eine Fahrleistung von 55 224 km/a und Lastkraftwagen über 6 Tonnen von 41 063 km/a (KBA 2015).

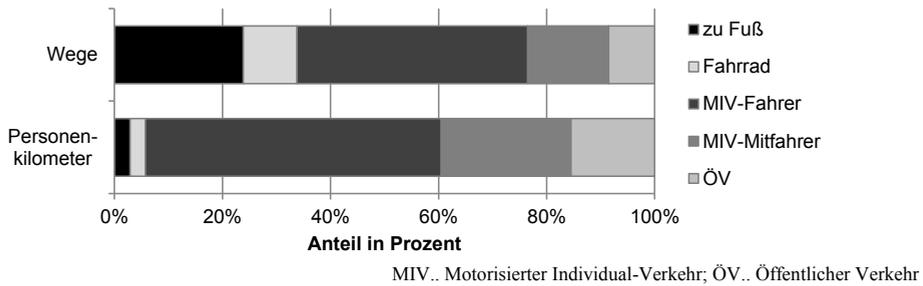


Abbildung 2.12: Modal Split nach Wegen und Personenkilometern (BMVBS 2010)

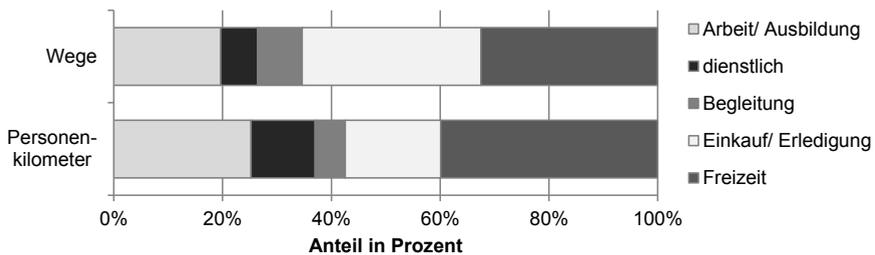


Abbildung 2.13: Wegezwecke nach Verkehrsaufkommen und Verkehrsleistung (BMVBS 2010)

Zur genaueren Untersuchung des deutschen Mobilitätsverhaltens wurden in den letzten Jahren und Jahrzehnten mehrere repräsentative Mobilitätsstudien durchgeführt.

- KONTIV (Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten) wurde 1976, 1982 und 1989 durchgeführt. Es ist die erste bundesweit (Westdeutschland) durchgeführte Erhebung des Mobilitätsverhaltens. (BMVBS 2010)
- MiD (Mobilität in Deutschland) wurde 2002 und 2008 durchgeführt. Diese Studie hatte das Ziel, an die KONTIV-Erhebungen anzuknüpfen und repräsentativ den Alltagsverkehr der Bevölkerung zu erfassen. Über ein gesamtes Jahr wurden dabei zufällig ausgewählte Haushalte³⁶ jeweils an einem bestimmten Stichtag zu ihrem Verkehrsverhalten und zusätzlichen relevanten Informationen befragt. (BMVBW 2004; BMVBS 2010)
- KiD (Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland) wurde 2002 und 2010 durchgeführt. Ziel der Studien war es, Erkenntnisse über den Einsatz und die Nutzung von Kfz mit dem Schwerpunkt auf WV zu erhalten. Bundesweit flächendeckend wurden etwa 50 Tsd. Kfz erfasst. Die Umfrage erfolgte als stichtagsbezogene Befragung

³⁶ Insgesamt wurden knapp 26 Tsd. Haushalte befragt. Damit erfasst wurden über 60 Tsd. Personen, knapp 200 Tsd. Wege, knapp 35 Tsd. Fahrzeuge und über 36 Tsd. Reisen.

ähnlich wie bei der MiD mit Hilfe eines schriftlichen Fragebogens. (BMVBW 2003; BMVBS 2012)

- MOP (Mobilitätspanel) ist eine deutschlandweite Studie, die jährlich durchgeführt wird, wobei die Befragungen von ca. 1 000 Haushalten jeweils im Herbst erfolgen. Befragte Haushalte werden möglichst in bis zu drei Erhebungen berücksichtigt, um einen Paneldatensatz zu gewährleisten. Anders als bei MiD und KiD wird hier ein Zeitraum von mindestens sieben aufeinanderfolgenden Tagen erhoben. (BMVBS 2010a)

Diese umfangreiche Wissens- und Datenbasis ermöglicht verschiedene Auswertungen zum Mobilitätsverhalten in Deutschland. So kann beispielsweise das Verkehrsaufkommen im Tagesverlauf analysiert werden. In Abbildung 2.14 zeigt sich, wie ähnlich die Profile von MiD und MOP sind. Nachvollziehbar ist auch, dass der WV aus der KiD-Studie insbesondere am Vormittag eine deutliche Spitze hat, wohingegen die Abendspitze kaum ausgeprägt ist. Alle diese Mobilitätsprofile setzen sich zusammen aus heterogenen Mobilitätsverhalten einzelner Personen.

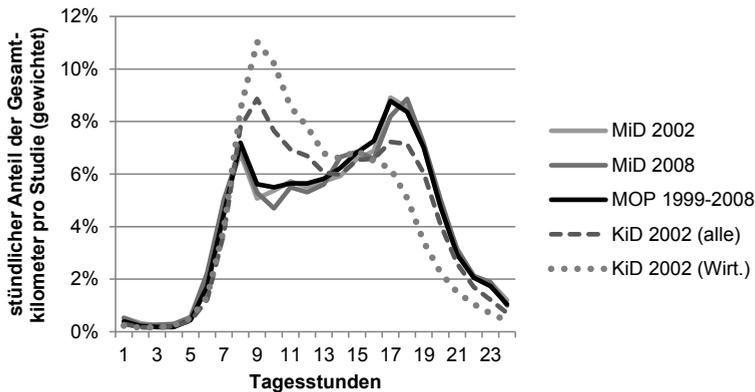


Abbildung 2.14: Vergleich von Mobilitätsprofilen verschiedener Studien im Tagesverlauf

Da die Pkw den Großteil des Tages parken und nicht unterwegs sind, ist eine Verteilung der Parkorte von Interesse. In Abbildung 2.15 wird deutlich, wie wenig Pkw unterwegs sind. Viele Pkw parken zu Hause, insbesondere über Nacht. Tagsüber parken an Wochentagen viele Pkw am Arbeitsplatz. Freizeitaktivitäten und Einkäufe sind zwar bei den Wegen und der Fahrleistung (vgl. Abbildung 2.12) von hoher Relevanz, bezogen auf den Anteil der Parkstandorte spielen diese jedoch eine untergeordnete Rolle. Die hohe Anzahl der parkenden Pkw mit unbekanntem Standort hat seine Ursache in der Befragungsmethodik der MiD 2008. Diese Fahrzeuge wurden am Befragungstag nicht genutzt. So ist es

nachvollziehbar, dass gerade am Wochenende der Anteil ungenutzter Fahrzeuge nochmals höher ist als an Wochentagen.

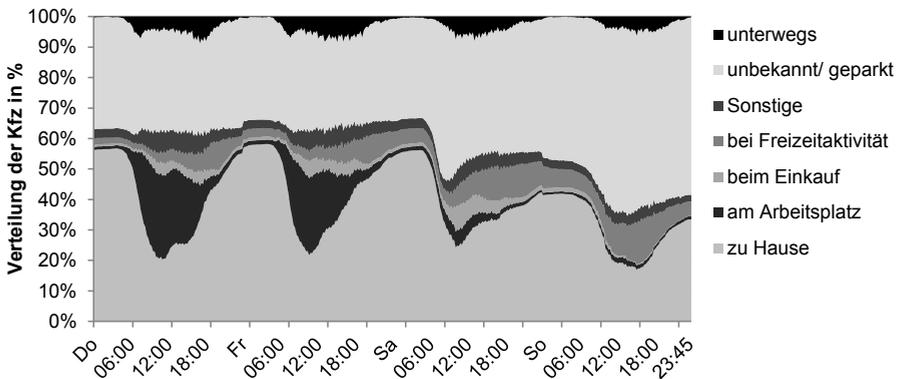


Abbildung 2.15: Parkorte und Pkw-Nutzung im Zeitverlauf (Datenbasis MiD 2008)

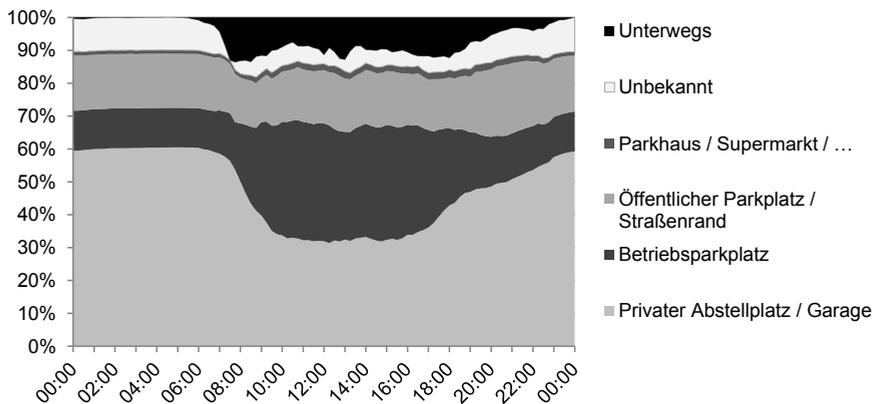


Abbildung 2.16: Parkorte und E-Pkw-Nutzung im Zeitverlauf (Datenbasis Projekt iZEUS)

E-Kfz sind bei diesen Studien marktentsprechend nicht in nennenswerter Anzahl vorhanden. Als Ergänzung kommen somit nicht-repräsentative Studien und Daten aus Feldversuchen mit E-Pkw in Frage. In Abbildung 2.16 sieht man eine ähnliche Parkortaufteilung von E-Pkw im Tagesverlauf aus dem Projekt iZEUS^{37,38} (KIT 2014).

³⁷ Das Verbundprojekt iZEUS (intelligent Zero Emission Urban System; Smart Grid & Smart Traffic Dienste für die Elektromobilität) wurde im Zeitraum 01/2012 bis 06/2014 durchgeführt und wurde vom BMWi im Rahmen des Förderschwerpunktes IKT für Elektromobilität II gefördert.
Links: <http://www.izeus.de/>, <http://www.izeus.kit.edu/>

Inwieweit die Parkorte auch zum Laden genutzt werden, hängt sowohl von der verfügbaren Ladeinfrastruktur als auch vom Nutzerverhalten ab. Ersteres soll im folgenden Abschnitt eingeführt werden.

2.3.3 Ladeinfrastruktur

Die großen Unterschiede zwischen dem Endenergieträger Elektrizität und den bisher im Verkehrssektor genutzten Mineralölprodukten wie Diesel und Benzin erfordern eine neue Infrastruktur zum Laden der E-Kfz. Dabei wird in der Regel durch die Art des Zugangs unterschieden zwischen privater und öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur. Allerdings gibt es hier weitere wichtige Unterscheidungsmerkmale, so dass zusätzlich noch zwischen halb-öffentlich und öffentlich differenziert wird (Kley 2011), da es öffentlich zugängliche Ladevorrichtungen gibt, die aber auf privatem Grund stehen und ggf. sogar über eine Zugangsbeschränkung verfügen³⁹. Für öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur gilt inzwischen die Ladesäulenverordnung (LSV, BMWi 2016b), die u. a. Mindestanforderungen für den Aufbau und Betrieb festlegt. Ergänzend ermöglicht das Elektromobilitätsgesetz (Bundestag 2015) Bevorrechtigungen für Parkplätze auch im Zusammenhang mit Ladeinfrastruktur. Energiewirtschaftlich relevant ist, dass Elektrizität, die aus Ladestationen bezogen wurde, zum Letztverbrauch zugeordnet wird und deshalb nicht unter das Energiewirtschaftsrecht fällt (BuW 2016). Dies vereinfacht den Betrieb von Ladesäulen und den Verkauf von Elektrizität für E-Kfz.

Zum Laden eines E-Kfz können verschiedene Techniken eingesetzt werden: Gängig ist derzeit bei E-Pkw das konduktive Laden mit Ladekabel. Dieses ist bei Wechselspannung (AC) entweder einphasig bis ca. 3,5 kW oder dreiphasig (mit Drehstrom) in der Regel bis 22 kW möglich. Bei höheren Ladeleistungen wird oft von Schnellladung gesprochen (BMWi 2016b) und wird in der Regel mit Gleichstrom (DC) durchgeführt⁴⁰. Wenig verbreitet ist bisher das induktive Laden, welches zwar für den Nutzer einfacher und komfortabler wäre, aber kostenintensiver ist (Schraven u. a. 2011). Denn es gibt bisher kaum induktive Ladestationen und Serienfahrzeuge auf dem Markt. Insbesondere für größere E-Kfz wie Busse sind Oberleitungen oder Wechselbatteriesysteme eine Alternative (Kaschub u. a. 2012).

³⁸ Die Datenerhebung erfolgte im Rahmen des E-Kfz Feldversuches von 07/2013 bis 06/2014 des Projektes iZEUS mit Hilfe von Tablets, sowohl durch aktive Nutzereingaben als auch durch eine Tracking-App.

³⁹ Hennings & Linssen (2015) untergliedern zusätzlich zwischen Firmengelände und halb-öffentlich.

⁴⁰ Es existieren mehrere Normen bzw. Standards sowohl fürs AC als auch fürs DC-Laden. Je nach Land ist für DC-Laden der Chademo- oder CCS-Standard vorherrschend. (Schäuble u. a. 2016).

Noch vor wenigen Jahren schlussfolgerte Kley (2011), dass eine vorrangig private Ladeinfrastruktur ausreicht. Inzwischen zeigt sich u. a. durch die hohen Batteriekapazitäten der Modelle von Tesla Motors⁴¹, dass öffentliche Ladeinfrastruktur mit hohen Ladeleistungen genutzt und gebraucht wird. Deshalb empfiehlt die NPE u. a. einen flächendeckenden Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur (NPE 2015). Die NPE weist in diesem Statusbericht ebenfalls darauf hin, dass Ladeinfrastruktur ein Thema mit einigen relevanten Aspekten sei. Doch für den Kunden ist scheinbar weniger die Technologie von Interesse als vielmehr eine einfache Nutzung und eine schnelle Ladezeit. So wird neben dem Laden zu Hause, dem Laden beim Arbeitgeber hohe Relevanz zugeschrieben (NPE 2015). Lange Zeit fehlte für das Laden beim Arbeitgeber Rechtssicherheit, die durch das Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr nun verbessert wurde (Bundestag 2016b)

Für konduktives Laden existieren bereits verschiedene Ladebetriebsarten und unterschiedliche Steckersysteme (Hennings & Linssen 2015; NPE 2014). Das Laden an einer konventionellen Schuko-Steckdose mit bis zu 16 A (3,7 kW) funktioniert fast überall, jedoch ohne Kommunikation zwischen dem Fahrzeug und der Ladeinfrastruktur. Mit dem Typ-2-Stecker sind höhere Ladeleistungen mit Drehstrom möglich und es findet eine Kommunikation statt (NPE 2014). Der Kommunikationsstandard nach ISO 15118 ist inzwischen verfügbar und kann implementiert werden. Solch eine Kommunikation bietet die Grundlage für gesteuertes Laden oder sogar bidirektionales Laden (bzw. engl. Vehicle-to-Grid, V2G). Prototypisch getestet wurde dies bereits erfolgreich am KIT (Mültin 2014). Dadurch wird eine Integration der E-Kfz ins künftige intelligente Netz möglich (Fraunhofer ESK 2014). Allerdings muss für eine Ladestation mit Kommunikationsmöglichkeit bisher noch ein erheblicher Aufpreis gezahlt werden (Hennings & Linssen 2015). Die Frage nach dem Mehrwert für den Privatnutzer gegenüber einer vorhandenen Schuko-Steckdose ist nicht pauschal zu beantworten. Aus energiewirtschaftlicher Sicht scheint eine intelligente Steuerungsmöglichkeit des Ladeprozesses jedoch von großer Wichtigkeit zu sein (Jochem 2016).

Die Einfachheit des Ladens an öffentlich zugänglichen Ladestationen ist auch wesentlich von der Ausgestaltung der zugrundeliegenden Dienstleistungen (insb. Identifizierung, Authentifizierung und Abrechnung) abhängig. Eine einfache und anbieterübergreifende Zugangstechnologie ist ein Aspekt dabei. So gibt es inzwischen die Roaming-Plattform

⁴¹ Das Model S von Tesla Motors hat derzeit standardmäßig eine Batterie von 85 kWh. Eine Vollladung an einer Schuko-Steckdose würde mehr als einen Tag dauern.

Hubject/Intercharge, die einen internationalen Zugang und Abrechnen bei vielen Ladestationsanbietern mit einer Zugangskarte ermöglicht. Apps fürs Smartphone wie PlugSurfing vereinfachen die Suche nach kompatiblen Ladestationen und ermöglichen mit einem kleinen Zugangsgerät auch gleich eine Abrechnung aus einer Hand. Allerdings sind nicht alle Ladestationen in die Roaming-Plattform integriert. Auch eine vorherige Reservierung des Lade-Parkplatzes oder zumindest dessen Verfügbarkeit ist noch nicht flächendeckend verfügbar.

2.3.4 Ladeszenarien und -verhalten

Die verfügbare Ladeinfrastruktur und die Batteriekapazität im E-Kfz beeinflusst direkt das Ladeverhalten (Azadfar u. a. 2015). So ist die Verfügbarkeit eines Stellplatzes zu Hause mit Lademöglichkeit insbesondere abhängig vom Haustyp und i. d. R. auch von der Wohnortgröße (Bozem u. a. 2013). Bei Einfamilienhäusern in kleineren Orten ist eine Lademöglichkeit am Haus eher vorhanden als in Mehrfamilienhäusern oder in Großstädten, wo lediglich für etwa die Hälfte der Personen solch eine Möglichkeit besteht (Bozem u. a. 2013). Die zur Verfügung stehende Ladetechnik im E-Kfz und der Ladestation bestimmt dabei, wie schnell geladen werden kann und ob eine Kommunikation stattfinden kann. Je nach Ladeort und Tageszeit (tagsüber oder nachts) ist die präferierte Ladezeit unterschiedlich. Weiterhin ist es vielen Nutzern wichtig, dass der bezogene Ladestrom aus erneuerbaren Energiequellen stammt oder sogar eigenproduziert ist (Bozem u. a. 2013). Um insbesondere zweites zu beeinflussen, ist ggf. eine automatisierte Ladesteuerung nötig.

Derzeit wird hingegen fast ausschließlich ungesteuert geladen (KIT 2014). Nach dem Abstellen des Fahrzeugs wird entweder sofort das Ladekabel eingesteckt und der Ladevorgang gestartet oder es wird während der Parkzeit nicht geladen. Ladevorgänge haben wegen der relativ großen Energiemenge und ggf. hohen Ladeleistung einen starken Einfluss auf die Haushaltslast (Jochem u. a. 2014). Insbesondere die Ladevorgänge und Leistungsspitzen am Abend können Probleme im Verteilnetz verursachen (Kaschub u. a. 2010).

Aufgrund der langen Parkzeiten, z. B. zu Hause über Nacht, und die beschriebenen erwarteten Probleme im Verteilnetz wird gesteuertes Laden als mögliche Lösung gesehen. Beim gesteuerten Laden kann bspw. der Startzeitpunkt des Ladens verzögert werden, die Ladung zeitweise unterbrochen werden oder die maximale Ladeleistung wird begrenzt. Gesteuertes Laden kann allerdings nur mit dem verfügbaren Ladelast-Verschiebepotenzial

durchgeführt werden⁴². Grundlegende Voraussetzung für gesteuertes Laden⁴³ ist sowohl ein Informationsaustausch des EMS im Haus oder der Ladestation mit dem Nutzer (bspw. über die Dauer des Parkvorgangs) als auch mit dem Batterie-Managementsystem (BMS) des E-Kfz über Batteriekapazität und Ladestand. Die Batteriekapazität im E-Kfz kann dabei nicht nur als Speicher für den Mobilitätsbedarf genutzt werden, sondern auch als Speicher für den Haushalt bzw. das betroffene Verteilnetz. Dazu muss der Lade-Stromrichter und die Ladekommunikation um die Rückspeisefunktionalität erweitert werden⁴⁴. Dies wird auch als bidirektionales Laden bezeichnet. Gesteuertes Laden kann durch die veränderte Nutzung sowohl positive als auch negative Einflüsse auf die Batteriealterung haben. Die Alterungseffekte werden ausführlich in Abschnitt 3.3 erläutert. Beim bidirektionalen Laden bewirken die zusätzlichen Ladezyklen eine beschleunigte zyklische Alterung.

Gesteuertes Laden (und Rückspeisen) kann für verschiedene Anwendungsfälle genutzt werden. Je nach Stromtarif kann damit in Zeiten mit niedrigem Strompreis (HT/NT-Tarif) oder mit begrenzter Ladeleistung geladen werden, um ggf. höhere Netzentgelte zu vermeiden. Bei vorhandenen Eigenerzeugungskapazitäten kann gesteuertes Laden zu einem höheren Eigenverbrauchsanteil beitragen. Darüber hinaus ist gesteuertes netzdienliches Laden möglich, um eine Überlastung im Verteilnetz zu vermeiden. Weiterhin könnten SDL angeboten oder eine Teilnahme an den Energiemärkten, um bspw. Arbitrageeffekte zu nutzen, angestrebt werden. Solche Anwendungsfälle erfordern in der Regel einen weiteren Akteur (Aggregator, Ladedienstleister, o. ä.), der einzelne E-Kfz bündelt und auf den entsprechenden Märkten agiert. Diese Geschäftsmodelle können sehr komplex sein und sind noch nicht umfassend analysiert (Garcia-Villalobos u. a. 2014).

Die bisher beobachteten Ladevorgänge in verschiedenen Studien zeigen, dass E-Kfz regelmäßig geladen werden und dadurch ein relativ hoher Ladestand aufrechterhalten wird (Azadfar u. a. 2015; vgl. auch Abschnitt 4.3). Ein wesentlicher Grund ist die sogenannte Reichweitenangst. Diese kann vermindert werden durch eine flächendeckende öffentliche Ladeinfrastruktur und Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz (Neubauer & Wood 2014).

⁴² Das LVP wird in Abschnitt 2.2.3 erläutert und in Abschnitt 4.2 in Kombination mit verschiedenen Ladestrategien für E-Kfz spezifiziert.

⁴³ Erfolgt das gesteuerte Laden in einem geschlossenen Regelkreis (Regelungstechnik), bezeichnet „geregeltes Laden“ den Vorgang treffender. Der auch genutzte Begriff „intelligentes“ Laden ist technisch unbestimmt, soll jedoch vom ungesteuerten Laden abgrenzen und impliziert eine Ladekommunikation.

⁴⁴ Es gibt auch Anwendungsfälle, in denen die Rückspeisefunktionalität ohne Kommunikation funktioniert. Hierzu gehört bspw. die Steckdose im Fahrzeug, um ein kleines Inselnetz zu stellen. Dies ist bspw. beim Mitsubishi Outlander PHEV vorhanden (AMPNET 2015).

Bevorzugt wird jedoch zu Hause geladen (Morrissey u. a. 2016), da es einfach und kostengünstig ist (Madina u. a. 2016). Weitere Einflussfaktoren auf das Ladeverhalten sind die Besitzverhältnisse des E-Kfz und dessen Nutzung (z. B. private oder geschäftliche Nutzung) (Corchero u. a. 2014). Vielfach wird zu Spitzenlastzeiten geladen (Corchero u. a. 2014; Morrissey u. a. 2016). Solches Ladeverhalten hat entsprechend Einfluss auf den Stromerzeugungsmix und die daraus resultierenden CO₂-Emissionen (Heinrichs 2013; Jochem u. a. 2015; Pehnt u. a. 2011; Schill & Cerbaulet 2015).

Für gesteuertes Laden ist eine akkurate Vorhersage der Parkdauer und der Distanzen folgender Wege erforderlich. Hahnel u. a. (2013) kommen anhand ihrer Feldtests zu dem Ergebnis, dass die Fahrer diese Angaben in der Regel genau prognostizieren können, wobei der Wegezweck die Güte beeinflusst. Außerdem zeigt die Studie, dass es bei manchen Ausreißern durchaus Probleme mit der Reichweite geben könnte (Hahnel u. a. 2013). Der wichtigste Einflussfaktor für gesteuertes Laden ist nach Farhar u. a. (2016) der Strompreis. Allerdings müssen die Nutzer die dynamischen Preise auch akzeptieren.

Inwieweit und unter welchen Rahmenbedingungen E-Kfz geeignet sind für die Teilnahme an Elektrizitätsmärkten und für die Bereitstellung von Dienstleistungen, wird häufig unter dem Stichwort V2G diskutiert. Schon vor zwanzig Jahren haben Kempton & Letendre (1997) profitable Geschäftsmodelle in den USA analysiert. Doch bis heute ist unklar, ob dies wirklich so zu realisieren ist. In den meisten Fällen sind die anfallenden Kosten für die Infrastruktur höher als die möglichen Erträge (Bishop u. a. 2016; Hidrue & Parsons 2015). Die Möglichkeit V2G profitabel zu nutzen sind dabei stark abhängig von der Art der Ladestrategie und wie die E-Pkw aggregiert werden (Habib u. a. 2015). Grundlegend ist jedoch die geeignete Speichertechnologie, welche E-Kfz erst möglich machen. Die verschiedenen Speichertechnologien werden im Folgenden eingeführt.

3 Elektrische Speichertechnologien und Lithium-Ionen-Speicher

Energiespeicher sind technische Systeme zur zeitweisen Lagerung oder Speicherung von Energie. Dafür sind drei Prozessschritte notwendig: das Laden (Einspeichern), das Speichern und das Entladen (Auspeichern) (Sterner & Stadler 2014). Diese drei Prozesse sind verlustbehaftet (Radgen 2007). Von den verschiedenen Arten von Energiespeichern, wie Kraftstoff- oder Wärmespeichern (Sterner & Stadler 2014), werden im Folgenden lediglich die elektrischen Speicher betrachtet. Diese nehmen elektrische Energie auf und geben wieder elektrische Energie ab. Die Speicherung kann entweder direkt, also ebenfalls in elektrischer Energie oder durch Umwandlung in eine andere Energieform erfolgen. So lässt sich die Vielfalt an elektrischen Speichertechnologien nach der Speicherungsart einteilen. Eine zweite Eingruppierung kann anhand des Anwendungsgebietes als Energie- oder Leistungsspeicher erfolgen (vgl. Abbildung 3.1), wobei letztere ein geringeres Verhältnis der speicherbaren Energiemenge zur Lade- und Entladeleistung aufweisen. Hier werden ausschließlich sekundäre Energiespeicher betrachtet, die mehrmals geladen und entladen werden können. Primäre Batterien⁴⁵ werden deshalb nicht betrachtet, sondern ausschließlich Akkumulatoren bzw. sekundäre Batterien, die ebenfalls Batterien genannt werden.

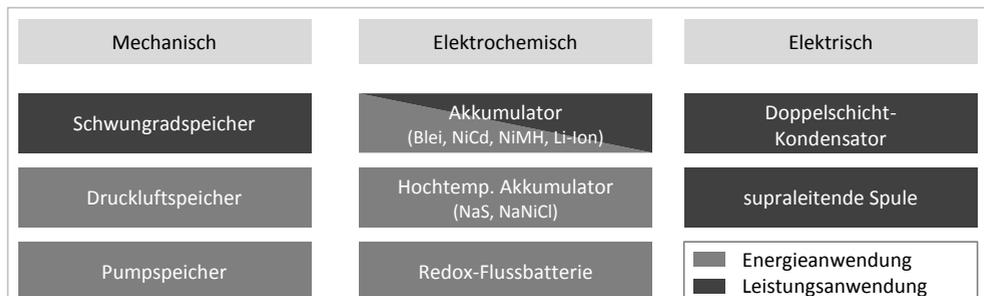


Abbildung 3.1: Elektrische Speichertechnologien nach Klasse und Anwendungstyp, nach (Hannig u. a. 2009)

⁴⁵ Primäre Batterien können nur einmal entladen werden. Sie sind nicht wiederaufladbar.

Nicht im Fokus sind darüber hinaus weitere Energiespeichersysteme, die bisher nicht kommerziell eingesetzt werden. So sind bspw. die thermoelektrischen Hochtemperatur-Speichersysteme noch in der Konzeptphase (Fuchs u. a. 2012).

In diesem Kapitel soll zunächst eine Einordnung der Speichertechnologien anhand deren Eigenschaften im Abschnitt 3.1 gegeben werden. Dadurch soll u. a. deutlich werden, warum LIB eine geeignete Speichertechnologie sowohl für den Einsatz im E-Kfz als auch als dezentraler stationärer Speicher ist. Im Abschnitt 3.2 werden Aufbau und Funktionsprinzip dieser LIB beschrieben und im Abschnitt 3.3 die Alterungseinflüsse erläutert. Im darauf folgenden Abschnitt 3.4 werden weitere relevante Aspekte dieser Technologie genannt. Im letzten Abschnitt 3.5 werden verschiedene Methoden zur Modellierung von LIB aufgezeigt und damit die Basis gelegt, um in Kapitel 4 die Modellierung von LIB in Energiesystemmodellen zu diskutieren.

3.1 Einordnung der Speichertechnologien

Die grob einklassierten Speichertechnologien (vgl. Abbildung 3.1) unterscheiden sich in vielen weiteren Eigenschaften. Je nach Einsatzgebiet sind einzelne Eigenschaften von hoher Relevanz oder müssen Mindestanforderungen erfüllen, während andere weniger wichtig sind. Erst die gemeinsame Berücksichtigung des Einsatzgebietes zusammen mit der entsprechenden Technologie lässt eine adäquate Auswahl unter technischen und ökonomischen Gesichtspunkten zu.

3.1.1 Eigenschaften

Die Eigenschaften der Energiespeicher umfassen verschiedene Bereiche von physikalischen bis hin zu wirtschaftlichen Größen. Die folgende Auflistung in Tabelle 3.1 gibt einen Überblick über die Bandbreite der Eigenschaften (vgl. (Fuchs u. a. 2012; Neupert u. a. 2009, Sterner & Stadler 2014)).

Ein Vergleich ausgewählter Eigenschaften anhand der angegebenen Wertebereiche ermöglicht Tabelle 3.2. Allerdings geben viele Quellen nicht an, ob sich die Angaben jeweils auf das gesamte Speichersystem beziehen oder lediglich auf Kernkomponenten. Beispielsweise können sich die Werte bei den Batterien auf das System, den Batteriepack oder auf die einzelne Zelle beziehen. Weiterhin haben die jeweiligen Technologien große Wertebereiche, da es i. d. R. verschiedene Typen gibt, die sich in ihrer chemischen Zu-

sammensetzung oder im technischen Aufbau unterscheiden⁴⁶. Ein weiterer problematischer Aspekt der Technologieangaben ist die Weiterentwicklung, die bei einzelnen Technologien sehr dynamisch ist. So können einzelne Zahlen zur Investition oder der Lebensdauer schon nach wenigen Jahren veraltet sein.

Tabelle 3.1: Eigenschaften von Energiespeichern im Überblick

Kategorie	Kriterien bzw. Eigenschaften inkl. (Einheit)
Speicherform	Laden / Einspeichern, Speichern, Entladen / Ausspeichern direkt oder durch Umwandlung in andere Energieformen
Verluste	Wirkungsgrad bzw. Effizienz (%)
	Selbstentladungsrate (%/Monat)
Modulgröße bzw. Systemgröße	Abmessung (m)
	Gewicht (kg)
	Skalierbarkeit
Energie- und Leistungswerte des Systems	Lade- und Entladeleistung (kW), min. und max. im Dauerbetrieb
	Energie (kWh), gesamt oder nutzbar
	Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (kW/kWh) bzw. max. C-Rate ^a
	Energiedichte (kWh/m ³) bzw. spezifische Energie (kWh/kg)
	Leistungsdichte (kW/m ³) bzw. spezifische Leistung (kW/kg)
Lade- und Entladevorgänge	Entladetiefe bzw. Depth of Discharge (DoD, in %), bzw. SoC min. und max.
	Leistungsgradient bzw. Anstiegsrate (W/s)
	Einsatz- bzw. Reaktionszeit (Anlauf- und Anstiegszeit in s)
	Ladekurve, z. B. mit konstantem Strom oder Spannung
Lebensdauer	zyklisch und kalendarisch
	Vollzyklenzahl oder äquivalente Vollzyklen
	Alterungsverhalten
Sicherheit, Umwelt- bzw. Wettereinflüsse, Betriebsbe- dingungen	Arbeitstemperaturbereich (°C)
	Außentemperatur (°C), Luftfeuchtigkeit (%rF)
	Vibrationsverträglichkeit
	Umweltverträglichkeit
	Ressourcenverfügbarkeit
Ökonomische Größen	Kapitalkosten insb. durch Investition (€) oder spezifische Investition (€/kW bzw. €/kWh)
	Betriebskosten: Wartung- und Instandhaltung (€/a), Betriebsüberwachung
	Fördermöglichkeiten (z. B. KfW, BAFA), steuerliche Bedingungen

^a Die C-Rate bezeichnet die Lade- bzw. Entladeleistung einer Zelle normiert auf die Kapazität der Zelle. Eine Batterie mit 2 kWh wird bei einer Entladung mit 1 kW mit einer C-Rate von 0,5 belastet.

⁴⁶ Ergänzend kann das Ragone-Diagramm bei den Batterietechnologien eine gute Vergleichsmöglichkeit bezüglich des spezifischen Leistungs- und Energiebereichs bieten.

Tabelle 3.2: Kennwerte von Speichertechnologien für elektrische Energie im Überblick (Literaturwerte)

Technologie	* Einsatz	Spezifische Energie in Wh/kg	Spezifische Leistung in W/kg	Vollzyklen	Kalendarische Lebensdauer in a	Wirkungsgrad in %	Investition in €/kWh	Investition in €/kW
Pumpspeicher	E	0,4 ^g 0,5-1,5 ^{b,m}	---	20k ^g	40-60 ^m < 100 ^g	< 80 ^d 70-80 ^f	5-90 ^b	600-3k ^d 350-1,5k ^f
Druckluftspeicher	E	30-60 ^{c,b}	---	30k ^g 5k-20k ^b	20-40 ^{c,m} < 50 ^g	< 55 ^d 55-75 ^f	48-106 ^c 200-250 ^f	300-350 ^f 600-1k ^d
Schwungrad	L	< 5 ^g 5-100 ^c	275 ^g 1000 ^c	10k-25k ^b 1000k ^g	15-20 ^c	85-95 ^a	1,8k-25k ^c 900-4,5k ^b	100-360 ^g 590-1,5k ^c
Blei-Säure	E	20-45 ^g 30-50 ^{b,c}	75-300 ⁿ 140-350 ^e	2k-5k ^c 200-300 ^h	5-15 ^{g,c}	70-75 ^e 75-80 ^b	100-250 ^g 850-2k ^b	1,4k-3,2k ^c
NiCd	E	25-40 ^h 40-75 ^b	120-350 ^e 200-500 ^a	300-1,2k ^h 1k-3k ^b	5-15 ^g 10-20 ^m	70-75 ^e	250-500 ^g 540-1,3k ^b	
NiMH	E,L	40-55 ^e 60-70 ^a	200-1,5k ^a	500-2k ^e 1,35k ^a	< 5 ^g	70-80 ^e	750-1,5k 180-220 ^g	
Li-Ionen Li-Polymer	E	110-220 ^e 50-200 ^b	200-315 ⁿ 300-500 ^e	800-3k ^e 1k-6k ^a	10-15 ^g ≤20 ⁱ	90-95 ^e	<300 ^k 500-1k ^{e,f}	
Li-Ionen	L	50-90 ^f 50-200 ^b	600-3k ^e 3k ^{l,h}	< 10k ^e 10k ^f	5-15 ^c 10-15 ^g	90-95 ^e	500-1k ^{d,f} 450-3,2k ^b	> 1k ^{e,f} 2,1k-2,7k ^c
NaS	E	100-120 ^g 150-250 ^c	90-110 ^{g,h} 150-230 ^{c,m}	4,5k ^{e,g} 2,5k-4,5k ^{b,c}	6-15 ^g 10-15 ^{c,m}	89 ^e	240-290 ^g 330-400 ^c	1 k-3k ^d 1,8k-2,3k ^c
NaNiCl	E	80-100 ^h 100-140 ^c	90-110 ^g 150-200 ^c	2,5k-3k ^e 600-3,7k ^h	8-10 ^g 15 ^c	92,5 ^a	1k-1,2k ^c 90-180 ^b	875-1,8k ^c
Redox-Fluss	E	10-80 ^e 25-50 ^g	50-150 ^e 70-90 ^g	2k-10k ^e >10k ^{l,b}	5-10 ^m 10-20 ^f	70-75 ^e	250-400 ^g 135-1,1k ^b	600 ^f 1,5k-4k ^d
Doppelschicht-Kondensatoren	L	0,05-5 ^{c,b} 3-5 ^e	2k-10k ^{e,g} 100k ^c	>10k ^f 500k-1M ^e	1-10 ^g	95-100 ^e	10k-70k ^g 450-900 ^b	210-250 ^c 100-500 ^d
Supraleitende Spule	L	0,5-5 ^{c,b}	0,5-2k ^{c,m}	>100k ^{c,m} 10k-100k ^b	15-20 ^c > 20 ^m		5,3k-6,3k ^c 900-9k ^b	210-570 ^c 200-1k ^d

* Legende: E .. Energie, L .. Leistung, Umrechnungskurs: 1,11 \$/€

Quellen: ^a (VanDenBossche u. a. 2006), ^b (Zheng u. a. 2014), ^c (Zakeri & Syri 2015), ^d (Mauch u. a. 2009), ^e (EASE & EERA 2013a), ^f (EASE & EERA 2013), ^g (Hannig u. a. 2009), ^h (Neupert u. a. 2009), ⁱ (Schmiegel 2014), ^k (Nykvist & Nilsson 2015), ^m (Chen u. a. 2009), ⁿ (Jörissen u. a. 2009)

3.1.2 Einsatzgebiete

Es gibt viele unterschiedliche Einsatzgebiete und Anwendungsfälle für elektrische Speichertechnologien. Eine Einteilung erfolgt typischerweise nach zeitlichen und räumlichen Beschränkungen bzw. Anforderungen. Bei einer groben zeitlichen Einteilung kann von Kurzzeit- und Langzeitspeichern (Sterner & Stadler 2014) gesprochen werden. Handhabbar ist jedoch lediglich eine messbare Einteilung nach zeitlichen Größenordnungen von Sekundenzyklen bis hin zu Jahreszyklen (Fuchs u. a. 2012). Ähnlich grob ist zunächst eine räumliche Einteilung von Sterner & Stadler (2014), die sowohl zentrale und dezentrale Anwendungen als auch ortsfeste und mobile Anwendungen unterscheidet. Übliche

Anforderungen umfassen unter anderem Leistungs- und Energiebedarf, Kosten für Elektrizitätsbezug, Anwendungsdauer oder Zyklenhäufigkeit. Auch eine Spezifizierung des Einsatzortes ist wichtig. Anhand dieser Kenngrößen ist es möglich viele Anforderungen an das Speichersystem festzulegen und mit den Spezifikationen der zur Auswahl stehenden Technologien abzugleichen.

Eine weitere gängige Einteilung umfasst drei große Einsatzfelder: portable Geräte, mobile oder stationäre Anwendungen. Diese werden im Folgenden mit Anwendungsgebieten und soweit möglich mit Marktvolumen kurz vorgestellt.

Portable Geräte

Unter portablen Geräten versteht man Kleingeräte, die keinen festen Einsatzort haben. Dies sind z. B. Mobiltelefone, Laptops oder Akkubohrmaschinen. Durch die recht kurzen Lebenszyklen und neuen Produktkategorien, wie z. B. Tablets ist ein Marktüberblick schnell veraltet. Das Marktvolumen anhand der jährlichen Stückzahlen ist bei Mobiltelefonen mit über einer Mrd. Geräte pro Jahr führend, vor Laptops und Digitalkameras, die im Bereich von 100 Mio. Stück pro Jahr sind (Hannig u. a. 2009; Pistoia 2009). Ebenfalls zu dieser Kategorie gehören die vielen Geräte, in denen hauptsächlich Primärbatterien zum Einsatz kommen wie Uhren (Pistoia 2009). Das Marktvolumen für Batterien aus dem portablen Bereich wird von Hannig u. a. (2009) für das Jahr 2009 mit zehn Mrd. US-Dollar angegeben. Wovon fast 90 Prozent des Umsatzes auf LIB entfallen. Die Zellproduktion erfolgt zu über 98 % in Japan, China und Korea (Wohlfahrt-Mehrens 2011).

Mobile Anwendungen

Zum Einsatzfeld der mobilen Anwendungen zählen vor allem solche, die einen elektrischen, teil-elektrischen oder effizienteren Antrieb von Fahrzeugen ermöglichen. Weiterhin kann der Einsatz in Hilfsdiensten als Starterbatterien oder für Nebenverbraucher erfolgen (Hannig u. a. 2009). Eine Kurzübersicht veranschaulicht die Bandbreite:

- Starterbatterien für Motorfahrzeuge
- Elektrozweiräder (Pedelects, E-Bikes)
- Straßenfahrzeuge ohne Lademöglichkeit an der Steckdose (Mirco-, Mild-, Full-Hybrid)
- E-Pkw (PHEV, BEV)
- Industriefahrzeuge wie Gabelstapler
- Hilfsaggregate bzw. Auxiliary Power Units (APU)

Den bedeutendsten Anteil am Marktvolumen könnten zukünftig E-Kfz ausmachen. Nach Heinrichs (2013) summiert sich der E-Kfz-Bestand in Europa im Jahr 2030 auf ca. 100

Mio. BEV und PHEV (vgl. Abbildung 35). Auf Basis einer szenarienbasierten Betrachtung kann dieser Bestand im Jahr 2030 davon beträchtlich abweichen (zwischen ca. 8 und ca. 175 Mio. E-Kfz) (Heinrichs 2013). Dies zeigt die große Bandbreite der möglichen Entwicklungspfade des Bestands von E-Kfz (vgl. auch RAC & UKPIA 2013; IEA 2016).

Stationäre Anwendungen

Das Einsatzfeld für stationäre Speichersysteme kann aus dem Blickwinkel der kommenden Herausforderungen für das zukünftige Energiesystem betrachtet werden. Dabei ist die zunehmende Einspeisung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen (insb. Wind und Sonne) die wohl bedeutendste Herausforderung (EASE & EERA 2013; VDE 2008). Durch die Notwendigkeit eines ständigen Ausgleichs von Nachfrage und Angebot ergeben sich hierdurch gleich mehrere konkretere Herausforderungen: Die Einspeiseleistung kann mit einem hohen Leistungsgradienten zwischen Windstille und Starkwind variieren. Zudem können diese fluktuierenden erneuerbaren Quellen mit nur geringem Leistungskredit⁴⁷ zur gesicherten Leistung hinzugezählt werden (Winkler u. a. 2013), wodurch Ersatzkraftwerke oder andere Flexibilitätsoptionen in ähnlicher Zubauleistung notwendig sind. Durch einen räumlichen Zubau, der sich nicht mit den Nachfrageschwerpunkten deckt, ist zudem eine Entwicklung der Netzinfrastruktur notwendig (Babrowski 2015; DENA 2005; 2010; VDE 2008). Neben der Erzeugungsseite ändert sich auch die Nachfrageseite. So sind steigende Spitzenlasten zu erwarten, die sich bspw. durch E-Kfz oder Wärmepumpen ergeben (EASE & EERA 2013).

Da die Einsatzgebiete für Speicher noch wenig etabliert sind, werden im Folgenden verschiedene Einsatzgebiete lediglich benannt (EASE & EERA 2013; VDE 2008):

- Energiehandel / Arbitrage (Preisunterschiede an Energiemärkten zur Gewinnerzielung ausnutzen)
- Einspeisemanagement / Abregelung von Stromerzeugern vermindern
- Systemdienstleistungen (SDL)
 - Frequenzhaltung, insb. mit Regelleistung
 - Spannungshaltung, bspw. mit Blindleistung
 - Spannungsqualität hinsichtlich Kurvenform oder Störungen
 - Versorgungswiederaufbau mit Schwarzstart-fähigen Betriebsmitteln
- Netzengpassmanagement

⁴⁷ Unter Leistungskredit versteht man den Anteil der installierten Nennleistung, insb. bei erneuerbaren Energieanlagen, die zur gesicherten Leistung hinzugezählt werden kann. Für diesen Anteil wird eine sehr hohe Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit (z. B. 98 %) zugrunde gelegt.

- Investitionsverzögerung durch Lastmanagement
- Spitzenlast- und Spitzeneinspeisungsregelung (engl. peak shaving)
- Inselnetzversorgung
- Lastausgleich (engl. load leveling),
- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
- Pufferspeicher und Netzeinspeisemanagement
- Überbrückung längerer Flauten
- Langzeitspeicherung (Wochen- bis Saisonzyklen)
- Kostenmanagement bei zeitvariablen Tarifen

Prinzipiell können Energiespeicher an unterschiedlichen Stellen im Energiesystem und von verschiedenen Akteuren betrieben werden. Dabei sind Normen und Standards zu beachten, die bspw. einen sicheren Betrieb und definierte Schnittstellen gewährleisten sollen (VDI u. a. 2016). Eine doppelte Nutzung ist dabei technisch denkbar. Jedoch sind in vielen Fällen Einsatzkonflikte zu erwarten. Diese können beispielsweise strukturell bedingt sein, Zielkonflikte beinhalten (Kanngießer 2014) oder rechtlich unzulässig sein.

Zu berücksichtigen sind weiterhin verschiedene Alternativen, die je nach Einsatzgebiet die gleiche Aufgabe zu geringeren Kosten erfüllen können (VDE 2008). Dazu gehören auf der Nachfrageseite das Lastmanagement oder die Nutzung von bereits vorhandenen Speichern, wie die aus E-Kfz. Auf der Erzeugerseite könnten alle Stromerzeuger an der Netzregelung beteiligt werden, was zunehmend umgesetzt wird. Dazu kann ein lokales oder übergeordnetes Erzeugungsmanagement (z. B. bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen) eingesetzt werden. Im Bereich der Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie kann der gezielte Netzausbau ebenfalls eine Alternative sein. Die multimodale Energienutzung bspw. die Nutzung von thermischen Speichern ist ebenfalls eine Alternative.

3.1.3 Technologieauswahl für konkreten Einsatzzweck

Zur Auswahl einer Speichertechnologie für einen konkreten Anwendungszweck sollte die Bandbreite der verschiedenen Eingrenzungsmöglichkeiten genutzt werden. Dazu gehört zunächst die Bestimmung des Einsatzgebietes, spezifiziert beispielsweise durch den Anwendungstyp sowie räumliche und zeitliche Restriktionen. Zudem kann dies schon eine Eingrenzung der Speicherklasse beinhalten. Darauf folgt die Spezifizierung weiterer Anforderungen an die Speichereigenschaften wie sie im Abschnitt 3.1.1 aufgelistet sind. Ein Auswahlvergleich kann bspw. anhand eines abgeleiteten Preises für eine gespeicherte

Energieeinheit oder Leistungseinheit erfolgen. Zuletzt müssen auch die rechtlichen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und Unterschiede berücksichtigt werden.

Da dieser Auswahlprozess recht aufwendig sein kann, wird i. d. R. auf Studien zurückgegriffen, die verschiedene Anwendungsgebiete anhand von Szenarien oder Referenzfällen untersucht haben (EASE & EERA 2013; Eyer & Corey 2010; Fuchs u. a. 2012; Neupert u. a. 2009; UMSICHT 2015; VDE 2008, 2012; Zakeri & Syri 2015). In der Studie des VDE (2008) wurden z. B. vier Referenzfälle untersucht, die vom Langzeitspeicher bis zur Spitzenlastreduktion im Niederspannungsnetz reichen.

Für den zu untersuchenden Einsatz eines Energiespeichers im Haushalt sind primäre Einsatzanwendungen das Einspeisemanagement, der Lastausgleich und das Kostenmanagement. Zusätzliche Einsatzgebiete stehen nicht im Fokus. Der dezentral und stationär einzusetzende Energiespeicher kann als Tagesspeicher eingruppiert werden. Damit können die zentral eingesetzten Großspeicher ausgeschlossen werden wie auch die elektrischen Leistungsspeicher. Somit kommen die verschiedenen elektrochemischen Energiespeicher⁴⁸ für eine nähere Untersuchung in Betracht. Diese sind relativ einfach zu installieren, sind skalierbar und können somit für dezentrale Anwendungen eingesetzt werden (VDE 2008). Ein möglichst hoher Wirkungsgrad reduziert die Abwärme und ggf. nötige Kühlsysteme. So erscheinen die Hochtemperatur-Akkumulatoren wegen ihrer hohen Arbeitstemperatur und der dadurch erforderlichen Maßnahmen (Heizung, Dämmung) eher ungeeignet für kleine Systeme im einstelligen kWh-Bereich. Für die engere Auswahl verbleiben deshalb die Niedertemperatur Akkumulatoren und die Redox-Flussbatterien. Blei-Säure-Batterien werden seit Jahrzehnten eingesetzt und erfordern in der Regel eine geringe Investition. Dafür sind Zyklenfestigkeit und Wirkungsgrad eher gering. LIB haben durch die Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität enorme technische wie auch ökonomische Fortschritte erzielt und haben dort sowohl NaNiCl- als auch NiMH-Batterien verdrängt. Gleiches gilt für den Bereich der portablen Geräte, bei denen schon seit Jahren LIB marktbeherrschend sind (Jörissen u. a. 2009). Die verbleibende Alternative der Redox-Flussbatterien ist in der Entwicklung scheinbar noch nicht vollständig ausgereift, da sie für den Hausspeichereinsatz auf dem Markt noch nicht verfügbar sind (Fuhs 2014). So verbleiben zwei Technologien, die auch beide heutzutage auf dem Markt vertreten sind (Fuhs 2014): LIB und Blei-Säure-Batterien. In ihrem Einsatz sind sie ähnlich zu handhaben und benötigen Stromrichter und Leistungselektronik zur Anbindung ans

⁴⁸ Wietschel u. a. (2015, S. 198) schließen andere Technologien als Batteriespeicher für den stationären Bereich kleiner Leistung (< 100 kW) aus.

Hausenergiesystem bzw. zur PVA. LIB haben deutlich höhere Leistungs- und Energiewerte, eine höhere Effizienz sowie eine längere Nutzungsdauer (vgl. Tabelle 3.2). Dafür sind sie etwas komplizierter in der Handhabung und erfordern sowohl ein komplizierteres BMS als auch i. d. R. höhere Sicherheitsanforderungen⁴⁹. Da die Entwicklung dieser Technologie derzeit dynamisch ist und die Preise für LIB in den nächsten Jahren aufgrund der Entwicklungen im automobilen Bereich weiter sinken werden, soll im Folgenden diese Technologie beispielhaft ausgewählt und für die Arbeit verwendet werden.

3.2 Aufbau und Funktionsprinzip von Lithium-Ionen-Batterien

Die LIB ist eine sekundäre Batterie (Akkumulator), die aus einer oder mehreren Zellen besteht. Eine Zelle besteht i. d. R. aus einem galvanischen Element und einem Gehäuse. Solche Einzelzellen werden oft zusammengeschaltet zu einem Batteriepack, das zusätzlich ein BMS erfordert. Der Aufbau und die Funktionsweise werden im Folgenden aus der Literatur zusammengefasst (vgl. Ender 2014; Jossen & Weydanz 2006; Ketterer u. a. 2009); weitere Grundlagenbücher sind von Gellerich (2015), Nazri & Pistoia (2009) und Reddy & Linden (2011). Eine Lithium-Ionen-Zelle wandelt in einer chemischen Reaktion⁵⁰ chemische in elektrische Energie um und umgekehrt. Dabei hat sie einen charakteristischen Spannungsverlauf⁵¹ und eine Kapazität, die durch die Integration der Entladungsstromstärke über die Zeit berechnet werden kann. Insbesondere das Lithium (Li) ermöglicht eine hohe Zellspannung, die je nach Typ bis zu 4,0 V beträgt, und damit eine vergleichsweise hohe Energie- bzw. Leistungsdichte. Anspruchsvoll ist hingegen die Sicherheit des Systems durch das aktive Lithium. Fortschritte wurden in den letzten Jahren in Bezug auf die hohe Zyklenfestigkeit (insbesondere bei Teilzyklen) und die hohe erwartbare kalendarische Lebensdauer gemacht (Sieg 2013).

Die Li-Ionen-Zelle (vgl. Abbildung 3.2) besteht in der Regel aus einer negativen Elektrode (Anode⁵²), einem Separator der mit Elektrolyt⁵³ getränkt ist und einer positiven Elekt-

⁴⁹ Bei LIB können hohe Temperaturen zum Versagen des Separators führen. In der Regel muss bei LIB jede Zelle einzeln überwacht werden.

⁵⁰ Die Thermodynamik von elektrochemischen Stromquellen wie den Akkumulatoren wird bspw. in Winsel (1992) beschrieben.

⁵¹ Die Spannungsdifferenz ergibt sich aus der Potenzialdifferenz und ist abhängig vom Ladestand.

⁵² Bei Batterien werden die Bezeichnungen Anode (negative Elektrode) und Kathode (positive Elektrode) nach dem Entladungsfall bezeichnet und nicht wie üblich nach der Reaktion, bei der an der Anode die Oxidation und die Reduktion an der Kathode stattfindet.

rode (Kathode)⁵⁴. Beide Elektroden bestehen aus einem Aktivmaterial und einem elektrisch gut leitenden Ableiter (z. B. Kupfer bzw. Aluminium). Dabei dienen die Elektroden als Wirtsgitter für die Lithium-Elemente. Diese werden entweder als Gastatome dort eingelagert (Interkalation) oder werden chemisch gebunden und dann als Konversionselektroden bezeichnet.

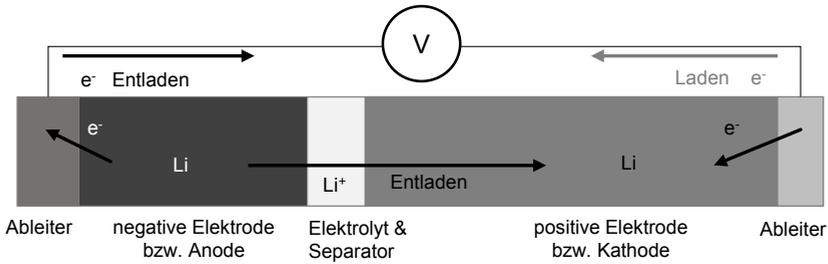
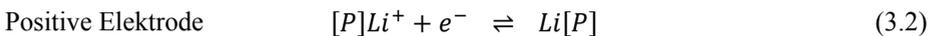
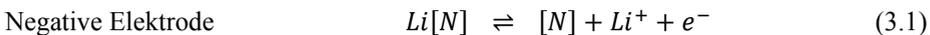


Abbildung 3.2: Mikrostruktureller Aufbau einer Li-Ionen-Zelle, nach Jossen & Weydanz (2006)

Beim Entladen oxidiert das Lithium in der negativen Elektrode (vgl. Formel (3.1)) und wandert als Li-Ion durch Elektrolyt und Separator zur positiven Elektrode. Dort reduziert es mit Elektronen zu Lithium und wird in der Elektrode eingelagert (vgl. Formel (3.2)). Im entladenen Zustand befindet sich das Lithium in der positiven Elektrode. Beim folgenden Ladeprozess kehrt sich der ganze Prozess um. Die Elektroden werden dabei jeweils durch einen äußeren Strompfad von der einen zur anderen Elektrode geleitet (vgl. Abbildung 3.2). Elektrolyt und Separator sind dabei ausschließlich Li-Ionen leitend und isolieren somit Anode und Kathode elektrisch voneinander. Im Falle des Entladens wird Arbeit verrichtet, beim Laden wird Energie zugeführt.

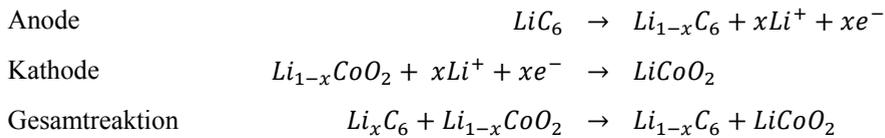


Anmerkung: [N] Formeleinheit des Wirtsgitters an der negativen Elektrode, [P] Formeleinheit des Wirtsgitters an der positiven Elektrode; vgl. Ender (2014)

Eine beispielhafte Reaktion des Entladevorgangs einer Li-Ionen-Zelle dazu ist folgend dargestellt (nach Ivers-Tiffée 2012):

⁵³ Im Falle eines festen Elektrolyten kann der Einsatz eines Separators entfallen.

⁵⁴ Manchmal werden in einer Zelle mehrere Schichten galvanischer Elemente zusammengefasst.



Die Leerlaufspannung stellt sich ein, wenn die Zelle ohne Last ist und kann aus der Differenz des elektrischen Potentials von negativer und positiver Elektrode berechnet werden. Dieses Potential ist abhängig von der Konzentration des Lithiums in den Elektroden und ändert sich somit mit dem Ladezustand. Wird die Zelle belastet (Entladen), treten während des Transports in allen Zellschichten Verluste auf. Dadurch ist die Betriebsspannung immer kleiner als die Leerlaufspannung. Dabei wird unterteilt in Ohmsche Verluste, Verluste beim Ladungsdurchtritt und Diffusionsverluste.

Die Auswahl für Aktivmaterialien der Elektroden ist groß, da viele Verbindungen Lithium einlagern können oder sich mit diesem verbinden. Eine wichtige Kenngröße ist der Potentialunterschied zwischen negativer und positiver Elektrode. Die negative Elektrode sollte dabei ein Potential ähnlich des Lithium-Metalls haben, welches bspw. bei Primärzellen eingesetzt wird. Probleme mit der Sicherheit und Haltbarkeit sprechen bei Sekundärzellen gegen den Einsatz von Li-Metall, wobei insbesondere die hohe Reaktivität (Li reagiert mit Luft und Wasser) problematisch ist. Deshalb werden bei kommerziellen Zellen fast ausschließlich Elektroden aus Kohlenstoff verwendet. Graphit stellt dabei einen guten Kompromiss aus Sicherheit, Stabilität, Preis, Potentialbereich und Kapazität dar. Für die positive Elektrode kommen verschiedene Stoff- und Formkombinationen mit möglichst hohem Potential gegenüber der negativen Elektrode in Frage. Gängige Stoffe sind:

- Lithiumcobaltoxid (LiCoO_2) mit hoher Kapazität,
- Lithiumnickeloxid (LiNiO_2) mit guter Hochstromfähigkeit oder
- lithiiertes Manganoxid, auch Manganspinell genannt (LiMn_2O_4 kurz LMO), mit einem geringeren Preis.
- Ein Stoffsystem dieser drei Materialien, mit der Formel $\text{Li}(\text{Ni}_x\text{Co}_y\text{Mn}_z)\text{O}_2$ (kurz NCM), hat ein Kristallgitter, das Nickel, Kobalt und Mangan beinhaltet und die guten Eigenschaften vereinen soll.
- Lithiumeisenphosphat (LiFePO_4 kurz LFP) hat eine hohe thermische Stabilität und einen geringen Preis. Allerdings hat LFP eine geringere mittlere Spannung und eine geringere Energiedichte.

Die Kombination der Materialien und Stoffstrukturen hat wesentlichen Einfluss auf die technischen Parameter, Sicherheit, Stabilität und den Preis des Systems⁵⁵. Ergänzt wird das Aktivmaterial in der positiven Elektrode in der Regel durch Leitruß, um eine bessere Leitfähigkeit zu erreichen (vgl. Abbildung 3.2). Ein Separator wird benötigt, um die beiden Elektroden voneinander zu isolieren, wenn ein flüssiger Elektrolyt eingesetzt wird. Der Separator sollte ionendurchlässig, thermisch stabil, gleichmäßig porös und chemisch stabil gegenüber den angrenzenden Stoffen sein. Es kommen dabei hauptsächlich Polymer-Membrane zum Einsatz. Keramische Separatoren sind dagegen thermisch belastbarer, aber bisher wenig verbreitet. Der Elektrolyt dient zum Ionentransport und sollte diese sehr gut leiten. Hauptsächlich werden flüssige, hochreine, wasserfreie, organische Lösungsmittel wie bspw. Ethylen- oder Dimethylcarbonat eingesetzt. Darin gelöst sind Leitsalze wie LiPF_6 . Zunehmend werden auch Elektrolyten auf Polymerbasis verwendet⁵⁶. Diese LIB mit einem Elektrolyten auf Polymerbasis werden in der Regel als Li-Polymer-Batterien bezeichnet. Üblicherweise werden solche Batterien als Pouch-Bag produziert und nicht in festen Gehäusen (rund oder prismatisch).

3.3 Alterungseinflüsse bei Lithium-Ionen-Batterien

Die Alterung einer LIB lässt sich vereinfacht in eine zyklische und eine kalendarische Alterung einteilen (Jossen & Weydanz 2006). Die zyklische Alterung oder Degradation erfolgt durch die dynamische Belastung der Lade- und Entladevorgänge. Die kalendarische Alterung ist bedingt durch die Lagerung der Batterie (Ketterer u. a. 2009). Die Alterungsprozesse von elektrochemischen Speichern schreiten dabei je nach Zellchemie und Einsatzprofil unterschiedlich schnell voran und sind komplex. Im Folgenden werden auf Basis von Jossen & Weydanz (2006) und Vetter u. a. (2005) die grundlegenden Einflüsse zusammengefasst dargestellt. In Hoog u. a. (2014) werden der aktuelle Forschungsstand und die Ursachen der Prozesse beschrieben. Weitere Arbeiten wie Broussley u. a. (2005), Buchberger u. a. (2015) oder Deng (2015) geben einen umfassenderen Einblick in die Alterungseinflüsse und die Erkenntnisse der letzten Jahre. Messbar ist der Alterungsprozess während des Einsatzes bspw. durch den Verlust an Kapazität und einen steigenden Innenwiderstand, welcher zu einer reduzierten maximalen Lade- bzw. Entladeleistung führt. Weitere technische Auswirkungen sind eine höhere Selbstentladung und ein sin-

⁵⁵ Einen umfassenden Überblick über die verschiedenen Festkörperbatterien geben auch Kim u. a. (2015).

⁵⁶ Sie untergliedern sich in drei Gruppen: feste trockene Polymerelektrolyten, Hybrid-(Gel)-Elektrolyten und mikroporöse Polyolefin-Membrane.

kender Wirkungsgrad. In der Zelle finden an Anode, Kathode und Elektrolyt jeweils unterschiedliche Alterungsprozesse statt. Diese hängen auch von den verwendeten Materialien und deren Eigenschaften ab. Wichtige Prozesse sind die Passivierung und das Wachstum der Deckschichten, wie z. B. der SEI-Film (englisch: solid electrolyte interface), besonders an der negativen Elektrode (Anode). Dieser Prozess wird hervorgerufen durch Zyklisierung der Zelle und hohe C-Raten. Hohe Temperaturen fördern diesen Prozess und führen zusätzlich zur Zersetzung des Elektrolyten und Leitsalzes. Weiterhin fördern hohe Temperaturen das Austrocknen der Zelle. Hohe Zellspannungen, wie sie durch einen hohen Ladezustand oder Überladung durch zu hohe Ladespannung hervorgerufen werden, sind zudem schädlich für die Zelle und fördern den Zersetzungsprozess. Bestimmte Materialien rufen zusätzliche Altersmechanismen hervor, wie das Herauslösen einzelner Elemente (z. B. Mangan, Mn) oder rufen Volumenarbeit (z. B. Graphit) hervor. In diesem Fall ist eine Tiefenentladung schädlich und fördert die Alterungsprozesse.

Neben dem irreversiblen Kapazitätsverlust gibt es die reversible Selbstentladung, die durch erneutes Laden der LIB wieder ausgeglichen werden kann (Jossen & Weydanz 2006).

3.3.1 End of Life

End of Life (EoL) bezeichnet eigentlich das technische Lebensende der Batterie. Ein Komplettausfall einer Li-Ionen-Zelle ist jedoch sehr selten und ist meist verbunden mit einer Außeneinwirkung, welche die Zelle mechanisch zerstört. Deshalb wird in der Regel das EoL definiert nach dem Zeitpunkt, an dem die Funktion der Batterie nicht mehr ausreichend für den Anwendungsfall ist (Herb 2010). Dies entspricht in der Regel einer Restkapazität von 60-80 % bezogen auf die Anfangskapazität (Jossen & Weydanz 2006). Gesetzlich sind keine Grenzwerte im deutschen Batteriegesetz (Bundestag 2009) oder in der EU-Richtlinie 2006/66/EG (Europäische Union 2006) verankert.

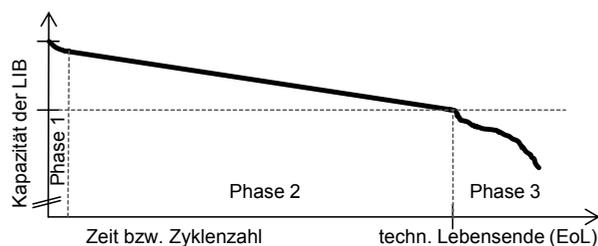


Abbildung 3.3: Kapazitätsverlust einer beispielhaften Li-Ionen-Zelle, nach Jossen & Weydanz (2006)

Der Kapazitätsverlust lässt sich in drei Phasen einteilen (vgl. Abbildung 3.3), in denen jeweils unterschiedliche Alterungsprozesse erfolgen (Zhang & White 2008). Nach der regulären Nutzungsphase (Phase 2) zeichnet sich die Phase 3 durch einen beschleunigten Kapazitätsverlust aus (Bloom u. a. 2006). Dieser kann weiterhin nahezu linear sein oder aber sich weiter beschleunigen (Barenschee 2010; Konietzko & Gernuks 2011) und zu einem abrupten Versagen führen (Schäfer 2009a; Ecker u. a. 2014). Diese beschleunigte Alterung ist insbesondere auf die Abscheidung von Lithium an der negativen Elektrode zurückzuführen⁵⁷ (Bach u. a. 2016; Schuster u. a. 2015). Als geeignete Restkapazitätsgrenze zur Definition des EoL werden in der Automobilindustrie oft 80 % angenommen (Nazri & Pistoia 2009). Im stationären Bereich ist auch eine Restkapazitätsgrenze von 70 % verbreitet (Schmiegel 2014). Bei dieser reduzierten Grenze von 80 % auf 70 % verdoppelt sich der innere Widerstand der Zelle. Dies ist lediglich bei geringen Strömen (geringerer thermischer Belastung), wie sie im stationären Einsatz möglich sind, wenig problematisch (Schmiegel 2014).

3.3.2 Alterungsverhalten

Das Alterungsverhalten von LIB wird in vielen Forschungsarbeiten intensiv untersucht. Dennoch ist das verfügbare Wissen darüber begrenzt und verschiedene Zusammenhänge sind noch nicht quantitativ bestimmt. Dies liegt an den komplexen Prozessen in der Zelle, der Vielfalt verschiedener Zellchemien und der technologischen Entwicklung bei LIB in den vergangenen Jahren. Dennoch ähneln sich Alterungszusammenhänge verschiedener Zellen. Quantitative Auswertungen sollten allerdings unter dieser Annahme mit Vorsicht genutzt werden. Im Folgenden werden insbesondere die Einflüsse von Zyklentiefe, Ladezustand, Temperatur und C-Rate beschrieben. Dabei wird zwischen kalendarischer Alterung und zyklischer Alterung unterschieden (Jossen & Weydanz 2006; Vetter u. a. 2005).

Grundsätzlich empfehlen Marano u. a. (2009) LIB „schonend“ zu behandeln. So solle die Batterie nie unter 5 % bzw. 25 % SoC (State of Charge, engl. für Ladestand) entladen und nie über 95 % SoC geladen werden. Dies bestätigen Vetter u. a. (2005). Ecker u. a. (2014) ergänzen auf Basis ihrer Batterietests an einer Sanyo UR18650E (NMC), dass Zyklisierungen möglichst im Bereich von 50 % durchgeführt werden sollten, da Zyklisierungen bei niedrigen oder hohen Ladezuständen die Zellen deutlich schneller altern lassen. Beachtet man bei der Zyklisierung auch die Zyklentiefe, so stellen schon Kalhammer u. a.

⁵⁷ Das Abscheiden von Lithium an der Kathode (Lithium-Platin) wird verursacht durch schnelles Laden und mechanischen Druck, der zu Überladungszonen führt.

(2007) fest, dass größere Zyklostiefen (englisch: Depth of Discharge, DoD) die LIB überproportional altern lassen (vgl. Abbildung 3.4)⁵⁸. Dies bestätigen auch Markel u. a. (2006), Pesaran (2007) und Peterson u. a. (2010). Somit sinkt der mögliche Energieumsatz der Zelle mit hohen DoD. Kleine Zyklostiefen haben hingegen kaum Einfluss auf die Alterung (Schmiegel 2014), was insbesondere für Hochleistungsanwendungen wichtig ist (Caraolo u. a. 2016). Nach Wang u. a. (2011) hat die Zyklostiefe dagegen kaum Einfluss auf die Alterung, solange lediglich geringe C-Raten genutzt werden.

Bei der Untersuchung der kalendarischen Lebensdauer zeigt sich, dass niedrige Ladestände die Zellen am wenigsten schädigen (Ecker u. a. 2014; Kaneko u. a. 2013; Schmalstieg u. a. 2013). Ergänzend zeigen die Tests von Lunz u. a. (2012) mit ebenfalls einer NMC-Zelle den starken Einfluss der kalendarischen Alterung bei hohen Ladeständen. Je höher die Spannung bzw. der Ladezustand, desto schneller altern die Zellen. Lunz u. a. (2012) zeigen zusätzlich, dass eine Zyklisierung mit 100 % Zyklostiefe (DoD) die Zellen ähnlich stark altern lässt wie eine Zelle, die bei 80 % SoC gelagert wird. Eine Zyklisierung zwischen 50 und 100% SoC lässt die Zelle dagegen fast doppelt so schnell altern und ist damit im Bereich einer kalendarischen Alterung von einer Zelle, die bei 90 % SoC gelagert wird (Lunz u. a. 2012).

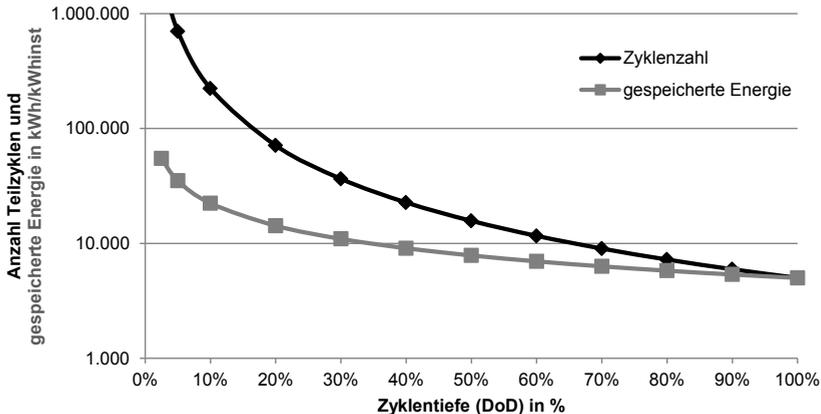


Abbildung 3.4: Alterung durch Zyklisierung in Abhängigkeit der Zyklostiefe nach Kalhammer u. a. (2007)

⁵⁸ Die Zykluszahl in Abhängigkeit der Zyklostiefe lässt sich mit der Funktion $N_{DoD} = a \cdot DoD^b$ annähern. In Abbildung 3.4 wird $a = 5\,000$ und $b = -1,65$ angenommen. Aus Kalhammer u. a. (2007) kann für eine JCS VL41M $a = 1\,647$ und $b = -1,974$ abgeleitet werden und aus Schäfer (2009) kann für eine Hochenergiezelle von LiTech in etwa $a = 7\,500$ und $b = -1,55$ bestimmt werden. In weiteren Quellen wird dieser Zusammenhang ebenfalls dargestellt oder genutzt (Link u. a. 2010; Pesaran 2007; Peterson u. a. 2010).

Auch die Temperatur hat erheblichen Einfluss auf die Lebensdauer einer LIB (Hofmann 2010 aus Rosenkranz u. a. 2007). Die Alterungsprozesse (zyklisch und kalendarisch) laufen bei höheren Temperaturen beschleunigt ab. Dies wird auch mit dem Arrhenius'schen Gesetz beschrieben (Jossen & Weydanz 2006; Wang u. a. 2011) und führt in der Praxis zu einer praktischen aber lediglich groben Näherung (Schmiegel 2014): Eine Temperatursteigerung um 10 K führt zu einer Verdopplung der Reaktionsgeschwindigkeit. Daraus lässt sich ableiten, dass eine Temperatursteigerung um 10 K die kalendarische Lebensdauer auf die Hälfte verringert. Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C sind die untersuchten LIB demnach bis zu 20 Jahre nutzbar. Auch Vetter u. a. (2005) und Marongiu u. a. (2015) konnten schon nachweisen, dass hohe Temperaturen schädlich für LIB sind.

Messreihen von Schäfer (2009a) zeigen mit Hochenergiebatterien einen deutlichen Zusammenhang zwischen zyklischer Lebensdauer und der C-Rate. So reduziert sich die zyklische Lebensdauer bei einer Belastung von 3 C im Vergleich zu 1 C auf weniger als die Hälfte der Zyklen. Auch die verfügbare Kapazität während des Zyklus sinkt bei höheren C-Raten (Barenschee 2010). Allerdings sind die Ergebnisse von Marongiu u. a. (2015) weniger eindeutig.

Weitere Einflussgrößen sind die Feuchtigkeit, mechanische Einflüsse wie Vibrationen oder auch verschiedene Materialkombinationen in den Li-Ionen-Zellen. Allerdings ist hier die Informationslage bisher unzureichend.

Die Abhängigkeiten zwischen den betrachteten Einflussgrößen sind ebenfalls noch wenig untersucht⁵⁹. Schmalstieg u. a. (2013) und Wang u. a. (2016) addieren den Faktor der kalendarischen mit der zyklischen Alterung. Damit nehmen sie an, dass es keine Abhängigkeit zwischen den beiden Einflussfaktoren gibt. Auch Bloom u. a. (2006) zeigen, dass die zyklische Alterung zusätzlich zur kalendarischen wirkt. Etwa 2/3 bis 3/4 des Kapazitätsverlustes wird durch kalendarische Alterung verursacht. Petit u. a. (2016) argumentieren hingegen, dass die kalendarische Alterung in der zyklischen Alterung bereits enthalten sei. In Bezug auf die Temperatur zeigen Marano u. a. (2009) und Sarasketa-Zabala u. a. (2014) einen nichtlinearen Zusammenhang zum Ladestand, wobei hohe Temperaturen und hohe Ladestände die LIB überproportional schädigen. Grolleau u. a. (2014) und Sarasketa-Zabala u. a. (2014) kommen ergänzend zu dem Ergebnis, dass die Temperatur einen deutlich stärkeren Einfluss hat als der Ladezustand. Wang u. a. (2011) stellen anhand von

⁵⁹ Wegen der beschleunigten Alterungsprozesse bei hohen Temperaturen, wurden viele der folgenden Erkenntnisse bei hohen Temperaturen (> 40 °C) durchgeführt. Da der Temperatureinfluss in vielen Fällen wohl nicht linear eingeht, können die Ergebnisse nicht direkt auf niedrigere Temperaturen übertragen werden.

Messergebnissen ein Abnutzungsmodell auf, das C-Rate, Zyklentiefe, Temperatur und Zyklenzahl in Abhängigkeit bringt. So altern die Zellen bei hohen Temperaturen, C-Raten und Zyklentiefe am stärksten. Eddahech u. a. (2015) zeigen unterschiedliche Zusammenhänge je nach Zellchemie. Vetter u. a. (2005) haben ergänzend festgestellt, dass ein Ladevorgang bei tiefen Temperaturen auch lebensdauerreduzierend wirkt, obwohl die Lagerung bei tiefen Temperaturen nach Schmalstieg u. a. (2013) die Lebensdauer am wenigsten reduziert. Entsprechend muss davon ausgegangen werden, dass es Zusammenhänge zwischen den einzelnen Alterungsfaktoren gibt. Noch widersprechen sich verschiedene Untersuchungen⁶⁰ und insgesamt ist zu wenig bekannt, wie diese Zusammenhänge wirken. Deshalb bedarf es weiterer Forschungsarbeiten in diesem Bereich.

Ein weiterer zu beachtender Faktor ist, dass die Angaben der Hersteller zu Lebensdauer und Wirkungsgrad oft wenig transparent sind und so deren Qualität und Wirtschaftlichkeit schwer eingeschätzt werden kann (Wollersheim & Gutsch 2015).

3.4 Weitere Aspekte zu Lithium-Ionen-Batterien

Neben dem Alterungsverhalten sind weitere Aspekte bei der Nutzung von LIB von Bedeutung. Dies betrifft insbesondere die Sicherheit der Speichersysteme, die Materialverfügbarkeit und die Markt- und Preisentwicklung. Weiterhin ist die Zweitnutzung von LIB aus mobilen Anwendungen im stationären Bereich eine diskutierte Möglichkeit, die in ersten Projekten erprobt wird.

3.4.1 Sicherheit der Speichersysteme

Die Sicherheit der Speichersysteme ist insbesondere durch die hohe Reaktionsfreudigkeit von Lithium eine beachtenswerte Eigenschaft in der Entwicklung. So wurde 2014 von Competence E am KIT (VDI nachrichten 2014) gewarnt, dass einige der am Markt befindlichen Produkte nicht sicher sind und zu Hausbränden führen können. Daraufhin wurde durch die Verbände ein Sicherheitsleitfaden (BSW-Solar u. a. 2014) erarbeitet, der die Basis für eine spätere Norm legen soll. Die Sicherheit ist dabei innerhalb dreier Systemgrenzen zu gewährleisten: für die einzelne Zelle, die Batterie und das ganze System. Dabei sind folgende Gefahrenquellen zu berücksichtigen: interne und externe Kurzschlussmöglichkeiten, Über- oder Tiefentladung, Überstrom, zu tiefe oder zu hohe Tem-

⁶⁰ Die Gründe könnten hierfür in den Unterschieden der verwendeten Zelltypen oder den Untersuchungsmethoden liegen.

peraturen, mechanische Schäden sowie Produktions- bzw. Designfehler. Auf Systemebene sind weiterhin folgende Gefahrenquellen zu beachten: Fehlinstallation oder -bedienung, gefährliche Berührspannungen, Missbrauch, unklare Betriebszustände, Schadstoffemissionen und zuletzt Fehler in der Gefährdungsanalyse und Risikobewertung. Diese Auflistung zeigt die Komplexität des Systems und die vielfältigen Gefährdungen, denen mit Schutzmaßnahmen anhand von bestehenden Normen (wie bspw. UN38.3, DIN-EN 62619, VDE AR 2510) und weitergehenden präventiven Maßnahmen begegnet werden muss. Der VDE (2015) gibt darüber hinaus einen Überblick über gesetzliche Regelungen und Normen.

3.4.2 Preisentwicklung und Markt

Im Abschnitt 2.3.1 wurde bereits ein erwartetes Marktwachstum von E-Kfz beschrieben. Jedoch sind für die Verfügbarkeit und den Markt von Lithium nicht nur die Entwicklung der E-Kfz sondern auch alle anderen Anwendungsmärkte von Lithium von Relevanz. Konietzko & Gernuks (2011) gehen von einem starken Wachstum des Verbrauchs von Lithium aus, der sich auf ca. 150 bis 450 Tsd. t Lithium pro Jahr im Jahr 2050 steigert. Davon wird ein erheblicher Anteil von ca. 100 Tsd. t Lithium pro Jahr von anderen Branchen als für Traktionsbatterien verbraucht. Allerdings ist Lithium nur ein kleiner Bestandteil (2 %) der Zelle (Weyhe 2010) und der Herstellungskosten (Konietzko & Gernuks 2011). Diese variieren jedoch je nach Materialzusammensetzung und Dicke der Elektroden (Patry u. a. 2014).

Betrachtet man den gesamten Markt für LIB, so erwarten Thielmann u. a. (2015) einen Markt von ca. 55 bis 70 GWh im Jahr 2015 und eine Preisspanne von 200 bis 800 US\$/kWh. Dabei wird der Markt dominiert von kleinformatischen Zellen für portable Geräte (ca. 40 GWh) und Elektromobilität (ca. 15-25 GWh). Stationäre Anwendungen liegen in Bezug auf die Kapazität bisher eine Größenordnung darunter (Thielmann u. a. 2015). Unter großen Unsicherheiten wird der Markt für 2025 auf ca. 150, 400 oder 700 GWh/a für LIB geschätzt, je nachdem welches Szenario angenommen wird. Nur unter schlechten Entwicklungen wird der LIB-Markt dominiert von den portablen Geräten. Ansonsten wird die Elektromobilität den größten Markt für LIB darstellen.

Die erwartete Dominanz des Marktes für LIB durch Elektromobilität ist deshalb auch für die Betrachtung der erwarteten Preise für LIB relevant. Nykvist & Nilsson (2015) untersuchten in einem Literatur-Review-Artikel die Preisentwicklung von Batterien für E-Kfz. Dabei zeigt sich eine Kostenentwicklung von über 1 000 US\$/kWh im Jahr 2007 auf etwa 410 US\$/kWh im Jahr 2014; bei den marktbestimmenden Herstellern von E-Kfz sind die

Kosten sogar auf etwa 300 US\$/kWh gefallen. Dies entspricht einer Lernrate von etwa 6 bis 9 % bei einer Verdopplung der Produktion. Dabei scheint es Nykvist & Nilsson (2015) als wahrscheinlich, dass die Kosten für Li-Ionen-Zellen in naher Zukunft auf unter 200 US\$/kWh sinken⁶¹. Das geschieht ohne Verbesserung der Zellchemie, sondern lediglich durch verbesserte Massenproduktion (vgl. auch VDMA 2014).

Im Rahmen dieser Entwicklung der Preise für LIB ist es dennoch beachtlich und interessant, dass viele großen Automobilhersteller inzwischen neben E-Kfz auch SBS anbieten und dazu Kooperationen mit Unternehmen aus dem Bereich der Energiewirtschaft eingehen⁶². Eine Marktübersicht für sogenannte Heim-Speicher (LIB und Pb-Akkus) in Deutschland listet bereits etwa 50 Unternehmen mit über 270 Produkten auf (pv magazine 2015)⁶³. Für Großspeicher werden schon über 80 Produkte gelistet (pv magazine 2015). Die Marktpreise sind nach BSW-Solar (2014a) im Jahr 2014 um 25 % gesunken und nach Kairies u. a. (2016) in den letzten zweieinhalb Jahren um durchschnittlich 18 % pro Jahr. Im gleichen Zeitraum wurden in Deutschland rund 34 000 dezentrale Solarstromspeicher installiert, was bedeutet, dass fast jede zweite kleine PVA mit SBS installiert wurde.

3.4.3 Materialverfügbarkeit

Die Materialverfügbarkeit bezieht sich insbesondere auf Lithium, wobei auch andere Rohstoffe, wie z. B. Kobalt, von Bedeutung sind und bei einer starken Marktdurchdringung von E-Kfz in Zukunft knapp werden könnten (Konietzko & Gernuks 2011). Interessant sind dabei die Reserven. Das sind die bei heutigen Rohstoffpreisen wirtschaftlich nutzbaren Vorräte aus der Erdkruste⁶⁴ (Angerer u. a. 2009). Es gibt mehrere Studien und Übersichten, welche die Bedarfsentwicklung der verschiedenen Branchen und die weltweite Produktion von Lithium für die nächsten Jahrzehnte prognostizieren (Angerer u. a. 2009; Goonan 2012; Speirs u. a. 2014; ZSW 2010). Dabei divergieren die Prognosen und verdeutlichen die zugrundeliegenden Unsicherheiten. Auch wenn die Reserven von Lithium in den nächsten Jahrzehnten noch ausreichend sein sollten, lagern diese in wenigen Ländern und teilweise in politisch wenig stabilen Regionen. Bei den Berechnung wird

⁶¹ In Janek & Zeier (2016) wird von einem aktuellen Zellpreis von 145 US\$ ausgegangen, der in den nächsten Jahren unter 100 US\$ sinken wird.

⁶² Beispielsweise kooperiert Daimler mit seiner Tochter Deutsche Accumotive mit der EnBW, um stationäre Speichersysteme anzubieten, Tesla kooperiert mit Solarcity und Solaredge für das Produkt Powerwall und BMW hat ein Tochterunternehmen Solarwatt das Solarbatterien anbietet.

⁶³ Es gibt weitere Marktübersichten, wie z. B. die aus Australien (Solarquotes 2016).

⁶⁴ Im Unterschied dazu sind Ressourcen nachgewiesene Vorkommen, die allerdings bisher nicht wirtschaftlich abbaubar sind. Teilweise werden auch unentdeckte Vorkommen zu den Ressourcen hinzugezählt.

auch angenommen, dass die Batterien zunehmend recycelt werden. Nach Ende der Nutzungsphasen müssen laut europäischer Richtlinie 2006/66/EG (Europäische Union 2006) die Batterien zurückgenommen und recycelt werden. Dieses Recycling ist aus Gründen des Umweltschutzes sinnvoll, da LIB toxisches Elektrolyt und Schwermetalle enthält. Außerdem kann es auch wirtschaftlich sinnvoll sein (Ordoñez u. a. 2016). Es gibt verschiedene Prozesse für das Recycling von Batterien. Dazu gehören die Hochtemperatur-Schmelze, Raffinationsverfahren und hydrometallurgische Prozesse auch kombiniert mit Elektrolyten (Kotaich & Sloop 2009). Die Kosten für das Recycling von 1 t LIB betragen unabhängig von Batteriegröße und Zellchemie nach Goonan (2012) etwa 1 000 € bis 2 000 €. Ob das Recycling wirtschaftlich profitabel ist, hängt von den Erträgen aus dem Verkauf der recycelten Materialien ab. Diese sind stark von den (i. d. R. volatilen) Weltmarktpreisen der einzelnen Rohstoffe abhängig (Konietzko & Gernuks 2011). Die Erträge variieren dabei stark je nach Batterietyp und verwendeten Materialien. Dementsprechend kann relativ schnell die Situation eintreten, in der das Recycling nicht mehr kostendeckend ist und ausschließlich aufgrund von gesetzgeberischen Zwängen durchgeführt wird und somit im Endeffekt das Primärprodukt verteuert.

3.4.4 Zweitnutzung und Aufbereitung

Da jedoch ein Vorteil für das Primärprodukt angestrebt wird, stellt sich die Frage, ob die LIB aus E-Kfz noch einem zweiten Verwendungszweck (engl. second use) zugeführt werden können, bevor eine Wiederverwertung der Rohstoffe in einem Recyclingprozess durchgeführt wird (vgl. Abbildung 3.5). Da bei LIB im E-Kfz durch den Kapazitätsverlust die Reichweite abnimmt, wird hier das EoL-Kriterium enger gesetzt als für andere Anwendungen. Weiterhin kann eine Zweitnutzung ökologisch begründet sein, indem versucht wird weniger verschwenderisch mit unseren natürlicheren Ressourcen umzugehen (Schneider u. a. 2014).

Ökonomisch interessant wird eine Zweitnutzung allerdings erst, wenn einzelne Zellen oder die gesamte LIB wieder aufbereitet wurde und dennoch für den Anwendungszweck günstiger ist als eine neue LIB oder eine alternative Batterietechnologie wie z. B. Bleisäure oder Redox-Flow. Dabei muss beachtet werden, dass die Austauschrate bei einer Zweitnutzung von LIB i. d. R. höher ist als bei einer Erstnutzung. Da die Kommerzialisierung der LIB für E-Kfz erst seit wenigen Jahren stattfindet, gibt es bisher erst wenige Beispiele für Projekte, in denen eine Zweitnutzung praktisch erprobt wird.

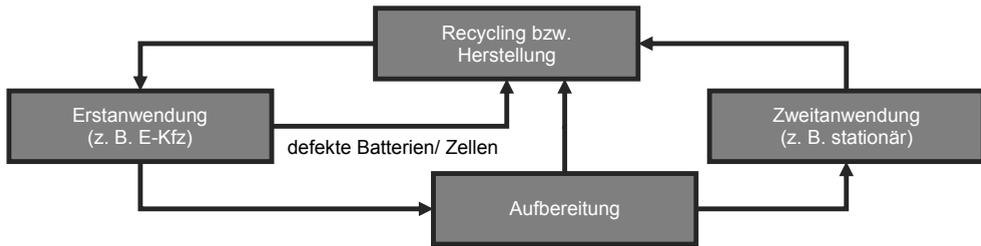


Abbildung 3.5: Lebenszyklus einer LIB inkl. Zweitanwendung

Interessant für eine Zweitnutzung von LIB sind grundsätzlich stationäre Anwendungen (Cready u. a. 2003). Hier sind in der Regel die Anforderungen an Energie- oder Leistungsdichte geringer und auch eine höhere Austauschrate mag akzeptabel sein. Die Bandbreite möglicher stationärer Batterieanwendungen und Einsatzgebiete wurde bereits in Abschnitt 3.1.2 aufgezeigt. Nach Ende der Nutzungsdauer in der Erstanwendung muss die Batterie entweder dem Aufbereitungsprozess zugeführt werden oder dem Recycling, wenn die Batterien defekt sind (vgl. Abbildung 3.5). Die Aufbereitung ermöglicht eine Qualitätssicherung der Batterien für die Zweitanwendung sowie eine Neukonfiguration der Zellen. Defekte Einzelzellen können dabei aussortiert und dem Recycling zugeführt werden. Nach Nutzungsende der aufbereiteten Batterien in der Zweitanwendung werden die Batterien dem Recycling zugeführt. Wie die Prozesse genau ausgestaltet werden, hängt von verschiedenen Rahmenbedingungen ab. Nach Batteriegesetz (BattG) (Bundestag 2009) §9 ist ein Vertreiber von Batterien verpflichtet Industrie-Alt Batterien vom Endnutzer zurückzunehmen und diese entweder selbst zu verwerten oder dem Hersteller zu überlassen. Der Hersteller muss eine dem Vertreiber zumutbare, kostenlose Rückgabe von Altbatterien anbieten (BattG §5 und §14,1) und die Batterien verwerten. Dabei wird nach dem BattG §2,2 und auch der Richtlinie 2006/66/EG (Europäische Union 2006) bereits eine einzelne Zelle als Batterie definiert, da sie eine Quelle elektrischer Energie nach der Umwandlung aus chemischer Energie ist. Batteriesysteme aus E-Kfz sind als Industriebatterien deklariert (BattG §2,5). Vertreiber von Batterien ist derjenige, der diese gewerblich an den Endnutzer abgibt (BattG §2,14). In der Regel ist dies der Fahrzeughersteller.

Aufbereitung

Die Aufbereitung der LIB für die Zweitnutzung umfasst alle technisch notwendigen Prozesse, um die gebrauchten LIB aus der Erstanwendung ihrer Funktion in einer Zweitanwendung zuzuführen. Einen Überblick über solch einen Gesamtprozess zur Aufbereitung von LIB gibt Cready u. a. (2003). Dieser umfasst elf Schritte von der Rücknahme bis zum Versand der neu zusammengestellten Batteriepacks. Dabei erschweren die unterschiedli-

chen Batterietechnologien, Zellgrößen und Zusammensetzungen eine Aufbereitung. Insgesamt werden die Kosten für die Aufbereitung der LIB für die Zweitnutzung ausführlich berechnet (ca. 70 €/kWh). Andere Studien sind weniger ausführlich, wie Neubauer & Pesaran (2011) oder Hein u. a. (2012), die jeweils Kosten in Höhe von ca. 40 €/kWh annehmen. Neubauer u. a. (2012) setzen die Kosten in Abhängigkeit von der Fehlerrate der Zellen und kommen damit auf Werte von ca. 30 bis 120 €/kWh. Diese kleine Übersicht von Studien zeigt schon die hohe Unsicherheit allein bei der Aufbereitung. Ein Aspekt dabei ist, dass LIB international als Gefahrgut der Klasse 9 eingestuft werden und entsprechend den Vorschriften transportiert werden müssen (Narula u. a. 2011; Niegel 2010; Polzer u. a. 2013; Weyhe 2010). Gebrauchte Batterien müssen in der Regel unter gleichen Bedingungen befördert werden wie neue LIB. Bei Beschädigung einer Zelle oder Batterie ist ein Transport jedoch nur mit Einzelerlaubnis oder mit zusätzlichen Sicherheitsvorkehrungen erlaubt (Niegel 2010). Solche Kosten können die Aufbereitung nochmals deutlich verteuern. Kosten reduzierend könnte hingegen eine Wiederverwertung von Elektronik und Sicherheitskomponenten sein. Diese erscheint jedoch wenig wahrscheinlich, da die Zweitbatterien kaum die gleiche Größe (z. B. Anzahl an Zellen) und Verschaltung aufweisen. Denn in diesem Fall, wäre es durch die eingebauten Diagnostiktools in den LIB möglich, auf einen Aufbereitungsprozess zu verzichten, da alle Informationen direkt aus der LIB ausgelesen und entsprechend berücksichtigt werden könnten (Narula u. a. 2011).

Zweitanwendung

Ob eine Zweitanwendung wirtschaftlich interessant ist und dadurch sogar die Erstanwendung profitiert, kann mit Hilfe einer techno-ökonomischen Analyse ermittelt werden, in die viele spezifische Zusammenhänge und Daten einfließen. In dieser Analyse müssten auch Unsicherheiten berücksichtigt werden. Es gibt bereits mehrere Arbeiten, die unterschiedliche Anwendungsfelder für Zweitanwendungen untersucht haben (Chen u. a. 2013; Cicconi u. a. 2012; Cready u. a. 2003; Hein u. a. 2012; Narula u. a. 2011; Neubauer & Pesaran 2010, 2011; Neubauer u. a. 2012; Rezanian & Prügler 2012; Sarrias-Mena u. a. 2014; Tong u. a. 2013). Die unterschiedlichen und teils widersprüchlichen Ergebnisse der Studien zeigen, wie schwierig es bisher ist, Anwendungsfälle für die Zweitnutzung von LIB zu untersuchen. So bestehen erhebliche Unsicherheiten in Bezug auf das Alterungsverhalten von LIB, welche auch das Sicherheitsrisiko erhöhen. Auch die Rahmenbedingungen, wie bspw. bei der Produkthaftung sind weitgehend unklar. Neubauer & Pesaran (2010) sehen daher mehrere Barrieren für die Zweitnutzung von LIB:

- a) Alterungsmechanismen für Zweitanwendungen sind noch unsicher bzw. unzuverlässig,
- b) hohe Kosten für die Aufbereitung der Batterien und Integration in der Zweitanwendung,
- c) niedrige Kosten für alternative Speicherlösungen,
- d) ein bisher fehlender Markt und fehlende Regulierung sowie
- e) Unkenntnis über Zweitnutzung von LIB.

Dennoch ist es denkbar, dass bei weiter verbesserten Eigenschaften der LIB Zweitanwendungen ökologisch und ökonomisch sinnvoll werden. BuW (2016a) kommen in ihrer Studie zu dem Ergebnis, dass es bei einem weiter wachsenden Elektromobilitätsmarkt auch ein erhebliches Potenzial für Zweitanwendungen gibt, wobei zuvorderst Primärregelleistung und elektrische Hausspeicher als Anwendungen erfolgsversprechend erscheinen.

3.5 Modellierungsmethoden von Lithium-Ionen-Batterien

Da, wie erwähnt, die elektrischen Eigenschaften der LIB über die Lebensdauer je nach Betriebsparameter stark variieren können, bleibt die Relevanz einer angemessenen Abbildung und Modellierung von LIB voraussichtlich bestehen oder nimmt sogar zu. Dabei ist eine genaue Berechnung der voraussichtlichen Reichweite eines E-Kfz (in Echtzeit) erst durch die Anwendung von fortschrittlichen Batteriemodellen möglich (Fotouhi u. a. 2016). Allerdings gibt es unterschiedliche Zielsetzungen. So wird für das vorgenannte Beispiel eine gute Modellierung des Ladestands benötigt. Für andere Fragestellungen ist die Modellierung der Alterung bzw. des Gesundheitszustands (engl. state of health, SOH) der LIB relevant.

3.5.1 Messverfahren

Zur Verbesserung des Verständnisses der Zusammenhänge und Weiterentwicklung der Modelle werden verschiedene Messverfahren benötigt und angewendet. Dazu gehören Messungen der materialspezifischen Leerlaufspannungskennlinie (OCV, engl. open circuit voltage). Bekannte Verfahren sind dafür die Relaxationsmessung (stationär), die Konstantstrommessung (quasistationär) und die zyklische Voltammetrie (quasistationär) (Schmidt 2013). Bei Entladekennlinien sind hingegen dynamische Verlustanteile enthalten. Misst man diese bei verschiedenen Stromstärken und vergleicht sie mit der OCV-

Kennlinie, lassen sich dadurch Rückschlüsse auf die Verlustprozesse ziehen (Ivers-Tiffée 2012). Weiterhin ist die elektrochemische Impedanzspektroskopie ein etabliertes Messverfahren, um die einzelnen Widerstände und Verlustprozesse über einen weiten Frequenzbereich zu erfassen und in einem sogenannten Nyquist-Diagramm darzustellen (Illig 2014a). Weitere Verfahren wie die multisine Impedanzspektroskopie oder Zeitbereichsmessungen werden hier nicht weiter ausgeführt.

Wichtige Verlustprozesse, die mit diesen Messverfahren genauer untersucht werden können, sind der Transport von Lithium durch das Elektrolyt (ohmsche Verluste) und die Diffusion ins Zentrum der Aktivmaterialien (Festkörperdiffusion), Verlustprozesse an den Oberflächen zwischen Elektrolyt und Elektroden (Ladungsdurchtritt) oder der Elektronentransport durch die Elektroden (ohmsche Verluste) (Illig 2014a). Viele der genannten Verlustprozesse sind teilweise temperaturabhängig. Die temperaturabhängigen Verlustanteile können durch das Gesetz von Arrhenius beschrieben werden (Illig 2014a).

Insgesamt ist die Modellierung von Batterien ein großes Forschungsfeld, bei dem verschiedene Fachgebiete wie Physik, Chemie, Materialwissenschaften, Elektrotechnik und Maschinenbau involviert sind. Deshalb werden, je nach Zielsetzung, unterschiedliche Modellierungsvarianten ausgearbeitet und genutzt (Shafiei u. a. 2011).

3.5.2 Modellierungsmethoden im Überblick

Einteilen lassen sich die Modellierungsmethoden von LIB auf verschiedene Weise. Dabei ist eine Abgrenzung nicht immer trennscharf möglich. Dennoch ist eine Unterscheidung in mathematische Modelle, elektrochemische Modelle, stochastische Modelle und Modelle mit elektrischem Ersatzschaltbild gängig (Jongerden u. a. 2008; Shafiei u. a. 2011). Eine andere Möglichkeit ist die Unterscheidung in empirische und mechanistische Modelle. Empirische Modelle werden auf Basis gemessener Werte aufgestellt und mechanistische Modelle basieren auf bekannten Mechanismen wie naturwissenschaftlichen Gesetzmäßigkeiten. Beide Modellarten sind deterministisch, da die Ergebnisse auf Basis gleicher Eingangswerte immer gleich sind. Stochastische Modelle beschreiben die Batterie an sich recht abstrakt, die Entlade- und Erholungsvorgänge werden jedoch als stochastische Prozesse abgebildet (Jongerden u. a. 2008). Nikolain u. a. (2014) ergänzen zwei weitere Modellkategorien. Zum einen die thermischen Modelle, um das thermische Verhalten von Batterien zu untersuchen und zum anderen interdisziplinäre Modelle. Bei diesen werden mehrere der genannten Modellarten kombiniert, um die Genauigkeit der Ergebnisse zu erhöhen und durch weitere Parameter die Untersuchungsmöglichkeiten zu erweitern.

Reddy & Linden (2011, Kap. 6) behandeln mathematische Modelle und verstehen darunter die Verwendung von einer oder mehreren Gleichungen, welche die Leistungsfähigkeit einer Batterie beschreiben. Dies kann beispielsweise die Berechnung der Restkapazität der Batterie auf Basis des Entladestroms sein. So wurden erste mathematische Modelle anhand einfacher empirischer Zusammenhänge zwischen gemessenen Parametern aufgestellt. Auch heute noch sind solche Modelle in Verwendung. Ein bekanntes Modell ist der Zusammenhang von Peukert, das er erstmals 1897 veröffentlichte (Omar u. a. 2013; Reddy & Linden 2011). Weitergehende Forschungsarbeiten nutzen elektrische Ersatzschaltbilder, um eine elektrochemische Zelle zu modellieren. Dies war ein deutlicher Schritt in Richtung mechanistischer Untersuchungen (Reddy & Linden 2011, S. 6.3). Auch diese Modelle werden heute noch genutzt, da sie computergestützt relativ einfach und schnell berechenbar sind und mit ihnen eine gute Schätzung für den Ladestand gemacht werden kann. Mathematische (Simulations-)Modelle können allerdings auch deutlich komplexer sein und beispielsweise räumlich dreidimensional aufgelöst sein und mehrere Elektrodenpaare abbilden. Allerdings sollte sich der Detaillierungsgrad immer an dem Anwendungszweck orientieren (Reddy & Linden 2011).

Elektrochemische Modelle basieren auf den chemischen Reaktionen in der Zelle. Sie sind in der Regel sehr genau, da sie die Zellvorgänge sehr kleinskalig betrachten und mit verschiedenen nichtlinearen Differenzialgleichungen abbilden (Shafiei u. a. 2011). Dies bedeutet allerdings auch, dass diese Modelle sehr rechenintensiv sind. Doch auch für die sogenannte elektrochemische Modellierung werden Ersatzschaltbilder verwendet, da die physikalischen Gesetze und Zusammenhänge bei elektronischen und ionischen Leitern die gleichen sind (Ivers-Tiffée 2012). Entsprechend können Zusammenhänge zwischen elektrischer Potentialverteilung und dem Ladungstransport bzw. der Ladungskonzentration anhand dieser Gesetze abgebildet werden. Bei dieser Methode werden Vorgänge des elektrochemischen Systems insb. durch elektrische Impedanzelemente beschrieben. Dazu gehören ohmsche Widerstände, ideale Kapazitäten und Induktivitäten. Diese Elemente werden entsprechend verschaltet, um die verschiedenen Prozesse abzubilden. Auf diese Weise werden Diffusionsprozesse mit Finite-Length- und Finite-Space-Warburg-Elementen dargestellt, die in Ketten hintereinander geschaltet werden (Ivers-Tiffée 2012). Auf Basis dieser Elemente und der Kenntnis der verschiedenen Verlustprozesse können elektrochemische Zellen durch Ersatzschaltbilder beschrieben werden. Solche Abbildungen des Ladungs- und Massentransports in der Zelle sind allerdings rechenintensiv und nicht echtzeitfähig.

Um Berechnungen in Echtzeit durchführen zu können, z. B. im BMS eines E-Kfz, werden die Ersatzschaltbilder vereinfacht, wodurch die physikalische Interpretierbarkeit stark reduziert wird (Ivers-Tiffée 2012). Diese werden dann Modelle im Zeitbereich bzw. Verhaltensmodelle genannt. Neueste Forschungsarbeiten zielen jedoch darauf ab, diese echtzeitfähigen Modelle ebenfalls physikalisch interpretierbar zu machen (Gantenbein 2015).

3.5.3 Modellierung der Batterie in dieser Arbeit

Im Kontext von energiewirtschaftlichen Analysen stellt sich die Frage, welches Batteriemodell geeignet ist für ein lineares oder gemischt-ganzzahliges lineares Problem, mit dem auch die Wirtschaftlichkeit der LIB betrachtet werden kann. Da lediglich lineare Zusammenhänge betrachtet werden sollen, sind die hier genannten detaillierteren und durchweg nicht-linearen Modelle ausgeschlossen. Das erscheint grundsätzlich nicht problematisch, da zellinterne Prozesse nicht direkt von Relevanz sind. Von Interesse sind die grundsätzliche Entwicklung des Ladestandes und die Lebensdauer der LIB. Für die Entwicklung des Ladestandes ist somit eine energetische Betrachtung der Lade- und Entladeleistungen unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades ausreichend. Für die Betrachtung der Lebensdauer, die insbesondere relevant ist für die Wirtschaftlichkeit (Schmiegel 2014a), sind die oben genannten Modelle ebenfalls wenig geeignet, da sie nicht den Lebenszyklus in den Blick nehmen, sondern den Ladezyklus. Sie sind damit zu komplex, wie z. B. die Simulationsmodelle von Khasawneh & Illindala (2014) oder Petit u. a. (2016).

Zur Abbildung von Lebensdauermechanismen kann viel eher auf die Forschungsarbeiten zum Alterungsverhalten (vgl. Abschnitt 3.3.2) zurückgegriffen werden. Forschungsarbeiten von Lunz u. a. (2012) oder Wang u. a. (2011) führen viele Lebensdauerexperimente unter verschiedenen Rahmenbedingungen durch. Auf diese Weise lassen sich Kapazitätsentwicklungen über die Zeit oder die Anzahl an Zyklen erfassen. Daraus lassen sich dann linearisierte Lebensdauerzusammenhänge ableiten. Das Ergebnis entspricht einem einfachen, deterministischen, energetischen Batteriemodell, das die Batterie als Black-Box betrachtet (Nikolain u. a. 2014) und die Abnutzung auf Basis empirisch gemessener Kapazitätsentwicklungen abbildet. Natürlich darf hierbei die Einbindung in das Gesamtsystem nicht vernachlässigt werden. So ist bspw. das Stromrichtersystem zwischen Batterie und dem Anschluss an das Hausenergiesystem oder das elektrische Netz eine wichtige Schnittstelle. Auch weitere Systemkomponenten haben Einfluss darauf. So kann es in

Kombination mit einer PVA sinnvoll sein, die Batterie an einen Gleichstrom-Zwischenkreis anzuschließen, wofür ein Gleichstromsteller (DC/DC) genutzt wird.

Die konkrete Ausgestaltung des in dieser Arbeit verwendeten Batteriemodells wird in Kapitel 5 und insbesondere Abschnitt 5.2.3 erläutert. Zunächst wird im folgenden Kapitel das Gesamtsystem mit einer Literaturübersicht in den Blick genommen.

4 Forschungsstand und Modellierungsvarianten von Batteriespeichern

Bereits im vorhergehenden Abschnitt wurde gezeigt, dass unterschiedliche Methoden zur Modellierung von LIB eingesetzt werden. Für techno-ökonomische Analysen erscheint eine vereinfachte energetische Modellierung der Speicher anhand von empirischen Phänomenen sowie die damit zusammenhängenden Implikationen als Methode geeignet. Auf diese Weise stellt das zu betrachtende System die Anforderungen und ermöglicht Vereinfachungen bei der Modellierung der Speichersysteme.

Im folgenden Kapitel wird zunächst der bisherige Forschungsstand von dezentraler Elektrizitätsspeicherung mit Fokus auf den Privathaushalt dargestellt (vgl. Abschnitt 4.1). Dabei zeigt sich die Bandbreite der Fragestellungen und der genutzten Methoden für die Modellierung der Systeme. Weiterhin wird die Forschungslücke aus den bisherigen Arbeiten ersichtlich, womit eine Abgrenzung klar aufgezeigt werden kann.

Im Literaturüberblick zeigt sich auch die Bedeutung der Nachfragelast. Neben der Möglichkeit zur Zwischenspeicherung von elektrischer Energie können LVP (vgl. Abschnitt 2.2.3) eine Anpassung der Nachfragelast ermöglichen. Im Abschnitt 4.2 werden diese LVP am konkreten Beispiel von E-Kfz genauer untersucht, wobei verschiedene Ladestrategien einen wesentlichen Einfluss haben. Für Energiesystemmodelle ganzer Regionen oder Länder ist es aus Komplexitätsgründen kaum möglich, das LVP jedes einzelnen E-Kfz abzubilden. Deshalb werden in Abschnitt 4.3 die Möglichkeiten und Grenzen der Aggregation von Einzelspeichern behandelt. In Abschnitt 4.4 wird die Methode der Aggregation durch Summenbildung mit der Modellierung einzelner E-Kfz verglichen und die Ergebnisse evaluiert.

4.1 Bisheriger Forschungsstand

In den letzten Jahren wurde das Thema der dezentralen Speicherung von Elektrizität in Kombination mit lokaler Erzeugung (z. B. einer PVA) von der Forschung mehr und mehr in den Blick genommen. Batteriespeicher können vielfältig eingesetzt werden und stellen eine adäquate Lösung für verschiedene Herausforderungen dar (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Deshalb wird ihnen das Potenzial zugeschrieben ein wesentlicher Treiber in der Energiewende zu sein (Mileva u. a. 2016; RMI & HOMER Energy 2015). Das Steigern des Eigenverbrauchs im Haushalt wird dabei als erster und wichtigster Anwendungsfall für SBS gesehen (Burkner 1992; Thielmann u. a. 2015b). Durch eine große Penetration von SBS können klassische Energieversorgungsunternehmen durch massiv reduzierte Abnahmemengen von Elektrizität vor große Herausforderungen gestellt werden (RMI u. a. 2014). Obwohl aus volkswirtschaftlicher Sicht Speicher nicht immer die beste Option (Agora 2013a) darstellen, ist das Ziel vieler Forschungsarbeiten die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Energieanlagen mit Hilfe von Speichern oder das Lastmanagement des Verbrauchs zu untersuchen (Luthander u. a. 2015). Auch E-Kfz werden in diesem Rahmen inzwischen vereinzelt mit untersucht, was vor wenigen Jahren noch nicht im Fokus war (Richardson 2013).

4.1.1 Photovoltaiksysteme und stationäre Batteriespeicher-Systeme

Für eine erneuerbare Elektrizitätserzeugung sind PVA vielfältig einsetzbar, da sie beliebig skalierbar sind – von kleinen Dachanlagen bis zu großen Freiflächenanlagen (Breyer u. a. 2015). Die Potenziale von PV sind erheblich (Komiyama & Fujii 2014; Lödl u. a. 2010). Bezogen auf Deutschland berechnen Breyer u. a. (2015) CO₂-Vermeidungskosten von 17-70 €/t_{CO₂äq} für häusliche Kleindachanlagen, womit diese auch aus Sicht einer Klimagasemissionsminderung eine interessante Option sind. Die Attraktivität von PVA in Deutschland liegt jedoch zu einem großen Teil an den indirekten staatlichen Anreizen, durch die bei Eigenerzeugung und Selbstverbrauch Netzentgelte, Steuern und Umlagen eingespart werden, welche im Strompreis enthalten sind (Bardt u. a. 2014). Veränderungen in den rechtlichen Rahmenbedingungen, wie die Belastung des Eigenverbrauchs mit Umlagen, können schnell dazu führen, dass PVA unrentabel werden (IW & EWI 2014). Andererseits führen diese indirekten Subventionen zu einem sich selbst verstärkenden Effekt. Umlagen und Netzentgelte steigern den allgemeinen elektrischen Arbeitspreis, den die übrigen Verbraucher bezahlen müssen (Bardt u. a. 2014). Nach Garvey u. a. (2015) reduziert die lokale Kombination von Erzeugung und Energiespeicherung sowohl Kapitalkosten als auch Energieverluste und ist somit vorteilhaft gegenüber einer räumlich getrennten Lösung.

Insgesamt ist die Steigerung des Eigenverbrauchs durch SBS aus Eigenerzeugung ein weltweit relevantes Thema und einer der wichtigsten Anwendungsfälle (Malhotra u. a.

2015). So gibt es Forschungsarbeiten zu diesem Thema für verschiedene Länder der Erde (Braun u. a. 2009; Dufo-Lopez 2015; Khalilpour & Vassallo 2016; Sandoval & Leibundgut 2014; Santos u. a. 2014). Dabei scheint derzeit in vielen Regionen die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen noch nicht gegeben zu sein (Dufo-Lopez & Bernal-Augustin 2015; McHenry 2012; Zucker & Hinchliffe 2014), was vielfach an den jeweiligen Rahmenbedingungen liegt. In Deutschland wird ein profitabler Einsatz meist als möglich erachtet (Bruch & Müller 2014; Dietrich & Weber 2015; Munske 2014; Schmiegel & Kleine 2014; Weniger u. a. 2014), wie auch in manchen anderen Ländern wie die Türkei (Celik u. a. 2008) oder Australien (Ratnam u. a. 2015). Es gibt aber auch kritischere Bewertungen für Deutschland (Appen u. a. 2015; Uhrig u. a. 2016). Sowohl die steuerlichen Rahmenbedingungen sind für die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS von Relevanz (Stenzel u. a. 2015), als auch die Lastprofile der Haushalte (Nicholls u. a. 2015). Insgesamt zeigt sich, dass die ökonomische Vorteilhaftigkeit von den vielfältigen Einflüssen und den daraus abgeleiteten Annahmen abhängt. Ergänzende Lebenszyklusanalysen von PVA und SBS verdeutlichen deren geringe Treibhausgasemissionswerte im Vergleich zum deutschen Stromerzeugungsmix (z. B. Jülch u. a. 2015). Ein zweiter Anwendungszweck kann die Wirtschaftlichkeit verbessern (Stephan u. a. 2016). Dies kann durch eine Marktintegration sein, durch einen netzdienlichen Betrieb oder das Anbieten von SDL (Appen u. a. 2014; Rudolf & Papastergiou 2013).

Ein weiteres untersuchtes Anwendungsgebiet für SBS ist der Einsatz von dezentralen SBS zur Nutzung von Arbitrage insb. durch zeitvariable Tarife (Ahlert 2010). Dabei werden auch Unsicherheiten durch Vorhersagefehler berücksichtigt. Als zentrale Erkenntnis der Untersuchungen stellt Ahlert ein deutliches Potenzial für SBS fest, wenn die Investition des Systems auf 200-400 €/kWh sinkt. Bennett u. a. (2015) untersuchten die Anwendung eines SBS im Niederspannungsnetz und die sich daraus ergebenden Möglichkeiten der Lastbeeinflussung. Rezania & Prügler (2013) untersuchten den Einsatz von PV-Speichern als Großanlagen oder gepoolte Kleinanlagen in Österreich auf Energie- und Regelleistungsmärkten. Sie kommen allerdings zu dem Ergebnis, dass dies derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar sei. Auch Kleinstnetze (engl. microgrids) werden untersucht. So resümieren Sfikas u. a. (2015) aus ihrer Analyse, dass ein SBS in einem Kleinstnetz zusammen mit Eigenerzeugungsanlagen Verluste und Energiekosten reduzieren könne. Fares & Webber (2015) untersuchen ein gemeinschaftliches SBS im Kleinstnetz in Bezug auf Stromausfälle. Und auch Choudar u. a. (2015) untersuchen in einem Kleinstnetz verschiedene Kontrollstrategien für ein SBS. Für Entwicklungsländer untersuchen Khoury u. a. (2015) ein SBS mit PVA und kommen zu dem Ergebnis, dass solche Systeme tech-

nisch geeignet seien Stromausfälle auszugleichen sowie wirtschaftlich betrieben werden könnten. Für ein komplett autarkes System mit PVA und SBS geben Khatib u. a. (2016) eine Übersicht möglicher Systeme und Methoden zur Dimensionierung.

Doch nicht nur kleine SBS im Haushalt oder im Niederspannungsnetz sind von Relevanz, sondern auch Großspeicher. Dieses Forschungsfeld ist jedoch aufgrund der Einsatzfelder weitgehend getrennt von SBS in Haushalten. Bei einer Anwendung von SBS sowohl im Haushaltssystem als auch auf Elektrizitätsmärkten können sich dennoch Synergien zwischen den beiden Anwendungsbereichen ergeben. So entwickelte beispielsweise Kanngießer (2014) ein generisches Modell zur Berechnung verschiedener Speicheranwendungen als gemischt ganzzahliges lineares Programm (MILP) für die Optimierung des Speicherbetriebs mit dem Ziel eines maximalen, jährlichen Erlöses. Angewendet auf verschiedene Energiemärkte (Spot- und Regelleistungsmärkte) wird die Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung am besten bewertet. Weiterhin erhöht ein multifunktionaler Betrieb in der Regel die erzielbaren Erlöse. Allerdings erschweren die begrenzte zyklische Lebensdauer des SBS und die Zielkonflikte der Anwendungen eine eindeutige Entscheidungsfindung. Keles (2013) zeigt die Bedeutung von Unsicherheiten durch Strompreise und fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen auf und ermittelt mit verschiedenen Modellen den Einfluss auf einen wirtschaftlichen Speicherbetrieb unter Unsicherheiten.

4.1.2 Integration von Elektro-Kfz ins Hausenergiesystem

Die steigende Verbreitung von E-Kfz in Europa (JRC 2015) und weltweit (IEA 2016) bringt eine steigende Elektrizitätsnachfrage mit sich. Diese Nachfrage kann aus technischer und wirtschaftlicher Sicht hauptsächlich im privaten Bereich befriedigt werden (Kley 2011). Das beobachtete Nutzerverhalten zeigt ebenfalls, dass Ladevorgänge vornehmlich zu Hause durchgeführt werden (BuW 2015a; Morrissey u. a. 2016). Doch können E-Kfz weit stärker ins Energiesystem integriert werden (Jochem 2016), fluktuierende erneuerbare Energiequellen integrieren und damit CO₂-Emissionen senken (Dallinger 2012) oder Dienstleistungen erbringen (Hu u. a. 2016). Dazu ist eine Koordination durch einen Dienstleister (Aggregator) von großer Relevanz (Schuller 2013). Bereits in Kombination mit lokaler erneuerbarer Erzeugung (insb. PV) hat das E-Kfz einen positiven ökonomischen Effekt für das betrachtete Haushaltssystem, da es den Eigenverbrauch steigern kann (Albanese u. a. 2015; Kam & Sark 2015; Munkhammar u. a. 2014). Dies gilt auch in der Kombination eines E-Kfz mit einem BHKW (Schönfelder 2013). De Schepper u. a.

(2015) haben den Vorteil einer kombinierten Investition von E-Kfz und PVA untersucht und kommen zu dem Ergebnis, dass dieser bei moderatem (Endkunden-)Strompreis am größten ist. Doch die Verbreitung von E-Kfz kann durch deren Ladevorgänge, abhängig von der Ladeleistung, verschiedene Netzprobleme verursachen, insbesondere bei ungesteuertem Laden. Diese Netzprobleme können Übertragungsengpässe betreffen (Babrowski u. a. 2014) oder auf lokaler Ebene die Spannungshaltung durch Unter- bzw. Überlast das Verteilnetz beeinträchtigen (Sharma u. a. 2014; Weiller 2011). Das große LVP von E-Kfz (Babrowski u. a. 2014) ermöglicht gesteuertes Laden und gegebenenfalls auch Entladen ins Netz. Dies wurde auch schon beispielhaft am KIT praktisch erprobt (Mültin 2014). Durch gesteuertes Laden können u. a. die negativen Effekte im Netz verhindert werden (Pregger u. a. 2013) und die Integration von erneuerbaren, insb. fluktuierenden Energiequellen gesteigert werden (Mwasilu u. a. 2014; Nunes u. a. 2015). Dies betrifft zum einen die Nutzung von ansonsten überschüssiger Elektrizität (Zhang u. a. 2012) oder einen verbesserten Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage – auch in Kleinstnetzen (Kam & Sark 2015). Dabei führen die verschiedenen Ladestrategien zu einer veränderten Abnutzung der E-Kfz-Batterien und beeinflussen damit ihren Restwert (Hildebrandt u. a. 2016). Dies betrifft noch stärker die Rückspeisefähigkeit für Netzdienstleistungen, das sogenannte V2G. Lunz u. a. (2012) untersuchten in diesem Kontext die zyklische Alterung und kommen zu dem Ergebnis, dass ein angepasstes Ladeverhalten, z. B. durch eine Zyklisierung bei mittleren Ladeständen, die Lebensdauer verlängert und somit vorteilhaft ist. Eine reine durch Arbitrage gesteuerte Marktteilnahme am Energiemarkt ist wegen der beschleunigten Alterung unvorteilhaft. Shang & Sun (2016) kommen ergänzend zu dem Ergebnis, dass der Erlös durch Arbitrage bei dynamischen Tarifen (ToU oder RTP) die zusätzliche Alterung der Batterie nicht kompensieren kann. Aus Systemperspektive können V2G-Konzepte jedoch vorteilhaft sein und die Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen verbessern und die Systemkosten reduzieren (Loisel u. a. 2014). Und auch für die Reduktion von Lastspitzen von weniger als einer Stunde sehen Zhuk u. a. (2016) in V2G und SBS gute Möglichkeiten.

4.1.3 Lastmanagement und Demand Response

Die Anwendung von Lastmanagement, insb. durch gesteuertes Laden des E-Kfz und die lokale Zwischenspeicherung von Elektrizität in Batteriespeichern aus Eigenerzeugungsanlagen, hat einen weit reichenden Einfluss auf den Verlauf der Lastkurven von Haushalten. Dies wurde bereits in mehreren Studien untersucht, wobei jeweils unterschiedliche Zielstellungen vorliegen. Buchmann u. a. (2014) untersuchten die Wirtschaftlichkeit von E-

Kfz mit PVA und SBS am Beispiel eines Vierpersonenhaushaltes in Deutschland mit Hilfe einer Simulation und kommen zu dem Ergebnis, dass diese Kombination schon ab 2016 wirtschaftlich sein könnte. Unter dem Gesichtspunkt von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten untersuchen Loges u. a. (2014) Haushaltssysteme mit PVA und SBS (ohne E-Kfz) in Fünfminuten-Schritten. Sie stellen fest, dass sich Autarkie- und Eigenverbrauchsquote wesentlich steigern lassen. Den erweiterten Systemrahmen eines Niederspannungsnetzes betrachten Nobis u. a. (2015) mit ihrer Simulation und erreichen dort einen sehr hohen Eigenverbrauch von bis zu 94 % mit einer entsprechenden Steuerung und durch eine optimale Kombination von PVA, SBS und E-Kfz. Mit Hilfe von Monte-Carlo-Simulationen dimensionieren ElNozahy u. a. (2015) den SBS unter Berücksichtigung der Ladelast des E-Kfz. Einen speziellen Anwendungsfall untersuchten De Breucker u. a. (2014). Sie erstellten ein technisches Konzept mit einem Kontrollalgorithmus zur Ermöglichung einer heimischen Schnellladestation trotz beschränkter Leistung des Hausanschlusses.

Aufgrund der Flexibilität im Haushalt, insb. durch das E-Kfz und das SBS, liegt es nahe, die Fragestellung mit zu betrachten, wie die Nachfrageseite aus Systemsicht aktiviert und beeinflusst werden kann (DR). Geeignet sind bspw. dynamische Tarife mit zeitvariablen Preisen (Hillemacher 2014) oder auch Tarife mit lastvariablen Bestandteilen (Hayn 2016). Erdinc (2014) untersuchte mit einem MILP das Potenzial und die Auswirkungen verschiedener DR-Maßnahmen auf Basis von dynamischen Preisen und Leistungsgrenzen in einem Haushalt mit PVA, SBS und E-Kfz⁶⁵. Erdinc u. a. (2015) ergänzen das Modell mit einer endogenen Dimensionierung der PVA und des SBS und weisen damit nach, dass DR-Maßnahmen wesentlichen Einfluss auf die Dimensionierung der Anlagen haben⁶⁶. Eine ähnliche Analyse haben Yoza u. a. (2014) für japanische Verhältnisse durchgeführt, wobei das untersuchte Haus mit PVA und SBS über kein E-Kfz verfügt. Zhao u. a. (2013) zeigen mit ihrer Untersuchung anhand einer Multiagenten-Simulation die Ladeplanung von SBS und E-Kfz. Dabei zeigen sie die Vorteile sowohl für den Haushalt als auch den Energieversorger. Allerdings vernachlässigen die meisten Studien die Investitionen und Ausgaben für Infrastrukturtechnik, die i. d. R. für die Umsetzung von DR-Maßnahmen benötigt werden. Arbeiten, welche diese Faktoren berücksichtigen, zeigen, dass diese einen relevanten, negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben (Gottwalt u. a. 2011;

⁶⁵ Die Analyse wird für einen fiktiven Tag durchgeführt und basiert auf einem generierten stündlichen Tagesprofil, in das empirische Daten von Haushaltsgeräten aus einem Haushalt eingeflossen sind.

⁶⁶ Es werden acht Typtage und drei Profiltypen berücksichtigt. Die E-Kfz Nutzung ist sehr generisch mit einer Abfahrts- und Ankunftszeit pro Typtag.

Lyon u. a. 2012). Dennoch kann eine geeignete Ausgestaltung von DR-Maßnahmen eine Alternative sein, um zukünftige Erweiterungen im Verteilnetz zu vermeiden oder zumindest zu verschieben (Poudineh & Jamasb (2014). Weitergehend kann die Ausgestaltung von Stromtarifen Einfluss auf die Penetrationsentwicklung von PVA und SBS nehmen (Darghouth u. a. 2015). Bereits heute ist die Reduzierung des Leistungspreises in verschiedenen Ländern einer der wichtigsten Anwendungsfälle für SBS (Malhotra u. a. 2015).

4.1.4 Relevante Einflussfaktoren, Abgrenzung und Forschungslücke

Betrachtet man die Annahmen und den Detaillierungsgrad bei der Abbildung der Speichertechnologien, so fällt auf, dass zumeist nur die Energieflüsse des Speichers mit Angaben von festen Ober- und Untergrenzen für den Ladestand und die Ladeleistungen untersucht werden. Mehrere Arbeiten zeigen jedoch, dass es für die Ergebnisse von Relevanz ist, die Alterungseinflüsse mit zu berücksichtigen (Darcovich u. a. 2015; Yoshida u. a. 2015). So kommen Hassine u. a. (2013) zu dem Ergebnis, dass die Alterung ein wichtiger Einflussfaktor sei. Fares & Webber (2014) implementieren sogar nichtlineare Differenzialgleichungen zur besseren Abbildung der Batteriechemie. Schmiegel (2014a) zeigt mit seinen Ergebnissen, dass eine hohe Qualität der eingesetzten Batterien und Komponenten ein entscheidender Erfolgsfaktor ist. Rudolf & Papastergiou (2013) relativieren die Relevanz der Lebensdauereinflüsse für große PVA mit angeschlossenem SBS und weisen anhand ihrer Ergebnisse darauf hin, dass die Strommarktpreise von größerer Relevanz seien.

Da die Sonneneinstrahlung, gerade bei Verschattungen durch Wolken, recht hohe Leistungsgradienten aufweisen kann, ist die Abtastrate zur Regelung von Bedeutung. Braun u. a. (2010) kommen zu dem Ergebnis, dass die reale Abtastrate bei einem Hertz (1/s) liegen sollte. Bei einer Simulation mit einer Schrittweite von einer Minute bliebe der Fehler bezogen auf Selbstverbrauch unter 3 %. Bezogen auf den Kapitalwert des SBS resultiert bei Ried u. a. (2015) selbst bei 15-minütiger Auflösung lediglich ein Fehler von 1 %, obwohl die reduzierte Auflösung auch einen Einfluss auf die Lebensdauererwartung hat, die dabei etwas überschätzt wird. Dies bestätigen auch Beck u. a. (2016).

Bezogen auf die Zielstellung dieser Arbeit, die in Abschnitt 1.2 dargestellt ist, ergeben sich aus diesem Literaturüberblick verschiedene Anknüpfungspunkte, zu berücksichtigende Einflussfaktoren und eine deutliche Forschungslücke. Die Vielzahl der Arbeiten in

diesem Bereich zeigt zunächst einmal, dass dieses Thema aktuell und von großer Relevanz ist. Die bevorzugte Methodik eines MILP zur Identifizierung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials wird als zielführend eingeschätzt (Kanngießer 2014). Neben dieser gängigen Methode der Energiesystemanalyse (Möst & Fichtner 2009; Möst 2010) werden auch Simulationsmodelle in verschiedenen Arbeiten dazu verwendet, die Wirtschaftlichkeit und die Dimensionierung der Komponenten durchzuführen (Celik u. a. 2008; Dufo-Lopez 2015; Hoppmann u. a. 2014; Munske 2014; Weniger u. a. 2013). Dies erfordert allerdings immer eine mehr oder minder geeignete Hilfskonstruktion von unzähligen Simulationsläufen, um anschließend die beste Lösung herauszusuchen. In der Regel ist eine Simulation eher geeignet, um anwendungsnahe Algorithmen zu entwerfen, die sich einer optimalen Lösung annähern und in einem EMS implementiert werden können. Hierbei werden auch Meta-Heuristiken angewendet (Allerding 2014), die den Vorteil einer schnellen Lösungsfindung gegenüber optimierenden Lösern haben. Heuristiken werden auch in den Arbeiten von Khoury u. a. (2015) oder Yoza u. a. (2014) angewendet. Solange eine optimale Lösung innerhalb vertretbarer Zeit berechnet werden kann, erscheint dies am geeignetsten. Appen u. a. (2015), Erdinc u. a. (2015), Schmiegel & Kleine (2014) und Zucker & Hinchliffe (2014) nutzen ebenfalls einen optimierenden Ansatz für ihre Arbeiten.

Unabhängig davon, welche Methodik zur Lösung des Problems genutzt wurde, ist den bisher genannten Arbeiten gemeinsam, dass sie das System eines Gebäudes mit PVA und SBS untersucht haben, aber kein E-Kfz mit integriert wurde (vgl. z. B. Linssen u. a. 2015). Lediglich Erdinc u. a. (2015) integrieren auch ein E-Kfz. Allerdings fehlen hier zwei wichtige Implementierungsbestandteile. Zum einen werden in dieser Arbeit keine Alterungsmechanismen des SBS berücksichtigt. Zum anderen werden weder für die Haushaltslast noch für die Mobilität empirische Daten verwendet, sondern lediglich einfache Typtage bzw. Parkzeiten des E-Pkw. So kann die Bandbreite an Mobilitätsverhalten und Haushalten kaum adäquat abgebildet werden. Dies ist jedoch ebenfalls von großer Relevanz (Linssen u. a. 2015).

In weiteren Arbeiten, bei denen das E-Kfz mit betrachtet wird, stehen verschiedene Einzelaspekte im Fokus. De Breucker u. a. (2014) vergleichen konkrete Regelstrategien. Loges u. a. (2014) und Nobis u. a. (2015) untersuchen lediglich die Ladeplanung. Buchmann u. a. (2014) betrachten die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS mit einer zeitlich hochaufgelösten Simulation und bei ElNozahy u. a. (2015) steht der probabilistische Ansatz mit Monte-Carlo-Simulationen im Vordergrund, wobei jeweils die Alterungseffek-

te des SBS vernachlässigt werden. Weiterhin werden in all diesen Arbeiten keine DR-Maßnahmen angewendet.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass es bisher keine Forschungsarbeiten gibt, welche die ganze techno-ökonomische Komplexität des dezentralen Speichereinsatzes und die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS im Haushalt untersucht haben, zusätzlich die Bandbreite an Haushaltsausprägungen anhand empirischer Daten berücksichtigen und auch Fragestellungen aus dem übergelagerten Elektrizitätssystem in den Blick nehmen. Weiterhin wurde das Thema Elektromobilität, welches zukünftig hohe Relevanz haben wird, wenig beachtet und auch nicht in vollem Umfang berücksichtigt. Diese Lücken soll diese Arbeit schließen und damit weitere Forschungsarbeiten ermöglichen, die explizit größere Systemzusammenhänge untersuchen oder eine konkrete Implementierung im EMS sinnvoll umsetzen wollen.

4.2 Ladestrategien und Lastverschiebepotenziale bei Elektro-Kfz

Ein wichtiger Aspekt für die Modellierung der Nachfrageseite ist die Quantifizierung und Abbildung von LVP, die in Abschnitt 2.2.3 eingeführt wurden. Von hoher Relevanz sind dabei die LVP von E-Kfz. Die folgenden Abschnitte erläutern deshalb Zusammenhänge, Vorgehensweisen, Modellierungsvarianten und deren Evaluation⁶⁷. Erst in Kapitel 5 erfolgt dann die Beschreibung des entwickelten Optimierungsmodells zur Untersuchung der Fragestellungen dieser Arbeit.

Durch die Beeinflussung des Ladevorgangs kann das LVP des E-Kfz genutzt werden. So kann ein Ladevorgang zeitlich verschoben oder die Ladeleistung reduziert werden. Das LVP wird dabei durch verschiedene Rahmenbedingungen begrenzt. An erster Stelle steht der Mobilitätsbedarf des Kfz-Nutzers, der mit dem Kfz zu bestimmten Zeiten (vorher bekannt oder spontan) vom aktuellen Standort zu einem anderen fahren möchte. Der Ladevorgang wird generell begrenzt durch die Verfügbarkeit von Ladeinfrastruktur (engl. electric vehicle supply equipment, EVSE), deren technische Parameter (z. B. maximale Ladeleistung oder Steckertyp) und deren Funktionsumfang (z. B. Abrechnung). Auch die im Fahrzeug verbaute Batterie, das BMS und die Ladeinheit schränken die Freiheitsgrade beim Laden ein (vgl. Abschnitt 2.3.3).

⁶⁷ Die folgenden Abschnitte basieren teilweise auf Vorarbeiten aus Kaschub u. a. (2013), die im Folgenden weitergeführt und auch evaluiert werden.

Betrachtet man konkret einen Ladevorgang während einer Parkzeit, sind folgende Kenngrößen relevant:

- Parkdauer zwischen Ankunft und Abfahrt,
- maximale Ladeleistung und Ladekurve,
- Ladestand bei Ankunft und
- gewünschter oder benötigter Ladestand bei Abfahrt.

Wie anhand dieser Rahmenbedingungen geladen wird, ist vom Ladeverhalten bzw. der Ladestrategie abhängig. Mit Hilfe der Abbildung 4.1 werden sechs verschiedene Ladestrategien vorgestellt und das dabei vorhandene technische LVP anhand des Ladestands im Zeitverlauf dargestellt. In der Regel wird derzeit sofort nach Fahrtende vollgeladen (Fall A). Nach der Ankunft wird das E-Kfz mit Hilfe eines Ladekabels an die Ladestation angeschlossen und der Ladevorgang mit maximal möglicher Ladeleistung gestartet. Diese Ladestrategie wird auch als unkontrolliertes Laden bezeichnet. Mit Hilfe zusätzlicher Ladekommunikation und -steuerung kann der Ladevorgang in verschiedener Hinsicht gesteuert werden. Z. B. kann bei einem bestimmten Ladestand der Ladevorgang gestoppt (Fall B) oder für eine bestimmte Zeit unterbrochen werden. Ist dem Ladesystem der Abfahrtszeitpunkt bekannt, kann die verzögerte Vollladung mit dem Abfahrtszeitpunkt abgestimmt werden (Fall C). Um möglichst lange einen niedrigen Ladestand zu halten, z. B. aus Gründen der Batteriealterung, ist dann auch ein spätest mögliches Laden denkbar (Fall E). Ist zusätzlich die benötigte Fahrenergie für die nächste Wegefolge bekannt, muss nicht unbedingt vollgeladen werden (Fall D).

Alle diese Ladevarianten haben Auswirkungen auf die Flexibilität des Nutzers und das LVP. In Fall A hat der Nutzer die volle Flexibilität bezüglich seiner Mobilitätsgestaltung, allerdings verbleibt kein LVP. Im Fall F hat der Nutzer keinerlei Flexibilität, dafür steht das maximale LVP zur Verfügung. Die jeweilige Ladestrategie hat entsprechend Einfluss auf die Flexibilität des Nutzers.

Da die Ladestrategien der Nutzer nicht bekannt sind, erscheint es für die Anwendung und Modellierung der LVP von E-Kfz sinnvoller die Lastverschiebefreiheitsgrade anhand verschiedener Grenzwerte zu ermitteln und diese dann zu implementieren. Die Fälle A und F stellen die beiden extremen Ladestrategien dar und zeigen die Grenzen des technisch Möglichen auf. Um daraus konkrete Grenzwertkurven des minimalen und maximalen Ladestandes eines E-Kfz im Zeitverlauf ermitteln zu können, muss das Mobilitätsverhalten bekannt sein, welches sich aus den Wegen, Wegstrecken, Parkorten und Parkzeiten zusammensetzt. Abbildung 4.2 zeigt ein Beispiel für verschiedene Ladestrategien im

Rahmen der technischen Ladestandsgrenzen. Dargestellt sind auch das LVP (grauer Bereich) und die Lastverschiebefreiheitsgrade.

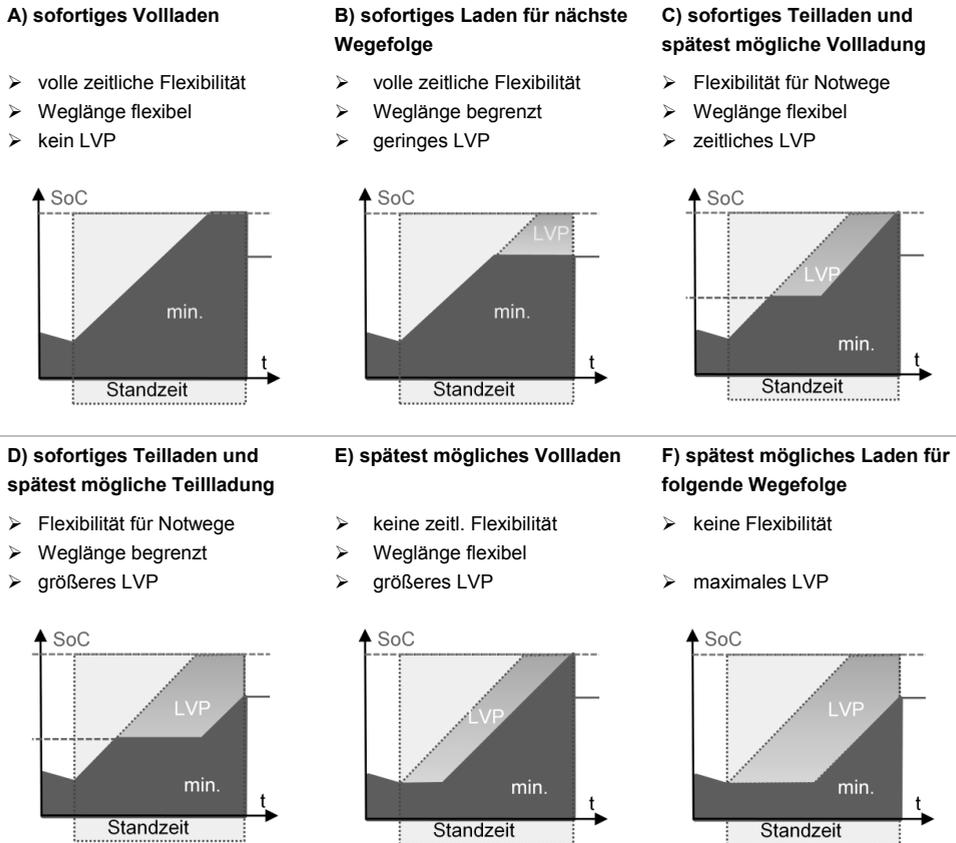


Abbildung 4.1: Ladestrategien und LVP bei E-Kfz

Zur Erstellung der Ladestandsgrenzen wurde das Mobilitätsverhalten der Datensätze aus der bundesweiten Mobilitätsstudie des BMVBS (2010a) genutzt. Dabei wurde angenommen, dass sich die Nutzung von E-Pkw sich nicht von der Nutzung konventioneller Pkw unterscheidet. Mit Hilfe der Ladestrategien A und F konnten die maximalen und minimalen Ladestandsgrenzen ermittelt werden. Zwischen den beiden Grenzkurven ist der Ladeprozess frei gestaltbar. So zeigt das Beispiel „Laden 2“ in Abbildung 4.2 ein Ladeverhalten, bei dem zwischen Montag und Donnerstag kaum geladen, ansonsten jedoch regelmäßig vollgeladen wurde. Beispiel „Laden 1“ zeigt ein Ladeverhalten, das sich nahe an der minimalen Ladestandsgrenze orientiert und dem Nutzer somit wenig Flexibilität für

ein verändertes Mobilitätsverhalten lässt. Bezogen auf das verfügbare LVP (grauer Bereich oberhalb der Ladestandlinie 1) ist dieses Verhalten vorteilhaft und würde zusätzliche Ladevorgänge, z. B. durch ein unvorhergesehenes sonniges Wetter am Freitagnachmittag, ermöglichen.

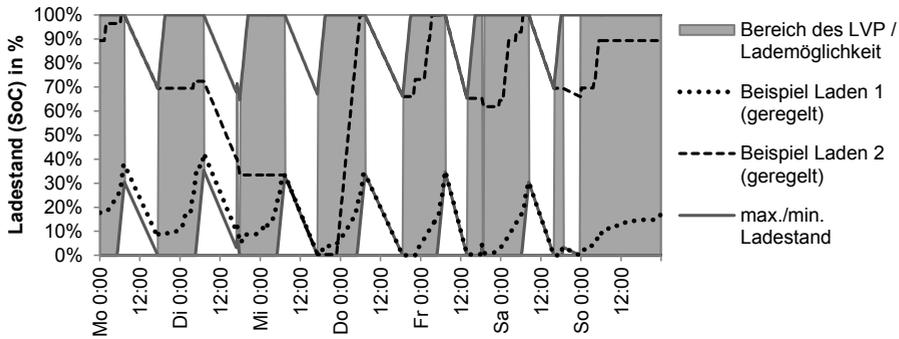


Abbildung 4.2: LVP eines E-Pkw und beispielhafte Ladestände

Allerdings ist das LVP für E-Kfz über die Ladestandsgrenzen nicht ausreichend definiert. Von hoher Relevanz ist auch die verfügbare Ladeleistung, welche für ein einzelnes E-Kfz wegen der Batterietechnologie abhängig ist vom Ladestand⁶⁸; weiterhin ist die Ladeleistung von der Ladeinfrastruktur und anderen Parametern wie der Außentemperatur abhängig (Aziz u. a. 2016). Zur Verdeutlichung zeigt Abbildung 4.3 ungesteuerte Ladevorgänge von mehreren E-Pkw⁶⁹. Die linke Abbildung zeigt die Varianz der Ladeleistungen und das gängige IU-Ladeverfahren⁷⁰ (engl. CCCV, für constant current constant voltage) für LIB und Blei-Batterien. Die Spannungsgrenze zur Umschaltung vom Laden mit konstantem Strom zum Laden mit konstanter Spannung hängt von der Zelltechnologie⁷¹ oder auch von der Einstellung im BMS ab. So erfolgt die Umschaltung in Bezug auf die

⁶⁸ Die Umrechnung des Ladestandes aus der Energieeinheit (bspw. kWh) in einen prozentualen Wert und umgekehrt geht über den Faktor der Netto-Batteriekapazität.

⁶⁹ Da die aufgezeichneten Ladevorgänge beispielhaft sind und lediglich zur Veranschaulichung dienen, wird auf eine Zuordnung zu Hersteller, Fahrzeugmodell, Ladestationskennwerten und Wittereinflüssen verzichtet.

⁷⁰ Nach Jossen & Weydanz (2006) setzt sich die übliche Ladung bei LIB aus mehreren Schritten zusammen. Eine Vorladung erfolgt dann, wenn die Zelle tiefentladen wurde und zunächst nur mit einer geringen C-Rate geladen werden kann. Die Hauptladung erfolgt mit konstantem Strom bis die maximale Spannung (z. B. 4,2 V) erreicht ist. Danach erfolgt die Ladephase mit konstanter Spannung, wobei der Strom und damit auch die Ladeleistung stark abnehmen. Die Abschaltung erfolgt dann entweder nach einer Stromschwelle oder nach Zeit.

⁷¹ Bei LIB aus Hochstromzellen kann die Hauptladung mit hohen C-Raten und sehr schnell erfolgen. Oft wird hier von einer Schnellladung bis 80 % gesprochen.

Nettokapazität bspw. bei einem Ladestand von ca. 75 % oder erst bei einem Ladestand von nahezu 100 %.

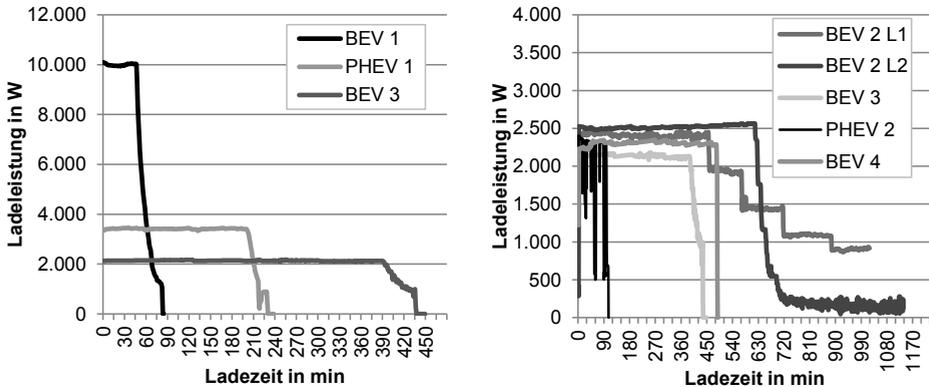


Abbildung 4.3: Gemessene Ladevorgänge verschiedener E-Kfz und Ladestationen

Dies wird auch in der rechten Abbildung 4.3 deutlich, in der unterschiedliche Ladevorgänge mit dem Verlauf der Ladeleistung abgebildet sind. Dort sind auch Ladeverläufe dargestellt, welche die Ladeleistung aus verschiedenen Gründen reduzieren. So gibt es Ladevorgänge, bei denen die Ladeleistung mehrmals reduziert wird. Beim Ladevorgang des PHEV 2 (schwarze Linie) wird nach einiger Zeit wieder mit der ursprünglichen Ladeleistung geladen; bei dem „BEV 2 L2“ reduziert sich die Ladeleistung hingegen immer weiter.

Grundsätzlich erscheint es in einer ersten Näherung wichtig zu sein, die maximale Ladeleistung ($p^{max,0}$) während der Hauptladung zu kennen, denn in der Ladephase mit konstantem Strom bleibt die Ladeleistung nahezu konstant bzw. steigt nur geringfügig. Doch dies mag nicht ausreichen, um die verfügbare Ladeleistung zu bestimmen. So werden verschiedene Ansätze benötigt, um die verfügbare Ladeleistung in Abhängigkeit des Ladestandes (p_{SoC}^{max}) annähernd zu bestimmen. Die vier Ansätze werden im Folgenden anhand von Funktionen beschrieben. In Abbildung 4.4 werden diese dargestellt. Dabei wird angenommen, dass die Hauptladephase bei einem Ladestand von ca. 75 % endet.

L1: Vollladen

$$p_{SoC}^{max} = p^{max,0} \quad \text{für } SoC = \{0..1\}$$

Die Ladeleistung bleibt für den gesamten Ladevorgang konstant bei der maximalen Ladeleistung ($p^{max,0}$). Dies ist dann realistisch, wenn von der Bruttokapazität nur der Teil genutzt wird, in dem die Hauptladephase stattfindet und so die Ladephase mit

konstanter Spannung nicht erreicht wird. Andernfalls überschätzt diese Funktion die verfügbare Ladeleistung bei hohen Ladeständen. Eine solche Annahme findet sich in verschiedenen Studien und Veröffentlichungen zu E-Kfz.

L2: Ladestand

$$P_{SoC}^{max} = P^{max,0} \cdot (1 - SoC) \text{ für } SoC = \{0..1\}$$

Die Ladeleistung verringert sich linear zum Ladestand. Angenommen wird dazu eine hohe Anzahl von E-Kfz. Die maximale Ladeleistung steht zur Verfügung, wenn alle E-Kfz eine leere Batterie haben. Keine Ladeleistung ist verfügbar, wenn alle E-Kfz vollgeladen sind. Dazwischen ändert sich die Ladeleistung inkrementell, nach der Anzahl an E-Pkw mit voller Batterie. Bezogen auf ein einzelnes E-Kfz unterschätzt diese Funktion über große Anteile des Ladestandes die verfügbare Ladeleistung.

L3: Ladephasen

$$P_{SoC}^{max} = \begin{cases} P^{max,0} & \text{für } SoC = \{0..0.75\} \\ P^{max,0} \cdot (-4 \cdot SoC + 4) & \text{für } SoC = \{0.75..1\} \end{cases}$$

Eine Möglichkeit der Linearisierung des IU-Ladeverfahrens besteht darin, die exponentiell fallende Ladeleistung während der zweiten Ladephase mit konstanter Spannung linear abfallend zu betrachten. Dabei wird in der zweiten Ladephase die verfügbare Ladeleistung etwas überschätzt.

L4: Schnellladen

$$P_{SoC}^{max} = \begin{cases} P^{max,0} & \text{für } SoC = \{0..0.75\} \\ 0 & \text{für } SoC = \{0.75..1\} \end{cases}$$

Beim Schnellladen wird in der Regel ausschließlich die Hauptladung durchgeführt, um möglichst schnell einen relativ hohen Ladestand zu erreichen. Die Restkapazität wird dabei vernachlässigt.

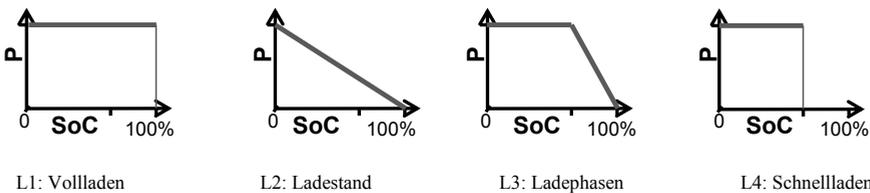


Abbildung 4.4: Verschiedene linearisierte Ladekurven für einzelne E-Kfz und -Flotten

Vergleicht man diese Ansätze, so ergeben sich, je nach Ladestand, deutliche Unterschiede in der verfügbaren Ladeleistung. Insbesondere bei höheren Ladeständen sind die Unterschiede groß. Da offensichtlich verschiedene Ladekurven in der Realität angewendet

werden (vgl. Abbildung 4.3), kann nicht eine bestimmte Variante der vereinfachten Ladekurven die Realität abbilden.

Zusammenfassend kann mit den beschriebenen Informationen und Daten das technische LVP für ein E-Kfz mit gewisser Unsicherheit bestimmt werden. Dabei gibt es Abhängigkeiten zwischen dem Ladestand, der verfügbaren Leistung und dem Zeitverlauf, so dass eine eindimensionale Darstellung wenig hilfreich wäre. Das praktische LVP lässt sich hingegen nur bestimmen, wenn zusätzliche Informationen und Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 2.2.3) bekannt sind. Insbesondere persönliche Präferenzen bei der Ladestrategie können das Potenzial stark beeinflussen.

4.3 Möglichkeiten der Modellierung und Aggregation von Elektro-Kfz

Neben der Modellierung einzelner E-Kfz gibt es verschiedene Gründe diese Einzelfahrzeuge zu einer ganzen Fahrzeugflotte (z. B. Unternehmensflotte) zu aggregieren. Für die Energiesystemmodellierung ist die Abbildung von LVP von E-Kfz eine relevante Voraussetzung, um DSM-Maßnahmen umsetzen zu können (Dallinger & Wietschel 2012a; Finn u. a. 2012; Kaschub u. a. 2010). Wegen der beschriebenen Komplexität, die sich aus der Heterogenität zur Quantifizierung von LVP und deren Kleinteiligkeit ergibt (Steurer u. a. 2015), werden verschiedene Ansätze genutzt, um diese in Energiesystemmodelle zu integrieren. Jeder Ansatz hat dabei bestimmte Vor- und Nachteile, die im Einzelfall, und vor dem Hintergrund der jeweiligen Fragestellung, gegeneinander abgewogen werden müssen. Zur Modellierung eines kleinen Gebietes (z. B. ein Verteilnetzstrang oder ein Wohnviertel), ist die Modellierung jedes einzelnen E-Kfz und jedes Ladeanschlusspunktes angemessen und möglich (vgl. z. B. Paetz u. a. 2012). Für ein großräumiges Energiesystemmodell wie das PERSEUS-EMO für Europa (Heinrichs 2013), mit Millionen von E-Kfz, ist diese Möglichkeit nicht angemessen und aus Komplexitätsgründen auch nicht umsetzbar. Somit erscheint hier eine Aggregation der Fahrzeugflotte eines ganzen Landes zielführend.

In Tabelle 4.1 werden drei Ansätze zur Modellierung von LVP bei E-Kfz aufgelistet und anhand eines Beispiels konkretisiert. Würde man jedes der etwa 40 Mio. Kfz in Deutschland für einen Zeitraum einer Woche in viertelstündlicher Auflösung modellieren, wäre die Genauigkeit sehr hoch aber auch die Komplexität. Um die Komplexität zu reduzieren, ist es möglich Kfz zu gruppieren, in diesem Beispiel mit 500 Kfz. So werden im MOP

repräsentativ für Deutschland ca. 500 Personen befragt (BMVBS 2010a), die mit Hilfe eines spezifischen Hochrechnungsfaktors gewichtet werden. So reduziert sich die Komplexität deutlich, aber auch die Genauigkeit wird reduziert. Eine weitere Vereinfachung ist möglich, wenn lediglich eine Gesamtflotte, z. B. für Deutschland, betrachtet wird. Ob die Genauigkeit der Modellierung dabei noch ausreichend ist, kann nur anhand der konkreten Forschungsfrage und durch Validierungsvorgänge geprüft werden.

Tabelle 4.1: Übersicht für Ansätze zur Modellierung von LVP aus E-Kfz

Aggregationsniveau	Genauigkeit der Modellierung	Komplexität	Beispiel für Anzahl
jedes Kfz	sehr hoch	sehr hoch	40 Mio. Pkw
repräsentative Anzahl	hoch	mittel	500 Gruppen
Gesamtflotte	ggf. angemessen	niedrig	1 Flotte

Insbesondere die Aggregationsstufe „Gesamtflotte“ soll im Folgenden genauer betrachtet und Möglichkeiten der Aggregation aufgezeigt sowie deren Grenzen beschrieben werden.

Auf Basis der Datenaufbereitung in Abschnitt 4.2 und anhand der aufgezeigten extremen Ladestrategien soll die Aggregation durchgeführt werden. Die Grenzwertverläufe des Ladestands der einzelnen E-Kfz für sofortiges Vollladen (obere Grenze) und spätest mögliches Minimalladen (untere Grenze) können jeweils für die gesamte Fahrzeugflotte als Mittelwert zusammengefasst werden. Als Beispiel zeigt Abbildung 4.5 die aggregierten Grenzen der Ladestände, falls alle Pkw in Deutschland elektrifiziert wären und ausschließlich zu Hause laden könnten⁷². Die Fläche zwischen den beiden Grenzwerten repräsentiert das theoretische LVP. Je höher der tatsächliche Ladestand der Flotte ist, desto geringer ist das LVP. Denn solange keine Rückspeisefunktionalität der Batterie ins Netz angenommen wird, bleiben nur Ladestände oberhalb des tatsächlichen Ladestandes erreichbar. Weiterhin schränkt u. a. die maximal verfügbare Ladeleistung (Steigung des Ladepfeils) das Potenzial ein. Wird auch eine Rückspeisefunktionalität angenommen, so kann auch der Bereich unterhalb des tatsächlichen Ladestandes bis zur unteren Ladestandsgrenze genutzt werden.

Anhand der Abbildung 4.5 wird deutlich, dass ein hohes theoretisches LVP von 45 bis 90 % der gesamten Batteriekapazität verfügbar ist. Tagsüber ist das LVP geringer, da hier die Lademöglichkeiten am Arbeitsplatz unberücksichtigt bleiben. Würde auch eine Lade-

⁷² Es wurden die Einzelwege der Fahrten (Abfahrtszeit, Ankunftszeit, Distanz, Parkort) mit „Pkw als Fahrer“ aus der MiD-Studie (BMVBS 2010) genutzt. Die Kfz wurden in drei Kfz-Segmente (klein, mittel, groß) unterteilt. So wurde eine Gesamtreichweite von ca. 120 km angenommen und Batteriekapazitäten von 23,5 kWh, 27,5 kWh und 32 kWh abgeleitet. Als Ladeinfrastruktur wurde eine maximale Ladeleistung von 3,5 kW angenommen.

möglichkeit am Arbeitsplatz angenommen, so wäre auch tagsüber die obere Grenzkurve deutlich höher. Der minimale Ladestand ist am Morgen mit knapp 10 % am Höchsten, bevor viele Autos für den Arbeitsweg genutzt werden und deshalb einen gewissen minimalen Ladestand benötigen.

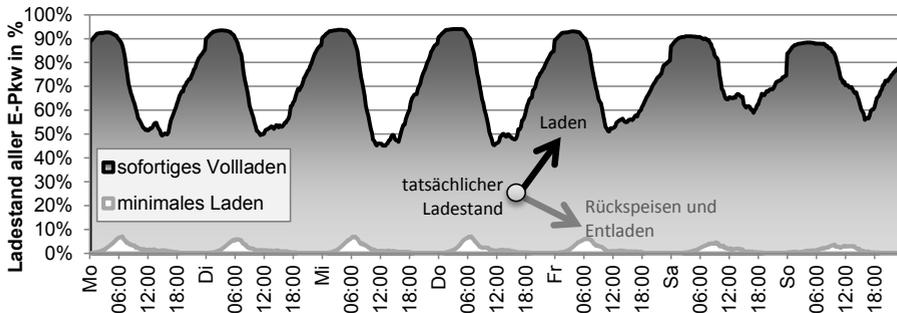


Abbildung 4.5: Grenzen der Lastverschiebefreiheitsgrade und LVP für die deutsche Gesamtflotte bei Lademöglichkeit ausschließlich zu Hause

Doch wie bereits im Abschnitt 4.2 für einzelne E-Kfz erläutert, ist auch bei aggregierten LVP von E-Kfz die maximal verfügbare Ladeleistung ($P_{SoC,n}^{max}$) ein nur schwer zu ermittelnder Wert. Bei einer Flottenbetrachtung kommt hinzu, dass nur ein durchschnittlicher Ladestand der Flotte bekannt ist, nicht aber der Ladestand jedes einzelnen E-Kfz und auch nicht die Verteilung aller Ladestände. Ein kleines Beispiel von 1 000 E-Kfz soll dies verdeutlichen:

- Alle E-Kfz haben einen Ladestand von 50 % und eine maximale Ladeleistung ($P^{max,0}$) von 11 kW. Somit ergibt sich eine verfügbare Ladeleistung von 11 MW.
- Die Hälfte aller E-Kfz haben eine leere Batterie und die andere Hälfte eine volle. Somit sind lediglich 5,5 MW Ladeleistung verfügbar, obwohl der mittlere Ladestand aller E-Kfz ebenfalls 50 % ist.

Auf Basis dieser Erkenntnisse wird eine Möglichkeit benötigt, um die fehlende Information der einzelnen Ladestände durch zusätzliche Angaben zu kompensieren. Die Varianz der Ladestände resultiert aus verschiedenen Mobilitätsprofilen und unterschiedlichen Ladestrategien, welche die Nutzer oder Nutzergruppen anwenden. Die Mobilitätsprofile sind durch die unterschiedlichen Mobilitätsstudien mit konventionellen Kfz bekannt und könnten auf E-Kfz übertragen werden. Beim Ladeverhalten fehlen jedoch allgemein gültige Informationen, auch gibt es wenige Informationen über das Ladeverhalten verschiedener Nutzergruppen. Bisher wird in der Praxis ungesteuertes Laden ohne besondere Lad-

eininfrastruktur angewendet. Dabei ist ein sofortiges Vollladen der Batterie nach Ankunft an einer Lademöglichkeit naheliegend. Allerdings kann ein Ladevorgang unterbleiben, solange noch ausreichend Energie für die Folgefahrten in der Batterie gespeichert ist oder das E-Kfz über einen Range Extender verfügt. Ohne entsprechende Ladeinfrastruktur bleibt ein zeitverzögertes Laden oder Laden mit reduzierter Leistung die Ausnahme. Wird in Zukunft mehr kommunikationsfähige Ladeinfrastruktur aufgebaut und genutzt, können Ladevorgänge beliebig gesteuert werden. Dementsprechend ist die Verteilung der Ladestände nicht nur von verschiedenen Nutzerverhaltensweisen abhängig, sondern ist vielmehr eine dynamische Entwicklung, die von Rahmenbedingungen und verwendeten Technologien abhängen wird. Aus heutiger Sicht erscheint damit das Evaluieren von realem Fahrverhalten und Ladeprozessen zum Sammeln weiterer Erkenntnisse zielführend.

Durch das Projekt iZEUS mit einem Flottentest von E-Pkw des Modells Smart ED III liegen über einen Zeitraum von neun Monaten⁷³ Mobilitätsprofile und Ladevorgänge von bis zu 25 E-Pkw vor (Daimler 2014). Das Datenlogging erfasste dabei leider nicht alle Fahrten und Ladevorgänge. Dennoch können diese Daten der Testflotte ausgewertet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Ladevorgänge ungesteuert erfolgten.

Anhand der Fahrten und Ladevorgänge kann geklärt werden, wie viel Potenzial für eine Lastverschiebung theoretisch gegeben wäre. Im Zeitraum der letzten sechs Monate wurden 17 044 Fahrten mit einer Gesamtdistanz von 81 272 km aufgezeichnet⁷⁴, was einer durchschnittlichen Fahrtlänge von ca. 4,8 km entspricht. Weiterhin wurden 3 132 Ladevorgänge aufgezeichnet. Dies bedeutet, dass nach etwa jeder fünften Fahrt und durchschnittlich 26 km ein Ladevorgang gestartet wurde. Dieses Ladeverhalten deutet somit entweder auf fehlende Infrastruktur an vielen Parkorten hin oder auf ein Verhalten der Nutzer, das den Aufwand von Ladevorgängen gering hält.

Während der Parkzeiten wurde nur ein Teil der Zeit für den Ladevorgang benötigt. Von den gemessenen 30 460 Stunden Standzeit mit Ladevorgang wurden nur 7 687 Stunden zum Laden des E-Pkw benötigt. Die restliche Standzeit wäre entsprechend für eine Lastverschiebung verfügbar. Dabei ist erstaunlich, wie homogen sich die Ladezeitanteile bei den Ladevorgängen verteilen (vgl. Abbildung 4.6, links). So hat die lineare Trendlinie mit Nulldurchgang eine sehr hohe Übereinstimmung mit der Verteilungskurve. Aus der Ver-

⁷³ Diese Monate sind unterteilt in zwei Zeiträume. Der erste Zeitraum umfasst drei Monate und der zweite Zeitraum sechs Monate. Lediglich im zweiten Zeitraum konnten die Ladevorgänge ausgewertet werden.

⁷⁴ Anhand der Differenzen der Kilometerstände wurden insgesamt 89 124 km zurückgelegt. Somit wurden 7 852 km nicht als Fahrten verbucht.

teilung resultiert auch, dass kaum Ladevorgänge stattfanden, bei denen die volle Parkzeit zum Laden nicht ausreichte und deshalb manuell abgebrochen werden mussten⁷⁵.

Betrachtet man hingegen die Ladevorgänge unterteilt nach der Parkzeitdauer, so ist die Verteilung weniger einheitlich. Bei kurzen Standzeiten ist der Zeitanteil zum Laden eher überdurchschnittlich, bei langen Standzeiten eher unterdurchschnittlich im Vergleich zum Gesamtdurchschnitt (vgl. Abbildung 4.6, rechts). Die Kurvenformen deuten durch die teils abrupten Steigungsänderungen darauf hin, dass die Anzahl Ladevorgänge, unterteilt nach Parkzeitdauern, für zuverlässige Aussagen zu gering sind.

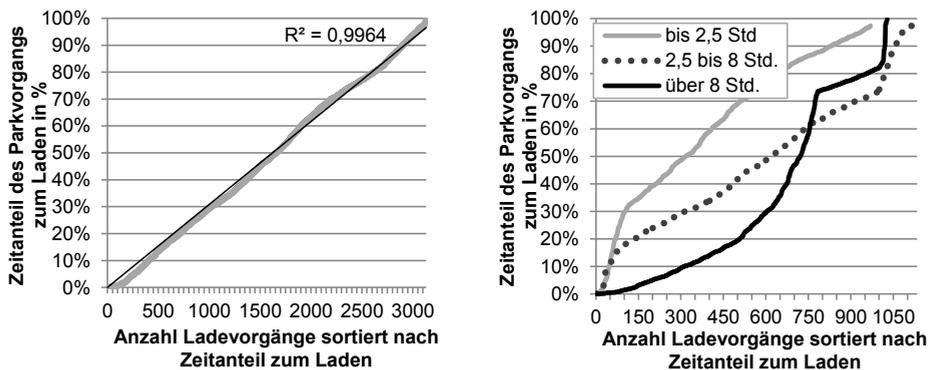


Abbildung 4.6: Verteilung des Zeitanteils zum Laden während einer Standzeit mit Ladevorgang, Datenbasis (Daimler 2014)

Untersucht man die Verteilung der Ladestände der zum Laden mit dem Elektrizitätsnetz verbundenen E-Pkw im Tagesverlauf, erkennt man einen deutlichen Zeiteinfluss (vgl. Abbildung 4.7). Je höher der Ladestand, desto stärker sind die Unterschiede zwischen den Tageszeiten. Nahezu alle E-Pkw haben über den ganzen Tagesverlauf einen Ladestand über 25 %. Auch ein Ladestand von über 50 % ist nachts bei bis zu 95 % aller E-Pkw gemessen worden, tagsüber sind es immer noch über 85 % der E-Pkw. Eine nahezu vollgeladene Batterie kann bei einem Ladestand von über 95 % angenommen werden. Solch hohe Ladestände haben kurz vor 6 Uhr immerhin etwa 78 % aller E-Pkw. Tagsüber zwischen 12 und 20 Uhr sind lediglich 30-40 % aller E-Pkw vollgeladen.

Vergleicht man die Verteilung der Ladestände zu verschiedenen Tageszeiten in Abbildung 4.8, ist auch dort der zeitliche Einfluss deutlich zu erkennen. Insbesondere am Morgen (6 Uhr) ist die Kurve sehr steil und viele E-Pkw sind vollgeladen. Das andere Extrem ist

⁷⁵ Bei mehr als zwei Drittel aller Ladevorgänge war der Ladestand bei Ladeende über 95 %.

am frühen Abend (18 Uhr) zu beobachten: Die Ladestandsverteilungskurve ist deutlich flacher. Außerdem zeigt sich anhand der Realdaten, dass am Abend und in der Nacht bis zu doppelt so viele E-Pkw mit dem Elektrizitätsnetz verbunden sind als am Morgen⁷⁶.

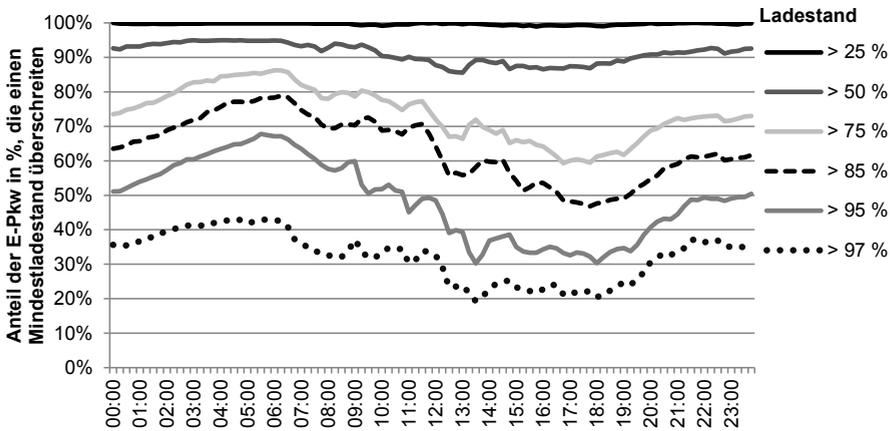


Abbildung 4.7: Verteilung der Ladestände von E-Pkw im Tagesverlauf, während eine Ladeverbindung (n=3 132) besteht, Datenbasis (Daimler 2014)

Anhand dieser Feldtestauswertung zeigt sich, dass die Ladestandsverteilung im Tagesverlauf deutlich variiert. Weiterhin haben hohe Ladestände, z. B. über 75 %, eine hohe empirische Relevanz. So haben selbst tagsüber über 60 % aller E-Pkw einen Ladestand von mindestens 75 % und fallen somit mutmaßlich zum großen Teil in die Ladephase mit konstanter Spannung und steil abfallender Ladeleistung. Durch die Aufzeichnungsperiode von mehreren Monaten zeigt sich zudem, dass in den ersten Wochen einer E-Pkw-Nutzung deutlich häufiger geladen wurde und die Ladestände höher waren, als nach dieser Eingewöhnungsphase⁷⁷. Das angepasste Verhalten der E-Pkw Nutzer an die Rahmenbedingungen lässt erwarten, dass diese Daten und Auswertungen nicht beliebig übertragbar sind. Durch gesteuertes Laden der E-Pkw ist weiterhin zu erwarten, dass sich die beobachtete Ladestandsverteilung nochmals stark verändert. Somit sind die Erkenntnisse lediglich dazu geeignet, Hinweise und Ansätze für den Umgang mit dem dynamischen Verlauf und der Verteilung der Batterieladestände zu geben. Eine Nutzung der Ergebnisse oder eine Überführung in eine Modellformel erscheint in diesem Kontext nicht angemessen.

⁷⁶ Die minimale Anzahl Ladevorgänge wurde gegen 8 Uhr registriert, die meisten zwischen 19 und 22 Uhr.

⁷⁷ Die hier ausgewerteten Daten des zweiten Feldtestzeitraums enthalten diese Anfangswochen nicht.

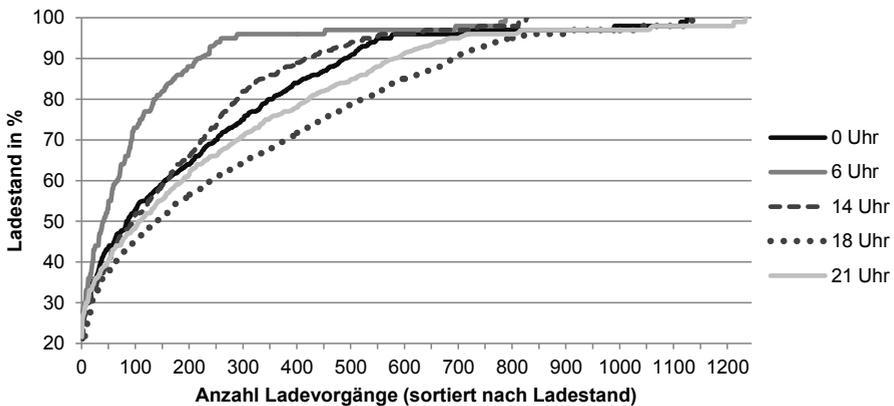


Abbildung 4.8: Verteilung der Ladestände von E-Pkw zu bestimmten Tageszeiten (n=790..1234), Datenbasis (Daimler 2014)

Weiterhin bleibt in jedem Fall die Unsicherheit, wie die Ladekurve der E-Kfz abgebildet werden sollte. Vier verschiedene Varianten wurden bereits in Abschnitt 4.2 eingeführt. Werden diese Ladekurven nun anstatt auf einen einzelnen Ladevorgang für eine ganze Fahrzeugflotte angewendet, stellt sich die Frage, wie groß der Einfluss und der Fehler in Bezug auf das Endergebnis ist und ob dieser vertretbar ist. Auf Basis des aktuellen Wissens ist lediglich eine vergleichende Analyse möglich. Einen Abgleich und eine Validierung wird erst möglich, wenn repräsentativ nutzbare Ladevorgangsdaten verfügbar sind.

4.4 Auswirkungen und Evaluation der Modellierungsvarianten von Ladevorgängen

Im Folgenden sollen trotz der beschriebenen Herausforderungen verschiedene Möglichkeiten der Abbildung von Ladevorgängen bei Einzelfahrzeugen und durch Aggregation einer gesamten Fahrzeugflotte verglichen werden. Dazu werden die verfügbaren repräsentativen Mobilitätsprofile konventioneller Pkw genutzt. Unter der Annahme einer Ladestrategie werden die Ladevorgänge berechnet und verglichen. Da ungesteuertes Laden der bisher praktizierte Standard ist, wurde die Ladestrategie A „sofortiges Vollladen“ genutzt⁷⁸. In Abbildung 4.9 ist das vergleichende Ergebnis der verfügbaren Ladeleistungen in Abhängigkeit des Ladevorgangs dargestellt. Die einzelnen Kurven wurden dabei mit

⁷⁸ Die Anwendung anderer Ladestrategien auf die vier Ladekurven würde weitere vorhersehbare Vergleichskurven generieren, weshalb darauf verzichtet wird.

der genutzten Anzahl von Mobilitätsprofilen normiert⁷⁹. Die verfügbare Ladeleistung beruht dabei auf den noch nicht vollständig geladenen E-Pkw, die am Netz angeschlossen sind. Sobald der Ladevorgang beendet ist, ist für den jeweiligen E-Pkw keine Ladeleistung verfügbar. Die Ladekurven L1 und L4 sind quasi gleich. Die Ladekurve L3 erreicht Ladeleistungen zwischen L1 und L2. Das Hauptproblem dieser Methodik ist die Anwendung einer homogenen Ladestrategie für alle E-Pkw.

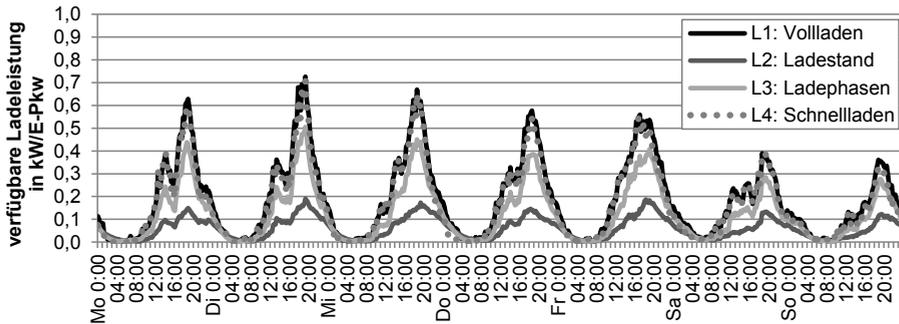


Abbildung 4.9: Verfügbare Ladeleistung bei sofortigem Vollladen und verschiedenen Ladekurven

Im Folgenden soll nun gesteuertes Laden untersucht werden. Deshalb wird ein Optimierungsmodell angewendet, das sich an dem Modell aus dem folgenden Kapitel 5 orientiert. Eine Beschreibung mit Quellcode ist in Anhang E zu finden. Es werden dabei lediglich die grundlegenden Restriktionen für das Laden der E-Pkw berücksichtigt und die Ausgaben für Elektrizität minimiert. Darüber hinaus werden keine Restriktionen und dementsprechend auch keine Verteilungsfunktion des Ladestands angenommen.

Verglichen werden die aufsummierten Ergebnisse aus den Einzelfahrzeugberechnungen mit den Berechnungen einer Flotte. Die Flotte wird dabei mit dem Gesamtdatensatz abgebildet, wobei die Einzeldatensätze der repräsentativen Mobilitätsprofile aggregiert wurden. Dies erfolgte durch einfaches Summieren und mit Hilfe von Durchschnittswerten.

Bei einem einheitlichen Arbeitspreis gibt es bei gesteuertem Laden keinen Anreiz für einen optimierten Ladevorgang. Entsprechend können und werden die LVP frei genutzt. Dies führt sowohl für die Einzelprofil- als auch die Flottenprofilbetrachtung für die vier verschiedenen Ladekurven zu unterschiedlichen Ergebnissen. Dies ist an den verfügbaren

⁷⁹ Da die Mobilitätsprofile auf rein elektrische E-Pkw angewendet wurden, waren je nach Ladekurve verschiedene Mobilitätsprofile durch zu geringe Ladezeiten bzw. Reichweiten nicht nutzbar. Für die verschiedenen Ladekurven konnte folgende Anzahl an Mobilitätsprofilen verwendet werden: L1: 609, L2: 481, L3: 621, L4: 568.

Ladeleistungen zu erkennen (vgl. Abbildung 4.10). Da die Ladeleistung bei L1 und L4 über den gesamten Ladeverlauf nicht reduziert wird, sondern erst bei einem vollgeladenen E-Pkw auf 0 kW springt, ähneln sich diese Kurven der maximalen Ladeleistung. Bei L2 und L3 zeigt sich jedoch, wie die Freiheitsgrade beim Flottenprofil im Vergleich zu den Einzelprofilen zu deutlich unterschiedlichen Verläufen der verfügbaren Ladeleistung führen.

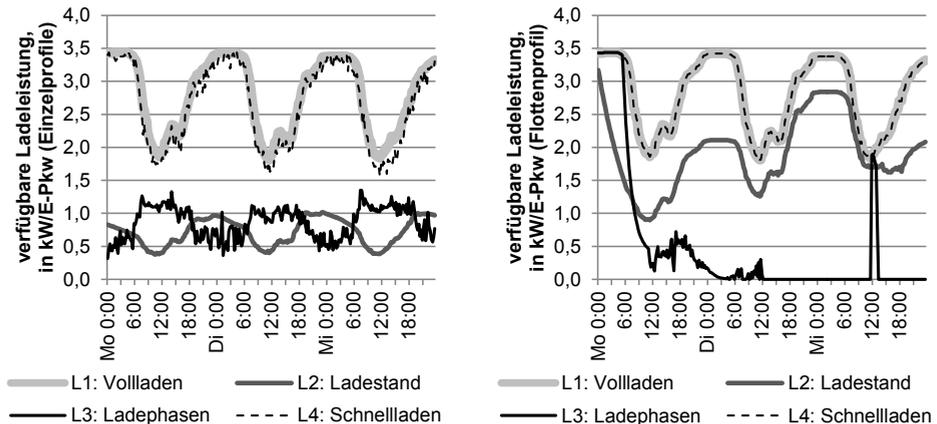


Abbildung 4.10: verfügbare Ladeleistungen bei gesteuertem Laden ohne Anreize im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil

Um einen aussagekräftigeren Vergleich zu ermöglichen, werden folgend drei verschiedene Restriktionen bzw. Nebenbedingungen beim gesteuerten Laden untersucht:

1. Fördern eines hohen Ladestandes:

Die Zielfunktion wird um einen Term erweitert, der den Ladestand minimal vergütet und somit hohe Ladestände fördert.

2. Anwenden eines lastabhängigen Arbeitspreises:

Der Arbeitspreis wird bei einem Leistungsbezug von über einem 1 kW pro E-Pkw um 0,1 €/kWh erhöht.

3. Anwenden eines stündlich variierenden Arbeitspreises:

Der Arbeitspreis wird auf Basis des stündlichen Day-ahead-Spotmarktpreises der EEX aus dem Jahr 2010 um den Faktor der Abweichung vom Jahresmittelwert dieses Preisbestandteils verändert.

Im ersten Fall sorgt der Anreiz dafür, dass ein möglichst hoher Ladestand angestrebt wird. Dies ähnelt dem ungesteuerten Sofortladen. Betrachtet man den Ladestand der E-Pkw

(vgl. Abbildung 4.11) so zeigt sich, dass der Anreiz dem gewünschten Ziel angemessen ist. Mit der Ladekurve L4 kann maximal ein Ladestand von 75 % erreicht werden. Deshalb weicht dieser entsprechend von den anderen Kurven ab. Im Vergleich zwischen Einzelprofil- und Flottenbetrachtung zeigt sich eine starke Annäherung durch das Ziel eines hohen Ladestandes.

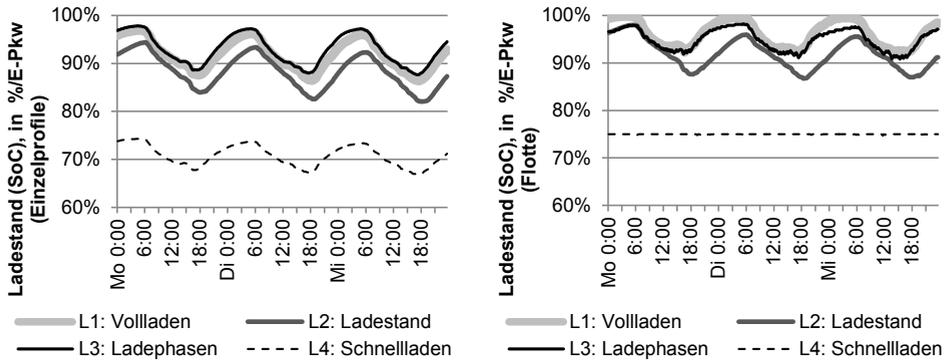


Abbildung 4.11: Ladestand bei gesteuertem Laden und möglichst hohem Ladestand im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil

Tabelle 4.2: Vergleich mit RMSD und Korrelation von Einzelprofilsumme zu Flottenprofil beim Ziel eines möglichst hohen Ladestandes

		L1	L2	L3	L4
Anzahl E-Kfz bei Einzelprofilen/Flotte*		736 / 736	693 / 736	736 / 736	604 / 736
Verfügbare Ladeleistung	RMSD	0,1 %	0,6 %	3,1 %	0,1 %
	Korrelation	100 %	89 %	70 %	100 %
Netzbezugsleistung	RMSD	1,7 %	0,5 %	6,4 %	3,6 %
	Korrelation	77 %	82 %	23 %	18 %
Ladestand	RMSD	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,2 %
	Korrelation	91 %	94 %	73 %	-4 %

* siehe Fußnote 79 auf Seite 96.

Die Ähnlichkeit der Verläufe der Ladestände, die sich zwischen Einzelprofil- und Flottenbetrachtung in Abbildung 4.11 zeigen, werden zusätzlich durch die Korrelationskoeffizienten und RMSD (engl. root mean squared displacement, dt. mittlere quadratische Verschiebung) bestätigt (vgl. Tabelle 4.2). Die Unterschiede bei L4 sind deutlich zu erkennen und zeigen sich auch im Korrelationskoeffizienten. Vergleicht man die verfügbaren Ladeleistungen, sind die Werte lediglich bei L3 etwas schlechter. Bei der Netzbezugsleistung, die äquivalent zur Ladeleistung ist, zeigen sowohl L3 und L4 schlechte Vergleichswerte. Dies liegt daran, dass beim Laden der Flotte ein ständiger Wechsel zwischen Laden und

Nichtladen zu beobachten ist, wobei beim Laden der Einzelfahrzeuge sich die Ladeleistung kontinuierlich über den Zeitverlauf verteilt.

Dies zeigt sich auch in den Vergleichswerten in Tabelle 4.3. Lediglich bei den Ladekurven L1 und L4 gibt es Ähnlichkeiten.

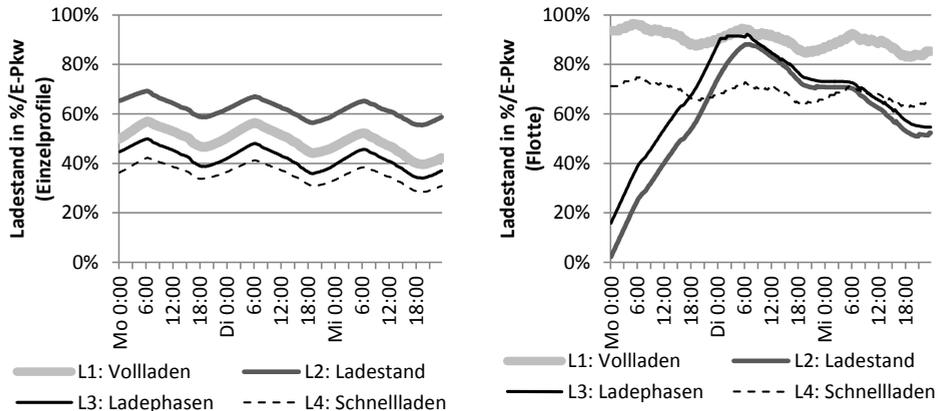


Abbildung 4.12: Ladestände bei gesteuertem Laden mit lastabhängigem Arbeitspreis im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil

Tabelle 4.3: Vergleich mit RMSD und Korrelation von Einzelprofilsumme zu Flottenprofil beim lastabhängigen Arbeitspreis

		L1	L2	L3	L4
Anzahl E-Kfz bei Einzelprofilen/Flotte		736 / 736	693 / 736	736 / 736	604 / 736
Verfügbare Ladeleistung	RMSD	0,0 %	119,9 %	27,8 %	0,6 %
	Korrelation	100 %	51 %	69 %	100 %
Netzbezugsleistung	RMSD	16,7 %	15,5 %	16,8 %	16,6 %
	Korrelation	-1 %	21 %	-10 %	-3 %
Ladestand	RMSD	18,8 %	11,3 %	5,5 %	11,9 %
	Korrelation	94 %	53 %	24 %	98 %

Beim dritten Anreiz für gesteuertes Laden durch einen zeitvariablen Arbeitspreis werden bei allen Ladekurven (vgl. Abbildung 4.13) die Ladevorgänge zu Zeiten mit niedrigem Strompreis durchgeführt. Diese Fokussierung ist beim Laden einer Flotte deutlich ausgeprägter und führt zu wesentlich höheren Ladeleistungen als bei der Betrachtung der Einzelfahrzeuge. Insgesamt zeigt sich eine hohe Ähnlichkeit der Ergebnisse im Vergleich der beiden Modellierungsvarianten. Dies wird auch anhand der Tabelle 4.4 deutlich.

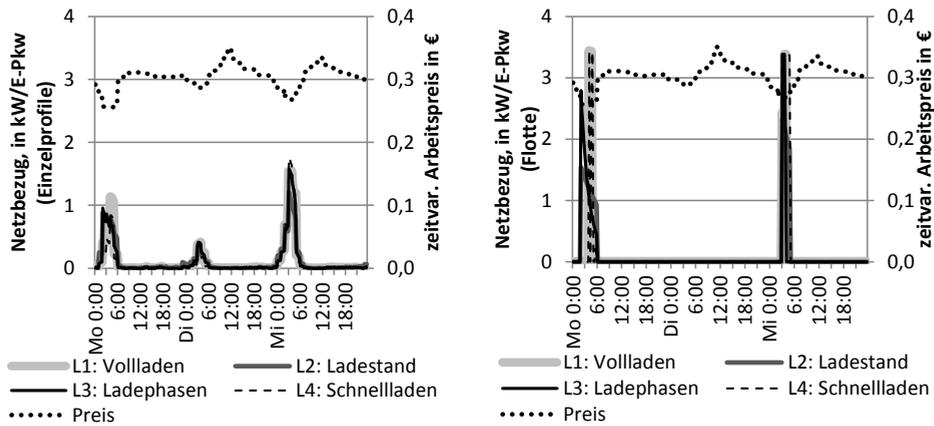


Abbildung 4.13: Netzbezugsleistungen bei gesteuertem Laden mit zeitlich variablem Arbeitspreis im Vergleich von einzelnen E-Pkw zum Flottenprofil

Tabelle 4.4: Vergleich mit RMSD und Korrelation von Einzelprofilsumme zu Flottenprofil bei zeitvariablem Arbeitspreis

		L1	L2	L3	L4
Anzahl E-Kfz bei Einzelprofilen/Flotte		736 / 736	693 / 736	736 / 736	604 / 736
Verfügbare Ladeleistung	RMSD	0,0 %	3,4 %	32,4 %	0,1 %
	Korrelation	100 %	99 %	69 %	100 %
Netzbezugsleistung	RMSD	16,5 %	11,65%	12,93%	17,4 %
	Korrelation	88 %	88 %	90 %	88 %
Ladestand	RMSD	1,3 %	0,4 %	1,2 %	0,5 %
	Korrelation	98 %	99 %	98 %	99 %

Insgesamt zeigt die vergleichende Evaluation, dass eine vereinfachte Betrachtung der Ladevorgänge mit Hilfe einer Flottenbetrachtung nur mit Bedacht genutzt werden sollte. Bei sonst gleichen Rahmenbedingungen können sich durch die Aggregation der E-Kfz deutliche Ergebnisunterschiede im Vergleich zur Modellierung einzelner E-Pkw ergeben. Die Auswahl der Ladekurve hat ebenfalls einen signifikanten Einfluss auf die Ladevorgänge, die resultierenden Ladestände und verfügbaren Ladeleistungen.

5 Beschreibung des Optimierungsmodells SpeicherOpt

Im folgenden Kapitel wird das entwickelte Optimierungsmodell SpeicherOpt beschrieben, das eine integrierte Analyse der Auswirkungen von Lastflexibilität in Haushalten mit PVA, SBS und E-Pkw ermöglicht. Das Ziel des Modells ist es, die maximalen Kapitalwerte von PVA und SBS zu berechnen und ermittelt modellendogen die optimalen Systemgrößen dieser beiden Systeme. Das Modell ermöglicht zudem eine Evaluation der Auswirkungen auf den Netzaustausch von Elektrizität bei verschiedenen Systemzusammensetzungen oder Rahmenbedingungen (wie unterschiedliche Stromtarife). Somit ist es möglich den Einfluss auf die Investitionsentscheidungen von PVA und SBS in Abhängigkeit des Systemrahmens zu untersuchen. Das Offline-Modell⁸⁰ eines Einzelhaushaltes⁸¹ integriert dabei folgende Komponenten (Abbildung 5.1):

- die exogen vorgegebene Haushaltslast, die auf empirisch gemessenen Haushaltslastgängen über den Zeitraum eines ganzen Jahres basiert,
- eine PVA, die über einen Wechselrichter⁸² dreiphasig an den Drehstrom des Haushalts angeschlossen ist,
- ein E-Pkw, der über eine bidirektionale Ladestation an den Drehstrom angeschlossen ist,
- ein SBS, das über einen Stromrichter an den Drehstrom angeschlossen ist und
- ein digitaler Haushaltselektrizitätszähler mit daran gekoppeltem EMS, das informationstechnisch mit allen Komponenten verbunden ist.

Von der Berücksichtigung einzelner Haushaltsgeräte⁸³ wird abgesehen, da deren LVP im Vergleich zum E-Pkw begrenzt sind (Kaschub u. a. 2012a) und somit nur geringen Ein-

⁸⁰ Offline bezeichnet hier den Typ des Modells. Offline-Modelle werden lediglich am Computer berechnet, ohne Kopplung und Steuerung realer Komponenten. Ein Online-Modell hingegen kann direkt im Betrieb eingesetzt werden und steuert die Komponenten wie das SBS.

⁸¹ Der Gebäudetyp des Haushalts ist nicht definiert. Dies kann ein Einfamilienhaus, Zweifamilienhaus oder Reihenhaushalt sein. Relevant ist, dass der Haushalt einen Teil der Dachfläche für die PV-Anlage nutzen kann, einen entsprechenden Raum für das SBS hat und einen separat ansteuerbaren Ladepunkt fürs E-Pkw besitzt.

⁸² Mit Wechselrichter wird hier vereinfacht das System bezeichnet, das den Gleichstrom aus den PV-Modulen in einen Wechselstrom umwandelt, der im Haushalt und zur Netzeinspeisung verwendet werden kann. Dazu sind mehrere Komponenten aus Leistungselektronik und Regelungstechnik nötig: mehrere Filter und Überwachungselemente, einen DC/DC-Steller, einen Wechselrichter und einen Trafo (zur galvanischen Trennung). Weiterhin werden ein Maximum-Power-Point (MPP)-Tracker und Ansteuerungen benötigt.

fluss auf das Gesamtsystem haben. Umfassend evaluiert wurden die Einflüsse von Haushaltsgeräten auf den Lastverlauf bspw. in der Arbeit von Hillemacher (2014).

Da die beschriebenen Systemkomponenten keine direkte Wechselwirkung mit dem Wärmesystem des Haushalts haben, kann auf eine Modellierung der thermischen Energieflüsse und Komponenten verzichtet werden⁸⁴. Eine Abhängigkeit von Primärenergieträgern besteht lediglich bei der Strahlungsenergie der Sonne, die entsprechend mit berücksichtigt werden muss.

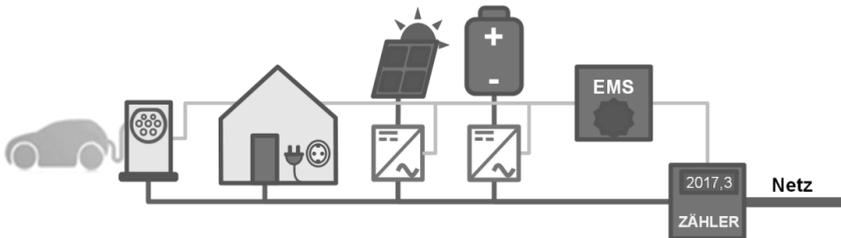


Abbildung 5.1: Systemübersicht des Optimierungsmodells SpeicherOpt

Mit dem optimierenden Modell werden die Kapitalwerte der PVA und des SBS maximiert und es werden alle Zahlungsströme integriert, die sich aus dem Elektrizitätsaustausch mit dem Elektrizitätsnetz ergeben. Weiterhin werden die optimalen Systemgrößen für PVA und SBS modellendogen ermittelt (vgl. Abschnitt 5.1). Grundlage dafür ist die für ein Gesamtjahr optimale Einsatzplanung des SBS (vgl. Abschnitt 5.2.3) und im Falle des gesteuerten Ladens des E-Pkw, dessen optimierter Verlauf der Ladevorgänge (vgl. Abschnitt 5.2.2) unter den Einflüssen von Haushaltslast und Elektrizitätseinspeisung aus der PVA (vgl. Abschnitt 5.2.1). Dafür werden vollständige Informationen bezüglich des Systems und seiner Komponenten vorausgesetzt sowie perfekte Voraussicht, z. B. bei der Preisentwicklung, angenommen. Mit einem vereinfachten Batterieabnutzungsmodell ist die kalendarische und zyklische Lebensdauer berücksichtigt (vgl. Abschnitte 5.2.3 und 5.1). Der E-Pkw kann mit unterschiedlichen Ladestrategien (ungesteuert, gesteuert und gesteuert bidirektional) eingebunden werden. Die Investition des E-Pkw ist in dem Modell nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass diese Investitionsentscheidung aus-

⁸³ Die methodische Integration der LVP von Haushaltsgeräten erfolgte in das Modell DSopt+ (Kaschub u. a. 2012a; Paetz u. a. 2013).

⁸⁴ Eine direkte Wechselwirkung zwischen Elektrizität und thermischer Energie wäre durch gekoppelte Energieumwandlungsanlagen (bspw. KWK oder Wärmepumpe) oder durch Elektroheizungen zur Raumbeheizung gegeben.

schließlich auf Basis des Mobilitätsbedürfnisses und persönlichen Einstellungen zum Automobil erfolgt.

Die Optimierung und Einsatzplanung erfolgt detailliert für ein Jahr mit einer Auflösung von viertelstündlichen Zeitschritten ($\Delta t = 0.25$). Auf dieser Basis werden die jährlichen Zahlungsströme für die gesamte betrachtete Periode von bspw. 20 Jahren fortgeschrieben, um die Auswirkungen der jährlichen Zahlungen für die Zielwertberechnung über die ganze Nutzungsdauer zu ermitteln (vgl. Abschnitt 5.1). Jährlich ändernde Einflüsse wie das Wetter werden in vergleichenden Szenarien mit anderen Wetterjahren berücksichtigt, so dass deren Einfluss quantifiziert werden kann. Die Berechnungsmethodik der Kapitalwerte von PVA und des SBS wird ebenfalls in Abschnitt 5.1 erläutert. In Abschnitt 5.3 werden der Aufbau des Gesamtmodells und die Methodik zur automatisierten Berechnung vieler verschiedener Haushalte dargelegt. Im Abschnitt 5.4 folgt eine detaillierte Beschreibung der Eingangswerte und Annahmen des Modells. Diese Werte werden im Referenzszenario angewendet (vgl. Abschnitt 6.1). In der Modellbeschreibung wird auch auf Implementierungen eingegangen, die lediglich für einzelne Szenarien relevant sind, aber im Referenzszenario keine Anwendung finden. Alle Variablen werden in den folgenden Abschnitten zum besseren Verständnis fett markiert. Alle Variablen, Parameter und Indizes sind in der Modellnomenklatur aufgelistet und bezeichnet. Im Abschnitt 5.5 wird der Umgang mit den Grenzen des Modells und der verwendeten Daten behandelt.

Verschiedene Versionen des hier dargestellten Modells wurden bereits veröffentlicht (Kaschub u. a. 2013a, 2013b, 2015, 2016) und inkl. Ergebnissen auf Fachkonferenzen diskutiert. Das hier dargestellte Modell ist eine weiterentwickelte und bisher unveröffentlichte Version davon.

5.1 Zielfunktion

In der Zielfunktion wird der **Zielwert** maximiert (5.1). Dabei wird das Prinzip der Kapitalwertmethode genutzt, bei der die Summe aller Barwerte der durch die Investition verursachten Ein- und Auszahlungen betrachtet wird⁸⁵. In diesem Fall wird die Betrachtungsgrenze von den Investitionen von PVA und SBS erweitert. So werden auch die gesamten Zahlungsströme, die sich aus der Elektrizitätsnutzung und -verkauf ergeben, berücksichtigt. Nur so kann der Einfluss auf das Gesamtsystem Haushalt entsprechend untersucht

⁸⁵ Der Betrachtungszeitraum wird bei solchen Berechnungen in der Regel so gewählt, dass er der Nutzungsdauer der Investition entspricht (Konstantin 2009, Kap. 4.3.2.1).

werden, da bspw. ein durch die Investition veränderter Eigenverbrauchsanteil Einfluss auf den Kapitalwert des SBS hat. Es wird davon ausgegangen, dass die Komponenten von dem Haushalt aus Eigenkapital gekauft und selbst betrieben werden. Die Zielfunktion (5.1) enthält die Gesamtinvestition des SBS (INV^{SBS}) und der PVA (INV^{PV}) sowie die Summe aller abgezinsten jährlichen Zahlungsströme (ZSS). Diese sind in den folgenden Formeln aufgeführt.

$$\mathbf{max\ Zielwert}(INV^{SBS}, INV^{PV}, ZSS) = -INV^{SBS} - INV^{PV} + ZSS \quad (5.1)$$

Aus dem Zielwert können nicht direkt die einzelnen Kapitalwerte von PVA und SBS ermittelt werden. Diese können erst durch Differenzbetrachtungen ermittelt werden. Deshalb wird das Modell jeweils in drei Modelllaufvarianten (MLV) durchlaufen, die mit booleschen Auswahlparametern aktiviert und spezifiziert werden. Diese sind:

- Haushalt ohne PVA und ohne SBS: mit $MLV^o = 1$; $\rightarrow \mathbf{Zielwert}^o$
- Haushalt mit PVA und ohne SBS: mit $MLV^{PV} = 1$; $\rightarrow \mathbf{Zielwert}^{oSBS}$
- Haushalt mit PVA und mit SBS: mit $MLV^{SBS} = 1$; $\rightarrow \mathbf{Zielwert}^{SBS}$

Nach dem Durchlauf aller drei Varianten⁸⁶ können die Kapitalwerte der PVA und des SBS durch die Subtraktion der Zielwerte berechnet werden (vgl. Formeln (5.2) und (5.3)). Die direkte Ermittlung der optimalen Kapitalwerte ist nicht möglich, da der Eigenverbrauchsanteil und das gesteuerte Laden des E-Kfz den Kapitalwert maßgeblich beeinflussen⁸⁷. Zu beachten ist, dass der Kapitalwert der PVA (NPV^{PV}) lediglich im System ohne SBS ermittelt wird. In der Systemkonfiguration mit SBS kann der neue Kapitalwert der PVA nicht unabhängig bestimmt werden, sondern lediglich der Gesamtkapitalwert von PV und SBS (NPV^{PV+SBS}) (vgl. Formel (5.4)). Damit wird auch deutlich, dass der Kapitalwert des SBS (NPV^{SBS}) nur im Zusammenhang mit der dafür optimalen PVA erreichbar ist. Die optimalen Größen der PVA unterscheiden sich in den beiden Varianten ohne bzw. mit SBS⁸⁸.

⁸⁶ Es ist auch noch eine vierte Modellvariante MLV^{oPV} (ohne PVA und mit SBS) möglich. Diese spielt zunächst keine Rolle, weshalb hier nicht näher darauf eingegangen wird.

⁸⁷ Beides wird modellendogen ermittelt und unterscheidet sich je nach Modelllaufvariante.

⁸⁸ In einem fiktiven Beispiel wird für einen Haushalt mit PVA (MLV^{PV}) eine optimale Größe von 2 kW_p zugebaut. Wird dieses System hingegen zusätzlich mit einem SBS (MLV^{SBS}) betrachtet, so ist die optimale Größe der PVA 3 kW_p. Entsprechend gilt die Berechnung des Kapitalwertes für die PVA nur für einen Haushalt ohne SBS. Die Synergien von PVA und SBS werden bei dieser Berechnungsmethodik dem Kapitalwert des SBS zugeordnet.

$$NPV^{PV} = \text{Zielwert}^{oSBS} - \text{Zielwert}^o \quad (5.2)$$

$$NPV^{SBS} = \text{Zielwert}^{SBS} - \text{Zielwert}^{oSBS} \quad (5.3)$$

$$NPV^{PV+SBS} = \text{Zielwert}^{SBS} - \text{Zielwert}^o \quad (5.4)$$

Die Investition der PVA (INV^{PV}) (vgl. Formel (5.5)) setzt sich aus zwei Termen zusammen, der Investition und dem Restwert. Die Investition wird berechnet aus dem Produkt der endogen ermittelten Spitzenleistung der PVA ($Ppeak^{PV}$, in kW_p) und dessen Preis pro Einheit ($Inv_{j_0}^{PV}$, in $\text{€}/kW_p$) zu Beginn des ersten Betrachtungsjahres (j_0). Der Restwert ergibt sich aus der Restlebensdauer (LDR^{PV}) im Anschluss an den Betrachtungszeitraum ($BetrZeit$). Die Restlebensdauer wird bezogen auf die Gesamtlebensdauer (LD^{PV}). Der Restlebensdauerfaktor wird multipliziert mit der PVA-Investition, welche abgezinst wird mit dem Zinssatz (i) vom Betrachtungszeitraumsende auf das Basisjahr. Anwendung findet dieser zweite Term nur, wenn $LD^{PV} \neq BetrZeit$.

Die Formel (5.5) wird für die Modelllaufvarianten MLV^{PV} und MLV^{SBS} angewendet (vgl. Erläuterung in Abschnitt 5.3) und damit nur in den Modelllaufvarianten, in denen eine PVA eingesetzt wird.

$$INV^{PV}(Ppeak^{PV}) = Inv_{j_0}^{PV} \cdot Ppeak^{PV} - \frac{LDR^{PV}}{LD^{PV}} \cdot \frac{Inv_{j_0}^{PV} \cdot Ppeak^{PV}}{(1+i)^{BetrZeit}} \quad (5.5)$$

gilt für MLV^{PV} oder MLV^{SBS}

Die Investition des SBS (INV^{SBS}) (vgl. Formel (5.6)) setzt sich aus vier Termen zusammen:

- Investition und ggf. Reinvestition(en),
- reduzierte kalendarische Lebensdauer durch Nutzungsprozesse,
- gesteigerte kalendarische Lebensdauer durch geringere zyklische Nutzung und
- Restwert des SBS am Ende des Betrachtungszeitraums.

In Term (a) wird die Investition inkl. möglichen Reinvestition(en) berechnet aus dem Produkt der endogen ermittelten Anlagenkapazität (Kap^{SBS} , in kWh) und dessen Preis pro Einheit (Inv_{iz}^{SBS} , in $\text{€}/kWh$) im jeweiligen Installationszyklus⁸⁹ (iz). Reinvestitionen werden auf das Basisjahr mit dem angenommenen Zinssatz (i) abgezinst. Damit über den

⁸⁹ Wird bspw. ein Betrachtungszeitraum $BetrZeit = 20a$ und eine Lebensdauer des SBS $LD^{SBS,kal} = 20a$ angenommen, gibt es nur ein Investitionsjahr $iz \forall iz \in \{0\}$. Es kann auch eine kürzere oder längere Lebensdauer des SBS angenommen werden. Bei einer Lebensdauer von $LD^{SBS,kal} = 8a$ würden sich die Investitionsjahre $iz \forall iz \in \{0, 7, 15\}$ ergeben.

gesamten Nutzungszyklus des SBS die volle Kapazität (Kap^{SBS}) zur Verfügung steht, muss die Nennkapazität entsprechend größer dimensioniert werden. Denn am Lebensende des SBS steht durch Alterungsprozesse nur noch ein Teil (z. B. 80 %) der Anfangskapazität zur Verfügung (vgl. Abschnitt 3.3.1).

Die Lebensdauer des SBS ist abhängig von der Nutzungsweise während der Nutzungsphase und kann zu einer kürzeren oder einer längeren Lebensdauer führen (vgl. Abbildung 5.3). Die zugrunde liegende Modellierung für die Terme (b) und (c) werden im Abschnitt 5.2.3 erläutert. Zunächst werden lediglich die für die Investition relevanten Variablen kurz eingeführt.

Mit Term (b) wird eine beschleunigte Alterung durch höhere SoC (vgl. Abschnitt 3.3.2) berücksichtigt. Die Zeitspanne der dadurch verkürzten Lebensdauer wird durch eine zeitanteilige Reinvestition berücksichtigt. Dazu wird die reduzierte kalendarische Lebensdauer ($LDred^{SBS,kal}$, in kWh)⁹⁰ zu der eigentlichen Investition addiert (vgl. Formel (5.6), Term b), wobei dieser Teil abgezinst wird auf die initial angenommene Lebensdauer des SBS.

In Term (c) wird der Fall berücksichtigt, dass eine nur teilweise Ausnutzung der zyklischen Lebensdauer zu einer Verlängerung der kalendarischen Lebensdauer führt. Wird also während der Nennlebensdauer nur ein Teil der Vollzyklenäquivalente ($LD^{SBS,zykl}$) benötigt, verlängert sich die Lebensdauer des SBS, da kalendarische und zyklische Alterung voneinander abhängig sind (vgl. Abschnitt 3.3.2). Nach Bloom u. a. (2006) ist die zyklische Alterung nur für ca. 1/3 der gesamten Alterung verantwortlich. Dieser Faktor wird hier berücksichtigt⁹¹. Die zyklische Nutzung wird berechnet aus der Summe aller Tagesenergiewerte ($Eladd_{td}^{SBS}$) multipliziert mit der Nennlebensdauer $LD^{SBS,kal}$ und geteilt durch die zyklische Lebensdauer $LD^{SBS,zykl}$. Durch die Subtraktion dieser Nutzungsmenge von der Speicherkapazität (Kap^{SBS}) ergibt sich ähnlich dem Term (b) ein Speicherkapazitätsanteil äquivalent zur verbliebenen zyklischen Nutzbarkeit, welcher die zu tätige Investition reduziert. Auch dieser Term wird entsprechend der SBS-Nennlebensdauer auf das Basisjahr abgezinst.

In Term (d) wird der Restwert des SBS am Betrachtungszeitraumsende, ähnlich wie bei der PVA (vgl. Formel (5.5)), ermittelt aus der restlichen Lebensdauer ($LDR^{SBS,kal}$) am

⁹⁰ Die Einheit ergibt sich aus dem Ziel, den Lebensdauerfaktor $LDred^{SBS,kal}$ lediglich als Summe zu Kap^{SBS} zu berücksichtigen. Die reduzierte Lebensdauer (prozentual) erhält man durch Division von $LDred^{SBS,kal} / Kap^{SBS}$.

⁹¹ Bei einer reduzierten kalendarischen Lebensdauer in Term (b) ist der Berechnungsmechanismus so ausgestaltet (vgl. Abschnitt 5.2.3 und Formel (5.40)), dass der Faktor 2/3 dafür nicht berücksichtigt werden darf.

Ende des Betrachtungszeitraums (*BetrZeit*) bezogen auf die Gesamtlebensdauer ($LD^{SBS,kal}$). Dies wird multipliziert mit der Speicherkapazität (Kap^{SBS}) und der Investition pro Einheit ($Inv_{iz_l}^{SBS}$) des letzten Investitionsjahres (iz_l). Der Term wird abgezinst vom Betrachtungszeitraumsende auf das Basisjahr.

$$\begin{aligned}
 & INV^{SBS}(Kap^{SBS}, LDred^{SBS,kal}, Eladd_{td}^{SBS}) \\
 &= \sum_{iz \in IZ} \frac{Inv_{iz}^{SBS}}{KapF^{SBS,EoL}} \left(\frac{1}{(1+i)^{iz}} Kap^{SBS} \right. \\
 &+ \frac{1}{(1+i)^{iz+LD^{SBS,kal}}} \left(LDred^{SBS,kal} \right. \\
 &- \frac{1}{3} \left(Kap^{SBS} - \sum_{dt \in dT} (Eladd_{td}^{SBS}) \frac{LD^{SBS,kal}}{LD^{SBS,zykl}} \right) \left. \right) \\
 &- \frac{LDR^{SBS,kal}}{LD^{SBS,kal}} \cdot \frac{Inv_{iz_l}^{SBS}}{KapF^{SBS,EoL}} \cdot \frac{Kap^{SBS}}{(1+i)^{BetrZeit}}
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

gilt für MLV^{SBS}

Mit Hilfe von Beispielen soll die Formel (5.6) anschaulich gemacht werden. Angenommen werden die Angaben zum Referenzszenario (vgl. Abschnitt 5.4) und mögliche Ergebniswerte $Kap^{SBS} = 4kWh$, $LDred^{SBS,kal} = 0,1 kWh$ (das entspricht 2,5 % der kalendarischen Lebensdauer) sowie $900kWh/a$ Ladenergie⁹². Damit ergibt sich:

$$INV^{SBS} = \frac{600\text{€}/kWh}{0,8} \left(\frac{4kWh}{(1+0,04)^0} + \frac{1}{(1+0,04)^{0+20}} \left(0,1kWh - \frac{1}{3}(4kWh - 2,6kWh) \right) \right) \tag{5.7}$$

Bei einer geringeren Lebensdauer des SBS von 15 Jahren ergibt sich bei sonst gleichbleibenden Annahmen folgende Investition:

⁹² $Eladd_{td}^{SBS}$ wird in Formel (5.38) berechnet: $900 kWh/a * 20 a / 7000$ Zyklen

$$\begin{aligned}
INV^{SBS} = & \\
& \frac{600\text{€}/kWh}{0,8} \left(\frac{4kWh}{(1+0,04)^0} + \frac{1}{(1+0,04)^{0+15}} \left(\mathbf{0}, \mathbf{1}kWh - \frac{1}{3} (4kWh - \mathbf{1}, \mathbf{9}kWh) \right) \right) \\
& + \frac{300\text{€}/kWh}{0,8} \left(\frac{4kWh}{(1+0,04)^{15}} + \frac{1}{(1+0,04)^{15+15}} \left(\mathbf{0}, \mathbf{1}kWh - \frac{1}{3} (4kWh - \mathbf{1}, \mathbf{9}kWh) \right) \right) \\
& - \frac{10a}{15a} \cdot \frac{4kWh}{0,8} \cdot \frac{300\text{€}/kWh}{(1+i)^{20}}
\end{aligned} \tag{5.8}$$

Darin enthalten ist eine Ersatzinvestition nach 15 Jahren bei reduziertem Investitionspreis von 300 €/kWh und ein Restwert des Systems am Ende der Betrachtungsdauer.

Die Summen aller abgezinsten jährlichen Zahlungsströme (**ZSS**) sind in Formel (5.9) enthalten. Der Elektrizitätsbezug aus dem Netz ($\mathbf{P}_t^{N\text{Bezug}}$) pro Zeitscheibe Δt wird multipliziert mit dem Strompreis (p_j^{HH}). Der Preisfaktor (PF_t) ist bei konstantem Elektrizitätspreis eins. Für Szenarien mit dynamischem Arbeitspreis, wie dem in Deutschland seit Jahrzehnten bekannten HT/NT-Tarif, wird dieser Faktor entsprechend über die Zeitscheiben hinweg variiert. Der im Arbeitspreis enthaltene Anteil für Netznutzung (NE_j^{kWh}) wird in Szenarien vom Arbeitspreis abgezogen, in denen ein fixes Netzentgelt (NE_j^{fix}) als Bestandteil des Grundpreises aktiviert (bNE^{fix}) wird oder ein von der maximalen Spitzenlast abhängiges Netzentgelt (NE_j^{kW}) aktiviert (bNE^{kW}) wird⁹³. Das leistungsabhängige Netzentgelt wird mit der maximalen Jahresspitzenlast ($\mathbf{Pmax}^{N\text{Bezug}}$) multipliziert.

Die Betriebskosten für die PVA werden im Modell berechnet aus den Betriebskosten pro Einheit ($K^{PV, \text{Betrieb}}$) und der installierten Spitzenleistung der PVA (\mathbf{Ppeak}^{PV}). Für das SBS werden keine zusätzlichen Betriebskosten berücksichtigt, da dieses nahezu wartungsfrei ist und bei der Wartung der PVA mit berücksichtigt werden kann (IE-Leipzig 2014). Eine Ersatzinvestition für den Stromrichter des SBS ist nicht notwendig, da die Belastung und der Verschleiß eines am Wechselstrom angeschlossenen Systems deutlich geringer sind, als bei einem System, das per Gleichspannung mit der PVA gekoppelt ist (IE-Leipzig 2014).

Speist der E-Pkw Strom aus seiner Batterie zurück ins Hausnetz und dient somit ebenfalls als Elektrizitätsspeicher, führt dies zu einer zusätzlichen Alterung der Pkw-Batterie. Diese

⁹³ Bei den verschiedenen Varianten des Netzentgeltes wird ebenfalls die Elektrizitätspreissteigerung pro Jahr angenommen.

durch Rückspeisen ($\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges}$) verursachten Alterungskosten werden berücksichtigt mit einem Preis ($p^{EKfz,rück}$).

$$\begin{aligned}
& \mathbf{ZSS}(\mathbf{P}_t^{NBezug}, \dots, \mathbf{Peinsp}_t^{PV}) \\
&= \sum_{j \in J} \frac{1}{(1+i)^j} \left(- \sum_{t \in T} \left(\mathbf{P}_t^{NBezug} \cdot \Delta t \cdot (p_j^{HH} \cdot PF_t - NE_j^{kWh}) \right) \right. \\
&\quad - NE_j^{fix} - NE_j^{kW} \cdot \mathbf{Pmax}^{NBezug} - K^{PV,Betrieb} \cdot \mathbf{Ppeak}^{PV} \\
&\quad - \sum_{t \in T} \left(\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges} \cdot \Delta t \cdot p^{EKfz,rück} \right) \\
&\quad - \sum_{t \in T} \left(pSchw \cdot \Delta t \cdot (\mathbf{PSchw}_t^{NBezug} + \mathbf{PSchw}_t^{NEinsp}) \right) \\
&\quad \left. - \sum_{t \in T} (pEVA \cdot \Delta t \cdot \mathbf{Peigen}_t^{PV}) + \sum_{t \in T} (p_j^{PV} \cdot \Delta t \cdot \mathbf{Peinsp}_t^{PV}) \right)
\end{aligned} \tag{5.9}$$

für: $bNE^{kW} = 0$ ist $NE_j^{kWh} = 0$ und $bNE^{kW} = 0$,

$bNE^{fix} = 0$ ist $NE_j^{kWh} = 0$ und $NE_j^{fix} = 0$,

$bEKfz2H = 0$ ist $p^{EKfz,rück} = 0$,

$bPSchw^{NBezug} = 0$ ist $\mathbf{PSchw}_t^{NBezug} = 0$,

$bPSchw^{NEinsp} = 0$ ist $\mathbf{PSchw}_t^{NEinsp} = 0$,

$bEVA = 0$ ist $pEVA = 0$

Die Anwendung eines Tarifs mit einer Last- oder Einspeisegrenze (vgl. Abschnitt 2.2.3) ist über den folgenden Term möglich. Wird Elektrizität über einer bestimmten Lastgrenze bzw. Leistungsschwelle bezogen, so wird für diesen Leistungsanteil über der Schwelle ($\mathbf{PSchw}_t^{NBezug}$) ein Preisaufschlag bzw. Pönale ($pSchw$) addiert. Entsprechend wird für die Einspeiseleistung über der Einspeiseschwelle ($\mathbf{PSchw}_t^{NEinsp}$) eine Pönale berücksichtigt. Zudem ist es möglich, den Eigenverbrauch (\mathbf{Peigen}_t^{PV}) mit einem Preis ($pEVA$) zu besteuern. Aktiviert werden die beschriebenen Terme über die Parameter $bPSchw^{NBezug}$, $bPSchw^{NEinsp}$ und $bEVA$.

Die Einspeisung von Strom aus der PVA ins Verteilnetz (\mathbf{Peinsp}_t^{PV}) wird vergütet mit p_j^{PV} .

5.2 Spezifikationen und Restriktionen der Systemkomponenten

In den folgenden Abschnitten werden die Implementierungen der einzelnen Systemkomponenten vorgestellt und erläutert. Zunächst wird in Abschnitt 5.2.1 die Modellierung der Haushaltslast und der Photovoltaikanlage beschrieben. In Abschnitt 5.2.2 folgt die Abbildung des E-Kfz und in Abschnitt 5.2.3 wird die Modellierung des SBS erläutert.

5.2.1 Haushaltslast und Photovoltaikanlage

Die Haushaltslast für Beleuchtung, elektrische Haushaltsgeräte und sonstigen Bedarf wird als Eingangsdatensatz exogen vorgegeben. Im Modell umgesetzt werden diese Leistungsbedarfe im Haushalt und die Elektrizitätserzeugung durch PV in den folgenden Gleichungen dieses Abschnitts. Der Leistungsbedarf des Haushaltes ($P_t^{HH,ges}$) setzt sich aus drei Teilen zusammen (vgl. Formel (5.10)): der Haushaltsnachfrage (P_t^{HH}), der Ladeleistung des SBS ($Plad_t^{SBS,ges}$) und der Ladeleistung des E-Kfz. Bei ungesteuertem Laden ist die Ladeleistung ($Pstr_t^{EKfz}$) durch den gewünschten Startzeitpunkt vorgegeben und wird durch den Lade-Wirkungsgrad (η^{EKfz}) geteilt, bei gesteuertem Laden ist die Ladeleistung ($Plad_t^{EKfz,ges}$) variabel.

$$P_t^{HH,ges} = P_t^{HH} + Plad_t^{SBS,ges} + (Pstr_t^{EKfz} / \eta^{EKfz} + Plad_t^{EKfz,ges}) \quad (5.10)$$

$$\text{für: } bEKfzOpt = 1 \text{ ist } Pstr_t^{EKfz} = 0, \quad \forall t \in T$$

$$bEKfzOpt = 0 \text{ ist } Plad_t^{EKfz,ges} = 0$$

Die Leistungsbilanz des Haushaltes (vgl. Formel (5.11)) gewährleistet, dass in jeder Viertelstunde die Leistungsbereitstellung mit dem Strombedarf des Haushaltes ($P_t^{HH,ges}$) übereinstimmt. Bereitgestellt wird die Leistung aus der PVA zum Eigenverbrauch ($Peigen_t^{PV}$), aus dem Elektrizitätsnetz (P_t^{NBezug}), aus dem SBS ($Pentl_t^{SBS,ges}$) oder wird zurückgespeist aus dem E-Kfz ($Pentl_t^{EKfz,ges}$).

$$P_t^{HH,ges} = Peigen_t^{PV} + P_t^{NBezug} + Pentl_t^{SBS,ges} + Pentl_t^{EKfz,ges} \quad (5.11)$$

$$\text{für } bEKfz2H = 0 \text{ ist } Pentl_t^{EKfz,ges} = 0 \quad \forall t \in T$$

Die maximale Netzbezugsleistung und die maximale Netzeinspeiseleistung werden über die Formeln (5.12) und (5.13) ermittelt.

$$Pmax^{NBezug} = \max_{t \in T} (P_t^{NBezug}) \quad \forall t \in T \quad (5.12)$$

$$Pmax^{NEinsp} = \max_{t \in T} (Peinsp_t^{PV}) \quad \forall t \in T \quad (5.13)$$

Mit Formel (5.14) wird der Teil $PSchw_t^{NBezug}$ des Netzbezuges (P_t^{NBezug}) bestimmt, der über der Leistungsgrenze (Schwellenwert) für den Netzbezug ($PSchw^{NBezug}$) bezogen wird.

$$P_t^{NBezug} \leq PSchw^{NBezug} + PSchw_t^{NBezug} \quad (5.14)$$

$$\text{gilt für } bPSchw^{NBezug}=1 \quad \forall t \in T$$

Diese Aufteilung der Bezugsleistung kann sowohl für einen lastvariablen Tarif genutzt werden als auch für eine Limitierung des Leistungsbezugs bei Vermeidung von Unlösbarkeiten durch vorgegebene Leistungsbezüge z. B. des Haushaltlastgangs (P_t^{HH}).

Ein ähnlicher Zusammenhang gilt für die Netzeinspeisung ($Peinsp_t^{PV}$) mit der Einspeiseschwelle ($PSchw^{NEinsp}$).

$$Peinsp_t^{PV} \leq PSchw^{NEinsp} + PSchw_t^{NEinsp} \quad (5.15)$$

$$\text{gilt für } bPSchw^{NEinsp} = 1 \quad \forall t \in T$$

Die PV-Eigennutzung ($Peigen_t^{PV}$) bzw. der PV-Eigenverbrauch kann nicht größer sein als die PV-Stromerzeugung (vgl. Formel (5.16)). Die PV-Stromerzeugung setzt sich dabei zusammen aus dem Jahresertrag der PVA ($E^{PV,a}$) und dem normierten Einstrahlungslastgang (P_t^{PV}) auf die geeignete Fläche der Anlage.

$$Peigen_t^{PV} \leq P_t^{PV} \cdot E^{PV,a} \quad (5.16)$$

$$\text{gilt für } MLV^{PV} \text{ oder } MLV^{SBS} \quad \forall t \in T$$

Der gesamte Leistungsbedarf im Haushalt limitiert die maximale PV-Eigennutzung ($Peigen_t^{PV}$) (vgl. Formel (5.17)).

$$Peigen_t^{PV} \leq P_t^{HH,ges} \quad (5.17)$$

$$\text{gilt für } MLV^{PV} \text{ oder } MLV^{SBS} \quad \forall t \in T$$

Der PV-Wechselrichter wird ans Drehstromnetz (AC) des Haushalts angeschlossen⁹⁴ und hat eine nichtlineare Wirkungsgradkurve über die DC-Anlagenleistung (vgl. Abbildung 5.2, links) (Quaschning 2013, S. 236ff; Reddy 2010, S. 169). Ausgehend von der Nennleistung bleibt der Wirkungsgrad über einen weiten Bereich des Teillastbetriebs nahezu konstant. Hierbei sind Wirkungsgrade bis 98 % erreichbar (Quaschning 2013, S. 237). Bei einer Teillast unter 3-5 % der Nennleistung fällt der Wirkungsgrad steil ab.

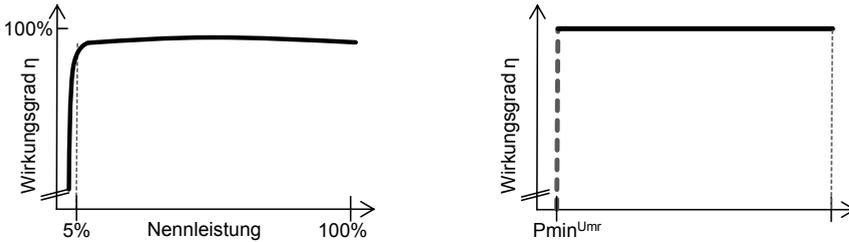


Abbildung 5.2: Wirkungsgradkennlinie des Wechselrichters (links; nach Quaschning 2013, S. 236ff) und dessen Linearisierung (rechts)

Diese Kurve wird vereinfacht modelliert, indem eine Einschaltsschwelle oder Mindestleistung des Stromrichters (P_{min}^{Umr}) festgelegt wird (vgl. Abbildung 5.2). Unter dieser Leistungsgrenze ist die erzeugte Elektrizität nicht nutzbar und wird in der Hilfsvariable ($P_{weg}_t^{PV}$) abgelegt (vgl. Formel (5.18)). Oberhalb dieser Grenze wird vereinfacht ein Wirkungsgrad von 100 % angenommen.

$$P_{egen}_t^{PV} + P_{einsp}_t^{PV} + P_{weg}_t^{PV} \geq P_{min}^{Umr} \quad (5.18)$$

gilt für MLV^{PV} oder MLV^{SBS}

$\forall t \in T$

Entsprechend der Gesetzgebung nach EEG (2014), kann die PV-Einspeiseleistung ($P_{einsp}_t^{PV}$) abgeregelt werden. Im Modell wird dies durch die Aktivierung von b_{AbrGr}^{PV} mit der relativen Abregelgrenze ($AbrGr^{PV}$) realisiert, welche mit der PV-Spitzenleistung (P_{peak}^{PV}) multipliziert wird (vgl. Formel (5.19)).

$$P_{einsp}_t^{PV} \leq AbrGr^{PV} \cdot P_{peak}^{PV} \quad (5.19)$$

gilt für $(MLV^{PV}$ oder $MLV^{SBS})$ und $b_{AbrGr}^{PV} = 1$

$\forall t \in T$

⁹⁴ Die andere Möglichkeit wäre ein DC-gekoppeltes System (Quaschning 2013). Dadurch ergibt sich eine andere Verschaltung mit Gleichstromwandler (DC/DC-Steller bzw. Laderegler). Solch ein SBS kann i. d. R. nicht mit einer bestehenden PVA kombiniert werden. Fuhs (2014) nennt mit „DC-Generator gekoppelt“ eine dritte Verschaltungsmöglichkeit, die nachgerüstet werden kann.

Die PV-Bilanz in Formel (5.20) gewährleistet, dass die produzierte Elektrizität genutzt wird. Dies kann zur Eigennutzung (\mathbf{Peigen}_t^{PV}) oder zur Netzeinspeisung sein. Bei der Netzeinspeisung wird zudem unterschieden in die „normale“ Netzeinspeisung (\mathbf{Peinsp}_t^{PV}) und der Netzeinspeisung über der Leistungsschwelle ($\mathbf{PSchw}_t^{NEinsp}$). Weiterhin kann im Modell Leistung abgeregelt werden (\mathbf{Pabr}_t^{PV}).

$$P_t^{PV} \cdot E^{PV,a} = \mathbf{Peigen}_t^{PV} + \mathbf{Peinsp}_t^{PV} + \mathbf{PSchw}_t^{NEinsp} + \mathbf{Pabr}_t^{PV} \quad (5.20)$$

gilt für MLV^{PV} oder MLV^{SBS} $\forall t \in T$

für $bPSchw^{NEinsp} = 0$ ist $\mathbf{PSchw}_t^{NEinsp} = 0$,

für $bAbrGr^{PV} = 0$ oder $bHH^{autark} = 0$ ist \mathbf{Pabr}_t^{PV}

In Formel (5.21) erfolgt die Umrechnung von PV-Jahresertrag und installierter Spitzenleistung. Hierbei wird ein spezifischer Jahresertrag ($E^{PV,a,spez}$) angenommen.

$$\mathbf{Ppeak}^{PV} = E^{PV,a} \cdot E^{PV,a,spez} \quad (5.21)$$

gilt für MLV^{PV} oder MLV^{SBS} $\forall t \in T$

5.2.2 Elektrokraftfahrzeug

Bei der Integration eines E-Kfz in das Haushaltnetz sind zwei Faktoren wesentlich: Das zugrunde liegende Mobilitätsverhalten und die Restriktionen des Ladevorgangs. Im Modell wird unterschieden nach ungesteuertem, gesteuertem und bidirektional gesteuertem Laden. Ausführlich erläutert werden diese Ladevarianten in den Abschnitten 2.3.4 und 4.2. Im Folgenden werden die Zusammenhänge anhand der Formeln dargestellt.

Der Ladestand der Batterie des E-Kfz wird in jeder Zeitscheibe neu berechnet (Bilanzgleichung, vgl. Formel (5.22)). Dies kann über die geladene Energiemenge oder über den Ladestand bzw. SoC gemacht werden. Hier wird der SoC genutzt. Dabei berechnet sich der aktuelle Ladestand (\mathbf{SoC}_t^{EKfz}) aus dem vorhergehenden Ladestand ($\mathbf{SoC}_{t-1}^{EKfz}$) zuzüglich der relativen Ladestandsänderung durch Laden (\mathbf{SoClad}_t^{EKfz}) mit der Ladeeffizienz (η^{EKfz}). Subtrahiert werden die Entladevorgänge während des Fahrens ($\mathbf{SoCentl}_t^{EKfz}$) und durch Rückspeisen in das Haushaltsnetz ($\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges}$). Dabei wird die Rückspeiseleistung auf die relative Ladestandsänderung umgerechnet. Der vorhergehende Ladestand ($\mathbf{SoC}_{t-1}^{EKfz}$) darf erst ab der zweiten Zeitscheibe berücksichtigt werden. Weiterhin wird

dafür gesorgt, dass der Ladestand ($\mathbf{SoC}_{t_0}^{EKfz}$) der ersten Zeitscheibe (t_0) gleich dem Ladestand der letzten Zeitscheibe (t_l) ist.

$$\mathbf{SoC}_t^{EKfz} = \mathbf{SoC}_{\bar{t}-1}^{EKfz} + \mathbf{SoC}_{t_0}^{EKfz} + \mathbf{SoClad}_t^{EKfz} \cdot \eta^{EKfz} - \mathbf{SoCentl}_t^{EKfz} - \frac{\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges} \cdot \Delta t}{\mathbf{Kap}^{EKfz} \cdot \eta^{EKfz}} \quad (5.22)$$

$$\forall t \in T; \forall \bar{t} \in T \setminus \{t_0\}$$

gilt für $bEKfz = 1$ und $bEKfzOpt = 1$ und $\mathbf{Kap}^{EKfz} \neq 0$;

für $bEKfz2H = 0$ ist $\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges} = 0$

mit $\mathbf{SoC}_{t_0}^{EKfz} = \mathbf{SoC}_{t_l}^{EKfz}$

Der Ladestand wird dabei durch die exogen ermittelten maximalen und minimalen Ladestände (vgl. Anhang C) begrenzt (vgl. Formeln (5.23) und (5.24))

$$\mathbf{SoC}_t^{EKfz} \leq \mathbf{SoCmax}_t^{EKfz} \quad (5.23)$$

$$\mathbf{SoC}_t^{EKfz} \geq \mathbf{SoCmin}_t^{EKfz} \quad (5.24)$$

$$\forall t \in T$$

In Formel (5.25) wird die Umrechnung zwischen Ladeleistung ($\mathbf{Plad}_t^{EKfz,ges}$) und der Ladestandsänderung durch Laden (\mathbf{SoClad}_t^{EKfz}) durchgeführt.

$$\mathbf{SoClad}_t^{EKfz} \cdot \mathbf{Kap}^{EKfz} = \mathbf{Plad}_t^{EKfz,ges} \cdot \Delta t \quad (5.25)$$

$$\text{gilt für } bEKfz = 1 \text{ und } bEKfzOpt = 1 \text{ und } \mathbf{Kap}^{EKfz} \neq 0 \quad \forall t \in T$$

Die mögliche maximale Ladeleistung reduziert sich bei hohen Ladeständen (vgl. Abbildung 4.3). Dieser nichtlineare maximale Ladeleistungsverlauf wird linearisiert. Von den in Abschnitt 4.2 beschriebenen Möglichkeiten einer vereinfachten Ladekurve wird hier die Variante „L3: Ladephasen“ angewendet. So wird in Formel (5.26) bei einem SoC von 75 % die Ladephase gewechselt. Bei höheren Ladeständen wird mit reduzierter Leistung geladen. Diese Reduktion der Ladeleistung ($\mathbf{Pmaxred}_t^{EKfz}$) wird mit Hilfe einer Gera-

dengleichung mit positiver Steigung⁹⁵ umgesetzt. Dabei ist $\mathbf{Pmaxred}_t^{EKfz}$ als positive Variable definiert, womit negative Ladeleistungsreduktionen verhindert werden.

$$\mathbf{Pmaxred}_t^{EKfz} \geq Pmax_t^{EKfz} \cdot (4 \cdot \mathbf{SoC}_t^{EKfz} - 3) \quad (5.26)$$

gilt für $bEKfz = 1$ und $bEKfzOpt = 1$ und $Kap^{EKfz} \neq 0$ $\forall t \in T$

Die Ladeleistung wird in Formel (5.27) limitiert durch die verfügbare Ladeleistung ($Pmax_t^{EKfz}$) abzüglich der in Formel (5.26) bestimmten reduzierten Ladeleistung ($\mathbf{Pmaxred}_t^{EKfz}$). Die verfügbare Ladeleistung wird sowohl durch den Ladepunkt im Haushalt als auch durch das Batteriesystem im E-Pkw begrenzt.

$$\mathbf{Plad}_t^{EKfz,ges} \leq Pmax_t^{EKfz} - \mathbf{Pmaxred}_t^{EKfz} \quad (5.27)$$

gilt für $bEKfz = 1$ und $bEKfzOpt = 1$ und $Kap^{EKfz} \neq 0$ $\forall t \in T$

Wie schon beim PV-Wechselrichter (vgl. Formel (5.18)), wird auch beim Stromrichter des E-Kfz eine Mindestleistung bzw. Einschaltsschwelle berücksichtigt (vgl. Formel (5.28)). Da die Ladeleistung ($\mathbf{Plad}_t^{EKfz,ges}$) modellendogen berechnet wird, muss in diesem Fall die Binärvariable ($\mathbf{bEKfzlad}_t$) zur Unterscheidung genutzt werden, ob geladen wird oder nicht. Im Falle eines Ladevorgangs wird zur Ladeleistung (\mathbf{Plad}_t^{EKfz}) die Mindestleistung des Stromrichters ($Pmin^{Umr}$) addiert.

$$\mathbf{Plad}_t^{EKfz,ges} = \mathbf{Plad}_t^{EKfz} + \mathbf{bEKfzlad}_t \cdot Pmin^{Umr} \quad (5.28)$$

gilt für $bEKfz = 1$ und $bEKfzOpt = 1$ und $Kap^{EKfz} \neq 0$ $\forall t \in T$

für $bPmin^{Umr} = 0$ ist $Pmin^{Umr} = 0$

In Formel (5.29) wird die Entscheidung, ob geladen wird oder nicht, mit der Binärvariable $\mathbf{bEKfzlad}_t$ für jede Zeitscheibe festgelegt. Eine große Zahl wird verwendet, damit die rechte Seite der Formel immer im Bereich zwischen 0 und 1 bleibt.

$$\mathbf{bEKfzlad}_t \geq \mathbf{Plad}_t^{EKfz} / 100000 \quad (5.29)$$

$\forall t \in T$

gilt für $bEKfz = 1$ und $bEKfzOpt = 1$ und $Kap^{EKfz} \neq 0$ und $bPmin^{Umr} = 1$

⁹⁵ Definiert sind zwei Punkte der Geraden: Bei einem SoC von 75 % ist die reduzierte Ladeleistung null und bei einem SoC von 100 % ist die reduzierte Ladeleistung $Pmax_t^{EKfz}$.

Fürs Rückspeisen aus der Batterie des E-Kfz in den Haushalt wird in Formel (5.30) und (5.31) die gleiche Methode für die Einschaltsschwelle angewendet wie beim Laden des E-Kfz. Somit setzt sich die Ladeleistung aus dem E-Kfz ($\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges}$) aus \mathbf{Pentl}_t^{SBS} und der Mindestschwelle ($Pmin^{Umr}$) zusammen.

$$\mathbf{Pentl}_t^{EKfz,ges} = \mathbf{Pentl}_t^{SBS} + \mathbf{bEKfz} \mathbf{zentl}_t \cdot Pmin^{Umr} \quad (5.30)$$

$$\forall t \in T$$

gilt für $\mathbf{bEKfz} = 1$ und $\mathbf{bEKfzOpt} = 1$ und $Kap^{EKfz} \neq 0$ und $\mathbf{bEKfz2H} = 1$

für $\mathbf{bPmin}^{Umr} = 0$ ist $Pmin^{Umr} = 0$

Wenn jedoch $\mathbf{bEKfz} \mathbf{zentl}_t$ null ist, ist auch \mathbf{Pentl}_t^{SBS} null.

$$\mathbf{bEKfz} \mathbf{zentl}_t \geq \mathbf{Pentl}_t^{SBS} / 100000 \quad (5.31)$$

gilt für $\mathbf{bEKfz} = 1$ und $\mathbf{bEKfzOpt} = 1$ und $Kap^{EKfz} \neq 0$ $\forall t \in T$

und $\mathbf{bEKfz2H} = 1$ und $\mathbf{bPmin}^{Umr} = 1$

5.2.3 Stationäres Batteriespeicher-System

Die Überlegungen zu anwendbaren Modellierungsmethoden aus dem Abschnitt 3.5.3 und die Funktionsprinzipien und Alterungseinflüsse aus den Abschnitten 3.2 und 3.3 dienen als Grundlage für die konkrete Umsetzung des SBS im Modell. Dieses wird im Folgenden erläutert. Zunächst werden die Restriktionen des Ladestandes der Batterie modelliert. Hinzu kommen die Einschränkungen durch den Stromrichter, die ähnlich umgesetzt werden können wie beim E-Kfz (vgl. Abschnitt 5.2.2). So wird, wie beim E-Kfz (vgl. Formel (5.22)), auch beim SBS zu jeder Zeitscheibe der Ladestand berechnet (Bilanzgleichung).

In Formel (5.32) erfolgt die Bilanz des Speicherstandes (\mathbf{E}_t^{SBS}). Dieser ergibt sich aus dem Speicherstand der vorhergehenden Zeitscheibe (\mathbf{E}_{t-1}^{SBS}) und den Änderungen durch Laden ($\mathbf{Plad}_t^{SBS,ges}$), Entladen ($\mathbf{Pentl}_t^{SBS,ges}$) und Selbstentladung (\mathbf{Psentl}_t^{SBS}). Beim Laden und Entladen wird jeweils der Wirkungsgrad η^{SBS} berücksichtigt. Die Anfangsbedingung ist nicht vorgegeben. Lediglich wird vorgegeben, dass der Ladestand der ersten Zeitscheibe (t_0) dem Ladestand der letzten betrachteten Zeitscheibe (t_l) entsprechen muss.

$$\frac{E_t^{SBS}}{\Delta t} = \frac{E_{t-1}^{SBS}}{\Delta t} + \frac{E_{t_0}^{SBS}}{\Delta t} + \mathbf{Plad}_t^{SBS,ges} \cdot \eta^{SBS} - \frac{\mathbf{Pentl}_t^{SBS,ges}}{\eta^{SBS}} - \mathbf{Psentl}_t^{SBS} \quad (5.32)$$

gilt für MLV^{SBS} $\forall t \in T; \forall \bar{t} \in T \setminus \{t_0\}$

mit $E_{t_0}^{SBS} = E_{\bar{t}}^{SBS}$

Der Stromrichter des SBS verhält sich ähnlich dem PV-Wechselrichter und wird entsprechend mit der gleichen vereinfachten Wirkungsgradkennlinie im Modell abgebildet. Sowohl beim Laden ($\mathbf{Plad}_t^{SBS,ges}$) als auch beim Entladen ($\mathbf{Pentl}_t^{SBS,ges}$) wird die Einschaltsschwelle ($Pmin^{Umr}$) berücksichtigt (vgl. Formeln (5.33) und (5.34)). Dafür ist jeweils eine Binärvariable nötig, die zwischen Laden ($\mathbf{bSBSlad}_t$) bzw. Entladen ($\mathbf{bSBSentl}_t$) oder Leerlauf schaltet. Beide Formeln werden nur berücksichtigt, wenn $bPmin^{Umr}$ in der Szenario-Vorgabe aktiviert ist.

$$\mathbf{Plad}_t^{SBS,ges} = \mathbf{Plad}_t^{SBS} + \mathbf{bSBSlad}_t \cdot Pmin^{Umr} \quad (5.33)$$

$$\mathbf{Pentl}_t^{SBS,ges} = \mathbf{Pentl}_t^{SBS} + \mathbf{bSBSentl}_t \cdot Pmin^{Umr} \quad (5.34)$$

gilt für MLV^{SBS} $\forall t \in T$

für $bPmin^{Umr} = 0$ ist $Pmin^{Umr} = 0$

Die Binärvariablen werden ähnlich zu den Formeln (5.29) und (5.31) mit Hilfe einer großen Zahl geschaltet (vgl. Formeln (5.35) und (5.36)), so dass die rechte Seite der Formel immer im Bereich zwischen 0 und 1 bleibt.

$$\mathbf{bSBSlad}_t \geq \mathbf{Plad}_t^{SBS} / 100000 \quad (5.35)$$

$$\mathbf{bSBSentl}_t \geq \mathbf{Pentl}_t^{SBS} / 100000 \quad (5.36)$$

gilt für MLV^{SBS} $\forall t \in T$

Eine verzögerte Anpassung (Reaktionszeit bzw. sogenannte Totzeit) des Stromrichters von nur wenigen Sekunden zur Anpassung an die sich ändernde PV-Elektrizitätserzeugung oder die zu liefernde Leistung ist relevant für die Wirtschaftlichkeit. Eine Totzeit von bspw. fünf Sekunden bewirkt eine reduzierte gespeicherte Energie von ca. 90 kWh pro Jahr (Weniger u. a. 2015). Es wird angenommen, dass die Totzeit des Systems darunter liegt und damit nicht berücksichtigt werden muss.

Die Selbstentladung von LIB ist im Vergleich zu anderen Batteriesystemen zwar gering, dennoch wird diese berücksichtigt (vgl. Formel (5.37)). So berechnet sich die Selbstentla-

dung pro Zeitscheibe ($Psentl_t^{SBS}$) aus dem Selbstentladungsfaktor ($Selbstentl^{SBS}$) und dem Speicherstand des SBS (E_t^{SBS}) bezogen auf die Zeitscheibendauer (Δt).

$$Psentl_t^{SBS} = Selbstentl^{SBS} \cdot \Delta t \cdot E_t^{SBS} \tag{5.37}$$

gilt für MLV^{SBS} $\forall t \in T$

Die Bestimmung der Ladeenergie pro Tag ($Eladd_{td}^{SBS}$) in Formel (5.38) ermöglicht eine einfache Tagessumme. Durch eine Zuordnung jeder Zeitscheibe (\bar{t}) zu einem Tag (td) des Jahres wird die Summierung der Ladenmengen pro Tag möglich.

$$Eladd_{td}^{SBS} = \sum_{\bar{t} \in T \text{ mit } \bar{t} \text{ div } 96 = td} (Plad_{\bar{t}}^{SBS, ges} \cdot \eta^{SBS} \cdot \Delta t) \tag{5.38}$$

gilt für MLV^{SBS} $\forall td \in TD; \forall \bar{t} \in T$

Die Lebensdauer bzw. nicht reversible Abnutzung (Alterung) der Batterie wird sowohl kalendarisch als auch zyklisch berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.3). In Abschnitt 5.1 wurden die Abhängigkeiten von zyklischer und kalendarischer Lebensdauer auf die Investition des SBS bereits ausgeführt. Dort werden Abweichungen der initial angenommenen Lebensdauer, die sich durch die Nutzung ergeben, bei der Investition des SBS mit berücksichtigt (vgl. Formel (5.6), Terme (b) und (c)).

Insgesamt basiert die Modellierung der Lebensdauer auf den Forschungserkenntnissen der Batterieforschung, die in Abschnitt 3.3.2 zusammengefasst sind. Dabei werden die Einflüsse möglichst einfach und linearisiert ins Modell eingebracht.

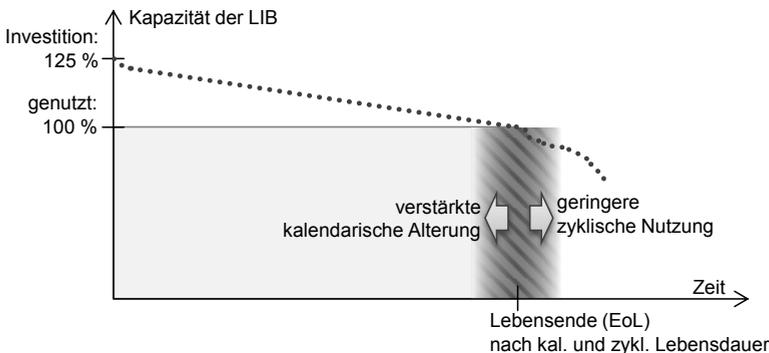


Abbildung 5.3: Veranschaulichung der Modellierung von Kapazität und Lebensdauer des SBS

Durch die zyklische und kalendarische Alterung der LIB reduziert sich die Kapazität während der Lebensdauer (vgl. Abbildung 5.3, gestrichelte Linie). Modelliert wird hingegen eine zeitunabhängige Batteriekapazität (Kap^{SBS}), die zu 100 % ausgenutzt wird (vgl. Abbildung 5.3). Dadurch wird die Modellkomplexität reduziert. Bei der Investition (vgl. Formel (5.6)) wird dieser Kapazitätsverlust berücksichtigt und es werden 125 % der genutzten Batteriekapazität beschafft⁹⁶. Ferner wird davon ausgegangen, dass die Temperatur am Aufstellungsort des SBS (z. B. im Keller bei 18-22 °C) recht konstant gehalten wird und deshalb nicht berücksichtigt werden muss.

Die weiteren Annahmen und Restriktionen aufgrund der zyklischen und kalendarischen Lebensdauer werden im Folgenden schrittweise und anhand der Formeln erläutert.

Bei der zyklischen Lebensdauer wird der Energieumsatz über die gesamte Lebensdauer berücksichtigt. Die Zyklentiefe bleibt im Grundmodell unberücksichtigt, wird aber im Rahmen der Modellvalidierung in Abschnitt 6.3.4 vergleichend betrachtet. Entsprechend begrenzt Formel (5.39) den Energieumsatz: Die Summe aller $Eladd_{td}^{SBS}$ darf, bezogen auf die kalendarische Lebensdauer ($LD^{SBS,kal}$), nicht größer sein als die Energiemenge, die begrenzt ist durch die Vollzyklenäquivalente ($LD^{SBS,zykl}$) des SBS multipliziert mit dessen Kapazität (Kap^{SBS}).

$$\sum_{td \in TD} (Eladd_{td}^{SBS}) \cdot LD^{SBS,kal} \leq LD^{SBS,zykl} \cdot Kap^{SBS} \quad (5.39)$$

gilt für MLV^{SBS}

Die kalendarische Lebensdauer reduziert sich durch eine gesteigerte Alterung bei höheren Ladeständen. Der quantitative Zusammenhang wurde aus Lunz u. a. (2012) abgeleitet, linearisiert und ist Grundlage für die Formel (5.40). Leider bieten andere Arbeiten wie Sarasketa-Zabala u. a. (2014) zu wenige Untersuchungspunkte im moderaten und damit relevanten Temperaturbereich, um die Erkenntnisse aus Lunz u. a. (2012) zu untermauern. Beispielhaft bedeutet der Zusammenhang für einen Ladestand von 100 % über die gesamte Nutzungszeit eine reduzierte kalendarische Lebensdauer ($LD^{SBS,kal}$) um den Faktor 0,3. Bei einem Ladestand von 0 % reduziert sich gemäß dieser Formel die Lebensdauer nicht. Alternative Möglichkeiten werden im Abschnitt 6.3.4 der Modellvalidierung mit dieser Annahme verglichen.

⁹⁶ Daraus ergibt sich ein genutztes SoC-Fenster, das zunächst 80 % umfasst und zum Lebensende 100 %.

Der Alterungseffekt ($LDred^{SBS,kal}$) wird für jede Zeitscheibe mit der Dauer Δt und bezogen aufs Jahr mit 8.760 Stunden und dem jeweiligen Speicherstand (E_t^{SBS}) aufsummiert. Somit wird ein Ladestand von 0 % angestrebt⁹⁷. Die reduzierte kalendarische Alterung ($LDred^{SBS,kal}$, in kWh) ist in Formel (5.6) integriert.

$$LDred^{SBS,kal} = \sum_{t \in T} \left(\frac{0,3}{8760} \cdot \Delta t \cdot E_t^{SBS} \right) \quad (5.40)$$

gilt für MLV^{SBS}

für $bLDR^{SBS,kal} = 0$ ist $LD^{SBS,kal} = 0$

Die Ladeleistung ist, wie auch beim E-Kfz (vgl. Abschnitt 5.2.2), nicht linear über den Ladestand. Auch beim SBS wird eine linearisierte I-U-Ladekurve angewendet. Der Ladewechsel von konstantem Strom zum Laden mit konstanter Spannung wechselt technisch bedingt bei 90-95 % SoC. Aus Lebensdauergründen werden manche Systeme früher umgeschaltet (vgl. Abbildung 4.3), so dass die Implementierung der reduzierten Ladeleistung des SBS ($Pmaxred_t^{SBS}$) (vgl. Formel (5.41)) so umgesetzt wird wie beim E-Kfz. Dort ist auch die Herleitung der Formel (vgl. Formel (5.26)) beschrieben. Die reduzierte Ladeleistung wird dann bei der maximalen Ladeleistung ($Pmax_t^{SBS}$) berücksichtigt (vgl. Formel (5.42)). Begrenzt wird $Pmax_t^{SBS}$ durch die C-Rate⁹⁸ ($CRate^{SBS}$) und die Kapazität des SBS (Kap^{SBS}). Weiterhin wird gewährleistet, dass die Ladeleistung ($Plad_t^{SBS,ges}$) geringer ist als die maximal mögliche Ladeleistung ($Pmax_t^{SBS}$) (vgl. Formel (5.43)).

$$Pmaxred_t^{SBS} \geq (4 \cdot E_t^{SBS} - 3 \cdot Kap^{SBS}) CRate^{SBS} \quad (5.41)$$

$$Pmax_t^{SBS} = Kap^{SBS} \cdot CRate^{SBS} - Pmaxred_t^{SBS} \quad (5.42)$$

$$Plad_t^{SBS,ges} \leq Pmax_t^{SBS} \quad (5.43)$$

gilt für MLV^{SBS}

$\forall t \in T$

für $bPmax^{SBS,red} = 0$ ist $Pmaxred_t^{SBS} = 0$

⁹⁷ Diese Annahme müsste relativiert werden, da auch für extrem niedrige Ladestände in der Literatur (vgl. Abschnitt 3.3) eine etwas gesteigerte Alterung angenommen wird. Allerdings sind daraus bisher keine quantitativen Zusammenhänge ableitbar. Entsprechend wird dieser wohl deutlich schwächere Einfluss hier nicht berücksichtigt. In der Regel sorgt das BMS dafür, dass zu niedrige Ladestände oder Tiefentladungen vermieden werden. Tiefentladungen sind im Modell irrelevant. Im Szenario *LD_KAL50* wird der Einfluss einer beschleunigten Alterung bei niedrigen Ladeständen untersucht (vgl. Abschnitt 6.3.4).

⁹⁸ Durch die Dauer einer Zeitscheibe werden lediglich durchschnittliche Leistungswerte berechnet. Somit ist auch die C-Rate lediglich eine Annäherung.

Mit Formel (5.44) wird der maximale Ladestand des SBS (E_t^{SBS}) begrenzt auf die installierte Kapazität (Kap^{SBS}).

$$E_t^{SBS} \leq Kap^{SBS} \quad (5.44)$$

gilt für MLV^{SBS}

$\forall t \in T$

Die Formel (5.45) verhindert, dass gleichzeitig geladen und entladen werden kann. Durch die Annahme einer Ladeeffizienz kleiner 100 % wird diese Gleichung überflüssig und kann deaktiviert werden.⁹⁹

$$bSBSlad_t + bSBSent_t \leq 1 \quad (5.45)$$

gilt für MLV^{SBS}

$\forall t \in T$

5.3 Gesamtmodellstruktur und Modellausgaben

Das in den vorhergehenden Abschnitten beschriebene Modell ist in der Form lediglich auf einen Haushalt mit einem E-Kfz und in einer Modellvariante anwendbar. Da die Aussagekraft mit einem Beispielhaushalt relativ gering ist, wird im Folgenden die Implementierung beschrieben, mit der eine große Anzahl von Modellläufen automatisiert hintereinander durchgeführt und ausgewertet werden kann.

Die verwendete Software GAMS (General Algebraic Modeling System) ermöglicht die Nutzung einer Schleife (LOOP) zum wiederholten Aufruf des Modells mit neuen Eingangsparametern. Diese Schleife wird hier angewendet auf die Modelllaufvarianten (mlv) und die Haushaltskombinationen ($hk_{hh,epkw}$), die sich aus jeweils einem Haushalt (hh) und einem Mobilitätsprofil ($ekfz$) zusammensetzen. Die Auswahl der Haushaltskombinationen erfolgt über eine zufällige Zuordnung. Verfügbar sind 88 Haushaltslastgänge und 736 Mobilitätsprofile. Da bei der Primärdatenerhebung kein Zusammenhang zwischen den beiden Datensätzen bestand, wurden auch bei der Zuordnung keine weiteren Einschränkungen vorgenommen¹⁰⁰.

⁹⁹ In Systemen mit einer idealen Ladeeffizienz von 100 % ist diese Restriktion hingegen zwingend erforderlich (Babrowski 2015). Weiterhin gibt es durchaus Anwendungsfälle, in denen überschüssige Energie in Wärme (Heizwiderstände) umgewandelt wird. Dies kann bspw. über gleichzeitiges Laden und Entladen mit einer Effizienz kleiner eins modelliert werden.

¹⁰⁰ Eine verbesserte Zuordnung von Haushaltslastgang zu Mobilitätsprofil könnte erreicht werden, indem versucht wird Abwesenheitszeiten durch Urlaub oder Arbeitszeiten aufeinander abzustimmen.

Die verwendeten Mobilitätsprofile decken den Zeitraum einer Woche ab. Deshalb müssen sie dem Jahresprofil so zugeordnet werden, dass jede Woche des Jahres das gleiche Wochenprofil enthält (vgl. Formel (5.46) bis (5.50)). Dabei wird jeweils nur das Profil des E-Kfz (\overline{ekfz}) berücksichtigt, das aktuell ausgewählt ist ($\overline{hk_{hh, \overline{ekfz}}}$).

$$SoCentl_t^{EKfz} = SoCentl_{th=t \bmod 762, \overline{ekfz}}^{EKfz} \quad (5.46)$$

$$SoCmax_t^{EKfz} = SoCmax_{th=t \bmod 762, \overline{ekfz}}^{EKfz} \quad (5.47)$$

$$SoCmin_t^{EKfz} = SoCmin_{th=t \bmod 762, \overline{ekfz}}^{EKfz} \quad (5.48)$$

$$Pmax_t^{EKfz} = Pmax_{th=t \bmod 762, \overline{ekfz}}^{EKfz} \quad (5.49)$$

$$Pstr_t^{EKfz} = Pstr_{th=t \bmod 762, \overline{ekfz}}^{EKfz} \quad (5.50)$$

$$\forall t \in T$$

Soll die installierte PVA-Leistung oder die Kapazität des SBS exogen vorgegeben werden, erfolgt dies zu Beginn des Modelllaufs mit Hilfe der Formeln (5.51) oder (5.52). Zur Bestimmung der Anlagengrößen wird der Jahreselektrizitätsbedarf des Haushalts mit E-Kfz genutzt.

Die Geradengleichung zur Berechnung von Kap^{SBS} wurde mit den Werten 0,861 und -1,64 aus dem Ergebnis des Referenzfalles für ungesteuertes Laden ermittelt (vgl. Abbildung 6.3). Die lineare Trendlinie erreicht dabei ein Bestimmtheitsmaß (R^2) von etwa 0,69. Der zusätzliche Kapazitätsfaktor ($KapF^{SBS}$) ermöglicht eine einfache Sensitivitätsanalyse oder Anpassung des Faktors.

$$Kap^{SBS} = KapF^{SBS} \cdot \left(\sum_{t \in T} \left(P_t^{HH} + \frac{Pstr_t^{EKfz}}{\eta^{EKfz}} \right) \cdot \Delta t \cdot \frac{0,861}{1\,000} - 1,64 \right) \quad (5.51)$$

gilt für MLV^{SBS} und $bKapfix^{SBS} = 1$

für $bEKfz = 0$ ist $Pstr_t^{EKfz} = 0$

Die installierte Spitzenleistung der PVA wurde auf die gleiche Weise ermittelt. Die lineare Trendlinie erreicht dabei ein geringeres Bestimmtheitsmaß (R^2) von etwa 0,50.

$$P_{peak}^{PV} = KapF^{PV} \cdot \left(\sum_{t \in T} \left(P_t^{HH} + \frac{Pstr_t^{EKfz}}{\eta^{EKfz}} \right) \cdot \Delta t \cdot \frac{0,761}{1\,000} - 2,72 \right) \quad (5.52)$$

gilt für (MLV^{SBS} oder MLV^{PV}) und $bKapfix^{PV} = 1$

für $bEKfz = 0$ ist $Pstr_t^{EKfz} = 0$

In dem GAMS-Modellcode sind zahlreiche Parameter und Berechnungen enthalten, die eine einfache Ausgabe und Auswertung ermöglichen. Diese werden im Folgenden nicht dargestellt. Sie können im kommentierten GAMS-Code (Anhang A) direkt eingesehen und nachvollzogen werden. Mit Hilfe des GAMS-Schnittstellentools werden die Eingabewerte aus Microsoft Excel in das GDX-Dateiformat überführt und dann in GAMS eingelesen. Die Ausgabe erfolgt ebenfalls über die GDX-Schnittstelle in Microsoft Excel.

Im Referenzfall mit gesteuertem Laden ($REF_OPTIMAL$) des E-Kfz umfasst das Problem für die Modelllaufvarianten MLV^0 und MLV^{PV} ca. 350 Tsd. Variablen. In der Modelllaufvariante mit MLV^{SBS} umfasst das MILP ca. 700 Tsd. Variablen und ca. 70 Tsd. Binärvariablen. Dies entspricht zwei Binärvariablen pro Zeitscheibe. Bei Aktivierung der Mindestleistung für Stromrichter umfasst das Problem der Modelllaufvariante MLV^{SBS} ca. 876 Tsd. Variablen und ca. 105 Tsd. Binärvariablen. Auch bei den Modelllaufvarianten MLV^0 und MLV^{PV} vergrößern sich die Probleme entsprechend und haben dann ca. 70 Tsd. Binärvariablen.

Standardmäßig werden zum Lösen des Problems folgende Optionen des IBM CPLEX genutzt:

- automatische Auswahl des Löasers¹⁰¹ (lpmethod 0),
- parallele Nutzung mehrere Cores des CPU (threads 5) und
- opportunistischer paralleler Suchmodus (parallelmode -1).

Alle anderen Optionen werden von der Standardeinstellung übernommen.

¹⁰¹ Je nach Haushaltskombination wird ein anderer Löser eingesetzt. Der Barrier wird öfter genutzt als der Simplex bzw. Dual-Simplex.

5.4 Modellannahmen und Daten

Zur Anwendung des Modells ist es notwendig verschiedene realistische Annahmen für die Eingangsparameter festzulegen und die Eingangsdaten aufzubereiten. Im folgenden Abschnitt werden die Annahmen und Daten für das Referenzszenario dargestellt und erläutert. Tabelle 5.1 gibt ergänzend einen Überblick über die Parameterannahmen.

Der Betrachtungszeitraum des Modells beträgt 20 Jahre und umfasst den Zeitraum von 2018 bis 2037. Damit entspricht der Betrachtungszeitraum der angenommenen kalendari-schen Lebensdauer des SBS. Der Beginn des Betrachtungszeitraums wurde etwas in die Zukunft gelegt aufgrund der Annahme, dass sich der Markt für SBS und E-Pkw bis dahin weiter entwickelt haben wird.

Tabelle 5.1: Parameterannahmen für das Referenzszenario

Parameter		Wert	Anmerkung / Erläuterung / Quelle
Betrachtungszeitraum	<i>BetrZeit</i>	2018 - 2037	
Zinssatz	<i>i</i>	4 %/a	
PVA, Investition, 2014	Inv_j^{PV}	1 904 €/kWp	bis 10 kWp; inkl. MWSt; (BSW-Solar 2014)
PVA, Investition, Entwicklung		- 4 %/a	
PVA, Lebensdauer	LD^{PV}	25 a	(Quaschnig 2013, Kap. 5.3.5)
PVA, Betriebskosten	$K^{PV,Betrieb}$	1,5 %/a	bezogen auf die Investition (BMU 2011)
PVA, Höhenwinkel		30 °	
PVA, Azimutwinkel		0 °	Ausrichtung nach Süden
PVA, spezifischer Jahresertrag	$E^{PV,a,spez}$	1 000 kWh/kWp	(BMU 2011)
E-Pkw, LIB-Effizienz	η^{EKfz}	90 %	Ladezyklus; (Vliet u. a. 2011)
E-Pkw, LIB-Abnutzungspreis	$p^{EKfz,rück}$	6,75 ct/kWh	berechnet, vgl. Abschnitt 5.4.3
E-Pkw, Mobilität	$SoCent_{th,ekfz}^{EKfz}$	%	Datenbasis: MOP (BMVBS 2010a) Erläuterung der Aufbereitung der empirischen Mobilitätsdaten: vgl. Anhang C Datenübersicht der verwendeten Mobilitätsprofile vgl. Anhang D
E-Pkw, Ladeleistung, sofort Laden	$Pstr_{th,ekfz}^{EKfz}$	kW	
Ladeleistung der Ladeinfrastruktur	$Pmax_{th,ekfz}^{EKfz}$	kW	
E-Pkw, minimaler Ladestand	$SoCmin_{th,ekfz}^{EKfz}$	%	
E-Pkw, maximaler Ladestand	$SoCmax_{th,ekfz}^{EKfz}$	%	
E-Pkw, Batteriekapazität	Kap_{ekfz}^{EKfz}	kWh	
SBS, Investition, 2018	Inv_{inv}^{SBS}	600 €/a	
SBS, kalendarische Lebensdauer	$LD_{SBS,kal}^{SBS}$	20 a	(Fuhs 2012; Schmiegel 2014; Weniger u. a. 2014)
SBS, zyklische Lebensdauer	$LD_{SBS,zykl}^{SBS}$	7 000 Zyklenäq.	(Fuhs, 2012)
SBS, Kapazitätsfaktor	$KapF_{SBS,EoL}^{SBS}$	80 %	(Wollersheim & Gutsch 2015)
SBS, Ladewirkungsgrad	η^{SBS}	94 %	(Fuhs 2014)
SBS, Selbstentladung	$Selbstentl^{SBS}$	2 %/Monat	(Wenzl 2009)
Strompreis, 2014	p_j^{HH}	29,1 ct/kWh	(BDEW 2014)
Strompreissteigerung pro Jahr		+ 2 %/a	(BMWi 2015; Weniger u. a. 2014)
Einspeisevergütung	p_j^{PV}	3,5 ct/kWh	keine EEG-Vergütung angenommen

Als realer Zinssatz (also inkl. Inflation) werden 4 %/a angenommen (Weniger u. a. 2014). Im Privatbereich richtet sich der „kalkulatorische Zinssatz [nach] dem Bankzinssatz für Darlehen mit einer Laufzeit von 10 Jahren“ (Konstantin 2009, S. 184). In den letzten Jahren sind allgemein die Zinsen in Deutschland kontinuierlich gefallen¹⁰² (ECB 2015). Auch die Effektivzinsen für private Konsumentenkredite im Bestand bei Laufzeiten über 5 Jahren sind auf unter 5 % gefallen (Bundesbank 2015). So ist die Annahme von 4 %/a eher konservativ.

5.4.1 Haushaltslastkurven

Die Haushaltslastkurven stammen aus empirisch gemessenen Haushaltslastgängen über ein ganzes Jahr in viertelstündlicher Auflösung (vgl. Anhang B). Der jeweils genutzte Haushaltslastgang P_t^{HH} wird beim Modellstart eingelesen. In den Lastkurven sind weder Eigenerzeugungsleistungen enthalten noch Nachfragelasten durch E-Kfz. Für die Haushaltslastgänge sind keine Metadaten vorhanden, so dass eine Charakterisierung ausschließlich anhand der vorhandenen Rohdaten durchgeführt werden kann (vgl. Anhang B). Die mittlere quadratische Verschiebung (MSD)¹⁰³ der Summe aller Haushaltslastgänge zum Standardlastprofil H0 (Schieferdecker u. a. 1999) liegt bei 2,0 %. Untersucht man die einzelnen Lastgänge, zeigt Abbildung 5.4 die verschiedenen Jahresstrombedarfe in Bezug auf die maximale Bezugsleistung. Erkennbar ist eine Spitzenlastgrenze von knapp 10 kW. Unter dieser Grenze bleiben 50 von 88 Haushalte. Die restlichen Haushalte weisen teilweise deutlich höhere Spitzenlasten auf. Dies liegt wahrscheinlich an elektrischen Geräten mit hohen Leistungsbezügen (z. B. Heizgeräte).

Deshalb wird zusätzlich eine Abhängigkeit von Jahresstromverbrauch und Häufigkeit von hohen Leistungsbezügen hergestellt (vgl. Abbildung 5.5). Hier zeigt sich, dass in diesem Datensatz Haushalte mit einem Jahresstrombedarf von unter 2.000 kWh keine hohen Leistungsbezüge aufweisen. Bei höheren Jahresstrombedarfsgruppen gibt es sowohl viele Haushalte mit maximalen Leistungsbezügen unterhalb von 10 kW als auch darüber. Bei höheren Jahresstrombedarfen gibt es sowohl Haushalte, die nur selten Leistungsbezüge von über 10 kW aufweisen, aber auch manche, die diesen Schwellenwert häufiger über-

¹⁰² Die langfristige Rendite öffentlicher Anleihen (long-term interest rates for government purposes) für Deutschland mit einer Laufzeit von 10 Jahren haben sich in den letzten 20 Jahren von ca. 7 % auf unter 1 % verringert.

¹⁰³ Die Wurzel der mittleren quadratischen Verschiebung (RMSD) liegt hier bei 14 %. Die Korrelation liegt bei 71 %. Damit wird ersichtlich, dass die vorliegenden Haushaltslastgänge nicht repräsentativ für das Standardlastprofil H0 sind.

schreiten. Eine weitere Differenzierung scheint jedoch aufgrund der geringen Grundgesamtheit und der fehlenden Metadaten im Rahmen dieser Arbeit nicht sinnvoll. Die häufigste Lastüberschreitung im betrachteten Datensatz beträgt für einen Haushalt 168 Viertelstunden innerhalb eines Jahres ($< 0,5\%$ der Stunden). Somit wird angenommen, dass keiner der Haushalte im Datensatz über eine elektrische Speicherheizung verfügt und nur wenige eine elektrische Warmwasserbereitung nutzen.

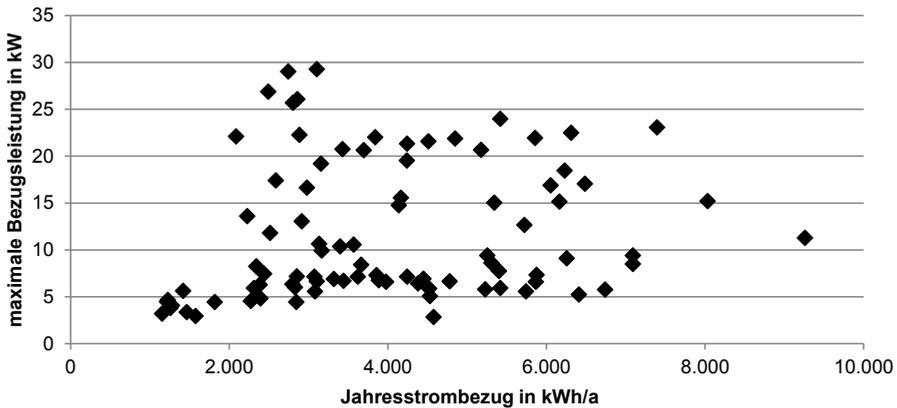


Abbildung 5.4: Haushaltsstrombezug und maximale Bezugsleistung (n=88)

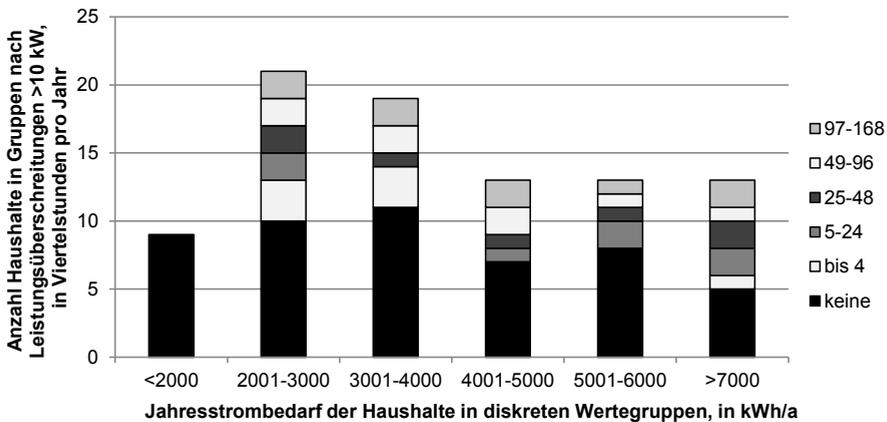


Abbildung 5.5: Anzahl Haushalte gruppiert nach Jahresstrombedarf und Leistungsüberschreitungen (n=88)

Betrachtet man die Elektrizitätsnutzung bezogen auf bestimmte Zeiträume, so ist der Zeitanteil tagsüber bspw. zwischen 8 und 20 Uhr von Interesse. Diese Verbrauchsquote hat Einfluss auf den direkten PV-Eigenverbrauchsanteil. Da der Zeitraum zwischen 8 und

20 Uhr genau 12 Stunden bzw. 50 % des Tages beträgt, lässt sich diese Zeitspanne einfach mit dem Strombedarf während dieses Tageszeitraums vergleichen. Nur einer der untersuchten Haushaltslastgänge liegt beim Strombedarf unter diesem Zeitanteil (vgl. Abbildung 5.6); alle anderen haben tagüber einen prozentual erhöhten Strombedarf. Allerdings sind Haushalte mit extrem hohen Bedarfsanteilen tagsüber ebenfalls die Ausnahme. Betrachtet man lediglich die Werktage (Mo-Fr), so ergibt sich eine ähnliche Verteilung. Damit liegt es nahe, dass in allen untersuchten Haushalten tagsüber in der Regel mind. eine Person anwesend ist.

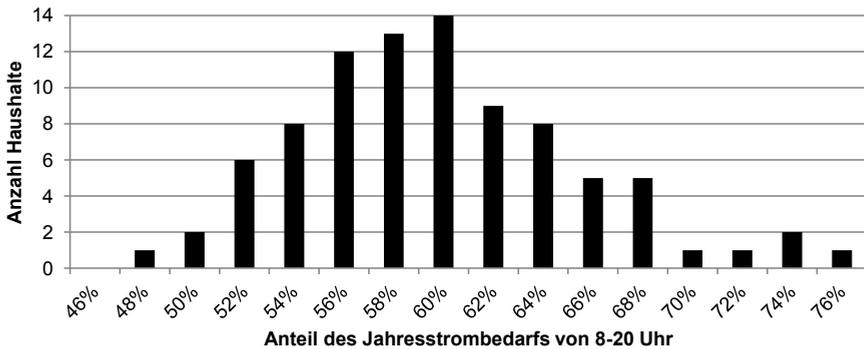


Abbildung 5.6: Histogramm für die Strombedarfsanteile tagsüber (n=88)

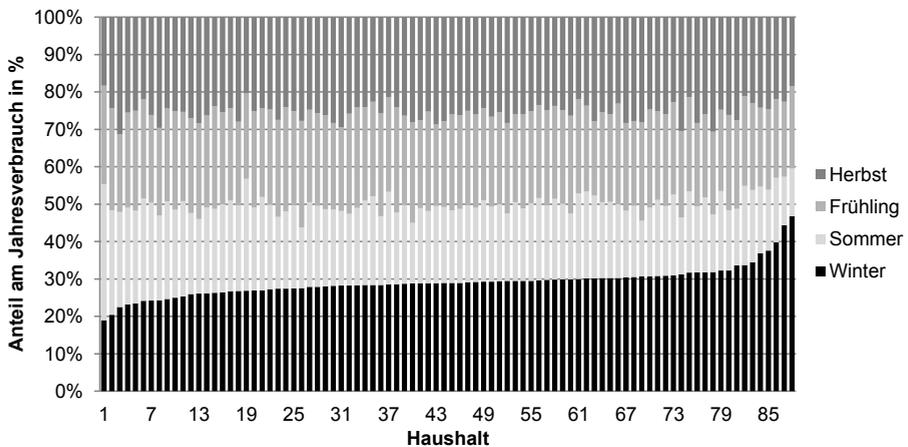


Abbildung 5.7: Anteile des Jahresstrombedarfs nach Jahreszeiten (n=88)

Die Jahreszeiten haben ebenfalls Einfluss auf den Strombedarf (vgl. Abbildung 5.7). Dabei sind in der vorliegenden Fragestellung insbesondere der Winter und der Sommer interessant. Im Winter sind die Tage kürzer und die Sonneneinstrahlung geringer. Im

Sommer dagegen besteht ein großes Potenzial an Sonneneinstrahlung. Jede Jahreszeit umfasst ein Viertel des Jahres. Im Winter haben fast alle Haushalte (89 %) einen erhöhten Strombedarf. Im Sommer hingegen haben nur wenige der Haushalte (10 %) einen erhöhten Strombedarf. Somit reduziert in vielen Haushalten der geringe Strombedarf im Sommer die Möglichkeit eines hohen PV-Eigenverbrauchsanteils und im Winter besteht ein potenziell erhöhter Bezugsbedarf.

5.4.2 Annahmen für Photovoltaik

Die Investition einer kleinen PVA (bis 10 kW_p) verringerte sich in Deutschland im Zeitraum von 2006 bis 2012 um ca. 16 %/a. Danach reduzierte sich der Preisverfall und führte zu einem Preis von ca. 1,6 €/W_p (zzgl. 19 % MwSt.) im Jahr 2014 (BSW-Solar 2014). Dieser Basispreis mit einer Preisreduktion von 4 %/a (basierend auf der Preisentwicklung von Q4/2013 bis Q1/2014) wird hier angenommen. Da in dem betrachteten System hohe Eigenverbrauchsanteile erreicht werden, wird die MwSt. auf den Einkaufspreis der PVA komplett berücksichtigt, was die Wirtschaftlichkeit etwas verschlechtert¹⁰⁴. Es werden jährliche Betriebskosten von 1,5 %/a der Investitionssumme berücksichtigt (BMU 2011; Weniger u. a. 2014). Diese beinhalten sowohl Wartung und Instandhaltung als auch den Austausch des Wechselrichters nach ca. 10 Jahren (BMU 2010). Für Solar-Wechselrichter werden etwa 200 €/kW_p als Teil des Gesamtpreises angesetzt, wobei die Preise weiterhin sinken (BMU 2011). Die Lebensdauer der PV-Module beträgt 20-30 Jahre (Quaschnig 2013, S. 189; Wirth 2015), weshalb im Modell eine Lebensdauer von 25 Jahren angenommen wird.

Als Eingangsdaten für die PVA werden Globalstrahlungsdaten genutzt. Standardmäßig wird das Testreferenzjahr (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD 2004) für die Region 12 (Oberrheingraben und unteres Neckartal) genutzt. Die TRY liegen in einer stündlichen Auflösung vor. Ergänzend werden die Wetteraufzeichnungen der KIT-Wetterstation Physikhochhaus für die Jahre 2008 bis 2014 genutzt (IMK 2014). Diese haben eine originale Auflösung von 10 Minuten.

¹⁰⁴ Da mit einer netzgekoppelten PVA in der Regel ein Gewinn erwirtschaftet werden soll, liegt eine unternehmerische Tätigkeit vor. Somit besteht auch die Pflicht einer Umsatzsteuerklärung, die wiederum Auswirkungen auf die Berechnung der Einkommensteuer hat. Für alle PVA, die nach der Novellierung des EEG 2012 errichtet werden, kann jedoch nicht mehr die komplette MwSt., die beim Kauf einer PVA gezahlt werden muss, als sog. Vorsteuer bei der Umsatzsteuer wieder abgezogen werden. Für den Anteil des privat genutzten Eigenverbrauchs entfällt entweder die Vorsteuerabzugsberechtigung oder es muss der fiktive Einkaufspreis (fiktiver Netzbezug) für die Umsatzsteuer berücksichtigt werden (BMF 2014). Die Zusammenhänge und Wechselwirkungen zwischen dem unternehmerischen Umsatz durch die PVA und der Einkommensteuerberechnung werden hier nicht berücksichtigt.

Die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche wird vor der Übergabe ins Modell umgerechnet auf die geneigte Dachfläche. Hierbei wird standardmäßig von einer Neigung (Höhenwinkel) von 30° und einem Azimutwinkel (Abweichung zur Südausrichtung) von 0° ausgegangen. Nach Quaschnig (2013) wird die Globalstrahlung dazu zunächst aufgeteilt in direkte und diffuse Strahlung und danach auf die geneigte Fläche umgerechnet. Für die diffuse Strahlung wird der anisotrope Ansatz nach dem Modell von Klucher verwendet (Quaschnig 2013, S. 73). Zusätzlich wird der Einfluss der Außenlufttemperatur mit berücksichtigt¹⁰⁵, da diese ebenfalls einen relevanten Einfluss auf die Erzeugungsleistung hat. Hierbei sinkt die Anlagenleistung bei zunehmender Temperatur (Quaschnig 2013, Kap. 5.4.6). Als spezifischer Jahresertrag¹⁰⁶ ($E^{PV,a,spez}$) werden 1 000 kWh/kWp angenommen (BMF 2014; BMU 2011).

5.4.3 Datenbasis und Annahmen für Elektro-Pkw

Das Mobilitätsverhalten wird aus der empirischen Studie des MOP (BMVBS 2010a) abgeleitet¹⁰⁷. Das MOP befragt jährlich mehrere hundert Personen nach ihrer Mobilität im Verlauf einer Woche (vgl. Abschnitt 2.3.2). Aus diesen Daten wurden die Fahrten mit einem Pkw als Fahrer extrahiert und aufgearbeitet. Im Anhang C ist die Aufbereitung der Daten des MOP ausführlich dargestellt. Das Ergebnis sind Mobilitätsprofile einzelner Fahrzeuge für jeweils eine Woche, die für alle Wochen des Jahres gleich angewendet werden (vgl. Anhang D). Genutzt werden Zeitverläufe für die Entladeleistung¹⁰⁸ des E-Pkw ($SoCentl_{th,ekfz}^{EKfz}$), welche die Mobilitätsnutzung abdecken. Bei ungesteuertem, sofortigen Voll-laden der Pkw-Batterie wird der Verlauf der Ladeleistung ($Pstr_{th,ekfz}^{EKfz}$) vorgegeben. Bei gesteu-

¹⁰⁵ Zur Bestimmung der Modultemperatur wird eine Proportionalitätskonstante $c=29$ angenommen. Dies entspricht einem Dachaufbau normalem Abstand oder einem dachintegrierten Aufbau mit guter Hinterlüftung (Quaschnig 2013, Tab. 5.2). Für die daraus abgeleitete MPP-Anlagenleistung wird ein Temperaturkoeffizient von $-0,004/K$ für einen Modultyp auf Silizium-Basis angenommen.

¹⁰⁶ Der spezifische Jahresertrag ist stark abhängig von der Wetterregion. Für die angenommene Wetterregion 12 des DWD ist die Annahme eher gering. Die vereinfachte Annahme, dass die PV-Module nicht degradieren, wird dadurch in Bezug auf den Jahresertrag ausgeglichen.

¹⁰⁷ Bisher verfügbare Mobilitätsdaten von E-Pkw sind nicht ausreichend für eine Nutzung in dieser Arbeit. Insbesondere fehlen je nach Datensatz relevante Informationen zum Parken und Laden oder die Daten umfassen lediglich ein bestimmtes Automodell ohne Rückschluss auf den Nutzertyp. Weiterhin wurden bisher ausschließlich Feldversuche mit ungesteuerten Lademöglichkeiten durchgeführt, so dass auch hier kein Rückschluss auf ein Ladeverhalten bei gesteuertem Laden gezogen werden kann.

¹⁰⁸ Diese ist Null, wenn der E-Pkw steht. Während der Fahrzeiten wird die Fahrtdistanz als Basis für die benötigte Energiemenge genutzt.

ertem Laden wird die verfügbare Ladeleistung der Ladeinfrastruktur¹⁰⁹ ($Pmax_{th,ekfz}^{EKfz}$) gegeben. Angenommen werden hier 3,5 kW, was nur wenig unter der rechnerisch zulässigen maximalen Anschlussleistung an einer üblichen Schutzkontaktsteckdose (Schuko) liegt ($230V \cdot 16A$). Weiterhin werden die minimal und maximal möglichen Ladestände der E-Pkw-Batterie ($SoCmin_{th,ekfz}^{EKfz}$, $SoCmax_{th,ekfz}^{EKfz}$) vorgegeben (vgl. Anhang C). Anhand des Pkw-Segments (klein, mittel, groß, durchschnittlich) wird die Batteriekapazität (Kap_{ekfz}^{EKfz}) angegeben. Der Ladewirkungsgrad (η^{EKfz}) wird mit 90 % angenommen (Vliet u. a. 2011). Beim Rückspeisen wird eine zusätzliche Alterung der Batterie angenommen, die mit einem Preis¹¹⁰ ($p^{EKfz,rück}$) von 6,75 ct/kWh berücksichtigt wird.

5.4.4 Modellvarianten zur Integration des Elektro-Pkw

In allen Szenarien wird die Integration des E-Pkw in den Haushalt in vier Varianten untersucht:

1. ohne Laden des E-Pkw (*OHNE*)

Diese Variante bedeutet entweder, dass kein E-Pkw im Haushalt vorhanden ist, oder, dass der E-Pkw immer extern geladen wird. In beiden Fällen entsteht im Haushalt keine Ladelast und bleibt somit unberücksichtigt.

Modellvorgabe: $bEKfz = 0$

2. ungesteuertes Laden des E-Pkw (*SOFORT*)

Bei ungesteuertem Laden wird angenommen, dass der E-Pkw immer nach Ankunft zu Hause sofort vollgeladen wird. Der Ladelastgang wird durch $Pstr_t^{EKfz}$ vorgegeben.

Modellvorgabe: $bEKfz = 1$

3. gesteuertes Laden des E-Pkw (*OPTIMAL*)

Beim gesteuerten Laden wird der Ladevorgang in die Optimierung integriert. Lediglich technisch bedingte Restriktionen zur Ermöglichung des Mobilitätsbedarfes sind dabei berücksichtigt (vgl. Abschnitt 5.2.2). Einschränkungen durch den Nutzer, wie bspw. eine Mindestreichweite werden nicht berücksichtigt.

Modellvorgabe: $bEKfz = 1$; $bEKfzOpt = 1$

¹⁰⁹ Während der Fahrzeiten ist diese Null. Lediglich zu Parkzeiten zu Hause ist die Ladeleistung ungleich Null.

¹¹⁰ Der Preis berechnet sich aus der Batterieinvestition von 270 €/kWh (Nykvist & Nilsson 2015) geteilt durch 4 000 Lebenszyklen (BuW 2015) für eine E-Kfz-Batterie.

4. gesteuertes bidirektionales Laden des E-Pkw (*BIDIOPT*)

Zu dem gesteuerten Laden wird zusätzlich die Rückspeisemöglichkeit (Entladen der E-Pkw-Batterie) in den Haushalt implementiert. So dient auch der E-Pkw als Batteriespeicher. Dieser ist im Vergleich zum SBS nur verfügbar, wenn der E-Pkw am Haus parkt. Die Rückspeisung erfordert entsprechende elektrotechnische Komponenten in der Ladestation und dem E-Pkw, die dies ermöglichen.

Modellvorgabe: $bEKfz = 1$; $bEKfzOpt = 1$; $bEKfz2H = 1$

Die Varianten *OPTIMAL* und *BIDIOPT* erfordern die informationstechnische Einbindung der Ladestation und des E-Pkw in das EMS des Haushalts.

5.4.5 Annahmen für das stationäre Batteriespeicher-System

Der Aufbau und das Funktionsprinzip von LIB sind in Abschnitt 3.2 dargestellt und die Alterungseinflüsse in Abschnitt 3.3 beschrieben. Preisannahmen für die Investition eines SBS für die kommenden Jahre sind für einen Markt in der ersten Marktphase recht schwierig. In den USA wurde bereits im Jahr 2015 ein erstes SBS für umgerechnet 690 €/kWh angeboten (Fuhs 2015)¹¹¹. Die Marktpreise in Deutschland sind in den letzten Jahren um 18 % pro Jahr gesunken (Kairies u. a. 2016). Allerdings waren hier die billigsten LIB-Systeme im Bereich von 1 000 €/kWh (pv magazine 2015). Durchschnittlich wurden im Jahr 2015 noch 2.300 €/kWh für ein SBS ausgegeben (Fuhs 2015). Die Preise für ähnliche oder gleiche LIB in E-Kfz sind deutlich niedriger. So fielen die Preise¹¹² von ca. 1 000 €/kWh im Jahr 2007 auf ungefähr 370 €/kWh im Jahr 2014 und für große E-Kfz-Hersteller auf ca. 270 €/kWh (Nykvist & Nilsson 2015) oder darunter (N-TV 2015). Für die SBS-Investition pro Einheit (Inv_{iz}^{SBS}) werden deshalb 600 €/kWh (inkl. MwSt.) für das Jahr 2018 als realistisch angesehen¹¹³ und als Eingangsparameter angenommen. Bei LIB für E-Kfz waren bisher Kostenreduktionen von ca. 8 % pro Jahr und ca. 6-9 % bei einer Verdoppelung der Produktion zu beobachten; weitere Reduktionen auf unter 135 €/kWh erscheinen realistisch (Nykvist & Nilsson 2015). Allerdings hat der Stromrichter an dem SBS einen Anteil von derzeit ca. 180 €/kW_p (Fuhs 2015), was im Bereich eines

¹¹¹ Der Preis für die zweite Generation dieses SBS (Tesla Powerwall 2) ist nochmals deutlich niedriger.

¹¹² Für die folgenden Preisangaben in Dollar wird zur Umrechnung ein Wechselkurs von ca. 1,11 \$/€ angenommen. Dies ist nach ECB (2015a) der Durchschnittswert der im ersten Halbjahr 2015.

¹¹³ Dieser Preis beinhaltet die MwSt, da die steuerrechtliche Behandlung für einen Vorsteuerabzug des SBS in der Regel nicht vorliegt (BMF 2014). Steuerliche Vorteile können sich dann ergeben, wenn mind. 10 % der gespeicherten Energie ins Netz eingespeist wird (Stenzel u. a. 2015), dann ist es möglich, dem SBS eine teilweise unternehmerische Nutzung zu unterstellen, woraus sich maßgebliche Vorteile bei der Einkommenssteuer durch Abschreibung des SBS ergeben.

Solarwechselrichters liegt (BMU 2011). Bei leicht sinkenden Preisen für Stromrichter kann ein Systempreis von 300 €/kWh erreicht werden. Überträgt man eine Lernrate von 6 % pro Jahr auf den Systempreis von SBS, so erreicht man im Jahr 2030 einen Systempreis von 300 €/kWh, was im Modell angenommen wird. Eine weitere Preisreduktion nach dem Jahr 2030 wird nicht erwartet, so dass nach 2030 konstant 300 €/kWh für SBS-Reinvestitionen angenommen werden. Nicht berücksichtigt werden hier disruptive Technologien¹¹⁴, die womöglich weitere Preissenkungen ermöglichen.

Die Lebensdauer des SBS wird mit 20 Jahren und 7 000 Vollzyklenäquivalenten¹¹⁵ angenommen (Fuhs 2012; Schmiegel 2014; Weniger u. a. 2014). Am Lebensende wird eine Restkapazität ($Kap^{SBS,EoL}$) von 80 % angenommen (Wollersheim & Gutsch 2015). Der Wirkungsgrad¹¹⁶ (η^{SBS}) wird mit 94 % berücksichtigt (Fuhs 2014). Die Selbstentladung ($Selbstentl^{SBS}$) wird mit 2 % pro Monat angenommen (Wenzl 2009). Insgesamt wird von einer qualitativ hochwertigen LIB (Hochenergie) ausgegangen.

5.4.6 Weitere Annahmen

Für den Referenzfall wird der Endkundenpreis (HH) für Elektrizität angenommen. Dieser betrug im Jahr 2014 für Haushaltskunden durchschnittlich 29,1 ct/kWh (BDEW 2014), wobei dieser in den vorhergehenden 20 Jahren um durchschnittlich 3 %/a anstieg (BMW i 2015). Im Modell wird im Referenzfall eine moderate Elektrizitätspreissteigerung von 2 %/a angenommen (vgl. auch Weniger u. a. (2014)). Das Netzentgelt wird ausschließlich als Teil des Arbeitspreises berücksichtigt, wie auch die EEG-Umlage. Es werden weder leistungsabhängige Strompreise noch Jahresentgelte (Grundpreis) angenommen. Weiterhin sind keine Last- oder Einspeisegrenzen aktiviert.

Die Existenz der EEG-Einspeisevergütung wird nicht unterstellt, sondern eine am Markt zu erzielende Vergütung von 3,5 ct/kWh. Dieser Preis liegt unter dem durchschnittlichen Spotmarktpreis für Elektrizität an der EEX-Börse von 4,72 ct/kWh in den Jahren 2005 bis 2013 (Agora 2013) und deutlich unter dem eher anzuwendenden Peak-Spotmarktpreis von 5,35 ct/kWh (2007-2013) (BNetzA 2014). Allerdings ist ein leichter Rückgang der Preise am Spotmarkt zu beobachten. Dies und auch die zu erwartenden etwas geringeren Erlöse durch Direktvermarktung im Vergleich zum Börsenpreis begründen die Annahme. Da die

¹¹⁴ Bei disruptiven Technologien ist zu erwarten, dass sich die technischen Eigenschaften (Lebensdauer, Ladekurve, etc.) deutlich von den hier untersuchten LIB unterscheiden.

¹¹⁵ Bei hochwertigen Industriezellen werden schon heute tlw. über 7 000 Vollzyklen erreicht.

¹¹⁶ Das entspricht einem Wirkungsgrad von ca. 88 % für einen Zyklus (laden-entladen).

EEG-Umlage auf Eigenverbrauch bisher nur für PVA größer 10 kW_p gilt (EEG 2014, §61), wird diese hier nicht berücksichtigt. Die gesetzliche Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung der PVA auf 70 % der installierten Leistung (EEG 2014, §9 (2), 2b)) wird nicht angewendet, da auch keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird. Für alle Stromrichter wird eine vereinfachte Wirkungsgradkennlinie angenommen. Generell fällt bei einer Teillast von unter 3-5 % der Nennleistung der Wirkungsgrad steil ab. Vereinfacht wird dies berücksichtigt, indem eine Einschaltsschwelle oder Mindestleistung des Stromrichters P_{min}^{Umr} von 150 W festgelegt wird¹¹⁷ (Hahn u. a. 2013). Für den restlichen Teillastbereich der Stromrichter wird der Wirkungsgrad unter Nennleistung berücksichtigt. Dieser ist jeweils in die Systemwirkungsgrade integriert.

5.5 Diskussion des Modells und der verwendeten Daten

Das beschriebene und im folgenden Kapitel 6 angewandte Modell unterliegt verschiedenen Grenzen. Diese beziehen sich sowohl auf die verwendete Methodik als auch auf die zur Anwendung benötigten verfügbaren und genutzten Daten.

Das Modell zielt unter anderem darauf ab, eine optimale Lade- und Entladestrategie für das SBS und den E-Pkw zu ermitteln. Weiterhin wird eine modellendogene Dimensionierung der PVA und des SBS durchgeführt. Ziel ist es herauszufinden, welcher maximale Kapitalwert mit solchen Systemen erreichbar ist. In der Realität kann man sich einem optimalen System nur annähern. In einem realen EMS kann eine solche Annäherung durch einen ausgereiften und angemessenen Algorithmus geschehen, welcher bspw. auf Heuristiken zurückgreift und gleichzeitig eine möglichst genaue Prognose für Wetter, Haushaltslast und Mobilitätsbedarf durchführt. Hier gibt es in der Literatur verschiedene Ansätze (vgl. bspw. Schönfelder 2013; Allerding 2014).

In Realität gibt es lediglich diskrete Anlagengrößen, die von der optimalen Größe mehr oder weniger stark abweichen. Zur Quantifizierung des Einflusses durch eine Abweichung vom Optimum wird im Abschnitt 6.2 eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, bei der sowohl die Systemgrößen als auch ausgewählte Systemparameter variiert werden.

¹¹⁷ Die fest vorgegebenen 150 W Mindestleistung entsprechen einer Nennleistung des Stromrichters von 3 000 W bei einer Schwelle von 5 % und 5 000 W bei einer Schwelle von 3 %.

Für die vereinfachte Abbildung der Realität im dargestellten Modell muss sichergestellt werden, dass diese Vereinfachungen die Ergebnisse nicht unerkannt und unzulässig verfälschen. Deshalb werden einige dieser Vereinfachungen im Abschnitt 6.2 explizit untersucht. Bei anderen Vereinfachungen ist dies leider nicht möglich. In Deutschland wird ein Haushalt dreiphasig ans Verteilnetz angeschlossen (DIN 18015-1). Diese drei Phasen werden dann auf die verschiedenen Zimmer und Steckdosen verteilt, die in der Regel einphasig angesteuert werden. Nur leistungsstarke Verbraucher wie bspw. der Herd werden dreiphasig angeschlossen. Da bei PVA als auch bei SBS sowohl einphasige als auch dreiphasige Systeme angeboten werden (Fuhs 2014), wird hier davon ausgegangen, dass das betrachtete System alle drei Phasen dynamisch so versorgen kann, dass dadurch die Ergebnisse nicht verfälscht werden. Weiterhin gibt es bei den Parametern des SBS eine große Vielfalt (Fuhs 2014). Beispielsweise führt die chemische Zusammensetzung der Batteriezellen zu unterschiedlichen Eigenschaften. Durch die Abstraktion im Modell, ohne Betrachtung der physikalischen und chemischen Prozesse in der Batterie, werden lediglich die wesentlichen, energetischen Eigenschaften abgebildet, wie sie in diesem Kapitel dargestellt sind.

Im Modell werden verschiedene Annahmen getroffen, was die zukünftige Entwicklung von Preisen und Technologieeigenschaften angeht. Den Unsicherheiten in diesen Annahmen wird ebenfalls mit den Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 6.4 begegnet, um den Einfluss zukünftiger Entwicklungen einzelner Parameter zu quantifizieren.

Bei den Eingangsdaten sind insbesondere die Haushaltslastgänge und die Mobilitätsdaten von großer Relevanz. Diese beiden Datensätze sind unabhängig voneinander entstanden, so dass es keine Abhängigkeit dieser Datensätze gibt. Auf eine Zuordnung der beiden Datensätze anhand verschiedener Identifikatoren wurde verzichtet. Zum einen fehlen bei den Haushaltslastgängen jegliche Metadaten, zum anderen sind die Einflüsse sehr vielschichtig. Deshalb wird durch die Berechnung vieler verschiedener Haushaltskombinationen eine große Bandbreite möglicher Haushalte erreicht, die im Durchschnitt annäherungsweise repräsentativ sind. Allerdings erlaubt es die Methodik in einer angemessenen Zeit nicht, tausende oder noch mehr Kombinationen zu berechnen, wie dies mit einem Simulationsmodell möglich wäre. Unter Berücksichtigung der Datenlage ergäbe sich daraus kaum ein Mehrwert. So ist die Anzahl der vorhandenen Haushaltslastgänge beschränkt. Ähnliches gilt für die zeitliche Auflösung. Diese beträgt bei den Haushaltslast-

gängen 15 Minuten¹¹⁸, so dass modellseitig keine höhere Auflösung sinnvoll ist. Die Mobilitätsdaten decken jeweils den Verlauf einer Woche ab. Deshalb müssen die Daten für die Wochen des Jahres fortgeschrieben werden. Dabei können längere Abwesenheitszeiten wie durch Urlaubsreisen nicht abgebildet werden und auch die Varianz des Mobilitätsverhaltens über die Wochen hinweg wird dadurch vernachlässigt.

¹¹⁸ Die Auflösung der Wetterdaten ist je nach Quelle ebenfalls begrenzt. Bei den Mobilitätsdaten ist theoretisch eine Auflösung von 1 oder 5 Minuten machbar, allerdings erkennt man bei den Mobilitätsdaten, dass hier häufig auf Viertelstunden gerundet wurde.

6 Modellergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse des Modells SpeicherOpt beschrieben. Weiterhin werden mit Hilfe verschiedener vergleichender Untersuchungen Aussagen zu Qualität und Robustheit der Ergebnisse abgeleitet.

Die Annahmen für die Entwicklung verschiedener Eingangsgrößen (Parameter) sind mit Unsicherheiten behaftet. Dies betrifft bspw. die Entwicklung des Strompreises oder des Marktes für LIB. Deshalb werden diese Größen im Rahmen einer Szenarienanalyse variiert. Dabei werden drei Szenarien aufgestellt. Das Referenzszenario soll eine wahrscheinliche zukünftige Entwicklung als Fortschreibung der bisherigen Entwicklungen in den entsprechenden Feldern abbilden. Davon abweichend sind andere zukünftige Entwicklungen denkbar. Eine dynamische Entwicklung mit entsprechend positiven Rahmenbedingungen für PVA zusammen mit SBS ist mit dem Szenario Dynamik (*DYN*) berücksichtigt. Eine recht träge und damit negative Entwicklung für diese Systeme repräsentiert das Szenario Trägheit (*TRÄG*). Ein viertes Szenario (*AKTUELL*) erfasst die Rahmenbedingungen für das Jahr 2016 und übernimmt die Entwicklungsannahmen von *REF*.

Tabelle 6.1: Annahmen der vier Szenarien

Parameter	Einheit	Trägheit <i>TRÄG</i>	Referenz <i>REF</i>	Dynamik <i>DYN</i>	<i>AKTUELL</i>
Betrachtungszeitraum		2018 - 2037			2016 – 2035
Strompreis p_j^{HH}	% / a	+ 1	+ 2	+ 3	+ 2
Zinssatz i	%/a	5	4	3	4
Investition PV Inv_j^{PV}	% / a	- 2	- 4	- 6	- 4
PV-Einspeisevergütung p_j^{PV}	ct / kWh	3,5			12,31*
PV-Begrenzung der Netzeinsp. $AbrGr^{PV}$	% von $Ppeak^{PV}$	---			50
Investition SBS Inv_{inv}^{SBS} , 2018	€ / kWh	800	600	500	1 279*
Kalendarische Lebensdauer $LD^{SBS,kal}$	a	15	20	20	20
Zyklische Lebensdauer $LD^{SBS,zykl}$	Anzahl	5000	7000	8000	7000

* Die PV-Einspeisevergütung für Anlagen bis 10 kWp nach BNetzA (2016). Die Begrenzung der Netzeinspeisung ist eine Bedingung für die Förderung des BMWi (2016a) von Energiespeichern, die im 2. Halbjahr 2016 einen Tilgungszuschuss von bis zu 22 % der anfallenden Investition ermöglicht, wobei die durchschnittlichen kapazitätsbezogenen Systemkosten im selben Halbjahr bei ca. 1 640 €/kWh liegen dürften (inkl. MwSt. bei Kairies u. a. 2016).

Im Abschnitt 5.4 wurden bereits die Annahmen für das Referenzszenario angegeben, begründet und referenziert. In Tabelle 6.1 werden Werte angegeben, die in den Szenarien *DYN*, *TRÄG* und *AKTUELL* ausgehend vom Szenario *REF* verändert werden. Weitere

wesentliche Annahmen von Eingangsgrößen, die in allen drei Szenarien gleich bleiben, werden nochmals in der Tabelle 6.2 aufgelistet.

Tabelle 6.2: Gleichbleibende Parameterannahmen für die Szenarien

Parameter	Wert	Parameter	Wert
Lebensdauer PVA LD^{PV}	25 a	ESF Effizienz: η^{EKfz}	90 %
Strompreis p_j^{HH} , 2014	29,1 ct/kWh	Abnutzungspreis $p^{EKfz,rück}$	6,75 ct/kWh
Investition PV Inv_j^{PV} in 2014	1 904 €/kW _p	Wirkungsgrad Laden η^{SBS}	94 %

Die Ergebnisse aus dem Referenzszenario werden in Abschnitt 6.1 dargestellt und im darauffolgenden Abschnitt 6.2 mit den drei anderen Szenarien verglichen. Abschnitt 6.3 dient der Validierung des Modells. Zunächst wird auf die Validierung der Software und Daten eingegangen. Anschließend wird die Modellkomplexität erläutert. Da die Ladecharakteristiken und Alterungsprozesse in dem Modell von hoher Relevanz sind, werden alternative Abbildungsmöglichkeiten mit der Gewählten verglichen. Im Abschnitt 6.4 wird anhand von Sensitivitätsanalysen die Robustheit der Ergebnisse sowie kritische Einflussfaktoren herausgearbeitet. Einflüsse, die nicht in einer Sensitivitätsanalyse betrachtet werden können (Wetter, Ausrichtung der PVA), werden anschließend separat behandelt. Weiterhin wird betrachtet, welche Nachteile eine exogene Vorgabe der Systemgrößen gegenüber einer endogenen Bestimmung der optimalen Systemgrößen hat. Zuletzt werden in Abschnitt 6.5 Einflüsse der Eingangsdaten auf die Ergebnisse untersucht. Dazu wird eine Untergliederung der Haushaltslastgänge und Mobilitätsprofile vorgenommen. Außerdem werden für verschiedene Kombinationen von Eingangsdatensätzen zu Ergebniswerten Korrelationen berechnet.

Szenarien, die Möglichkeiten und Auswirkungen einer Einflussnahme auf bestehende Flexibilitäten untersuchen, finden sich im folgenden Kapitel 7.

6.1 Ergebnisse des Referenzszenarios

Das Referenzszenario (*REF*) umfasst neben drei Modelllaufvarianten auch jeweils vier Integrationsstufen des E-Pkw. Daraus ergeben sich zwölf verschiedene Systemvarianten, die miteinander verglichen werden können. Die wichtigsten Ergebniswerte werden in Tabelle 6.3 angegeben. So wird jeweils der Mittelwert (\emptyset) über alle Haushaltskombinationen (Haushaltslastgang und Mobilitätsprofil) angegeben. Zusätzlich wird die dazugehö-

rige Standardabweichung¹¹⁹ angefügt, um die Bandbreite der Ergebnisse ebenfalls quantitativ darstellen zu können. Auf die Darstellung weiterer, ggf. relevanter, statistischer Größen, wie Maximal- und Minimalwerte, 75 %-Quantil oder Median, wird aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet. Dafür werden im Folgenden einige Ergebnisse in Streudiagrammen (engl. scatter plot) dargestellt. So wird die Bandbreite und statistische Verteilung visuell erkennbar.

Tabelle 6.3: Ergebnisübersicht Referenzszenario; Durchschnittswerte mit Standardabweichungen

	<i>OHNE</i>	<i>SOFORT</i>	<i>OPTIMAL</i>	<i>BIDIOPT</i>
HH-Kombinationen	88	250	250	250
MLV^o				
Zielwert ^o in €	-20 257 ± 8 792	-32 471 ± 11 177	-32 468 ± 11 178	-32 468 ± 11 178
Netzbezug in kWh	3 993 ± 1 733	6 399 ± 2 203	6 399 ± 2 203	6 399 ± 2 203
Pmax ^{NBezug} in kW	11,7 ± 7,2	13,5 ± 6,7	12,8 ± 7,0	12,6 ± 7,0
MLV^{PV}				
Zielwert ^{SBS} in €	-18 187 ± 7 724	-29 836 ± 10 173	-26 705 ± 9 678	-25 291 ± 9 871
NPV ^{PV} in €/kW	1 445 ± 844	1 224 ± 707	1 546 ± 691	1 515 ± 671
Komb. mit NPV ^{PV} > 0	88	250	250	250
Ppeak ^{PV} in kW _p	1,4 ± 0,8	2,2 ± 1,2	3,7 ± 1,5	4,7 ± 1,5
Eigenverbrauchsanteil in %	59,2 ± 4,1	54,9 ± 5,1	62,2 ± 8,9	56,3 ± 12,0
Eigendeckungsanteil in %	20,7 ± 5,0	17,9 ± 6,5	34,8 ± 8,7	43,0 ± 10,9
Netzbezug in kWh	3 143 ± 1 303	5 227 ± 1 797	4 107 ± 1 613	3 408 ± 1 731
Pmax ^{NBezug} in kW	11,5 ± 7,2	13,4 ± 6,7	13,0 ± 6,9	12,6 ± 6,9
Pmax ^{NEinspeis} in kW	-1,2 ± 0,7	-1,9 ± 1,1	-3,4 ± 1,4	-4,3 ± 1,4
MLV^{SBS}				
Zielwert ^{SBS} in €	-17 494 ± 7 463	-28 520 ± 9 901	-25 696 ± 9 347	-24 705 ± 9 470
NPV ^{SBS} in €	693 ± 368	1 317 ± 568	1 010 ± 521	586 ± 653
NPV ^{SBS} in €/kWh _{inst}	294 ± 156	341 ± 147	292 ± 150	235 ± 262
NPV ^{PV&SBS} in €	2 764 ± 1 447	3 951 ± 1 860	6 773 ± 2 704	7 763 ± 3 042
Komb. mit NPV ^{SBS} > 0	88	250	250	214
Ppeak ^{PV} in kW _p	2,3 ± 1,1	3,7 ± 1,5	4,6 ± 1,6	5,0 ± 1,6
Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	2,4 ± 1,1	3,9 ± 1,6	3,5 ± 1,8	2,5 ± 2,2
Eigenverbrauchsanteil in %	73,2 ± 2,9	72,4 ± 2,9	74,3 ± 4,1	74,0 ± 5,1
Eigendeckungsanteil in %	43,1 ± 7,5	41,6 ± 8,4	52,1 ± 7,2	51,7 ± 6,4
Netzbezug in kWh	2 349 ± 1 032	3 880 ± 1 466	3 069 ± 1 256	2 872 ± 1 311
Pmax ^{NBezug} in kW	11,4 ± 7,2	13,2 ± 6,7	12,7 ± 6,7	12,6 ± 6,8
Pmax ^{NEinspeis} in kW	-2,1 ± 1,0	-3,3 ± 1,3	-4,3 ± 1,5	-4,6 ± 1,4
Ausnutzung zykl. Lebensd. in %	77,8 ± 7,5	82,0 ± 8,7	74,1 ± 7,1	87,3 ± 12,0
kal. Lebensdauerreduktion in a	0,9 ± 0,1	0,9 ± 0,1	0,8 ± 0,1	0,7 ± 0,2

¹¹⁹ Die Standardabweichung ist ein statistisches Maß für die Streuung der betrachteten Werte. Für eine Zufallsvariable ist die Standardabweichung σ definiert als die Quadratwurzel aus deren Varianz. Bei einer Anzahl n betrachteter Werte x und dem Mittelwert m wird folgende Formel genutzt: $\sigma = \sqrt{\sum(m - x)^2/n}$. Bei einer eindimensionalen Normalverteilung wären 68,3 % der Werte im Intervall der Standardabweichung.

6.1.1 Ergebnisübersicht

Modelllaufvariante MLV⁰ (Haushaltssystem ohne PVA und ohne SBS)

Die Haushalte ohne PVA und ohne SBS (MLV⁰) weisen einen durchschnittlichen Jahresstrombezug von knapp 4 000 kWh ohne E-Pkw und von knapp 6 400 kWh mit E-Pkw auf. So sorgt der E-Pkw durchschnittlich für einen zusätzlichen Strombezug von ca. 2 400 kWh, was einem Mehrbedarf von ca. 60 % entspricht. Dieser Mehrbedarf wirkt sich auf den Zielwert aus. So sind die abgezinsten Ausgaben für Elektrizität über die betrachteten 20 Jahre ca. 12 200 € höher als ohne E-Pkw. Bezogen auf das erste betrachtete Jahr 2018 steigen die Elektrizitätsausgaben durch ein E-Pkw durchschnittlich um 840 €. Die maximale Bezugsleistung der betrachteten Haushaltsvarianten steigt von durchschnittlich 11,7 kW ohne E-Pkw (*REF_OHNE*) um knapp 2 kW auf 13,5 kW bei ungesteuertem Laden des E-Pkw (*REF_SOFORT*). Gesteuertes Laden des E-Pkw bringt im Referenzszenario kaum Veränderungen zum ungesteuerten Laden, da keinerlei Anreize für ein optimiertes Laden bzw. eine Ladelastverschiebung bestehen. Der um wenige Euro niedrigere Zielwert ergibt sich aus der anderen Modellierung von *SOFORT* zu *OPTIMAL*. So wird bei *SOFORT* die Ladeenergie pro Zeitscheibe vorgegeben, bei *OPTIMAL* wird lediglich die Gewährleistung des Mobilitätsbedarfes vorgegeben, jedoch keine Ladeenergie. Zwischen den Integrationsstufen gesteuertem Laden des E-Pkw (*OPTIMAL*) und dem bidirektionalen gesteuertem Laden (*BIDIOPT*) gibt es ebenfalls keine wesentlichen Unterschiede. Dies ist wiederum durch fehlende Anreize zum Rückspeisen von im E-Pkw gespeicherter elektrischer Energie ins Haus zu erklären. So wird die Rückspeisefähigkeit hier nicht genutzt.

Modelllaufvariante MLV^{PV} (Haushaltssystem mit PVA)

Wird das Hausenergiesystem um eine PVA (MLV^{PV}) ohne Hinzunahme eines SBS erweitert, hat das deutliche Auswirkungen. Die optimale Zubaugröße der PVA in der Variante *REF_OHNE* wird ermittelt auf $1,4 \pm 0,8 \text{ kW}_p$, was einer Investition von ca. 2 100 € entspricht. Durch die Differenzbildung der Zielwerte von MLV^{PV} und MLV⁰ ergibt sich der Kapitalwert für die PVA (NPV^{PV}), der bei allen 88 untersuchten Haushalten in der Variante *REF_OHNE* positiv ist und bei $1 445 \pm 844 \text{ €/kW}$ liegt. Maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit ist der Anreiz, den Strom aus der PVA selbst zu verbrauchen. Im optimalen Fall wird damit ein Eigenverbrauchsanteil von $59,2 \pm 4,1 \%$ erreicht und reduziert somit den Strombezug um über 20 % (entspricht dem Eigendeckungsanteil) auf $3 143 \pm 1 303 \text{ kWh/a}$. Ein höherer Eigenverbrauchsanteil wäre mit einer kleineren PVA erreichbar. Dabei würde der Eigendeckungsanteil im Vergleich zum Eigenverbrauchsanteil über-

proportional sinken und die Wirtschaftlichkeit würde reduziert. Durch die PVA ergibt sich in der Variante *REF_OHNE* eine maximale Einspeiseleistung von $1,2 \pm 0,7$ kW. Die maximale Bezugsleistung bleibt im Vergleich zum Hausenergiesystem ohne PVA nahezu gleich.

Kommt zu dem Hausenergiesystem mit PVA noch ein E-Pkw hinzu (MLV^{PV} , *REF_SOFORT*), wird durch den höheren Elektrizitätsbedarf die PVA entsprechend größer dimensioniert ($P_{peak}^{PV} = 2,2 \pm 1,2$ kW_p). Einen größeren Einfluss hat jedoch das gesteuerte Laden des E-Pkw (*REF_OPTIMAL*), so dass dadurch die PVA mit $3,7 \pm 1,5$ kW_p zugebaut wird. Dies ermöglicht einen Eigendeckungsanteil von $34,8 \pm 8,7$ % und eine vermiedenen Netzbezug von ca. 2 300 kWh/a; damit werden ca. 1 120 kWh/a mehr Elektrizität aus der PVA in den E-Pkw geladen. Die Möglichkeit, den E-Pkw als Batteriespeicher zu nutzen (*REF_BIDIOPT*) ermöglicht eine weitere Steigerung des Eigendeckungsanteils auf $43,0 \pm 10,9$ % und führt zu einer größeren Dimensionierung der PVA auf $4,7 \pm 1,5$ kW_p bei ähnlichem Kapitalwert pro Einheit. Die Netznutzung wird durch die starke Integration des E-Pkw ebenfalls beeinflusst. Durch die größer dimensionierten PVA wird die bezogene Energiemenge reduziert und die Einspeiseleistungen steigen – in der Variante *REF_BIDIOPT* auf $-4,3 \pm 1,4$ kW.

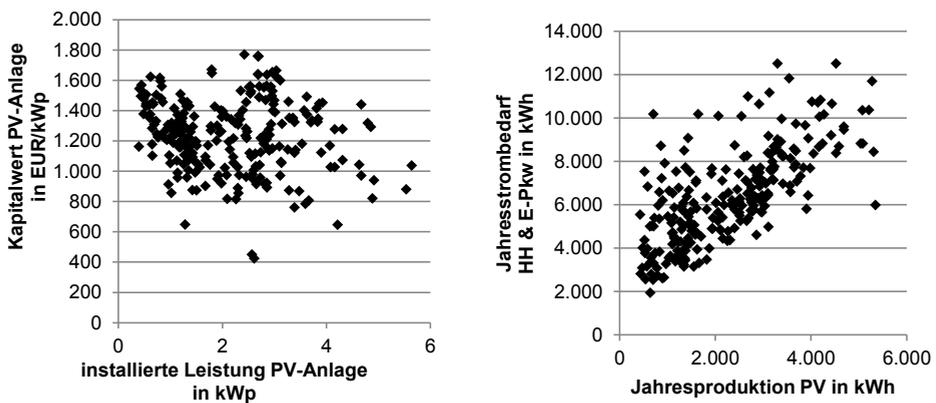


Abbildung 6.1: PV-Anlagenkenndaten (*REF_SOFORT*, MLV^{PV})

Anhand der Standardabweichungen ist bereits zu erkennen, dass die Bandbreite der Haushalte recht groß ist. Mit den Streudiagrammen in Abbildung 6.1 wird die Heterogenität an der Variante *REF_SOFORT* deutlich. Im linken Diagramm zeigt sich die starke Variation des Kapitalwerts pro installierter Leistung der PVA. Ein starker Einfluss durch den Jahresstrombedarf lässt sich im rechten Diagramm erkennen; allerdings zeigt die breite

Streuung auch, dass es weitere relevante Einflüsse gibt. Es ist anzunehmen, dass die Struktur des Strombedarfs im Zeitverlauf ebenfalls einen relevanten Einfluss hat. Trotz der großen Streuung ist unter den Annahmen des Referenzszenarios in allen vier E-Pkw-Integrationsstufen (*OHNE*, *SOFORT*, *OPTIMAL* und *BIDIOPT*) bei allen untersuchten Haushaltsvarianten ein wirtschaftlicher Betrieb der PVA möglich, obwohl für die Netzeinspeisung der Elektrizität lediglich eine marktähnliche Vergütung von 3,5 ct/kWh angenommen wird.

Vergleicht man die Kapitalwerte der verschiedenen Integrationsstufen des E-Pkw in den Haushalt (vgl. Abbildung 6.2), so sieht man die große Bandbreite der Ergebnisse. Tendenziell ermöglicht die Integration des E-Pkw durch gesteuertes Laden und Rückspeisung einen höheren Eigenverbrauchsanteil und Kapitalwert der PVA.

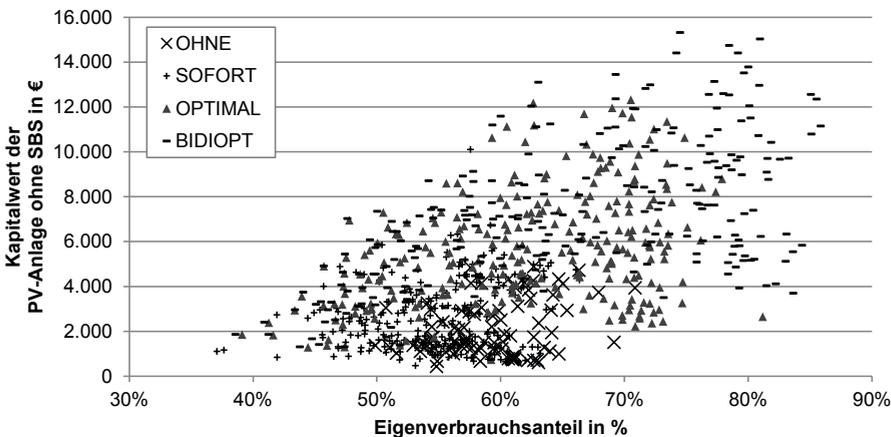


Abbildung 6.2: Einfluss der Integrationsstufen des E-Pkw auf den Kapitalwert der PVA (REF)

Modelllaufvariante MLV^{SBS} (Haushaltssystem mit PVA und SBS)

Das Haushaltssystem mit PVA wird in der Modelllaufvariante MLV^{SBS} ergänzt mit einem SBS. Durch die Differenz von $Zielwert^{SBS}$ und $Zielwert^{oSBS}$ ergibt sich der Kapitalwert für das SBS (NPV^{SBS}). Allerdings ist zu beachten, dass die Zielwerte durch die Unterschiede in installierter Leistung der PVA und ggf. durch geändertes gesteuertes Laden des E-Pkw beeinflusst werden. Durch die modellendogene Dimensionierung des SBS ist der Ergebniswert NPV^{SBS} ein wichtiger Indikator für die Relevanz und Vorteilhaftigkeit des SBS und lässt indirekt einen Rückschluss auf die Speicherkapazität zu. Im Folgenden werden dennoch auch die Speicherkapazität (kWh_{inst}) oder der Kapitalwert pro Einheit ($€/kWh_{inst}$) dargestellt.

In der Variante *REF_OHNE* ohne E-Pkw weist das SBS in allen 88 untersuchten Haushalten einem positiven Kapitalwert pro Einheit von $294 \pm 156 \text{ €/kWh}_{\text{inst}}$ auf. Die durchschnittliche Netto-Speicherkapazität liegt bei $2,4 \pm 1,1 \text{ kWh}_{\text{inst}}$. Aufgrund des SBS wird die PVA größer dimensioniert ($2,3 \pm 1,1 \text{ kW}_p$) und der Eigendeckungsanteil steigt auf $43,1 \pm 7,5 \%$. Das ist mehr als das Doppelte im Vergleich zum System ohne SBS. Der Strombezug des Haushalts reduziert sich auf $2\,349 \pm 1\,032 \text{ kWh/a}$. Da für den Betrieb des SBS kein Anreiz zur Reduktion der maximalen Bezugsleistung vorliegt, verändert sich diese kaum. Die maximale Einspeiseleistung steigt um durchschnittlich 75 %.

Ergänzt ein E-Pkw das Haushaltssystem mit PVA und SBS und wird ungesteuert geladen (*REF_SOFORT*), resultiert daraus ein wesentlich größer dimensioniertes SBS ($3,9 \pm 1,6 \text{ kWh}_{\text{inst}}$) bei einem Kapitalwert von $1\,317 \pm 568 \text{ €}$ und einer größer dimensionierten PVA. Ermöglicht man allerdings ein gesteuertes Laden des E-Pkw (*REF_OPTIMAL*), so konkurrieren zwei Flexibilitätsoptionen miteinander. Die Folge ist, dass das SBS etwas kleiner dimensioniert wird ($3,5 \pm 1,8 \text{ kWh}_{\text{inst}}$) bei einem leicht geringeren Kapitalwert ($1\,010 \pm 521 \text{ €}$) als bei *REF_SOFORT*. Dennoch haben weiterhin alle SBS der 250 untersuchten Haushaltskombinationen einen positiven Kapitalwert. Dies ändert sich, wenn der E-Pkw auch in den Haushalt zurückspeisen kann und so ebenfalls als Speicher betrieben wird (*REF_BIDIOPT*). Dadurch werden in 36 von 250 untersuchten Haushaltskombinationen kein SBS integriert, da der Kapitalwert nicht positiv wird. Die zugebaute Speicherkapazität reduziert sich deutlich ($2,5 \pm 2,2 \text{ kWh}_{\text{inst}}$). Durch die beiden Speichersysteme von *REF_BIDIOPT* steigt der Eigendeckungsanteil auf über 50 %.

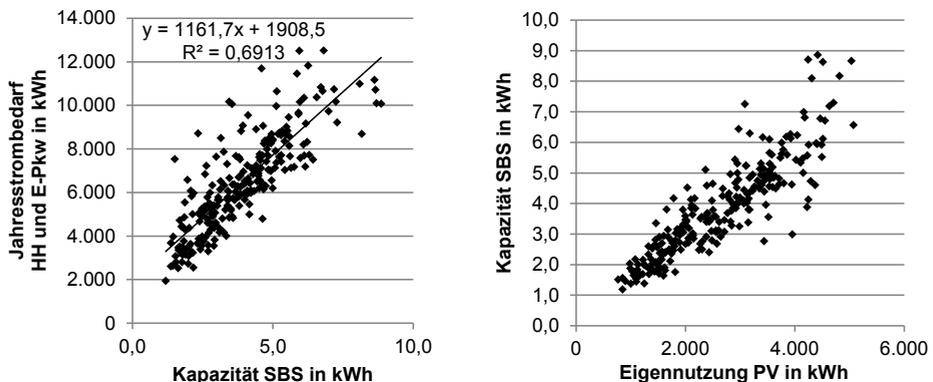


Abbildung 6.3: SBS-Kapazität in Abhängigkeit des Strombedarfs und der PV-Eigennutzung (*REF_SOFORT*)

Untersucht man die Einflussfaktoren auf die Speicherkapazität in der Variante *REF_SOFORT*, so stellt man eine relativ gute Korrelation zum Jahresstrombedarf des Haushaltes und auch zur Eigennutzung der Elektrizität der PVA fest (vgl. Abbildung 6.3). Die Trendlinie von der Kapazität des SBS und des Jahresstrombedarfs wurde genutzt für die Formel (5.51), mit der die Kapazität des SBS exogen vorgegeben werden kann¹²⁰. Weitere wesentliche Abhängigkeiten können nicht ausgeschlossen werden, konnten aber hier nicht festgestellt werden.

Die Wirtschaftlichkeit des SBS hängt maßgeblich von dessen erwartbarer Lebensdauer ab (vgl. Formel (5.6)). Durch die Nutzung des SBS reduziert sich in den untersuchten Varianten die kalendarische Lebensdauer bei *REF_OHNE* und *REF_SOFORT* um knapp ein Jahr ($0,9 \pm 0,1$ a). Bei *REF_OPTIMAL* und *REF_BIDIPT* ist die Abnutzung etwas geringer. Beim Vergleich von der zyklischen Alterung mit dem Kapitalwert ist eine große Heterogenität zu sehen (vgl. Abbildung 6.4 links bei *REF_SOFORT*). Stellt man jedoch den Kapitalwert pro Einheit dar (vgl. Abbildung 6.4 rechts), ist eine klare Tendenz festzustellen: eine hohe Ausnutzung der zyklischen Lebensdauer steigert den Kapitalwert. Daraus kann abgeleitet werden, dass der maximale Energieumsatz des SBS möglichst ausgenutzt werden sollte.

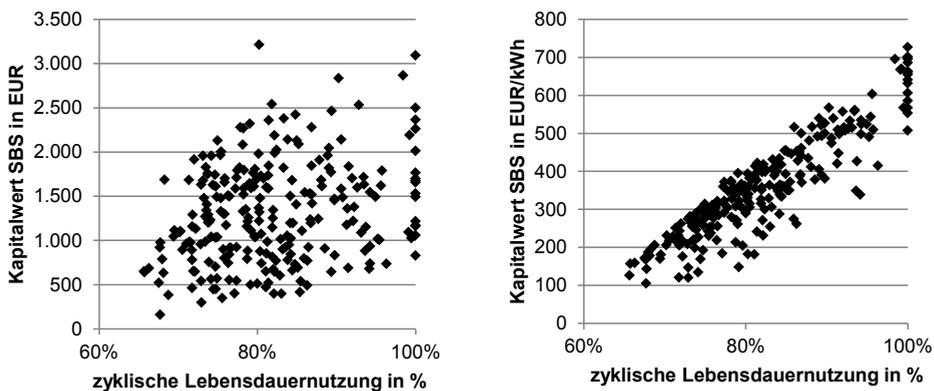


Abbildung 6.4: Kapitalwert zur Ausnutzung der zyklischen Lebensdauer des SBS (*REF_SOFORT*)

Die verschiedenen Integrationsstufen des E-Pkw in den Haushalt haben einen signifikanten Einfluss auf den Kapitalwert des SBS und den Eigendeckungsanteil (vgl. Abbildung

¹²⁰ Zur exogenen Vorgabe der Spitzenleistung der PVA wurde ebenfalls eine lineare Trendlinie in Bezug auf den Jahresstrombedarf des Systems ermittelt und in Formel (5.52) eingesetzt.

6.5). Gesteuertes Laden des E-Pkw ermöglicht i. d. R. höhere Eigendeckungsanteile. Ein höherer Eigendeckungsanteil bedeutet jedoch nicht unbedingt einen höheren Kapitalwert.

In allen Varianten und Integrationsstufen des E-Pkw ist an dem kombinierten Kapitalwert ($NPV^{PV\&SBS}$) der Vorteil der kombinierten Investition aus PVA und SBS erkennbar. Dieser Vorteil zeigt sich besonders, wenn das Laden des E-Pkw gesteuert durch das Haus-EMS erfolgt.

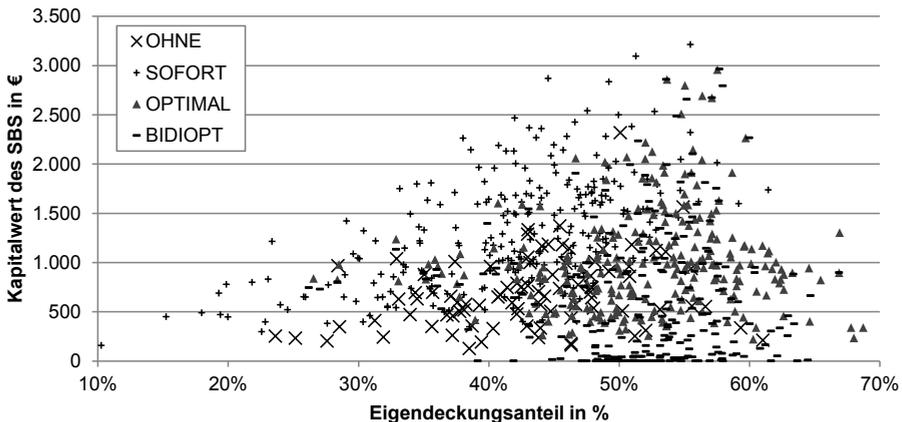


Abbildung 6.5: Einfluss der Integrationsstufen des E-Pkw auf den Kapitalwert des SBS (*REF*)

Untersucht man eine vierte Modelllaufvariante MLV^{OPV} , also Haushalte mit E-Pkw und SBS aber ohne PVA, so ist in keinem der untersuchten Haushaltskombinationen für *REF_SOFORT* ein positiver Kapitalwert des SBS (NPV^{SBS}) erreichbar; weshalb die optimale Speicherkapazität ($Kapa^{SBS}$) bei 0 kWh liegt. Diese Ergebnisse stützen die These der Vorteilhaftigkeit einer kombinierten Investition in eine PVA mit SBS und die daraus resultierende Möglichkeit, Eigenerzeugung selbst zu nutzen¹²¹.

6.1.2 Lastgänge eines Beispielhaushaltes

Anhand eines Beispielhaushaltes (RHH26, vgl. Anhang B) mit einem beispielhaften Mobilitätsprofil für ein BEV (BEV132, vgl. Anhang D) sollen die Einflüsse und Auswirkungen auf die Lastflüsse veranschaulicht werden. In Abbildung 6.6 wird der Netzlastgang einer Frühlingswoche (KW 21) dargestellt. Bei der Lastkurve eines Haushaltes (HH) mit

¹²¹ Fehlt dieser Anreiz des Selbstverbrauchs, könnten lediglich andere Anreize die Investition eines SBS auch ohne PV-Anlage positiv beeinflussen. Dies könnten bspw. dynamische Tarife sein oder eine Teilnahme an Energiemärkten.

E-Pkw in der Variante *REF_SOFORT* sind deutlich die Ladevorgänge zu sehen. An fünf Tagen in der Woche (Dienstag bis Samstag) wird jeweils kurz nach 6 Uhr morgens geladen. So kann angenommen werden, dass der E-Pkw jeweils nach einer Nachtschicht morgens nach Hause gefahren und dann sofort geladen wird.

Hat der Haushalt zusätzlich eine PVA, ändert sich die Netzlastkuve fundamental. An sonnigen Tagen wird der Verbrauch tagsüber komplett von der PVA gedeckt und überschüssige Elektrizität ins Netz eingespeist (z. B. Montag oder Dienstag). An Tagen mit wenig Sonneneinstrahlung (z. B. Freitag oder Samstag) gibt es mehrere Wechsel zwischen Einspeisung und Netzbezug. Die maximale Netzbelastung wird dadurch eher zufällig reduziert. Insgesamt wird relativ viel Elektrizität ins Netz eingespeist, wobei durchaus hohe Leistungen fließen.

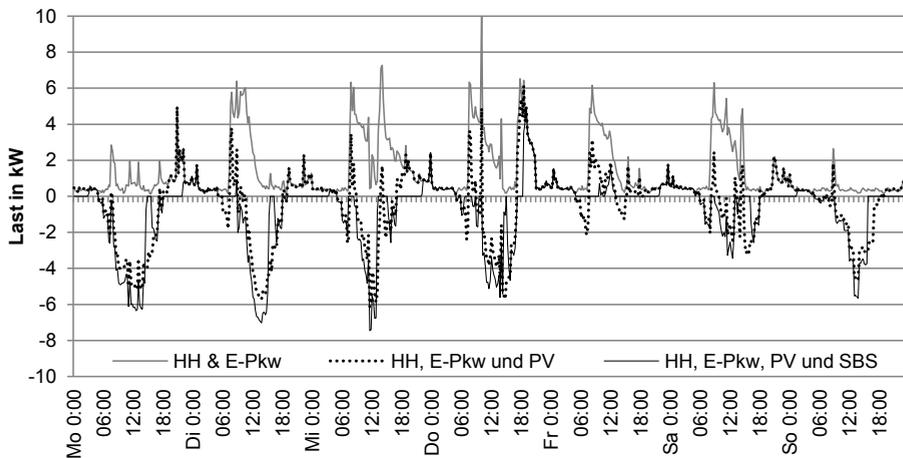


Abbildung 6.6: Lastgang eines Beispielhaushaltes (*REF_SOFORT*, KW 21, RHH26, BEV132)

Durch ein zusätzliches SBS verändert sich die Netzlastkurve nochmals. In den Abendstunden kann durch das SBS mit einer Kapazität von $5,9 \text{ kWh}_{\text{inst}}$ regelmäßig der Netzbezug vermieden werden (Ausnahme hier der Donnerstag). Erst in der Nacht erfolgt wieder ein Netzbezug. Betrachtet man die Energiesummen, so hat der Haushalt in dieser Woche einen Strombedarf von 118 kWh und der E-Pkw einen Ladebedarf von gut 100 kWh . Die PVA (mit SBS) wandelt in dieser Woche Sonnenenergie in rund 355 kWh Elektrizität. Davon werden 200 kWh selbst verbraucht. Entsprechend verbleibt wenig Netzbezug.

In der Variante mit gesteuertem Laden (*REF_OPTIMAL*) sieht die Lastkurve durch das gesteuerte Laden deutlich anders aus (vgl. Abbildung 6.7). Da bei einem Haushalt ohne PVA und mit einem einfachen Stromtarif (konstanter Arbeitspreis) keine zeitliche Präfe-

renz für Strombezug vorliegt, kann der E-Pkw in vielen kleinen Teilladungen geladen werden. Im Modell ist auch keine Präferenz für ein Laden in einem Block berücksichtigt. Durch die PVA besteht ein starker Anreiz zum Selbstverbrauch, so dass die Ladelast entsprechend in die Sonnenstunden gelegt wird. Dennoch steigt die Leistungsspitze beim Einspeisen auf ca. 8 kW. Das SBS reduziert auch in diesem Fall den Netzbezug in den Abendstunden. Im Verlauf des Freitags erfolgt für viele Stunden gar kein Elektrizitätsaustausch mit dem Netz.

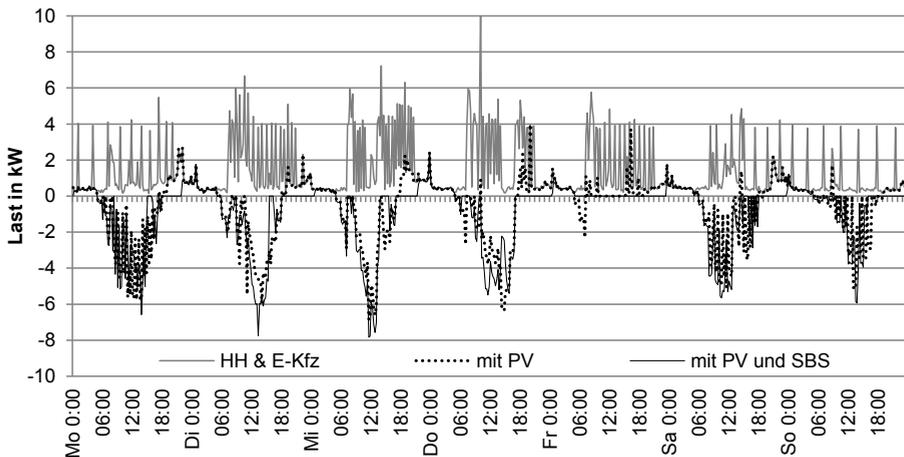


Abbildung 6.7: Lastgang eines Beispielhaushaltes (*REF_OPTIMAL*, KW 21, RHH26, BEV132)

Unterteilt man den Strombedarf nach Quellen, so dominiert an sonnenreichen Tagen der Eigenverbrauch des PV-Stroms (vgl. Abbildung 6.8, links). Der Netzbezug reduziert sich hauptsächlich auf die Nachtstunden. In den Abendstunden versorgt das SBS die Last oder glättet teilweise Spitzen über den Tag. Unterscheidet man die Last (vgl. Abbildung 6.8, rechts), so benötigt der Haushalt i. d. R. eine Last zwischen 300 W und 2 kW. Manchmal ist es weniger (minimal 0,13 kW), selten gibt es eine Lastspitze (maximal 7 kW). In der Regel sind die höheren Leistungsbedarfe durch den E-Pkw begründet. Das Laden des SBS erfolgt tendenziell am Nachmittag. Wird ein zweiter Teilzyklus im Lauf des Tages durchgeführt, erfolgt auch am Vormittag ein Ladevorgang.

Der Ladestand des SBS wird in Abbildung 6.9 (links, gestrichelt) dargestellt. Ein hoher Ladestand wird möglichst vermieden, da dies im Modell mit einer beschleunigten Alterung einhergeht und somit die kalendarische Lebensdauer reduziert. Niedrige Ladezustände sind im Modell bzgl. der kalendarischen Lebensdauer nicht berücksichtigt, da hier

keine quantitativen Zusammenhänge in der Literatur gefunden werden konnten (vgl. Abschnitt 5.2.3, Fußnote 97).

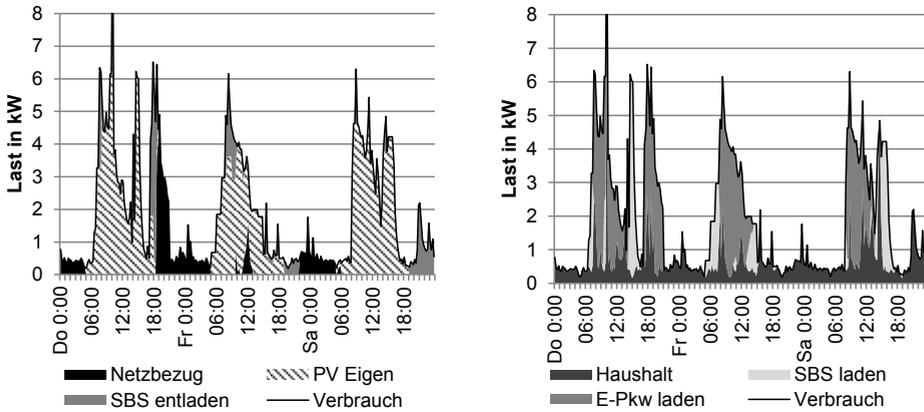


Abbildung 6.8: Lastgang eines Beispielhaushaltes – Lastaufteilung nach Quellen und nach Verbrauch (REF_SOFORT, KW 21, RHH26, BEV132)

Der überwiegende Teil des Stroms aus der PVA wird für den Eigenverbrauch verwendet (vgl. Abbildung 6.9, links). Bei weniger sonnigen Tagen erhöht sich der Eigenverbrauch tlw. bis zu 100 %.

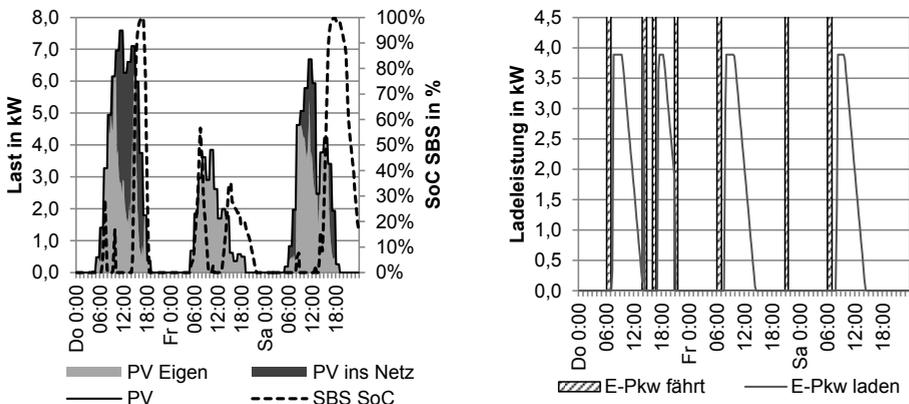


Abbildung 6.9: Lastgang eines Beispielhaushaltes – Zeitverläufe der einzelnen Technologien: PV, SBS, E-Pkw (REF_SOFORT, KW 21, RHH26, BEV132)

Die Zeiten, in denen die Batterie des E-Pkw geladen wird (vgl. Abbildung 6.9, rechts), ist abhängig von der Mobilität und der verfügbaren Ladeinfrastruktur zu Hause. In Abbil-

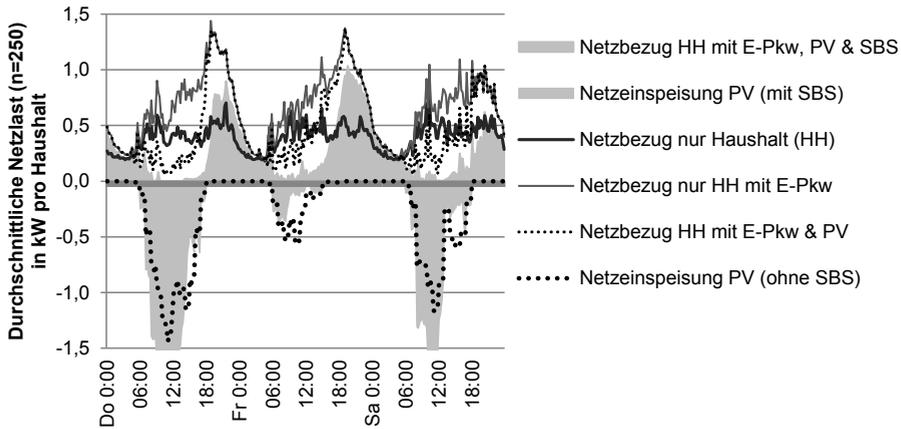
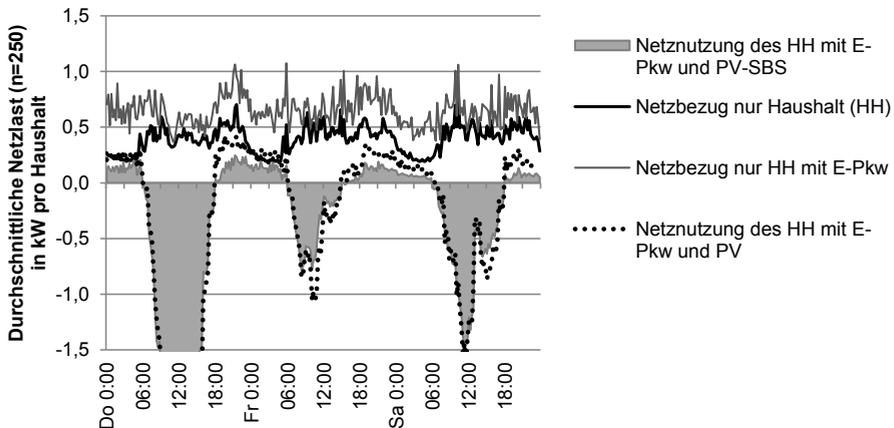
dung 6.9 wird das Fahrzeug überwiegend nachts genutzt und anschließend geladen. Am Donnerstagabend reicht die Zeit nach der letzten Fahrt nicht aus, um die Batterie wieder voll zu laden. Entsprechend wäre in diesem Zeitfenster das Potenzial zur Lastverschiebung begrenzt. An den anderen Tagen würde die lange Parkzeit ein Verschieben des Ladevorgangs ermöglichen.

6.1.3 Netzbelastung

Nach dem illustrativen Einzelbeispiel sollen nun allgemeinere Ergebnisse zur Netzbelastung untersucht werden. Im Folgenden werden die Leistungskurven aller untersuchten Haushaltskombinationen zu Durchschnittskurven zusammengefasst. Da jedoch weder die Haushaltslastgänge noch die Mobilitätsprofile nach repräsentativen Kriterien ausgewählt werden konnten, sind die folgenden Ergebnisse weder repräsentativ für ganz Deutschland, noch für eine bestimmte Region. Die Ergebnisse sind lediglich eine Annäherung und zeigen generelle Tendenzen verschiedener Haushaltstechnologien. In der Abbildung 6.10 lassen sich die verschiedenen Kurven des Referenzszenarios *REF_SOFORT* gut vergleichen. Der Netzbezug eines durchschnittlichen Haushaltes ohne E-Pkw, ohne PV und ohne SBS ähnelt der H0-Kurve und zeigt die üblichen kleinen Lastspitzen am Morgen und am Abend. Die durchschnittliche Netzlast liegt bei etwa 0,46 kW. Hat der Haushalt einen E-Pkw, steigert sich die durchschnittliche Netzlast auf ca. 0,73 kW, wobei sich die Spreizung zwischen Mindestlast und Spitzenlast deutlich vergrößert.

Hat der Haushalt mit E-Pkw zusätzlich eine PVA, reduziert sich durch den Eigenverbrauch die Netzlast an sonnigen Tagen wesentlich. Hinzu kommt eine Netzeinspeisung, die im Jahresdurchschnitt bei 0,13 kW liegt. Die Spitzen-Einspeiseleistung von 1,65 kW kommt nahe an die Spitzenlast von 2,3 kW. Anhand der Kurven zeigt sich, dass es durchaus ein Ausgleichspotenzial zwischen den Haushalten gibt. Denn trotz hoher durchschnittlicher Netzeinspeisung tagsüber gibt es eine nennenswerte durchschnittliche Netzlast, die wahrscheinlich im Niederspannungsnetz direkt ausgeglichen werden kann und so den Rückfluss ins übergelagerte Mittelspannungsnetz reduziert.

Hat ein Haushalt sowohl ein E-Pkw als auch eine PVA mit SBS reduziert sich der durchschnittliche Netzbezug tagsüber auf nahezu null. Auch der Leistungsbezug am Abend wird reduziert. Dafür steigt die Netzeinspeisung durch größer dimensionierte PVA deutlich. So liegt nun die durchschnittliche Einspeisespitze bei 2,9 kW und übertrifft die durchschnittliche Netzlastspitze, die bei 2,1 kW liegt.

Abbildung 6.10: Durchschnittliche Netzbelastung im Technologienutzungsvergleich (*REF_SOFORT*, KW 21)Abbildung 6.11: Durchschnittlicher Netzaustausch im Technologienutzungsvergleich (*REF_BIDIOPT*, KW 21)

In der Variante mit bidirektional gesteuertem Laden (*REF_BIDIOPT*) zeigt sich in Abbildung 6.11 eine deutlich veränderte Netznutzung (Netzbezug und Netzeinspeisung). Die Kurve des durchschnittlichen Netzbezuges eines Haushaltes mit E-Pkw hat eine geringere Spreizung bei einer gleichen durchschnittlichen Netzlast von 0,73 kW zu *REF_SOFORT*. Hat der Haushalt zusätzlich eine PVA, reduziert sich die durchschnittliche Netznutzung auf lediglich 0,16 kW und mit SBS auf 0,13 kW. Im Vergleich dazu liegt die durchschnittliche Netznutzung eines Haushaltes mit PVA, SBS und E-Pkw (*REF_SOFORT*) bei 0,29 kW.

Tabelle 6.4: Kennwerte zur Netznutzung eines durchschnittlichen Haushaltes (*REF*)

		<i>OHNE</i>	<i>SOFORT</i>	<i>OPTIMAL</i>	<i>BIDIOPT</i>
	HH-Kombinationen	88	250	250	250
<i>MLV^o</i>	Netzbezug in kWh/a	3 993	6 399	6 399	6 399
	Ø Netzlast in kW	0,46	0,73	0,73	0,73
	max. Netzlast in kW	1,4	2,3	2,0	1,8
<i>MLV^{PV}</i>	Netzbezug in kWh/a	3 143	5 227	4 107	3 408
	Ø Netzlast in kW	0,36	0,60	0,47	0,39
	max. Netzlast in kW	1,4	2,3	1,8	1,8
	Netzeinspeisung in kWh/a	-708	-1 167	-1 761	-2 046
	Ø Netzeinspeisung in kW	-0,08	-0,13	-0,20	0,-23
	max. Netzeinspeisung in kW	-1,1	-1,7	-2,9	-3,6
	Ø Netznutzung in kW	0,28	0,46	0,27	0,16
<i>MLV^{SB}</i>	Netzbezug in kWh/a	2 349	3 880	3 069	2 872
	Ø Netzlast in kW	0,27	0,44	0,35	0,33
	max. Netzlast in kW	1,3	2,1	1,6	1,6
	Netzeinspeisung in kWh/a	-832	-1 332	-1 607	-1 738
	Ø Netzeinspeisung in kW	-0,10	-0,15	-0,18	-0,20
	max. Netzeinspeisung in kW	-1,9	-2,9	-3,7	-3,8
	Ø Netznutzung in kW	0,17	0,29	0,17	0,13

Eine Gesamtübersicht zur durchschnittlichen Netznutzung eines Haushalts anhand der Ergebnisse aus dem Referenzszenario ist in Tabelle 6.4 dargestellt. Im Unterschied zur Übersicht in Tabelle 6.3 wurden hier zunächst alle Lastgänge pro Zeitscheibe summiert und dann durch die Anzahl an HH-Kombinationen geteilt. Aus diesen durchschnittlichen Leistungskurven (Strombedarf, Netzbezug und Netzeinspeisung) wurden dann die dargestellten Werte für Tabelle 6.4 berechnet. Bei Tabelle 6.3 wurden, im Gegensatz dazu, zunächst die Kennwerte jeder HH-Kombination erstellt und dann die Mittelwerte gebildet. Ein geringerer Netzbezug resultiert hier in einer geringeren durchschnittlichen Netzlast. Diese Tendenz ist auch bei der durchschnittlichen Maximalbelastung erkennbar. Für die Netzeinspeisung gelten die Zusammenhänge analog.

6.1.4 Kohlendioxidemissionen

Die Umweltauswirkungen des untersuchten Systems sollen im Folgenden insbesondere in Bezug auf die CO₂-Emissionen der Elektrizitätserzeugung untersucht werden. Nach der Bundesregierung soll die Elektromobilität wesentlich zur Reduktion der Klimagase beitragen (Bundesregierung 2009; NPE 2014a). Allerdings ist eine Emissionsminderung erst dann erreichbar, wenn die Elektrizitätserzeugung entsprechend weniger CO₂-Emissionen verursacht, als beim Verbrennungsmotor konventioneller Fahrzeuge für die Erbringung

der gleichen Verkehrsleistung entstanden wären (Helms u. a. 2010). Das Ziel der Emissionsminderung im Elektrizitätssektor ist ebenfalls ein langfristiges Ziel der Bundesregierung und trägt damit gleichzeitig zur Erreichung des ersten Zieles bei (Bundesregierung 2007). Im Kontext dieser Arbeit steht der indirekte persönliche Emissionsfaktor des einzelnen Haushalts im Vordergrund. Dieser setzt sich zusammen aus dem lokalen Verbrauch der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung (PVA) und dem Reststrombezug mit dem Emissionsfaktor der landesweiten Elektrizitätserzeugung. Alternativ könnte auch bilanziell die gesamte Eigenerzeugung bei der Berechnung des Emissionsfaktors berücksichtigt werden. Dadurch würden jedoch sowohl der tageszeitliche Einfluss der PV-Eigenerzeugung als auch die Möglichkeiten einer Einflussnahme durch Lastverschiebung vernachlässigt.

Der Emissionsfaktor von CO₂ des deutschen Elektrizitätsmixes hat sich vom Jahr 1990 mit 761 g_{CO2}/kWh auf 569 g_{CO2}/kWh im Jahr 2014 reduziert (UBA 2013). Die Interdependenzen zwischen lokaler Nachfrageänderung und dem Einfluss auf den landesweiten Elektrizitätsmix wird hier nicht untersucht. Dazu sei auf Arbeiten wie Jochem u. a. (2015), Pehnt u. a. (2011) oder Schill & Gerbaulet (2015) verwiesen. Für 2030 berechnen Jochem u. a. (2015) für den jährlichen deutschen Durchschnittsmix einen Emissionsfaktor für CO₂ von ca. 290 g_{CO2}/kWh sowohl für das Szenario ungesteuertes Laden als auch für das Szenario gesteuertes Laden. Bei der Betrachtung des marginalen Mixes errechnen sie jedoch große Unterschiede zwischen ungesteuertem Laden und gesteuertem Laden.

Berechnet man aus den Angaben des Durchschnittsmixes und dem Eigenverbrauch aus PV den persönlichen Emissionsfaktor des Haushaltes und des E-Pkw für 2030, so ist der Eigendeckungsanteil von Bedeutung, um den Anteil des Netzbezuges zu ermitteln¹²². Beim E-Pkw wird davon ausgegangen, dass er ausschließlich zu Hause geladen wird und einen Durchschnittsverbrauch von 0,235 kWh/km hat. Für die Berechnung des marginalen Mixes werden die stündlichen Emissionswerte der Typtage aus Jochem u. a. (2014a) genutzt und mit den Ergebnissen des resultierenden Netzbezuges aus *REF* multipliziert. Abschließend wird der daraus resultierende spezifische CO₂-Emissionswert mit dem Eigendeckungsanteil multipliziert, um den persönlichen Emissionsfaktor zu erhalten.

Die so ermittelten Werte in Tabelle 6.5 stellen die durchschnittlichen Emissionsfaktoren der untersuchten Haushalte und E-Pkw für 2030 dar. Die Werte der einzelnen Haushaltskombinationen können je nach Eigendeckungsanteil deutlich davon abweichen. Der er-

¹²² Der persönliche Emissionsfaktor berechnet sich aus dem Emissionsfaktor des deutschen Elektrizitätsmixes bezogen auf den Bezugsanteil aus dem Netz. Beispiel für *REF_OHNE* für den Durchschnittsmix des Haushaltes: $290 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh} \cdot (100 \% - 43,1 \%) = 165 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$.

rechnete Emissionswert für E-Pkw (mit dem Durchschnittsmix) liegt damit deutlich unter dem Zielwert von 70 g_{CO₂}/km der Europäischen Union¹²³ für neu zugelassene Pkw im Jahr 2030 (Thiel u. a. 2014).

Tabelle 6.5: Durchschnittliche persönliche CO₂-Emissionsfaktoren für das Jahr 2030 (REF)

		<i>OHNE</i>	<i>SOFORT</i>	<i>OPTIMAL</i>	<i>BIDIOPT</i>
Haushalts (HH)-Kombinationen		88	250	250	250
Eigendeckungsanteil in %		43,1	41,6	52,1	51,7
CO ₂ -Emissionsfaktor	Durchschnittsmix HH und E-Pkw in g/kWh	165	169	139	140
	Durchschnittsmix für E-Pkw in g/km	39	40	33	33
	Marginaler Mix HH und E-Pkw in g/kWh	257	265	219	220
	Marginaler Mix für E-Pkw in g/km	60	62	51	52

Betrachtet man, über die bisherigen Auswertungen hinaus, den gesamten Lebenszyklus, so müssen auch die bei der Herstellung und Entsorgung des Produktes anfallenden CO₂-Emissionen in den Blick genommen werden. In einer sogenannten Lebenszyklusanalyse (engl. life cycle analysis, LCA) hat das UBA (2014) für PV einen Emissionsfaktor von 55 g_{CO_{2äqui}}/kWh ermittelt. Ergänzt man zu der PVA das SBS, steigt der Emissionsfaktor (ebenfalls auf Basis einer Lebenszyklusanalyse (LCA)) leicht auf 60 bis 73 g_{CO_{2äqui}}/kWh (Jülch u. a. 2015)¹²⁴.

Weitergehend ermittelte das UBA (2014) den Netto-Vermeidungsfaktor von PV von 706 g_{CO_{2äqui}}/kWh bezogen auf das Jahr 2013. Dabei wird sowohl der PV-Emissionsfaktor berücksichtigt als auch der entsprechende Substitutionsfaktor, der einen höheren Anteil an Elektrizität aus Kohlekraftwerken verdrängt als der durchschnittliche deutsche Gesamtmix aufweist. Somit wäre der Nettoeffekt zur Vermeidung von CO₂-Emissionen durch die Eigenerzeugung aus PV noch etwas größer als in Tabelle 6.5 dargestellt.

Aus den verschiedenen Ergebnissen ist ersichtlich, welch großen Einfluss die Herangehensweise an das Thema hat. Im Fokus steht hier das Treibhausgas CO₂, denn nach UBA

¹²³ Betrachtet man das Gesamtsystem, so existiert für den Elektrizitätssektor das Instrument des EU-ETS in den der Verkehrssektor bisher nicht integriert ist. Somit kann aus diesem Blickwinkel angenommen werden, dass jedes E-Kfz eine entsprechende Emissionsminderung bewirkt, da die Emissionsgrenze des EU-ETS trotz des zusätzlichen Elektrizitätsbedarfes durch E-Kfz konstant bleibt.

¹²⁴ Peters u. a. (2017) ermitteln auf Basis eines Reviews den Durchschnittswert von 328 kWh kumulierter Energieaufwand und 110 kg CO_{2eq} bezogen auf eine kWh installierte Batteriekapazität. Bezieht man diesen Wert auf 7 000 Zyklenäquivalente entspricht das ca. 16 g_{CO_{2eq}} pro gespeicherte kWh.

(2014) ist der Einfluss der CO₂-Emissionen bezogen auf den Vermeidungsfaktor¹²⁵ deutlich größer als der Einfluss aller anderen Treibhausgase (CH₄, N₂O). Die Werte in CO₂-Äquivalenten sind entsprechend ähnlich den CO₂-Emissionen.

Zu erwähnen ist allerdings, dass der ökologische Aspekt nicht nur auf die Treibhausgasemissionen reduziert werden sollte. Relevant sind auch lokale Effekte und externe Kosten, die teilweise auch von den Treibhausgasen beeinflusst sind, aber nicht nur. Auch hier gibt es entsprechende Arbeiten wie EC (2008), Jochem u. a. (2011) oder Jochem u. a. (2016) für den Bereich Verkehr und bspw. Krewitt & Schlomann (2006) für den Bereich Stromerzeugung.

6.2 Ergebnisse der Szenarien

Ergänzend zum Referenzszenario sollen die beiden Szenarien *TRÄG* und *DYN* die mögliche Entwicklungsbreite aufzeigen. Außerdem soll mit dem Szenario *AKTUELL* der heutige Stand dargestellt werden. Ein Ergebnisvergleich ist mit den Werten in Tabelle 6.6 möglich.

Im Szenario *TRÄG* sorgen die Rahmenbedingungen und die Preisentwicklungen in allen Integrationsstufen des E-Pkw für einen minimalen Zubau von SBS. Dieser ist so gering, dass er kaum Auswirkungen auf den Lastgang und den Zielwert hat. Selbst die PVA wird so klein dimensioniert, dass lediglich ein Eigendeckungsanteil von $17,1 \pm 6,8 \%$ erreicht wird. Unter solchen Rahmenbedingungen würde sich kein nennenswerter Markt für SBS in Haushalten entwickeln.

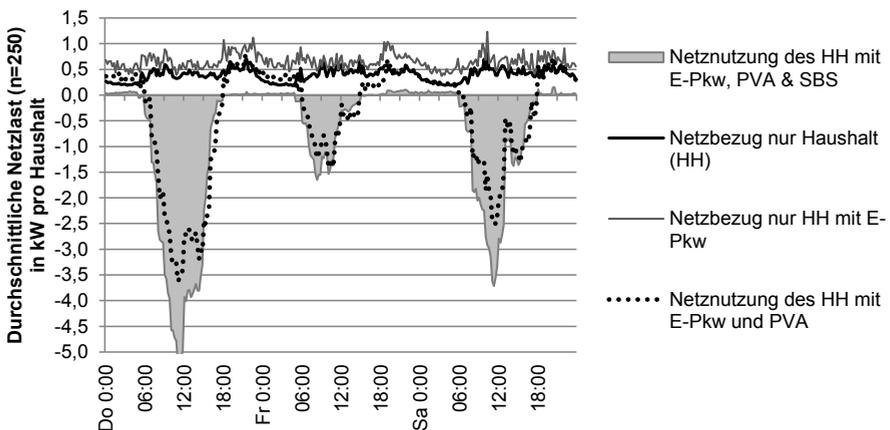
Im Szenario *DYN* hingegen ermöglichen die Rahmenbedingungen und die Preisentwicklungen einen starken Ausbau von PVA mit SBS. So kann bei *DYN_SOFORT* mit einem SBS von $9,5 \pm 4,4 \text{ kWh}_{\text{inst}}$ ein Kapitalwert von $5\,179 \pm 1\,820 \text{ €}$ erreicht werden. Das ist etwa das Vierfache, im Vergleich zum Szenario *REF_SOFORT*. Die zyklische Lebensdauer kann nur zu knapp 60 % ausgenutzt werden, so dass hier Potenzial besteht, den Preis durch geringere Anforderungen weiter zu senken oder weitere Nutzungsmöglichkeiten zu erschließen. Die ebenfalls groß dimensionierte PVA ermöglicht einen Eigendeckungsanteil von etwa zwei Drittel. Der verbleibende Netzbezug von 2 094 kWh/a bei *DYN_OPTIMAL* ist deutlich geringer als die Netzeinspeisung von durchschnittlich

¹²⁵ Der Vermeidungsfaktor bezieht sich auf die Vermeidung von Emissionen aus Stromerzeugung anderer Energieträger (Kohle, Gas und Öl). Dazu werden Substitutionsfaktoren genutzt. Bei PV dominiert mit 75,5 % (UBA, 2014, Tab. 6) die Substitution aus Steinkohle. Luftschadstoffe (SO₂, NO_x, Staub, CO, NMVOC) haben kein Treibhausgas- bzw. Versauerungspotenzial. In Bezug auf die Schadenskosten (insb. Gesundheit) sind auch Luftschadstoffe von Relevanz (UBA 2014a).

3 037 kWh/a. So wird unter den *DYN*-Rahmenbedingungen ein Haushalt zu einem Nettoeinspeiser mit einer durchschnittlichen Jahresnetznutzung von $-0,11$ kW.

Tabelle 6.6: Vergleichsübersicht relevanter Ergebnisse der drei Szenarien (n=250)

	<i>TRÄG</i>	<i>REF</i>	<i>DYN</i>	<i>AKTUELL</i>	
SOFORT, <i>MLV^{SBS}</i>	Zielwert ^{SBS} in €	-24 840 ± 8 492	-28 520 ± 9 901	-30 729 ± 10 642	-26 984 ± 9 290
	NPV ^{SBS} in €	19 ± 14	1 317 ± 568	5 179 ± 1 820	---
	NPV ^{SBS} in €/kWh _{inst}	30 ± 22	341 ± 147	546 ± 192	---
	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	0,6 ± 0,5	3,9 ± 1,6	9,5 ± 4,4	---
	Komb. mit NPV ^{SBS} > 0	250	250	250	0
	Ppeak ^{PV} in kW _p	1,3 ± 0,8	3,7 ± 1,5	6,6 ± 2,4	6,2 ± 2,6
	Eigenverbrauchsanteil in %	85,4 ± 4,8	72,4 ± 2,9	63,3 ± 2,5	29,5 ± 3,8
	Eigendeckungsanteil in %	17,1 ± 6,8	41,6 ± 8,4	65,6 ± 5,4	28,7 ± 8,5
	Netzbezug in kWh	5 311 ± 1 830	3 880 ± 1 466	2 460 ± 869	4 556 ± 1 663
	Netzeinspeisung in kWh	-303 ± 208	-1 332 ± 547	-3 010 ± 1 076	-4 887 ± 2 032
Ausnutzung zykl. Lebensd. in %	100 ± 0	82,0 ± 8,7	59,3 ± 4,3	---	
OPTIMAL, <i>MLV^{SBS}</i>	Zielwert ^{SBS} in €	23 055 ± 8 248	-25 696 ± 9 347	-27 283 ± 9 982	-23 416 ± 8 612
	NPV ^{SBS} in €	16 ± 14	1 010 ± 521	3 793 ± 1 715	---
	NPV ^{SBS} in €/kWh _{inst}	29 ± 26	292 ± 150	551 ± 249	---
	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	0,5 ± 0,5	3,5 ± 1,8	6,9 ± 3,8	---
	Komb. mit NPV ^{SBS} > 0	246	250	250	0
	Ppeak ^{PV} in kW _p	2,7 ± 1,2	4,6 ± 1,6	6,9 ± 2,4	8,6 ± 3,1
	Eigenverbrauchsanteil in %	79,4 ± 9,1	74,3 ± 4,1	65,1 ± 3,0	35,6 ± 4,7
	Eigendeckungsanteil in %	32,7 ± 9,5	52,1 ± 7,2	67,6 ± 4,1	46,0 ± 9,2
	Netzbezug in kWh	4 266 ± 1 665	3 069 ± 1 256	2 094 ± 799	3 364 ± 1 410
	Netzeinspeisung in kWh	-831 ± 477	-1 607 ± 614	-3 037 ± 1 123	-6 313 ± 2 393
Ausnutzung zykl. Lebensd. in %	100 ± 0	74,1 ± 7,1	57,6 ± 4,5	---	

Abbildung 6.12: Durchschnittlicher Netzaustausch (*DYN_OPTIMAL*, KW 21)

Eindrücklich wird das Szenario *DYN_OPTIMAL* in der Darstellung des durchschnittlichen Netzaustausches im Verlauf mehrerer Tage (vgl. Abbildung 6.12). Die Netzeinspeisung wird in diesem Fall an sonnigen Tagen die Netzbelastung dominieren. Die Einspeisespitzenleistung von ca. 5,9 kW übertrifft die Netzbezugsspitze von ca. 1,7 kW deutlich.

Das Szenario *AKTUELL* ermöglicht eine Einschätzung des aktuellen Standes auf Basis der in Tabelle 6.1 dargestellten Annahmen. Dabei wird deutlich, dass aktuell SBS noch nicht wirtschaftlich betrieben werden können. Dagegen erreichen die PVA durch die EEG-Vergütung einen positiven Kapitalwert von $4\,226 \pm 2\,134$ € in der Variante *AKTUELL_SOFORT* und $7\,791 \pm 3\,062$ € bei *AKTUELL_OPTIMAL*. Dabei genügen schon Eigenverbrauchsanteile um die 30 % für einen optimalen Betrieb. Bei den relativ hohen installierten Leistungen führt dies zu entsprechend hohen Netzeinspeisungen. Der Eigendeckungsanteil ist im Vergleich zu *REF* (MLV^{SBS}) etwas geringer. Hier wirkt sich das fehlende SBS aus.

6.3 Validierung und Variation von Modellannahmen

Die Validierung umfasst das Modell, die Daten und die Methoden. Die Validierung des Modells (Software) in Abschnitt 6.3.1 soll zeigen, dass mit dem Modell das betrachtete System richtig abbildet wird und die Fragestellungen anhand der Ergebnisse beantwortet werden. Dazu gehört auch die Datenvalidierung, also die Prüfung, ob die verwendeten Eingangsdaten von dem Modell korrekt übernommen und verarbeitet werden. Verschiedene Kenngrößen zur Modellkomplexität und zur Lösungszeit werden im Abschnitt 6.3.2 dargestellt. Die Methodvalidierung soll den Nachweis erbringen, dass die genutzte Methode geeignet ist für diesen Einsatzzweck und diese Fragestellung. Dazu gehört auch die Validierung, ob die Modellannahmen zur Vereinfachung (z. B. Linearisierung) der Realität angemessen sind. Deshalb werden im Abschnitt 6.3.3 verschiedene Ladecharakteristiken miteinander verglichen und im Abschnitt 6.3.4 die Modellierung der Alterungsprozesse vergleichend untersucht. Eine ausführliche Diskussion von Modellierung und Methodik folgt später in Abschnitt 8.3.

6.3.1 Validierung der Software

Zur inhaltlichen Überprüfung des Modells und seiner Gleichungen wurden die einzelnen Gleichungen mit beispielhaften Werten von Hand berechnet und somit deren Korrektheit überprüft. Dabei wurden verschiedene Vereinfachungen angewendet, um die Komplexität

zu verringern. So wurde bspw. bei den Vergleichsrechnungen ein gleichbleibender Wert für alle Zeitscheiben angenommen. Weiterhin wurden jeweils mehrere Vergleichsrechnungen durchgeführt und dabei jeweils ein Parameter variiert und bspw. Extremwerte eingesetzt. So wurde bei der Investitionsformel des SBS (5.6) bspw. die kalendarische Lebensdauer variiert und deren Auswirkungen auf die Investitionssumme überprüft. Damit können grundsätzliche Fehler in den Gleichungen verhindert werden.

In dem Softwarepaket GAMS (GAMS 2014) gibt es beim Ausführen eines Modells verschiedene automatisierte initiale Tests (auch Kompilierung genannt) (Rosenthal 2015), welche das Modell formal prüfen. So werden bspw. die Namen von Variablen, Gleichungen und deren Indexmengen geprüft. Damit wird sichergestellt, dass das Gleichungssystem aufgestellt werden und dem Löser übergeben werden kann.

Die Datenvalidierung erfolgt in mehreren Schritten, allerdings größtenteils ohne Automatisierung. Für die Speicherung und Vorverarbeitung werden die Eingabedaten in Tabledateien (insb. Microsoft Excel) gespeichert. Bei Datenreihen wurden diese zunächst anhand von Kennwerten¹²⁶ auf Plausibilität geprüft. Der Import der Daten in GAMS erfolgt zweistufig. Zunächst werden die Daten aus Excel ausgelesen und in dem GAMS-spezifischen Dateiformat GDX gespeichert. In einem zweiten Schritt werden die Daten aus GDX beim Kompilieren in das Modell eingelesen. Beim Einlesen ins Modell erfolgt eine Protokollierung in eine Textdatei, anhand dieser das erfolgreiche Einlesen nachvollzogen werden kann. Alle verwendeten Daten können am Ende des Modelllaufes in eine GDX-Datei geschrieben werden. Mit Hilfe dieser GDX-Ausgabedatei kann nochmals überprüft werden, ob alle Eingabewerte auch in der Ausgabedatei vorhanden sind und somit im Modell verwendet werden können. Anhand der Ausgabewerte und deren Aufarbeitung in Tabellen und Grafiken kann geprüft werden, ob alle Ergebniswerte vorhanden sind, welche zur Beantwortung der Fragestellungen notwendig sind. Mit diesen Kontrollen kann sichergestellt werden, dass die verwendeten Daten im Modell korrekt verarbeitet werden können.

Ein Vergleich der Ergebniswerte, insb. der Einsatzplanung, mit einem Realsystem konnte leider nicht durchgeführt werden. Solch ein Realsystem mit entsprechender Messtechnik stand leider nicht zur Verfügung. Durch den weiteren Ausbau des ESHL am KIT könnte in Zukunft eine Möglichkeit bestehen, die Ergebnisse mit realen Messwerten abzugleichen. Eine Plausibilisierung der Ergebniswerte wurde hingegen durchgeführt. So sind

¹²⁶ Hierbei wurden Mittelwerte, Maximal- und Minimalwerte genutzt.

bspw. die ähnlichen Zielwerte von *REF_SOFORT* zu *REF_OPTIMAL* bei *MLV^o* ein Indiz, dass die unterschiedlichen Lademethoden korrekt implementiert sind.

6.3.2 Modellkomplexität

Eine ausführliche Übersicht zur Komplexität¹²⁷ des Modells gibt Tabelle 6.7. Durchgeführt wurden die Berechnungen auf einem leistungsstarken Desktoprechner mit einer AMD FX-9370 CPU mit 8 Threads, die auf 4,7 GHz getaktet wurden¹²⁸. Der Arbeitsspeicher ist mit 24 GB mehr als ausreichend groß. Als Betriebssystem kam ein Windows Server 2012 mit x64 Architektur zum Einsatz. Als Software wurde GAMS in der Version 24.4.1 vom 20.12.2014 mit IBM Cplex 12.6.1 verwendet¹²⁹.

Tabelle 6.7: Übersicht zur Modellkomplexität des Referenzszenarios

	<i>OHNE</i>	<i>SOFORT</i>	<i>OPTIMAL</i>	<i>BIDIOPT</i>	
HH-Kombinationen	88	250	250	250	
<i>MLV^o</i>	Gleichungen / Reihen in Tsd.	140	140	315	350
	Variablen / Spalten in Tsd.	105	105	280	350
	Nicht-Null in Tsd.	280	280	695	871
	Lösungszeit, gesamt, in Std.	0,2	1,0	1,2	1,3
	<i>MLV^{PV}</i>	Gleichungen / Reihen in Tsd.	280	280	456
Variablen / Spalten in Tsd.		175	175	350	420
Nicht-Null in Tsd.		665	665	1 078	1 254
Lösungszeit, gesamt, in Std.		0,4	2,3	3,1	3,6
<i>MLV^{SBS}</i>	Gleichungen / Reihen in Tsd.	666	666	841	876
	Variablen / Spalten in Tsd.	526	526	701	771
	Binäre Variablen in Tsd.	70	70	70	70
	Nicht-Null in Tsd.	1 752	1 752	2 165	2 342
	Lösungszeit, gesamt, in Std.	2,6	8,5	9,9	13,4

Die Modellkomplexität wird im Wesentlichen getrieben durch die ganzjährige und kontinuierliche Viertelstundenauflösung, wodurch 35 040 Zeitscheiben berechnet werden. Ein

¹²⁷ Die Modellgröße der Varianten *OHNE* und *SOFORT* sind gleich, weil die Variablen für die Modellierung des E-Pkw nur für gesteuertes Laden (*OPTIMAL* und *BIDIOPT*) aktiv sind. In Variante *SOFORT* wird lediglich eine zusätzliche exogene Last eingebracht.

¹²⁸ Je nach Auslastung des Simulationsrechners durch andere Berechnungen variiert die Berechnungszeit deutlich. So konnten auch nicht alle Berechnungen mit der gleichen Anzahl an CPU-Kernen durchgeführt werden.

¹²⁹ Die Standardeinstellungen des Cplex haben sich in verschiedenen Vergleichsrechnungen als beste Einstellungsvariante herausgestellt. Dies liegt insb. an der Inhomogenität der verschiedenen Haushaltsvarianten. Durch die Einstellung des parallelen Berechnens mit verschiedenen Lösungsverfahren (concurrent) zeigt sich bspw. dass je nach Haushaltsvariante unterschiedliche Lösungsverfahren am Schnellsten sind.

rollierender Horizont wurde nicht gewählt, weil dadurch die Einflüsse der Batterialterung nicht adäquat berücksichtigt werden können. Weiterhin hat die Anzahl der untersuchten HH-Kombinationen einen großen Einfluss auf die Gesamtlaufzeit der Modellberechnung. Die bereits in Abschnitt 6.1 dargestellte Heterogenität der Haushaltsvarianten lässt eine noch geringere Anzahl an Berechnungen nicht zu.

6.3.3 Ladecharakteristiken

Die Ladekurve von LIB ist nicht durchgehend konstant, sondern weist eine Abhängigkeit zum SoC auf. Zudem hat der Stromrichter eine Wirkungsgradkennlinie in Abhängigkeit der Leistung. Deshalb ist zu prüfen, inwieweit verschiedene Annahmen und Vereinfachungen in diesem Bereich Auswirkungen auf das Ergebnis haben.

Die Zusammenhänge und die Notwendigkeit einer Einschaltsschwelle bei den Stromrichtern sind in Kapitel 5 beschrieben und in den Gleichungen (5.18), (5.28), (5.30), (5.33) und (5.34) umgesetzt. Aufgrund der hohen Rechenzeit werden diese Einschaltsschwellen im Szenario *REF* nicht aktiviert. Mit Vergleichsrechnungen werden nun die Auswirkungen mit dem Szenario *PMIN* aufgezeigt (vgl. Tabelle 6.8). Durch die Aktivierung der Einschaltsschwelle werden die Binärvariablen zur Lösungsfindung benötigt. Die Rechenzeit steigt bei den gesetzten Rahmenbedingungen um einen Faktor zw. 18 und 50. Dabei muss berücksichtigt werden, dass zwei Abbruchkriterien gesetzt wurden: Zum einen wurde eine maximale relative Abweichung des Zielwerts zur unteren Schranke von 1 % gefordert, zum anderen wurde ein zeitlicher Abbruch nach 3 Rechenstunden pro HH-Berechnung gesetzt. Das Zeitlimit wurde in mehreren Fällen angewendet (vgl. Tabelle 6.8)¹³⁰. Insbesondere bei *PMIN_OPTIMAL* sind die Abbruchkriterien ein kritischer Faktor. So wurden 96 von 250 HH-Varianten (38,4 %) durch die zeitliche Begrenzung abgebrochen¹³¹. Nicht zu klären ist dabei die Ursache, welche eine zeitadäquate Lösung bei manchen Haushaltskombinationen verhindert. Durch den Vergleich der Varianten *SOFORT* und *OPTIMAL* kann davon ausgegangen werden, dass dies hauptsächlich von den

¹³⁰ Das Szenario *PMIN_OHNE_02* wurde zusätzlich gerechnet mit einer maximalen, relativen Abweichung der Lösung zur unteren Schranke (MIP-Gap) von 0,1 % und mit einem zeitlichen Abbruch von sechs Rechenstunden pro HH-Berechnung. Nur bei einem der 88 Läufe konnte innerhalb der gesetzten maximalen Rechenzeit die Abweichungsschranke von 0,1 % unterschritten werden. Im Durchschnitt wurde eine kleinere Abweichung (-0,40 % ± 0,38 %) erreicht als bei der aufgezeigten Berechnung *PMIN_OHNE*. Eine weitere Anhebung der Rechendauer, bspw. auf 24 Stunden, bringt nur in manchen HH-Berechnungen eine Verbesserung des Ergebnisses.

¹³¹ Von diesen 96 Haushaltsvarianten haben 49 eine relative Abweichung von unter 2 %, die anderen liegen teilweise deutlich darüber.

Restriktionen des E-Pkw ausgeht, denn in der Variante *SOFORT* ist die Problematik deutlich schwächer ausgeprägt. Nur bei einer HH-Kombination hat das SBS keinen positiven Kapitalwert.

Tabelle 6.8: Ergebnisvergleich mit Einschaltsschwelle (Szenario *PMIN*) zu *REF* ohne diese

		<i>PMIN</i>	<i>REF</i>	<i>PMIN</i>	<i>REF</i>	<i>PMIN</i>	<i>REF</i>
		<i>OHNE</i>		<i>SOFORT</i>		<i>OPTIMAL</i>	
HH-Kombinationen		88	88	250	250	250	250
MLV ^{SBS}	Zielwert in €	-17 671 ± 7 453	-17 494	-28 733 ± 9 883	-28 520	-27 481 ± 8 964*	-25 696
	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	1,9 ± 1,0	2,4	3,2 ± 1,5	3,9	3,0 ± 1,7 *	3,5
	NPV ^{SBS} in €	516 ± 362	693	1 104 ± 555	1 317	883 ± 536 *	1 010
	Abbruchkriterium** angew.	11	0	3	0	96	0
	Komb. mit NPV ^{SBS} > 0	88	88	249	250	211	250
	Rel. Abweichung in %	-0,81 ± 0,52	0	-0,64 ± 0,26	0	-0,83 ± 0,39 *	0
	Lösungszeit, gesamt, in Std.	100,2	2,6	154,2	8,5	495,3	9,9

** Abbruchkriterium: nach 3 Std. Lösungsannäherung an das lineare Problem bei einer Minimalgrenze von 1 %

* Berücksichtigt wurden lediglich 201 HH-Kombinationen mit einer Abweichung unter 2 %

Insgesamt bestätigen die Ergebnisse, dass die Vereinfachung der Wirkungsgradkennlinie der Stromrichter eine erhebliche Reduktion der Lösungszeit mit sich bringt. Die durchschnittlichen Kapitalwerte des SBS sind bei *PMIN* im Vergleich zu *REF* um 13 bis 25 % geringer. In der Variante *OHNE* werden bei knapp einem Drittel der Haushalte eine Abweichung des Zielwerts bei *PMIN* im Vergleich zu *REF* von unter einem Prozent erreicht¹³². Insofern ist nicht von einem grundsätzlichen Problem auszugehen. Deshalb erscheint auf Basis dieser Erkenntnisse keine pauschale Schlussfolgerung möglich, ob die Berücksichtigung der Einschaltsschwelle notwendig ist.

Eine zweite wesentliche Modellannahme, welche die realen Prozesse wesentlich abstrahiert und vereinfacht, ist die maximal verfügbare Ladeleistung in Abhängigkeit des Ladezustandes (vgl. Abschnitt 4.2). Im Folgenden werden die vier verschiedenen vereinfachten Ladekurven miteinander verglichen. Dabei wird lediglich die Ladekurve des SBS angepasst. Die Ladekurve des E-Kfz bleibt unverändert zu *REF*, wie in Abschnitt 5.2.2 beschrieben.

In Tabelle 6.9 werden wesentliche Ergebniswerte dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die konstante Maximalleistungs-Ladekurve in Szenario *LADI* nur unwesentlich bessere Ergebniswerte erzielt als das Szenario *LAD3* (entspricht dem Szenario *REF*), welches den zweistufigen IU-Ladeprozess vereinfacht abbildet. Entsprechend scheint die vereinfachte

¹³² Eine absolute Abweichung von weniger als 50 € im Vergleich zu *REF* werden ebenfalls bei knapp 30 % der Haushalte erreicht.

Ladekurve von *LAD1* für die Modellierung des SBS legitim zu sein. Geht man hingegen davon aus, dass der Ladebereich mit konstanter Spannung vernachlässigbare Ladeleistungen ermöglicht (Szenario *LAD4*), so reduziert sich die nutzbare Batteriekapazität auf 75 %. Dadurch reduziert sich auch der resultierende Kapitalwert auf ca. 60 % im Vergleich zu *REF*. Ähnlich verhält es sich mit der Batteriekapazität. Die Ladecharakteristik in Szenario *LAD2* ist für die Modellierung einzelner Speicher eher ungewöhnlich und wurde eher der Vollständigkeit halber mit aufgenommen. So zeigt sich jedoch, dass in dem Fall von *LAD2* ein SBS kaum noch wirtschaftlich betreibbar wäre.

Tabelle 6.9: Verschiedene Ladekurven für SBS im Vergleich (MLV^{SBS}, n=250)

Szenario	Ladekurve	Zielwert in €	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	NPV ^{SBS} in €	Eigenverbrauchsanteil in %	
SOFORT	<i>LAD1</i>	L1: Vollladen	-28 505 ± 9 897	3,9 ± 1,6	1 332 ± 573	72,4 ± 2,9
	<i>LAD2</i>	L2: Ladestand	-29 781 ± 10 165	0,4 ± 0,3	55 ± 74	57,6 ± 4,3
	<i>LAD3/REF</i>	L3: Ladephasen	-28 520 ± 9 901	3,9 ± 1,6	1 317 ± 568	72,4 ± 2,9
	<i>LAD4</i>	L4: Schnellladen	-29 044 ± 10 048	2,1 ± 0,9	793 ± 424	67,9 ± 2,6
OPTIMAL	<i>LAD1</i>	L1: Vollladen	-25 681 ± 9 342	3,5 ± 1,8	1 024 ± 526	74,3 ± 4,1
	<i>LAD2</i>	L2: Ladestand	-26 699 ± 9 677	0,1 ± 0,2	5,9 ± 16,8	62,6 ± 8,9
	<i>LAD3/REF</i>	L3: Ladephasen	-25 696 ± 9 347	3,5 ± 1,8	1 010 ± 521	74,3 ± 4,1
	<i>LAD4</i>	L4: Schnellladen	-26 194 ± 9 536	2,1 ± 1,2	512 ± 317	70,8 ± 5,5

Anhand dieser Betrachtung bleibt festzuhalten, dass die Ladekurven von Szenario *LAD2* und *LAD4* die Auswirkungen einer zu gering angenommenen Ladeleistung aufzeigen: Die Wirtschaftlichkeit der Systeme würde maßgeblich darunter leiden. Die Ladekurven der Szenarien *LAD3* und *LAD1* entsprechen eher den gemessenen Ladekurven von E-Pkw. Da die Auswirkung auf den Kapitalwert des SBS gering ist, wäre es vertretbar, die vereinfachte Abbildung von *LAD1* zu nutzen.

6.3.4 Lebensdauereinflüsse

Bei den Alterungsprozessen von LIB sind, wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben, nicht alle Abhängigkeiten und Zusammenhänge ausreichend erforscht. Deshalb sollen im Folgenden verschiedene Annahmen bei der Modellierung von LIB auf ihren Einfluss auf die Ergebnisse untersucht werden. Dazu werden zunächst für sechs Szenarien die Änderungen zum Szenario REF erläutert, bevor die Ergebnisse vergleichend beschrieben werden.

1. *LD_KALfix*: Die beschleunigte kalendarische Alterung durch hohe Ladestände (vgl. Formel (5.40)) wird im Gegensatz zu *REF* nicht berücksichtigt. Der Term (b) in Formel (5.6) wird nicht berücksichtigt.

2. *LD_ZYKfix*: Im Modell wird für *REF* angenommen, dass sich kalendarische und zyklische Alterung addieren. Für den Fall, dass diese Prozesse weitgehend unabhängig voneinander sein sollten, wird in diesem Fall der Term (c) für die zyklische Restlebensdauer in Formel (5.6) nicht berücksichtigt, da diese im Falle des kalendarischen Lebensdauerendes keine Auswirkung hätte.

3. *LD_fix*: In diesem Szenario wird *LD_KALfix* und *LD_ZYKfix* kombiniert. So wird weder eine beschleunigte kalendarische Alterung durch erhöhte Ladestände betrachtet, noch die zyklische Restlebensdauer am kalendarischen Lebensende. Die Terme (b) und (c) in Formel (5.6) werden nicht berücksichtigt.

4. *LD_KAL50*: In *REF* wird angenommen, dass hohe Ladestände zu einer schnelleren kalendarischen Alterung führen. Dies ist im Modell über Formel (5.40) berücksichtigt. Nimmt man hingegen an, dass sowohl niedrige als auch hohe Ladestände zu einer beschleunigten Alterung führen, ergibt sich ein idealer Ladestand irgendwo dazwischen.

$$LDred^{SBS,kal} = \sum_{t \in T} (LDred1_t^{SBS,kal} + LDred2_t^{SBS,kal}) \quad (6.1)$$

$$LDred1_t^{SBS,kal} \geq (0,6 \cdot E_t^{SBS} - 0,3 \cdot Kap^{SBS}) \frac{\Delta t \cdot LD^{SBS,kal}}{8760} \quad (6.2)$$

$$LDred2_t^{SBS,kal} \geq (-0,6 \cdot E_t^{SBS} + 0,3 \cdot Kap^{SBS}) \frac{\Delta t \cdot LD^{SBS,kal}}{8760} \quad (6.3)$$

gilt für MLV^{SBS}

$\forall t \in T$

für $bLDR^{SBS,kal} = 0$ ist $LD^{SBS,kal} = 0$

In diesem Szenario wird bei einem SoC von 50 % keine beschleunigte Alterung angenommen, jedoch für alle Ladestände darüber und darunter. So wird die kalendarische Alterung anstatt mit Formel (5.40) mit den Formeln (6.1) bis (6.3) im Modell integriert.

5. *LD_ZYKDoD*: In *REF* wird die Zyklisierung mit Formel (5.39) über die gespeicherte Energiemenge (berechnet in Formel (5.38)) auf die maximale Zyklenzahl begrenzt. Da die Ladetiefe Einfluss auf die Alterung hat, wird dies in diesem Szenario konkret untersucht. In *REF* wird angenommen, dass die zyklische Lebensdauer 7 000 Vollzyklenäquivalenten entspricht, ohne zu unterscheiden, wie sich die Zyklentiefen wirklich verhalten. Dabei wird davon ausgegangen, dass die LIB 5 000 Vollzyklen überdauert. Die restlichen 2 000 Vollzyklenäquivalente werden ergänzt, um die vielen Teilzyklen zu berücksichtigen. In diesem Szenario wird die Zyklentiefe berücksichtigt. In den Formeln (6.4) bis (6.6) wird die maximale Zyklentiefe pro Tag ermittelt. Es wird dabei von einem relevanten Zyklus

pro Tag ausgegangen. Dahinter steckt die Annahme, dass der größte Teilzyklus ($EdiffD_{td}^{SBS}$) die Alterung maßgeblich bestimmt (vgl. Abbildung 3.4). Die restlichen Teilzyklen mit einer geringeren Ladetiefe werden vernachlässigt. Die Formel (5.39) wird angepasst und ersetzt durch Formel (6.7) und die zyklische Lebensdauer ($LD^{SBS,zykl}$) wird auf 5 000 Zyklen gesetzt.

$$EmaxD_{td}^{SBS} = \max_{t \in T} (E_t^{SBS}) \quad (6.4)$$

$$EminD_{td}^{SBS} = \min_{t \in T} (E_t^{SBS}) \quad (6.5)$$

$$EdiffD_{td}^{SBS} = EmaxD_{td}^{SBS} - EminD_{td}^{SBS} \quad (6.6)$$

$$\sum_{td \in TD} (EdiffD_{td}^{SBS}) \cdot LD^{SBS,kal} \leq LD^{SBS,zykl} \cdot Kap^{SBS} \quad (6.7)$$

$$\text{gilt für } MLV^{SBS} \text{ und } bLD^{SBS,DoD} = 1 \quad \forall td \in TD$$

6. LD_ZYKDoD Stufen: In diesem Szenario wird die Abhängigkeit von Zyklentiefe zu umsetzbarer Energie über die Lebensdauer detaillierter abgebildet. Der nichtlineare Zusammenhang (vgl. Abbildung 3.4) wird stückweise linearisiert. Wie bereits in Szenario LD_ZYKDoD wird die maximale Zyklentiefe mit den Formeln (6.4) bis (6.6) pro Tag bestimmt. Zusätzlich werden die Formeln (6.8) bis (6.12) ins Modell eingefügt, mit denen der Einfluss der Zyklentiefe für den täglichen Hauptzyklus und für die restliche Ladeenergie pro Tag berechnet werden kann. Die Wirkung der Teilzyklen wird in Formel (6.13) zur Begrenzung der zyklischen Lebensdauer herangezogen.

$$EladrestD_{td}^{SBS} = EladD_{td}^{SBS} - EdiffD_{td}^{SBS} \quad (6.8)$$

$$Ediff_T1_{td}^{SBS} = 0,5 \cdot EdiffD_{td}^{SBS} \quad (6.9)$$

$$Ediff_T2_{td}^{SBS} - Ediff_T2weg_{td}^{SBS} = 0,85 \cdot EdiffD_{td}^{SBS} - 0,35 \cdot Kap^{SBS} \quad (6.10)$$

$$Eladrest_T1_{td}^{SBS} = 0,5 \cdot EladrestD_{td}^{SBS} \quad (6.11)$$

$$\begin{aligned} Eladrest_T2_{td}^{SBS} - Elrest_T2weg_{td}^{SBS} \\ = 0,85 \cdot EladrestD_{td}^{SBS} - 0,35 \cdot Kap^{SBS} \end{aligned} \quad (6.12)$$

$$\begin{aligned} \sum_{td \in TD} (Ediff_T1_{td}^{SBS} + Ediff_T2_{td}^{SBS} + Eladrest_T1_{td}^{SBS} \\ + Eladrest_T2_{td}^{SBS}) \leq LD^{SBS,zykl} / LD^{SBS,kal} \cdot Kap^{SBS} \end{aligned} \quad (6.13)$$

$$\text{gilt für } MLV^{SBS} \text{ und } bLD^{SBS,DoD} = 1 \quad \forall td \in TD$$

Wesentliche Ergebnisse der sechs Szenarien sind in Tabelle 6.10 dargestellt, jeweils für die Variante *SOFORT* und *OPTIMAL*. Das Referenzszenario *REF* wird zum Vergleich mit aufgelistet. Aus den Szenarien zeigt sich, dass die vereinfachte Abbildung der Lebensdauereinflüsse im Modell einen merklichen Einfluss auf die Ergebnisse hat. Die Zielwerte unterscheiden sich zwar nur geringfügig ($> 1\%$), doch beim Kapitalwert des SBS (NPV^{SBS}) ergeben sich Unterschiede von mehreren hundert Euro. Auch bei der optimal zu installierenden Kapazität gibt es relevante Unterschiede. Wird bei *LD_KALfix* keine beschleunigte Alterung berücksichtigt, hat dies erwartungsgemäß einen leicht positiven Einfluss auf die Kennwerte des SBS. Für den Fall *LD_ZYKfix*, in dem kalendarische und zyklische Alterung unabhängig voneinander sind, ergeben sich deutlich verminderte Kennwerte des SBS im Vergleich zu *REF*. So trägt die geringere Zyklisierung über den Zeitverlauf nicht zu einer längeren Lebensdauer bei und ungenutzte Zyklen am Ende der kalendarischen Lebensdauer verfallen. Im Szenario *LD_fix*, mit einer festen Vorgabe der zyklischen und kalendarischen Lebensdauer, wird ebenfalls der Einfluss der Lebensdauer deutlich. Der Zielwert liegt nahe an dem von *REF* und zwischen den Zielwerten von *LD_KALfix* und *LD_ZYKfix*. Insofern scheint es besser zu sein, lediglich eine Lebensdauer vorzugeben, als nur einen Lebensdauereinfluss zu berücksichtigen. Die Ergebnisse zeigen, dass es für die Modellierung relevant ist die physikalischen und chemischen Zusammenhänge in LIB zu klären.

Tabelle 6.10: Einflüsse der LIB-Alterungs-Modellierung auf die Ergebnisse (MLV^{SBS} , $n=250$)

Szenario	Zielwert in €	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	NPV ^{SBS} in €	Ausnutzung zykl. LD in %	kal. LD-Reduktion in a	
<i>SOFORT</i>	<i>REF</i>	-28 520 ± 9 901	3,9 ± 1,6	1 317 ± 568	82,0 ± 8,7	0,9 ± 0,1
	<i>LD_KALfix</i>	-28 455 ± 9 881	4,2 ± 1,8	1 381 ± 583	80,8 ± 8,6	---
	<i>LD_ZYKfix</i>	-28 591 ± 9 940	3,2 ± 1,3	1 246 ± 562	(86,0 ± 8,4)	0,9 ± 0,1
	<i>LD_fix</i>	-28 538 ± 9 926	3,5 ± 1,4	1 298 ± 575	(84,8 ± 8,5)	---
	<i>LD_KAL50</i>	-28 548 ± 9 914	3,7 ± 1,5	1 288 ± 559	82,6 ± 8,6	1,3 ± 0,1
	<i>LD_ZYKDoD</i>	-28 657 ± 9 938	3,2 ± 1,4	1 179 ± 529	117,5 ± 13,1 *	0,9 ± 0,1
	<i>LD_ZYKDoDStufen</i>	-28 620 ± 9 909	3,8 ± 1,4	1 217 ± 551	96,9 ± 4,0	0,9 ± 0,1
	<i>OPTIMAL</i>	<i>REF</i>	-25 696 ± 9 347	3,5 ± 1,8	1 010 ± 521	74,1 ± 7,1
<i>LD_KALfix</i>		-25 642 ± 9 326	3,6 ± 1,9	1 064 ± 543	73,4 ± 7,0	---
<i>LD_ZYKfix</i>		-25 788 ± 9 390	3,0 ± 1,5	917 ± 493	(77,4 ± 7,5)	0,8 ± 0,1
<i>LD_fix</i>		-25 743 ± 9 373	3,1 ± 1,6	962 ± 512	(76,6 ± 7,4)	---
<i>LD_KAL50</i>		-25 716 ± 9 353	3,4 ± 1,8	989 ± 516	74,4 ± 7,2	1,1 ± 0,1
<i>LD_ZYKDoD</i>		-25 808 ± 9 388	3,2 ± 1,7	897 ± 471	105,3 ± 10,1 *	0,8 ± 0,1
<i>LD_ZYKDoDStufen</i>		-25 780 ± 9 369	3,3 ± 1,7	925 ± 495	93,0 ± 5,5	0,8 ± 0,1

* Die Ausnutzung der zyklischen Lebensdauer bezieht sich auf den Energieumsatz berechnet aus $Elad_{td}^{SBS}$. Entsprechend können die Werte im Szenario *LD_ZYKDoD* über 100 % sein.

Der Vergleich der Zielwerte von *REF* und *LD_KAL50* zeigt, dass durch eine optimale Regelung der Lade- und Entladezyklen der Einfluss auf die kalendarische Lebensdauer minimiert werden kann. Auch im Vergleich von beispielhaften Ladestandsverläufen in Abbildung 6.13 zeigt sich die Anpassung der Ladestandsregelung. Nicht untersucht wurde, ob eine überproportionale kalendarische Alterung bei sehr hohen bzw. sehr niedrigen Ladeständen ähnlich gut durch die Ladestandsregelung berücksichtigt werden kann.

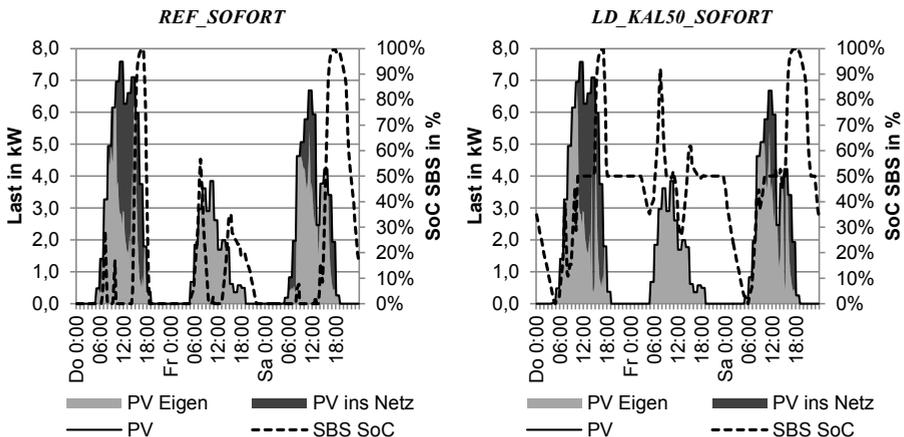


Abbildung 6.13: Vergleichsbeispiel der veränderten Ladestandskurven des SBS (KW 21, RHH26, BEV132)

Die Berücksichtigung der Zyklentiefe zur Berechnung der zyklischen Lebensdauer in *LD_ZYKDoD* zeigt eine deutlich intensivere Nutzung der zyklischen Lebensdauer und eine reduzierte Wirtschaftlichkeit des SBS. Weiterhin reduziert sich die durchschnittliche tägliche Zyklentiefe und auch die gespeicherte Energiemenge sinkt. Detaillierter ist die Berücksichtigung der Zyklentiefe im Szenario *LD_ZYKDoDStufen*. Im Vergleich zu *REF* wird in diesem Szenario die zyklische Lebensdauer stärker ausgenutzt, wodurch sich der etwas geringere Kapitalwert ergibt. Berücksichtigt werden muss, dass die Berechnung der Zyklen auf täglicher Basis in *LD_ZYKDoD* und *LD_ZYKDoDStufen* die wirkliche Alterung überschätzen kann, weil mehrere Teilzyklen den möglichen Energieumsatz der LIB steigern. Bei einer gesteigerten zyklischen Lebensdauer von 6 000 Vollzyklen bei *LD_ZYKDoDStufen* sind die Ergebniswerte fast gleich wie bei *REF*.

6.4 Sensitivitäten von Einflussgrößen

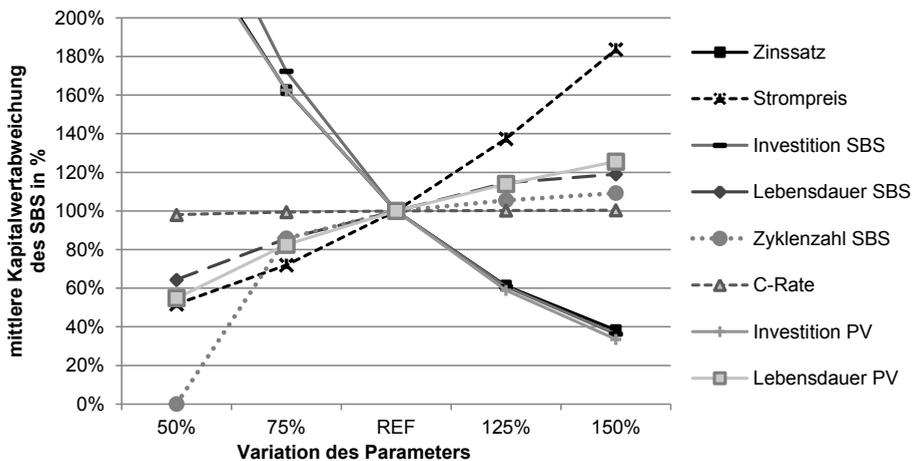
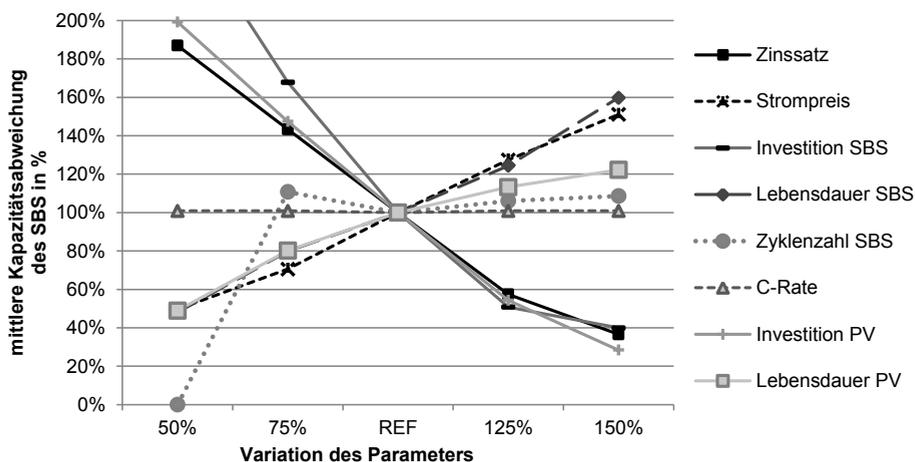
Da die Zukunft nur unzureichend vorhergesagt werden kann, bestehen Unsicherheiten in Bezug auf die Entwicklung verschiedener Einflussgrößen wie den Strompreis oder die

Preise für die PVA oder das SBS. Weiterhin stellt sich die Frage, wie stark ein einzelner Einflussparameter das Gesamtergebnis verändert. Deshalb werden im Folgenden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, mit denen sensitive und weniger sensitive Parameter identifiziert werden können. Dabei wird jeweils eine Eingangsgröße relativ zum Referenzwert variiert und der Einfluss auf einzelne Ergebniswerte analysiert. In der Abwägung zwischen Rechenzeiten und Aussagekraft der Ergebnisse werden die Größen in fünf Schritten variiert (50 %, 75 %, 100 % bzw. *REF*, 125 %, 150 %). Es gibt jedoch weitere Eingangsgrößen, die nicht mit einer Sensitivitätsanalyse abgedeckt werden können. So variieren die Einstrahlungswerte und Temperaturen von Jahr zu Jahr. Weiterhin hat die Ausrichtung der PVA einen großen Einfluss auf die Ergebnisse, weshalb diese beiden Einflüsse im Abschnitt 6.4.2 untersucht werden. Im Abschnitt 6.4.3 werden die Auswirkungen einer exogenen Vorgabe der Systemgrößen von PVA und SBS anstatt einer modellendogenen Optimierung untersucht.

6.4.1 Sensitivitätsanalysen

In einer ersten Sensitivitätsanalyse wird die Abweichung des durchschnittlichen Kapitalwerts des SBS im Vergleich zum Referenzszenario *REF_SOFORT* untersucht (vgl. Abbildung 6.14). Dabei zeigt sich, dass der angenommene Zinssatz, der Kaufpreis (bzw. die Investition) des SBS und der PVA einen starken Einfluss auf den Kapitalwert des SBS haben. Günstigere Bedingungen haben einen überdurchschnittlich positiven Effekt. Wird der Kaufpreis des SBS auf 75 % zur Referenz reduziert, so resultiert ein Kapitalwert von 172 % in Bezug auf den Referenzwert. Neben diesen drei Einflussfaktoren hat die Entwicklung des Strompreises einen ebenfalls überproportionalen Einfluss.

Die weiteren untersuchten Parameter haben einen deutlich geringeren Einfluss. Die C-Rate hat nahezu keinen Einfluss. Der Einfluss der kalendarischen Lebensdauer von SBS und PVA sind insbesondere bei reduzierten Eingangswerten stark ausgeprägt. Eine zu geringe zyklische Lebensdauer verhindert sogar die Nutzung von SBS, da kein positiver Kapitalwert erreichbar ist. Eine gesteigerte Zyklensfestigkeit beeinflusst das Endergebnis nur minimal. Daraus kann abgeleitet werden, dass kalendarische und zyklische Lebensdauer aufeinander abgestimmt sein sollte.

Abbildung 6.14: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert des SBS (*REF_SOFORT*, n=250)Abbildung 6.15: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapazität des SBS (*REF_SOFORT*, n=250)

In der Variante *OPTIMAL* sind die Sensitivitäten ähnlich zu denen aus der Variante *SO-FORT*. So haben auch hier der Zinssatz, der spezifische Kaufpreis des SBS und der PVA als auch die Strompreisentwicklung einen überdurchschnittlichen Einfluss auf den Kapitalwert des SBS (vgl. Abbildung 6.16). In der Regel sind die Einflussparameter jedoch etwas weniger sensitiv als in der Variante *SO-FORT*.

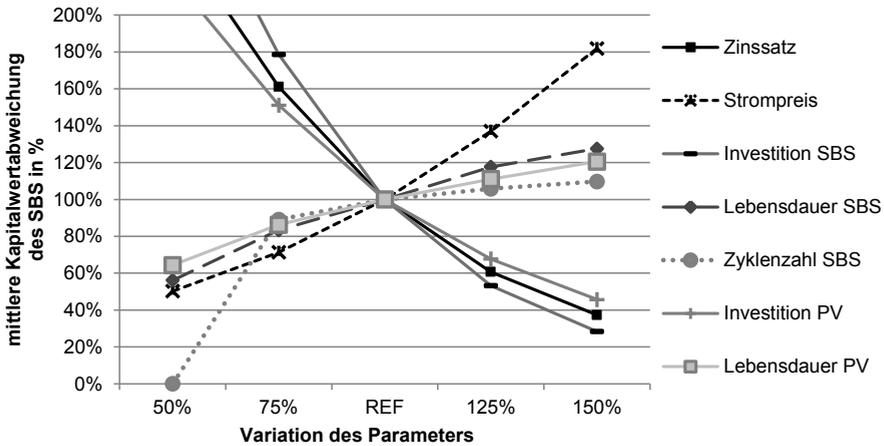


Abbildung 6.16: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert des SBS (*REF_OPTIMAL*, n=250)

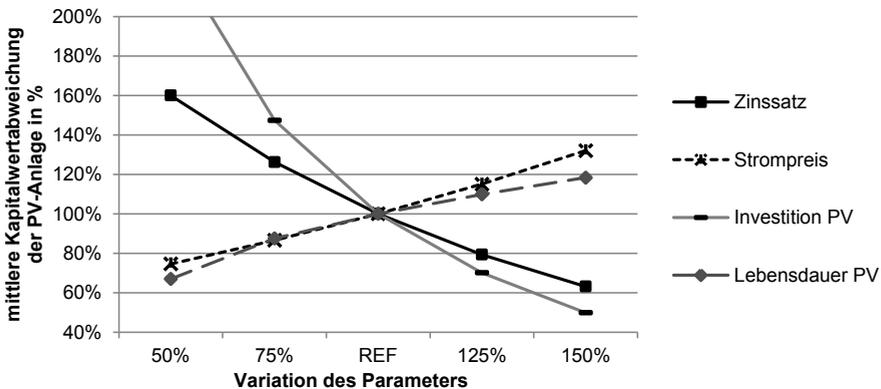


Abbildung 6.17: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert der PVA (*REF_SOFTWARE*, n=250)

Für die Investition in eine PVA wurden nur zwei überdurchschnittlich sensitive Einflussparameter identifiziert (vgl. Abbildung 6.17).

So hat ein erhöhter Kaufpreis der PVA einen starken Einfluss auf den Kapitalwert der Anlage. Da in diesem Bereich schon seit Jahren ein etablierter und diversifizierter Markt besteht, ist dieses Risiko als gering einzustufen. Ähnliches gilt auch für die Lebensdauer der PVA. Ebenfalls einen sehr starken Einfluss hat der angenommene Zinssatz. Die Strompreisentwicklung hat auf den Kapitalwert der PVA einen weniger starken Einfluss als auf das SBS.

Für die Variante *OPTIMAL* ergeben sich ähnliche Sensitivitätseinflüsse auf den Kapitalwert der PVA wie bei der Variante *SOFORT* (vgl. Abbildung 6.18). Ähnlich wie beim SBS sind die Sensitivitäten auch hier etwas geringer.

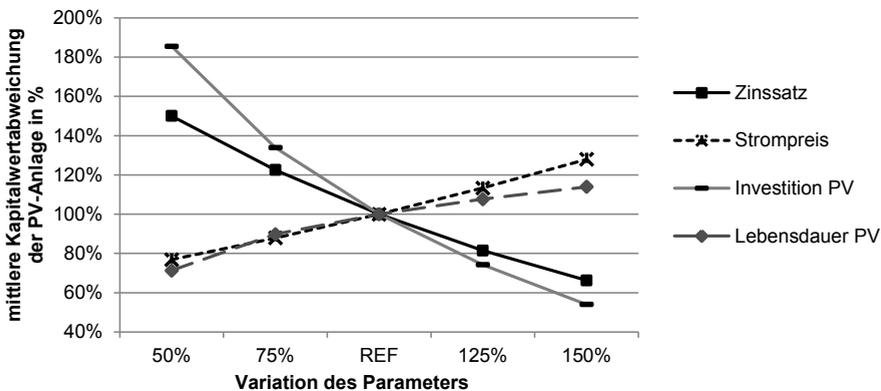


Abbildung 6.18: Sensitivitätsanalyse bzgl. Kapitalwert der PVA (*REF_OPTIMAL*, $n=250$)

6.4.2 Wettereinflüsse und Ausrichtung der Photovoltaikanlage

Der Standort und das Wetter sind wesentliche Einflussfaktoren für die Sonneneinstrahlung¹³³, der Primärenergielieferant für die PVA. Allein in Deutschland werden vom DWD 15 Wetterregionen unterschieden (DWD 2004). Daraus wurde die Wetterregion 12 (Oberrheingraben und unteres Neckartal) ausgewählt¹³⁴. Weiterhin kann sich die lokale Situation durch lokale Einflüsse (z. B. Höhenunterschiede, Verschattungen, etc.) deutlich von der generellen Wetterregion unterscheiden. Durch die Verwendung des Testreferenzjahres wird bewusst ein durchschnittliches Jahr der Region verwendet (DWD 2004), um möglichst wenig spezielle Einflüsse zu erhalten.

Wettereinflüsse

Dennoch gibt es deutliche Wetterunterschiede zwischen den einzelnen Jahren an einem bestimmten Standort. Um diesen Einfluss des Wetters zu erfassen, werden zusätzlich die Wetteraufzeichnungen der KIT-Wetterstation Physikhochhaus für die Jahre 2009 bis 2011 genutzt (IMK 2014) und mit den Modellläufen *IMK09*, *IMK10* und *IMK11* untersucht. Dabei zeigt sich, dass das Wetter durchaus Einfluss auf die Dimensionierung der Anlagen

¹³³ Die gemessene Globalstrahlung im Jahresverlauf wird als Eingangsdatensatz für die Berechnung der Einstrahlung (mit direktem und diffusem Strahlungsanteil) auf die geneigte Fläche verwendet.

¹³⁴ Ein Vergleich der 15 Wetterregionen wäre zu umfangreich.

und deren Kapitalwert hat. So erreichen alle Szenarien mit den Wetterdaten aus Karlsruhe einen höheren Gesamtkapitalwert ($NPV^{PV\&SBS}$) als bei dem verwendeten Testreferenzjahr des DWD für die Region 12, in der auch Karlsruhe liegt (vgl. Tabelle 6.11). Dies ist einerseits ein Indiz für den starken Einfluss lokaler Bedingungen. Andererseits deutet es auf die Qualität des Testreferenzjahres hin, das eher moderate Bedingungen für einen längeren Zeitraum abbilden soll.

Die Wetterdaten unterschiedlicher Jahre haben einen relevanten Einfluss auf die Ergebnisse. Die jährliche Sonneneinstrahlung scheint einen überdurchschnittlichen Einfluss auf die installierte Leistung der PVA, die optimale Kapazität des SBS und den Gesamtkapitalwert ($NPV^{PV\&SBS}$) zu haben. Allerdings sollte eine komplexere Zusammenhangslage angenommen werden, die zu diesen Ergebnissen führt. Denn bspw. haben auch Temperatur und Windverhältnisse Einfluss auf die Leistungsfähigkeit der PVA. Das Testreferenzjahr berücksichtigt Unterschiede verschiedener Jahre (DWD 2004), womit eine Berechnung aller zwanzig betrachteten Jahre vermieden werden soll.

Tabelle 6.11: Einfluss des Wetters (MLV^{SBS} , $n=250$)

	<i>REF</i>	<i>IMK09</i>	<i>IMK10</i>	<i>IMK11</i>	
jährl. Sonneneinstrahlung in kWh/m ²	1 017	1 144	1 082	1 202	
Jahresdurchschnittstemperatur in °C	10,4	11,5	11,5	10,3	
SOFORT	$NPV^{PV\&SBS}$ in €	3 951 ± 1 860	5 441 ± 2 410	4 509 ± 2 062	6 059 ± 2 617
	NPV^{SBS} in €/kWh _{inst}	341 ± 147	370 ± 131	340 ± 130	388 ± 134
	P_{peak}^{PV} in kW _p	3,7 ± 1,5	4,1 ± 1,5	3,7 ± 1,4	4,1 ± 1,5
	$Kapa^{SBS}$ in kWh _{inst}	3,9 ± 1,6	5,6 ± 2,4	4,6 ± 2,0	6,1 ± 2,7
	Eigenverbrauchsanteil in %	82 ± 8,7	82 ± 4,1	78 ± 3,9	88 ± 5,2
OPTIMAL	$NPV^{PV\&SBS}$ in €	6 773 ± 2 704	8 673 ± 3 307	7 557 ± 2 948	9 393 ± 3 534
	NPV^{SBS} in €/kWh _{inst}	292 ± 150	333 ± 157	299 ± 144	347 ± 164
	P_{peak}^{PV} in kW _p	4,6 ± 1,6	4,9 ± 1,6	4,5 ± 1,6	4,6 ± 1,6
	$Kapa^{SBS}$ in kWh _{inst}	3,5 ± 1,8	4,4 ± 2,2	3,8 ± 1,9	4,7 ± 2,4
	Eigenverbrauchsanteil in %	74 ± 7,1	83 ± 4,4	80 ± 6,5	90 ± 7,3

Ausrichtung der Photovoltaikanlage

Neben den Wetterdaten hat auch die Ausrichtung der PVA einen Einfluss auf die Ergebnisse. I. d. R. ist jedoch die verfügbare Dachfläche (insb. Neigung und Ausrichtung) vorgegeben und eine Unterkonstruktion zur Änderung der Ausrichtung ist nicht lohnenswert. Waldmann & Bhandari (2014) kommen mit einer Simulation zu dem Ergebnis, dass PVA mit einer Ost- oder Westausrichtung generell einen geringeren Ertrag generieren, als nach Süden ausgerichtete Anlagen. Agora (2014) führt jedoch an, dass Ausrichtungen der Anlagen nach Westen oder Osten zu einer gleichmäßigeren Einspeisung führen. Aus indivi-

dueller Haushaltssicht kann eine von Süden abweichende Ausrichtung allerdings zu einem höheren Eigenverbrauch führen. Der Zusammenhang von eigener Stromnachfrage, Ausrichtung der PVA und unter Berücksichtigung der Flexibilität durch SBS und E-Pkw auf den Zielwert wurde bisher nicht betrachtet. Deshalb werden im Folgenden zwei Szenarien *WEST* und *OST* untersucht. Dabei werden die extremen Ausrichtungen nach Westen (Azimutwinkel $\alpha=90$, Neigungswinkel $\gamma=45$) und nach Osten ($\alpha=-90$, $\gamma=45$) abgebildet. In der Abbildung 6.19 zeigt sich anhand der durchschnittlichen Netzlast aller untersuchten Haushaltsvarianten (Variante *SOFORT*) im zeitlichen Verlauf mehrerer Tage, dass die verschiedenen Ausrichtungen zu einer wesentlichen Verschiebung der Netzbelastung führen. So ist das Einspeisemaximum bei *OST* schon am Vormittag und deutlich geringer als bei *REF*. Bei *WEST* ist das Einspeisemaximum entsprechend später zu *REF* und auch etwas geringer. Die Ausrichtung nach Osten verringert die Möglichkeit am Nachmittag bzw. Abend die Lastspitzen im Haushalt abzudecken.

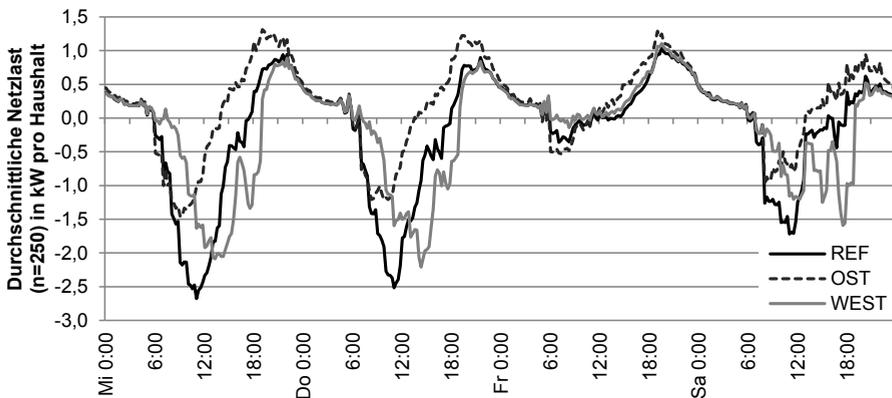


Abbildung 6.19: Netzbelastung bei verschiedenen Ausrichtungen der PVA

Anhand der Ergebniswerte in Tabelle 6.12 ist ebenfalls deutlich erkennbar, dass der Eigenverbrauchsanteil und insbesondere der Gesamtkapitalwert ($NPV^{PV\&SBS}$) bei *OST* deutlich geringer sind als die von *REF*. Bei *WEST* sind die Ergebniswerte nur leicht geringer als die von *REF*.

Tabelle 6.12: Einfluss der Ausrichtung der PVA (MLF^{SBS}, n=250)

		<i>OST</i>	<i>REF</i>	<i>WEST</i>
Azimutwinkel α		-90	0	90
Neigungswinkel γ		45	30	45
<i>SOFORT</i>	NPV ^{PV&SBS} in €	2 109 ± 1 154	3 951 ± 1 860	3 921 ± 1 813
	NPV ^{SBS} in €/kWh _{inst}	381 ± 231	341 ± 147	397 ± 178
	Ppeak ^{PV} in kW _p	2,6 ± 1,2	3,7 ± 1,5	3,6 ± 1,4
	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	1,5 ± 0,6	3,9 ± 1,6	3,2 ± 1,2
	Eigenverbrauchsanteil in %	60 ± 1,8	82 ± 8,7	70 ± 2,7
<i>OPTIMAL</i>	NPV ^{PV&SBS} in €	4 275 ± 1 929	6 773 ± 2 704	6 370 ± 2 516
	NPV ^{SBS} in €/kWh _{inst}	300 ± 207	292 ± 150	322 ± 171
	Ppeak ^{PV} in kW _p	4,1 ± 1,6	4,6 ± 1,6	4,4 ± 1,6
	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	1,8 ± 1,1	3,5 ± 1,8	2,7 ± 1,3
	Eigenverbrauchsanteil in %	62 ± 3,8	74 ± 7,1	72 ± 4,0

Die Ergebnisse zeigen, dass eine westliche Ausrichtung der PVA durchaus in Betracht gezogen werden kann, auch wenn die südliche Ausrichtung in der Regel unter den getroffenen Annahmen einen besseren Zielwert ermöglicht. Soll hingegen aus Netzgründen die maximale Einspeiseleistung reduziert werden, müssten detaillierte Analysen durchgeführt werden, um herauszufinden, ob eine veränderte Ausrichtung oder eine Abregelung der Einspeiseleistung vorteilhafter ist. Dabei stellt eine kombinierte West- und Ostausrichtung eine mögliche Variante dar. Eine solche Untersuchung kann mit dem vorliegenden Modell nicht endogen erfolgen.

6.4.3 Einfluss vorgegebener Systemgrößen

Die Auswirkungen einer exogenen Vorgabe der Spitzenleistung der PVA oder der Batteriekapazität des SBS anstatt einer modellendogenen Berechnung soll im Folgenden untersucht werden. Die Berechnung der Größen erfolgt in den Formeln (5.51) und (5.52) und basiert auf den Auswertungen von *REF_SOFORT*.

Dabei zeigt sich, dass durch die exogene Vorgabe der Systemgrößen im Standardfall (100 %) die Ergebniswerte durchschnittlich schlechter sind, als im endogen optimierten Fall. Es sinkt sowohl die Anzahl der zugebauten SBS¹³⁵ (vgl. Abbildung 6.20, links) als auch der durchschnittliche Kapitalwert (vgl. Abbildung 6.20). Weiterhin zeigt sich, dass eine exogene Vorgabe der Systemgrößen im Fall von gesteuertem Laden (*OPTIMAL*) zu

¹³⁵ In der Regel erfolgt kein Zubau, wenn kein positiver Kapitalwert erreicht werden kann. Da die Systemgrößen (teilweise) vorgegeben sind, können Unlösbarkeiten bei der Berechnung entstehen.

wesentlich schlechteren Ergebnissen führt als bei *REF_SOFORT*. Deshalb müsste eigentlich für die Variante *OPTIMAL* und alle anderen Systemvarianten oder Szenarien eine angepasste Berechnung der Systemgrößen erfolgen. Dies zeigt die Notwendigkeit der modellendogenen Optimierung der Systemgrößen.

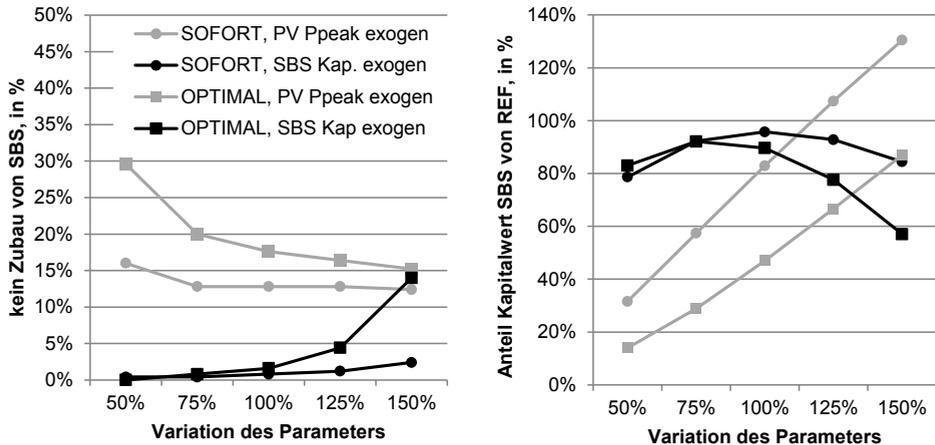


Abbildung 6.20: Einfluss von exogenen Dimensionierungen auf den Zubau und den durchschnittlichen Kapitalwert des SBS

Die Skalierung der PVA reduziert in der Variante *SOFORT* den Kapitalwert des SBS linear zur PV-Anlagengröße, allerdings durchgehend bei ungefähr 20 % geringeren Werten als bei *REF_SOFORT*. In der Variante *OPTIMAL* sind die Kapitalwerte entsprechend geringer und die Skalierung bei größerer PVA ist ebenfalls etwas schlechter. Bei einer vorgegebenen Kapazität des SBS reduziert sich der Kapitalwert des SBS relativ wenig. Die endogene Optimierung der PVA-Größe wirkt dabei ausgleichend. Ähnliche Ergebnisse wie beim SBS erhält man auch in Bezug auf den Zubau und den Kapitalwert der PVA.

Insgesamt zeigen die Untersuchungen mit exogen vorgegebenen Systemgrößen, dass eine endogene Berechnung der Systemgrößen sinnvoll und notwendig ist. Zum einen können dabei die verschiedenen Einflüsse auf die optimale Systemgröße berücksichtigt werden, zum anderen ermöglicht es auch ein optimales Zusammenspiel der Systemkomponenten.

6.5 Einflüsse der Eingangsdaten

Haushaltslastgänge (vgl. Abschnitte 2.2.1 und 5.4.1) sowie Mobilitätsprofile (vgl. Abschnitte 2.3.2) weisen große Unterschiede auf. Die in den vorhergehenden Abschnitten vorgestellten Ergebnisse sind jeweils mit Mittelwert und Standardabweichung angegeben. Allerdings lässt sich damit noch keine Aussage für einen einzelnen Haushalt oder Haushaltstyp herauslesen. Im Folgenden wird versucht, auf Basis einzelner Kenngrößen die Haushalte in mehrere Gruppen zu untergliedern. Ziel ist es herauszufinden, welche bekannten Kenngrößen für die Wirtschaftlichkeit der PVA bzw. des SBS von hoher Relevanz sind. Außerdem gibt es deutliche Unterschiede, wie verschiedene Gruppen auf Laststeuerung reagieren (Jang u. a. 2016). Bei den Datensätzen der Haushalte sind keine sozio-ökonomischen Angaben bzw. Metadaten enthalten. Interessant wären Informationen über die Personenanzahl des Haushalts, Beschäftigungsverhältnisse, Lage der Wohnung, Haustyp oder ob eine elektrische Warmwasserbereitung oder Heizung vorhanden ist. Leider können hier lediglich Kennzahlen verwendet werden, die direkt aus den Datenreihen ermittelbar sind. Diese werden im Folgenden als Unterscheidungskriterien genutzt. Oft verwendete multivariate Analysemethoden wie die Clusteranalyse¹³⁶ oder eine Regressionsanalyse erscheinen hier weniger geeignet. Beckel u. a. (2014) haben bspw. eine automatische Analyse von Zählerdaten entwickelt, die Haushaltscharakteristiken erkennt. Allerdings braucht dieses System eine Lernphase mit Dateninformationen, die hier nicht vorliegen. Gleiches gilt für die Clusteranalyse von Rhodes u. a. (2014) für Haushalte in Texas (USA).

6.5.1 Untergliederung Haushaltslastgänge

Die verwendeten Haushaltslastgänge sind bereits in Abschnitt 5.4.1 beschrieben und charakterisiert. Zunächst wurde eine Ähnlichkeitsanalyse nach Zhang & Wang (2005) mit den Haushaltslastgängen aus Quelle R (vgl. Anhang B) durchgeführt. Bei dieser Methode werden die Ähnlichkeitsmaße δ und ϵ bestimmt. Wenn das δ nahe an eins liegt und das ϵ niedrig ist, besteht eine große Ähnlichkeit zwischen zwei Kurven. In der Abbildung 6.21 ist zu erkennen, dass gewisse Ähnlichkeiten vorhanden sind, jedoch bei keinem Ver-

¹³⁶ Die Clusteranalyse hat das Ziel, betrachtete Untersuchungsobjekte nach Ähnlichkeiten zu untersuchen und dabei die Objekte möglichst homogenen Gruppen zuzuweisen, wobei die Gruppen sich möglichst unähnlich sind (Backhaus u. a. 2011).

gleichspaar eine hohe Ähnlichkeit vorzufinden ist. Auch eine klare Abgrenzung von einzelnen Clustern¹³⁷ ist mit dieser Methode kaum möglich.

Eine weitere Analyse zielt deshalb darauf ab, den Einfluss verschiedener charakteristischer Kennwerte der Lastgänge auf die Ergebnisse zu untersuchen. In Abschnitt 5.4.1 wurden die folgenden Kennwerte bereits ausführlich dargestellt:

- Jahresstrombedarf,
- Jahresspitzenlast,
- Anteil Strombedarf tagsüber zwischen 8 und 20 Uhr am Jahresstrombedarf,
- Anteil am Jahresstrombedarf im Winterquartal und
- Anteil am Jahresstrombedarf im Sommerquartal.

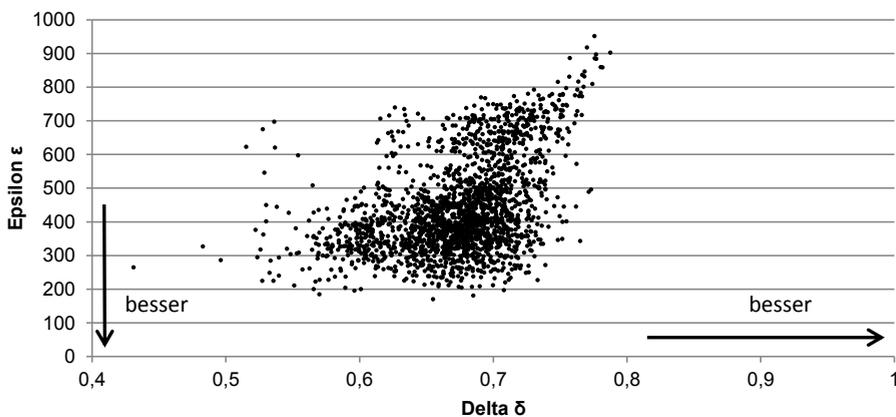


Abbildung 6.21: Ergebnis der Ähnlichkeitsanalyse mit 2 080 Kombinationen der Haushaltslastkurven

Anhand dieser Kennwerte werden im Folgenden die Lastgänge für jeden Kennwert neu in drei Bereiche unterteilt: mit niedrigem, normalem und hohem Wert. Die Abgrenzung der Bereiche erfolgt auf Basis von Quartilen. Der mittlere Bereich (normal) umfasst dabei den Bereich von zwei Quartilen. Somit ergeben sich die drei Wertebereiche mit den Grenzen:

- | | | |
|------------|------------------------|---|
| 1. Niedrig | Q1 – unteres Quartil | bis 25 %-Quantil |
| 2. Normal | Q2 – mittleres Quartil | zw. 25 %- und 75 %-Quantil ¹³⁸ |
| 3. Hoch | Q3 – oberes Quartil | über 75 %-Quantil |

¹³⁷ Bei einer ergänzenden Clusteranalyse konnte keine eindeutige Einteilung in Cluster erreicht werden. Selbst die beste Einteilung in fünf Cluster ließ keine eindeutige Unterscheidung zwischen diesen Clustern zu. Lediglich eine grobe Unterscheidung der Anwesenheit bzw. Abwesenheit zu Hause war zu erahnen.

¹³⁸ Daraus folgt, dass mit dem mittleren Quartil die Hälfte aller Datensätze abgedeckt werden.

Tabelle 6.13: Kennwerte der Haushaltlastgänge (n=88)

Kennwert	Mittelwert	Median	25 %-Quantil	75 %-Quantil	33 %-Quantil	67 %-Quantil
Jahresstrombedarf in kWh	3 993	3 680	2 803	5 317	2 962	4 545
Maximale Bezugsleistung in kW	11,7	8,4	5,9	17,1	6,6	14,8
Anteil tagsüber in %	58,9	58,4	54,9	62,5	56,0	61,2
Anteil Winterquartal in %	29,2	28,9	27,4	30,3	28,2	29,9
Anteil Sommerquartal in %	20,9	20,6	19,2	22,6	19,8	21,8

Die Analyse erfolgt dabei mit folgenden Ergebniswerten:

- Zielwert der Modelllaufvariante MLV^{SBS}: **Zielwert^{SBS}** in €,
- Kapitalwert und Spitzenleistung der PVA: **NPV^{PV}** in €/kW und **Ppeak^{PV}** in kW_p und
- Kapitalwert und installierte Leistung des SBS: **NPV^{SBS}** in € und **Kapa^{SBS}** in kWh_{inst.}

Mit Unterstützung des Programms „IBM SPSS Statistics 21“ werden die Ergebnisse in den drei Kategorien statistisch anhand von Kennwerten ausgewertet und visualisiert. Da mehr als zwei nicht normalverteilte Subgruppen untersucht werden, ist ein nichtparametrisches Verfahren, das robust gegen Ausreißer ist, geeignet, um die Unabhängigkeit der Stichproben zu untersuchen. Deshalb wird der Kruskal-Wallis-Test durchgeführt (vgl. Tabelle 6.14). Zusätzlich werden post-hoc-Tests (Paarvergleiche) durchgeführt, wenn der Kruskal-Wallis-Test eine signifikante Unabhängigkeit ($p < 0,05$) ermittelt hat.

Tabelle 6.14: Kruskal-Wallis-Test für die verschiedenen Kennwerte und Ergebniswerte (*REF_OHNE*, n=88)

Ergebniswert	Jahresstrombedarf				Maximale Bezugsleistung				Anteil tagsüber	Anteil Winterquart.	Anteil Sommerquart.
	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	Signifikanz	Signifikanz
Zielwert ^{SBS}	***	***	***	***	*	*	--	--	--	--	--
NPV ^{PV}	***	***	***	***	--	--	--	--	--	--	--
Ppeak ^{PV}	***	***	***	***	*	*	--	*	--	--	--
NPV ^{SBS}	***	***	***	**	***	*	**	--	*	--	--
Kapa ^{SBS}	***	***	***	***	--	--	--	--	--	--	--

Hinweise: Es werden asymptotische Signifikanzniveaus angezeigt. Das Signifikanzniveau (p-Wert) wird dargestellt mit: -- bei $p \geq 0,05$ (nicht signifikant); * bei $p < 0,05$; ** bei $p < 0,01$ und *** bei $p < 0,001$

Die Gruppierung nach dem Jahresstrombedarf zeigt eine relativ gute Abgrenzung der Gruppen in den Box Plots¹³⁹ (vgl. Abbildung 6.22). Allerdings gibt es in der Regel deutliche Überschneidungen außerhalb der Quartile 2 und 3 (Kasten). Teilweise gibt es aber auch leichte Überschneidungen innerhalb dieser Quartile. Daraus kann geschlossen werden, dass der Jahresstrombedarf ein wichtiger Einflussfaktor auf die untersuchten Ergebniswerte ist, jedoch nicht der einzige.

¹³⁹ Ausreißer sind in den Box Plots nicht dargestellt.

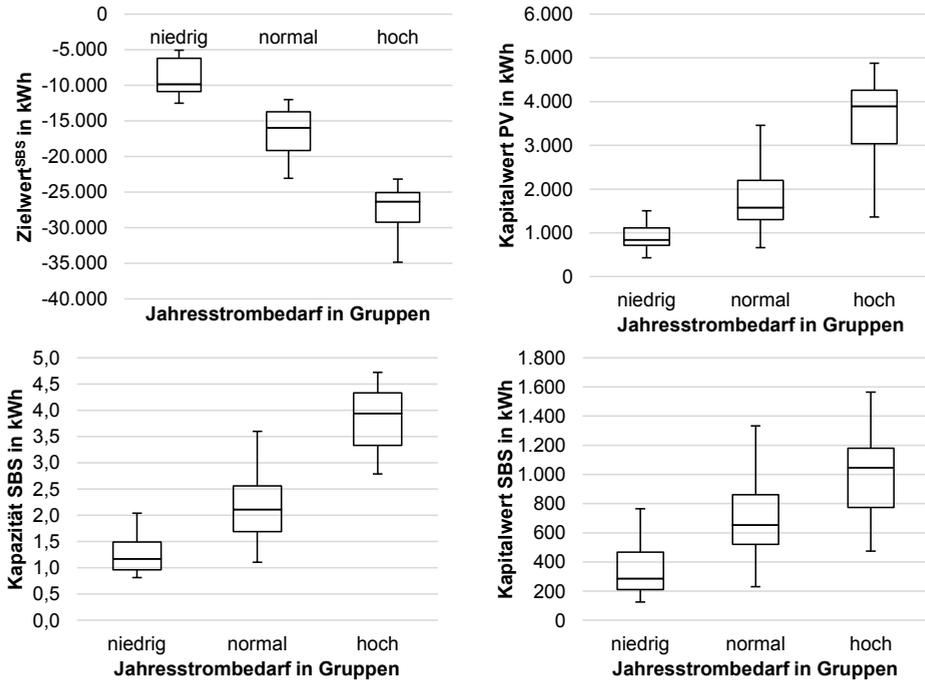


Abbildung 6.22: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Jahresstrombedarf der Haushalte (REF_OHNE, n=88)

In Abbildung 6.23 wird der Einfluss des Jahresstrombedarfes auf den Kapitalwert des SBS nochmals in einer anderen Darstellung deutlich. So zeigt sich auch hier eine gewisse Tendenz. Weiterhin wird deutlich, dass die Einteilung nach den statistischen Quartilen keine weitere Bedeutung hat. Die Gruppengrenzen können nahezu beliebig verschoben werden.

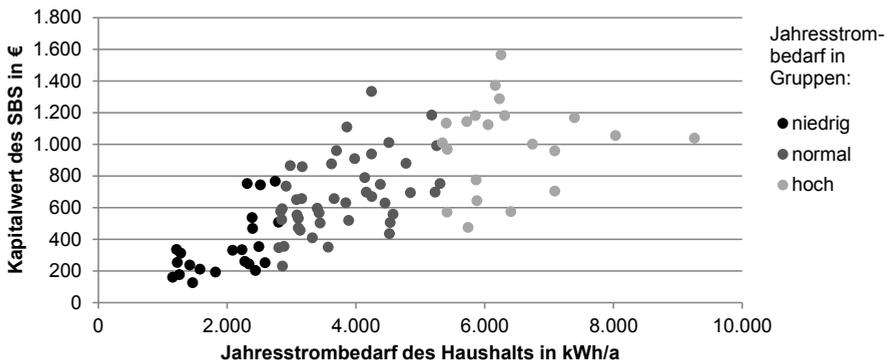


Abbildung 6.23: Streudiagramm mit Jahresstrombedarf und Kapitalwert des SBS (REF_OHNE, n=88)

Schon der Kruskal-Wallis-Test (vgl. Tabelle 6.14) zeigt, dass bei den weiteren untersuchten Kennwerten der Einfluss gering zu sein scheint. Insgesamt basiert die Signifikanz bei allen diesen Untersuchungen auf einem kleinen Datensatz. Die Kombinationen zwischen Kennwert und Ergebniswert mit niedriger Signifikanz werden in Abbildung 6.24 dargestellt. Lediglich bei der Abbildung mit dem Bezugsanteil tagsüber (8-20 Uhr) im Verhältnis zum Kapitalwert des SBS, zeigt sich eine eindeutige Tendenz: höhere Bezugsanteile tagsüber führen im Durchschnitt zu einem höheren Kapitalwert des SBS. In den anderen Abbildungen setzt sich die Tendenz von „niedrig“ zu „normal“ bei der Gruppe „hoch“ nicht fort. Dieser Zusammenhang ist auch anhand der Paarvergleiche nachzuvollziehen. Zumal in allen Fällen die Bandbreiten (d. h. Unsicherheiten) groß sind – jedoch im ähnlichen Wertebereich. Dies könnte ein Indiz für eine zu geringe Stichprobe sein oder nur ein Bestätigung der großen Heterogenität. Damit lassen sich keine weiteren Abhängigkeiten von Kennwerten zu Ergebniswerten feststellen.

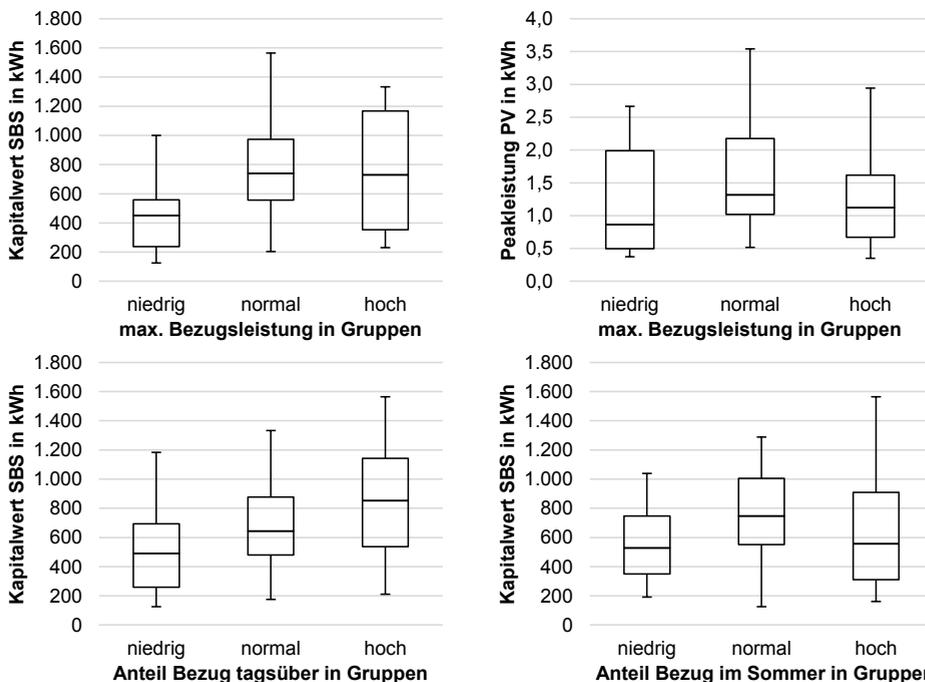


Abbildung 6.24: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert anhand verschiedener Kennwerte der Haushaltslastgänge (REF_OHNE, n=88)

Alternativ können die Gruppen auch anders aufgeteilt werden. So wurden zusätzlich zur bisherigen Aufteilung die Gruppen jeweils in Drittel eingeteilt, mit Hilfe des 33 %-

Quantils und des 67 %-Quantils. Für die in der Arbeit genutzten 88 Haushaltslastgänge ergeben sich dann die Kennwerte, die in Tabelle 6.13 angegeben sind. Die Diagramme sind Abbildung 6.22 und Abbildung 6.24 sehr ähnlich und werden deshalb hier nicht dargestellt. So zeigt sich, dass die Erkenntnisse relativ robust sind, was die Auswahlbreite der drei Gruppen angeht.

Zusammengefasst ist die Erkenntnis dieser Analysen, dass die untersuchten Ergebnisse maßgeblich von dem Jahresstrombedarf abhängen, was naheliegend ist. Die Ergebnisse deuten darüber hinaus darauf hin, dass es weitere relevante Einflussgrößen gibt, die allerdings im Rahmen dieser Analysen nicht ermittelt werden konnten.

6.5.2 Untergliederung Mobilitätsprofile

Die verwendeten Mobilitätsprofile konventioneller Pkw wurden aus dem MOP (BMVBS 2010a) abgeleitet und für die Nutzung im Modell aufbereitet (vgl. Abschnitt 5.4.3 und Anhang C). Aus den in der Studie empirisch ermittelten Mobilitätsprofilen wurden 736 geeignete Profile extrahiert. Dabei konnten aus den verfügbaren Mobilitätsprofilen des MOP nur diejenigen genutzt werden konnten, welche für einen E-Pkw geeignet sind. Hierbei sind Reichweite und Lademöglichkeiten von entscheidender Relevanz.

Die nachfolgend aufgelisteten drei Kennwerte werden für eine Charakterisierung der Mobilitätsprofile genutzt und für eine ähnliche Untergliederungsanalyse wie bei den Haushaltslastgängen in Abschnitt 6.5.1 herangezogen.

- Elektrische Jahreskilometer,
- Anteil Lademöglichkeit zu Hause und
- Anteil Lademöglichkeit zu Hause tagsüber zw. 8 und 20 Uhr.

Darüber hinaus soll noch der Jahresstrombedarf des Haushalts mit aufgenommen werden; an diesem hat der Ladebedarf des E-Pkw einen relevanten Anteil.

Die elektrischen Jahreskilometer der Mobilitätsprofile sind in Abbildung 6.25 dargestellt.

In Tabelle 6.15 werden ergänzend dazu die statistischen Kennwerte der Mobilitätsprofile aufgelistet. Die geringen elektrischen Tageskilometer ergeben sich insbesondere durch die PHEV, welche nur einen Teil ihrer Kilometerleistung elektrisch zurücklegen. Im Modell ist lediglich das Laden zu Hause vorgesehen. Deshalb ist die Parkzeit zu Hause eine entscheidende Größe, die ebenfalls aufgelistet ist. Insgesamt sind die Zeitanteile, in denen zu Hause geladen werden kann, relativ hoch. Dies ergibt sich aus der notwendigen Aussortie-

zung von Mobilitätsprofilen, welche keine ausreichenden Ladezeiten ermöglichen oder zu lange Einzelfahrten bzw. Tagesfahrleistungen aufweisen.

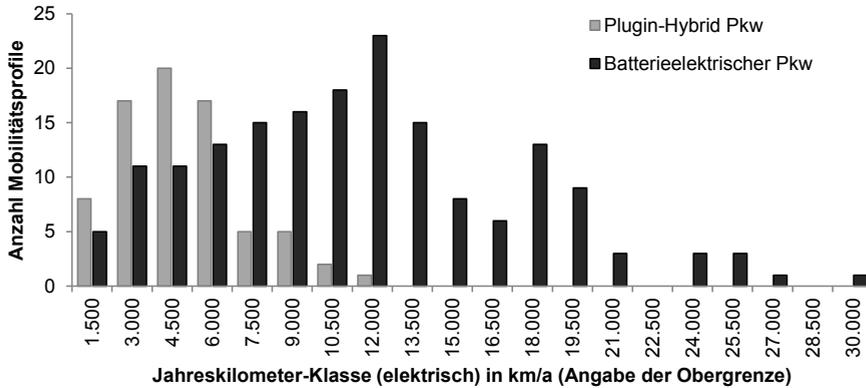


Abbildung 6.25: Mobilitätsprofile nach Jahreskilometerklassen (n=736)

Tabelle 6.15: Kennwerte der Mobilitätsprofile (n=736)

	Mittelwert	25 %-Quantil	Median	75 %-Quantil
Elektrische Jahreskilometer in km/a	6 403	2 907	5 308	8 411
Anteil Lademöglichkeit zu Hause in %	82,5	72,7	85,2	93,9
Anteil Lademöglichkeit zu Hause tagsüber in %	42,4	37,5	44,8	47,5

Die Gruppen werden wieder nach den Quartilen aufgeteilt:

- Niedrig Q1 – unteres Quartil 25 %-Quantil
- Normal Q2 – mittleres Quartil zw. 25 %- und 75 %-Quantil
- Hoch Q3 – oberes Quartil über 75 %-Quantil

Für die Modellrechnungen wurden 250 zufällig ausgewählte Kombinationen aus den vorhandenen Haushaltslastgängen und Mobilitätsprofilen erstellt (vgl. Abschnitt 5.3). Diese werden charakterisiert in Tabelle 6.16.

Tabelle 6.16: Kennwerte der Mobilitätsprofile (n=250)

	Mittelwert	25 %-Quantil	Median	75 %-Quantil
Jahresstrombedarf HH und E-Pkw in kWh/a	6 169	4 641	6 040	7 561
Elektrische Jahreskilometer in km/a	8 755	4 099	7 547	12 109
Anteil Lademöglichkeit zu Hause in %	79,2	70,0	81,0	91,0
Anteil Lademöglichkeit zu Hause tagsüber in %	40,3	34,9	41,4	46,7

Für das Referenzszenario mit sofortigem Laden (*REF_SOFORT*) werden, wie im vorhergehenden Abschnitt 6.5.1, die Ergebnisse statistisch ausgewertet und visualisiert. Es wird auch hier Kruskal-Wallis-Test (vgl. Tabelle 6.17) verwendet, um die Stichproben zu untersuchen.

Tabelle 6.17: Kruskal-Wallis-Test für die verschiedenen Kennwerte und Ergebniswerte (*REF_SOFORT*, n=250)

Ergebniswert:	Elektrische Jahreskilometer				Zeitanteil Laden zu Hause				Zeitanteil Laden tagsüber				Jahresstrombedarf des HH			
	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3
Zielwert ^{SBS}	***	**	***	***	***	--	***	**	***	*	***	**	***	***	***	***
NPV ^{PV}	--				--				--				***	***	***	***
Ppeak ^{PV}	--				--				--				***	***	***	***
NPV ^{SBS}	***	**	***	*	**	*	--	**	***	***	--	***	***	***	***	***
Kapa ^{SBS}	***	**	***	***	***	--	***	**	**	--	**	**	***	***	***	***

Hinweise: Es werden asymptotische Signifikanzen angezeigt. Das Signifikanzniveau (p-Wert) wird dargestellt mit: -- bei $p \geq 0,05$ (nicht signifikant); * bei $p < 0,05$; ** bei $p < 0,01$ und *** bei $p < 0,001$

Die Ergebnisse in Tabelle 6.17 zeigen hohe Signifikanzen beim Jahresstrombedarf zu allen untersuchten Ergebniswerten. Die Box Plots sind ähnlich zu denen in Abbildung 6.22 (dort ohne E-Pkw). Insofern bleiben diese Zusammenhänge auch mit einem ungesteuert geladenen E-Pkw gleich.

Aus Tabelle 6.17 wird zudem deutlich, dass zwischen den untersuchten Mobilitätskennwerten und den Ergebniswerten der PVA keine signifikanten Zusammenhänge festgestellt werden können. Dies gilt sowohl für die elektrischen Jahreskilometer als auch für die Parkzeiten. In Bezug auf den Kapitalwert des SBS und dessen Kapazität hat der E-Pkw hingegen einen signifikanten Einfluss. Auch in Abbildung 6.26 (links) erkennt man den Einfluss der elektrischen Jahreskilometer der E-Pkw auf den Kapitalwert des SBS. Allerdings zeigt sich in Abbildung 6.27 keine klare Tendenz oder Abhängigkeit. Auch die Gruppen des Jahresstrombezugs der Haushalte (inkl. Ladestrom für E-Pkw) zeigen eine starke Durchmischung. Bezogen auf die installierte Kapazität des SBS sind die Zusammenhänge ähnlich.

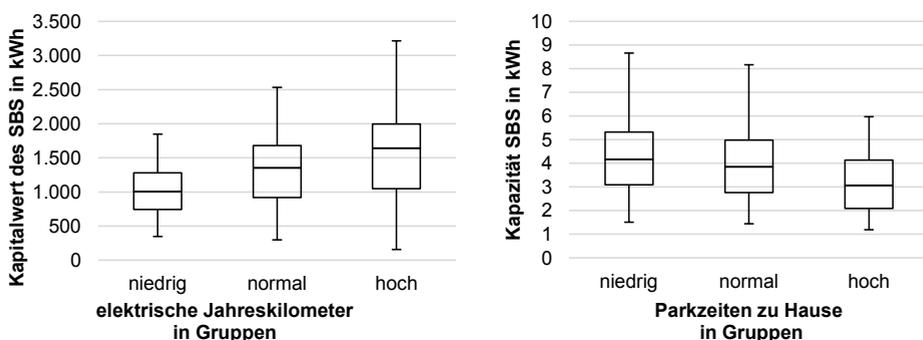


Abbildung 6.26: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Einflussfaktoren des E-Pkw auf das SBS (*REF_SOFORT*, n=250)

Der Zeitanteil, den der E-Pkw zu Hause parkt, hat keinen signifikanten Einfluss. Die erkennbare Tendenz in Bezug auf die Kapazität des SBS ist nur schwach ausgeprägt (vgl.

Abbildung 6.26). Dies zeigen auch die Paarvergleiche in Tabelle 6.17. Die Auswertungen der Parkzeiten tagsüber (8-20 Uhr) zeigen in Bezug auf die untersuchten Ergebniswerte ebenfalls keine eindeutigen Zusammenhänge.

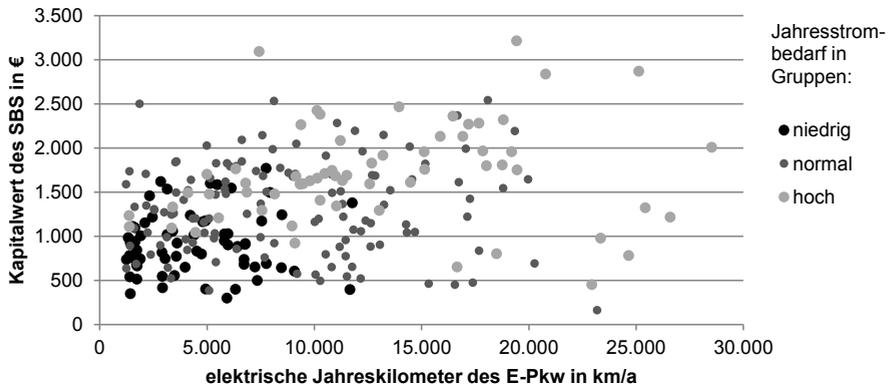


Abbildung 6.27: Streudiagramm bzgl. des Einflusses der elektr. Jahreskilometer des E-Pkw (*REF_SOFORT*, n=250)

Tabelle 6.18: Kruskal-Wallis-Test für die verschiedenen Kennwerte und Ergebniswerte (*REF_OPTIMAL*, n=250)

Ergebniswert:	Elektrische Jahreskilometer				Zeitanteil Laden zu Hause				Zeitanteil Laden tagsüber				Jahresstrombedarf des HH			
	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3	Sig.	1+2	1+3	2+3
Zielwert ^{SBS}	***	*	***	***	***	**	***	**	***	**	***	*	***	***	***	***
NPV ^{PV}	***	***	***	--	***	***	--	*	***	***	--*	**	***	***	***	***
Ppeak ^{PV}	***	***	***	***	***	--	***	***	***	**	***	***	***	***	***	***
NPV ^{SBS}	***	***	***	***	***	**	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***
Kapa ^{SBS}	***	**	***	***	***	***	***	**	***	***	***	**	***	***	***	***

Hinweise: Es werden asymptotische Signifikanzen angezeigt. Das Signifikanzniveau (p-Wert) wird dargestellt mit: -- bei p≥0,05 (nicht signifikant); * bei p<0,05; ** bei p<0,01 und *** bei p<0,001

Ergänzend sollen die bisherigen Analysen verschiedener Kennwerte der Mobilitätsprofile auch auf den Referenzfall mit gesteuertem Laden (*REF_OPTIMAL*) angewendet werden. Dabei zeigen die Kruskal-Wallis-Tests (vgl. Tabelle 6.18) wesentliche Unterschiede zu *REF_SOFORT*. Die Ergebniswerte der PVA (Kapitalwert und installierte Spitzenleistung) sind nun signifikant korreliert mit den untersuchten Kennwerten. Die Werte weisen darauf hin, dass der Ladestrombedarf relativ gut durch die Eigenerzeugung gedeckt werden kann. Das Box-Plot-Diagramm bestätigt den Zusammenhang von elektrischen Jahreskilometern zur installierten Spitzenleistung der PVA (vgl. Abbildung 6.28). Längere Parkzeiten haben hingegen keinen erkennbaren Einfluss auf die installierte Spitzenleistung der PVA. Die ergänzenden Paarvergleiche bestätigen die visuellen Erkenntnisse aus den Grafiken.

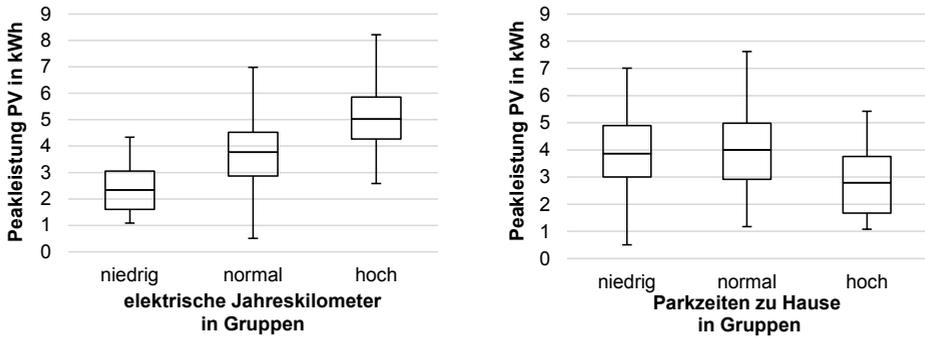


Abbildung 6.28: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Einflussfaktoren des E-Pkw auf die PV-Anlagengröße (*REF_OPTIMAL*, n=250)

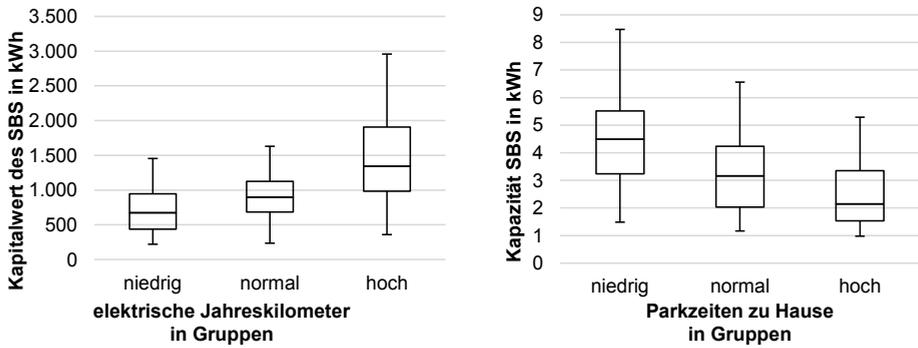


Abbildung 6.29: Ergebnisdarstellung in Box Plots gruppiert nach Einflussfaktoren des E-Pkw auf das SBS (*REF_OPTIMAL*, n=250)

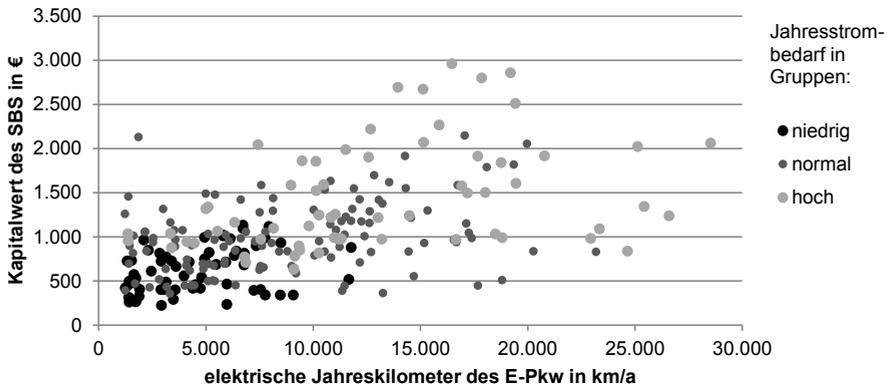


Abbildung 6.30: Streudiagramm bzgl. des Einflusses der elektr. Jahreskilometer des E-Pkw (*REF_OPTIMAL*, n=250)

In Bezug auf das SBS sind die Zusammenhänge bei *REF_OPTIMAL* etwas ausgeprägter als bei *REF_SOFORT*. So wird mit steigenden Jahreskilometern des E-Pkw der Kapitalwert des SBS deutlich gesteigert (vgl. Abbildung 6.29). Im Streudiagramm (vgl. Abbildung 6.30) ist in diesem Fall eine leichte Tendenz erkennbar. Dennoch zeigt sich auch in dieser Grafik die große Bandbreite der Ergebniswerte.

Zusammengefasst kann als Erkenntnis aus den durchgeführten Analysen festgehalten werden, dass die Ergebniswerte des SBS in gewissem Maße von der elektrischen Jahresfahrleistung des E-Pkw und den Parkdauern zu Hause abhängen. Lediglich bei gesteuertem Laden werden die Ergebnisse der PVA (insb. die installierte Peakleistung) etwas von den Mobilitätsprofilen beeinflusst. Auch bei den Szenario-Varianten mit E-Pkw (*SOFORT* oder *OPTIMAL*) zeigt sich der starke generelle Einfluss des Jahresstrombedarfes.

6.5.3 Korrelationen

Im Folgenden soll mit Hilfe von Korrelationen verschiedener Eingangskurven und Ergebniskurven untersucht werden, inwieweit hier ein relevanter direkter Einfluss erkannt werden kann¹⁴⁰. Dafür werden folgende Werte untersucht:

- | | |
|--|----------|
| • Haushaltsbedarf | Eingang |
| • Sonneneinstrahlung auf die geneigte Dachfläche | Eingang |
| • PV-Eigenverbrauch | Ergebnis |
| • SBS-Ladeleistung | Ergebnis |
| • E-Pkw-Ladeleistung | Ergebnis |

Da die Sonneneinstrahlung einen täglichen Zyklus hat und sich dies auch auf das Laden des SBS auswirkt, werden die Summenwerte pro Tag untersucht¹⁴¹. Für einen ersten Überblick werden anschließend alle Tagessummenreihen zusammen untersucht (Summe bzw. Mittelwert).

In Tabelle 6.19 sind die Ergebnisse der Variante *REF_OHNE* dargestellt, in Tabelle 6.20 die Variante *REF_SOFORT* und in Tabelle 6.21 die Variante *REF_OPTIMAL*. Dabei zeigen sich durchgehend relativ hohe Korrelationen zwischen Sonneneinstrahlung und PV-Eigenverbrauch. Weiterhin gibt es durchgehend gute Korrelationen zwischen Sonneneinstrahlung und der Ladeenergie des SBS. Gerade diese Korrelationen sind interessant,

¹⁴⁰ In Ergänzung zum Korrelationskoeffizienten könnte zusätzlich das Bestimmtheitsmaß R^2 angegeben werden. Die Ergebnisse sind allerdings ähnlich, weshalb aus Übersichtlichkeitsgründen darauf verzichtet wird.

¹⁴¹ Es wurden auch Untersuchungen mit den Summenwerten einer ganzen Woche durchgeführt. Diese waren aber wenig hilfreich, weshalb hier nicht weiter darauf eingegangen wird.

da sie einen Zusammenhang zwischen Eingangswert und Ergebniswert herstellen. Bei allen anderen Kombinationen ist der Korrelationskoeffizient durchgehend oder zumindest bei manchen Modellvarianten gering.

Tabelle 6.19: Korrelationskoeffizienten der Summe aller Tagessummenreihen (*REF_OHNE*, n=88)

MLV	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ
MLV ^{PV}	E_{td}^{HH}	E_{td}^{PV}	-0,66	E_{td}^{HH}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,68	E_{td}^{PV}	Eigen ^{PV} _{td}	0,95
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	E_{td}^{PV}	-0,66	E_{td}^{HH}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,68	E_{td}^{PV}	Eigen ^{PV} _{td}	0,91
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	Elad ^{SBS} _{td}	-0,67	E_{td}^{PV}	Elad ^{SBS} _{td}	0,86	Elad ^{SBS} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	0,98

Tabelle 6.20: Korrelationskoeffizienten der Summe aller Tagessummenreihen (*REF_SOFORT*, n=250)

MLV	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ
MLV ^{PV}	E_{td}^{HH}	E_{td}^{PV}	-0,38	E_{td}^{HH}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,17	E_{td}^{PV}	Eigen ^{PV} _{td}	0,87
MLV ^{PV}	E_{td}^{HH}	Plad ^{EKfz} _{td}	-0,18	E_{td}^{PV}	Plad ^{EKfz} _{td}	0,01	Plad ^{EKfz} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,05
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	E_{td}^{PV}	-0,38	E_{td}^{HH}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,30	E_{td}^{PV}	Eigen ^{PV} _{td}	0,88
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	Elad ^{SBS} _{td}	-0,49	E_{td}^{PV}	Elad ^{SBS} _{td}	0,84	Elad ^{SBS} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	0,93
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	Plad ^{EKfz} _{td}	-0,18	E_{td}^{PV}	Plad ^{EKfz} _{td}	0,01	Plad ^{EKfz} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	0,00

Tabelle 6.21: Korrelationskoeffizienten der Summe aller Tagessummenreihen (*REF_OPTIMAL*, n=250)

MLV	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ	Reihe 1	Reihe 2	Kor ρ
MLV ^{PV}	E_{td}^{HH}	E_{td}^{PV}	-0,38	E_{td}^{HH}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,23	E_{td}^{PV}	Eigen ^{PV} _{td}	0,90
MLV ^{PV}	E_{td}^{HH}	Plad ^{EKfz} _{td}	-0,01	E_{td}^{PV}	Plad ^{EKfz} _{td}	0,51	Plad ^{EKfz} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	0,56
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	E_{td}^{PV}	-0,38	E_{td}^{HH}	Eigen ^{PV} _{td}	-0,29	E_{td}^{PV}	Eigen ^{PV} _{td}	0,91
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	Elad ^{SBS} _{td}	-0,49	E_{td}^{PV}	Elad ^{SBS} _{td}	0,83	Elad ^{SBS} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	0,90
MLV ^{SBS}	E_{td}^{HH}	Plad ^{EKfz} _{td}	-0,03	E_{td}^{PV}	Plad ^{EKfz} _{td}	0,50	Plad ^{EKfz} _{td}	Eigen ^{PV} _{td}	0,43

Da die bisher untersuchten Summenwerte nur begrenzte Aussagekraft haben, werden ergänzend die Korrelationen der einzelnen Haushaltskombinationen ermittelt. Dadurch kann festgestellt werden, ob die Korrelationskoeffizienten der Summenwerte den Mittelwerten der Einzelvergleiche ähnlich sind und wie stark die Streuungen der Einzelkorrelationen. Die Korrelationen von der Sonneneinstrahlung zu den drei Ergebniswerten zeigen in Abbildung 6.31 in der Variante *REF_SOFORT* eine geringe Streuung der Ergebnisse. Der Mittelwert der Korrelationen von Einstrahlung und Eigenverbrauch ist nur wenig geringer als die Korrelation des Summenwertes. Die Mittelwerte der Einzelkorrelationen von Sonneneinstrahlung zur Ladeenergie des SBS und zur Ladeenergie des E-Pkw sind hingegen deutlich geringer als bei den Summenwerten. In der Variante *REF_OPTIMAL* sind im Vergleich zur Variante *REF_SOFORT* die Streuungen der Korrelationen deutlich größer. Der Mittelwert der Korrelationen zwischen Einstrahlung und Ladeenergie für den E-Pkw ist besser, aber auf niedrigem Niveau.

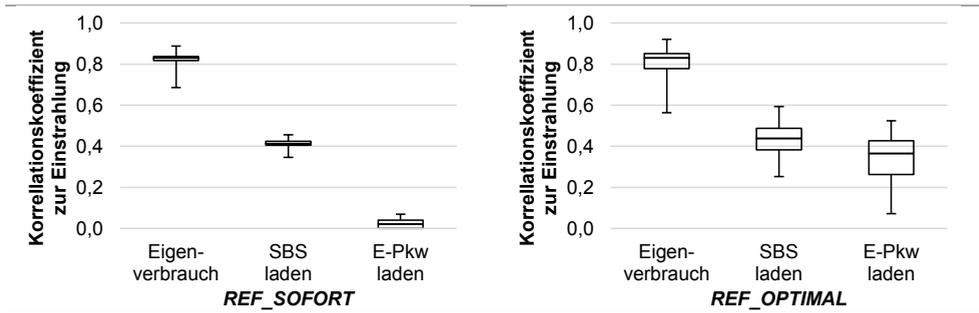


Abbildung 6.31: Korrelationskoeffizienten der Tagessummenreihen (n=250)

Zusammengefasst kann lediglich die naheliegende Erkenntnis einer hohen Korrelation zwischen Sonneneinstrahlung und PV-Eigenverbrauch festgehalten werden. Weitergehend ermöglichen die Ergebnisse kaum eine hilfreiche Erkenntnis über relevante Zusammenhänge oder Möglichkeiten einer Vereinfachung des Modells. Eher bestärken die Ergebnisse die Annahme, dass nur mit integrierten und komplexen Optimierungsmodellen entsprechend sinnvolle Erkenntnisse zur Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS, der Nutzung des SBS, sowie der Integration von E-Pkw möglich sind.

7 Lastverschiebung im Systemkontext

Das in Kapitel 5 beschriebene Haushaltssystem birgt Flexibilitätsoptionen zur Anpassung der Bezug- und Einspeiseleistung, die in den Ergebnissen in Kapitel 6 deutlich erkennbar werden. Im Folgenden wird nun untersucht, welche Auswirkungen es auf den Lastverlauf der Haushalte und die Wirtschaftlichkeit der PVA und des SBS hat, wenn man den Stromtarif verändert und bspw. einzelne Bestandteile des Strompreises variiert. Der Arbeitspreis enthält neben dem Preis für die Energiebeschaffung, auch Teile des Netzentgeltes, die Konzessionsabgabe, verschiedene Umlagen und Steuern. Große Bestandteile des Arbeitspreises sind dabei nicht direkt mit der Lieferung einer Energieeinheit (kWh) verbunden, sondern lediglich bilanziell verknüpft. Der Preisanteil für die Energiebeschaffung ist eigentlich nicht zeitlich konstant, sondern er variiert. Aus diesen Gründen könnten bspw. im Arbeitspreis enthaltene, bisher feste Preisbestandteile dynamisiert werden oder Umlagen in den Grundpreis einfließen. Es sind dabei zeitliche Preisvariationen möglich oder auch lastabhängige Preisbestandteile. Die folgenden Analysen zielen zudem darauf ab, verschiedene Gestaltungsvarianten und Anreize für mögliche Stromtarife zu vergleichen. Die dazu verwendeten Szenarien basieren auf dem Referenzszenario (*REF*). Es werden in den Szenarien jeweils nur die für den Tarif relevanten Größen verändert.

Zunächst werden im Abschnitt 7.1 die Auswirkungen veränderter Elektrizitätstarife und Rahmenbedingungen untersucht. Im Abschnitt 7.2 werden Ergebnisse für einen netzautarken Haushalten dargestellt. Abschließend wird in Abschnitt 7.3 der Systemrahmen auf ein gesamtes Stadtgebiet erweitert und Auswirkungen verschiedener Tarife auf dieser Ebene analysiert. Dazu wird das Modell RegMob verwendet.

7.1 Auswirkungen veränderter Tarife und Rahmenbedingungen

Der erste Abschnitt 7.1.1 führt zunächst in die entwickelten Tarifszenarien ein. Die Auswahl umfasst dabei Tarife und Gestaltungsvarianten, die sich im Rahmen verschiedener Forschungsgespräche als interessant oder relevant herausgestellt haben. In den darauffolgenden Abschnitten 7.1.2 bis 7.1.4 werden dann die Ergebnisse thematisch gruppiert dargestellt: nach dynamischen Tarifen, veränderten Rahmenbedingungen und dem Fokus auf Veränderungen in den Preisbestandteilen.

7.1.1 Szenarienübersicht

Im folgenden Abschnitt werden die untersuchten Tarifszenarien kurz beschrieben und die dafür notwendigen Anpassungen des Modells, auf Basis Referenzszenarios, aufgezeigt. Die Szenarien sind thematisch gegliedert. Die Ergebnisse werden in den folgenden Abschnitten dargestellt.

Zeitvariabler Arbeitspreis

Dynamische Arbeitspreise motivieren eine Lastverlagerung von Zeiten mit hohem Arbeitspreis in Zeiten mit niedrigem Arbeitspreis (vgl. Abschnitt 2.2.4). Im Modell werden die dynamischen Tarife mit dem Preisfaktor PF_t umgesetzt (vgl. Formel (5.9)). Dieser wird multipliziert mit dem Arbeitspreis p_j^{HH} pro Energieeinheit (kWh) Strombezug. Im Szenario *REF* ist der Preisfaktor zu jeder Zeitscheibe bei 100 %.

- Szenario **HTNT** – zeitvariabler Arbeitspreis mit festen Preisstufen:
Mit diesem Szenario wird ein klassischer HT/NT-Stromtarif („Nachtstromtarif“) umgesetzt. Von 8 bis 20 Uhr ist HT-Zeit mit 110 % des Basispreises von *REF*. Von 20 bis 8 Uhr ist NT-Zeit mit 90 % des Basispreises. Die Preisspreizung ist verglichen mit realen Tarifen relativ hoch gewählt.
- Szenario **TPHP** – zeitvariabler Arbeitspreis mit festen Preisstufen:
Mit diesem Szenario werden die zwei Preisstufen des klassischen HT/NT-Stromtarifs umgekehrt („Tagstromtarif“). Motiviert ist dieser durch die starke PV-Einspeisung tagsüber. Die Tiefpreiszeit ist hier von 8 bis 20 Uhr mit 90 % des Basispreises von *REF* angenommen. Von 20 bis 8 Uhr ist HP-Zeit mit 110 % des Basispreises.
- Szenario **RTP** – zeitvariabler Arbeitspreis mit stündlichem RTP:
Bei diesem Szenario variiert der Arbeitspreis stündlich. Die Variation beruht auf dem stündlichen Day-ahead Spotmarktpreis (p_t^{EEX}) des Jahres 2010 der Strombörse EEX (EEX 2010). Dabei wird der Arbeitspreis für Haushalte (p_{2010}^{HH}) von 23,42 ct/kWh (BNetzA 2011b) und der Mittelwert der stündlichen Spotmarktpreise ($p_{\phi,2010}^{EEX}$) von 4,45 ct/kWh für die Berechnung des Preisfaktors (PF_t) folgendermaßen genutzt:

$$PF_t = (p_{2010}^{HH} - p_{\phi,2010}^{EEX} + p_t^{EEX}) / p_{2010}^{HH}$$

Damit die Wetterdaten mit den EEX-Preisen übereinstimmen, wird das Wetterjahr 2010 (IMK 2014) am Standort Karlsruhe genutzt (vgl. Abschnitt 6.4.2 und Szena-

rio *IMK10*). Dadurch sind die Ergebnisse nicht mit dem Szenario *REF* vergleichbar, sondern mit dem Szenario *IMK10*.

Die Ergebnisse dieser Szenarien sind in Abschnitt 7.1.2 dargestellt.

Lastvariabler Arbeitspreis

Lastvariable Tarife werden mit einer Lastgrenze $PSchw^{NBezug}$ und einer Einspeisegrenze $PSchw^{NEinsp}$ realisiert (vgl. Formeln (5.14) und (5.15)). Ein Leistungsbezug über den Grenzen bzw. den Leistungsschwellen wird mit einem Zuschlag $pSchw$ bepreist (vgl. Formel (5.9)).

- Szenario **LG** – last- und einspeisevariable Preisstufe:

Bei diesem Szenario wird eine Lastgrenze bzw. -schwelle $PSchw_t^{NBezug}$ von 4 kW und eine Leistungsschwelle bei der Einspeisung $PSchw_t^{NEinsp}$ von 2 kW angenommen. Darüber (bzw. darunter) wird ein Preisaufschlag $pSchw$ von 10 ct/kWh hinzugerechnet.

Die Ergebnisse dieses Szenarios sind ebenfalls im Abschnitt 7.1.2 dargestellt.

Begrenzung der maximalen PV-Einspeiseleistung

Durch das EEG (EEG 2014, §9 (2) 2.b) muss die maximale PV-Einspeiseleistung $Peinsp_t^{PV}$ auf 70 % der installierten Leistung begrenzt werden. Wer von der Speicherförderung Gebrauch macht, muss auf 50 % begrenzen (BMWi 2016a). Im Szenario *REF* ist dies nicht berücksichtigt, da auch keine EEG-Einspeisevergütung berücksichtigt wird. Die relative Abregelgrenze ($AbrGr^{PV}$) wird mit $bAbrGr^{PV}$ aktiviert (vgl. Formel (5.19)).

- Szenario **PVABR50** – Begrenzung auf 50 % der installierten PV-Spitzenleistung:
In diesem Szenario wird $bAbrGr^{PV}$ aktiviert und $AbrGr^{PV}$ auf 50 % gesetzt.

Die Ergebnisse dieses Szenarios sind in Abschnitt 7.1.3 dargestellt.

PV-Einspeisevergütung

Im Szenario *REF* ist die Einspeisevergütung nach EEG nicht berücksichtigt, sondern ein konstanter marktüblicher Preis (p_j^{PV}), der für die eingespeiste Elektrizität ($Peinsp_t^{PV}$) gezahlt wird (vgl. Formel (5.19)). Deshalb wird in den folgenden zwei Szenarien die Einspeisevergütung variiert.

- Szenario **EEGVerg** – Einspeisevergütung nach EEG:

In diesem Szenario wird die Einspeisevergütung p_j^{PV} mit 12,79 ct/kWh für das Jahr 2015 berücksichtigt und eine Degression von 5 % pro Jahr für Investitionen nach

2015 angenommen. Da diese Einspeisevergütung lediglich für Anlagen bis 10 kW_p gilt (EEG 2014), wird zusätzlich **Ppeak^{PV}** auf 10 kW_p begrenzt¹⁴².

- Szenario **oVerg** – keine Vergütung der PV-Netzeinspeisung:

In diesem Szenario wird keine Einspeisevergütung angenommen und somit p_j^{PV} auf null gesetzt.

Die Ergebnisse dieser Szenarien sind ebenfalls in Abschnitt 7.1.3 dargestellt.

Eigenverbrauchsabgaben

Die Besteuerung oder Berücksichtigung von Abgaben auf den Eigenverbrauch wird mit *pEVA* ermöglicht und mit *bEVA* aktiviert (vgl. Formel (5.19)). Eine solche Besteuerung ist bereits im EEG (2014) umgesetzt und belegt Eigenverbrauch ab dem Jahr 2017 mit 40 % der EEG-Umlage. Allerdings gilt sie u. a. nicht für PVA mit weniger als 10 kW_p installierter Leistung.

- Szenario **PVEVA** – Eigenverbrauchsabgabe (EVA):

In diesem Szenario wird eine EVA von 2,5 ct/kWh für *pEVA* angenommen und ist somit in der Größenordnung von 40 % der EEG-Umlage.

- Szenario **PVEVAstr** – Stromsteuer und EVA:

In diesem Szenario wird sowohl die Stromsteuer (2,05 ct/kWh) als auch die komplette EEG-Umlage (6,24 ct/kWh; BNetzA 2014) auf Eigenverbrauch berücksichtigt. Damit wird für *pEVA* ein Preis von 8,29 ct/kWh berücksichtigt.

Die Ergebnisse dieser Szenarien sind ebenfalls in Abschnitt 7.1.3 dargestellt.

Veränderung von Stromtarifkomponenten

Im Stromtarif gibt es einen Grundpreis, der monatlich oder jährlich berechnet wird, und einen Arbeitspreis, der abhängig ist vom Jahresstrombedarf. Weiterhin gibt es eine leistungsorientierte Strompreiskomponente, die bspw. bei Industriekunden genutzt wird, bei Haushaltskunden jedoch nicht. Die Preisbestandteile des Strompreises sind in Abschnitt 2.1.3 (vgl. Abbildung 2.4) aufgelistet.

Wesentlicher Bestandteil des Arbeitspreises sind Netzentgelte. Durch zunehmende Eigenherzeugung aus PVA (bzw. BHKW) und der Eigennutzung dieses Stromes reduzieren diese Nutzergruppen ihren Strombezug und damit auch ihre Netzentgelte. Die Kosten fürs

¹⁴² Darüber hinaus wurde in einem Szenario die Einspeisevergütung für PVA mit 10 bis 40 kW installierte Leistung berücksichtigt. Die Ergebnisse dieses Szenarios waren nahezu gleich wie die von **EEGVerg** und werden deshalb nicht weiter dargestellt.

Elektrizitätsnetz bestehen aus Investitionsausgaben (CAPEX) und Betriebskosten¹⁴³ (OPEX) (BNetzA 2015d), wobei ein Großteil dieser Kosten wenig durch den Strombezug beeinflussbar sein dürfte. Vielmehr ist die hohe Netzverfügbarkeit für viele Kunden von hoher Relevanz und in der Regel wird bei einem Netzanschluss eine bestimmte Anschlussleistung garantiert (VDEW 2007; DIN 18015-1). Entsprechend könnten diese beiden Faktoren als relevant für das Netzentgelt angesehen werden. Somit erscheint eine Einpreisung im Stromtarif als Grundgebühr oder als leistungsbasierte Komponente als sinnvolle Alternative zur aktuellen Praxis. Um den Preisbestandteil des Netzentgeltes im Modell auf die genannten drei Tarifbestandteile (Grundpreis, Leistungspreis und Arbeitspreis) verteilen zu können, wurden entsprechende Möglichkeiten im Modell umgesetzt.

Die Berücksichtigung eines Grundpreises, z. B. als alternatives Netzentgelt (NE), ist mit NE^{fix} möglich und wird im Modell aktiviert mit bNE^{fix} . Über den implementierten Mechanismus können auch andere Grundpreisvarianten berücksichtigt werden. Die Berücksichtigung eines leistungsbasierten Preisbestandteils wird mit NE^{kW} ermöglicht und mit bNE^{kW} aktiviert. Über diesen Mechanismus könnten auch andere Leistungspreisvariationen berücksichtigt werden. Der Anteil des NE im Arbeitspreis wird mit NE_j^{kWh} vom Arbeitspreis abgezogen (vgl. Formel (5.9)).

Das Netzentgelt ist Teil des Strompreises und betrug für Haushaltskunden¹⁴⁴ im Jahr 2014 durchschnittlich 6,54 ct/kWh (BNetzA 2014). Daraus ergibt sich ein fixes Jahresnetzentgelt¹⁴⁵ von 206,17 €/a bzw. ein leistungsabhängiges Netzentgelt¹⁴⁶ von 17,65 €/kW pro Jahr.

- Szenario **NEFIX** – Netzentgelt als jährlicher Grundpreis:

In diesem Szenario wird das Netzentgelt nicht im Arbeitspreis berücksichtigt, son-

¹⁴³ In Bezug auf die Erlösbergrenze ist nur ein sehr geringer Anteil der Kosten beeinflussbar. Bei den Übertragungsnetzbetreibern waren 2013 rund 74 % der Kosten dauerhaft und rund 24 % vorübergehend nicht beeinflussbar (BNetzA 2015d).

¹⁴⁴ Der Durchschnittswert des Netzentgeltes ist mengengewichtet über alle Tarife des Elektrizitätspreises für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh (BNetzA 2014).

¹⁴⁵ Das fixe Netzentgelt von 206,17 €/a berechnet sich aus der Gesamtsumme von 126,1 TWh bezogener Elektrizität aller Haushaltskunden im Jahr 2013 (BNetzA 2014) und 40,0 Mio. Haushalten in Deutschland in Jahr 2013 (Destatis2014). Damit ergibt sich ein durchschnittlicher Jahreselektrizitätsbezug von 3.153 kWh/a pro Haushalt.

¹⁴⁶ Der Mittelwert des maximalen Leistungsbezugs aus dem Netz wurde ungewichtet berechnet aus den genutzten 79 empirisch gemessenen Haushaltsjahreslastgängen der Quellen E und R (vgl. Anhang B) und beträgt 11,68 kW. Entsprechend kann das fixe Jahresentgelt dadurch geteilt werden und ergibt 17,65 €/kW pro Jahr.

dem im Jahresgrundpreis mit NE^{fix} von 206,17 €/a für das Jahr 2014. Es wird eine Steigerung von 2 %/a angenommen¹⁴⁷.

- Szenario **NEKW** – Netzentgelt als leistungsabhängige Tarifkomponente:
Dieses Szenario berücksichtigt das Netzentgelt nicht im Arbeitspreis, sondern es wird als leistungsabhängige Strompreiskomponente, mit NE^{kW} von 17,65 €/kW für das Jahr 2014 und mit 2 %/a Steigerung angenommen.

Weitere Überlegungen betreffen die EEG-Umlage, die im Strompreis enthalten ist. Diese könnte entfallen oder wie das NE anders berücksichtigt werden. So wäre es möglich, anstatt einer EEG-Umlage als Bestandteil des Strompreises, die EEG Zahlungen über eine Steuerlösung umzulegen.

- Szenario **oEEG** – EEG-Umlage wird im Strompreis nicht berücksichtigt:
In diesem Szenario wird die EEG-Umlage von 6,24 ct/kWh nicht berücksichtigt und reduziert damit den Arbeitspreis entsprechend.
- Szenario **EEGNEFIX** – EEG-Umlage und Netzentgelt als jährlicher Grundpreis:
In diesem Szenario wird sowohl das Netzentgelt (siehe oben bei *NEFIX*) als auch die EEG-Umlage (196,72 €/a) nicht im Arbeitspreis, sondern als jährlicher Grundpreis berücksichtigt.
- Szenario **EEGNEKW** – EEG-Umlage und Netzentgelt als leistungsabhängige Tarifkomponente:
In diesem Szenario wird sowohl das Netzentgelt (siehe oben bei *NEFIX*) als auch die EEG-Umlage (16,84 €/kW) nicht im Arbeitspreis, sondern als leistungsabhängige Strompreiskomponente berücksichtigt.

Die Ergebnisse dieser Szenarien sind in Abschnitt 7.1.4 dargestellt.

7.1.2 Auswirkungen dynamischer Tarife

Die verschiedenen dynamischen Tarife zielen darauf ab, den Netzbezug und ggf. auch die Netzeinspeisung durch preislichen Anreiz zu beeinflussen. Bei den ToU-Tarifen in den beiden Szenarien *HTNT* und *TPHP* werden im Vergleich zum Szenario *REF* wesentliche Lastanteile in Zeiten mit niedrigem Arbeitspreis verschoben (vgl. Tabelle 7.1). In der Variante *OPTIMAL* wird dieser Preisunterschied durch gesteuertes Laden des E-Pkw stärker genutzt, so dass im Szenario *HTNT* nur noch knapp 18 % des Netzbezugs während

¹⁴⁷ Da eine Entwicklungsprognose für das Netzentgelt sehr schwierig ist, wird hier die Annahme zur Steigerung des Arbeitspreises angenommen (vgl. Abschnitt 5.4.6).

der HT-Zeiten erfolgt. Beim Szenario *TPHP* wird der Lastbezug aus der Hochpreiszeit in der Nacht in die Tiefpreiszeit am Tag verschoben. Die PVA wird in den beiden ToU-Tarifen ähnlich dimensioniert wie bei *REF* (Tabelle 7.2). Da die ToU-Tarife ausschließlich den Netzbezug betreffen, liegt dies nahe, zumal auch die Dimensionierung des SBS sich nicht wesentlich ändert. Dennoch ist der Gesamtkapitalwert ($NPV^{PV\&SBS}$) bei *TPHP* deutlich niedriger als bei *REF* und *HTNT*. Beide ToU-Tarife steigern die maximale Netzlast wesentlich (vgl. Tabelle 7.2), was einen höheren Gleichzeitigkeitsfaktor erahnen lässt.

Tabelle 7.1: Durchschnittliche Bezugs- und Einspeiseanteile nach Tageszeit bzw. Preisstufe im Tarifvergleich

	<i>REF</i>	<i>HTNT</i>	<i>TPHP</i>	<i>REF</i>	<i>HTNT</i>	<i>TPHP</i>
	<i>SOFORT</i>			<i>OPTIMAL</i>		
Netzbezug, Anteil 8-20 Uhr, in %	38,7	29,5	62,8	36,8	17,6	73,1
Netzbezug, Anteil 20-8 Uhr, in %	61,3	70,5	37,2	63,2	82,4	26,9
Netzeinspeisung, Anteil 8-20 Uhr, in %	98,4	98,3	98,2	98,8	98,8	98,7
Netzeinspeisung, Anteil 20-8 Uhr, in %	1,6	1,7	1,8	1,2	1,2	1,3

Der dynamische Tarif in Szenario *RTP* basiert auf einem stündlich variierenden Preis auf Basis des EEX day-ahead-Spotmarktes. Hier können die Lastverschiebungen nicht so einfach festen Zeiten zugeordnet werden, weshalb Preisgrenzen als Anhaltspunkt genutzt werden. Lediglich 9 % des Strombezugs bei *RTP_OPTIMAL* erfolgt bei überdurchschnittlichem Arbeitspreis ($PF_t > 1$). Bei *IMK10_OPTIMAL*¹⁴⁸ sind es allerdings auch nur 11 %. Bei einer niedrigeren Schwelle von ($PF_t > 0,9$) wird bei *RTP* ca. 51 % Strom bezogen, wo hingegen es bei *IMK10* 78 % sind. So lässt sich daraus ableiten, dass auch mit *RTP* eine signifikante Lastverschiebung stattfindet. Dies lässt sich auch in Abbildung 7.1 (links) erkennen. Es findet ein starker Strombezug zu Zeiten mit niedrigem Preis statt, was sich auch an einer starken Steigerung der maximalen Netzlast insb. bei gesteuertem Laden des E-Pkw zeigt (vgl. Tabelle 7.2). Insgesamt werden im Szenario *RTP* sowohl PVA als auch SBS deutlich kleiner dimensioniert und die Kapitalwerte sind geringer als bei *REF* und *IMK10* (vgl. Tabelle 6.11). Dadurch reduziert sich der Eigendeckungsanteil und der Netzbezug steigt.

Der lastbegrenzende Tarif im Szenario *LG* zielt weniger auf eine Lastverschiebung, sondern vielmehr auf die Lastbegrenzung bzw. die Reduktion der Spitzenlast. Gleichzeitig wird hier auch die Begrenzung bzw. Reduktion der Netzeinspeisung integriert. So zeigt sich bei allen vier Kennwerten (P_{\max}^{Nbezug} , P_{\max}^{Neinsp} , maximale Netzlast und Netzeinspeisung) eine deutliche Reduktion im Vergleich zu *REF* (vgl. Tabelle 7.2). Entsprechend

¹⁴⁸ Das Szenario *IMK10* wird als Vergleich genutzt, da hier die gleichen Wetterdaten genutzt werden und sich somit lediglich der Arbeitspreis bei den beiden Szenarien unterscheidet.

kann auch dieser Tarif als effektiv eingeschätzt werden. Insbesondere die Auswirkung auf die Einspeiseleistung zeigt sich beispielhaft in Abbildung 7.1 (rechts). Die hohe Gleichzeitigkeit bei der PV-Einspeisung sorgt für hohe Einspeiseleistungen, die durch den *LG*-Tarif effektiv begrenzt werden. Die Anlagengrößen und deren Kapitalwerte sind im Vergleich zu *REF* ähnlich.

Tabelle 7.2: Ergebnisübersicht der Szenarien mit dynamischen Tarifen (n=250)

	<i>REF</i>	<i>HTNT</i>	<i>TPHP</i>	<i>RTP</i>	<i>LG</i>	
SOFORT, <i>MLV^{SBS}</i>	NPV ^{PV&SBS} in €	3 951	4 935 ± 2 242	3 620 ± 342	3 279 ± 1 598	4 130 ± 1 912
	Ppeak ^{PV} in kW _p	3,7	3,9 ± 1,5	3,8 ± 1,5	3,0 ± 1,2	3,6 ± 1,2
	Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	3,9	4,0 ± 1,6	4,6 ± 2,0	2,9 ± 1,1	3,9 ± 1,5
	NPV ^{SBS} in € _t	1 317	1 727 ± 790	1 522 ± 600	960 ± 442	1 467 ± 641
	Pmax ^{Nbezug} in kW	13,2	13,4 ± 6,6	14,7 ± 6,4	13,1 ± 6,6	7,8 ± 5,2
	Pmax ^{NEinsp} in kW	-3,3	-3,5 ± 1,4	-3,4 ± 1,3	-2,8 ± 1,1	-2,4 ± 0,6
	E ^{Nbezug} in kWh	3 880	3 824 ± 1 450	3 781 ± 1 385	4 179 ± 1 584	3 906 ± 1 499
	max. Netzlast in kW/HH	2,3	4,2	5,7	3,2	1,9
	max. Netzein. in kW/HH	-2,9	-3,1	-3,0	-2,0	-2,0
	OPTIMAL, <i>MLV^{SBS}</i>	NPV ^{PV&SBS} in €	6 773	6 786 ± 2 706	5 879 ± 2 319	5 175 ± 2 178
Ppeak ^{PV} in kW _p		4,6	4,4 ± 1,5	4,6 ± 1,6	3,7 ± 1,4	4,4 ± 1,4
Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}		3,5	2,9 ± 1,3	3,8 ± 1,8	2,2 ± 1,0	3,5 ± 1,8
NPV ^{SBS} in € _t		1 010	990 ± 479	1 205 ± 580	601 ± 321	1 089 ± 578
Pmax ^{Nbezug} in kW		12,7	13,1 ± 6,6	14,5 ± 6,4	12,3 ± 6,8	7,0 ± 5,2
Pmax ^{NEinsp} in kW		-4,3	-4,1 ± 1,4	-4,2 ± 1,5	-3,5 ± 1,3	-2,9 ± 0,7
E ^{Nbezug} in kWh		3 069	3 257 ± 1 341	3 078 ± 1 236	3 440 ± 1 390	3 127 ± 1 316
max. Netzlast in kW/HH		1,8	4,1	5,4	5,9	1,6
max. Netzein. in kW/HH		-3,7	-3,5	-3,6	-2,5	-2,3

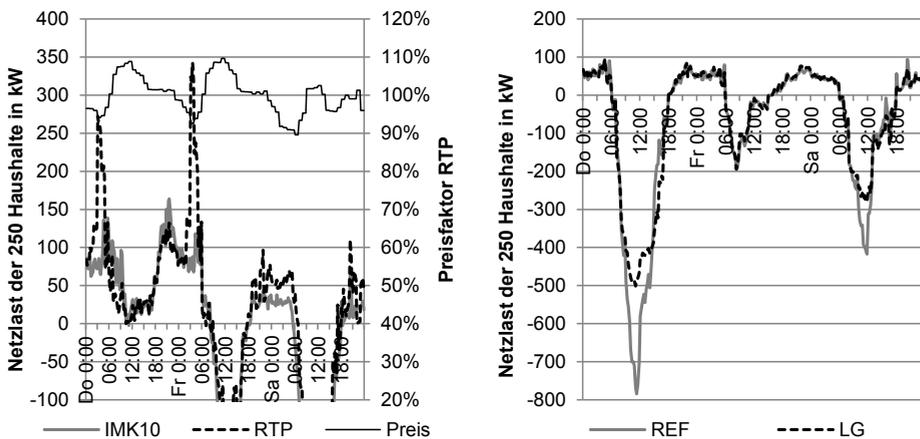


Abbildung 7.1: Netzlasten von *IMK10* und *RTP* (preisvariablem Tarif) (links) sowie *REF* und *LG* (Tarif mit Lastgrenze) (rechts), KW21, *OPTIMAL*, *MLV^{SBS}*

7.1.3 Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen

Veränderte Rahmenbedingungen, bspw. durch Gesetzesänderungen, betreffen maßgeblich Steuern, Abgaben oder Bedingungen der Netzeinspeisung. Deshalb werden im Folgenden fünf mögliche Veränderungen mit dem Szenario *REF* verglichen (siehe Tabelle 7.3).

Die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 % in Bezug auf die installierte PV-Anlagenleistung hat nur minimal negative Auswirkungen auf den Gesamtkapitalwert ($NPV^{PV\&SBS}$). Sowohl bei *PVABR50_SOFORT* als auch bei *PVABR50_OPTIMAL* verringert sich dieser um weniger als 20 €. Die Systemgrößen von PVA und SBS bleiben im Vergleich zu *REF* gleich. Der Kapitalwert des SBS ist leicht höher, da dieser die Verwendung der sonst nicht nutzbaren Energie¹⁴⁹ oberhalb der Abregelgrenze ermöglicht. Diese Maßnahme reduziert die maximale Netzeinspeiseleistung aus Netzsicht (Summe der Haushalte) um 38 %. Dies zeigt sich auch beispielhaft in Abbildung 7.2.

Tabelle 7.3: Ergebnisübersicht der Szenarien mit veränderten Rahmenbedingungen (n=250)

	<i>REF</i>	<i>PVABR50</i>	<i>EEGVerg</i>	<i>oVerg</i>	<i>PVEVA</i>	<i>PVEVAStr</i>	
SOFORT, MLV^{SBS}	$NPV^{PV\&SBS}$ in €	3 951	3 939 ± 1856	4 778 ± 2150	3 447 ± 1674	3 158 ± 1556	1 706 ± 948
	P_{peak}^{PV} in kW _p	3,7	3,6 ± 1,4	5,1 ± 1,9	2,9 ± 1,2	3,0 ± 1,3	1,9 ± 1,0
	$Kapa^{SBS}$ in kWh _{inst}	3,9	3,9 ± 1,6	4,4 ± 1,9	3,5 ± 1,4	2,6 ± 1,0	1,1 ± 0,6
	NPV^{SBS} in € _t	1 317	1 349 ± 588	1 394 ± 497	1 242 ± 603	897 ± 447	274 ± 185
	P_{max}^{Nbezug} in kW	13,2	13,2 ± 6,7	13,1 ± 6,7	13,2 ± 6,7	13,3 ± 6,7	13,4 ± 6,7
	P_{max}^{NEinsp} in kW	-3,3	-1,8 ± 0,7	-4,7 ± 1,7	-2,6 ± 1,1	-2,7 ± 1,2	-1,6 ± 0,8
	E^{Nbezug} in kWh	3 880	3 885 ± 1466	3 443 ± 1325	4 174 ± 1562	4 282 ± 1637	4 955 ± 1803
	max. Netzlast in kW/HH	2,3	2,1	2,3	2,2	2,2	2,3
	max. Netzein. in kW/HH	-2,9	-1,8	-4,3	-2,1	-2,3	-1,3
OPTIMAL, MLV^{SBS}	$NPV^{PV\&SBS}$ in €	6 773	6 755 ± 2700	7 743 ± 2965	6 150 ± 2544	5 702 ± 2365	3 505 ± 1629
	P_{peak}^{PV} in kW _p	4,6	4,6 ± 1,6	6,0 ± 2,1	3,9 ± 1,4	4,2 ± 1,5	3,2 ± 1,3
	$Kapa^{SBS}$ in kWh _{inst}	3,5	3,5 ± 1,6	3,6 ± 1,8	3,4 ± 1,8	2,5 ± 1,3	0,9 ± 0,6
	NPV^{SBS} in € _t	1 010	1 056 ± 554	960 ± 446	1 092 ± 616	677 ± 388	198 ± 161
	P_{max}^{Nbezug} in kW	12,7	12,7 ± 6,7	12,6 ± 6,7	12,8 ± 6,7	12,8 ± 6,8	12,8 ± 6,8
	P_{max}^{NEinsp} in kW	-4,3	-2,3 ± 0,8	-5,6 ± 1,9	-3,6 ± 1,3	-3,8 ± 1,4	-2,8 ± 1,2
	E^{Nbezug} in kWh	3 069	3 070 ± 1255	2 833 ± 1151	3 309 ± 1329	3 369 ± 1374	4 018 ± 1607
	max. Netzlast in kW/HH	1,8	1,7	1,6	1,7	1,6	1,7
	max. Netzein. in kW/HH	-3,7	-2,2	-5,2	-2,9	-3,2	-2,2

Im Gegensatz zum Szenario *REF* wird bei *EEGVerg* die garantierte EEG-Einspeisevergütung für eingespeisten PV-Strom angenommen. Diese verbesserte Rahmenbedingung für die PVA ermöglicht eine deutlich größere PVA und dadurch auch ein

¹⁴⁹ Kann die Energie nicht im Haushalt direkt genutzt oder im SBS zwischengespeichert werden, erfolgt eine Abregelung der PV-Anlage durch eine Abweichung des Reglers vom MPP.

etwas größeres SBS. Der Kapitalwert der PVA (NPV^{PV}) steigt bei *EEGVerg_SOFORT* auf $3\,384 \pm 1\,844 \text{ €}$ (*REF_SOFORT* $2\,634 \pm 1\,520 \text{ €}$) und der Eigendeckungsanteil von $42 \pm 8 \%$ (*REF*) auf $49 \pm 9 \%$ (*EEGVerg*). Dadurch reduziert sich der Netzbezug etwas und die Netzeinspeisung nimmt deutlich zu. Dies zeigt sich auch an der maximalen Netzeinspeisung.

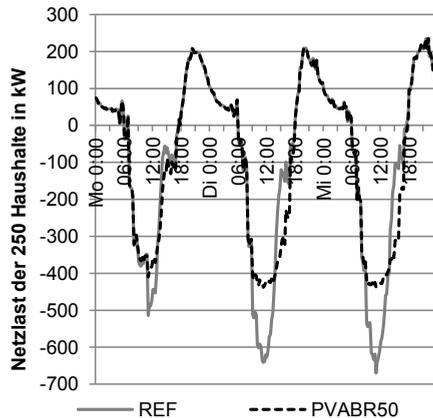


Abbildung 7.2: Netzlastvergleich von *REF* zu *PVABR50*, KW21, *SOFORT*, MLV^{SBS}

Wird hingegen gar keine Vergütung der Netzeinspeisung angenommen (vgl. Szenario *oVerg*), ergibt sich der gegenteilige Effekt (siehe Tabelle 7.3). Die PVA wird kleiner dimensioniert, der Kapitalwert sinkt, der Netzbezug steigt und die maximale Netzeinspeisung ist geringer.

Sollte die Besteuerung des Eigenverbrauchs in Zukunft verstärkt und auch für Kleinanlagen eingeführt werden, so zeigen die Szenarien *PVEVA* und *PVEVAstr* die Auswirkungen auf. Je stärker die Eigenverbrauchsbesteuerung (z. B. durch EEG-Umlage oder Stromsteuer), desto kleiner werden die installierten PVA und SBS, die Kapitalwerte sinken und der Netzbezug steigt. So bewirkt schon die geringe Eigenverbrauchsabgabe in *PVEVA_SOFORT* einen Rückgang des Kapitalwertes von ca. 800 € bzw. ca. 20 % im Vergleich zu *REF_SOFORT* und der Netzbezug steigt um 400 kWh pro Jahr. Bei einer stärkeren Eigenverbrauchsabgabe wie in *PVEVAstr_SOFORT* steigt der Netzbezug im Vergleich zu *REF_SOFORT* um durchschnittlich 1 075 kWh pro Jahr. Das SBS ist mit 1,1 kWh relativ klein und auch die PVA ist nur halb so groß dimensioniert wie in *REF_SOFORT*.

7.1.4 Auswirkungen veränderter Stromtarifkomponenten

In den folgenden Tarifen werden beispielhaft die Netzentgelte oder die EEG-Umlage aus dem Arbeitspreis herausgelöst und stattdessen in den Grundpreis oder einen Leistungspreis übertragen.

Bei dem Szenario *NEFIX* ist das Netzentgelt Bestandteil des Jahresgrundpreises, was den Arbeitspreis entsprechend reduziert. Dadurch verringert sich auch die Preisspanne zwischen Gestehungskosten aus PV und dem Arbeitspreis für Elektrizitätsbezug aus dem Netz. Weiterhin steigen die jährlichen Ausgaben, die unabhängig sind von PVA oder SBS und somit von diesen nicht reduziert werden können. Als Resultat sinken die Gesamtkapitalwerte ($NPV^{PV\&SBS}$) in beiden untersuchten Varianten *SOFORT* und *OPTIMAL* um ca. die Hälfte gegenüber *REF* (vgl. Tabelle 7.4). Optimal sind unter diesen Bedingungen vergleichsweise kleine Anlagen. Dadurch sinken die maximalen Einspeiseleistungen und der Elektrizitätsbezug aus dem Netz steigt.

Tabelle 7.4: Ergebnisübersicht der Szenarien mit umgestalteten Strompreisbestandteilen (n=250)

	<i>REF</i>	<i>NEFIX</i>	<i>EEGNEfix</i>	<i>oEEG</i>	<i>NEKW</i>	<i>EEGNEKW</i>	
<i>SOFORT, MLV^{SBS}</i>	$NPV^{PV\&SBS}$ in €	3 951	1 742 ± 955	732 ± 446	2 201 ± 1157	3 900 ± 1764	4 862 ± 3069
	P_{peak}^{PV} in kW _p	3,7	2,0 ± 1,0	1,0 ± 0,6	2,3 ± 1,1	2,7 ± 1,0	2,1 ± 0,8
	$Kapa^{SBS}$ in kWh _{inst}	3,9	1,1 ± 0,7	0,4 ± 0,3	1,5 ± 0,7	3,4 ± 1,9	3,6 ± 2,4
	NPV^{SBS} in € _t	1 317	321 ± 213	27 ± 23	495 ± 296	2 450 ± 1531	4 112 ± 3079
	$P_{max}^{N_{bezug}}$ in kW	13,2	13,4 ± 6,7	13,4 ± 6,7	13,3 ± 6,7	4,7 ± 1,6	4,4 ± 1,5
	$P_{max}^{N_{Einsp}}$ in kW	-3,3	-1,7 ± 0,8	-0,8 ± 0,5	-2,0 ± 0,9	-2,4 ± 0,9	-1,8 ± 0,7
	$E^{N_{bezug}}$ in kWh	3 880	4 917 ± 1803	5 512 ± 1889	4 723 ± 1778	4 304 ± 1768	4 579 ± 1846
	max. Netzlast in kW/HH	2,3	2,3	2,3	2,3	2,0	2,0
	max. Netzein. in kW/HH	-2,9	-1,4	-0,5	-1,7	-2,0	-1,3
	<i>OPTIMAL, MLV^{SBS}</i>	$NPV^{PV\&SBS}$ in €	6 773	3 517 ± 1623	1 697 ± 935	4 250 ± 1878	5 695 ± 2200
P_{peak}^{PV} in kW _p		4,6	3,2 ± 1,3	2,2 ± 1,1	3,5 ± 1,4	3,7 ± 1,3	3,0 ± 1,1
$Kapa^{SBS}$ in kWh _{inst}		3,5	1,0 ± 0,6	0,4 ± 0,4	1,4 ± 0,8	3,4 ± 1,9	3,8 ± 2,5
NPV^{SBS} in € _t		1 010	235 ± 185	25,8 ± 28,8	363 ± 250	2 348 ± 1509	4 227 ± 3141
$P_{max}^{N_{bezug}}$ in kW		12,7	12,9 ± 6,7	13,0 ± 6,7	12,9 ± 6,7	3,3 ± 1,9	2,8 ± 1,5
$P_{max}^{N_{Einsp}}$ in kW		-4,3	-2,9 ± 1,2	-2,0 ± 1,0	-3,2 ± 1,2	3,4 ± 1,2	-2,7 ± 1,0
$E^{N_{bezug}}$ in kWh		3 069	3 982 ± 1598	4 543 ± 1776	3 771 ± 1532	3 427 ± 1515	3 737 ± 1636
max. Netzlast in kW/HH		1,8	1,7	1,7	1,8	1,4	1,3
max. Netzein. in kW/HH		-3,7	-2,1	-1,3	-2,6	-2,7	-1,9

Im Szenario *EEGNEFIX* wird zusätzlich zum Netzentgelt auch die EEG-Umlage im Grundpreis anstatt im Arbeitspreis berücksichtigt. Die Tendenzen im Szenario *NEFIX* werden auf diese Weise verstärkt (vgl. Tabelle 7.4). Die Gesamtkapitalwerte ($NPV^{PV\&SBS}$) sinken dadurch nochmals stark. In der Variante *SOFORT* sinken sie unter 20 % in Bezug

auf *REF*, bei *OPTIMAL* auf ca. 25 %. Optimal sind unter diesen Bedingungen vergleichsweise kleine Anlagen. In der Praxis werden diese kleinen Systeme wohl nicht installiert.

Das Szenario *oEEG* zeigt die Auswirkungen auf, wenn die EEG-Umlage nicht mehr Bestandteil des Strompreises wäre. Im Vergleich zu *NEFIX* sind die Auswirkungen ähnlich. Jedoch wird bei *oEEG* der Grundpreis nicht verändert, weshalb sich die Ergebniswerte zwischen den Szenarien *REF* und *NEFIX* bewegen (vgl. Tabelle 7.4). Bei *oEEG_OPTIMAL* wird eine PVA durchschnittlich mit 3,5 kW_p installiert, das SBS ist mit 1,4 kWh im Vergleich klein dimensioniert und erreicht auch einen geringen Kapitalwert.

In den beiden Szenarien *NEKW* und *EEGNEKW* wird das Netzentgelt bzw. das Netzentgelt und die EEG-Umlage aus dem Arbeitspreis in einen Leistungspreis überführt. Dieser berechnet sich aus der maximalen Bezugsleistung aus dem Netz im Jahresverlauf. Somit reduziert sich zwar der Arbeitspreis, ähnlich wie bei *oEEG*, jedoch besteht der Anreiz die Spitzenleistungen zu reduzieren. Dies führt dazu, dass das SBS effektiv eingesetzt werden kann. Denn obwohl die installierten Kapazitäten in der Regel unter denen von *REF* bleiben, wird der Kapitalwert des SBS deutlich gesteigert (vgl. Tabelle 7.4). In der Variante *NEKW* auf durchschnittlich 3 427 € und damit auf 230 % von *REF_OPTIMAL*. Die PVA wird in der Regel ebenfalls kleiner dimensioniert und der Kapitalwert der PVA (NPV^{PV}) sinkt etwas. So reduziert sich NPV^{PV} von durchschnittlich 5 763 € (*REF_OPTIMAL*) auf 3 347 € bei *NEKW_OPTIMAL* und 1 781 € bei *EEGNEKW_OPTIMAL*.

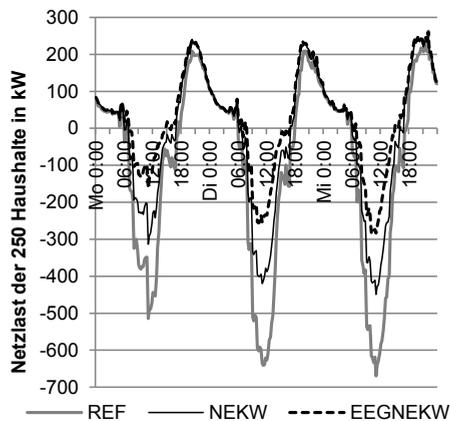


Abbildung 7.3: Netzlast von *REF*, *NEKW* und *EEGNEKW*; KW21, *SOFORT*, MLV^{SBS}

Die maximalen Bezugsleistungen reduzieren diese Tarife deutlich. So wird $P_{\text{max}}^{\text{Nbezug}}$ bei *NEKW_SOFORT* reduziert auf ca. ein Drittel bezogen auf *REF* und bei *NEKW_OPTIMAL* auf ca. ein Viertel. Bei *EEGNEKW* ist dies noch ausgeprägter (vgl. Tabelle 7.4). Obwohl

die Einspeiseleistung nicht im Fokus der Tarife bzw. der Szenarien steht, werden die Spitzeneinspeiseleistungen deutlich reduziert, da die installierte Spitzenleistung der PVA geringer ist als bei *REF*. Beispielhaft für einige Frühlingstage zeigt sich dies in Abbildung 7.3.

7.2 Autarker Haushalt

Der vom elektrischen Versorgungsnetz unabhängige und entsprechend elektrizitätsautarke Haushalt ist ein mit dem Modell abbildbarer Sonderfall, der nur für die Modelllaufvariante MLV^{SBS} möglich ist und mit bHH^{autark} aktiviert wird. Dadurch ist der Netzaustausch für die Modelllaufvariante MLV^{SBS} auf null gesetzt ($P_t^{NBezug} = 0$ und $Peinsp_t^{PV} = 0$). Für MLV^0 und MLV^{PV} muss eine Netzanbindung vorhanden sein, weil das Modell sonst unlösbar wird. In der Realität würde für ein solches System neben der PVA zusätzlich eine Backup-Erzeugungseinheit, wie z. B. ein Dieseldieselgenerator, zugebaut werden. In dem hier betrachteten Szenario *AUTARK* ist solch ein Backup-Erzeuger nicht vorgesehen. Weiterhin ist keine Ausfallzeit des Systems von wenigen Stunden im Jahr zugelassen. Somit muss die elektrische Versorgung über alle Zeitscheiben hinweg gewährleistet.

Tabelle 7.5: Ergebnisübersicht des Szenarios *AUTARK* (ohne Netzanbindung, MLV^{SBS})

	<i>OHNE</i>	<i>SOFORT</i>	<i>OPTIMAL</i>	<i>BIDIOPT</i>
Zielwert ^{SBS} in €	-89 776 ± 56 437	-132.426 ± 59 986	-118 503 ± 58 820	-116 904 ± 58 942
NPV ^{SBS} in €	-71 589 ± 49 978	-102 590 ± 51 876	-97 798 ± 51 263	-91 613 ± 51 428
Komb. mit NPV ^{SBS} > 0	0	0	0	0
Ppeak ^{PV} in kW _p	24,8 ± 18,4	36,1 ± 19,5	36,1 ± 19,6	36,4 ± 19,6
Kapa ^{SBS} in kWh _{inst}	69,0 ± 40,0	102,6 ± 43,3	81,7 ± 41,2	78,4 ± 41,5
Eigenverbrauchsanteil in %	19 ± 4	20 ± 3	20 ± 3	19 ± 3
Ausnutzung zykl. Lebensd. in %	11 ± 3	11 ± 3	11 ± 3	11 ± 4
kal. Lebensdauerreduktion in a	0,5 ± 0,1	0,5 ± 0,1	0,4 ± 0,1	0,4 ± 0,1

Damit ist zu erklären, warum bei diesem Szenario *AUTARK* extreme Ergebniswerte resultieren (vgl. Tabelle 7.5) und ein Vergleich mit dem Szenario *REF* nicht zielführend ist. In der Variante *AUTARK_OHNE* wird eine PVA von durchschnittlich 25 kW_p installiert und ein SBS mit 69 kWh Speicherkapazität¹⁵⁰. Entsprechend sind die Kapitalwerte von PVA und SBS deutlich negativ und weisen eine große Standardabweichung auf. Im Vergleich sind in Variante *AUTARK_SOFORT*, aufgrund des gesteigerten Jahresstrombedarfs, die

¹⁵⁰ Beide Systeme sind i. d. R. allein aufgrund ihrer physikalischen Größe zu groß für das Hausdach bzw. den verfügbaren (Keller-)Raum.

PVA und das SBS nochmals um ca. 50 % größer dimensioniert. Im Vergleich von *SOFORT* zu *OPTIMAL* und *BIDIOPT* fällt auf, dass die PVA etwa gleich groß dimensioniert wird, um entsprechend über das ganze Jahr die benötigte Elektrizität liefern zu können. Wegen der Ladelastverschiebung bei *OPTIMAL* kann das SBS im Vergleich zu *SOFORT* um ca. 20 % kleiner dimensioniert werden. Die Speicherfähigkeit des E-Pkw in *BIDIOPT* bringt in der Regel jedoch keinen wesentlichen Vorteil.

Beispielhaft zeigt Abbildung 7.4 die Lastverläufe des Haushalts und den Ladestandsverlauf des SBS. So ist im Sommerhalbjahr die PVA um ein vielfaches überdimensioniert. Dies spiegelt sich auch an einem Eigenverbrauchsanteil von lediglich einem Fünftel wieder, um einen Eigendeckungsanteil von 100 % zu erreichen. Auch die Ausnutzung der möglichen Zyklenzahl des SBS liegt lediglich bei einem Zehntel.

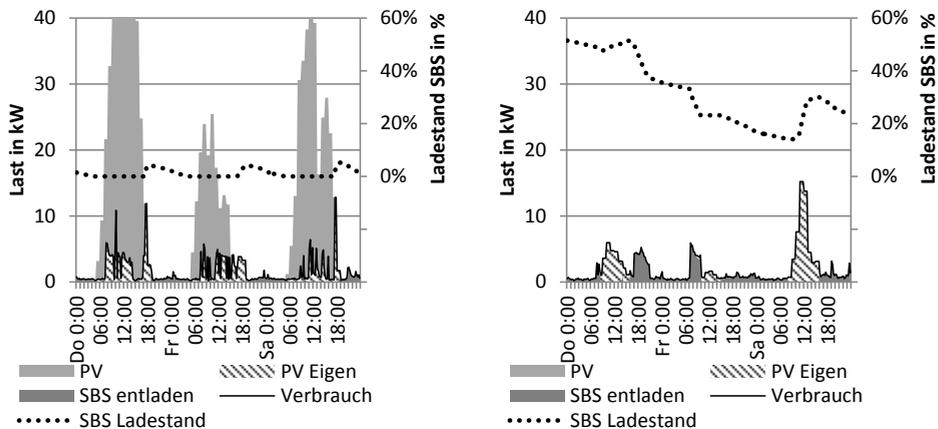


Abbildung 7.4: PV-Angebot und Lastdeckung eines Beispielhaushaltes (RHH26, BEV132), KW21 links und KW50 rechts, *AUTARK_OPTIMAL*, MLV^{SBS}

7.3 Speicher im städtischen Elektrizitätssystem

In den vorhergehenden Abschnitten wurden Ergebnisse mit Hilfe des Modells Speicher-Opt zu verschiedenen Tarifen und Szenarien zur Lastverschiebung auf Haushaltsebene dargestellt. Ergänzend dazu soll in diesem Abschnitt der Systemrahmen erweitert werden und eine ganze Stadt bzw. städtische Region untersucht werden. Dazu wird das Modell

RegMob genutzt, das im Rahmen des Verbundprojektes MeRegioMobil¹⁵¹ entwickelt und im Verbundprojekt iZEUS³⁷ weiterentwickelt wurde. Der folgende Abschnitt basiert teilweise auf Kaschub u. a. (2014). Dort werden das Modell und relevante Gleichungen dargestellt und erläutert¹⁵². Im Folgenden wird in Abschnitt 7.3.1 ein kurzer Modellüberblick gegeben und die verwendeten Eingangsdaten werden vorgestellt. Daraufhin werden in Abschnitt 7.3.2 zentrale Ergebnisse dargestellt.

7.3.1 Modell RegMob und Eingangsdaten

Das Modell RegMob minimiert die Elektrizitätsausgaben aller Endkundensegmente eines urbanen Elektrizitätssystems¹⁵³, wobei die Freiheitsgrade in der Ladeplanung für E-Kfz, SBS und elektrische Speicherheizungen genutzt werden. Das Modell ist formuliert als ein gemischt ganzzahliges lineares Problem, das ein ganzes Jahr in stündlicher Auflösung berücksichtigt. Implementiert ist die elektrische Wertschöpfungskette von der Erzeugung, über die Verteilung bis zur Nachfrage. Die Erzeugung berücksichtigt die vorhandenen lokalen Erzeugungseinheiten (Windenergie- und PV-Anlagen). Darüber hinaus wird Elektrizität aus dem Übertragungsnetz zu day-ahead-Spotmarktpreisen bezogen. Die Großstadt ist unterteilt in Stadtteile, die über das Hochspannungsnetz miteinander verbunden und über Umspannwerke (UW) zu den Mittelspannungsnetzen versorgt werden. Die elektrische Nachfrage wird für jeden Stadtteil aggregiert abgebildet. Die exogen vorgegebene Nachfrage setzt sich zusammen aus den Segmenten Haushalte, GHD und Industrie. Die Ladebedarfe von E-Kfz aus privaten und kommerziellen E-Pkw und kleinen elektrischen Nutz-Kfz (E-Nfz) sind mit ihren LVP und verschiedenen Ladestrategien berücksichtigt. Weiterhin sind SBS auf Basis der Li-Ionen-Technologie implementiert. Die Anwendung verschiedener dynamischer Tarife aktiviert dabei die Lastflexibilität.

Auf der Erzeugungsseite werden im Modell Erzeugungskapazitäten berücksichtigt, die innerhalb des Netzgebietes lokalisiert sind und auf den Verteilnetzebenen einspeisen. Vernachlässigt werden kleine Erzeugungskapazitäten bspw. aus Wasserkraft sowie Kraft-

¹⁵¹ Das Verbundprojekt MeRegioMobil (Elektromobilität im Energiesystem der Zukunft) wurde im Zeitraum 07/2009 bis 09/2011 durchgeführt und wurde vom BMWi (in Kooperation mit dem BMU) im Rahmen des Förderschwerpunktes „IKT für Elektromobilität“ gefördert.
Link: <http://meregiomobil.forschung.kit.edu>

¹⁵² Die unveröffentlichten Arbeitspaketberichte AP 850 aus MeRegioMobil und AP 880 aus iZEUS geben darüber hinaus einen vollständigen Einblick in das entwickelte Modell, die verwendeten Daten, deren Aufbereitung und weitere Ergebnisse.

¹⁵³ Beispielhaft wird das Elektrizitätssystem der deutschen Großstadt Karlsruhe abgebildet. Mit rund 300 000 Einwohnern liegt sie in der trinationalen Metropolregion Oberrhein.

Wärme-Kopplungs-Anlagen, da hier notwendige Informationen nicht vorliegen. Entsprechend verbleiben für den Anwendungsfall Windenergieanlagen und PVA, die mit den Annahmen des technischen Potenzials des lokalen Netzbetreibers von 10 MW für Wind und 250 MW für PV im Modell berücksichtigt werden. Aktuell ist nur ein Bruchteil dieses Potenzials installiert. Die Elektrizitätserzeugung ist abgeleitet von historischen Wetterdaten des Jahres 2008 (IMK 2014). Da die Eigennutzung aus Eigenerzeugung vorteilhaft für den jeweiligen Betreiber ist, wird dieser Erzeugungsanteil mit einem Preisvorteil von 8 ct/kWh belegt. Die Eigennutzung ist dabei begrenzt auf die Nachfrage der Haushalte einschließlich der Ladenachfrage der E-Pkw und der Ladeenergie für SBS, wenn diese bei Endverbrauchern installiert sind¹⁵⁴.

Vom städtischen Verteilnetz ist das Hochspannungsnetz inkl. der UW zur darunter gelegenen Mittelspannungsebene modelliert. Das abgebildete urbane Netz hat eine hohe Leistungsdichte und ist relativ großzügig ausgelegt. Die Leistungsflüsse der Hochspannungsebene sind vereinfacht nach den Kirchhoff'schen Regeln und in der gängigen Methode als DC-Lastflüsse in der Matrix-Formulierung abgebildet¹⁵⁵ (Andersson 2008). Dabei werden Phasenwinkel des Leistungsflusses und Reaktanz der Leitung (2x 71 MW mit $X=0,38 \Omega/\text{km}$, Spring 2003) berücksichtigt, nicht aber Verlustleistungen. Die UW werden mit jeweils 2x 40 MW berücksichtigt (Karlsruhe 2013, SWKA 2010).

Die Stromnachfrage wird auf Basis der drei Sektoren Haushalte, GHD und Industrie abgebildet. Die vierte Nachfragekategorie der E-Kfz wird separat behandelt. Die nach Segment aggregierten Lastprofile werden als Eingangsdaten dem Modell übergeben und je Sektor und Stadtteil entsprechend der Jahresenergienachfrage skaliert. Für die Haushalte wird das deutsche Standardlastprofil H0 genutzt (Schieferdecker u. a. 1999). Die Skalierung erfolgt anhand der Bevölkerungszahlen, der Haushaltsgrößenverteilungen und den jeweiligen durchschnittlichen Jahresstrombedarfen (Karlsruhe 2013). Für GHD wird das Standardlastprofil G0 (Schieferdecker u. a. 1999) und für die Industrie wird eine Kombination der verschiedenen Lastprofile der einzelnen Sektoren verwendet (IIP 2007). Die Strompreise basieren auf den day-ahead-Spotmarktpreisen der EEX aus dem Jahr 2008, um konsistente Eingangsdaten aus dem gleichen Jahr verwenden zu können. Im Standardtarif wird ein Jahresdurchschnittspreis an der EEX von 6,6 ct/kWh berücksichtigt. Für die

¹⁵⁴ Da jeweils die aggregierte Nachfrage eines Stadtteils berücksichtigt wird, kann dies zu einer Überschätzung der Eigennutzung führen.

¹⁵⁵ Die übliche Umwandlung der Größen in Einheitsgrößen („pro Einheit“), wurde nicht durchgeführt, da lediglich die Hochspannungsebene abgebildet wird und damit keine Transformationen in andere Spannungsebenen berücksichtigt sind.

jeweilige Verbrauchsgruppe werden entsprechend die Netznutzungsentgelte, Steuern und Abgaben hinzugerechnet (BNetzA 2011). Für 2008 sind diese durchschnittlichen Preisaufschläge 15,3 ct/kWh bei Haushalten, 13,6 ct/kWh für GHD und 6,4 ct für den Industrie-sektor.

Die Stromnachfrage der E-Kfz wird abgeleitet vom Mobilitätsverhalten und ist als flexible Last im Modell integriert, wobei auch die Rückspeisemöglichkeit (V2G) implementiert ist. Das Mobilitätsverhalten wurde aus zwei deutschen Mobilitätsstudien entnommen: für den Privatverkehr aus der MiD 2008 (BMVBS 2010) und für den gewerblichen Verkehr aus der KiD 2010 (BMVBS 2012). Dadurch können drei Fahrzeugklassen unterschieden werden: private und gewerbliche Pkw und Lkw bis 3,5 t Nutzlast (leichte Nutzfahrzeuge). Auf Basis der Mobilitätsstudien wurden sowohl die technischen als auch die ökonomischen Potenziale für E-Kfz für jede Fahrzeugklasse evaluiert. Dabei wurden die jährlichen und täglichen Fahrleistungen, Parkorte und -zeiten berücksichtigt. Für die abgebildeten privaten E-Pkw wurde lediglich das Laden zu Hause zugelassen. Bei gewerblichen Kfz wurde das Laden zu Hause und am Arbeitsstandort berücksichtigt. Weiterhin wurden nur Mobilitätsdaten aus den Studien genutzt, die mit dem Regionstyp für Großstädte markiert waren und somit dem Mobilitätsprofil von städtischen Kfz entsprechen. Daraus resultiert ein Potenzial von 65 % für E-Pkw (privat und gewerblich) und von 71 % für E-Nfz, welches im Modell umgesetzt wird.

Vergleichbar zum Modell SpeicherOpt (vgl. Abschnitt 5.4.4) werden drei Ladevarianten unterschieden: sofortiges Vollladen (EVstart), gesteuertes Laden (EVopt) und bidirektionales gesteuertes Laden (EV2H). Bei EVstart wird eine feste Ladelastkurve in den Eingangsdaten berücksichtigt. Diese basiert auf den Mobilitätsprofilen und wurde unter der Annahme sofortigen Vollladens berechnet. Für das gesteuerte Laden ist die Modellierungsmethodik der oberen und unteren Ladegrenzen umgesetzt (vgl. Abschnitt 4.2), die auch im Modell SpeicherOpt Anwendung findet (vgl. Abschnitt 5.2.2). Allerdings werden hier nicht Einzelfahrzeuge bzw. repräsentative Fahrzeuge berücksichtigt, sondern es wird, trotz aller Kritikpunkte (vgl. Abschnitt 4.4), eine aggregierte Flotte (vgl. Abschnitt 4.3) pro Stadtteil berücksichtigt. Somit ergeben sich Flottengrenzkurven für den maximalen und minimalen Ladestand, die als Eingangsdaten ins Modell eingehen. Innerhalb dieser Grenzen kann der Ladestand der Flotte frei optimiert werden. Lediglich die maximale Ladeleistung von 3,5 kW pro E-Kfz¹⁵⁶ und die Ladestrategie „Ladestand L2“ (vgl. Ab-

¹⁵⁶ Dies entspricht der Annahme, dass lediglich einphasig mit maximal 16 A geladen wird. Höhere Ladeleistungen wurden in den folgend dargestellten Szenarien nicht betrachtet.

schnitt 4.2, S. 88) gehen als weitere Restriktionen ein. Die Batteriekapazität wird bei E-Pkw mit 25,2 kWh und bei E-Nfz mit 36 kWh berücksichtigt. Die Ladeeffizienz wird mit 85 % angenommen.

Die Implementierung des SBS erfolgt ähnlich wie bei den E-Kfz und wird als vierte Fahrzeugklasse berücksichtigt. Dabei wird eine weitere vereinfachende Annahme getroffen: Die Kapazität des SBS kann zu jeder Zeit zu 100 % genutzt werden.

Neben dem Standardtarif, Basis, werden zur Aktivierung von Lastverschiebung und Speichernutzung weitere zwei Tarife umgesetzt:

- I. *Basis* – Standard-Elektrizitätstarif ohne Preisvariation im Tages- bzw. Jahresverlauf
- II. *RTP* – zeitvariabler Tarif mit stündlicher Variation auf Basis des day-ahead-Spotmarktpreises der EEX aus dem Jahr 2008
- III. *LG* – lastvariabler Tarif mit einem Preisaufschlag von 10 ct/kWh bei Überschreiten der spezifischen Lastgrenze pro UW¹⁵⁷

Damit sind die Tarife II und III äquivalent zu den Tarifen der Szenarien *RTP* und *LG* (vgl. Abschnitt 7.1) des Modells SpeicherOpt.

Die CO₂-Emissionen werden nicht direkt im Modell, sondern im Anschluss an den jeweiligen Modelllauf berechnet. Dazu werden die stündlichen Bedarfswerte (ohne Eigennutzung) mit dem jeweiligen CO₂-Emissionsfaktor für 2030 (Jochem u. a. 2014a) verwendet.

Das Modell ist in GAMS umgesetzt und umfasst ca. 3,9 Mio. Gleichungen und 3,8 Mio. Variablen, wovon ca. 0,4 Mio. Binärvariablen sind¹⁵⁸. Die Lösungszeit liegt für das Basismodell im Bereich weniger Minuten, je nach Szenario (insb. mit SBS) kann diese auch mehrere Stunden betragen¹⁵⁹.

7.3.2 Szenarien und Ergebnisse

Das beschriebene Modell wird im Folgenden für eine vergleichende Evaluation verschiedener Tarife, Ladevarianten der E-Kfz und der Einbindung von SBS in den Haushalten oder im Netz angewendet. Die sechs Szenarien werden in Tabelle 7.6 mit den drei variierten Einflussgrößen dargestellt. Wie bereits im vorhergehenden Abschnitt 7.3.1 beschrie-

¹⁵⁷ Die Lastgrenze wird berechnet aus der konventionellen Last aller Sektoren je Stadtteil. Die Standard-Lastgrenze liegt dabei bei 130 % der Spitzenlast. In dem Szenario mit reduzierte Lastgrenze werden 70 % der Spitzenlast genutzt.

¹⁵⁸ Die Binärvariablen unterscheiden zw. laden bzw. nicht laden.

¹⁵⁹ Genutzt wird dabei ein hochwertiger Desktop PC (z. B. Intel i7 960, 24 GB RAM). Die relative Abweichung der MILP-Lösung zur unteren Schranke, liegt dabei unter 0,1 %.

ben, werden für die Eingangsdaten konsistente Zeitreihen aus dem Jahr 2008 verwendet. Das ermittelte wirtschaftliche Potenzial der Penetration von E-Kfz wurde als Bestand ins Modell integriert. Bei der Verbreitung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen wurde ebenfalls das technische Potenzial als Bestand integriert, obwohl in beiden Fällen eine solche Verbreitung in den nächsten Jahren nicht zu erwarten ist. Somit sind die Szenarien aus diesem Blickwinkel Extrembetrachtungen. Mit real zu beobachtenden Penetrationen der nächsten Jahre werden die Effekte entsprechend geringer ausfallen. Inkonsistenzen gibt es bspw. durch die Annahme historischer Strommarktpreise, die sich durch eine stärkere Verbreitung von fluktuierenden erneuerbaren Energiewandlungsanlagen entsprechend verändern.

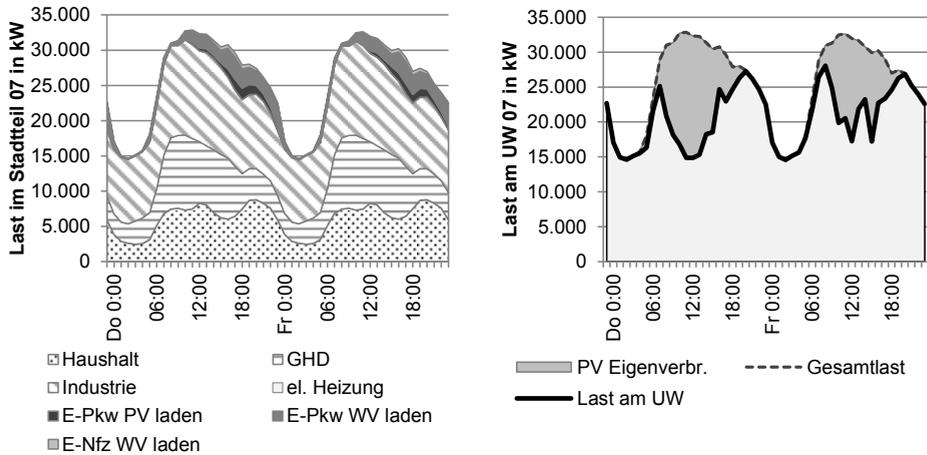
Tabelle 7.6: Übersicht Szenarien mit Modell RegMob

Szenario	E-Kfz Ladevariante	Tarif	SBS
<i>EVstart Basis</i>	EVstart – sofort voll	Basis	---
<i>EV2H RTP</i>	EV2H – bidirektional	RTP	---
<i>SBS@HH EVopt RTP</i>	EVopt – gesteuertes Laden	RTP	in Haushalten
<i>SBS@HH EVopt LG</i>		LG	in Haushalten
<i>SBS@Netz EVopt RTP</i>		RTP	im Netz, an den UW
<i>SBS@Netz EVopt LGtief</i>		niedrigere LG	im Netz, an den UW

Um die Ergebnisse visuell und verständlich darstellen zu können, werden in den Abbildungen beispielhaft einzelne Tage der späten Frühlingswoche (KW 24) eines Stadtteils abgebildet. Diese sind nicht repräsentativ für andere Zeiträume und auch nicht für andere Stadtteile, in denen die Nachfrageverteilung ganz anders sein kann. Dennoch zeigen die Grafiken charakteristische Merkmale der entsprechenden Szenarien.

Das Basisszenario *EVstart_Basis* nutzt den Basistarif mit gleich bleibendem Strompreis, die E-Kfz werden ungesteuert sofort geladen und die SBS werden nicht berücksichtigt (vgl. Tabelle 7.6). Daraus ergibt sich eine Stromnachfrage pro Stadtviertel (vgl. Beispiel in Abbildung 7.5, links). Für die gesamte Stadt ergibt sich ein Jahresstrombedarf von 2 195 GWh. Die im Modell berücksichtigten E-Kfz haben dabei einen Jahresstrombedarf von 115 GWh, was gut 5 % der Gesamtnachfrage entspricht. Der größte Teil der abgebildeten Stromnachfrage ist somit vorgegeben bzw. unelastisch. Trotz der hohen angenommenen Penetration von E-Kfz nimmt die Spitzenlast bei ungesteuertem sofortigem Laden für die gesamte Stadt nur um ca. 6 % zu. Insgesamt verteilt sich die Nachfrage über den ganzen Tagesverlauf, wobei die Hauptladezeit am Abend ist, da hauptsächlich zu Hause geladen wird. Im dargestellten Stadtteil des UW 07 (vgl. Abbildung 7.5, links) verteilt sich die Nachfrage der E-Kfz auf E-Pkw des Wirtschaftsverkehrs (WV) mit 64 %, auf E-Pkw des Privatverkehrs (PV) mit 27 % und 9 % bei den E-Nfz. Diese Verteilung variiert

in den Stadtteilen stark und wird beeinflusst von der Zusammensetzung aus Wohn- und Gewerbegebieten.



Abkürzungen: E-Pkw PV.. Privatverkehr, WV..Wirtschaftsverkehr; PV..Photovoltaik, UW..Umspannwerk

Abbildung 7.5: Stromnachfrage des Stadtteils nach Segmenten (links) und Last am UW 07 (rechts), KW 24, *EVstart_Basis*

Die lokale Erzeugung in den Stadtteilen ist i. d. R. geringer als die zeitgleiche Last, sodass die Netzbelastung am jeweiligen UW entsprechend sinkt (vgl. Abbildung 7.5, rechts). Die Stromerzeugung aus PV senkt insb. in den Mittagsstunden mit Spitzenlasten die Netzbelastung. Die benötigte Ladeenergie der E-Kfz wird bei ungesteuertem Laden zu maximal 40 % aus der lokalen Erzeugung aus erneuerbaren Energien gedeckt (vgl. Tabelle 7.7).

Tabelle 7.7: Ergebnisübersicht der Szenarien mit RegMob

E-Kfz Ladevariante	EVstart	EV2H	EVopt			
			SBS@Netz		SBS@HH	
Tarif	Basis	RTP	RTP	LG tief	RTP	LG
Zielwert, in % zur Basis	Basis	100,8	98,0	107,5	97,6	98,8
Spitzenlast, in MW	425	553	568	403	567	430
Mindestlast, in MW	35	28	-332	79	-330	85
E-Kfz und SBS: Entladeenergie, in GWh	0	97	266	50,3	291	5,8
max. Anteil Laden mit lokalen EE, in %	40,0	2,8	13,5	43,8	14,7	62,7
CO ₂ Emissionen E-Kfz Laden, in % zur Basis	Basis	203,7	85,1	89,5	90,8	89,3
CO ₂ Emissionen gesamt, in % zur Basis	Basis	101,2	102,7	100,0	103,0	99,4

Aufgrund des gesteuerten Ladens und der Zwischenspeicherung von Strom in SBS ergibt sich die Möglichkeit der verbesserten Abstimmung des Verbrauchs mit der volatilen erneuerbaren Erzeugung oder es können Netzüberlastungen vermieden werden. Da das bisher dargestellte Basisszenario *EVstart_Basis* keine kritischen Situationen darstellt, ist

die Frage, ob mit tariflichen Anreizen oder SBS wirklich eine Verbesserung erreicht werden kann, zumal das Ziel einer Ausgabenminimierung Modelltreiber ist.

In dem Szenario *EV2H_RTP* werden die E-Kfz nicht nur gesteuert geladen, sondern können auch ins Haus bzw. ins Netz zurückspeisen. Dies führt zu einer Zwischenspeicherung in den E-Kfz von ca. 97 GWh/a (vgl. Tabelle 7.7). Auch wenn im Vergleich zum Basiszenario ein Zielwert von 100,8 % erreicht wird, so bewirkt das gesteuerte Laden und Rückspeisen dennoch eine Reduktion der Ausgaben für Strom um 2 %, wenn man es mit dem hier nicht dargestellten Szenario *EVstart_RTP* (Zielwert bei 102,8 % zu *EVstart_Basis*) vergleicht, in dem die vorgegebene Nachfrage mit dem gleichen Preis gedeckt wird. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass die Rückspeisemöglichkeit nur genutzt wird, solange keine Alterungskosten der Batterie berücksichtigt werden¹⁶⁰. Der zeitvariable Tarif führt zu einer Steigerung der Spitzenlasten (vgl. Abbildung 7.6, links). Zu Zeiten mit niedrigem Strompreis wird verstärkt geladen, was die Spitzenlast auf Stadtebene um 128 GW steigert (vgl. Tabelle 7.7). Wegen der Preisunterschiede wird fast ausschließlich zu Zeiten geladen, in denen keine lokale erneuerbare Erzeugung verfügbar ist. Zurück gespeist wird die Energie zu Zeiten mit hohem Strompreis und geringem Angebot aus lokaler erneuerbarer Erzeugung. Dies steigert die CO₂-Emissionen der E-Kfz deutlich; auf die Gesamtemissionsbilanz hat es hingegen nur einen geringen Einfluss (vgl. Tabelle 7.7).

Im Szenario *SBS@Netz_EVopt_RTP* wird die Zwischenspeicherung ausschließlich von SBS in im Netz übernommen, die E-Kfz können lediglich gesteuert geladen werden. Dabei werden keine Investitionen und auch keine Alterungskosten für die SBS berücksichtigt, sondern lediglich der Lade- bzw. Entladewirkungsgrad. Die Spitzenlasten zu Zeiten eines geringen Strompreises werden dadurch nochmals gesteigert – aber auch die Rückspeisung in die übergelagerten Netzebenen nimmt in diesem Szenario zu (vgl. Abbildung 7.6, rechts). So werden nun in der Spitze 332 MW ins Übertragungsnetz eingespeist (Tabelle 7.7). Diese Speichernutzung zu Arbitragezwecken führt zu einer Reduktion des Zielwertes auf 97,6 % im Vergleich zu *EVstart_Basis* und um 3,2 % im Vergleich zu *EV2H_RTP*. Ganz ähnliche Ergebnisse erhält man beim Szenario *SBS@HH_EVopt_RTP*. In beiden Szenarien werden die Speicher stark genutzt.

Abbildung 7.7 (links) zeigt beispielhaft die starke Nutzung von SBS zu Arbitragezwecken. Lediglich die Netzrestriktionen und die Kapazität des SBS begrenzen im Modell die Arbitrage-Nutzung. In Abbildung 7.7 (rechts) zeigt sich die Umkehr der Flussrichtung

¹⁶⁰ Nicht berücksichtigt sind Investitionen in die Lade- und Betriebsinfrastruktur für V2G.

beider Versorgungsleitungen des UW 04 zu den Entladezeiten des SBS. So erkennt man die rein von Preis getriebene Betriebsweise auch an dem geringen Anteil möglicher lokaler Nutzung von erneuerbaren Energien. In allen drei Szenarien mit RTP ist der Anteil unter 15 % (vgl. Tabelle 7.7).

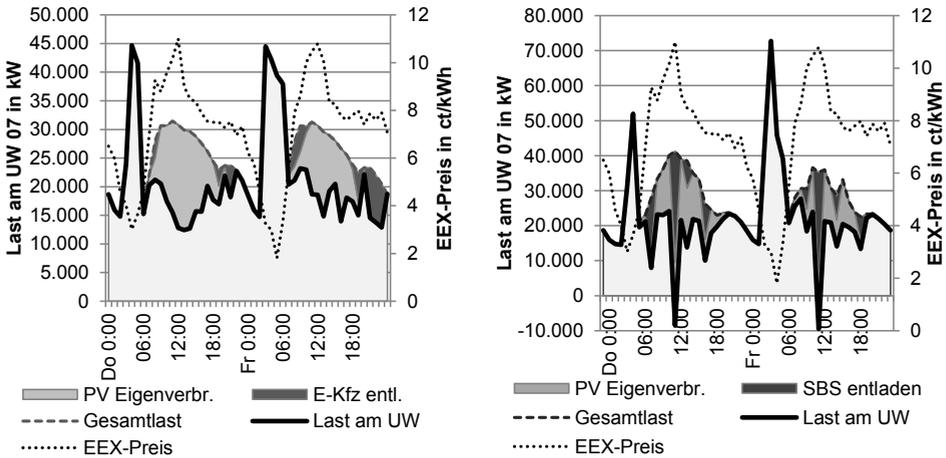


Abbildung 7.6: Vergleich der Last am UW 07 von *EV2H_RTP* (links) zu *SBS@HH_EVopt_RTP* (rechts), KW 24

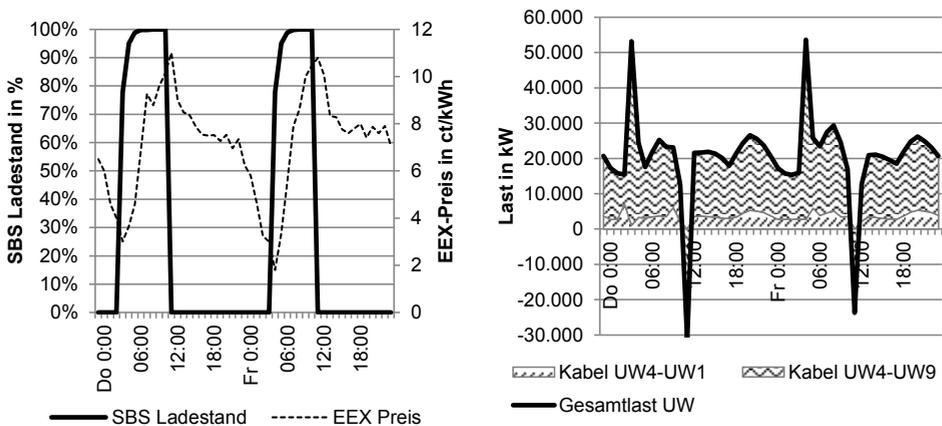


Abbildung 7.7: Ladestand des SBS (links) und Leistungsflüsse der Kabel (rechts), UW 04, KW24, *SBS@Netz_EVopt_RTP*

Der lastvariable Tarif mit Lastgrenze bewirkt eine deutlich davon abweichende Lastverschiebung und Speichernutzung. Die SBS werden ausschließlich dazu genutzt, Lastspitzen

oberhalb der Lastgrenze zu kappen (vgl. Abbildung 7.8, links). Je niedriger diese Grenze ist, desto stärker ist die Lastverschiebung. So werden im Szenario *SBS@Netz_EVopt_LGtief* in den SBS fast zehnmal so viel Strom gespeichert wie im Szenario *SBS@HH_EVopt_LG*, bei dem die Grenze kaum Auswirkungen hat. Insgesamt wird die Spitzenlast gegenüber dem Basisszenario nicht oder nur in geringem Maße reduziert. Die Mindestlast wird jedoch angehoben, so dass der Quotient von Spitzenlast zu Mindestlast von 12,1 im Basisszenario auf 5,1 im Szenario *SBS@HH_EVopt_LG* sinkt. Dadurch ergibt sich auch eine gleichmäßigere Netznutzung, wie in Abbildung 7.8 rechts beispielhaft zu erkennen ist. Die relativ moderate Lastgrenze im Szenario *SBS@HH_EVopt_LG* ermöglicht eine Reduktion des Zielwertes um 1,2 % im Vergleich zum Basisszenario. Weiterhin ist der Anteil möglicher lokaler Nutzung von erneuerbaren Energien in diesem Szenario mit über 60 % relativ hoch. Bei einer niedrigen LG wie in *SBS@Netz_EVopt_LGtief* sinkt dieser Anteil wieder deutlich und der Lastausgleich führt auch zu einem höheren Zielwert (vgl. Tabelle 7.7).

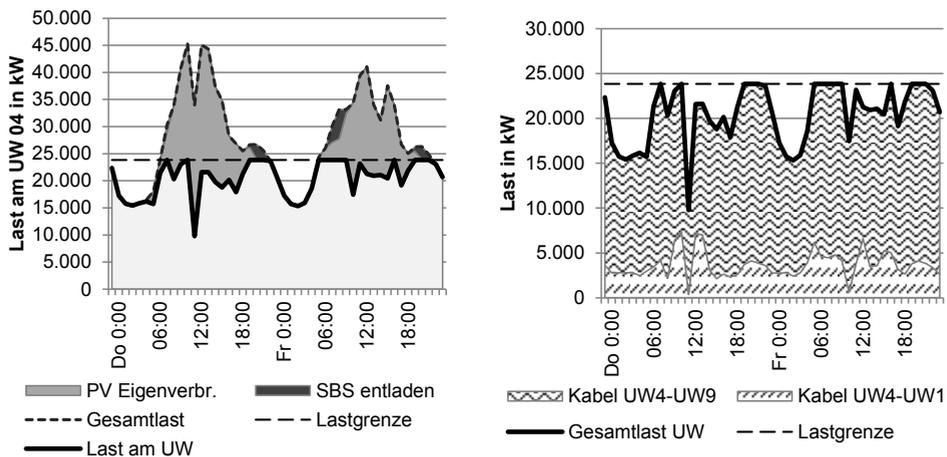


Abbildung 7.8: Last am UW 04 (links) und Leistungsflüsse der Kabel (rechts) von *SBS@Netz_EVopt_LGtief*, KW 24

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die dynamischen Tarife auch auf der Stadtebene und unter den idealisierten Annahmen des verwendeten Modells RegMob zu einer signifikanten Lastverschiebung führen, die sich je nach Anreiz deutlich unterscheiden.

8 Diskussion und Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel werden sowohl die in den vorhergehenden Kapiteln beschriebenen Ergebnisse als auch die Methodik der Arbeit diskutiert und Schlussfolgerungen gezogen. Dies dient einerseits zur Einordnung der Ergebnisse und Erkenntnisse als auch zur kritischen Würdigung der Ergebnisse und des verwendeten Modells.

Zunächst werden im folgenden Abschnitt 8.1 die Ergebnisse der Szenarien (vgl. Abschnitte 6.1, 6.2 und 6.5) diskutiert. Sie wurden mit dem Modell SpeicherOpt (vgl. Kapitel 5) berechnet. Im zweiten Abschnitt 8.2 werden die Ergebnisse aus Kapitel 7 zur Lastbeeinflussung erörtert. Im dritten und letzten Abschnitt 8.3 werden die verwendete Methodik und die Modelle SpeicherOpt und RegMob diskutiert. Dazu werden unter anderem die Ergebnisse aus den Abschnitten 6.3 und 6.4 verwendet.

8.1 Diskussion der Ergebnisse aus den Szenarien

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien diskutiert. Dabei wird besonders auf die Forschungsfragen aus Abschnitt 1.1 zur Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Anlagen (PVA) und stationären Batteriespeicher-Systemen (SBS), die Zusammenhänge zwischen SBS und Elektro-Pkw (E-Pkw), die Auswirkungen auf die Netznutzung und geeignete Maßnahmen zur Nachfragesteuerung Bezug genommen.

Zunächst wird in Abschnitt 8.1.1 die Wirtschaftlichkeit von PVA für Haushalte erörtert. Anschließend wird die Speicherung von Elektrizität im Haushalt mit SBS in den Fokus gerückt, wobei auch der Einfluss mobiler Speicher aus E-Pkw mit berücksichtigt wird. Im letzten Abschnitt werden die energiewirtschaftlichen und -politischen Auswirkungen diskutiert.

8.1.1 Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik-Anlage

Die Ergebnisse des Referenzszenarios (*REF*) zeigen auf, dass unter den getroffenen Annahmen¹⁶¹ der wirtschaftliche Betrieb einer PVA auch ohne Förderung durch die Einspei-

¹⁶¹ Alle Annahmen sind im Abschnitt 5.4 aufgeführt und erläutert.

severgütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Zukunft für alle untersuchten Haushalte gegeben ist¹⁶² (vgl. Abschnitt 6.1.1). In der Variante des Referenzszenarios ohne E-Pkw¹⁶³ (*REF_OHNE*) wird ein Kapitalwert¹⁶⁴ von $2\,071 \pm 1\,209$ € bei lediglich $1,4 \pm 0,8$ kW_p installierter Leistung erreicht.

Kapitalwert und Anlagengröße der PVA werden wesentlich durch den Jahresstrombedarf bestimmt. Die Anlagengröße der PVA ist dabei im Besonderen von der möglichen Eigennutzung abhängig. Diese Abhängigkeit gilt ebenso für die Varianten des Szenarios *REF* mit E-Pkw. Der gesteigerte Elektrizitätsbedarf, von ca. 60 % durch das Laden des E-Pkw, bewirkt bei ungesteuertem Sofortladen (*REF_SOFORT*) eine größere Dimensionierung der PVA und einen höheren Kapitalwert der PVA (vgl. Abbildung 8.1). Gesteuertes Laden (*REF_OPTIMAL*) ermöglicht durch die Lastverschiebung einen fast doppelt so hohen Eigendeckungsanteil¹⁶⁵, was wiederum eine größer dimensionierte PVA bedingt und in einem höheren Kapitalwert resultiert. Durch gesteuertes bidirektionales Laden (*REF_BIDIOPT*) wird dieser Effekt nochmals verstärkt und führt zu einem Eigendeckungsanteil von durchschnittlich 43 % (ca. 140 % höher als bei *REF_SOFORT*).

Ob der Lastverlauf des Haushaltes eine beachtenswerte Rolle in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der PVA hat, wurde im Rahmen dieser Arbeit nur am Rande untersucht. Anhand einfacher Kennwerte, wie dem Bedarfsanteil tagsüber oder auch dem Anteil einer bestimmten Jahreszeit, konnte keine klare Abhängigkeit nachgewiesen werden. Mittels Sensitivitätsanalysen konnte jedoch gezeigt werden, dass ein höherer Zinssatz oder ein höherer Preis für die Investition einen negativen Einfluss auf den Kapitalwert der PVA haben. Einen positiven Einfluss haben hingegen ein höherer Strompreis (Arbeitspreis) und eine längere Lebensdauer der Anlage. In den Szenarien *TRÄG* und *DYN* wurden jeweils mehrere Parameter deutlich verändert. Im Szenario *DYN* wird eine dynamische und für SBS positive Entwicklung und Rahmenbedingungen angenommen und im Szenario *TRÄG* eine eher träge Entwicklung¹⁶⁶. Diese Annahmen haben auch Auswirkungen auf die PVA.

¹⁶² Im Szenario *REF* wurde als Installationsjahr 2018 angenommen.

¹⁶³ Jedes Szenario kann in vier Varianten berechnet werden. Diese berücksichtigen die Integration des E-Pkw jeweils unterschiedlich: Ohne E-Pkw (*OHNE*), mit ungesteuertem Sofortladen (*SOFORT*), mit gesteuertem bzw. optimalen Laden (*OPTIMAL*) und gesteuertem Laden und Entladen in den Haushalt (*BIDIOPT*).

¹⁶⁴ Wie in den Ergebniskapiteln werden im Folgenden jeweils die Mittelwerte der Ergebnisse über alle untersuchten Haushaltskombinationen angegeben. Teilweise wird die Standardabweichung ergänzt.

¹⁶⁵ Der Eigendeckungsanteil bezeichnet den Anteil Elektrizität der bezogen auf den Gesamtstrombedarf aus Eigenproduktion gedeckt wird.

¹⁶⁶ Im Szenario *TRÄG (DYN)* wird bspw. eine Strompreissteigerung von 1 %/a (3 %/a) und eine Investition für das SBS von 800 €/kWh (500 €/kWh) angenommen (vgl. Tabelle 6.1).

Im Szenario *DYN_SOFORT* ist der durchschnittliche Kapitalwert im Vergleich zu REF um 83 % größer, im Szenario *TRÄG_SOFORT* 49 % kleiner (vgl. Abbildung 8.1).

An den Ergebnissen des Szenarios *AKTUELL* mit Rahmenbedingungen des Jahres 2016 in Deutschland zeigt sich, dass unter den getroffenen Annahmen eine PVA installiert und wirtschaftlich betrieben werden kann (vgl. Abbildung 8.1). Die garantierte Einspeisevergütung des EEG¹⁶⁷ bewirkt einen vergleichsweise geringen Eigenverbrauchsanteil für die optimale Systemgröße von 6,2 kW_p (*AKTUELL_SOFORT*). Die Erkenntnisse decken sich mit der Situation in Deutschland: Insgesamt ist bis zum Ende des Jahres 2015 eine Kapazität von knapp 40 GW_p in Deutschland installiert (BSW-Solar 2016) und der Zubau von Kleinanlagen war in den letzten Jahren relativ stabil (VDI nachrichten 2016). Damit ist Deutschland der am weitesten entwickelte Markt für PVA (Pyrgou u. a. 2016).

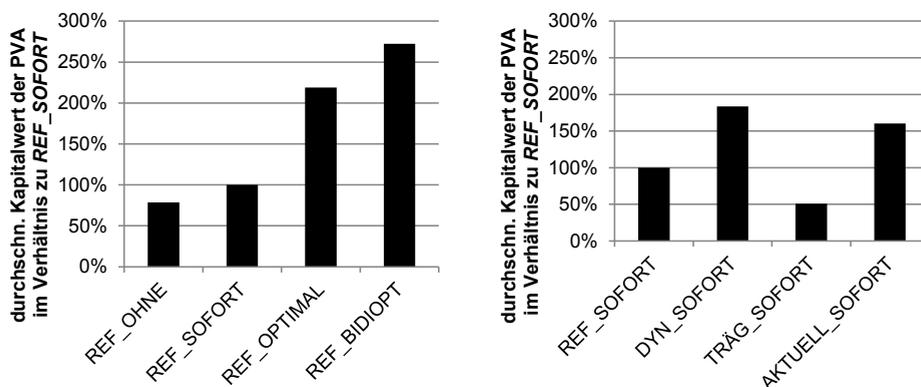


Abbildung 8.1: Kapitalwert der PVA in den Varianten des Referenzszenarios und weiteren Szenarien

Der Netzbezug des Haushalts wird durch eine PVA im Szenario *REF_SOFORT* um 18 %, bei *REF_OPTIMAL* um 36 % reduziert (im Vergleich zum Netzbezug ohne PVA). Auf diese Weise wird auch der Bedarf an elektrischer Energie aus den Kraftwerken der Versorger reduziert, was Auswirkungen auf die Umsätze der Energieversorger, den Marktpreis von Elektrizität und damit auf den Strompreis hat¹⁶⁸ (Janko u. a. 2016).

¹⁶⁷ Durch die regelmäßige Überarbeitung des EEG (in den Jahren 2012, 2014 und 2016) verändern sich die Rahmenbedingungen und die Einspeisevergütung, was den Markt maßgeblich beeinflusste (Pyrgou u. a. 2016).

¹⁶⁸ Für die USA haben Janko u. a. (2016) berechnet, dass bei einer Verbreitung von PV auf 20 % der Haushalte je nach Bundesstaat der Arbeitspreis (ToU) um 8 bis 16 % steigen würde oder die monatliche Grundgebühr um 50 bis über 200 %.

Weiterhin verändert die Netzeinspeisung der überschüssigen elektrischen Energie der PVA die Menge und das zeitliche Profil der Netznutzung. Durch einen E-Pkw und die dadurch größer dimensionierte PVA steigt die durchschnittliche Netzeinspeisung von *REF_OHNE* zu *REF_SOFORT* um 65 % und zu *REF_BIDIOPT* um 189 %. Die hohe Gleichzeitigkeit der Elektrizität aus PV sorgt für entsprechende Einspeisespitzen. Dies kann eine zusätzliche und starke Belastung für das elektrische Netz bedeuten (Obi & Bass 2016).

Für Deutschland kann auch auf Basis der Ergebnisse dieser Arbeit davon ausgegangen werden, dass PVA in Haushalten einen weiter wachsenden Anteil an der Stromerzeugung haben werden. So ist es wahrscheinlich, dass durch die Vorteile der Eigennutzung zukünftig keine EEG-Vergütung für einen profitablen Betrieb der PVA mehr nötig sein wird, zumal SBS den Eigenverbrauch weiter steigern können.

8.1.2 Wirtschaftlichkeit des stationären Batteriespeicher-Systems

In den letzten drei bis vier Jahren ist bei den SBS eine ähnliche Entwicklung zu beobachten, wie bei PVA im letzten Jahrzehnt. Die Preise für SBS sanken um ca. 18 % pro Jahr (Kairies u. a. 2016), die Anzahl installierter Systeme steigt und die Marktübersichten verzeichnen von Jahr zu Jahr eine größere Anzahl an Produkten und Firmen. Dabei profitieren die SBS von den Entwicklungen im Bereich Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität (Franz & Fuhs 2016).

Die Ergebnisse des Szenarios *AKTUELL*, welches die Verhältnisse im Jahr 2016 abbildet, zeigen, dass ein SBS in Haushalten mit PVA unter den getroffenen Annahmen derzeit nicht mit positivem Kapitalwert betrieben werden kann (vgl. Abbildung 8.2). Bisherige Systeme werden von den sogenannten frühzeitigen Anwendern (engl. early adopters) gekauft, bei denen nicht der wirtschaftliche Vorteil, sondern der Beitrag zur Energiewende oder das technologische Interesse im Vordergrund stehen (Kairies u. a. 2016). Das Förderprogramm des BMWi unterstützt bis ins Jahr 2018 diese frühe Marktphase (BMW 2016a).

Die Ergebnisse des Referenzszenarios *REF* zeigen, dass unter den getroffenen Annahmen¹⁶⁹ der Betrieb von einem SBS in wenigen Jahren für alle untersuchten Haushalte einen positiven Kapitalwert ermöglicht. In der Variante *REF_SOFORT* wird beispielsweise

¹⁶⁹ Alle Annahmen sind im Abschnitt 5.4 aufgeführt und erläutert.

se ein durchschnittlicher Kapitalwert des SBS (NPV^{SBS})¹⁷⁰ von 1 317 € erreicht. Dabei ergänzen sich PVA und SBS: die PVA wird größer dimensioniert, wenn sie zusammen mit einem SBS installiert und betrieben wird. In der Variante *REF_SOFORT* steigt die installierte Leistung von durchschnittlich 2,2 auf 3,7 kW_p. Weiterhin steigt der Eigendeckungsanteil des Haushalts von durchschnittlich 17,9 % mit PVA auf 41,6 % mit PVA und SBS (*REF_SOFORT*). Unter diesen Voraussetzungen wird eine Verlängerung der derzeitigen Speicherförderung (BMWi 2016a) über das Jahr 2018 hinaus als nicht mehr notwendig erachtet.

Die ergänzend durchgeführten Sensitivitätsanalysen in Abschnitt 6.4.1 zeigen, wie empfindlich der Kapitalwert des SBS auf verschiedene Einflussfaktoren reagiert. Beispielsweise sind die Entwicklung des Strompreises und die Preise für die PVA und das SBS sehr sensitiv und haben einen starken Einfluss. Die Entwicklung dieser Systempreise ist jedoch von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig und deren Prognose mit Unsicherheiten verbunden. Die Annahme von 600 €/kWh für die Investition in ein SBS im Referenzszenario liegt im Bereich der Literaturangaben¹⁷¹. Auf Basis des aktuellen Trends (Kairies u. a. 2016) ist diese Annahme unterhalb des erwarteten Durchschnittspreises für das Jahr 2018 anzusiedeln. Verschiedene Szenarien zeigen ergänzend, dass Eigenverbrauchsabgaben wie eine EEG-Umlage oder eine Stromsteuer auf den Eigenverbrauch den Kapitalwert der SBS maßgeblich verschlechtern würden¹⁷².

Grundsätzlich lassen die Ergebnisse den Schluss zu, dass die Verbreitung von SBS mit PVA insbesondere von der Anfangsinvestition bestimmt ist und ein weiteres Marktwachstum zu erwarten ist. Dies stimmt mit aktuellen Untersuchungen aus Wissenschaft (Weniger u. a. 2015a; Deutsch & Graichen 2015), Marktforschung und Herstellern (Trend:research; E3/DC)¹⁷³ überein, die einschränkend ebenfalls große Entwicklungsbreiten aufzeigen.

¹⁷⁰ Der NPV^{SBS} wird berechnet aus der Differenz der Zielwerte des Systems mit bzw. ohne SBS.

¹⁷¹ Die Bandbreite, ab wann ein SBS profitabel betrieben werden kann reicht in der Literatur von Preisen zwischen 1 200 bis 900 €/kWh bei Linssen u. a. (2015) oder von 400 bis 200 €/kWh bei Ahlert (2010). Für größere Speicher in den USA geben Nottrott u. a. (2013) einen Bereich von 500 bis 400 US\$ an. Die jeweiligen Annahmen und das methodische Vorgehen weisen dabei bedeutende Unterschiede auf.

¹⁷² Ergänzend und bestätigend kommen IW & EWI (2014) in ihrer Studie zu dem Ergebnis, dass bereits durch eine Eigenverbrauchsabgabe von 70 % der EEG-Umlage des Jahres 2014 der Eigenverbrauch im Haushalts- und GHD-Sektor nicht mehr wirtschaftlich ist.

¹⁷³ Trend:research erwartet ein Bestand von rund 100 000 Anlagen für das Jahr 2018 und zwischen 350 und 800 Tsd. für das Jahr 2030 (VDI nachrichten 2016). E3/DC erwartet einen jährlichen Zubau von 20 bis 38 Tsd. Anlagen in den nächsten Jahren und zwischen 38 und 77 Tsd. Einheiten pro Jahr bis 2030 (Fuhs 2016).

Die Einbindung eines E-Pkw in das Energiesystem des Haushalts hat ebenfalls einen wesentlichen Einfluss auf den Kapitalwert und den Einsatz des SBS (vgl. Abbildung 8.2). So steigert ein E-Pkw im Haushalt den Jahresstrombedarf, weshalb die PVA und das SBS entsprechend proportional größer dimensioniert werden. Die Batteriekapazität steigt von durchschnittlich 2,4 kWh (*REF_OHNE*) auf 3,9 kWh (*REF_SOFORT*). Gesteuertes Laden von E-Pkw ermöglicht eine Steigerung des Eigendeckungsanteils des Haushalts auf durchschnittlich mehr als 50 % (*REF_OPTIMAL*) bei einem durchschnittlich 23 % geringeren Kapitalwert im Vergleich zu *REF_SOFORT*. Setzt man die Batterie des E-Pkw mit bidirektionalem gesteuertem Laden auch als Speicher im Haushalt ein, so reduzieren sich Nutzung, Wirtschaftlichkeit und Größe des SBS (*REF_BIDILOPT*). Je nach Haushalt und Mobilitätsprofil kann bidirektionales Laden des E-Pkw ein SBS überflüssig machen bzw. ersetzen. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen auch Tarroja u. a. (2016). Sie bestätigen die Ergebnisse dieser Arbeit, dass gesteuertes und bidirektionales Laden die Kapazitätsanforderungen des SBS reduziert.

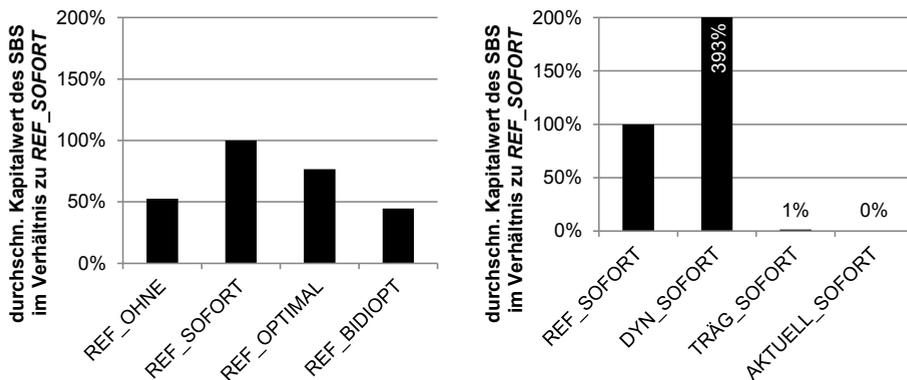


Abbildung 8.2: Kapitalwert des SBS in den Varianten des Referenzszenarios und den weiteren Szenarien

Die Eigendeckungsanteile von ca. 42 % (*REF_SOFORT*) bzw. 52 % (*REF_OPTIMAL*) haben einen wesentlichen Einfluss auf die CO₂-Emissionen des Haushaltes und des E-Pkw. Je nachdem, auf welche Weise man die Emissionsminderungen ermittelt, ergeben sich deutlich unterschiedliche Werte. Nimmt man den marginalen Stromerzeugungsmix als Grundlage, ergeben sich knapp 60 % höhere CO₂-Emissionsfaktoren als bei der Verwendung des deutschen Durchschnittsmix. Gemeinsame Grunderkenntnis bleibt jedoch in beiden Fällen: Die CO₂-Emissionen des Haushaltes und des E-Pkw werden durch die PVA mit SBS um durchschnittlich 42-52% gesenkt. Dabei wirkt sich gesteuertes Laden des E-Pkw (*REF_OPTIMAL*) emissionsmindernd aus, wodurch die CO₂-Emissionen um weitere

18 % gesenkt werden können. Für einen E-Pkw bedeutet dies für das Jahr 2030 einen Emissionsfaktor von 33 $\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{km}$ beim Durchschnittsmix und 51 $\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{km}$ beim marginalen Mix. Diese Werte liegen weit unter den bisherigen Grenzwerten der EU. Dennoch sollten zukünftig die CO_2 -Emissionen von E-Pkw nicht mehr pauschal mit 0 $\text{g}_{\text{CO}_2}/\text{km}$ beziffert, sondern auf Basis der tatsächlichen Emissionen ermittelt werden. Im Kontext der neuen Energieeinsparverordnung (EnEV) kann eine PVA mit SBS helfen, die strengeren (Haus-) Bauvorgaben, wie den erlaubten Jahresprimärenergiebedarf, einzuhalten.

Der Eigendeckungsanteil reduziert jedoch nicht nur die bilanziellen CO_2 -Emissionen des Haushalts, sondern reduziert auch den absoluten Netzbezug von Elektrizität; darüber hinaus verändern PVA, SBS und E-Pkw die Netznutzung (Netzbezug und Netzeinspeisung) grundlegend in ihrer Struktur. Die Lastspitzen tagsüber werden an sonnenreichen Tagen ersetzt durch Einspeiseleistungen, welche die Bezugsspitzen um mehr als das Doppelte übersteigen können. Selbst die in der Regel höheren Lastbezüge am frühen Abend durch das Laden des E-Pkw werden durch die Bereitstellung von Strom aus dem SBS teilweise deutlich reduziert. Entsprechend haben PVA, SBS und E-Pkw erheblichen Einfluss auf die Netznutzung, was bei entsprechender Verbreitung systemrelevante Auswirkungen haben kann.

Zusammengefasst kann für einen Haushalt bereits in wenigen Jahren ein SBS eine wirtschaftlich sinnvolle Ergänzung zu einer PVA sein. Die Dimensionierung von PVA und SBS sollten aufeinander abgestimmt sein, wobei der Jahresstrombedarf des Haushalts von wesentlicher Bedeutung ist. Dieser wird maßgeblich davon beeinflusst, ob ein E-Pkw vorhanden ist oder nicht. Gesteuertes Laden des E-Pkw hat einen starken Einfluss auf die optimale PV-Anlagengröße und steigert den Eigendeckungsanteil. Bidirektionales Laden des E-Pkw kann je nach Mobilitätsverhalten ein SBS überflüssig machen.

8.1.3 Energiepolitische und -wirtschaftliche Auswirkungen

Die Vorteilhaftigkeit von PVA und SBS bei den Kunden bewirkt aus Sicht der Elektrizitätsversorger und Netzbetreiber verschiedene weitreichende Änderungen (vgl. hierzu auch RMI & HOMER Energy 2015), die auch auf die Energiepolitik Auswirkungen haben werden. Im Folgenden werden mehrere Aspekte aufgelistet und im Anschluss daran etwas ausführlicher diskutiert.

- (A) Die Eigennutzung reduziert den Stromverkauf der Versorger und senkt deren Umsätze.
- (B) Umlagen-Anteile (z. B. EEG) und Netzentgeltanteile im Arbeitspreis werden steigen und damit den Strombezug verteuern.
- (C) Veränderte Lastverläufe bewirken eine Anpassung des Kraftwerkeinsatzes und verändern die Merit-order auf dem Strommarkt.
- (D) Stärkere Einspeisespitzen im Verteilnetz erfordern entsprechendes Lastmanagement.
- (E) Möglicherweise steigen die Leistungsänderungen pro Zeiteinheit (Leistungsgradienten) aus erneuerbaren Energiequellen und haben bspw. Auswirkungen auf die Momentanreserve und die Regelleistungsmärkte.
- (F) Der höhere Automatisierungsgrad zur Steuerung der Ladeprozesse in Abhängigkeit der Eigenerzeugung überfordert manche Kunden und ermöglicht dadurch neue Energiedienstleistungen.

(A) Für eine erste Abschätzung des Rückgangs im Stromabsatz an Endkunden durch eine PVA mit SBS werden die Ergebnisse aus Szenario *REF_OHNE* von durchschnittlich 1 644 kWh pro Jahr Eigennutzung hochgerechnet auf alle 17,7 Mio. Haushalte, die in Ein- und Zweifamilienhäusern leben (Destatis 2014)¹⁷⁴. Dies ergibt eine Reduktion von 29 TWh pro Jahr. Das sind knapp 5 % des deutschen Bruttostromverbrauchs (597 TWh für 2015 nach BMWi 2016) bzw. 23 % des gesamten Haushaltsstromverbrauchs (127 TWh für 2014 nach BMWi 2016)¹⁷⁵. Nicht berücksichtigt sind dabei die 21,6 Mio. Haushalte in Mehrfamilienhäusern (Destatis, 2014) und die Sektoren GHD und Industrie, die zusammen noch einmal ein großes Potenzial haben, welches jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht wurde.

Satchwell u. a. (2015) kommen für die USA zu der Schlussfolgerung, dass durch die Eigennutzung von Elektrizität aus PVA die Erlöse aus Stromverkäufen der Energieversorger stärker sinken als die Kosten. Als Resultat führt dieser Zusammenhang in Summe zu einem Ertragsrückgang. Deshalb entstehen steigende Strompreise, da die Kosten auf eine kleinere Umsatzbasis verteilt werden. Diese Entwicklung ist auch für Deutschland zu erwarten.

¹⁷⁴ Haushalte, die in den letzten Jahren bereits eine PVA zur Eigennutzung installiert haben, werden in der Betrachtung vernachlässigt. Der Einfluss auf die folgende grobe Abschätzung ist gering. Der wohl deutlich größere Einfluss durch E-Pkw ist hier ebenfalls nicht berücksichtigt.

¹⁷⁵ Die Netzeinspeisung von Elektrizität aus PVA reduziert zudem die Stromerzeugung der Versorger.

(B) Der in (A) diskutierte Nachfragerückgang hat entsprechend Auswirkungen auf den Strompreis. Die EEG-Umlage¹⁷⁶ oder auch die Netznutzungsentgelte sind Bestandteile des Strompreises, die bei mehr oder weniger konstanten Gesamtkosten auf die Stromkunden verteilt werden müssen. Betrachtet man nur diese beiden Preisbestandteile des Arbeitspreises mit 6,5 ct/kWh für die Netzentgelte und 6,2 ct/kWh für die EEG-Umlage (BNetzA 2014), würde bei einem Nachfragerückgang um 23 % der Arbeitspreis von 29,5 ct/kWh auf 33,3 ct/kWh steigen. Von solch einer Preissteigerung wären insbesondere die Haushalte in vollem Umfang betroffen, die keine Möglichkeit haben Eigenerzeugungsanlagen zu installieren bzw. zu nutzen. In Australien zeigt sich dieser Effekt bereits heute (Simschauser 2016). Bei Haushalten von Eigenerzeugungsanlagen führt diese Entwicklung zu einer gesteigerten Profitabilität der eigenen Anlagen. Dies wiederum könnte die Marktpenetration von PVA und SBS beschleunigen und die Ungleichheit zwischen diesen beiden Gruppen verstärken.

Dabei gibt es unterschiedliche Möglichkeiten und Überlegungen, wie dem steigenden Strompreis begegnet werden kann und wie zukünftig ein adäquater und gerechter Stromtarif aussehen könnte. Dies wird im folgenden Abschnitt 8.2 genauer betrachtet und diskutiert.

(C) Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass sich durch PVA (und SBS) an sonnigen Tagen tagsüber hohe Einspeiseleistungen ergeben und sich der Strombezug verringert. Die Auswirkungen dieser veränderten Lastverläufe durch eine hohe Anzahl an PVA (und Windenergieanlagen) wurden bereits in verschiedenen Arbeiten untersucht. Es zeigt sich ein Effekt auf die Merit-order in Deutschland und sinkende Elektrizitätsmarktpreise besonders zu bisherigen Spitzenpreis-Zeiten (Cludius u. a. 2014; Paschen 2016; Tveten u. a. 2013). Allerdings ist dieser geringere Preis aus verschiedensten Gründen nicht im Endkundenpreis erkennbar (Tveten u. a. 2013).

(D) Die hohen Einspeisespitzen ergeben sich einerseits durch die Vorteilhaftigkeit von größeren PVA in Kombination mit SBS und E-Pkw. Andererseits gibt es bisher keinen Preisanreiz, die Einspeiseleistung zu drosseln bzw. die Gleichzeitigkeit über die Summe aller Einspeiseleistungen in einem Netzabschnitt zu reduzieren. Daraus kann sich die Notwendigkeit ergeben Verteilnetzabschnitte auszubauen oder sogenannte innovative Planungskonzepte einzusetzen, um die Ausbaukosten zu senken (BMWi 2014). Unter dem Begriff der innovativen Planungskonzepte werden Erzeugungsmanagement (Abregelung von Erzeugungsanlagen), Blindleistungsmanagement, intelligente Netztechnologien (z. B.

¹⁷⁶ Die EEG-Umlage ergibt sich vereinfacht durch die Umlegung der garantierten Vergütungszahlungen.

regelbare Ortsnetztransformatoren oder Hochtemperaturleiterseile) und Lastmanagement zusammengefasst und auf die Netzplanung bezogen (BMWi 2014). Im Netzbetrieb wird Einspeisemanagement schon heute durchgeführt und ist bspw. im EEG verankert. Im Szenario *PVABR50* wird die PV-Spitzeinspeiseleistung auf 50 % der installierten PV-Leistung abgeregelt. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Einspeisebegrenzung durch die optimale Laststeuerung nur unwesentlich negativ auf den Gesamtkapitalwert von PVA und SBS im Vergleich zum Szenario *REF* auswirkt, bei dem keine Abregelung berücksichtigt wird. Bei einem intelligent durchgeführten Einspeisemanagement, das nur während weniger kritischer Stunden im Jahr eingesetzt wird, ist generell eine geringe Beeinflussung zu erwarten (Rohr 2016). Das neue Strommarktgesetz ermöglicht bis zu 3 % der Erzeugungsleistung aus PV- und Windenergieanlagen zu kappen. Dadurch kann der Netzausbau reduziert werden und die Anschlusskapazität lässt sich bis aufs Doppelte steigern (Rohr 2016).

Das Blindleistungsmanagement wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht. Es erfordert eine erweiterte Funktionalität der Stromrichter und eine ausreichende Kommunikationsfunktionalität. Solange lediglich die eingespeiste Wirkleistung vergütet wird, reduziert sich durch das Blindleistungsmanagement in gewissem Maße diese Vergütung. Wird stattdessen die eingespeiste Scheinleistung vergütet oder alternativ eine separate Vergütung der Blindleistung eingeführt, könnte dies auch aus Betreibersicht eine sinnvolle Ergänzung bedeuten und ein Anreiz für das Blindleistungsmanagement sein. Intelligente Netztechnologien sind aus Haushaltssicht wenig relevant, da diese keinen direkten Einfluss auf den Betrieb von PVA und SBS haben.

Die Möglichkeiten des Lastmanagements werden im folgenden Abschnitt 8.2 auch aus dem Blickwinkel des Netzbetriebs diskutiert.

(E) Die Auswirkungen, die PVA, SBS und E-Pkw auf die Leistungsgradienten haben, könnte bei einer hier berücksichtigten Zeitscheibendauer von 15 Minuten nur unzureichend untersucht werden. Immerhin kann festgestellt werden, dass sich im Szenario *REF_SOFORT* die maximale Laständerung bezogen auf die Gesamtlast aller Haushalte auf knapp das Doppelte steigert. Jedoch treten stärkere Laständerungen im Vergleich zu den Maximalwerten eines Systems ohne PVA und SBS nur an 81 Viertelstunden im Jahr auf. Insofern kann von einer leichten Tendenz zu höheren Leistungsgradienten ausgegangen werden.

(F) Die Erweiterung des Energiesystems eines Haushaltes um ladesteuerfähige E-Pkw oder PVA mit SBS bedeutet, dass diese Anlagen (optimal) gesteuert werden sollten. Je nach technischer Realisierung kann dies für den Haushalt komplex werden. Bei automati-

sierten Systemen betrifft dies einerseits die Kontrolle, ob die Systeme ordnungsgemäß funktionieren, und andererseits auch rechtliche Fragen, wie z. B. die Berücksichtigung in der Lohnsteuererklärung. Die gesteigerte Komplexität, die potenzielle Überforderung des Nutzers und die sich aus einem optimierten Systembetrieb ergebenden Deckungsbeiträge eröffnen neue Möglichkeiten für Geschäftsmodelle im Bereich der Energiedienstleistungen. Diese werden die Elektrizitätswirtschaft weiter verändern. Solche Geschäftsmodelle sind dabei meist auf eine große Anzahl an Daten und deren effizienten Verarbeitung angewiesen. Deshalb ist dieses Geschäftsfeld nicht nur für die klassischen Energieversorger interessant, sondern auch für neue Akteure, die auch aus anderen Sektoren, wie dem Telekommunikationssektor kommen können.

Auf Basis der Erkenntnisse aus der bisherigen Diskussion und dem bereits aufgezeigten Potenzial werden PVA und SBS durchaus als disruptive Technologie angesehen, welche „Game Changer“ in der Energiewirtschaft¹⁷⁷ sein können (Krawinkel 2015). Doch auch andere Technologien wie BHKW, Wärmepumpen und auch E-Pkw könnten den Veränderungsprozess beschleunigen und die Nachfragestruktur grundlegend ändern.

Die Flexibilität des SBS kann nicht nur zur Reduzierung der Stromrechnung (vgl. auch Telaretti u. a. 2016) genutzt werden. SBS können darüber hinaus den Netzbetrieb unterstützen oder helfen, den Strombedarf und die Erzeugung aufeinander abzustimmen. Denn die Erzeugung wird mehr und mehr erneuerbare und diskontinuierliche Anteile beinhalten (vgl. auch Pierpoint 2016). Deshalb werden im folgenden Abschnitt 8.2 die verschiedenen Wirkungen unterschiedlicher Stromtarife diskutiert.

8.2 Diskussion der Ergebnisse mit veränderten Stromtarifen

Die Auswirkungen der Verbreitung von PVA und SBS in Kombination mit E-Pkw im Haushalt wurden bereits im vorhergehenden Abschnitt 8.1 diskutiert. Hieraus leitet sich Handlungsbedarf in zwei Bereichen ab:

- Wie lässt sich die Flexibilität der Elektrizitätsnachfrage der Haushalte durch geeignete Tarifierreize aktivieren und systemdienlich einsetzen? Die möglichen Auswirkungen von Tarifvarianten werden im folgenden Abschnitt 8.2.1 anhand der Ergebnisse verschiedener Szenarien diskutiert.

¹⁷⁷ Ähnliches gilt für E-Pkw in der Automobilwirtschaft.

- Wie können Veränderungen in den Stromtarifkomponenten die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS sowie die Netznutzung beeinflussen? Im Abschnitt 8.2.2 wird ebenfalls auf Basis verschiedener Szenarien aus Kapitel 7 diese Thematik erörtert.

Das untersuchte Haushaltssystem ist eingebunden ins Gesamtelektrizitätssystem. Die erwartete zukünftige Ausbreitung von PVA, SBS und E-Pkw wird dieses Elektrizitätssystem maßgeblich beeinflussen. Die Elektrizitätserzeugung wird im Jahr 2050 voraussichtlich dominiert von den erneuerbaren Energiequellen Wind und Sonne. Dabei wird ein Großteil der Elektrizität dezentral in den Verteilnetzen eingespeist, wie dies bei PVA von Haushalten der Fall ist. Flexibilität wird eine Kernkomponente des Systems sein, um dem fluktuierenden Angebot zu begegnen. Mit Demand Side Management (DSM) kann die Flexibilität der Haushalte beispielsweise aus Batteriespeichern und E-Pkw genutzt werden. Für den mittel- bis langfristigen Bedarf an Flexibilität können eher zentrale Gasturbinenkraftwerke oder Langzeitspeicher eingesetzt werden (vgl. auch Leopoldina u. a. 2016). Entsprechend werden Haushalte zukünftig einen wichtigeren Anteil im Elektrizitätssystem und

-markt einnehmen. Dadurch werden Fragen nach den Auswirkungen dieser Entwicklungen hinsichtlich sozialer Aspekte immer relevanter. So werden schon heute in Australien durch den Zubau von PVA, Kunden ohne PVA durch steigende Strompreise stärker belastet (Simshauser 2016). Entsprechend soll die nachfolgende Diskussion einen Beitrag leisten, um mögliche alternative Tarife und partielle Lösungen auf Basis der vorhergehenden Berechnungen dieser Arbeit zu identifizieren. Darüber hinausgehend werden beispielsweise von Leuthold u. a. (2008) Möglichkeiten einer effizienten Preisgestaltung der Netzentgelte durch einen Nodal- oder Zonal-Pricing-Ansatz diskutiert. Solche Ansätze und auch Fragen der Netzregulierung führen über den Inhalt dieser Arbeit hinaus.

8.2.1 Tarifliche Anreize zur Lastverschiebung und Leistungsbegrenzung

Die Einführung von Nachfragesteuerung durch dynamische Tarife (insbesondere zeitvariable Tarife) wird bereits seit einigen Jahren in der Literatur diskutiert und in Praxistests untersucht (vgl. Abschnitt 2.2.4). Betrachtet werden dabei verschiedenste **zeitvariable Strompreise** wie Time of Use (ToU) Tarife mit festen Preisstufen oder Tarife mit Real Time Pricing (RTP), die frei variierbare Preisstufen und Zeitperioden haben. Dadurch sollen Potenziale zur Lastverschiebung aktiviert werden. In dieser Arbeit wurden zwei ToU-Tarife untersucht: Zum einen das Szenario *HTNT* mit Haupttarif tagsüber und Ne-

bentarif in der Nacht und das Szenario *TPHP* (Tiefpreis und Hochpreis) mit niedrigem Arbeitspreis tagsüber. Ein *RTP*-Tarif wurde mit dem Szenario *RTP* (stündlicher variierende Preise) untersucht. Durch die Preisanreize der Tarife werden die Nutzung des SBS und der Ladevorgang des E-Pkw entsprechend angepasst. Im Durchschnitt werden durch den angepassten Einsatz des SBS in der Variante *HTNT_SOFORT* 9 % des Elektrizitätsbezugs in Zeiten mit niedrigem Arbeitspreis verschoben. In der Variante *OPTIMAL* sind es durch die Möglichkeit des gesteuerten Ladens des E-Pkw sogar 19 %. Beim *TPHP*-Tarif sind es 24 % bzw. 36 %. Ergänzend zeigen die Ergebnisse des Stadtmodells (vgl. Abschnitt 7.3.2) ähnliche Lastverschiebungen durch einen *RTP*-Tarif wie beim Haushaltsmodell. Die Wirksamkeit zeitvariabler Tarife konnte zudem in verschiedenen Praxistests im Energy Smart Home Lab (ESHL) am KIT (Paetz u. a. 2012b) sowie Feldtests (Hillemacher 2014; EV project 2013) gezeigt werden.

Ein Problem bei zeitvariablen Tarifen sind neue und verstärkte Lastspitzen. Diese zeigen sich insbesondere zu Beginn der Niedrigpreisphasen bei ToU-Tarifen oder während der Zeiten mit den niedrigsten Preisen bei *RTP* und werden verursacht durch eine hohe Gleichzeitigkeit und verstärkten Strombezug (vgl. auch Paetz u. a. 2013). Diese Lastspitzen gilt es zu vermeiden, da sie zu einer unbeabsichtigten Überlastung des Elektrizitätsnetzes führen können (Ruppert u. a. 2015). Ergänzend dazu zeigen die Ergebnisse aus den Szenarien mit zeitvariablen Preisen, dass solche Tarife für den einzelnen Haushalt nicht unbedingt vorteilhaft sind. Die durchschnittlichen Gesamtkapitalwerte ($\text{NPV}^{\text{PV}\&\text{SBS}}$) sind geringer im Vergleich zum Standardtarif im Referenzszenario. Lediglich beim Tarif *HTNT* ist der $\text{NPV}^{\text{PV}\&\text{SBS}}$ etwa 25 % größer als bei *REF*.

Die Ergebnisse zeigen, dass ein zeitvariabler Tarif sowohl mit Bedacht als auch unter Berücksichtigung der Risiken für das elektrische Netz gestaltet werden sollte. Weiterhin sollte bedacht werden, dass Nutzer für sie unvorteilhafte oder komplexe Tarifalternativen in der Regel nicht wählen werden.

Um Leistungsspitzen zu reduzieren, werden in der vorliegenden Arbeit auch **lastbegrenzende Tarife** untersucht. Dabei bestätigt sich deren Wirksamkeit hinsichtlich Lastglättung und reduzierter Leistungsbezüge, welche bereits in verschiedenen Forschungsarbeiten gezeigt wurde (Paetz u. a. 2013; Hayn 2014). Im Szenario *LG* wird ein Preisaufschlag oberhalb der Last- und Einspeisegrenze angenommen. Dadurch wird die maximale Bezugsleistung um durchschnittlich 40 % im Vergleich zum Szenario *REF* reduziert. Bei den Stromtarifen mit leistungsbasierter Komponente des Stromtarifs der Szenarien *NEKW* und

*EEGNEKW*¹⁷⁸ wird die maximale Bezugsleistung sogar um 65 bis 78 % im Vergleich zum Szenario *REF* reduziert. Bei diesen beiden Tarifen steigen die Kapitalwerte des SBS (NPV^{SBS}) um durchschnittlich 86 bis 318 %. Dabei ist die optimale Dimensionierung sowohl von PVA als auch SBS eher etwas kleiner im Vergleich zum Szenario *REF*. Daran zeigt sich der effektive Einsatz des SBS unter diesen Rahmenbedingungen. Gesteuertes Laden des E-Pkw ermöglicht im Vergleich zum Sofortladen eine zusätzliche Reduktion der Spitzenleistungen. Die Ergebnisse aus dem Stadtmodell (vgl. Abschnitt 7.3.2) zeigen ebenfalls die Wirksamkeit von Lastgrenzen. Der Leistungsbezug wird vergleichmäßig und Spitzenlasten bleiben unterhalb der Lastgrenzen.

In Bezug auf die PV-Einspeiseleistungen, welche durch die hohe Gleichzeitigkeit von besonderer Relevanz sind, können Maßnahmen des Einspeisemanagements und Tarife zur Leistungsreduzierung eingesetzt werden. Im untersuchten Szenario *PVABR50* (Spitzenlastkappung bzw. PV-Abregelung), wird die maximale Einspeiseleistung auf 50 % der installierten PVA-Leistung begrenzt. Der darauf angepasste Einsatz des SBS reduziert die monetären Einbußen auf ein Minimum. Der Gesamtkapitalwert (NPV^{PV&SBS}) reduziert sich von Szenario *REF* zu *PVABR50* nur um durchschnittlich rund 20 € (< 1 %). Im Szenario *LG* (Lastgrenze) wurde deshalb ergänzend zur bereits angesprochenen Lastbezugsgrenze eine Einspeisegrenze¹⁷⁹ eingesetzt. Damit wird in diesem Szenario ein preisbasierter Anreiz zur Begrenzung der Einspeiseleistungen genutzt. Diese bewirkt je nach Ladevariante eine Reduktion der maximalen Einspeiseleistungen um 29 bis 41 % im Vergleich zu Szenario *REF*.

Lastbegrenzende Tarife sind auf Basis dieser Erkenntnisse besser zur Spitzenlastsenkung geeignet als zeitvariable Tarife, welche zu neuen Lastspitzen führen können (vgl. auch Schreiber u. a. 2015; RMI 2015). Für Haushalte ohne PVA mit SBS und ohne automatisiertes gesteuertes Laden des E-Pkw könnten lastbegrenzende Tarife hingegen problematisch sein, da die Haushaltgeräte in der Regel nur begrenzt gesteuert werden können. So zeigen mehrere Wohnphasen im ESHL des KIT¹⁸⁰, dass Bewohner mit Feedbacksystemen zur Visualisierung des aktuellen Leistungsbezugs und der Leistungsgrenze durchaus den Leistungsbezug reduzieren können. Jedoch erforderten diese Tarife mit Leistungsgrenzen eine Nutzungsumstellung, die insbesondere in der Anfangsphase bewusst umgesetzt wer-

¹⁷⁸ Im Szenario *NEKW* werden die Netzentgelte als Leistungspreis berücksichtigt anstatt im Arbeitspreis. Im Szenario *EEGNEKW* wird zusätzlich die EEG-Umlage im Leistungspreis berücksichtigt.

¹⁷⁹ Bei Überschreitung der Einspeisegrenze wird eine Strafzahlung von 10 ct/kWh für Einspeiseleistungen oberhalb dieser Grenze (2 kW) fällig.

¹⁸⁰ Die Wohnphasen wurden im Rahmen des Projektes iZEUS in den Jahren 2013 und 2014 umgesetzt. Die Ergebnisse sind im iZEUS-Arbeitspaketbericht 810 dokumentiert, jedoch nicht veröffentlicht.

den muss. Ohne entsprechende Feedbacksysteme bleibt die Bezugsleistung für die meisten Menschen eine abstrakte Kenngröße.

Insgesamt zeigen die Ergebnisse, dass dynamische Preise eine Möglichkeit darstellen, die Flexibilität durch gesteuertes Laden von E-Pkw und von Speichern in Haushalten nutzbar zu machen. Allerdings erfordern solche Tarife meist ein intelligentes Mess- und Steuerungssystem, das bisher nur in wenigen Haushalten vorhanden ist¹⁸¹. Deshalb sind variable Tarife in Deutschland noch von geringer Relevanz, könnten durch die zunehmende Verbreitung von intelligenten Messsystemen jedoch an Bedeutung gewinnen.

8.2.2 Netzentgelte und Umlagen im Stromtarif

Ergänzend zu der Fragestellung, wie die Flexibilität im Haushalt durch Tarifgestaltung aktiviert werden kann, stellt sich die Frage, welche Tarife in Zukunft verursachungsgerecht, adäquat und zielgerichtet sind. Hierfür fokussiert sich die folgende Diskussion zwei Preisbestandteile, die Netzentgelte und die EEG-Umlage, welche beide jeweils einen Anteil von mehr als 20 % am Haushaltsstrompreis haben und deren vorgegebene Gesamtsummen umgelegt werden müssen.

In der Tarifgestaltung gibt es verschiedene Möglichkeiten, um die Netzentgelte oder die EEG-Umlage anders zu berücksichtigen als bisher. Dabei können die bisherigen Preisanteile im Tarif umgeschichtet werden oder die bisherige Tarifgestaltung ergänzen. Außerdem könnten die Möglichkeiten kombiniert werden. Im Folgenden werden sechs verschiedene Tarifvarianten aufgelistet und im Anschluss daran etwas ausführlicher diskutiert.

- (A) Grundpreis erhöhen (€ pro Monat oder Jahr);
abhängig oder unabhängig von der Anschlussleistung des Haushaltes;
- (B) Leistungspreis einführen (€ pro kW_p), welcher die maximale Bezugsleistung während eines Bezugszeitraumes (z. B. Monat oder Jahr) berücksichtigt;
- (C) Eigenverbrauchsabgabe einführen bzw. erweitern;
- (D) Dynamische Arbeitspreise (zeitvariabel, lastvariabel);
- (E) Netzeinspeiseabgabe als Grundgebühr, Leistungsgebühr oder Energiepreis oder
- (F) Steuerlösung unabhängig vom Strompreis.

¹⁸¹ Lösungen ohne intelligente Messsysteme werden durch das bisherige Bilanzierungsverfahren behindert, da der Lieferant weiterhin nach Standardlastprofil abrechnen muss (WIK 2015).

(A) Der bestehende **Grundpreis** im Stromtarif soll die verbrauchsunabhängigen Kosten z. B. für die Lieferbereitschaft abdecken¹⁸², worunter zumindest bestimmte Anteile der Netzentgelte fallen. Allerdings könnte auch das gesamte Netzentgelt in den Grundpreis integriert werden, da die meisten Kosten des Netzbetriebs nicht direkt einer übertragenen Energieeinheit (z. B. kWh) zugeordnet werden können, sondern lediglich so bilanziert werden. Bisher besteht somit eine gewisse Asymmetrie zwischen Kostenstruktur und Gebührenberechnung (ref-e u. a. 2015). Die EEG-Umlage könnte ebenfalls auf den Grundpreis umgelegt werden, anstatt wie bisher ausschließlich auf den Arbeitspreis. Dies wäre vor dem Hintergrund, dass die Einspeisung und Vergütung aus EEG-Anlagen garantiert und unabhängig vom Elektrizitätsbedarf ist, sinnvoll.

Diese Varianten wurden in den beiden Szenarien *NEFIX* (Netzentgelt im Grundpreis) und *EEGNEFIX* (Netzentgelt und EEG-Umlage im Grundpreis) berechnet. Aufgrund des reduzierten Arbeitspreises sinkt der Vorteil zur Eigennutzung. Die Anlagen werden kleiner dimensioniert und der Netzbezug steigt deutlich. Der gemeinsame Kapitalwert von PVA und SBS reduziert sich bei *NEFIX* im Vergleich zu *REF* um 48 % bis 65 % und bei *EEGNEFIX* um 75 % bis 81 %. Solange sich eine Grundgebühr ausschließlich am Netzanschlusspunkt orientiert, ist sie für jeden Haushalt gleich hoch und unabhängig vom tatsächlichen Jahresstrombezug und den Bezugsleistungen. Damit sinkt nicht nur der Nutzen von PVA und SBS im Haushalt, es sinken auch die Anreize zur Lastverschiebung und Energie einzusparen. Dies liegt jedoch nicht am höheren Grundpreis, sondern am dafür maßgeblichen Arbeitspreis, der dadurch geringer ausfällt. Eine solche Gleichverteilung der Belastung aller Haushalte erscheint jedoch auch nicht angemessen, wenn man bedenkt, dass damit kleine Haushalte verhältnismäßig stärker belastet werden als große.

Darüber hinaus ist auch eine Grundgebühr in Abhängigkeit der verfügbaren Anschlussleistung möglich. Bisher sind in Deutschland verhältnismäßig hohe Mindest-Anschlussleistungen pro Haushalt installiert (DIN 18015-1), die i. d. R. nicht benötigt werden. In einigen Ländern (z. B. Frankreich¹⁸³) gibt es Stromtarife, bei denen der Grundpreis abhängig ist von der maximalen Anschlussleistung. Bei einer Überlastung löst sich die Hauptsicherung im Sicherungskasten der Wohnung und unterbricht die Stromversorgung bis die Sicherung (meist manuell) wieder eingelegt wird. Somit nutzen die Haushalte eher Tarife mit einer Anschlussleistung, die wirklich benötigt wird. Unterhalb der Anschlussleistung besteht auch bei diesen Tarifen kein Anreiz zur Flexibilitätsnutzung.

¹⁸² Der Grundpreis ist fester und verbrauchsunabhängiger Bestandteil der Abschlagszahlung.

¹⁸³ In Frankreich gibt es bspw. von EdF Tarife mit 3 bis 36 kW Anschlussleistung und entsprechend unterschiedlichem Grundpreis. Der Arbeitspreis ist dabei immer der Gleiche (EdF 2015)

(B) Der **Leistungspreis** ist in einigen Ländern sowie im deutschen Industriesektor Teil des Elektrizitätstarifes. Im Haushaltssektor gibt es diesen in Deutschland bisher nicht. Jedoch besteht bei solch einem Tarif ein monetärer Anreiz die Bezugsleistung zu reduzieren. Damit kann die Netzbelastung reduziert werden. Im Gegensatz zu dem erwähnten Tarif mit einem an die Anschlussleistung gekoppelten Grundpreis ermöglicht der Leistungspreis einen flexiblen Umgang mit der maximalen Bezugsleistung, ohne den Tarif wechseln zu müssen. Die Szenarien *NEKW* (Netzentgelt als Leistungspreis) und *EEG-NEKW* (Netzentgelt und EEG-Umlage als Leistungspreis) zeigen, dass durch PVA, SBS und gesteuertes Laden des E-Pkw die Spitzenlast um 65 bis 78 % im Vergleich zu *REF* sinkt. Trotz der deutlichen Lastverschiebung ist der Gesamtkapitalwert von PVA und SBS ($NPV^{PV\&SBS}$) nur in der Szenario-Variante *EEGNEKW_SOFORT* größer als bei *REF*. Der Kapitalwert des SBS steigt hingegen deutlich. Haushalte ohne SBS oder E-Pkw haben allein mit Haushaltsgeräten begrenzte Möglichkeiten, die Spitzenlast deutlich zu senken (Hayn 2016). Auch werden Haushalte ohne automatisiertes Energie-Managementsystem oder Feedbacksysteme (z. B. Lastanzeigen) ihre Spitzenlast nicht effektiv senken können. Insofern bleibt weiter zu untersuchen, ob und wie solch eine Tarifkomponente im Haushaltssektor auch praktisch umgesetzt werden kann.

(C) Bei der **Eigenverbrauchsabgabe** geht es darum, den selbst verbrauchten Strom der PVA mit einer Abgabe zu belegen bzw. zu besteuern. Dies ist im EEG (2014, §61) erstmals enthalten und kann möglicherweise zu einer besseren Verteilung der Belastungen einzelner Verbraucher durch das EEG führen. Neben anderen Ausnahmeregelungen werden aktuell PVA mit weniger als 10 kW (max. 10 MWh pro Jahr) davon ausgenommen.

Eine solche Abgabe soll die weitreichenden Vorteile durch Eigenverbrauch reduzieren, ist aber aus verschiedenen Gründen umstritten. Aus Verbrauchersicht ist kaum verständlich, warum Eigenverbrauch von Strom mit Umlagen bzw. Steuern belegt wird. Bei anderen Produkten wie eigenem Gemüseanbau oder Solarwärme ist dies nicht üblich. Zudem gibt es rechtliche Bedenken über die Zulässigkeit einer solchen Regelung (Ekardt 2014) und auch die konkrete Umsetzung scheint administrativ aufwendig und damit teuer zu sein.

Die Ergebnisse des in dieser Arbeit berechneten Szenarios *PVEVA* (Eigenverbrauchsabgabe für PV) zeigen um durchschnittlich 16 bis 20 % reduzierte Gesamtkapitalwerte ($NPV^{PV\&SBS}$) und eine kleinere Dimensionierung sowohl der PVA als auch des SBS. Diese Ergebnisse decken sich mit ZSW u. a. (2014), die durch eine EEG-Umlage auf Eigenverbrauch einen weiteren Marktrückgang durch verminderte Wirtschaftlichkeit und höhere Unsicherheiten bei der Kalkulation von Neuanlagen erwarten.

Die positive Intention, die EEG-Umlage durch die Berücksichtigung von Eigenverbrauch auf eine breitere Basis zu stellen, scheint auf Basis der vorhergehenden kritischen Argumente überlagert zu werden. So verhindern Umlagen oder Steuern auf Eigenverbrauch die Energiewende eher, als eine „nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen“ (EEG 2014, §1).

(D) Bereits im vorhergehenden Abschnitt 8.2.1 wurden die **dynamischen Arbeitspreise** diskutiert. Die Effektivität der Tarife könnte auch im Kontext der Netzentgelte oder der EEG-Umlage genutzt werden. Allerdings bestehen Risiken durch ein falsches Tarifdesign neue Herausforderungen (z. B. neue Spitzenlasten) hervorzurufen oder die Ungleichbehandlung einzelner Verbrauchergruppen zu verstärken. Die Kombination verschiedener Tarifkomponenten kann dem entgegenwirken. Das steigert jedoch die Komplexität der Tarife, was wiederum von den Verbrauchern kritisch eingeschätzt wird (Dütschke & Paetz 2013). Daran zeigt sich die Herausforderung je nach Ziel den dynamischen Tarif angemessen zu gestalten.

Ergänzend zu den untersuchten und bereits diskutierten dynamischen Tarifen könnten progressive Arbeitspreise einen finanziellen Anreiz setzen den Elektrizitätsbezug generell niedrig zu halten. Dabei steigt der Arbeitspreis mit zunehmendem Verbrauch¹⁸⁴. Haushalte mit PVA und SBS würden von solch einem Tarif profitieren. Allerdings stellt bei progressiven Tarifen die Kostendeckung eine Herausforderung dar.

(E) Eine **Netzeinspeiseabgabe** ist derzeit weder in Deutschland umgesetzt noch in der Diskussion. Bisher werden alle Netzkosten im Elektrizitätstarif berücksichtigt. In manchen europäischen Ländern werden die Übertragungsnetzkosten anteilig den Erzeugern (i. d. R. pro eingespeiste Energieeinheit) in Rechnung gestellt (Pérez-Arriaga u. a. 2002). Ähnliches gibt es bei den Verteilnetzkosten. Dabei werden in manchen Ländern die „tiefen“ Anschlusskosten¹⁸⁵ teilweise den Erzeugern zugeordnet (ref-e u. a. 2015). Diese Gebühren für die Erzeuger können sowohl Kapazitätsanteile als auch Mengenteile aufweisen. Die Aufteilung ist dabei besonders für die diskontinuierlichen Erzeuger aus erneuerbaren Quellen von Bedeutung (De Vries u. a. 2009). Ob und welche positiven (bzw. negativen) Auswirkungen eine solche Netzeinspeiseabgabe hat, muss je nach Aus-

¹⁸⁴ In Italien gibt es bereits seit 40 Jahren die Pflicht für Energieversorgungsunternehmen solch einen Tarif anzubieten (Dehmel & Gumbert 2011). In Deutschland sind lineare und degressive (der Arbeitspreis sinkt bei zunehmendem Verbrauch.) Tarife die Regel, progressive Tarife werden hingegen nicht angeboten.

¹⁸⁵ Bei „tiefen“ Anschlussgebühren (engl. deep connection cost charging) werden mehrere netzinfrastrukturbezogene Kosten wie Netzanschluss, Netzverstärkung und -erweiterung berücksichtigt. Bei „flachen“ Anschlussgebühren (engl. shallow connection cost charging) werden lediglich Netzanschlusskosten berücksichtigt (EU-Kommission 2009).

gestaltung genauer untersucht werden. Eine Einspeisegebühr auf Mengengrundlage wirkt dabei entgegengesetzt der EEG-Einspeisevergütung. Für PVA und SBS im Haushalt können dazu die Szenarien *EEGVerg*, *REF* und *oVerg* verglichen werden. Im Szenario *EEGVerg* wird die aktuell garantierte EEG-Einspeisevergütung, im Szenario *REF* lediglich eine geringe marktbasierende Vergütung und im Szenario *oVerg* keine Einspeisevergütung angenommen. Je geringer die Einspeisevergütung, desto kleiner sind die Kapitalwerte und die Anlagen werden kleiner dimensioniert. Eine Einspeisegebühr auf Kapazitätsbasis wirkt hingegen ähnlich einer Beschränkung der Einspeiseleistung im Szenario *PVABR50*. Diese Beschränkung hat nur eine geringe negative Auswirkung auf den Kapitalwert der PVA. Die maximale Einspeiseleistung wird dafür deutlich reduziert. Eine Netzeinspeiseabgabe könnte entsprechend auch in Deutschland eine Ergänzung zum Netzentgelt sein. Darüber hinausgehend gibt es Diskussionen, ob die derzeitigen Regeln zur Bestimmung der Netzentgelte überhaupt noch angemessen sind¹⁸⁶.

(F) Zuletzt wird auch über eine mögliche **Steuerlösung** zur Finanzierung der EEG-Einspeisevergütungen diskutiert. Insgesamt enthält die Diskussion, ob eine EEG-Umlage durch eine Steuerlösung ersetzt werden sollte drei wesentliche Argumentationslinien: Legitimität der EEG-Umlage, Verteilungsgerechtigkeit und Lenkungswirkung in der Energiewende¹⁸⁷. Zum ersten Aspekt gibt es bei der heutigen Umsetzung der EEG-Umlage verfassungsrechtliche Bedenken (Manssen 2012). Der Vorteil einer Steuerlösung wäre die Kontrolle durch den Bundestag, zumal das Finanzvolumen (Soll-Einnahmen) der EEG-Umlage im Jahr 2014 bereits über 22 Mrd. € lag (BnetzA 2015a). Zum zweiten Aspekt der Verteilungsgerechtigkeit gibt es immer wieder Diskussionen über die aus der EEG-Umlage resultierenden unverhältnismäßigen Belastungen der Haushalte, welche keine PVA installieren können. Dies sind meist Mieter in Mehrparteienhäusern. Unter diesen Haushalten finden sich auch einkommensschwache Haushalte. Die EEG-Umlage könnte bei einer reinen Steuerlösung entfallen. Sie würde jedoch eine Steuererhöhung

¹⁸⁶ Dies betrifft zum einen das im Grundlagenkapitel angesprochene Wälzverfahren zur Bestimmung der Netzentgelte. Aufgrund der zunehmenden Netzeinspeisungen in den niedrigen Spannungsebenen reduziert sich der Strombezug aus den höheren Netzebenen und führt zunehmend zu umgekehrten Lastflüssen. Vielmehr müssten die Kosten anteilmäßig gerecht über die Spannungsebenen verteilt werden. Dies würde die Netzentgelte in der Niederspannung reduzieren. Weiterhin betrifft es die zunehmende Preisspanne der Netzentgelte zwischen den einzelnen Regionen in Deutschland. Entsprechend erscheint die Verteilung der Netzausbaukosten innerhalb des deutschen Elektrizitätsmarktgebiets überarbeitenswert (Hiersig & Wittig 2015).

¹⁸⁷ Darüber hinausgehend wird auch diskutiert, ob das EEG überhaupt das richtige Förderinstrument sei. So werden alternative Möglichkeiten (Schäfer u. a. 2012a) wie EEG-Fonds (Matschoss & Töpfer 2015) oder das Quotenmodell (Diekmann 2012; Haucap & Kühling 2012), das auch in anderen Ländern eingesetzt wird, immer wieder diskutiert.

erforderlich machen, falls an anderen Stellen nicht entsprechend Ausgaben wegfallen bzw. gekürzt werden¹⁸⁸ (Bardt u. a. 2012).

Die Ergebnisse des Szenarios *oEEG* (ohne EEG-Umlage) zeigen in Bezug auf den dritten genannten Aspekt eine eindeutige negative Lenkungswirkung auf. Das Herausnehmen der EEG-Umlage aus dem Arbeitspreis senkt diesen entsprechend, was wiederum den Anreiz für PV-Eigenverbrauch reduziert. Die Gesamtkapitalwerte ($NPV^{PV\&SBS}$) sinken dadurch im Vergleich zu *REF* um durchschnittlich 10 bis 13 % und es werden um 40 bis 60 % kleinere Anlagen zugebaut. Somit würde durch den Wegfall der EEG-Umlage aufgrund einer Steuerlösung der Ausbau von PVA gebremst.

Die Diskussion in den vergangenen Abschnitten zeigt, dass es viele unterschiedliche Aspekte, Sichtweisen, Akteure und Handlungsmöglichkeiten gibt. Diese Arbeit kann dabei einen Anstoß für eine in der Gesellschaft geführte Diskussion liefern. Dies sollte durch breit gefächerte wissenschaftliche Arbeiten fundiert werden. Dazu gehört auch, die jeweils angewandte Methodik dieser Arbeiten kritisch zu hinterfragen, mit alternativen Methoden zu vergleichen und zu diskutieren. Im folgenden Abschnitt wird dies für die vorliegende Arbeit gemacht.

8.3 Diskussion von Modellierung und Methodik

Die Modellierung ist ein wesentliches Werkzeug der Systemanalyse. So dient ein Modell dazu relevante Systemelemente und deren Wechselwirkungen abzubilden (Möst & Fichtner 2009). Dabei wird von der Realität abstrahiert und auf die wichtigen Zusammenhänge reduziert, wobei eine möglichst einfache Abbildung der Wirklichkeit unter Beibehaltung einer möglichst hohen und nachprüfaren Genauigkeit angestrebt wird. Ziel der Modellierung ist es, ein Werkzeug zu schaffen, das bei der Entscheidungsfindung unterstützt oder bei der Planung hilft. Daher zielt die Energiesystemanalyse meist auf die Unterstützung der Energiepolitik, aber auch der Energieforschung von Technologien und Infrastrukturen ab (Möst & Fichtner 2009). In dieser Arbeit wurde insbesondere ein Haushalt zur Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von SBS modelliert. In der folgenden

¹⁸⁸ Ausgehend von den EEG-Zahlungen aus dem Jahr 2012 müsste bspw. die Umsatzsteuer um 2 % steigen oder der Solidaritätszuschlag verdoppelt werden (Bardt u. a. 2012). Dadurch würde die Belastung vieler Haushalte steigen, weil Unternehmen dadurch überhaupt nicht mehr belastet würden. Allerdings würde die Belastung der Haushalte abhängig gemacht von ihrem Einkommen. Dies ist bisher nicht der Fall (Bardt u. a. 2012). Bei einer Erhöhung der Stromsteuer würde die Belastung der Haushalte sinken, da diese wiederum auch die Unternehmen belastet. Allerdings würde dabei weiterhin das Haushaltseinkommen nicht explizit berücksichtigt (Bardt u. a. 2012).

Diskussion werden die verschiedenen Teile und Aspekte der Modellierung diskutiert und kritisch hinterfragt. Dabei werden auch die Erkenntnisse aus dem Abschnitt 6.3 mit verschiedenen Modellveränderungen und dem Abschnitt 6.4 mit Sensitivitätsanalysen aufgegriffen.

Zunächst wird im Abschnitt 8.3.1 die grundlegende Methodik einer deterministischen Optimierung als gemischt ganzzahliges lineares Problem im Kontext der Alternativen diskutiert. Daran anschließend werden in Abschnitt 8.3.2 die Zielfunktion und die endogene Dimensionierung etwas konkreter beachtet. Im Abschnitt 8.3.3 wird die Modellierung des SBS diskutiert. Dabei werden die Modellierungsvarianten aus Abschnitt 4.3 und die vergleichenden Ergebnisse aus Abschnitt 6.3.3 und 6.3.4 ergänzend genutzt. Im folgenden Abschnitt 8.3.4 werden die verschiedenen Eingangsdaten diskutiert und in Abschnitt 8.3.5 mögliche Reduktionspotenziale für das Modell angesprochen. Die Diskussion schließt mit dem Abschnitt 8.3.6 und der Frage einer Übertragbarkeit des Modells und der Erkenntnisse auf andere Sektoren oder Regionen.

8.3.1 Deterministische Optimierung

Für die Analyse verschiedener Fragestellungen rund um das Thema SBS wird eine Vielzahl von Methoden angewendet (vgl. Abschnitt 4.1). Dabei spielen Zielstellung und Schwerpunkt der Arbeiten eine entscheidende Rolle für die Wahl der Methodik.

Weit verbreitet ist bei Energiesystemmodellen der methodische Ansatz der linearen Programmierung (Möst & Fichtner 2009). Mit der Zielfunktion werden klassischerweise die Systemausgaben minimiert. Ebenfalls eine hohe Verbreitung haben Simulationsmodelle, mit denen Auswirkungen vorgegebener Handlungsoptionen simuliert werden. Dazu werden u. a. System-Dynamics-Modelle oder agentenbasierte Simulationen verwendet (Möst & Fichtner 2009). Unsicherheiten werden in manchen Fällen stochastisch abgebildet. Hier wurde die deterministische gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung mit perfekter Voraussicht gewählt. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung über mehrere Jahre hinweg wurden die Ergebnisse des einen Betrachtungsjahres fortgeschrieben. Zur Berücksichtigung der Unsicherheiten wurden Sensitivitätsanalysen als Alternative zur stochastischen Modellierung gewählt. Damit werden die Einflüsse einzelner Parameter auf die Ergebnisgrößen direkt erkennbar. Bei einer stochastischen Analyse würde die Ergebnisbandbreite der verschiedenen Haushalte (dargestellt über Mittelwert und Standardabweichung) vermischt mit der Ergebnisvarianz auf Basis der stochastischen Abbildung einzelner Einflussgrößen. Damit würde die Darstellung und Auswertung von Wirkeinflüssen deutlich

schwieriger. So zeigt die Sensitivitätsanalyse (vgl. Abschnitt 6.4.1), dass der Kapitalwert des SBS sensitiv auf die Strompreisentwicklung, den angenommenen Zinssatz und den Preis von PVA und SBS reagiert. Der Kapitalwert der PVA ist insbesondere in Bezug auf dessen Investition sensitiv.

Dennoch hätte die stochastische Optimierung bei bestimmten Eingangsdaten einen Vorteil. In dieser Arbeit wurde für die Wetterdaten der Datensatz des Testreferenzjahres der Region 12 des DWD verwendet, der anhand verschiedener Kenndaten ein übliches Jahr einer bestimmten Region abbildet. Auf diese Weise werden ortsspezifische Faktoren reduziert und auch Extremwetterlagen einzelner Jahre vermieden. Das Wetter ist nach Jahr und Standort unterschiedlich. Deshalb wurde die gewählte Herangehensweise ergänzt durch eine Betrachtung mit verschiedenen Wetterjahren, um diesen Einflussfaktor besser einschätzen zu können (vgl. Abschnitt 6.4.2).

Die Methodik der Optimierung wurde gewählt, um einerseits optimale Lösungen zu erhalten und damit die Möglichkeiten der Technologie auszureizen. Dadurch wird erkennbar, ob diese Technologie im besten Fall und unter perfekter Voraussicht wirtschaftlich betreibbar wäre. Andererseits ist es durch die Optimierung möglich, den Zusammenhang von den Ladevorgängen des SBS und den damit verbundenen Einflüssen auf die Batterielebensdauer direkt abzubilden, ohne eine konkrete Regelungsstrecke (Steuerung) und deren Einflussparameter genau zu kennen. Es wurde der Ansatz mit perfekter Voraussicht gewählt, um die Einflüsse der Ladevorgänge auf die Batterielebensdauer über den kompletten Betrachtungszeitraum berücksichtigen zu können. Mit einem rollierenden Horizont würden zwar Modellkomplexität und Rechenzeiten deutlich reduziert, dafür wäre bspw. eine Begrenzung der zyklischen Lebensdauer nicht möglich. Die zyklische Nutzung könnte dann bilanziert werden, aber nur begrenzt in die Ladestrategie einfließen. Das trifft auch bei einer Simulation zu. Eine Simulation ermöglicht dafür eine anwendungsnahe Modellierung, welche auch in einer Anlagensteuerung direkt eingesetzt und getestet werden könnte. Ergänzend hätte eine Simulation den Vorteil verschiedene Einflussfaktoren, wie z. B. Lebensdauereinflüsse, detaillierter und deutlich komplexer abbilden zu können. Durch die zusätzliche Implementierung von heuristischen Ansätzen für Teilprobleme, könnte man sich mit einer Simulation weiter an die optimale Lösung annähern. Insgesamt bleibt abzuwägen, welche Aspekte von höherer Relevanz sind.

Bei dem optimierenden Modell wurden weitgehend alle Abhängigkeiten linear abgebildet. So zeigen die vergleichenden Ergebnisse bspw. der Ladekurvenabbildung (vgl. Abschnitt 6.3.3), dass die Restriktionen und Vereinfachungen durchaus adäquat sind. Die Einschalt-schwelle der Stromrichter erfordert den Einsatz von Binärvariablen, weshalb das Modell

eine gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung ist. Zur Lösung wird dabei mit einem Branch & Cut-Verfahren der unteren Schranke angenähert¹⁸⁹. Die Rechenzeit steigt im Vergleich zur Lösung der linearen Programmierung ohne die Stromrichtermodellierung massiv an. Doch die Ergebnisse deuten darauf hin, dass diese Restriktionen durchaus relevant sind. So bleibt auch bei dieser Modellierung ein Konflikt zwischen notwendiger und akzeptabler Vereinfachung. Weder bei der Modellierung des SBS noch bei anderen Restriktionen erscheint eine nichtlineare Abbildung der Zusammenhänge notwendig.

8.3.2 Zielfunktion und endogene Dimensionierung

Die Zielfunktion minimiert alle diskontierten Ausgaben des Haushaltes für Elektrizität über den Betrachtungszeitraum inklusive der Investitionen für PVA und SBS. Dadurch lassen sich die Kapitalwerte für diese beiden Systeme ermitteln. Damit setzt das Modell die Entscheidungsgrundlage eines Haushaltseigentümers um, der als „homo oeconomicus“ seinen Nutzen maximieren möchte.

In der Realität sind jedoch oftmals weitere Faktoren von Relevanz. So können eine fehlende Dachfläche für die PV-Module oder eine fehlende Stellfläche für das SBS, die Ladestation oder den E-Pkw die Investition verhindern. Es können aber auch ökologische Aspekte oder die Unabhängigkeit vom Elektrizitätsversorger von größerer Bedeutung für die Nutzer sein. Mit der verwendeten Zielfunktion sind diese Entscheidungsmotive nicht berücksichtigt. Es gibt dadurch z. B. keine direkte Möglichkeit herauszufinden, ob mit einem minimal geringeren Kapitalwert ein wesentlich höherer Eigendeckungsanteil erreichbar wäre. Der Eigendeckungsanteil hat sowohl auf den ökologischen Aspekt als auch den Aspekt eines geringeren Netzbezuges wesentlichen Einfluss. Daher könnte die Abkehr von der ökonomisch hin zu einer ökologisch getriebenen Optimierung von Bedeutung sein. Alternativ könnte mit einer multikriteriellen Optimierung eine kombinierte Zielstellung abgebildet werden.

In dem Modell werden die Kapazität des SBS und die Spitzenleistung der PVA modellen-dogen bestimmt. Alternativ ist es möglich diese Größen exogen vorzugeben (vgl. Abschnitte 5.3 und 6.4.3). Somit können die Abhängigkeiten von Systemgröße, Kapitalwert und Eigendeckungsanteil untersucht werden. Wird die Kapazität des SBS exogen vorgegeben (Variante *SOFORT*) und auf 125 % des Werts im Referenzszenario *REF* gesetzt, so

¹⁸⁹ Hierbei wurde eine maximale Abweichung des Zielwerts von 1 % zur unteren Schranke vorgegeben.

steigt der Eigendeckungsanteil um knapp 10 %, wobei der Kapitalwert des SBS (NPV^{SBS}) nur um gut 3 % sinkt.

Die endogene Bestimmung der Systemgrößen ist nicht beschränkt auf (diskrete) am Markt erhältliche Systemgrößen (bspw. $Kapa^{SBS} \in \{1,6; 4,2; 6,3\}$), sondern die Systemgröße von PVA und SBS kann jeden beliebigen positiven, reellen Wert annehmen. Außerdem sind die Investitionen nie linear zur Größe, wie es hier angenommen wird. In der Regel gibt es einen fixen Preisbestandteil, z. B. für die Installation. Die Systemgröße wirkt hingegen degressiv auf den Preis pro Einheit. Beides verteuert kleinere Anlagen. Diese Annahmen stellen eine Idealisierung der Realität dar, ermöglichen jedoch einen besseren Vergleich der Szenarien. Somit verdeutlichen auch diese Modellannahmen, dass es bei dem Modell nicht um eine Systemauslegung mit dem Ziel der Unterstützung einer Kaufentscheidung eines SBS mit PVA geht, sondern um die wissenschaftliche Untersuchung verschiedener Zusammenhänge.

8.3.3 Restriktionen der Batteriespeichersysteme

Bei der Modellierung des SBS sind neben den Bilanzgleichungen insbesondere die nutzbare Ladeleistung und Lebensdauereinflüsse von Relevanz. Auf Basis der grundlegenden Zusammenhänge (vgl. Abschnitte 3.2 und 3.3) wurde eine vereinfachte und von einzelnen chemischen Zusammensetzungen der Batterien abstrahierte Modellierung umgesetzt, die auf empirischen Forschungserkenntnissen basiert. Dabei gibt es verschiedene Unsicherheiten, da einerseits noch nicht alle elektrochemischen Prozesse in den Li-Ionen-Zellen und deren Auswirkung auf die Lebensdauer erforscht oder veröffentlicht sind. Andererseits beziehen sich viele Forschungserkenntnisse auf kleine Konsumerzellen. Die großvolumigen Zellen für E-Kfz und stationäre Speicheranwendungen können durch andere chemische Zusammensetzungen und andere hochwertigere Fertigungsverfahren davon deutlich abweichen.

Zur besseren Einschätzung und Validierung der gewählten Umsetzung von Restriktionen im Modell wurden verschiedene Modellierungsalternativen umgesetzt und die Ergebnisse verglichen. Die Modellierung der Stromrichter wurde bereits in Abschnitt 8.3.1 vorgestellt.

Für die Ladekurven von E-Kfz, also die maximale Ladeleistung, die in Abhängigkeit des Ladestandes zur Verfügung steht, wurden unterschiedliche Modellierungsansätze vorgestellt (vgl. Abschnitt 4.2) und vier Möglichkeiten einer Linearisierung vorgeschlagen. Da bei SBS in der Regel ähnliche Li-Ionen-Zellen wie in E-Pkw zum Einsatz kommen, kön-

nen die Ladekurven gleich modelliert werden. Allerdings ist bei SBS nicht nur das IU-Ladeverfahren relevant, sondern auch die nutzbare Kapazität, die der jeweilige Hersteller vorgibt. Stellt der Hersteller nur einen Teil der Bruttokapazität als nutzbare Kapazität zur Verfügung, kann ggf. die Ladung mit konstanter Spannung komplett entfallen und die Ladeleistung kann über den gesamten Ladevorgang konstant angenommen werden (Ladung mit konstanter Stromstärke). Andere Hersteller nutzen die gesamte Bruttokapazität, weshalb auch die zweite Ladephase (mit konstanter Spannung) von Relevanz ist. Somit ist nicht eine bestimmte Ladekurve per se die Passende. Bei der Modellierung des einzelnen SBS zeigt sich lediglich ein geringer Unterschied zwischen der gewählten Modellierung mit zwei Ladephasen¹⁹⁰ (Variante *LAD3*) und dem Vollladen mit konstanter Leistung (Variante *LAD1*). So wäre auch eine vereinfachte Abbildung der Ladekurve ohne reduzierte Ladeleistung (Variante *LAD1*) denkbar.

Die beiden anderen Ladeverfahren¹⁹¹ (Varianten *LAD2* und *LAD4*) sind dagegen eher für eine aggregierte Betrachtung von SBS oder E-Kfz von Relevanz. So wurde das Ladeverfahren *LAD2* im Modell RegMob (vgl. Abschnitt 7.3) angewendet. Dort werden sowohl die E-Kfz als auch die SBS pro Stadtviertel aggregiert. Dabei bildet *LAD2* die verfügbare Ladeleistung eher pessimistisch ab und gleicht dadurch in gewisser Weise den Informationsmangel bei der Aggregation der Speicher aus (vgl. Abschnitt 4.4).

Obwohl im Literaturüberblick deutlich wird, dass die Berücksichtigung der Lebensdauer und der Alterung der Batterie relevant ist, werden diese Restriktionen dennoch in vielen Arbeiten komplett vernachlässigt oder es wird lediglich die Zyklenzahl bis Lebensdauerende begrenzt. In dieser Arbeit werden sowohl die kalendarische Lebensdauer in Bezug auf den Ladestand berücksichtigt als auch die zyklische Lebensdauer durch eine Begrenzung der Vollzyklenäquivalente. Die Berücksichtigung von nur einer der beiden Lebensdauereinflüsse verändert die Ergebnisse deutlich stärker als die Berücksichtigung von beiden oder keinem. Einen Einfluss hat dabei auch, wie die Zyklentiefe abgebildet wird. In *REF* werden lediglich die Vollzyklenäquivalente berücksichtigt, nicht aber die Ladetie-

¹⁹⁰ In der Ladevariante *LAD3* (Ladephasen) wird das IU-Ladeverfahren linearisiert abgebildet. Bis 75 % Batterieladestand wird mit maximaler Ladeleistung geladen. Oberhalb dieser Grenze nimmt die Ladeleistung linear ab. Bei vollem Ladestand ist die Ladeleistung null.

¹⁹¹ Die Ladevariante *LAD2* (Ladestand) setzt eine linear fallende Ladeleistung um. Bei leerer Batterie steht die maximale Ladeleistung zur Verfügung; bei voller Batterie ist die Ladeleistung null. In Variante *LAD4* (Schnellladen) wird bis zu einem Batterieladestand von 75 % mit voller Ladeleistung geladen. Die restliche Kapazität wird nicht genutzt.

fe. In den Szenarien¹⁹² *LD_ZYKDoD* und *LD_ZYKDoDStufen* wird die Ladetiefe unterschiedlich berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen, dass die angenommene zyklische Lebensdauer in beiden Szenarien eine wesentliche Restriktion darstellt. Dabei steigert die Berücksichtigung der Ladetiefe auf Tagesbasis die Rechenzeit auf das Zwei- bis Fünffache. Eine Berücksichtigung der zyklischen Lebensdauer auf Basis von Vollzyklenäquivalenten erscheint auf Basis der Ergebnisse angemessen.

Ergänzend wird der Kapazitätsverlust über die Lebensdauer bei der Investition durch den Faktor $KapF^{SBS,EoI}$ berücksichtigt. Im Modell wird jedoch über die gesamte Lebensdauer ausschließlich die Restkapazität bei Lebensende verwendet. Zu Beginn der Lebensdauer könnte somit in Realität eine größere Kapazität genutzt werden, was die Ergebnisse verbessern würde. Diese Restriktion einer über die Lebensdauer sich reduzierenden Batteriekapazität würde die Modellkomplexität stark erhöhen, da in dem Fall alle Jahre des Betrachtungszeitraums kontinuierlich abgebildet werden müssten. Dadurch würde die Anzahl der Zeitscheiben um den Faktor des Betrachtungszeitraums erhöht (z. B. 20-mal 35 040 Zeitscheiben). Deshalb wurde dieser Einfluss nicht modelliert.

Auf Basis dieser Diskussion zeigt sich, dass ein besseres Verständnis der Alterungsprozesse von Li-Ionen-Zellen auch relevant ist für die Untersuchung des wirtschaftlichen Einsatzes von SBS. Weiterhin hat die daraus abgeleitete Modellierung dieser Prozesse wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse, wobei sich auch hier der Konflikt zwischen notwendiger und akzeptabler Vereinfachung deutlich zeigt. Leider fehlt es bisher an verfügbaren Daten aus praktischen Anwendungen, die eine Verifizierung und Verbesserung der Ergebnisse ermöglichen würde. Deshalb bleibt bisher nur die vergleichende Betrachtung von Modellvariationen, um Restriktionen möglichst adäquat abzubilden.

8.3.4 Eingangsdaten

Die Eingangsdaten sind relevant zur adäquaten Abbildung des Anwendungsfalles. Doch nur das Zusammenspiel von Modell und Daten ermöglicht die sinnvolle Nutzung des Modells. So zeigt die Diskussion des vorhergehenden Abschnitts, dass für manche Fragestellungen nur auf Basis von detaillierten empirischen Erkenntnissen und Zeitreihen die Modellrestriktionen entsprechend abgebildet werden können. Bei anderen Modellen hingegen reichen aggregierte Datensätze aus.

¹⁹² Das Szenario *LD_ZYKDoD* berücksichtigt die maximale Ladetiefe pro Tag zur Begrenzung der zyklischen Lebensdauer. Das Szenario *LD_ZYKDoDStufen* berücksichtigt die maximale Ladetiefe und die Restladung pro Tag und unterteilt die nichtlineare Abhängigkeit der Ladetiefe mit zwei Stufen.

Für den Anwendungsfall eines Haushaltes mit E-Pkw, PVA und SBS werden insbesondere detaillierte Nutzungsdaten von Haushalten benötigt. Hierbei wurden gemessene elektrische Haushaltslastgänge gewählt, da sie den Bedarf realer Haushalte im Zeitverlauf darstellen. Alternativ wäre es auch möglich synthetische Summenlastgänge auf Basis eines bottom-up-Modells auf Basis einzelner Haushaltsgeräte und deren Nutzungswahrscheinlichkeiten zu verwenden (vgl. Hayn 2016). Jedoch ist die Varianz und Realitätsnähe der Lastgänge stark von der Modellgüte und den verwendeten Eingangsdaten abhängig. Die genutzten Haushaltslastgänge reduzieren Komplexität und Abhängigkeiten. Sie sind zwar nicht repräsentativ für Deutschland, doch ist das Summenprofil aller Haushalte dem Standardlastprofil H0 recht ähnlich (vgl. Abschnitt 5.4.1). Bisher gibt es keine Datenquelle, in der sowohl Haushaltslastgänge als auch die dazu gehörenden Mobilitätsprofile für einen längeren Zeitraum und für eine ausreichende Anzahl an Haushalten verfügbar sind. Für das Mobilitätsverhalten wurde deshalb das deutsche Mobilitätspanel genutzt. Dieses erfasst das Mobilitätsverhalten der Haushalte für eine ganze Woche mit jedem einzelnen Weg. Dadurch ist einerseits das Mobilitätsverhalten unabhängig vom Haushaltslastgang, andererseits muss die erfasste Woche für den gesamten Betrachtungszeitraum als repräsentativ angenommen werden¹⁹³. Dies schränkt die Aussagekraft etwas ein. Jedoch sind Datensätze mit dem Mobilitätsverhalten von E-Pkw über einem längeren Zeitraum hinweg leider nicht verfügbar oder bilden ausschließlich eine ganz bestimmte Nutzergruppe ab.

Da die Datensätze der Haushaltslastgänge und des Mobilitätsverhaltens unabhängig voneinander sind, wurden sie zufällig miteinander verknüpft. Daraus können Konstellationen entstehen, die nicht realistisch sind¹⁹⁴. Diesem Problem wurde begegnet, indem mit einer hohen Anzahl an zufälligen Kombinationen (insgesamt 250) gerechnet wurde.

Für die Abbildung der PV-Erzeugung wurde als Basis die gemessene Sonneneinstrahlung genutzt (vgl. auch Abschnitt 8.3.1). Dadurch ist es möglich, die Ausrichtung der PVA zu variieren. Allerdings wird es durch diese Vorgehensweise notwendig, die Effizienz der PVA mit zu berücksichtigen, was mit einem Erzeugungsfaktor (kWh pro Jahr und kW_p) umgesetzt wurde. Dieser ist jedoch wiederum abhängig vom Anlagentyp und der Ausrichtung der PVA. Hier wurde vereinfachend ein realistischer Durchschnittswert angenom-

¹⁹³ Weiterhin muss angenommen werden, dass das Mobilitätsverhalten mit einem E-Kfz sich nicht von dem mit konventionellem E-Kfz unterscheidet.

¹⁹⁴ Es könnte zum Beispiel im Haushaltslastgang ein Wochenende ausschließlich Grundlastbedarf aufweisen. Das Mobilitätsverhalten zeigt hingegen mehrere Fahrten und impliziert in den Zwischenzeiten Personenanwesenheit im Haushalt.

men. Dies ist möglich, da in dem Modell keine endogene Bestimmung der optimalen Ausrichtung oder des Anlagentyps implementiert ist.

Da lediglich ein Jahr im Modell detailliert abgebildet ist, werden die Ergebnisse für alle Jahre des Betrachtungszeitraumes übernommen. Dahinter steht die Annahme, dass die Bedingungen über diesen Zeitraum gleich bleiben. Es werden jedoch Preisentwicklungen wie die des Arbeitspreises für Elektrizität pro Jahr mit entsprechenden Faktoren angepasst. Alle anderen Rahmenbedingungen werden als konstant angenommen (z. B. Steuern oder Gesetze), da deren Entwicklung über die nächsten Jahre nicht vorausgesagt werden kann. Doch sind bedeutende Änderungen in den Rahmenbedingungen im Betrachtungszeitraum nicht unwahrscheinlich. Z. B. werden relevante Gesetze, wie das EnWG, regelmäßig angepasst. Somit werden mit verschiedenen Szenarien mögliche Änderungen in den Rahmenbedingungen abgebildet, um Auswirkungstendenzen abschätzen zu können.

Angenommen wurde in dem Modell aber auch, dass die Preise und Preisentwicklungen fest vorgegeben sind und der einzelne Haushalt diese nicht beeinflussen kann. Dies kann allerdings nur dann gelten, sofern keine marktbeeinflussende Wirkung erzielt wird. Aufgrund der grundsätzlich festgestellten mittelfristigen Wirtschaftlichkeit des SBS mit PVA kann hingegen angenommen werden, dass im Laufe weniger Jahre eine relevante Verbreitung stattfindet, wodurch ein Einfluss auf die Energiemärkte entstehen kann (vgl. Abschnitt 8.1.3).

Das Nutzerverhalten wurde anhand der Haushaltslastkurve abgebildet, die ebenfalls für den Betrachtungszeitraum als gleichbleibend angenommen wurde. Allerdings kann sich die Ausstattung an Haushaltsgeräten und deren Nutzung im Laufe der Zeit ändern. Auch die Personenzahl kann im Laufe der Zeit steigen (z. B. Geburt oder Einzug weiterer Personen) oder sinken (z. B. Auszug einzelner Personen oder Tod) und auch die Lebensbedingungen können sich ändern (z. B. Beschäftigungsgrad). Mangels Verfügbarkeit langjähriger Lastkurven und ohne die detaillierte Abbildung des gesamten Zeitraums sind somit die getroffenen Annahmen die bestmögliche Näherung.

Weiterhin wurde ökonomisch rationales Handeln angenommen, was ebenfalls nicht immer zutreffend sein muss. So spielt die Nutzerakzeptanz von automatisierten Energiemanagementsystemen bezüglich der Lastbeeinflussung eine wesentliche Rolle. Es wurde beispielsweise angenommen, dass der E-Pkw optimal und ohne Restriktionen (z. B. hinsichtlich einer Mindestreichweite) geladen werden kann. In der Realität ist anzunehmen, dass eine Mindestreichweite des E-Pkw immer vorhanden sein sollte und auch eine gewisse Flexibilität bezüglich des Fahrtbeginns eingeplant werden muss.

In dieser Arbeit wurden viele empirische Daten verwendet. Es ist denkbar, dass eine verbesserte Datengrundlage die Aussagekraft der Ergebnisse weiter verbessern kann.

8.3.5 Einflussmöglichkeiten auf die Modellkomplexität

In den vorhergehenden Abschnitten wurde mehrfach darauf hingewiesen, dass durch eine detailliertere und komplexere Abbildung von Zusammenhängen und eine verbesserte Datengrundlage die Ergebnisse wahrscheinlich genauer werden könnten. Um die Lösbarkeit des Modells zu gewährleisten, sollten relevante Zusammenhänge der Realität möglichst einfach abgebildet werden, weshalb Möglichkeiten der Modellvereinfachung im Folgenden diskutiert werden.

Die hohe Anzahl an Zeitscheiben (35 040) im beschriebenen Modell ist ein wichtiger Aspekt, der die Komplexität des Modelles maßgeblich beeinflusst. Eine Reduzierung der zeitlichen Auflösung von Viertelstunden-Schritten unter Beibehaltung der kontinuierlichen Struktur wäre die erste Möglichkeit die Komplexität zu reduzieren. Das Modell könnte bspw. durch eine Reduzierung auf stündliche Zeitscheiben auf ein Viertel der bisherigen Größe reduziert werden. Ergänzend könnte eine dynamische Erhöhung der Zeitscheibendauer für einzelne Tageszeitbereiche (insbesondere in den Nachtstunden) eine gewisse Reduzierung der Modellgröße bewirken. Gegen eine solche Veränderung der Zeitscheibendauer sprechen die hohe Dynamik und Leistungsgradienten im System, die schon mit einer viertelstündlichen Auflösung nur begrenzt erfasst werden können. Jedoch ist auch die Auflösung der verfügbaren empirischen Daten begrenzt. Entsprechend würde eine Reduzierung der verfügbaren Datenauflösung eine weitere Verwischung und Unterschlagung der Dynamik bedeuten.

Eine weitere Möglichkeit besteht in der Verringerung der modellierten Zeitspanne. Dabei ist zu überprüfen, ob eine Reduzierung von einem ganzen Jahr mit 52 Wochen auf einzelne Wochen des Jahres möglich ist, denn auch dies würde die Modellgröße maßgeblich verkleinern. Bei einer Abbildung von bspw. nur fünf Wochen des Jahres würde das Modell auf ca. ein Zehntel seiner bisherigen Größe verringert. Jedoch zeigen bereits einfache Auswertungen der Wochensummen und -mittelwerte einiger Parameter, dass eine Auswahl charakteristischer Wochen durch die hohe Heterogenität kaum möglich ist.

Überlegenswert ist ebenfalls, ob es einfache aber eindeutige Wirkzusammenhänge einzelner Eingangsdaten zu den Ergebniswerten gibt, die mit Hilfe einer Regressionsanalyse zu mathematischen Zusammenhängen führen könnten und damit eine komplexe Modellierung obsolet machen. Jedoch weisen die Untersuchungen verschiedener Korrelationen

(vgl. Abschnitt 6.5.3) eher darauf hin, dass die Wirkzusammenhänge komplexer sind. Diese These könnte dadurch unterstützt werden, dass bisher keine solche Regressionsanalyse für diesen Anwendungsfall in der Literatur bekannt ist.

Weitere Vereinfachungen des Modells über die bereits diskutierten Möglichkeiten bei den Restriktionen hinaus erscheinen kaum umsetzbar. Die endogene Dimensionierung ist ein wesentlicher Bestandteil, um die Fragestellungen der Arbeit beantworten zu können. Eine exogene Vorgabe kann nie alle relevanten Einflüsse berücksichtigen, sondern ermöglicht lediglich eine Näherung (vgl. Abschnitt 6.4.3) an die optimale Lösung. Dennoch weicht diese Näherung nur in manchen Fällen deutlich vom optimalen Wert ab. Leider konnte nicht geklärt werden, in welchen Fällen weitere Abhängigkeiten von zentraler Bedeutung sind und entsprechend berücksichtigt werden müssen.

8.3.6 Übertragbarkeit auf andere Regionen und andere Lastsegmente

Die möglichst einfache Übertragung und Nutzung des Modells für andere Regionen oder Lastsegmente ist wichtig, um den Wert und die Nutzbarkeit zu steigern. Das Modell SpeicherOpt bietet die Möglichkeit, mit verschiedenen Aktivierungs-Parametern Modellteile zu aktivieren oder zu deaktivieren¹⁹⁵. Somit ist eine schnelle und einfache Anpassung verschiedener Szenarien möglich.

Darüber hinaus ist eine Übertragung der Ergebnisse oder des Modells, mit dem in dieser Arbeit betrachteten Anwendungsfall, auf andere Regionen oder Lastsegmente wünschenswert. Betrachtet man zuerst die Übertragbarkeit auf andere Regionen, so sind insbesondere die verwendeten Eingangsdaten von Relevanz. Die verwendeten Haushaltslastgänge sind nicht repräsentativ für Deutschland und lassen sich keiner einzelnen Region zuordnen. Dies zeigt auch die Ähnlichkeit des Gesamtlastgangs aller Haushalte zum deutschen Haushalts-Standardlastprofil H0. Die Mobilitätsdaten entstammen dem deutschen Mobilitätspanel, einer für Deutschland repräsentativen Mobilitätsstudie. Bei weitgehend gleichen Stromtarifen und Preisen¹⁹⁶ und auf Basis eines einheitlichen Elektrizitätsmarktgebietes mit gleichen gesetzlichen Grundlagen, ermöglichen diese Voraussetzungen eine Übertragbarkeit der vorhandenen Ergebnisse auf den gesamtdeutschen Raum. Jedoch

¹⁹⁵ Die Einstellungen erfolgen in einer Excel-Datei. In dieser Datei sind darüber hinaus verschiedene Eingangsdaten einzustellen: zu berücksichtigende Modellvarianten, Betrachtungszeitraum mit Startjahr, Preise und Haushaltskombinationen.

¹⁹⁶ Signifikante Unterschiede gibt es lediglich bei den Netzentgelten, in denen auch die Konzessionsabgaben enthalten sind.

weisen die Wetterregionen in Deutschland deutliche Unterschiede auf. Insbesondere die Anzahl der Sonnenstunden, die Einstrahlungswerte und die Temperaturverläufe unterscheiden sich signifikant. So gibt es in Westdeutschland Regionen mit rund 20 % weniger Sonneneinstrahlung als in Gebieten von Süd-Bayern. Dies hat wesentlichen Einfluss auf den Ertrag der PVA, deren Dimensionierung und die Kapitalwerte. Deshalb hat eine Übertragung der Ergebnisse auf andere Regionen geringe Aussagekraft. Um eine Übertragbarkeit auf Gesamtdeutschland zu erreichen, müssten die Modellrechnungen für die verschiedenen Wetterregionen in Deutschland wiederholt werden. Die Ergebnisse müssten dann auf Basis der Anzahl an Haushalten in Ein- und Zweifamilienhäusern sowie Reihenhäusern für dieses Gebiet anteilig hochgerechnet werden. Eine Übertragbarkeit auf Mehrfamilienhäuser wird erschwert, weil hier die begrenzte Dachfläche eine wesentliche Restriktion darstellt, die in dem Modell bisher nicht berücksichtigt ist. Dies könnte durch eine leichte Veränderung des Modells durch eine zusätzliche Nebenbedingung abgebildet werden. Hierzu würden zusätzlich zu den Haushaltslastgängen statistische Daten über die Verteilung von Haushalten pro Haus benötigt und dies in Abhängigkeit der durchschnittlich verfügbaren Dachfläche.

Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Lastsegmente in Deutschland erfordert weitere Überlegungen. Die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS wird getrieben durch den Jahresstrombedarf, die Preisdifferenz zwischen PV-Gestehungskosten und dem Strombezugspreis sowie durch den Eigenverbrauchsanteil bzw. den Eigendeckungsanteil. Diese Voraussetzungen sind abhängig vom Verbrauchssegment (BMU 2011; BMWi 2011c). Entsprechend wäre eine Übertragung der Ergebnisse nur durch Erstellen von relativ komplexen (mehrdimensionalen) Zusammenhängen dieser Einflussfaktoren auf Basis weiterer Sensitivitätsanalysen möglich. Zielführender erscheint eine Nutzung des relativ generischen Modells mit angepassten Lastgängen und Preisen. Auch die Mobilitätsprofile könnten entsprechend angepasst werden. Datenquellen könnten z. B. REM 2030 (ISI 2013), KID 2008 (BMVBS 2012) oder ggf. Mobilitätsaufzeichnungen von Flottenversuchen mit E-Kfz aus Projekten wie z. B. CROME, iZEUS oder Get eReady sein. Dabei stellt allerdings die Aufteilung der Ladevorgänge an verschiedenen Standorten (beim Arbeitgeber, unterwegs oder zu Hause) eine Schwierigkeit dar, da diese von verschiedenen Rahmenbedingungen abhängig ist.

Eine Nutzung des Modells für andere Länder erscheint ebenfalls möglich. Eine Übertragung der Ergebnisse hingegen wird aus den schon genannten Gründen schwierig. So sind sowohl Haushaltslastgänge als auch Mobilitätsprofile in den verschiedenen europäischen Ländern unterschiedlich (Heinrichs 2013). Auch die Elektrizitätspreise variieren stark. Es

könnten jedoch mit entsprechenden länderspezifischen Lastgangdaten, Preisen, Einstrahlungsdaten und Mobilitätsprofilen viele Länder ohne eine Anpassung des Modellcodes untersucht werden.

Darüber hinaus kann das Modell grundsätzlich auch für andere Fragestellungen genutzt werden. So kann eine autarke Stromversorgung einzelner Haushalte in Regionen mit ganzjährig zuverlässiger Sonneneinstrahlung durchaus interessant sein und mit angepassten Eingangsdaten untersucht werden. Ein Netzzugang, der durch regelmäßige Stromausfälle nicht immer unbeschränkt verfügbar ist, könnte durch die Ergänzung einer Restriktion der Netzverfügbarkeit einfach in das Modell eingefügt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Regionen oder andere Lastsegmente nur eingeschränkt möglich ist. Das Modell ist jedoch relativ generisch und ermöglicht durch Einsatz angepasster Eingangsdaten und durch das Setzen von Aktivierungs-Parametern eine Flexibilität verschiedene Regionen oder Lastsegmente untersuchen zu können.

9 Schlussbetrachtung

Im Abschlusskapitel wird zunächst die Arbeit zur modellgestützten Analyse von Elektro speichern in Haushalten zusammengefasst. Darauf folgen die Schlussfolgerungen und Erkenntnisse, die sich im Wesentlichen aus den Ergebnissen der Kapitel 6 und 7 als auch den Diskussionen in Kapitel 8 ergeben. Am Ende des Kapitels wird ein Ausblick gegeben.

9.1 Zusammenfassung

Die technologische und preisliche Entwicklung von Lithium-Ionen-Batterien ermöglichte in der Vergangenheit mit kleinformatischen Zellen eine große Verbreitung von inzwischen alltäglichen Produkten wie Laptops oder Smartphones. Diese Entwicklung setzt sich bei großformatigen Hochtechnologie-Zellen fort und ermöglicht die Entwicklung von E-Kfz mit hoher Leistung und ausreichender Reichweite oder von stationären Heimspeichern. Noch haben diese Produkte eine geringe Verbreitung in Deutschland. Doch die Prognosen lassen für die nächsten Jahre einen stark wachsenden Markt erwarten. Die Gesteungskosten von Elektrizität aus einer kleinen Photovoltaik-Anlage (PVA) sind in Deutschland bereits seit dem Jahr 2012 geringer als der Strompreis für Haushalte (Netzparität). Seither ist es für den Eigentümer finanziell vorteilhaft, einen hohen Eigenverbrauchsanteil zu erreichen. In Kombination mit einem stationären Batteriespeicher-System (SBS) kann der Eigendeckungsanteil des Haushalts weiter gesteigert werden. Verfügt der Haushalt zudem über ein Elektro-Pkw (E-Pkw), steigert sich der Elektrizitätsbedarf des Haushalts deutlich. Mit gesteuertem Laden (unidirektional oder bidirektional) besteht die Möglichkeit den Eigenverbrauch zu steigern.

Im Kontext der Energiewende könnten SBS und E-Pkw in mehrfacher Hinsicht die Transformation hin zur Nutzung erneuerbarer Energien unterstützen. Einerseits kann Lastflexibilität zur Vermeidung von Netzüberlastungen und einer besseren Netzintegration erneuerbarer Energien beitragen. Andererseits kann ein höherer Eigenverbrauch den Ausbau von PVA in Haushalten fördern. Weiterhin vermeidet ein Umstieg von konventionellen Pkw hin zu E-Pkw lokale Emissionen und Energieimporte.

Deshalb war es Ziel dieser Arbeit die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS in deutschen Haushalten zu untersuchen und dabei den Einfluss von E-Pkw mit zu berücksichtigen. Dazu wurde ein Optimierungsmodell entwickelt, das die Ausgaben für Elektrizität eines

Haushalts unter Berücksichtigung der Investitionen in eine PVA und ein SBS minimiert und die Anlagengrößen modellendogen bestimmt. Daraus lassen sich die Kapitalwerte für PVA und SBS berechnen. Gleichzeitig resultieren Lastgänge, aus denen die veränderte Netznutzung ersichtlich wird. Die Potenziale zur Speicherung von Elektrizität und Lastverschiebung können zur Anpassung der Netznutzung mit Hilfe tariflicher Anreize oder regulatorischer Maßnahmen aktiviert werden. Diese Möglichkeiten wurden mit verschiedenen Szenarien und Elektrizitätstarifen untersucht.

Das Modell wurde in GAMS als gemischt-ganzzahliges lineares Problem definiert, das mit Hilfe von IBM-Cplex gelöst wurde. Neben der Zielfunktion werden in dem Modell relevante Restriktionen abgebildet. Es werden Energiebilanzen von Haushalt, PVA, SBS und E-Pkw aufgestellt und Leistungsflüsse begrenzt. Bei den Speichern ist die linearisierte Ladekurve (IU-Kennlinie) berücksichtigt. Außerdem werden für das SBS die kalendari-sche und zyklische Lebensdauer auf Basis des aktuellen Wissenstands vereinfacht berücksichtigt. Der Speichereinsatz und die Ladeplanung werden über ein ganzes Jahr mit kontinuierlichen Zeitscheiben in viertelstündlicher Auflösung durchgeführt. Diese Ergebnisse werden für den gesamten Betrachtungszeitraum (Referenzfall: 20 Jahre) fortgeschrieben und in der Zielfunktion entsprechend abgezinst.

Zur Berechnung des Anwendungsfalls wurden umfangreiche empirische Daten genutzt. So wird der Strombedarf des Haushalts durch gemessene Lastgangdaten verschiedener Haushalte bereitgestellt. Das Mobilitätsverhalten wurde aus dem deutschen Mobilitätspanel abgeleitet und für das Modell in mehreren Schritten aufgearbeitet. Die Testreferenzjahre (Einstrahlungswerte und Temperaturen) des DWD dienen als Eingangswerte für die PVA.

Die Ergebnisse verschiedener Szenarien zeigen, dass heute SBS in Haushalten in der Regel noch nicht wirtschaftlich betrieben werden können, selbst unter Inanspruchnahme der Förderung des Bundes. Eine PVA kann hingegen unter heutigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden. Bei den angenommenen technologischen Eigenschaften von Li-Ionen-Batterien, wie der Lebensdauer, sowie der angenommenen weiteren Reduktion der Preise, ist ein wirtschaftlicher Betrieb eines SBS bereits ab dem Jahr 2018 oder 2019 zu erwarten. Unter idealen Bedingungen, wie optimaler Dimensionierung und Ladeplanung, gilt dies sogar ohne eine Förderung der PVA durch die EEG-Einspeisevergütung und ohne eine Speicherförderung. Die Analysen zeigen jedoch hohe Sensitivitäten in Bezug auf den angenommenen Zinssatz, die Strompreisentwicklung und die Investitionen für SBS und PVA. Entsprechend haben die getroffenen Annahmen einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Systeme.

Die Einbindung des E-Pkw hat ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf den Lastgang des Haushalts und steigert dessen Elektrizitätsbedarf. Ungesteuertes Laden findet hierbei insbesondere in den Nachmittag- und Abendstunden statt. Gesteuertes Laden ermöglicht in der Regel einen deutlich höheren Eigendeckungsanteil. Bidirektionales Laden ersetzt je nach Mobilitätsprofil teilweise die Funktion des SBS, so dass dieses nicht in allen Haushalten wirtschaftlich betrieben werden kann.

Aufgrund der untersuchten neuen Technologien verändert sich auch die Netznutzung im Haushalt grundlegend. Die Investition in eine PVA reduziert den Strombezug tagsüber und führt an sonnigen Tagen über mehrere Tagesstunden zu Netzeinspeiseleistungen, welche die maximalen Netzbezugsleistungen deutlich übersteigen. Die Investition in ein SBS oder einen E-Pkw verstärken diesen Effekt, da dadurch größere PVA wirtschaftlich optimal sind. Gesteuertes Laden reduziert dabei nicht zwingend die Spitzenlast, denn der bisher verbreitete Haushaltsstromtarif mit konstantem Arbeitspreis setzt keinen Anreiz für einen netzdienlichen Einsatz.

Die Szenarien mit dem Ziel der Nachfragesteuerung zeigen Möglichkeiten zur Aktivierung der Lastverschiebepotenziale durch tarifliche Anreize auf. Zeitvariable Tarife fördern die Lastverschiebung in Zeiten mit niedrigem Preis, bergen jedoch die Gefahr neuer und verstärkter Leistungsspitzen, insbesondere zu Beginn dieser Zeiten. Lastvariable Tarife fördern die Reduktion von Leistungsspitzen. Insgesamt haben E-Pkw durch die relativ großen Batterien ein großes Potenzial, um die Tarifanreize zu nutzen.

Eine veränderte Tarifgestaltung hat sowohl Auswirkungen auf die Netznutzung als auch auf die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS. Eine höhere Grundgebühr im Stromtarif setzt keinerlei positive Anreize, reduziert jedoch den Arbeitspreis. Dadurch sinkt nicht nur der Anreiz Elektrizität einzusparen, sondern auch die Wirtschaftlichkeit von PVA und SBS. Eine ähnliche Auswirkung hätte eine Steuerlösung zur Finanzierung der EEG-Einspeisevergütungen, da die Herausnahme der EEG-Umlage aus dem Arbeitspreis diesen signifikant senkt. Die Einführung eines Leistungspreises als dritte und neue Tarifkomponente im Haushaltstarif setzt einen ähnlichen Anreiz wie lastvariable Tarife und reduziert Spitzenlasten, was die Netzauslastung reduzieren kann. Zudem fördert ein solcher Tarif den Einsatz und die Wirtschaftlichkeit des SBS.

9.2 Erkenntnisse

Die Analysen dieser Arbeit zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von PVA und SBS im Haushalt in wenigen Jahren auch ohne gesonderte Förderung möglich sein wird. Dies

fördert das Marktwachstum und die Verbreitung der Systeme und beschleunigt die Energiewende. Mit einem hohen Eigendeckungsanteil von bspw. 50 % reduzieren sich die spezifischen CO₂-Emissionen der Haushalte und E-Pkw auf die Hälfte der Emissionen des deutschen Elektrizitätsmix. Die darüber hinausgehende Netzeinspeisung von überschüssiger Elektrizität aus PV senkt zusätzlich die Spitzenlasterzeugung konventioneller Kraftwerke und hat Einfluss insbesondere auf den Peak-Preis am Spotmarkt.

Ein E-Pkw vermeidet nicht nur schädliche Emissionen der bisher üblichen Treibstoffe, sondern reduziert durch Verwendung von Elektrizität aus Eigenerzeugung die bilanziellen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung auf einen Wert, der deutlich unterhalb aller bisher diskutierten EU-Grenzwerte für alle neu zugelassenen Pkw liegt. Unter Berücksichtigung des europäischen Emissionszertifikatehandels werden zunächst keine zusätzlichen Emissionen ausgestoßen, da die Beschränkung der Emissionen den Transportsektor bis zum Jahr 2020 nicht berücksichtigt.

Die Eigenerzeugung von Elektrizität aus PV und die teilweise Eigennutzung führen zu einer veränderten Netznutzung. SBS und gesteuertes Laden von E-Pkw ermöglichen eine Lastbeeinflussung durch eine veränderte Tarifgestaltung. Ein mit Bedacht gewählter Tarif kann Lastverschiebung fördern, um beispielsweise die Integration weiterer erneuerbarer Elektrizitätserzeugung insbesondere aus Windenergie zu fördern oder die Netzauslastung zu begrenzen.

Insgesamt kann eine steigende Verbreitung von PVA, SBS und E-Pkw das gesamte Energiesystem zunehmend beeinflussen. Die im Arbeitspreis des Haushaltskudentarifs enthaltenen Umlagen und Netzentgelte müssen trotz tendenziell steigender Kosten (bspw. für den Netzausbau) und auch bei einer geringeren Nachfrage verteilt werden. Deshalb ist ein steigender Strompreis zu erwarten. Die Umsätze der Energieversorger werden sinken und die Netzbetreiber sind konfrontiert mit steigenden Leistungsspitzen. Deshalb sind zukünftige Lösungen gefragt, die nicht nur die Gestaltung des Stromtarifs betreffen. Es werden vielmehr Lösungen benötigt, bei denen alle Akteure berücksichtigt werden und die zugleich die Energiewende weitere Schritte voranbringen. Dazu sind auch weitere Forschungsarbeiten notwendig, welche die verschiedenen Veränderungen durch PVA, SBS und E-Kfz im gesamten Energiesystem und -markt untersuchen.

Durch die Verwendung eines optimierenden Modells ist es möglich die komplexen Zusammenhänge von Wirtschaftlichkeit, technischen Restriktionen (z. B. Lebensdauerbeschränkungen) und Systemgrößen modellendogen zu berücksichtigen. Die Modellergebnisse liefern, für die verwendeten Annahmen, den maximalen Kapitalwert sowie die opti-

malen Systemgrößen und die optimale Ladeplanung. Bestehende Unsicherheiten können dafür lediglich durch Sensitivitätsanalysen berücksichtigt werden.

9.3 Ausblick

In dieser Arbeit wurde der wirtschaftliche Betrieb von PVA und SBS aus Sicht des Eigentümers untersucht und Zusammenhänge von Kapitalwert, Dimensionierung und weiteren Rahmenbedingungen mit einem deterministischen Optimierungsmodell analysiert. Für eine direkte Berücksichtigung von Unsicherheiten sind stochastische Simulationen geeignet und eine wichtige Ergänzung zu den Erkenntnissen aus dieser Arbeit. Mit simulativen Ansätzen können technische Zusammenhänge detailliert abgebildet werden, praxisnahe Fragestellungen untersucht werden und praxistaugliche Algorithmen entwickelt werden¹⁹⁷.

Inwieweit sich die Nachfrage nach SBS in Zukunft entwickelt und ob die Nutzer auf Preisanreize zur Lastverschiebung reagieren, ist nicht ausschließlich durch eine Kosten- und Nutzenanalyse zu bestimmen. Durch Nutzerbefragungen und Akzeptanzanalysen können weitere Einflussfaktoren und Hemmnisse identifiziert und berücksichtigt werden.

Bei einer zu erwartenden stärkeren Verbreitung dieser Systeme ist eine Beeinflussung des Energiemarktes zu erwarten, was gegebenenfalls auch eine Rückkopplung auf die Wirtschaftlichkeit der PVA und des SBS hat. Zur Untersuchung von Marktverhalten, das beispielsweise auf Deutschland bezogen ist, sind agentenbasierte Simulationsmodelle (z. B. PowerACE) geeignet. Die Interaktion und Marktbeeinflussung wird zusätzlich gesteigert, wenn Besitzer von SBS und E-Pkw beginnen auf Energie- und Regelleistungsmärkten aktiv werden, um dadurch zusätzliche Erträge zu generieren. Solch eine Marktpartizipation von Einzelpersonen ermöglicht neue Geschäftsmodelle für Dienstleister oder Aggregatoren. Die Untersuchung und Bewertung von neuen Geschäftsmodellen erscheint im Kontext einer dezentraleren Energieversorgung und Nachfragesteuerung wichtig und relevant.

Bei einer zunehmenden Penetration von E-Pkw, PVA und SBS sind auch die volkswirtschaftlichen Auswirkungen nicht zu vernachlässigen. Aufgrund von indirekten Vorteilen durch vermiedene Umlagen und Steuern sind SBS für Einzelhaushalte gegebenenfalls wirtschaftlich betreibbar. Ob gesamtwirtschaftlich diese Haushaltsspeicher die beste Opti-

¹⁹⁷ Nachteilig ist hingegen, dass Einflüsse auf die Lebensdauer des SBS in einer Simulation nur bilanziell berücksichtigt werden können und nicht, wie im gewählten Ansatz, endogen und mit perfekter Voraussicht in die Modellierung einfließen.

on ist¹⁹⁸, sollte mit Hilfe von optimierenden Energiesystemmodellen (z. B. PERSEUS) auf nationaler oder europäischer Ebene untersucht werden, wobei der Netzausbau hierbei berücksichtigt werden sollte.

Die Netzauswirkungen sind jedoch nicht nur auf Übertragungsnetzebene relevant. Insbesondere im Verteilnetz auf Niederspannungsebene führen hohe Ladeleistungen von E-Pkw und hohe Einspeiseleistungen aus PV zu neuen Belastungen. Mittels Lastflussanalysen sollten die Auswirkungen verschiedener Siedlungstypen (z. B. Innenstadt oder Stadtrandwohnsiedlungen) auf die verschiedenen Netztopologien untersucht werden.

Weitere Forschungserkenntnisse zu Lebensdauereinflüssen und -zusammenhängen von Li-Ionen-Batterien sollten zukünftig berücksichtigt werden, um die Modellierung der Batteriespeichersysteme zu verbessern. Sowohl für Simulationsmodelle mit einer detaillierten Abbildung der Prozesse (bspw. einer elektrochemischen Modellierung) als auch bei einer abstrakteren Abbildung in Optimierungsmodellen kann eine vergleichende Betrachtung und Validierung mit realen Speichersystemen eine weitere Verbesserung der Modellierung ermöglichen. Allerdings macht die schnelle technologische Entwicklung der Li-Ionen-Zellen und der Leistungselektronik sowie die Langlebigkeit und Vielfalt der Produkte dies voraussichtlich schwierig.

Bei der zu erwartenden Weiterentwicklung der Batteriespeichersysteme werden viele weitere Anwendungsgebiete interessant und relevant werden. Es sollen hier nur einige Möglichkeiten genannt werden: Schnellladestationen an leistungsschwachen Netzabschnitten ermöglichen oder zu Spitzenzeiten unterstützen, Systemdienstleistungen in Verteil- und Übertragungsnetzen (Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau oder System- und Betriebsführung), Lastmanagement im Gewerbe, Überbrücken von Netzausfällen, Optimierung von Industrieprozessen oder die Aufnahme von Überschussstrom z. B. aus Wind. Je nach Anwendungsfall werden verschiedenste Methoden zur Analyse und Bewertung benötigt.

In jedem Fall sollten die Alternativen zu SBS nicht außer Acht gelassen werden, denn die Speicherung von Elektrizität erzeugt Verluste und Speichersysteme benötigen im gesamten Lebenszyklus von der Herstellung bis zur Verschrottung wertvolle Ressourcen unserer Erde. Dies gilt es im Sinne der Erhaltung unserer Erde zu minimieren.

¹⁹⁸ Als Entscheidungskriterium könnten hierfür die Grenzkosten genutzt werden. Allerdings sind bei einer örtlich getrennten Erzeugung auch die Grenzkosten des Netzes zu berücksichtigen. Diese sind jedoch abhängig von der Netzauslastung und somit nur mit Hilfe eines Netzmodells zu bestimmen.

Literaturverzeichnis

- Agora (Energiewende) (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen, durchgeführt von Energy Brainpool.
- Agora (Energiewende) (2013a): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland - Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033, durchgeführt von Consentec.
- Agora (Energiewende) (2014): Effekte regional verteilter sowie Ost-/West- ausgerichteter Solarstromanlagen, durchgeführt von Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- Ahlert, K.-H. (2010): Economics of Distributed Storage Systems, Diss., Karlsruher Institut für Technologie.
- Albadi, M.; El-Saadany, E. (2008): A summary of demand response in electricity markets, in Electric Power Systems Research, 78, S. 1989-1996, doi:10.1016/j.epsr.2008.04.002.
- Albanese, L.; Ciriminna, R.; Meneguzzo, F.; Pagliaro, M. (2015): The impact of electric vehicles on the power market, in Energy Science & Engineering, 3, S. 300-309, doi:10.1002/ese3.72.
- Allerding, F. (2014): Organic Smart Home: Energiemanagement für Intelligente Gebäude, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, KIT Scientific Publishing, doi:0.5445/KSP/1000038928.
- Ammoser, H.; Hoppe, M. (2006): Glossar Verkehrswesen und Verkehrswissenschaften - Definitionen und Erläuterungen zu Begriffen des Transport- und Nachrichtenwesens, Institut für Wirtschaft und Verkehr, TU Dresden.
- AMPNET (2015): IAA 2015: Mitsubishi Outlander mit neuem Gesicht, <http://automedienportal.net/artikel/detail/32235>, 31.08.2015.
- Andersson, G. (2008): Modelling and Analysis of Electric Power Systems, EEH - Power Systems Laboratory, ETH Zürich.
- Angerer, G.; Marscheider-Weidemann, F.; Wendl, M.; Wietschel, M. (2009): Lithium für Zukunftstechnologien - Nachfrage und Angebot unter besonderer Berücksichtigung der Elektromobilität, Fraunhofer ISI.
- Appen, J. v.; Braslavsky, J. H.; Ward, J. K.; Braun, M. (2015): Sizing and grid impact of PV battery systems - a comparative analysis for Australia and Germany, in 2015 Inter-

- national Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST), Vienna, Sept. 2015.
- Appen, J. v.; Stetz, T.; Braun, M.; Schmiegel, A. (2014): Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids, in IEEE Transactions on Smart Grid, 5, S. 1002-1009.
- AtGÄnG (2011): Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011, Teil I, Nr. 43, S.1704.
- Azadfar, E.; Sreeram, V.; Harries, D. (2015): The investigation of the major factors influencing plug-in electric vehicle driving patterns and charging behaviour, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 42, S. 1065-1076, doi:10.1016/j.rser.2014.10.058.
- Aziz, M.; Oda, T.; Ito, M. (2016): Battery-assisted charging system for simultaneous charging of electric vehicles, in Energy, 100, S. 82-90, doi:10.1016/j.energy.2016.01.069.
- Babrowski, S. (2015): Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, KIT Scientific Publishing, doi:10.5445/KSP/1000044722.
- Babrowski, S.; Heinrichs, H.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2014): Load Shift Potential of Electric Vehicles in Europe, in Journal of Power Sources, 255, S. 283-293, doi:10.1016/j.jpowsour.2014.01.019.
- Bach, T. C.; Schuster, S. F.; Fleder, E.; Müller, J.; Brand, M. J.; Lormann, H.; Jossen, A.; Sextl, G. (2016): Nonlinear aging of cylindrical lithium-ion cells linked to heterogeneous compression, in Journal of Energy Storage, 5, S. 212-223, doi:10.1016/j.est.2016.01.003.
- Backhaus, K.; Erichson, B.; Plinke, W.; Weiber, R. (Eds.) (2011): Multivariate Analysemethoden: eine anwendungsorientierte Einführung, Springer.
- Bantle, C.; Musiol, F. (2015): Zwischen Autarkie und Energiebilanz - Verfahren zur Abschätzung des Selbstverbrauchs von Photovoltaikstrom, in Zeitschrift für Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1, S. 49-51.
- Bardt, H.; Brügelmann, R.; Niehues, J.; Schaefer, T. (2012): Alternative Möglichkeiten der steuerlichen Finanzierung der EEG-Kosten - Aufkommens- und Verteilungseffekte, Kurzgutachten des Instituts der deutschen Wirtschaft, Köln.

- Bardt, H.; Chrischilles, E.; Growitsch, C.; Hagspiel, S.; Schaupp, L. (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom - Stand, Potentiale und Trends, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 38(2), S. 83-99, doi:10.1007/s12398-014-0133-0.
- Barenschee, E. R. (2010): *Wie baut man Li-Ionen-Batterien? Welche Herausforderungen sind noch zu lösen?*, Evonic, München, 10.06.2010.
- Bartusch, C.; Alvehag, K. (2014): Further exploring the potential of residential demand response programs in electricity distribution, in *Applied Energy*, 125, S. 39-59, doi:10.1016/j.apenergy.2014.03.054.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2014): *BDEW-Strompreisanalyse*, Juni 2014.
- Beck, T.; Kondziella, H.; Huard, G.; Bruckner, T. (2016): Assessing the influence of the temporal resolution of electrical load and PV generation profiles on self-consumption and sizing of PV-battery systems, in *Applied Energy*, 173, S. 331-342, doi:10.1016/j.apenergy.2016.04.050.
- Beckel, C.; Sadamori, L.; Staake, T.; Santini, S. (2014): Revealing household characteristics from smart meter data, in *Energy*, 78, S. 397-410, doi:10.1016/j.energy.2014.10.025.
- Behrangrad, M. (2015): A review of demand side management business models in the electricity market, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, S. 270-283, doi:10.1016/j.rser.2015.03.033.
- Bennett, C. J.; Stewart, R. A.; Lu, J. W. (2015): Development of a three-phase battery energy storage scheduling and operation system for low voltage distribution networks, in *Applied Energy*, 146, S. 122-134, doi:10.1016/j.apenergy.2015.02.012.
- Bickert, S.; Kampker, A.; Greger, D. (2015): Developments of CO₂-emissions and costs for small electric and combustion engine vehicles in Germany, in *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 36, S. 138-151, doi:10.1016/j.trd.2015.02.004.
- Bishop, J. D. K.; Axon, C. J.; Bonilla, D.; Banister, D. (2016): Estimating the grid payments necessary to compensate additional costs to prospective electric vehicle owners who provide vehicle-to-grid ancillary services, in *Energy*, 94, S. 715-727, doi:10.1016/j.energy.2015.11.029.
- Bloom, I.; Potter, B. G.; Johnson, C. S.; Gering, K. L.; Christophersen, J. P. (2006): Effect of cathode composition on impedance rise in high-power lithium-ion cells: Long-term

- aging results, in *Journal of Power Sources*, 155, S. 415-419, doi:10.1016/j.jpowsour.2005.05.008.
- BMF (Bundesministerium der Finanzen) (2014): Umsatzsteuerrechtliche Behandlung von Photovoltaik- und KWK-Anlagen Abschaffung des Eigenverbrauchsbonus nach § 33 Abs. 2 EEG durch die EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012.
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2010): Analyse zur möglichen Anpassung der EEG-Vergütung für Photovoltaik-Anlagen (aktualisierter Bericht), durchgeführt von Leipziger Institut für Energie, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg.
- BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG - Vorhaben II c Solare Strahlungsenergie, durchgeführt von IE Leipzig, ZSW, Fraunhofer IWES, Bosch & Partner, SOKO-Institut.
- BMVBS (Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (2012): Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010), durchgeführt von Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH (WVI); Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung (IVT), Institut für Verkehrsforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR) und Kraftfahrt-Bundesamt (KBA).
- BMVBS (Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung) (2010): Mobilität in Deutschland 2008 - Ergebnisbericht, durchgeführt vom Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH (infas), Institut für Verkehrsforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR).
- BMVBS (Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung) (2010a): Deutsches Mobilitätspanel (MOP), durchgeführt von Institut für Verkehrswesen (Prof. Zumneller) am Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- BMVBW (Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Wohnungswesen) (2003): Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2002 (KiD 2002), durchgeführt von Institut für Verkehr und Stadtbauwesen (IVS), Institut für angewandte Verkehrs- und Tourismusforschung (IVT), Verkehrsforschung und Infrastrukturplanung GmbH (WVI), Kraftfahrt-Bundesamt (KBA) und Projektforschung und Unternehmensberatung Transport und Verkehr (P.U.T.V.).
- BMVBW (Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Wohnungswesen) (2004): Mobilität in Deutschland 2002 - Ergebnisbericht, durchgeführt vom Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH (infas) und Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).

- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2011): Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010, Auftraggeber: BMWi, bearbeitet durch: Fraunhofer ISI, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) der TU München, GfK Retail and Technology, IREES, BASE-ING.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie), durchgeführt von E-Bridge, IAEW und OFFIS.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2015): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi, 19.05.2015.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2016): Zahlen und Fakten - Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung, Stand vom 12.01.2016.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2016a): Förderung Energiespeicher.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2016b): Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile (Ladesäulenverordnung - LSV), vom 9. März 2016, BGBl. I S. 457.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, durchgeführt von Ecofys, EnCT und BBH.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2011): Jahresbericht 2010.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2011b): Monitoringbericht 2011.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2011c): "Smart Grid" und "Smart Market" - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2014): Monitoringbericht 2014.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2015): Leitfaden zur Eigenversorgung – Konsultationsfassung.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2015a): EEG in Zahlen 2014.

- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2015b): Monitoringbericht 2015.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2015c): Studie zu Aspekten der elektrischen Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz bis 2023 - Abschlussbericht, durchgeführt vom Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen University.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2015d): Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2016): Bestimmung der Fördersätze für Fotovoltaikanlagen § 31 EEG 2014 für die Kalendermonate Juli 2016, August 2016 und September 2016.
- BNetzA (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen) (2016a): Monitoringbericht 2016.
- Bozem, K.; Nagel, A.; Rath, V.; Haubrock, A. (2013): Elektromobilität: Kundensicht, Strategien, Geschäftsmodelle - Ergebnisse der repräsentativen Marktstudie FUTURE MOBILITY, Springer Fachmedien Wiesbaden, doi:10.1007/978-3-658-02628-8.
- Braun, M.; Büdenbender, K.; Landau, M.; Sauer, D.-U.; Magnor, D.; Schmiegel, A. U. (2010): Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen - Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance, in 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein.
- Braun, M.; Büdenbender, K.; Magnor, D.; Jossen, A. (2009): Photovoltaic self-consumption in Germany - using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy, in 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference 2009.
- Braun, M.; Kämpf, E.; Kraiczy (2015): Elektrische Verteilungsnetze im Wandel, Kap. 15, S. 323-344, in M. Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Eds.): Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze, Springer Fachmedien Wiesbaden.
- Brauner, G.; Pöpl, G.; Tiefgraber, D. (2006): Verbraucher als virtuelles Kraftwerk: Potentiale für Demand Side Management in Österreich im Hinblick auf die Integration von Windenergie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung, 44/2006, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, TU Wien, im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

- Breyer, C.; Koskinen, O.; Blechinger, P. (2015): Profitable climate change mitigation: The case of greenhouse gas emission reduction benefits enabled by solar photovoltaic systems, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, S. 610-628, doi:10.1016/j.rser.2015.04.061.
- Broussely, M.; Biensan, P.; Bonhomme, F.; Blanchard, P.; Herreyre, S.; Nechev, K.; Staniewicz, R. (2005): Main aging mechanisms in Li ion batteries, in *Journal of Power Sources*, 146, S. 90-96, doi:10.1016/j.jpowsour.2005.03.172.
- Bruch, M.; Müller, M. (2014): Calculation of the Cost-effectiveness of a PV Battery System, in *Energy Procedia*, 46, S. 262-270, doi:10.1016/j.egypro.2014.01.181.
- BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) (2015): *Das Smart-Meter-Gateway - Sicherheit für intelligente Netze*.
- BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik) (2015a): *Technische Richtlinie BSI TR-03109*.
- BSW-Solar (Bundesverband Solarwirtschaft) (2014): *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*.
- BSW-Solar (Bundesverband Solarwirtschaft) (2014a): *Preisrutsch bei Solarstromspeichern*.
- BSW-Solar (Bundesverband Solarwirtschaft) (2015a): *35 Prozent mehr Solarstromspeicher*.
- BSW-Solar (Bundesverband Solarwirtschaft e.V.) (2015b): *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*.
- BSW-Solar (Bundesverband Solarwirtschaft) (2016): *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*.
- BSW-Solar (Bundesverband Solarwirtschaft); BVES (Bundesverband Energiespeicher); ZVEH (Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke); DGS (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie); StoREgio (StoREgio Energiespeichersysteme) (2014): *Sicherheitsleitfaden Lithium-Ionen Hausspeicher*.
- Buchberger, I.; Seidlmayer, S.; aneil Pokharel; Piana, M.; Hattendorff, J.; Kudejova, P.; Gilles, R.; Gasteiger, H. A. (2015): Aging Analysis of Graphite/LiNi_{1/3}Mn_{1/3}Co_{1/3}O₂ Cells Using XRD, PGAA, and AC Impedance, in *Journal of The Electrochemical Society*, 162, S. A2737-A2746, doi:10.1149/2.0721514jes.
- Buchholz, B. M.; Styczynski, Z. (2014): *Smart Grids - Fundamentals and Technologies in Electricity Networks*, Springer, doi:10.1007/978-3-642-45120-1.

- Buchmann, M.; Busse, M.; Rohrbach, N. (2014): Lokale Kombination von Photovoltaik-Anlagen, Zwischenspeichern und Elektrofahrzeugen - schon heute wirtschaftlich? In ET Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 64(11), S. 62-66.
- Buekers, J.; Van Holderbeke, M.; Bierkens, J.; Int Panis, L. (2014): Health and environmental benefits related to electric vehicle introduction in EU countries, in Transportation Research Part D: Transport and Environment, 33, S. 26-38, doi:10.1016/j.trd.2014.09.002.
- Bundesbank (2015): Zinssätze und Volumina für die Bestände und das Neugeschäft der deutschen Banken (MFIs), Deutsche Bundesbank, 30.07.2015.
- Bundesregierung (2007): Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur am 23./24.08.2007 in Meseberg beschlossenen Eckpunkte für ein Integriertes Energie- und Klimaprogramm.
- Bundesregierung (2009): Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung.
- Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.
- Bundesregierung (2015): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), zuletzt geändert durch Art. 312 V v. 31.8.2015 I 1474.
- Bundestag (2009): Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren (Batteriegesetz - BattG), vom 25. Juni 2009 (BGBl. I S. 1582), zuletzt geändert durch Artikel 4 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212).
- Bundestag (2015): Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge (Elektromobilitätsgesetz - EmoG), vom 5. Juni 2015, BGBl. I S. 898.
- Bundestag (2016): Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 43, S. 2043-2064.
- Bundestag (2016a): Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), Bundesgesetzblatt Jahrgang 2016 Teil I Nr. 37, S. 1786-1817.
- Bundestag (2016b): Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr, Bundesgesetzblatt Teil I 2016 Nr. 53 16.11.2016, S. 2498f.
- Burkner, W. (1992): Betriebsverhalten von Batterien in photovoltaischen Anlagen, in Kahlen, H. (Ed.): Batterien, Vulkan-Verl., 4.2, S. 225-242.

- Buryk, S.; Mead, D.; Mourato, S.; Torriti, J. (2015): Investigating preferences for dynamic electricity tariffs: The effect of environmental and system benefit disclosure, in *Energy Policy*, 80, S. 190-195, doi:10.1016/j.enpol.2015.01.030.
- BuW (Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität) (2015): Die Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität - Ziele, Aufgaben und Einblicke, durchgeführt von Deutsches Dialog Institut GmbH, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., BridgingIT GmbH.
- BuW (Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität) (2015a): Treiber und Hemmnisse bei der Anschaffung von Elektroautos - Ergebnisse der Nutzerbefragung von elektromobilitätsinteressierten Personen im Rahmen der Begleit- und Wirkungsforschung.
- BuW (Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität) (2016): Energierechtliche Einordnung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge - Information über geplante Änderungen des Energierechts im Jahre 2016.
- BuW (Begleit- und Wirkungsforschung Schaufenster Elektromobilität) (2016a): Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen - Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen.
- Celik, A. N.; Muneer, T.; Clarke, P. (2008): Optimal sizing and life cycle assessment of residential photovoltaic energy systems with battery storage, in *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16, S. 69-85, doi:10.1002/pip.774.
- Ceraolo, M.; Lutzemberger, G.; Poli, D. (2016): Aging evaluation of high power lithium cells subjected to micro-cycles, in *Journal of Energy Storage*, 6, S. 116-124, doi:10.1016/j.est.2016.03.006.
- Chaouachi, A.; Bompard, E.; Fulli, G.; Masera, M.; De Gennaro, M.; Paffumi, E. (2016): Assessment framework for EV and PV synergies in emerging distribution systems, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, S. 719-728, doi:10.1016/j.rser.2015.09.093.
- Chen, H.; Cong, T. N.; Tan, C. (2009): Progress in electrical energy storage system: A critical review, in *Progress in Natural Science*, 19, S. 291-312, doi:10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- Chen, T.-H.; Hsieh, T.-Y.; Yang, N.-C.; Yang, J.-S.; Liao, C.-J. (2013): Evaluation of advantages of an energy storage system using recycled EV batteries, in *International*

- Journal of Electrical Power & Energy Systems, 45, S. 264-270, doi:10.1016/j.ijepes.2012.08.037.
- Choudar, A.; Boukhetala, D.; Barkat, S.; Brucker, J.-M. (2015): A local energy management of a hybrid PV-storage based distributed generation for microgrids, in Energy Conversion and Management, 90, S. 21-33, doi:10.1016/j.enconman.2014.10.067.
- Cicconi, P.; Landi, D.; Morbidoni, A.; Germani, M. (2012): Feasibility analysis of second life applications for Li-Ion cells used in electric powertrain using environmental indicators, in Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 2012 IEEE International, S. 985-990, doi:10.1109/EnergyCon.2012.6348293.
- Cludius, J.; Hermann, H.; Matthes, F. C.; Graichen, V. (2014): The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2016 - Estimation and Distributional Implications, in Energy Economics, 44, S. 302-313, doi:10.1016/j.eneco.2014.04.020.
- Consentec (2014): Beschreibung von Regelleistungskonzepten und Regelleistungsmarkt, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- Corchero, C.; Gonzales-Villafranca, S.; Sanmarti, M. (2014): European electric vehicle fleet charging patterns analysis, in European Electric Vehicle Congress.
- Cready, E.; Lippert, J.; Pihl, J.; Weinstock, I.; Symons, P.; Jungst, R. G. (2003): Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications, Sandia National Laboratories, doi:10.2172/809607.
- Creutzig, F.; Jochem, P.; Edelenbosch, O. Y.; Mattauch, L.; van Vuuren, D. P.; McCollum, D.; Minx, J. (2015): Transport: A roadblock to climate change mitigation? in Science, 350, S. 911-912, doi:10.1126/science.aac8033.
- Daimler (2014): Mobilitätsdaten von Smart ED phase III Datenloggern des Feldversuchs im Projekt iZEUS.
- Dallinger, D. (2012): Plug-in electric vehicles integrating fluctuating renewable electricity, in Erneuerbare Energie und Energieeffizienz, Diss., University Kassel, Electrical Engineering and Computer Science.
- Dallinger, D.; Wietschel, M. (2012a): Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16, S. 3370-3382, doi:10.1016/j.rser.2012.02.019.

- Darcovich, K.; Kenney, B.; MacNeil, D. D.; Armstrong, M. M. (2015): Control strategies and cycling demands for Li-ion storage batteries in residential micro-cogeneration systems, in *Applied Energy*, 141, S. 32-41, doi:10.1016/j.apenergy.2014.11.079.
- Darghouth, N. R.; Wiser, R. H.; Barbose, G. L.; Mills, A. D. (2015): Net Metering and Market Feedback Loops: Exploring the Impact of Retail Rate Design on Distributed PV Deployment, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- DAT (Deutsche Automobil Treuhand) (2016): DAT Report 2016.
- De Breucker, S.; Ponnette, R.; Blockx, H.; Driesen, J. (2014): Control for PHEV fast charger integrating PV and local storage, in *European Electric Vehicle Congress*.
- De Schepper, E.; Van Passel, S.; Lizin, S. (2015): Economic benefits of combining clean energy technologies: the case of solar photovoltaics and battery electric vehicles, in *International Journal of Energy Research*, 39, S. 1109-1119, doi:10.1002/er.3315.
- De Vries, L. J.; De Joode, J.; Hakvoort, R. (2009): The regulation of electricity transmission networks and its impact on governance, in *European Review of Energy Markets*, 3(3), S. 1-25.
- Dehmel, C.; Gumbert, T. (2011): Der Einfluss von progressiven Tarifen auf den Stromkonsum in privaten Haushalten in Italien und Kalifornien, *Transpose Working Paper*, 10.
- DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (DENA Netzstudie 1).
- DENA (Deutsche Energie-Agentur) (2010): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.
- Deng, D. (2015): Li-ion batteries: basics, progress, and challenges, in *Energy Science & Engineering*, 3, S. 385-418, doi:10.1002/ese3.95.
- Destatis (Statistisches Bundesamt) (2014): Statistisches Jahrbuch 2014 - Deutschland und Internationales.
- Deutsch, M.; Graichen, P. (2015): What if... there were a nationwide rollout of PV battery systems? *Agora Energiewende*.
- Diekmann, J.; Kemfert, L.; Neuhoff, K.; Schill, W.-P.; Traber, T. (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, *DIW Wochenbericht Nr. 45.2012*, S. 15-20.

- Dietrich, A.; Weber, C. (2015): Incentives for self-consumption and future penetration of residential PV battery storage systems: the German case, in 38th IAEE International Conference, Belek, Antalya, 25.05.2015.
- DIN 18015-1: 2007-09 (2007): Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen, Deutsches Institut für Normung, Beuth Verlag.
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2013): Der PKW-Markt bis 2040: Was das Auto von morgen antreibt, Szenario-Analyse im Auftrag des Mineralölwirtschaftsverbandes, DLR Institut für Fahrzeugkonzepte.
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) (2015): Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland - Nutzerprofile, Anschaffung, Fahrzeugnutzung, Institut für Verkehrsforschung, Berlin, 2. überarbeitete Auflage.
- Dufo-Lopez, R. (2015): Optimisation of size and control of grid-connected storage under real time electricity pricing conditions, in Applied Energy, 140, S. 395-408, doi:10.1016/j.apenergy.2014.12.012.
- Dufo-Lopez, R.; Bernal-Augustin, J. (2015): Techno-economic analysis of grid-connected battery storage, in Applied Energy, 140, S. 395-408, doi:10.1016/j.apenergy.2014.12.012.
- Dütschke, E.; Paetz, A.-G. (2013): Dynamic electricity pricing - Which programs do consumers prefer? in Energy Policy, 59, S. 226-234, doi:10.1016/j.enpol.2013.03.025.
- DWD (Deutscher Wetterdienst) (2004): Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY.
- EASE (European Association for Storage of Energy); EERA (European Energy Research Alliance) (2013): EASE/EERA Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030.
- EASE (European Association for Storage of Energy); EERA (European Energy Research Alliance) (2013a): EASE/EERA Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030, Technical Annex.
- EC (European Commission DG TREN) (2008): Handbook on estimation of external costs in the transport sector, Produced within the study Internalisation Measures and Policies for All external Cost of Transport (IMPACT), prepared by INFRAS, CE Delft, Fhg ISI, University of Gdansk. Version 1.1.
- ECB (European Central Bank) (2015): Long-term interest rates.
- ECB (European Central Bank) (2015a): Euro exchange rates USD.

- Ecker, M.; Nieto, N.; Käbitz, S.; Schmalstieg, J.; Blanke, H.; Warnecke, A.; Sauer, D. U. (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.
- Eddahech, A.; Briat, O.; Vinassa, J.-M. (2015): Performance comparison of four lithium-ion battery technologies under calendar aging, in *Energy*, 84 doi:10.1016/j.energy.2015.03.019.
- EdF (Electricité de France) (2015): Electricity Tarif Blue, <http://residential.edf.com/energy-at-home/offers/electricity/tarif-bleu-56121.html>, 28.07.2015.
- EEG (2014): Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, *Bundesgesetzblatt Jahrgang 2014, Teil I, S. 1066*.
- EERE (U.S. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy) (2016): Global Plug-in Light Vehicle Sales Increased by About 80% in 2015, Fact 918: March 28, 2016.
- EEX (European Energy Exchange) (2010): Marktdaten des Jahres 2010.
- EEX (European Energy Exchange) (2016): Emission Spot Primary Market Auction Report 2016.
- Ekardt, F. (2014): EEG-Novelle 2014: Verfassungs- und europarechtliche Probleme, Rechtsgutachten im Auftrag des Solarenergie-Fördervereins Deutschland.
- ElNozahy, M. S.; Abdel-Galil, T. K.; Salama, M. M. A. (2015): Probabilistic ESS sizing and scheduling for improved integration of PHEVs and PV systems in residential distribution systems, in *Electric Power Systems Research*, 125, S. 55-66, doi:10.1016/j.epsr.2015.03.029.
- EnBW (Energie Baden-Württemberg) (2015): Ergebnisbericht Modellversuch "Flexibler Wärmestrom".
- Ender, M. J. (2014): Mikrostrukturelle Charakterisierung, Modellentwicklung und Simulation poröser Elektroden für Lithiumionenzellen, Diss., *Karlsruher Institut für Technologie (KIT)*, KIT Scientific Publishing, doi:10.5445/KSP/1000040284.
- EnergieAgentur.NRW (2011): Erhebung "Wo im Haushalt bleibt der Strom?".
- Ensslen, A.; Paetz, A.-G.; Babrowski, S.; Jochem, P.; Wolf (2016): On the Road to an Electric Mobility Mass Market - How Can Early Adopters be Characterized? in For-

- nahl, D.; Hülsmann, M. (Eds.): *Markets and Policy Measures in the Evolution of Electric Mobility*, Springer International Publishing, S. 21-51.
- EnWG (2015): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005, zuletzt geändert durch Art. 2, G. v. 10.12.2015 I 2194, Bundestag mit Zustimmung des Bundesrates.
- Erdinc, O. (2014): Economic impacts of small-scale own generating and storage units, and electric vehicles under different demand response strategies for smart households, in *Applied Energy*, 126, S. 142-150, doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.010.
- Erdinc, O.; Paterakis, N. G.; Pappi, I. N.; Bakirtzis, A. G.; Catalao, J. P. S. (2015): A new perspective for sizing of distributed generation and energy storage for smart households under demand response, in *Applied Energy*, 143, S. 26-37, doi:10.1016/j.apenergy.2015.01.025.
- Erdmann, G.; Zweifel, P. (2008): *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*, Springer, Book.
- EU-Kommission (Europäische Kommission) (2009): Entscheidung der Kommission vom 30. Juni 2009 zur Festlegung eines Musters für nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (2009/548/EG), Amtsblatt der Europäischen Union, 15.7.2009, L 182/33.
- Europäische Union (2003): Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG.
- Europäische Union (2003a): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Europäische Union.
- Europäische Union (2006): Richtlinie 2006/66/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 über Batterien und Akkumulatoren sowie Altbatterien und Altakkumulatoren und zur Aufhebung der Richtlinie 91/157/EWG, Europäische Union.
- Europäische Union (2009): Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

- Europäische Union (2014): Verordnung (EU) Nr. 333/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. März 2014.
- Europäisches Parlament (2012): Entschließung des Europäischen Parlaments vom 15. März 2012 zu einem Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050 (2011/2095(INI)).
- Eyer, J.; Corey, G. (2010): Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide, Sandia National Laboratories.
- Fares, R. L.; Webber, M. E. (2014): A flexible model for economic operational management of grid battery energy storage, in *Energy*, 78, S. 768-776, doi:10.1016/j.energy.2014.10.072.
- Fares, R. L.; Webber, M. E. (2015): Combining a dynamic battery model with high-resolution smart grid data to assess microgrid islanding lifetime, in *Applied Energy*, 137, S. 482-489, doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.049.
- Farhar, B.; Maksimovic, D.; Tomac, W.; Coburn, T. (2016): A field study of human factors and vehicle performance associated with PHEV adaptation, in *Energy Policy*, 93, S. 265-277, doi:10.1016/j.enpol.2016.03.003.
- Faria, R.; Moura, P.; Delgado, J.; de Almeida, A. T. (2012): A sustainability assessment of electric vehicles as a personal mobility system, in *Energy Conversion and Management*, 61, S. 19-30, doi:10.1016/j.enconman.2012.02.023.
- Faruqui, A.; Sergici, S. (2010): Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments, in *Journal of Regulatory Economics*, 38, S. 193-225, doi:10.1007/s11149-010-9127-y.
- Faruqui, A.; Sergici, S.; Akaba, L. (2014): The Impact of Dynamic Pricing on Residential and Small Commercial and Industrial Usage: New Experimental Evidence from Connecticut, in *The Energy Journal*, 35, S. 137-160, doi:10.5547/01956574.35.1.8.
- Fell, M. J.; Shipworth, D.; Huebner, G. M.; Elwell, C. A. (2015): Knowing me, knowing you: the role of trust, locus of control and privacy concern in acceptance of domestic electricity demand-side response, in *ECEEE summer study proceedings*, S. 2153-2163.
- Feuerriegel, S.; Bodenbenner, P.; Neumann, D. (2016): Value and granularity of ICT and smart meter data in demand response systems, in *Energy Economics*, 54, S. 1-10, doi:10.1016/j.eneco.2015.11.016.

- Figenbaum, E.; Kolbenstvedt, M. (2016): Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users - Results from a survey of vehicle owners, TØI report 1492/2016.
- Finn, P.; Fitzpatrick, C.; Connolly, D. (2012): Demand side management of electric car charging: Benefits for consumer and grid, in *Energy*, 42, S. 358-363, doi:10.1016/j.energy.2012.03.042.
- Fotouhi, A.; Auger, D. J.; Propp, K.; Longo, S.; Wild, M. (2016): A review on electric vehicle battery modelling: From Lithium-ion toward Lithium-Sulphur, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, S. 1008-1021, doi:10.1016/j.rser.2015.12.009.
- Franz, S.; Fuhs, M. (2016): Speichervertrieb mit Potenzial, in *pv magazine*, 2016, Juni, S. 26-28.
- Fraunhofer ESK (Institut für eingebettete Systeme und Kommunikationstechnik) (2014): Die Ladestation als Knoten im Smart Grid - Vergleich aktueller Kommunikationsstandards.
- Frondele, M.; Ritter, N.; Sommer, S. (2015): Stromverbrauch privater Haushalte in Deutschland - Eine Ökonometrische Analyse, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, S. 1-12, doi:10.1007/s12398-015-0157-0.
- Fuchs, G.; Lunz, B.; Leuthold, M.; Sauer, D. U. (2012): Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität - Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien, Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP).
- Fuhs, M. (2012): Die Speicher kommen, in *photovoltaik*, 10, S. 40-49.
- Fuhs, M. (2014): Zwei Jahre Speichermarkt und Marktübersicht Batteriespeicher, in *pv magazine*, Juni, S. 38-56.
- Fuhs, M. (2015): Brauchen wir die Tesla-Batterie? in *pv magazine Deutschland*, Juni, S. 28-34.
- Fuhs, M. (2016): Speichervertrieb mit Potenzial, in *pv magazine*, 2016, Juni, S. 50-52.
- GAMS (2014): General Algebraic Modeling System (GAMS) 24.4, GAMS Software GmbH, GAMS Software GmbH.
- Gantenbein, S. (2015): Modellierung und Simulation des Spannungsverhaltens einer Lithium-Ionen Zelle, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Angewandte Materialien; Masterarbeit, unveröffentlicht.

- Garcia-Villalobos, J.; Zamora, I.; Martn, J. S.; Asensio, F.; Aperribay, V. (2014): Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, S. 717-731, doi:10.1016/j.rser.2014.07.040.
- Garvey, S.; Eames, P.; Wang, J.; Pimm, A.; Waterson, M.; MacKay, R.; Giuletti, M.; Flatley, L.; Thomson, M.; Barton, J.; Evans, D.; Garvey, J. (2015): On generation-integrated energy storage, in *Energy Policy*, 86, S. 544-551, doi:10.1016/j.enpol.2015.08.001.
- Gellerich, W. (2015): *Akkumulatoren: Grundlagen und Praxis*, Shaker Media.
- Gellings, C.; Smith, W. (1989): Integrating demand-side management into utility planning, in *Proceedings of the IEEE, Institute of Electrical & Electronics Engineers (IEEE)*, 77, S. 908-918, doi:10.1109/5.29331.
- Gerpott, T.; Paukert, M. (2014): Präferenzen von Haushaltskunden für variable Stromtariftypen - Ergebnisse einer empirischen Studie in Deutschland, in *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis*, 3, S. 299-316.
- Gils, H. C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe, in *Energy*, 67, S. 1-18, doi:10.1016/j.energy.2014.02.019.
- Gils, H. C. (2016): Economic potential for future demand response in Germany - Modeling approach and case study, in *Applied Energy*, 162, S. 401-415, doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.083.
- Gnann, T.; Patrick, P.; Funke, S.; Wietschel, M. (2015a): What is the market potential of plug-in electric vehicles as commercial passenger cars? A case study from Germany, in *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 37, S. 171-187, doi:10.1016/j.trd.2015.04.015.
- Gnann, T.; Patrick, P.; Kühn, A.; Wietschel, M. (2015b): Modelling market diffusion of electric vehicles with real world driving data - German market and policy options, in *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 77, S. 95-112, doi:10.1016/j.tra.2015.04.001.
- Gomez, J.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2015): Energy Use and Emissions Impacts from Car Technologies Market Scenarios: A Multi-Country System Dynamics Model, in *Proceedings of the 33rd International Conference of the System Dynamics Society (SDS)*.
- Goonan, T. G. (2012): *Lithium Use in Batteries*, U.S. Geological Survey Circular 1371.

- Gottwalt, S.; Ketter, W.; Block, C.; Collins, J.; Weinhardt, C. (2011): Demand side management - A simulation of household behavior under variable prices, in *Energy Policy*, 39, S. 8163-8174, doi:10.1016/j.enpol.2011.10.016.
- Grolleau, S.; Delaille, A.; Gualous, H.; Gyan, P.; Revel, R.; Bernard, J.; Redondo-Iglesias, E.; Peter, J. (2014): Calendar aging of commercial graphite/LiFePO₄ cell - Predicting capacity fade under time dependent storage conditions, in *Journal of Power Sources*, 255, S. 450-458, doi:10.1016/j.jpowsour.2013.11.098.
- Habib, S.; Kamran, M.; Rashid, U. (2015): Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks - review, in *Journal of Power Sources*, 277, S. 205-214, doi:10.1016/j.jpowsour.2014.12.020.
- Hahn, T.; Schönfelder, M.; Jochem, P.; Heuveline, V.; Fichtner, W. (2013): Model-Based Quantification of Load Shift Potentials and Optimized Charging of Electric Vehicles, in *Smart Grid and Renewable Energy*, 4, S. 398-408, doi:10.4236/sgre.2013.45046.
- Hahnel, U.; Gözl, S.; Spada, H. (2013): How accurate are drivers' predictions of their own mobility? Accounting for psychological factors in the development of intelligent charging technology for electric vehicles, in *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 48, S. 123-131, doi:10.1016/j.tra.2012.10.011.
- Hannig, F.; Smolinka, T.; Bretschneider, P.; Nicolai, S.; Krüger, S.; Meißner, F.; Voigt, M. (2009): Stand und Entwicklungspotenzial der Speichertechniken für Elektroenergie - Ableitung von Anforderungen an und Auswirkungen auf die Investitionsgüterindustrie - Abschlussbericht, Fraunhofer ISI, Fraunhofer AST, VKPartner.
- Hargreaves, T.; Hauxwell-Baldwin, R.; Coleman, M.; Wilson, C.; Stankovic, L.; Stankovic, V.; Murray, D.; Liao, J.; Kane, T.; Firth, S.; Hassan, T. (2015): Smart homes, control and energy management: How do smart home technologies influence control over energy use and domestic life? in *ECEEE summer study proceedings*, S. 1021-1032.
- Hassine, Z.; Martin, N.; Bourry, F.; Shakarchi, F. A.; Perrin, M. (2013): Managing electrical storage system (ESS) model uncertainties for optimal sizing, in *8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES)*, Berlin.
- Haucap, J.; Kühling, J. (2012): Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung: Das Quotenmodell, *DICE Ordnungspolitische Perspektiven*, No. 33.

- Hayn, M. (2016): Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus, Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Hecker, W.; Lau, C.; Müller, A. (Eds.) (2015): Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft, Springer Gabler, doi:10.1007/978-3-658-07816-4.
- Hein, R.; Kleindorfer, P. R.; Spinler, S. (2012): Valuation of electric vehicle batteries in vehicle-to-grid and battery-to-grid systems, in *Technological Forecasting and Social Change*, 79, 9, S. 1654-1671, doi:10.1016/j.techfore.2012.06.002.
- Heinrichs, H. U. (2013): Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, KIT Scientific Publishing.
- Helms, H.; Pehnt, M.; Lambrecht, U.; Liebich, A. (2010): Electric vehicle and plug-in hybrid energy efficiency and life cycle emissions, in 18th International Symposium Transport and Air Pollution, 18.-19.05.2010, Dübendorf, Switzerland.
- Hennings, W.; Linsen, J. (2015): Elektromobilität, in Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Eds.): *Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*, Springer Fachmedien Wiesbaden, Kap. 21, S. 447-473, doi:10.1007/978-3-658-07129-5.
- Herb, F. (2010): Alterungsmechanismen in Lithium-Ionen-Batterien und PEM-Brennstoffzellen und deren Einfluss auf die Eigenschaften von daraus bestehenden Hybrid-Systemen, Diss., Universität Ulm, Fakultät für Naturwissenschaften.
- Hidrué, M. K.; Parsons, G. R. (2015): Is there a near-term market for vehicle-to-grid electric vehicles? in *Applied Energy*, 151, S. 67-76, doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.051.
- Hiersig, R.; Wittig, D. (2015): Gestaltung einer fairen Lastenverteilung in den Netzkosten- und Netzentgeltstrukturen, in *Zeitschrift für Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 07, S. 13-15.
- Hildebrandt, B.; Busse, S.; Trang, S.; Kolbe, L. (2016): Valuing Battery Degradation from a Battery Lessor's Perspective, Springer International Publishing Switzerland, in Fornahl, D.; Hülsmann, M. (Eds.): *Markets and Policy Measures in the Evolution of Electric Mobility*, Lecture Notes in Mobility, S. 163-178, doi:10.1007/978-3-319-24229-3_10.

- Hillemacher, L. (2014): Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Hofmann, P. (2010): Hybridfahrzeuge, Springer/Wien.
- Hoog, J. de; Fleurbaey, K. ; ; Nikolian, A.; Timmermans, J.-M.; Omar, N.; Mierlo, J. V.; Bossche, P. v. d. (2014): Aging phenomena for Lithium-Ion batteries, in European Electric Vehicle Congress.
- Hoppmann, J.; Volland, J.; Schmidt, T. S.; Hoffmann, V. H. (2014): The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems - A review and a simulation model, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39, S. 1101-1118, doi:10.1016/j.rser.2014.07.068.
- Hu, J.; Morais, H.; Sousa, T.; Lind, M. (2016): Electric vehicle fleet management in smart grids: A review of services, optimization and control aspects, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 56, S. 1207-1226, doi:10.1016/j.rser.2015.12.014.
- IEA (International Energy Agency) (2016): Global EV Outlook 2016.
- IE-Leipzig (2014): Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher - Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme (Kurzexpertise), Leipziger Institut für Energie beauftragt von Redpoint Solar GmbH.
- IIP (Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion) (2007): Deutsche Industriebranchenprofile. Interne Datenbank des IIP am KIT.
- Illig, J. (2014a): Physically based Impedance Modelling of Lithium-Ion Cells, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik (ETIT), KIT Scientific Publishing, doi:10.5445/KSP/1000042281.
- IMK (Institut für Meteorologie und Klimaforschung am KIT) (2014): Messdaten der Wetterstation Physikhochhaus für die Jahre 2008 bis 2014.
- IÖW (Institut für ökologische Wirtschaftsforschung) (2016): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien - Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007: Synthesis Report (AR4).
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2014): Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change - Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press.

- ISI (Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung) (2013): REM 2030 Fahrprofile Datenbank, im Rahmen des Projektes Regional Eco Mobility 2030.
- Ivers-Tiffée, E. (2012): Batterien & Brennstoffzellen, Vorlesungsskript WS 12/13, Institut für Werkstoffe der Elektrotechnik, KIT.
- IW (Institut der deutschen Wirtschaft Köln); EWI (Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln) (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom, im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- Janek, J.; Zeier, W. G. (2016): A solid future for battery development, in *Nature Energy*, 1, 16141, doi:10.1038/nenergy.2016.141.
- Jang, D.; Eom, J.; Jae Park, M.; Jeung Rho, J. (2016): Variability of electricity load patterns and its effect on demand response: A critical peak pricing experiment on Korean commercial and industrial customers, in *Energy Policy*, 88, S. 11-26, doi:10.1016/j.enpol.2015.09.029.
- Janko, S. A.; Arnold, M. R.; Johnson, N. G. (2016): Implications of high-penetration renewables for ratepayers and utilities in the residential solar photovoltaic (PV) market, in *Applied Energy*, 180, S. 37-51, doi:10.1016/j.apenergy.2016.07.041.
- Jochem, P. (2009): A CO₂ emission trading scheme for German road transport: assessing the impacts using a meso economic model with multi-agent attributes, Diss., Universität Karlsruhe (TH), Nomos, 1. Ed.
- Jochem, P. (2016): Electric mobility & energy systems: a techno-economic impact analysis of electric vehicles on the energy systems, Habil., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Jochem, P.; Kaschub, T.; Fichtner, W. (2014): How to Integrate Electric Vehicles in the Future Energy System? In Hülsmann, M.; Fornahl, D. (Eds.): *Evolutionary Paths Towards the Mobility Patterns of the Future*, Springer, Heidelberg, Germany, S. 243-263.
- Jochem, P.; Babrowski, S.; Fichtner, W. (2014a): The Impact of Electric Vehicles on the Power Plant Portfolio: A German Case Study for 2030, in *Tagungsband des European Electric Vehicle Congress*, Brüssel, Belgien, 3.-5.12.2014.
- Jochem, P.; Babrowski, S.; Fichtner, W. (2015): 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, P.; Doll, C.; Fichtner, W. (2016): External costs of electric vehicles, in *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 42, S. 60-76.

- Jochem, P.; Rothengatter, W. (2011): Transport Moving to Climate Intelligence, Internalizing External Costs of Transport with a Focus on Climate Change Werner Rothengatter and Yoshitsugu Hayashi and Wolfgang Schade, S. 187-207, doi:10.1007/978-1-4419-7643-7_13.
- Jongerden, M. R.; Haverkort, B. R. H. M. (2008): Battery Modeling, Centre for Telematics and Information Technology, University of Twente.
- Jörissen, L.; Frey, H. Garche, J. (Ed.) (2009): ENERGY - Energy Storage, in Encyclopedia of Electrochemical Power Sources, Elsevier, S. 215-231.
- Jossen, A.; Weydanz, W. (2006): Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen, Reichardt, 1. Aufl.
- JRC (Joint Research Centre) (2015): Electric vehicles in the EU from 2010 to 2014 - is full scale commercialisation near? European Commission, EUR 27417 EN, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, doi:10.2790/921495.
- Jülch, V.; Telsnig, T.; Schulz, M.; Hartmann, N.; Thomsen, J.; Eltrop, L.; Schlegl, T. (2015): A holistic comparative analysis of different storage systems using levelized cost of storage and life cycle indicators, in Energy Procedia, 73, S. 18-28.
- Kalhammer, F. R.; Kopf, B. M.; Swan, D. H.; Roan, V. P.; Walsh, M. P. (2007): Status and Prospects for Zero Emissions Vehicle Technology - Report of the ARB Independent Expert Panel 2007, California Environmental Protection Agency - Air Resources Board.
- Kam, M. van der; Sark, W. van (2015): Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study, in Applied Energy, 152, S. 20-30, doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.092.
- Kampker, A.; Vallée, D.; Schnettler, A. (Eds.) (2013): Elektromobilität - Grundlagen einer Zukunftstechnologie, Springer, doi:10.1007/978-3-642-31986-0.
- Kaneko, G.; Inoue, S.; Taniguchi, K.; Hirota, T.; Kamiya, Y.; Daisho, Y.; Inami, S. (2013): Analysis of degradation mechanism of lithium iron phosphate battery, in Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS 27), 2013, doi:10.1109/EVS.2013.6914847.
- Kanngießer, A. (2014): Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen, Diss., Laufen.

- Karimi, M.; Mokhlis, H.; Naidu, K.; Uddin, S.; Bakar, A. (2016): Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network - A review, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, S. 594-605, doi:10.1016/j.rser.2015.08.042.
- Karjalainen, S. (2013): Should it be automatic or manual - The occupant's perspective on the design of domestic control systems, in *Energy and Buildings*, 65, S. 119-126, doi:10.1016/j.enbuild.2013.05.043.
- Karlsruhe (2013): Statistisches Jahrbuch 2013, Stadt Karlsruhe, Amt für Stadtentwicklung.
- Kaschub, T.; Gerbracht, H.; Eßer, A.; Möst, D.; Fichtner, W. (2009): Elektromobilität: Auf dem Weg in den Wettbewerb, in *BWK*, Bd. 61, Nr. 11, S. 44-48.
- Kaschub, T.; Mültin, M.; Fichtner, W.; Schmeck, H.; Kessler, A. (2010): Intelligentes Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen im Kontext eines Stadtviertels, in *VDE Kongress E-Mobility*, 8.-9.11.2010, Leipzig.
- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2011): Integration von Elektrofahrzeugen und Erneuerbaren Energien ins Elektrizitätsnetz - eine modellbasierte regionale Systemanalyse, in *7. Internationale Energiewirtschaftstagung*, TU Wien, 16.-18.02.2011.
- Kaschub, T.; Paetz, A.-G.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2012): Feasibility of Battery Switch Stations for Local Emission Free Public Transport, in *Konferenzband des ENERDAY, 7th Conference on Energy Economics and Technology*, 27.04.2012, TU Dresden.
- Kaschub, T.; Paetz, A.-G.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2012a): Lastmanagement mit intelligenten Haushaltsgeräten und Elektrofahrzeugen - eine modellgestützte Analyse, in *Ta-gungsband des VDE Kongress*, Stuttgart.
- Kaschub, T.; Heinrichs, H.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013): Modeling Load Shifting Potentials of Electric Vehicles, in *IAEE European Conference 2013*, Düsseldorf.
- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013a): Interdependencies of Home Energy Storage between Electric Vehicle and Stationary Battery, in *World Electric Vehicle Journal*, 6 (4), S. 1144-1150.
- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013b): Steigerung des Elektrizitätseigenverbrauchs von Heim-Fotovoltaikanlagen durch Elektrofahrzeuge, in *uwf UmweltWirtschaftsForum*, 21, S. 243-250, doi:10.1007/s00550-013-0291-2.
- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2014): Effects of Integrating Electric Vehicles and Stationary Batteries in an Smart Urban Electricity Network, in *Konferenzband des European Electric Vehicle Congress*, Brüssel, 2.-5.12.2014.

- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2015): Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage durch ein Photovoltaik-Batteriespeichersystem und ein Elektrofahrzeug, VDI Verlag, Optimierung in der Energiewirtschaft, VDI Berichte 2266, S. 87-92.
- Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2016): Solar energy storage in German households: profitability, load changes and flexibility, in *Energy Policy*, 98, S. 520-532, doi:10.1016/j.enpol.2016.09.017.
- KBA (Kraftfahrt-Bundesamt) (2015): Pressemitteilung Nr. 15/2015 - 14.259 Kilometer: Die jährliche Fahrleistung deutscher Pkw - Erstmals Ergebnisse aus Echtdaten.
- KBA (Kraftfahrt-Bundesamt) (2016): Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2016, Pressemitteilung Nr. 8/2016.
- Keles, D. (2013): Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, KIT Scientific Publishing.
- Kempton, W.; Letendre, S. E. (1997): Electric vehicles as a new power source for electric utilities, in *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2, S. 157-175, doi:10.1016/S1361-9209(97)00001-1.
- Ketelaer, T.; Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2014): The potential of carbon dioxide emission reductions in German commercial transport by electric vehicles, in *International Journal of Environmental Science and Technology*, doi:10.1007/s13762-014-0631-y.
- Ketterer, B.; Karl, U.; Möst, D.; Ulrich, S. Ketterer, B. (Ed.) (2009): Lithium-Ionen Batterien: Stand der Technik und Anwendungspotenzial in Hybrid-, Plug-In Hybrid- und Elektrofahrzeugen, Institut für Materialforschung, Forschungszentrum.
- Khalilpour, R.; Vassallo, A. (2016): Planning and operation scheduling of PV-battery systems: A novel methodology, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, S. 194-208, doi:10.1016/j.rser.2015.08.015.
- Khasawneh, H. J.; Illindala, M. S. (2014): Battery Cycle Life Balancing in a Microgrid through Flexible Distribution of Energy and Storage Resources, in *Journal of Power Sources*, 261, S. 378-388, doi:10.1016/j.jpowsour.2014.02.043.
- Khatib, T.; Ibrahim, I. A.; Mohamed, A. (2016): A review on sizing methodologies of photovoltaic array and storage battery in a standalone photovoltaic system, in *Energy Conversion and Management*, 120, S. 430-448, doi:10.1016/j.enconman.2016.05.011.

- Khoury, J.; Mbayed, R.; Salloum, G.; Monmasson, E. (2015): Optimal sizing of a residential PV-battery backup for an intermittent primary energy source under realistic constraints, in *Energy and Buildings*, 105, S. 206-216, doi:10.1016/j.enbuild.2015.07.045.
- Kim, J. G.; Son, B.; Mukherjee, S.; Schuppert, N.; Bates, A.; Kwon, O.; Choi, M. J.; Chung, H. Y.; Park, S. (2015): A review of lithium and non-lithium based solid state batteries, in *Journal of Power Sources*, 282, S. 299-322, doi:10.1016/j.jpowsour.2015.02.054.
- KIT (Karlsruher Institut für Technologie) (2014): Mobilitätsdaten von E-Pkw Nutzern des Feldversuchs im Projekt iZEUS mit Tabletunterstützung.
- Kley, F. (2011): Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge, Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften,
- Klobasa, M. (2009): Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz, ETH Zürich, Diss.
- Komiyama, R.; Fujii, Y. (2014): Assessment of massive integration of photovoltaic system considering rechargeable battery in Japan with high time-resolution optimal power generation mix model, in *Energy Policy*, 66, S. 73-89, doi:10.1016/j.enpol.2013.11.022.
- Konietzko, S.; Gernuks, M. (2011): Ressourcenverfügbarkeit von sekundären Rohstoffen - Potenzialanalyse für Lithium und Kobalt, Umbrella-Arbeitsgruppe Ressourcenverfügbarkeit im Rahmen der BMU-geförderten Projekte LithoRec und LiBRI, Abschlussbericht.
- Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft, Springer Berlin Heidelberg, 2. Aufl., doi:10.1007/978-3-540-78592-7.
- Kotaich, K.; Sloop, S. (2009): RECYCLING - Lithium and Nickel-Metal Hydride Batteries, in Garche, J. (Ed.): *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, Elsevier, S. 188-198.
- Krawinkel, H. (2015): Die das Innovatoren-Dilemma Unternehmen motiviert und die Politik verstört, in *Zeitschrift für Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 1, S. 18-21.
- Krewitt, W.; Schlomann, B. (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Auftraggeber), durchgeführt von DLR Institut für Technische Thermodynamik und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI).

- Krickel, F. (2015): Digitalisierung in der Energiewirtschaft, S. 41-74, in Hecker, W.; Lau, C.; Müller, A. (Eds.): Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft, Springer Gabler.
- Leopoldina (Nationale Akademie der Wissenschaften); acatech (Deutsche Akademie der Technikwissenschaften); Akademienunion (Union der deutschen Akademien der Wissenschaften) (2016): Flexibility concepts for the German power supply in 2050. Ensuring Stability in the age of renewable energies.
- Lijesen, M. G. (2007): The real-time price elasticity of electricity, in *Energy Economics*, 29, S. 249-258, doi:10.1016/j.eneco.2006.08.008.
- Lieven, T. (2015): Policy measures to promote electric mobility - A global perspective, in *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 82, S. 78-93, doi:10.1016/j.tra.2015.09.008.
- Lindgren, J.; Lund, P. D. (2016): Effect of extreme temperatures on battery charging and performance of electric vehicles, in *Journal of Power Sources*, 328, S. 37-45, doi:10.1016/j.jpowsour.2016.07.038.
- Link, J.; Büttner, M.; Dallinger, D.; Richter, J. (2010): Optimisation algorithms for the charge dispatch of plug-in vehicles based on variable tariffs, Working paper sustainability and innovation, No. S3/2010.
- Linssen, J.; Stenzel, P.; Fler, J. (2015): Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles, in *Applied Energy*, 185, Part 2, S. 2019–2025, doi:10.1016/j.apenergy.2015.11.088.
- Lödl, M.; Kerber, G.; Witzmann, R.; Hoffmann, C.; Metzger, M. (2010): Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland, in 11. Symposium Energieinnovation, 10.-12.2.2010, Graz/Austria.
- Loges, H.; Bunk, M.; Engel, B. (2014): Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten für innovative Haushalte mit PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von hochaufgelösten Zeitreihen, in 13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz.
- Loisel, R.; Pasaoglu, G.; Thiel, C. (2014): Large-scale deployment of electric vehicles in Germany by 2030: An analysis of grid-to-vehicle and vehicle-to-grid concepts, in *Energy Policy*, 65, S. 432-443, doi:10.1016/j.enpol.2013.10.029.
- Lopes, M. A. R.; Henggeler Antunes, C.; Janda, K. B.; Peixoto, P.; Martins, N. (2016): The potential of energy behaviours in a smart(er) grid: Policy implications from a Por-

- tuguese exploratory study, in *Energy Policy*, 90, S. 233-245, doi:10.1016/j.enpol.2015.12.014.
- Lunz, B.; Yan, Z.; Gerschler, J. B.; Sauer, D. U. (2012): Influence of plug-in hybrid electric vehicle charging strategies on charging and battery degradation costs, in *Energy Policy*, 46, S. 511-519, doi:10.1016/j.enpol.2012.04.017.
- Luthander, R.; Widén, J.; Nilsson, D.; Palm, J. (2015): Photovoltaic self-consumption in buildings: A review, in *Applied Energy*, 142, S. 80-94, doi:10.1016/j.apenergy.2014.12.028.
- Lyon, T. P.; Michelin, M.; Jongejan, A.; Leahy, T. (2012): Is 'smart charging' policy for electric vehicles worthwhile? in *Energy Policy*, 41, S. 259-268, doi:10.1016/j.enpol.2011.10.045.
- Madina, C.; Zamora, I.; Zabala, E. (2016): Methodology for assessing electric vehicle charging infrastructure business models, in *Energy Policy*, 89, S. 284-293, doi:10.1016/j.enpol.2015.12.007.
- Mahmood, A.; Javaid, N.; Razaq, S. (2015): A review of wireless communications for smart grid, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, S. 248-260, doi:10.1016/j.rser.2014.08.036.
- Malhotra, A.; Battke, B.; Beuse, M.; Stephan, A.; Schmidt, T. (2016): Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 56, S. 705-721, doi:10.1016/j.rser.2015.11.085.
- Manssen, G. (2012): Die Zukunft der EEG-Umlage - weiter auf verfassungswidrigen Wegen? in *ET Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62, S. 49-51.
- Marano, V.; Onori, S.; Guezennec, Y.; Rizzoni, G.; Madella, N. (2009): Lithium-ion batteries life estimation for plug-in hybrid electric vehicles, in *IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2009. VPPC '09, S. 536 -543, doi:10.1109/VPPC.2009.5289803.
- Markel, T.; Brooker, A.; Gonder, J.; M. O Keefe; Simpson, A.; Thornton, M. (2006): *Plug-In Hybrid Vehicle Analysis*, National Renewable Energy Laboratory.
- Marongiu, A.; Roscher, M.; Sauer, D. U. (2015): Influence of the vehicle-to-grid strategy on the aging behavior of lithium battery electric vehicles, in *Applied Energy*, 137, S. 899-912, doi:10.1016/j.apenergy.2014.06.063.

- Massiani, J. (2015): Cost-Benefit Analysis of policies for the development of electric vehicles in Germany: Methods and results, in *Transport Policy*, 38, S. 19-26, doi:10.1016/j.tranpol.2014.10.005.
- Matschoss, P.; Töpfer, K. (2015): Der EEG-Fonds als ergänzendes Finanzierungsmodell für erneuerbare Energien, IASS Policy Brief 1/2015.
- Mauch, W.; Mezger, T.; Staudacher, T. (2009): Anforderungen an elektrische Energiespeicher - Stationärer und mobiler Einsatz, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
- McHenry, M. P. (2012): Are small-scale grid-connected photovoltaic systems a cost-effective policy for lowering electricity bills and reducing carbon emissions? A technical, economic, and carbon emission analysis, in *Energy Policy*, 45, S. 64-72, doi:10.1016/j.enpol.2012.01.036.
- McKenna, R.; Herbes, C.; Fichtner, W. (2015): Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1, S. 1-18, doi:10.1007/s12398-015-0164-1.
- Mileva, A.; Johnston, J.; Nelson, J. H.; Kammen, D. M. (2016): Power system balancing for deep decarbonization of the electricity sector, in *Applied Energy*, 162, S. 1001-1009, doi:10.1016/j.apenergy.2015.10.180.
- Morrissey, P.; Weldon, P.; O'Mahony, M. (2016): Future standard and fast charging infrastructure planning: An analysis of electric vehicle charging behaviour, in *Energy Policy*, 89, S. 257-270, doi:10.1016/j.enpol.2015.12.001.
- Möst, D. (2010): Energy economics and energy system analysis, Habil., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Möst, D.; Fichtner, W. (2009): Einführung zur Energiesystemanalyse. In: Möst, D. (Hrsg.); Fichtner, W.; Grunwald, A. (2009): *Energiesystemanalyse: Tagungsband des Workshops Energiesystemanalyse vom 27. November 2008 am KIT Zentrum Energie*, Karlsruhe, Universitätsverlag.
- Mültin, M. (2014): Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home, Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Munkhammar, J.; Bishop, J. D.; Sarralde, J. J.; Tian, W.; Choudhary, R. (2014): Household Electricity Use, Electric Vehicle Home-Charging and Distributed Photovoltaic Power Production in The City of Westminster, in *Energy and Buildings*, 86, S. 439-448, doi:10.1016/j.enbuild.2014.10.006.

- Munske, N. (2014): PV-Speicher-Systeme wirtschaftlich betreiben, in *EW Energiewirtschaft*, 11, S. 46-49.
- Mwasilu, F.; Justo, J. J.; Kim, E.-K.; Do, T. D.; Jung, J.-W. (2014): Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, S. 501-516, doi:10.1016/j.rser.2014.03.031.
- Narula, C. K.; Martinez, R.; Onar, O.; Starke, M. R.; Andrews, G. (2011): Economic Analysis of Deploying Used Batteries in Power Systems, Oak Ridge National Laboratory and UT-Battelle, Oak Ridge National Laboratory and UT-Battelle.
- Naunin, D. (Ed.) (2007): *Hybrid-, Batterie- und Brennstoffzellen-Elektrofahrzeuge: Technik, Strukturen und Entwicklungen*, expert-Verl., 4. Aufl.
- Nazri, G.-A.; Pistoia, G. (Eds.) (2009): *Lithium batteries: science and technology*, Springer, 1. softcover printing.
- Neubauer, J.; Pesaran, A. (2010): PHEV/EV Li-Ion Battery Second-Use Project, NREL National Renewable Energy Laboratory.
- Neubauer, J.; Pesaran, A. (2011): The ability of battery second use strategies to impact plug-in electric vehicle prices and serve utility energy storage applications, in *Journal of Power Sources*, 196, S. 10351-10358, doi:10.1016/j.jpowsour.2011.06.053.
- Neubauer, J. S.; Pesaran, A.; Williams, B.; Ferry, M.; Eyer, J. (2012): Techno-Economic Analysis Of PEV Battery Second Use: Repurposed-Battery Selling Price and Commercial and Industrial End-User Value, in 2012 SAE World Congress and Exhibition, 24.-26.04.2012, Detroit, Michigan.
- Neubauer, J.; Wood, E. (2014): The impact of range anxiety and home, workplace, and public charging infrastructure on simulated battery electric vehicle lifetime utility, in *Journal of Power Sources*, 257, S. 12-20, doi:10.1016/j.jpowsour.2014.01.075.
- Neupert, U.; Euting, T.; Kretschmer, T.; Notthoff, C.; Ruhlig, K.; Weimert, B. (2009): *Energiespeicher - Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*, Fraunhofer-Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen.
- Newsham, G. R.; Bowker, B. G. (2010): The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: A review, in *Energy Policy*, 38, S. 3289-3296, doi:10.1016/j.enpol.2010.01.027.

- Nicholls, A.; Sharma, R.; Saha, T. (2015): Financial and environmental analysis of rooftop photovoltaic installations with battery storage in Australia, in *Applied Energy*, 159, S. 252-264, doi:10.1016/j.apenergy.2015.08.052.
- Niegel, H.-J. (2010): E-Mobilität: Transport von Lithium-Batterien - Gefahrgutrechtliche Anforderungen im internationalen Straßen-, See- und Luftverkehr, Gefahrgutbeauftragter Daimler.
- Niessen, E.; Alkemade, F. (2016): How is value created and captured in smart grids? A review of the literature and an analysis of pilot projects, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, S. 629-638, doi:10.1016/j.rser.2015.08.069.
- Nikolain, A.; de Hoog, J.; Fleurbaey, K. (2014): Classification of Electric modelling and Characterization methods of Lithium-ion Batteries for Vehicle Applications, in *European Electric Vehicle Congress*.
- Nobis, P.; Samweber, F.; Fischhaber, S. (2015): PV-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen und Hausspeichersystemen, in 9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT).
- Nolan, S.; O'Malley, M. (2015): Challenges and barriers to demand response deployment and evaluation, in *Applied Energy*, 152, S. 1-10, doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.083.
- Nottrott, A.; Kleissl, J.; Washom, B. (2013): Energy dispatch schedule optimization and cost benefit analysis for grid-connected, photovoltaic-battery storage systems, in *Renewable Energy*, 55, S. 230-240, doi:10.1016/j.renene.2012.12.036.
- NPE (Nationale Plattform Elektromobilität) (2014): Die Deutsche Normungs-Roadmap Elektromobilität - Version 3.0.
- NPE (Nationale Plattform Elektromobilität) (2014a): Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Marktvorbereitung.
- NPE (Nationale Plattform Elektromobilität) (2015): Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015.
- N-TV (2015): Platzt der Traum vom Super-Akku für Autos? Interview mit Batterie-Forscher Dirk Uwe Sauer, <http://www.n-tv.de/15809796>, 31.08.2015.
- Ntziachristos, L.; Mellios, G.; Tsokolis, D.; Keller, M.; Hausberger, S.; Ligterink, N.; Dilara, P. (2014): In-use vs. type-approval fuel consumption of current passenger cars in Europe, in *Energy Policy*, 67, S. 403-411, doi:10.1016/j.enpol.2013.12.013.
- Nunes, P.; Farias, T.; Brito, M. C. (2015): Enabling solar electricity with electric vehicles smart charging, in *Energy*, 87, S. 10-20, doi:10.1016/j.energy.2015.04.044.

- Nykvist, B.; Nilsson, M. (2015): Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles, in *Nature Climate Change*, 5, S. 329-332, doi:10.1038/nclimate2564.
- Obi, M.; Bass, R. (2016): Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems - A review, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, S. 1082-1094, doi:10.1016/j.rser.2015.12.289.
- O'Connell, N.; Pinson, P.; Madsen, H.; O'Malley, M. (2014): Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, S. 686-699, doi:10.1016/j.rser.2014.07.098.
- Omar, N.; Bossche, P. v.d.; Coosemans, T.; Mierlo, J. V. (2013): Peukert Revisited - Critical Appraisal and Need for Modification for Lithium-Ion Batteries, in *Energies*, 6, S. 5625-5641, doi:10.3390/en6115625.
- Ordoñez, J.; Gago, E.; Girard, A. (2016): Processes and technologies for the recycling and recovery of spent lithium-ion batteries, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60, S. 195-205, doi:10.1016/j.rser.2015.12.363.
- Orlamünder, H. (2009): *Der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik in Stromnetzen - ein Nachhaltiges Energieinformationsnetz*, Stiftungsreihe 85, Alcatel-Lucent Stiftung.
- Oviedo, R. M.; Fan, Z.; Gormus, S.; Kulkarni, P. (2014): A residential PHEV load coordination mechanism with renewable sources in smart grids, in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 55, S. 511-521, doi:10.1016/j.ijepes.2013.10.002.
- Ozbaflı, A.; Jenkins, G. P. (2015): The willingness to pay by households for improved reliability of electricity service in North Cyprus, in *Energy Policy*, 87, S. 359-369, doi:10.1016/j.enpol.2015.09.014.
- Paetz, A.-G.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2010): *Smart Home & E-Mobility - Auswirkungen von Anreizsystemen*, in VDE Kongress E-Mobility, 8.-9.11.2010, Leipzig.
- Paetz, A.-G.; Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2011): *Erfahrungen mit dynamischen Tarifkonzepten im intelligenten Haus*, in Tagungsband VDE Kongress 2011.
- Paetz, A.-G.; Kaschub, T.; Kopp, M.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2012): *Monetäre Anreize zur Steuerung der Ladelast von Elektrofahrzeugen - eine modellgestützte Optimierung*, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37, S. 1-12, doi:10.1007/s12398-012-0095-z.
- Paetz, A.-G.; Dütschke, E.; Fichtner, W. (2012a): *Smart Homes as a Means to Sustainable Energy Consumption: A Study of Consumer Perceptions*, in *Journal of Consumer Policy*, Springer US, 35, S. 23-41, doi:10.1007/s10603-011-9177-2.

- Paetz, A.-G.; Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2012b): Demand Response with Smart Homes and Electric Scooters - An Experimental Study on User Acceptance, in ACEEE 2012 Summer Study Proceedings.
- Paetz, A.-G.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2012c): Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen? Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz, in 12. Symposium Energieinnovation.
- Paetz, A.-G.; Kaschub, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013): Load-Shifting Potentials in Households including Electric Mobility - a Comparison of User Behaviour with Modeling Results, in 10th International Conference on European Energy Markets, Stockholm 2013, doi:10.1109/EEM.2013.6607324.
- Papst Franziskus (2015): Enzyklika *Laudato Si'*, Über die Sorge für das gemeinsame Haus.
- Paschen, M. (2016): Dynamic Analysis of the German Day-Ahead Electricity Spot Market, in *Energy Economics*, 59, S. 118-128, doi:10.1016/j.eneco.2016.07.019.
- Patry, G.; Romagny, A.; Martinet, Sé.; Froelich, D. (2014): Cost modeling of lithium-ion battery cells for automotive applications, in *Energy Science & Engineering*, 3, S. 71-82, doi:10.1002/ese3.47.
- Peht, M.; Helms, H.; Lambrecht, U.; Dallinger, D.; Wietschel, M.; Heinrichs, H.; Kohrs, R.; Link, J.; Trommer, S.; Pollok, T.; Behrens, P. (2011): Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, doi:10.1007/s12398-011-0056-y.
- Pérez-Arriaga, I. J.; Montero, F. P.; Odéris, F. J. R. (2002): Benchmark of Electricity Transmission Tariffs, prepared for the DG TREN / European Commission.
- Pesaran, A. (2007): Battery Choices and Potential Requirements for Plug-In Hybrids, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Plug-In Hybrid Electric Truck Workshop, Hybrid Truck Users Forum, Los Angeles, CA, 13.02.2007.
- Peters, J. F.; Baumann, M.; Zimmermann, B.; Braun, J.; Weil, M. (2017): The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, S. 491-506, doi:10.1016/j.rser.2016.08.039.
- Peterson, S. B.; Apt, J.; Whitacre, J.F. (2010): Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization, in *Journal of Power Sources*, 195, S. 2385-2392, doi:10.1016/j.jpowsour.2009.10.010.

- Petit, M.; Prada, E.; Sauvant-Moynot, V. (2016): Development of an empirical aging model for Li-ion batteries and application to assess the impact of Vehicle-to-Grid strategies on battery lifetime, in *Applied Energy*, 172, S. 398-407, doi:10.1016/j.apenergy.2016.03.119.
- Pierpoint, L. M. (2016): Harnessing electricity storage for systems with intermittent sources of power: Policy and R&D needs, in *Energy Policy*, 96, S. 751-757, doi:10.1016/j.enpol.2016.04.032.
- Pistoia, G. (2009): *Battery operated devices and systems - From Portable electronics to industrial products*, Elsevier.
- Plötz, P.; Gnann, T.; Wietschel, M. (2014): Modelling market diffusion of electric vehicles with real world driving data - Part I: Model structure and validation, in *Ecological Economics*, 107, S. 411-421, doi:10.1016/j.ecolecon.2014.09.021.
- Plötz, P.; Schneider, U.; Globisch, J.; Dütschke, E. (2014): Who will buy electric vehicles? Identifying early adopters in Germany, in *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 67, S. 96-109, doi:10.1016/j.tra.2014.06.006.
- Polzer, S.; Schulz, C.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2013): Anforderungen an die Logistik von Hochvolt Lithium-Ionen-Batterien, *Internationales Verkehrswesen*, in *Internationales Verkehrswesen*, 65(3), S. 32-35.
- Poudineh, R.; Jamasb, T. (2014): Distributed generation, storage, demand response and energy efficiency as alternatives to grid capacity enhancement, in *Energy Policy*, 67, S. 222-231, doi:10.1016/j.enpol.2013.11.073.]
- Poullikkas, A. (2015): Sustainable options for electric vehicle technologies, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, S. 1277-1287, doi:10.1016/j.rser.2014.09.016.
- Pregger, T.; de Tena, D. L.; Schmid, S.; Wille-Haussmann, B.; Pollok, T.; Sowa, T. (2013): Optimierte Integration der Elektromobilität in das Stromversorgungssystem bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(4), S. 297-306, doi:10.1007/s12398-013-0116-6.
- pv magazine (2015): Marktübersicht Home-Speicher, in *pv magazine Deutschland*, Juni.
- Pyrgou, A.; Kylili, A.; Fokaides, P. A. (2016): The future of the Feed-in Tariff (FiT) scheme in Europe: The case of photovoltaics, in *Energy Policy*, 95, S. 94-102, doi:10.1016/j.enpol.2016.04.048.
- Quaschnig, V. (2013): *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Simulation*, Hanser Verlag.

- RAC (Royal Automobile Club Foundation for Motoring); UKPIA (UK Petroleum Industry Association) (2013): Powering Ahead - The future of low-carbon cars and fuels.
- Radgen, P. (2007): Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, Bundesministerium für Umwelt, N. u. R. & Umweltbundesamt (Hrsg.).
- Ratnam, E. L.; Weller, S. R.; Kellett, C. M. (2015): An optimization-based approach to scheduling residential battery storage with solar PV: Assessing customer benefit, in *Renewable Energy*, 75, S. 123-134, doi:10.1016/j.renene.2014.09.008.
- Reddy, P. J. (2010): Science & technology of photovoltaics, CRC Press.
- Reddy, T. B.; Linden, D. (Eds.) (2011): Lindens handbook of batteries, McGraw-Hill, 4. Aufl.
- ref-e; mercados; indra (2015): Study on tariff design for distribution systems, prepared for the DG for Energy / European Commission.
- Rezania, R.; Prüggl, W. (2012): Feasibility analysis of second life applications for Li-Ion cells used in electric powertrain using environmental indicators, in 9th International Conference on the European Energy Market (EEM), 10.-12.05.2012, Florenz, S. 1-8, doi:10.1109/EEM.2012.6254771.
- Rezania, R.; Prüggl, W. (2013): Wirtschaftliche Bewertung der Teilnahme eines stationären Speichersystems an den Regelenergiemärkten Österreichs, in *Informatik-Spektrum*, 1, S. 69-77.
- Rhodes, J. D.; Cole, W. J.; Upshaw, C. R.; Edgar, T. F.; Webber, M. E. (2014): Clustering analysis of residential electricity demand profiles, in *Applied Energy*, 1, S. 461-471, doi:10.1016/j.apenergy.2014.06.069.
- Richardson, D. B. (2013): Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 19, S. 247-254, doi:10.1016/j.rser.2012.11.042.
- Ried, S.; Jochem, P.; Fichtner, W. (2015): Profitability of Photovoltaic Battery Systems Considering Temporal Resolution, in 12th International Conference on European Energy Market (EEM), Lisbon, Portugal, 19.-22.05.2015.
- RMI (Rocky Mountain Institute) (2015): The Economics of Demand Flexibility.
- RMI (Rocky Mountain Institute); HOMER Energy; Cohn Reznick Think Energy (2014): The Economics of Grid Defection.
- RMI (Rocky Mountain Institute); HOMER Energy (2015): The Economics of Load Defection.

- Robinson, A.; Blythe, P.; Bell, M.; Hübner, Y.; Hill, G. (2013): Analysis of electric vehicle driver recharging demand profiles and subsequent impacts on the carbon content of electric vehicle trips, in *Energy Policy*, 61, S. 337-348, doi:10.1016/j.enpol.2013.05.074.
- Rosenkranz, C. A.; Köhler, U.; Liska, J.-L. (2007): Battery Systems for the Growing and Diversified Hybrid Electric Vehicle Market - Neue elektrische Antriebskonzepte für Hybridfahrzeuge, in *Haus der Technik Essen, Haus der Technik Fachbuch Band 80*.
- Rosenthal, R. E. (2015): *GAMS - A User's Guide*, GAMS Development Corp.
- Rudolf, V.; Papastergiou, K. D. (2013): Financial analysis of utility scale photovoltaic plants with battery energy storage, in *Energy Policy*, 63, S. 139-146, doi:10.1016/j.enpol.2013.08.025.
- Ruppert, M.; Hayn, M.; Bertsch, V.; Fichtner, W. (2016): Impact of residential electricity tariffs with variable energy prices on low voltage grids with photovoltaic generation, in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 79, S. 161-171, doi:10.1016/j.ijepes.2016.01.017.
- Salah, F.; Ilg, J. P.; Flath, C. M.; Basse, H.; Dinther, C. v. (2015): Impact of electric vehicles on distribution substations: A Swiss case study, in *Applied Energy*, 137, S. 88-96, doi:10.1016/j.apenergy.2014.09.091.
- Sandoval, D.; Leibundgut, H. (2014): Introduction of electrical batteries in the operation of LowEx buildings, in *Energy and Buildings*, 81, S. 105-114, doi:10.1016/j.enbuild.2014.06.012.
- Santos, J. M.; Moura, P. S.; Almeida, A. T. d. (2014): Technical and economic impact of residential electricity storage at local and grid level for Portugal, in *Applied Energy*, 128, S. 254-264, doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.054.
- Sarasketa-Zabala, E.; Gandiaga, I.; Rodriguez-Martinez, L. M.; Villarreal, I. (2014): Calendar ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions, in *Journal of Power Sources*, 272, S. 45-57, doi:10.1016/j.jpowsour.2014.08.051.
- Sarrias-Mena, R.; Fernandez-Ramirez, L. M.; Garcia-Vazquez, C. A.; Jurado, F. (2014): Improving grid integration of wind turbines by using secondary batteries, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, S. 194-207, doi:10.1016/j.rser.2014.03.001.

- Satchwell, A.; Mills, A.; Barbose, G. (2015): Quantifying the financial impacts of net-metered PV on utilities and ratepayers, in *Energy Policy*, 80, S. 133-144, doi:10.1016/j.enpol.2015.01.043.
- Schäfer, A.; Wienen, B.; Moser, A. (2012): Alternative Vergütungsmodelle Regenerativer Erzeugungsanlagen, in 12. Symposium Energieinnovation, 15.-17.2.2012, Graz/Austria.
- Schäfer, T. (2009): Batterietechnologie: Trends, Entwicklungen, Anwendungen, in 3. Expertentreffen Energiemetropole Leipzig.
- Schäfer, T. (2009a): Li-Tec Battery - made in Germany! Large scale Li-ion batteries for industrial and automotive applications, in *Life needs Power*.
- Schäuble, J.; Balaban, S.; Krasselt, P.; Jochem, P.; Özkan, M.; Schellhas-Mende, F.; Fichtner, W.; Thomas, L.; Raabe, O. (2016): Vergleichsstudie von Systemansätzen für das Schnellladen von Elektrofahrzeugen, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Working Paper Series in Production and Energy, 13, Karlsruhe, doi:10.5445/IR/1000053148.
- Schieferdecker, B.; C., F.; Meyer H. and Adam, T. (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile, VDEW-Materialien M-28/1999.
- Schill, W.-P.; Gerbaulet, C. (2015): Power system impacts of electric vehicles in Germany: Charging with coal or renewables? In *Applied Energy*, 156, S. 185-196, doi:10.1016/j.apenergy.2015.07.012.
- Schmalstieg, J.; Käbitz, S.; Ecker, M.; Sauer, D. U. (2013): From Accelerated Aging Tests to a Lifetime Prediction Model: Analyzing Lithium-Ion Batteries, in 27th Electric Vehicle Symposium (EVS), Barcelona, Spain, 17.-20.11.2013.
- Schmidt, J. P. (2013): Verfahren zur Charakterisierung und Modellierung von Lithium-Ionen Zellen, Diss., Karlsruher Institut für Technologie, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik (ETIT), KIT Scientific Publishing, doi:10.5445/KSP/1000036622.
- Schmiegel, A. U. (2014): Die Leiden des Alters, in *pv magazine*, 2014, S. 12-16.
- Schmiegel, A. U. (2014a): Ertragsobergrenzen von PV-Speichersystemen unterschiedlicher Systemkonfiguration, Bosch Power Tec GmbH.
- Schmiegel, A. U.; Kleine, A. (2014): Optimized Operation Strategies for PV Storages Systems Yield Limitations, Optimized Battery Configuration and the Benefit of a Perfect Forecast, in *Energy Procedia*, 46, S. 104-113, doi:10.1016/j.egypro.2014.01.163.

- Schneider, E. L.; Oliveira, C. T.; Brito, R. M.; Malfatti, C. F. (2014): Classification of discarded NiMH and Li-Ion batteries and reuse of the cells still in operational conditions in prototypes, in *Journal of Power Sources*, 262, S. 1-9, doi:10.1016/j.jpowsour.2014.03.095.
- Schönfelder, M. (2013): Optimierung des Einsatzes brennstoffzellenbasierter Mikro-KWK-Anlagen unter Berücksichtigung des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen, Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Schraven, S.; Kley, F.; Wietschel, M. (2011): Induktives Laden von Elektromobilen - Eine techno-oekonomische Bewertung, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, doi:10.1007/s12398-010-0040-y.
- Schreiber, M.; Wainstein, M. E.; Hochloff, P.; Dargaville, R. (2015): Flexible electricity tariffs: Power and energy price signals designed for a smarter grid, in *Energy*, 93, Part 2, S. 2568-2581, doi:10.1016/j.energy.2015.10.067.
- Schühle, F. (2014): Die Marktdurchdringung der Elektromobilität in Deutschland: eine Akzeptanz- und Absatzprognose, Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Hampp, 1. Aufl.
- Schuller, A. (2013): Electric vehicle charging coordination: Economics of renewable energy integration, Diss., Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften.
- Schurre, S. (2014): Variable Tarife aus dem Blickwinkel der Lastverlagerung, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 6, S. 53-57.
- Schuster, S. F.; Bach, T.; Fleder, E.; Müller, J.; Brand, M.; SEXTL, G.; Jossen, A. (2015): Nonlinear aging characteristics of lithium-ion cells under different operational conditions, in *Journal of Energy Storage*, 1, S. 44-53, doi:10.1016/j.est.2015.05.003.
- Schwab, A. J. (Ed.) (2009): *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, Springer Berlin Heidelberg, 2. Aufl., doi:10.1007/978-3-540-92227-8.
- Sfikas, E.; Katsigiannis, Y.; Georgilakis, P. (2015): Simultaneous capacity optimization of distributed generation and storage in medium voltage microgrids, in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67, S. 101-113, doi:10.1016/j.ijepes.2014.11.009.

- Shafiei, A.; Momeni, A.; Williamson, S. (2011): Battery modeling approaches and management techniques for Plug-in Hybrid Electric Vehicles, in 2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), S. 1-5, doi:10.1109/VPPC.2011.6043191.
- Shahnia, F.; Majumder, R.; Ghosh, A.; Ledwich, G.; Zare, F. (2011): Voltage imbalance analysis in residential low voltage distribution networks with rooftop PVs, in Electric Power Systems Research, 81, S. 1805-1814, doi:10.1016/j.epsr.2011.05.001.
- Shariatzadeh, F.; Mandal, P.; Srivastava, A. K. (2015): Demand response for sustainable energy systems: A review, application and implementation strategy, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 45, S. 343-350, doi:10.1016/j.rser.2015.01.062.
- Sharma, I.; Canizares, C.; Bhattacharya, K. (2014): Smart Charging of PEVs Penetrating Into Residential Distribution Systems, in IEEE Transactions on Smart Grid, 5, S. 1196-1209, doi:10.1109/TSG.2014.2303173.
- Shindell, D. T. (2015): The social cost of atmospheric release, in Climatic Change, 130, S. 313-326, doi:10.1007/s10584-015-1343-0.
- Siano, P. (2014): Demand response and smart grids - A survey, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30, S. 461-478, doi:10.1016/j.rser.2013.10.022.
- Sieg, M. (2013): Speicher satt - Batteriesysteme, in pv magazine, 1, S. 52-95.
- Simshauser, P. (2016): Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs, in Energy Economics, 54, S. 108-122, doi:10.1016/j.eneco.2015.11.011.
- Smith, A. M.; Brown, M. A. (2015): Demand response: A carbon-neutral resource? in Energy, 85, S. 10-22, doi:10.1016/j.energy.2015.02.067.
- Solarquotes (2016): Solar Battery Storage Comparison Table, March 2016, <https://www.solarquotes.com.au/battery-storage/comparison-table/>, 30.03.2016.
- Speirs, J.; Contestabile, M.; Houari, Y.; Gross, R. (2014): The future of lithium availability for electric vehicle batteries, in Renewable and Sustainable Energy Reviews, 35, S. 183-193, doi:10.1016/j.rser.2014.04.018.
- Spring, E. (2003): Elektrische Energienetze : Energieübertragung und -verteilung, VDE-Verlag.
- Stadler, I. (2008): Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response, in Utilities Policy, 16, S. 90- 98, doi:10.1016/j.jup.2007.11.006.

- Stephan, A.; Battke, B.; Beuse, M. D.; Clausdeinken, J. H.; Schmidt, T. (2016): Limiting the public cost of stationary battery deployment by combining applications, in *Nature Energy*, 1, 16079, doi:10.1038/nenergy.2016.79.
- Stenzel, P.; Kuckshinrichs, W.; Linssen, J.; Busch, F. (2015): Einzelwirtschaftliche Betrachtung von Photovoltaik-Batteriespeichersystemen, in *Zeitschrift für Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 08, S. 20-25.
- Sterner, M.; Stadler, I. (Eds.) (2014): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Vieweg, doi:10.1007/978-3-642-37380-0.
- Steurer, M.; Bothor, S.; Hufendiek, K. (2015): Flexibilisierung der Haushaltsnachfrage durch ein Photovoltaik-Batteriespeichersystem und ein Elektrofahrzeug, VDI Verlag, *Optimierung in der Energiewirtschaft*, VDI Berichte 2266, S. 205-230.
- Stöckl, G.; Witzmann, R.; Eckstein, J. (2011): Analyzing the Capacity of Low Voltage Grids for Electric Vehicles, in *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, doi:10.1109/EPEC.2011.6070236.
- Stokke, A. V.; Doorman, G. L.; Ericson, T. (2010): An analysis of a demand charge electricity grid tariff in the residential sector, in *Energy Efficiency*, 3, S. 267-282, doi:10.1007/s12053-009-9071-9.
- Stötzer, M. (2012): *Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen Potenzialanalyse und Bewertung*, Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.
- SWKA (Stadtwerke Karlsruhe) (2010): *Umwelterklärung 2010 mit Klimareport*.
- Tarroja, B.; Zhang, L.; Wifvat, V.; Shaffer, B.; Samuelsen, S. (2016): Assessing the stationary energy storage equivalency of vehicle-to-grid charging battery electric vehicles, in *Energy*, 106, S. 673-690, doi:10.1016/j.energy.2016.03.094.
- Taylor, T. N.; Schwarz, P. M. (1986): A Residential Demand Charge: Evidence from the Duke Power Time-of-Day Pricing Experiment, in *The Energy Journal*, 7(2), S. 135-151.
- Telaretti, E.; Graditi, G.; Ippolito, M.; Zizzo, G. (2016): Economic feasibility of stationary electrochemical storages for electric bill management applications: The Italian scenario, in *Energy Policy*, 94, S. 126-137, doi:10.1016/j.enpol.2016.04.002.
- The EV project (2013): *How do PEV owners respond to time-of-use rates while charging EV Project vehicles?* von ECOTality und Idaho National Laboratory.
- Thiel, C.; Schmidt, J.; Van Zyl, A.; Schmid, E. (2014): Cost and well-to-wheel implications of the vehicle fleet CO₂ emission regulation in the European Union, in *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 30, S. 1-11, doi:10.1016/j.trd.2014.05.002.

- tation Research Part A: Policy and Practice, 63, S. 25-42, doi:10.1016/j.tra.2014.02.018.
- Thielmann, A.; Sauer, A.; Wietschel, M. (2015): Gesamt-Roadmap Lithium-Ionen-Batterien 2030, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI.
- Thielmann, A.; Sauer, A.; Wietschel, M. (2015a): Gesamt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI.
- Thielmann, A.; Sauer, A.; Wietschel, M. (2015b): Gesamt-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung ISI.
- Tietge, U.; Zacharof, N.; Mock, P.; Franco, V.; German, J.; Bandivadekar, A.; Ligterink, N.; Lambrecht, U. (2015): From laboratory to road: A 2015 update of official and "real-world" fuel consumption and CO₂ values for passenger cars in Europe, ICCT White Paper von ICCT, TNO und IFEU.
- Tong, S. J.; Same, A.; Kootstra, M. A.; Park, J. W. (2013): Off-grid photovoltaic vehicle charge using second life lithium batteries: An experimental and numerical investigation, in *Applied Energy*, 104, S. 740-750, doi:10.1016/j.apenergy.2012.11.046.
- Tveten, A. G.; Bolkesjö, T. F.; Martinsen, T.; Hvarnes, H. (2013): Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market, in *Energy Policy*, 61, S. 761-770, doi:10.1016/j.enpol.2013.05.060.
- UBA (Umweltbundesamt) (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012, CLIMATE CHANGE 07/2013.
- UBA (Umweltbundesamt) (2014): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger - Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013, CLIMATE CHANGE 29/2014.
- UBA (Umweltbundesamt) (2014a): Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung - Anhang B der "Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten".
- UBA (Umweltbundesamt) (2015): Daten zur Umwelt 2015.
- UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) (2009): Operation Handbook: Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, V3.0.
- Uhrig, M.; König, S.; Suriyah, M. R.; Leibfried, T. (2016): Lithium-based vs. Vanadium Redox Flow Batteries - A Comparison for Home Storage Systems, in *International Renewable Energy and Storage (IRES)*, Düsseldorf.

- UMSICHT (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik) (2015): Abschlussbericht Metastudie Energiespeicher, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- UN (United Nations) (1998): The Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change (UNCCC), Kyoto, 11.12.1997.
- UN (United Nations) (2015): Adoption of the Paris agreement - Draft decision -/CP.21, Conference of the Parties, Twenty-first session, Paris, 30.11.-11.12.2015.
- Van den Bossche, P.; Vergels, F.; Van Mierlo, J.; Matheys, J.; Van Autenboer, W. (2006): SUBAT: An assessment of sustainable battery technology, in Journal of Power Sources, 162, S. 913-919, doi:16/j.jpowsour.2005.07.039.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2008): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, Energietechnische Gesellschaft (ETG) im VDE.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2012): Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2012a): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2012b): Energieinformationsnetze und -systeme - TEIL A - Verteilnetzautomatisierung im Smart Grid.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2012c): Energieinformationsnetze und -systeme - TEIL B - Künftige Geschäftsmodelle für Verteilungsbetreiber im Smart Grid der Zukunft.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2013): Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2013a): Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2014): Regionale Flexibilitätsmärkte.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2014a): Smart Grid Security.

- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2015): Kompendium: Li-Ionen-Batterien - Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen, BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car - Smart Grid - Smart Traffic.
- VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) (2016): Vision IKT für Elektromobilität: Szenarien, Basisinnovationen und Expertenbewertung, im BMWi Förderprogramm IKT für Elektromobilität II: Smart Car - Smart Grid - Smart Traffic.
- VDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2007): Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, Verband der Netzbetreiber VDN beim VDEW.
- VDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft); VDN (Verband der Netzbetreiber) (2007): Gesamt-Kalkulationsleitfaden zur Ermittlung von Netzentgelten.
- VDI (Verein Deutscher Ingenieure) (2015): Regenerative Energien in Deutschland 2015 – Statusreport.
- VDI (Verein Deutscher Ingenieure); DVGW (Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches); DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE); DIN (Deutsches Institut für Normung) (2016): Deutsche Normungsroadmap Energiespeicher.
- VDI nachrichten (2014): Risiko Solarspeicher: "Einfamilienhäuser werden brennen", in VDI nachrichten, 21 (2014).
- VDI nachrichten (2016): Deutsche Solarbranche schaut ins Ausland, in VDI nachrichten, 2016, 24 (17.06.2016), S. 19.
- VDMA (Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau) (2014): Roadmap Batterie-Produktionsmittel 2030, VDMA Industriekreis Batterieproduktion; PEM der RWTH Aachen und Fraunhofer ISI.
- VDN (Verband der Netzbetreiber) (2007): TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- Vetter, J.; Novak, P.; Wagner, M.; Veit, C.; Moeller, K.-C.; Besenhard, J.; Winter, M.; Wohlfahrt-Mehrens, M.; Vogler, C.; Hammouche, A. (2005): Ageing mechanisms in lithium-ion batteries, in Journal of Power Sources, 147, S. 269-281, doi:10.1016/j.jpowsour.2005.01.006.
- Vliet, O. van; Brouwer, A. S.; Kuramochi, T.; van den Broek, M.; Faaij, A. (2011): Energy use; cost and CO2 emissions of electric cars, in Journal of Power Sources, 196, S. 2298 - 2310, doi:10.1016/j.jpowsour.2010.09.119.

- Waldmann, P.; Bhandari, R. (2014): Vergleichende Analyse der technisch-wirtschaftlichen Bedingungen von PV-Anlagen Mit Süd- und Ost-West-Ausrichtung, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 38, S. 27-36, doi:10.1007/s12398-013-0123-7.
- Wang, J.; Liu, P.; Hicks-Garner, J.; Sherman, E.; Soukiazian, S.; Verbrugge, M.; Tataria, H.; Musser, J.; Finamore, P. (2011): Cycle-life model for graphite-LiFePO₄ cells, in *Journal of Power Sources*, 196, S. 3942-3948, doi:10.1016/j.jpowsour.2010.11.134.
- Wang, D.; Coignard, J.; Zeng, T.; Zhang, C.; Saxena, S. (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.
- Weiller, C. (2011): Plug-in hybrid electric vehicle impacts on hourly electricity demand in the United States, in *Energy Policy*, 39, S. 3766-3778, doi:10.1016/j.enpol.2011.04.005.
- Weldon, P.; Morrissey, P.; O'Mahony, M. (2016): Environmental impacts of varying electric vehicle user behaviours and comparisons to internal combustion engine vehicle usage – An Irish case study, in *Journal of Power Sources*, 319, S. 27-38, doi:10.1016/j.jpowsour.2016.04.051.
- Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2013): Sizing and grid integration of residential PV battery systems, in 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES), Berlin.
- Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2014): Sizing of Residential PV Battery Systems, in *Energy Procedia*, 46, S. 78-87, doi:10.1016/j.egypro.2014.01.160.
- Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2015): Reaktionsvermögen von Solarstromspeichern, in *pv magazine Deutschland*, Juni, S. 50-52.
- Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2015a): Solarspeicherstudie: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin.
- Wenzl, H. (2009): BATTERIES - Self-Discharge, in Garche, J. (Ed.): *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*, Elsevier, S. 407-412.
- Weyhe, R. (2010): EOL Li-Ion: Anforderungen aus Sicht der Recyclingindustrie, in 2. Tagung, Kraftwerk Batterie, 1./2.2.2010, Mainz.
- Wietschel, M.; Ullrich, S.; Markewitz, P.; Schulte, F.; Genoese, F. (Eds.) (2015): *Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*, Springer Fachmedien Wiesbaden, 1 doi:10.1007/978-3-658-07129-5.

- WIK (Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste) (2015): Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten, im Auftrag der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. (vzbv).
- Winkler, J.; Keles, D.; Renz, L.; Sensfuß, F.; Fichtner, W. (2013): Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland, in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(4), S. 233-248, doi:10.1007/s12398-013-0114-8.
- Winsel, A. (1992): Elektrochemische Stromquellen, in Kahlen, H. (Ed.): *Batterien*, Vulkan-Verl., S. 5-21.
- Wirth, H. (2015): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE.
- WM-BW (Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg); IAO (Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation); WRS (Wirtschaftsförderung Region Stuttgart GmbH) (2010): *Strukturstudie BWe mobil - Baden-Württemberg auf dem Weg in die Elektromobilität*
- Wohlfahrt-Mehrens, M. (2011): Energiespeicher für die Elektromobilität: Stand der Technik und Perspektiven, in *DPG Frühjahrstagung, Arbeitskreis Energie*, Dresden, 14.03.2011.
- Wollersheim, O.; Gutsch, A. (2015): Transparenz ist gefragt, in *pv magazine Deutschland*, Juni, S. 53-57.
- Wu, G.; Inderbitzin, A.; Bening, C. (2015): Total cost of ownership of electric vehicles compared to conventional vehicles: A probabilistic analysis and projection across market segments, in *Energy Policy*, 80, S. 196-214.
- Yong, J. Y.; Ramachandaramurthy, V. K.; Tan, K. M.; Mithulananthan, N. (2015): A review on the state-of-the-art technologies of electric vehicle, its impacts and prospects, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, S. 365-385, doi:10.1016/j.rser.2015.04.130.
- Yoshida, A.; Sato, T.; Amano, Y.; Ito, K. (2015): Impact of electric battery degradation on cost- and energy-saving characteristics of a residential photovoltaic system, in *Energy and Buildings*, 1, S. 1-8, doi:10.1016/j.enbuild.2015.08.036.
- Yoza, A.; Yona, A.; Senjyu, T.; Funabashi, T. (2014): Optimal capacity and expansion planning methodology of PV and battery in smart house, in *Renewable Energy*, 69, S. 25-33, doi:10.1016/j.renene.2014.03.030.

- Zakeri, B.; Syri, S. (2015): Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, S. 569-596, doi:10.1016/j.rser.2014.10.011.
- Zhang, C.-Q.; Wang, T. (2005): Clustering Analysis of Electric Power User Based on the Similarity Degree of Load Curve, in *Fourth International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, Guangzhou, 18.-21.08.2005.
- Zhang, Q.; Tezuka, T.; Ishihara, K. N.; Mclellan, B. C. (2012): Integration of PV power into future low-carbon smart electricity systems with EV and HP in Kansai Area, Japan, in *Renewable Energy*, 44, S. 99-108, doi: 10.1016/j.renene.2012.01.003.
- Zhang, Q.; White, R. E. (2008): Capacity fade analysis of a lithium ion cell, in *Journal of Power Sources*, 179, S. 793 - 798, doi: 10.1016/j.jpowsour.2008.01.028.
- Zhang, S.; Wu, Y.; Liu, H.; Huang, R.; Un, P.; Zhou, Y.; Fu, L.; Hao, J. (2014): Real-world fuel consumption and CO₂ (carbon dioxide) emissions by driving conditions for light-duty passenger vehicles in China, in *Energy*, 69, S. 247-257, doi:10.1016/j.energy.2014.02.103.
- Zhao, J.; Kucuksari, S.; Mazhari, E.; Son, Y.-J. (2013): Integrated analysis of high-penetration PV and PHEV with energy storage and demand response, in *Applied Energy*, 112, S. 35-51, doi:10.1016/j.apenergy.2013.05.070.
- Zheng, M.; Meinrenken, C. J.; Lackner, K. S. (2014): Agent-based model for electricity consumption and storage to evaluate economic viability of tariff arbitrage for residential sector demand response, in *Applied Energy*, 126, S. 297-306, doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.022.
- Zhuk, A.; Zeigarnik, Y.; Buzoverov, E.; Sheindlin, A. (2016): Managing peak loads in energy grids: Comparative economic analysis, in *Energy Policy*, 88, S. 39-44, doi:10.1016/j.enpol.2015.10.006.
- Zierdt, T.; Lang, D.; Rummeni, J. (2011): Lastvariable Tarifmodelle in Privathaushalten - reine Theorie oder praxistaugliche Zukunft? in *Internationaler ETG-Kongress 2011*, VDE Verlag GmbH, Offenbach.
- ZIV (Zweirad-Industrie-Verband) (2016): Zahlen – Daten – Fakten zum Deutschen Fahrradmarkt 2015, Pressemitteilung 08.03.2016.
- ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg); Fraunhofer IWES (Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik); Bosch & Partner; GfK (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts

2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie, im Auftrag vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg) (2010): Lithium - begehrter Rohstoff der Zukunft.

ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg) (2016): Zahl der Elektroautos weltweit auf 1,3 Millionen gestiegen, Pressemeldung vom 26.02.2016.

Zucker, A.; Hinchliffe, T. (2014): Optimum sizing of PV-attached electricity storage according to power market signals - A case study for Germany and Italy, in Applied Energy, 127, S. 141-155, doi:10.1016/j.apenergy.2014.04.038.

Anhang

A Quellcode des Modells SpeicherOpt

\$Title Optimierung von PVS, SBS und E-Pkw im Haushalt
* Version 13, 20151112
* Autor: Thomas Kaschub, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft

```
Sets
T "Zeitscheibe in Viertelstunden pro Jahr"
TD "Zeitscheiben Tage des Jahres"
TW "Zeitscheiben wochen des Jahres"
TH "Zeitscheiben pro Woche"
Jahr "Jahresindex"
InvZykl "Investitionszyklus"
HHS "Haushalte zur Auswahl"
EKfz "Elektrofahrzeuge"
HH(HHS, EKfz) "Haushaltskonfigurationen fuer die Berechnung"
HH_Z225(HHS, EKfz) "Haushaltskonfigurationen Auswahl Z225"
HH_HH(HHS, EKfz) "Haushaltskonfigurationen Auswahl HHalle"
HH_EV(HHS, EKfz) "Haushaltskonfigurationen Auswahl HHEV"
Laufzeit(Jahr) "Laufzeit in Jahren"
Zuord_TTD(T, TD) "Zuordnung Tage TD zu Zeitscheiben T"
Zuord_TTH(T, TH) "Zuordnung der Wochenzeitscheiben TW zu den Zeitscheiben T"
Zuord_TTW(T, TW) "Zuordnung der Wochen zu den Zeitscheiben"
MLV "Modelllaufvarianten"
MLV_rechnen(MLV) "Modelllaufvarianten rechnen"
;

Parameters
BetrZeitraum "Anzahl betrachtete Jahre, in 1/Jahr"
Strompreis(Jahr) "Arbeitspreis Strombezug EUR/kwh"
Preisfaktor(T) "Faktor stündlich, um TOU Preise abzubilden, in 1"
Netzentgelt_fix_aktiv "Netzentgelt als fixer Jahresbetrag (1) oder im Gesamtstrompreis (0) integriert"
Netzentgelt_kw_aktiv "Netzentgelt als fixer Jahresbetrag (0) oder leistungsabhängig (1)"
Netzentgelt_a(Jahr) "Netzentgelt als fixer Jahresbetrag, in EUR/a"
Netzentgelt_kw(Jahr) "Netzentgelt im Gesamtstrompreis, in ct/kwh"
Netzentgelt_kw(Jahr) "Netzentgelt als Jahresbetrag abhängig von der maximalen Bezugsleistung, in EUR/kw"
EVA_aktiv "Eigenverbrauchsabgabe aktiv (1) oder nicht (0)"
Eigenverbrauchsabgabe "Abgabe für Eigenverbrauch, in ct/kwh"
PV_Verguetung(Jahr) "Einspeisevergütung PV EUR/kwh"
PV_InvEst(Jahr) "Investition PV in EUR/kwp"
PV_InvEst_a_inst "Investition PV des Installationsjahres, in EUR/kwp"
PV_Gr_abregel "relative Abregelgrenze der PV Einspeiseleistung, in 1 pro kwp"
PV_abregel_aktiv "Entscheidungsparameter: Ist Abregelleistung aktiv (1) oder nicht (0)"
PV_Kapa_Faktor "Faktor zur Variation der ursprünglichen Auslegung der PV-Anlage; in 1"
PV_InvJahr(InvZykl) "Investitionsjahre für PV Anlage abhängig von der PV Lebensdauer"
PV_LD "PV Lebensdauer, in 1/Jahr"
PV_LD_Rest "PV Lebensdauer Rest nach Betrachtungszeitraum, in 1/Jahr"
SBS_InvEst_dyn(InvZykl) "spezifische Investition, in EUR/kwh nach Investitionszyklus"
PV_Betriebskosten_pu "Betriebskosten in EUR/(a*kwp)"
Zinssatz "Zinssatz"
PV_Kapa_fix "PV Anlagengroße wird vorgegeben (1) oder nicht (0)"
SBS_Kapa_fix "SBS Kapazität wird vorgegeben (1) oder nicht (0)"
SBS_Kapa_Faktor "Faktor zur Variation der ursprünglichen Auslegung des SBS; in 1"
SBS_Effizienz "Lade-/Entladeeffizienz"
SBS_LD_kal "kalendarische Lebensdauer in Jahren"
SBS_LD_kal_Rest "PV Lebensdauer Rest nach Betrachtungszeitraum, in 1/Jahr"
SBS_InvJahr(InvZykl) "Investitionsjahre für SBS abhängig von der SBS Lebensdauer"
SBS_LD_zykl "zyklische Lebensdauer in äquivalenten vollzyklen"
SBS_Crate "maximale C-Rate des Speichers"
SBS_Pmax "maximale Ladeleistung, kw"
SBS_Abnutzungsfaktor "Kapazitätsverlust über die Laufzeit, in 1"
SBS_LD_kal_red_aktiv "Berücksichtigung der kalendarischen Lebensdauerverkürzung (1) oder nicht (0)"
SBS_Pmax_red_aktiv "Berücksichtigung der reduzierten maximalen Ladeleistung (1) oder nicht (0)"
HH_P_Netzbezugsgrenze "Lastgrenze für Strombezug aus dem Netz, in kw"
HH_P_Netzbezugsgrenze "Lastgrenze für Strombezug aus dem Netz, in kw"
HH_P_Poenale_ueberGr "Poenale über Lastgrenze, in EUR/kwh"
Netzbezugsgrenze_aktiv "Entscheidungsparameter ob Netzbezugsgrenze aktiv (1) oder nicht (0)"
Netzbezugsgrenze_aktiv "Entscheidungsparameter ob Netzbezugsgrenze aktiv (1) oder nicht (0)"
Pmin_Stromrichter "Mindestleistung des Stromrichters, in kw"
Pmin_Stromrichter_aktiv "Mindestleistung des Stromrichters (1) oder nicht (0)"
HH_autark_aktiv "autarke Betriebsweise im MLV SBS, aktiv (1) oder nicht (0)"

P_HH(T, HHS) "Jahreslastgaenge von Haushalten, in kw"
P_HH_akt(T) "ausgewählter Lastgang(T, HH), in kw"
P_PV(T) "Einstrahlungslastgang, normiert auf 1000"
dT "Dauer der Zeitscheibe T pro Stunde"
SBS_Selbstentl "Selbstentladung, in 1 pro stunde"
MLV_oSBS "Auswahl MLV: ohne PV und ohne Speicher"
MLV_oSBS "Auswahl MLV: mit PV und ohne Speicher"
MLV_SBS "Auswahl MLV: mit PV und mit Speicher"
```

```

*Elektrostrassenfahrzeuge
ESF_SoC_min(TH,EKfz) "Ladezustand minimal; in Prozent"
ESF_SoC_min_HH(T)
ESF_SoC_max(TH,EKfz) "Ladezustand maximal; in Prozent"
ESF_SoC_max_HH(T)
ESF_SoC_entl(TH,EKfz) "Batterie entladen; in Prozent"
ESF_SoC_entl_HH(T)
ESF_Pmax(TH,EKfz) "maximal verfügbare Ladekapazität; in kw"
ESF_Pmax_HH(T)
ESF_P_laden_sofort(TH,EKfz) "Festes Ladeszenario sofort vollladen; in kw"
ESF_P_laden_sofort_HH(T)
ESF_Kapa_Bat(EKfz) "Batteriegröße; in kwh"
ESF_Kapa_Bat_HH
ESF_Effizienz "Lade-/Entladeeffizienz"
ESFB_ZyklusKosten "Kosten für die zyklische Abnutzung des Fahrzeuges durch Rueckspeisen; in EUR/kwh"

ESF_aktiv "Entscheidungsparameter: ESF im Modell vorhanden (1) oder nicht (0)"
ESF_opt_aktiv "Entscheidungsparameter: sofort laden (0) oder Ladevorgang optimieren (1)"
ESFB_Rueck_aktiv "Rueckspeisen: deaktiv (0) oder aktiv (1)"
;

* Einlesedatei
$onecho > GDX\GDX_Daten_Input_SpeicherOpt.txt
LOG = GDX\LOG_GDX_Daten_Input
TRACE = 3
set=MLV rng=set!A3 Rdim=1
set=MLV_rechnen rng=set!B3 Rdim=1
set=TH rng=set!C3 Rdim=1
set=T rng=set!D3 Rdim=1
set=Jahr rng=set!E3 Rdim=1
set=Laufzeit rng=set!F3 Rdim=1
set=TD rng=set!G3 Rdim=1
set=TW rng=set!X2 Rdim=1
set=HHS rng=set!H3 Rdim=1
set=EKfz rng=set!I3 Rdim=1
set=HH rng=set!L3 Rdim=2
set=HH_Z225 rng=set!AD2 Rdim=2
set=HH_HH rng=set!AF2 Rdim=2
set=HH_EV rng=set!AH2 Rdim=2
set=Zuord_TTD rng=set!R3 Rdim=2
set=Zuord_TTH rng=set!U3 Rdim=2
set=Zuord_TTW rng=set!Z3 Rdim=2
set=InvZykl rng=set!AB3 Rdim=1

par=Strompreis rng=Preise!B10 Rdim=1
par=Preisfaktor rng=Preise!K10 Rdim=1
par=PV_Verguetung rng=Preise!E10 Rdim=1
par=PV_Invest rng=Preise!H10 Rdim=1
par=SBS_Invest_dyn rng=par!V2 Rdim=1
par=PV_Kapa_Faktor rng=par!F6 Rdim=0
par=PV_Kapa_fix rng=par!F32 Rdim=0
par=PV_InvJahr rng=par!P2 Rdim=1
par=SBS_InvJahr rng=par!S2 Rdim=1
par=SBS_Kapa_fix rng=par!F33 Rdim=0
par=SBS_LD_kal rng=par!F2 Rdim=0
par=SBS_LD_zykl rng=par!F4 Rdim=0
par=Zinssatz rng=par!F3 Rdim=0
par=PV_Betriebskosten_pu rng=par!F15 Rdim=0
par=SBS_Effizienz rng=par!F5 Rdim=0
par=SBS_Crate rng=par!F8 Rdim=0
par=dt rng=par!F9 Rdim=0
par=SBS_Selbstentl rng=par!F10 Rdim=0
par=SBS_Abnutzungsfaktor rng=par!F17 Rdim=0
par=SBS_Pmax_red_aktiv rng=par!F18 Rdim=0
par=SBS_LD_kal_red_aktiv rng=par!F19 Rdim=0
par=SBS_kapa_Faktor rng=par!F7 Rdim=0
par=pmin_Stromrichter_aktiv rng=par!F20 Rdim=0
par=pmin_Stromrichter rng=par!F21 Rdim=0

par=ESF_Effizienz rng=par!F16 Rdim=0
par=ESFB_ZyklusKosten rng=par!F22 Rdim=0

par=ESF_opt_aktiv rng=par!F12 Rdim=0
par=ESF_aktiv rng=par!F13 Rdim=0
par=ESFB_Rueck_aktiv rng=par!F23 Rdim=0

par=HH_autark_aktiv rng=par!F24 Rdim=0
par=HH_P_Netzbezugsgrnze rng=par!F25 Rdim=0
par=HH_P_Netzeinspeisegrnze rng=par!F26 Rdim=0
par=HH_P_Poenale_ueberGr rng=par!F27 Rdim=0
par=Netzbezugsgrnze_aktiv rng=par!F28 Rdim=0
par=Netzeinspeisegrnze_aktiv rng=par!F29 Rdim=0
par=PV_abregel_aktiv rng=par!F30 Rdim=0
par=PV_Gr_abregel rng=par!F31 Rdim=0

par=BetrZeitraum rng=par!F35 Rdim=0
par=PV_LD rng=par!F36 Rdim=0
par=PV_LD_Rest rng=par!F37 Rdim=0
par=SBS_LD_kal_Rest rng=par!F38 Rdim=0
par=Netzentgelt_fix_aktiv rng=par!F39 Rdim=0
par=Netzentgelt_kw_aktiv rng=par!F40 Rdim=0
par=Netzentgelt_a rng=par!F41 Rdim=0
par=Netzentgelt_kwh rng=par!F42 Rdim=0
par=Netzentgelt_kw rng=par!F43 Rdim=0

```



```

;
Binary Variables
vb_SBS_laden(T)          "wird geladen oder nicht"
vb_SBS_entladen(T)      "wird entladen oder nicht"
vb_ESF_laden(T)         "wird geladen oder nicht"
vb_ESF_rueck(T)        "wird rueckgespeist oder nicht"
;
Variables
v_Zielwert              "Net Present Value oder Kapitalwert, in EUR"
v_Zahlungsstrom        "jaehrlicher Zahlungsstrom, in EUR"
;
Equations
eq_NPV
eq_Zahlungsstrom
eq_PV_Invest
eq_SBS_Invest
eq_HH_Strombilanz(T)
eq_HH_Strombedarf(T)
eq_HH_Pmax(T)
eq_Netz_P_max_ein(T)
eq_HH_Netzbezugsgrenze(T)
eq_HH_Netzzeinspeisegrenze(T)
eq_HH_PV_Eigennutzung1(T)
eq_HH_PV_Eigennutzung2(T)
eq_HH_PV_Mindestschwelle(T)
eq_HH_PV_abregel(T)
eq_HH_PV_Bilanz(T)
eq_HH_PV_Ppeak

eq_SBS_P_lad_max(T)
eq_SBS_P_laden_ges(T)
eq_SBS_P_entladen_ges(T)
eq_SBS_P_laden_Schwelle(T)
eq_SBS_P_entladen_Schwelle(T)
eq_SBS_E_Ladestand(T)
eq_SBS_E_lad_D(TD)
eq_SBS_Lebensdauer_zykl
eq_SBS_Lebensdauer_kal_red
eq_SBS_Pmax(T)
eq_SBS_Pmax_red(T)
eq_SBS_P_selbstentl(T)
eq_SBS_Emax(T)
eq_SBS_LadenOderEntladen(T)

eq_ESF_SoC_Optimierung(T)
eq_ESF_SoC_Ladeleistungsbegrenzung(T)
eq_ESF_laden(T)
eq_ESF_Pmax_red(T)
eq_ESF_P_laden_ges(T)
eq_ESF_P_laden_Schwelle(T)
eq_ESF_P_rueck_ges(T)
eq_ESF_P_rueck_Schwelle(T)
;
*Zielfunktion: Berechnung des Kapitalwertes --> Maximieren
* Beinhaltet (1) die Investitionen aus SBS und PV-Anlage
* und (2) den realen Deckungsbeitrag (also abgezinst) bzw. Zahlungsstrom
eq_NPV..
v_Zielwert
=e=
* Investition des SBS
- v_SBS_Invest $(MLV_SBS)
* Investition der PV Anlage
- v_PV_Invest $(MLV_oSBS or MLV_SBS)
+ v_Zahlungsstrom ;
*Jaehrlicher Zahlungsstrom der in der Zielwertfunktion abgezinst wird
* Bestehend aus den jaehrlichen Ausgaben und Einnahme.
* Berechnet wird ein Jahr in viertelstuendlichen Zeitscheiben,
* die mit den Jahrespreisen in diese Gleichung eingehen.
eq_Zahlungsstrom..
v_Zahlungsstrom =e= sum( Laufzeit(Jahr), (
* Ausgaben
- sum(T, v_P_Netzbezug(T) *dT
* (Strompreis(Jahr)*Preisfaktor(T)
- (Netzentgelt_kwh(Jahr))$(Netzentgelt_fix_aktiv or Netzentgelt_kw_aktiv) ) )
- Netzentgelt_a(Jahr)$(Netzentgelt_fix_aktiv)
*
- Netzentgelt_kw(Jahr) + v_Netz_P_max_ein (max. Einspeiseleistung einpreisen)
- PV_Betriebskosten_pu * v_PV_Ppeak $(MLV_oSBS or MLV_SBS)
- sum((T, v_ESF_P_rueck_ges(T) *dT *ESFB_Zykluskosten)
$(ESF_aktiv and ESF_opt_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv)
* Poenale fuer Strombezug oder Stromzeinspeisung ueber Grenzen
- sum((T, dT * HH_P_Poenale_ueberGr *
(v_HH_P_Netzbezug_ueberGr(T) $(Netzbezugsgrenze_aktiv)
+ v_HH_P_Netzzeinspeis_ueberGr(T) $(Netzeinspeisegrenze_aktiv) ) )
- sum((T, Eigenverbrauchsabgabe * v_PV_P_eigen(T) *dT)$(EVA_aktiv)
* Einnahmen
+ sum(T, v_PV_P_Netzzeinspeis(T) *dT *PV_Verguetung(Jahr) ) $(MLV_SBS or MLV_oSBS)
) / ((1+Zinssatz)**Laufzeit_ORD(Laufzeit) ) ;

```

```

*Berechnung der Investition der PV Anlage
eq_PV_Invest $(MLV_osBS or MLV_SBS)..
v_PV_Invest =e= sum(Laufzeit(Jahr) $(Laufzeit_ORD(Laufzeit)=1), PV_Invest(Laufzeit))* v_PV_Ppeak
- PV_LD_Rest / PV_LD* v_PV_Ppeak * sum(Laufzeit(Jahr)$(Laufzeit_ORD(Laufzeit)=1),
PV_Invest(Laufzeit))/ ((1+Zinssatz)**(BetrZeitraum));

*Berechnung der Investition des SBS
eq_SBS_Invest$(MLV_SBS)..
v_SBS_Invest =e= sum(InvZykl $(SBS_InvJahr(InvZykl)),
SBS_Invest_dyn(InvZykl) /SBS_Abnutzungsfaktor * (
v_SBS_Kapa_HH / ((1+Zinssatz)**(SBS_InvJahr(InvZykl)-1))
+ v_SBS_Lebensdauer_kal_red / ((1+Zinssatz)**(SBS_InvJahr(InvZykl)-1+SBS_LD_kal))
- 1/3 * ( v_SBS_Kapa_HH - sum(TD,v_SBS_E_lad_D(TD)) * SBS_LD_kal / SBS_LD_zykl )
) / ((1+Zinssatz)**(SBS_InvJahr(InvZykl)-1+SBS_LD_kal))
)
- sum(InvZykl$(CARD(SBS_InvJahr) eq ORD(InvZykl)), SBS_Invest_dyn(InvZykl))
* SBS_LD_kal_Rest / SBS_LD_kal / SBS_Abnutzungsfaktor * v_SBS_Kapa_HH /
((1+Zinssatz)**(BetrZeitraum));

*Strombedarf HH
eq_HH_Strombedarf(T)..
v_HH_P_gesamt(T)
=e= P_HH_akt(T)
+ v_SBS_P_laden_ges(T) $(MLV_SBS)
+ (v_ESF_P_laden_ges(T) $(ESF_opt_aktiv)
+ (ESF_P_laden_sofort_HH(T) / ESF_Effizienz) $(not ESF_opt_aktiv) )$(ESF_aktiv);

*Strombilanz des HH
eq_HH_Strombilanz(T)..
v_HH_P_gesamt(T)
=e=
v_PV_P_eigen(T) $(MLV_SBS or MLV_osBS)
+ v_P_Netzbezug(T)
+ v_SBS_P_entladen_ges(T) $(MLV_SBS)
+ v_ESF_P_rueck_ges(T) $(ESF_aktiv and ESF_opt_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv) ;

*Bestimmen der maximalen Netzbezugsleistung
eq_HH_Pmax(T)..
v_HH_P_max =g= v_P_Netzbezug(T);

*Bestimmen der maximalen Netzeinspeisleistung
eq_Netz_P_max_ein(T)..
v_Netz_P_max_ein =g= v_PV_P_Netzeinspeis(T);

*Die Netzbezugs Grenze limitiert die maximale Leistung des Netzbezuges
eq_HH_Netzbezugs_grenze(T)$(Netzbezugs_grenze_aktiv)..
v_P_Netzbezug(T) =l= HH_P_Netzbezugs_grenze + v_HH_P_Netzbezug_ueberGr(T);

*Die Netzeinspeisgrenze limitiert die maximale Leistung der Netzeinspeisung
eq_HH_Netzeinspeis_grenze(T)$(Netzeinspeis_grenze_aktiv)..
v_PV_P_Netzeinspeis(T) =l= HH_P_Netzeinspeis_grenze
+ v_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(T)$(Netzeinspeis_grenze_aktiv);

*PV Eigennutzung ist geringer oder gleich als die Produktion der PV Anlage
eq_HH_PV_Eigennutzung1(T)$(MLV_SBS or MLV_osBS)..
v_PV_P_eigen(T) =l= P_PV(T)*v_PV_Ertrag_HH ;

*PV: Eigennutzung ist geringer oder gleich des Strombedarfs des HH und ESF
eq_HH_PV_Eigennutzung2(T)$(MLV_SBS or MLV_osBS)..
v_PV_P_eigen(T) =l= v_HH_P_gesamt(T);

*PV Mindesteinspeisungsschwelle
eq_HH_PV_Mindestschwelle(T)$(MLV_SBS or MLV_osBS)..
v_PV_P_eigen(T) + v_PV_P_Netzeinspeis(T) + v_PV_zuwenig(T)
=g= P_min_Stromrichter ;

*PV Abregelung ist geringer oder gleich als die Produktion der PV Anlage
eq_HH_PV_abregel(T)$(PV_abregel_aktiv and (MLV_SBS or MLV_osBS))..
v_PV_P_Netzeinspeis(T) =l= PV_Gr_abregel * v_PV_Ppeak;

*PV Bilanz: Produktion abzuegl. Eigennutzung
eq_HH_PV_Bilanz(T)$(MLV_SBS or MLV_osBS)..
P_PV(T)*v_PV_Ertrag_HH =e=
v_PV_P_Netzeinspeis(T) + v_PV_P_eigen(T)
+ v_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(T)$(Netzeinspeis_grenze_aktiv)
+ v_PV_P_abregel(T) $(PV_abregel_aktiv or HH_autark_aktiv) ;

*PV Umrechnung von Jahresertrag auf Spitzenleistung
eq_HH_PV_Ppeak$(MLV_SBS or MLV_osBS)..
v_PV_Ppeak =e= v_PV_Ertrag_HH * 1000 / 1000;

*****
* SBS Stationaere Batteriespeicher

*SBS: Begrenzung der Ladeleistung
eq_SBS_P_lad_max(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_P_laden_ges(T) =l= v_SBS_Pmax(T);

*SBS Ladestand optimieren
* abhängig vom Laden, Entladen, vorherigem Füllstand
eq_SBS_E_Ladestand(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_E_opt(T) /dT

```

```

=e=
v_SBS_E_opt(T-1) $(TA_ORD(T)<>1) /dT
+ v_SBS_E_opt("T535244") $(TA_ORD(T)=1) /dT
+ v_SBS_P_laden_ges(T) *SBS_Effizienz
- v_SBS_P_entladen_ges(T) /SBS_Effizienz
- v_SBS_P_selbstentl(T) ;

*SBS Gesamtladeleistung
* bestehend aus normaler Ladeleistung und Offset durch Ladeschwelle
eq_SBS_P_laden_ges(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_P_laden_ges(T)
=e=
v_SBS_P_laden(T)
+ vb_SBS_laden(T) * Pmin_Stromrichter $(Pmin_Stromrichter_aktiv) ;

*SBS: Begrenzen der Entladeleistung
eq_SBS_P_entlad_max(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_P_entladen_ges(T) =l= v_SBS_Kapa_HH * SBS_Crate;

* SBS Binaervariable setzen, ob geladen wird
eq_SBS_P_laden_Schwelle(T) $(MLV_SBS)..
vb_SBS_laden(T) =g= v_SBS_P_laden(T) / 100000 ;

*SBS Gesamtentladeleistung
* bestehend aus normaler Entladeleistung und Offset durch Ladeschwelle
eq_SBS_P_entladen_ges(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_P_entladen_ges(T)
=e=
v_SBS_P_entladen(T)
+ vb_SBS_entladen(T) * Pmin_Stromrichter $(Pmin_Stromrichter_aktiv) ;

* SBS Binaervariable setzen, ob entladen wird
eq_SBS_P_entladen_Schwelle(T) $(MLV_SBS)..
** and Pmin_Stromrichter_aktiv)..
vb_SBS_entladen(T) =g= v_SBS_P_entladen(T) / 100000 ;

*SBS Selbstentladung pro Zeitscheibe
eq_SBS_P_selbstentl(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_P_selbstentl(T) =e= SBS_Selbstentl *dT * v_SBS_E_opt(T);

*SBS Lademenge pro Tag
eq_SBS_E_lad_D(TD) $(MLV_SBS)..
v_SBS_E_lad_D(TD) =e=
sum($Zuord_TTD(T,TD), v_SBS_P_laden_ges(T)*SBS_Effizienz *dT ) ;

*SBS zyklische Lebensdauer begrenzen
eq_SBS_Lebensdauer_zykl $(MLV_SBS)..
sum(TD,v_SBS_E_lad_D(TD)) * SBS_LD_kal =l= SBS_LD_zykl * v_SBS_Kapa_HH ;

*SBS Berechnung der Reduzierung der kalendarischen Lebensdauer
eq_SBS_Lebensdauer_kal_red $(MLV_SBS)..
v_SBS_Lebensdauer_kal_red =e=
sum(T, 0.3 /8760 *dT * v_SBS_E_opt(T)) $(SBS_LD_kal_red_aktiv) + 0 ;

*SBS berechnen der reduzierten Ladeleistung ab SoC-Grenze
* Die maximale Ladeleistung wird in jedem Fall linear reduziert, wenn der SoC über 75% ist.
eq_SBS_Pmax_red(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_Pmax_red(T) =g= (4* v_SBS_E_opt(T) - 3* v_SBS_Kapa_HH) * SBS_Crate $(SBS_Pmax_red_aktiv) + 0;

*SBS berechnen der maximal verfügbaren Ladeleistung
eq_SBS_Pmax(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_Pmax(T) =e= v_SBS_Kapa_HH * SBS_Crate - v_SBS_Pmax_red(T);

*SBS maximalen Batteriefuellstand begrenzen
eq_SBS_Emax(T) $(MLV_SBS)..
v_SBS_E_opt(T) =l= v_SBS_Kapa_HH ;

* Verhindern, dass gleichzeitig geladen und entladen wird
eq_SBS_LadenOderEntladen(T)$(MLV_SBS) ..
vb_SBS_laden(T) + vb_SBS_entladen(T) =l= 1 ;

*****
* ESF

*ESF: Optimierung des Ladezustandes (SoC)
* Ladezustand am Ende der aktuellen Zeitscheibe ist eine Anpassung des vorhergehenden Ladezustandes
* durch Laden und Entladen.
* Beim Entladen wird keine Effizienz eingerechnet, da diese schon in den Inputdaten enthalten ist.
eq_ESF_SoC_optimierung(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_SoC_optimal(T)
=e=
v_ESF_SoC_optimal(T-1) $(TA_ORD(T)<>1)
+ v_ESF_SoC_optimal("T535244") $(TA_ORD(T)=1)
- ESF_SoC_entl_HH(T)
+ v_ESF_SoC_ZuLaden(T) * ESF_Effizienz
- (v_ESF_P_rueck_ges(T) *dT /ESF_Kapa_Bat_HH/ ESF_Effizienz )$ESFB_rueck_aktiv ;

*ESF: Ladeleistungsbegrenzung
eq_ESF_SoC_Ladeleistungsbegrenzung(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_P_laden_ges(T)
=l= (ESF_Pmax_HH(T) - v_ESF_Pmax_HH_red(T)) ;

*ESF: Umrechnung der Ladeleistung in SoC-Aenderung

```

```

eq_ESF_laden(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_Soc_Zuladen(T)*ESF_Kapa_Bat_HH
=e= v_ESF_P_laden_ges(T) *dT ;

*ESF: Berechnen der zu reduzierenden Ladeleistung aufgrund eines Ladezustandes über der Soc-Schwelle
* für Leistungskonstantes Laden
* Die Reduktion der Ladeleistung ist größer als die der eingebrachten Geradengleichung
* (lineare Reduzierung der Ladeleistung bei einem Soc über 75%)
* Geradengleichung hat folgende Fixpunkte: Pmax_red(75% Soc)=0 und Pmax_red(100%)= Pmax
eq_ESF_Pmax_red(T)$(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_Pmax_HH_red(T)
=g= ESF_Pmax_HH(T) * (4 * v_ESF_Soc_optimal(T) - 3);

*ESF Gesamtladeleistung
* bestehend aus normaler Ladeleistung und Offset durch Ladeschwelle
eq_ESF_P_laden_ges(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_P_laden_ges(T)
=e=
v_ESF_P_laden(T)
+ vb_ESF_laden(T) * Pmin_Stromrichter $(Pmin_Stromrichter_aktiv) ;

* ESF Binaervariable setzen, ob geladen wird
eq_ESF_P_laden_Schwelle(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv and Pmin_Stromrichter_aktiv)..
vb_ESF_laden(T) =g= v_ESF_P_laden(T) / 100000 ;

*ESF Gesamtruckspeiseleistung
* bestehend aus normaler Ruckspeiseleistung und Offset durch Ladeschwelle
eq_ESF_P_rueck_ges(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv)..
v_ESF_P_rueck_ges(T)
=e=
v_ESF_P_rueck(T)
+ vb_ESF_rueck(T) * Pmin_Stromrichter $(Pmin_Stromrichter_aktiv) ;

* ESF Binaervariable setzen, ob zurueck gespeist wird
eq_ESF_P_rueck_Schwelle(T) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv
and Pmin_Stromrichter_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv)..
vb_ESF_rueck(T) =g= v_ESF_P_rueck(T) / 100000 ;

*****
* Parameter zur Ausgabe der Variablen die mit HH variiert werden

Parameters
outv_NPV(MLV,HHS,EKfz)
outv_NPV_korr(MLV,HHS,EKfz)
outv_SBS_Invest(MLV,HHS,EKfz)
outv_PV_Invest(MLV,HHS,EKfz)
outv_SBS_Lebensdauer_zykl_pph(MLV,HHS,EKfz)
outv_SBS_Lebensdauer_kal_red(MLV,HHS,EKfz)
outv_Eigenverbrauchsanteil(MLV,HHS,EKfz)
outv_Eigendeckungsanteil(MLV,HHS,EKfz)
outv_HH_P_max(MLV,HHS,EKfz)
outv_Netz_P_max_ein(MLV,HHS,EKfz)
out_HH_E_Bedarf_a(HHS,EKfz)
out_PV_E_erzeugt_a(MLV,HHS,EKfz)
out_PV_E_eigen_a(MLV,HHS,EKfz)
out_ESF_E_Bedarf_a(MLV,HHS,EKfz)
out_ESF_E_rueck_a(MLV,HHS,EKfz)
out_HHges_Netzbezug_a(MLV,HHS,EKfz)
outv_SBS_Kap(MLV,HHS,EKfz)
out_SBS_Kap_statistisch(MLV,HHS,EKfz)
out_SBS_E_lad_a(MLV,HHS,EKfz)
out_PV_Ppeak(MLV,HHS,EKfz)
outv_PV_Ertrag(MLV,HHS,EKfz)
out_PV_Ertrag_statistisch(MLV,HHS,EKfz)
out_PV_Einspeiseverguetung(MLV,HHS,EKfz) "Einspeisevergütung für PV-Anlage; in EUR"
outv_Kosten_Netzzeinspeis_ueberGr(MLV,HHS,EKfz)
outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr(MLV,HHS,EKfz) "Gesamtpönale, für Netzbezug über der Grenze; in EUR"
out_PV_E_abregel_sum(MLV,HHS,EKfz) "Jahressumme der abgeregelten Energiemenge, in kWh"
out_PV_Kosten_abregel(MLV,HHS,EKfz) "Entgangene Vergütung durch Abregeln der PV-Einspeisung, in EUR"

out_HH_Bedarf_D(MLV,TD,HHS,EKfz)
outv_SBS_E_lad_D(MLV,TD,HHS,EKfz)
out_PV_erzeugt_D(MLV,TD,HHS,EKfz)
out_PV_E_eigen_D(MLV,TD,HHS,EKfz)
out_HH_Netzbezug_D(MLV,TD,HHS,EKfz)
outv_ESF_Laden_D(MLV,TD,HHS,EKfz)

out_HH_Bedarf_W(MLV,TW,HHS,EKfz) "HH Bedarf nach wochen, in %"
out_PV_erzeugt_W(MLV,TW,HHS,EKfz) "PV Anteil des Jahres nach wochen, in %"
out_PV_eigen_W(MLV,TW,HHS,EKfz) "PV Eigennutzung des Jahres nach wochen, in %"
out_SBS_E_lad_W(MLV,TW,HHS,EKfz) "SBS Ladeanteil nach wochen, in %"
outv_ESF_Laden_W(MLV,TW,HHS,EKfz)

out_solvestat(MLV,HHS,EKfz) "attribute indicates the solver termination condition:"
out_mode]stat(MLV,HHS,EKfz) "Model status:"
out_etSolve(MLV,HHS,EKfz) "elapsed time it took to execute a solve statement in total"
out_etSolver(MLV,HHS,EKfz) "elapsed time taken by the solver"
out_iterusd(MLV,HHS,EKfz) "Number of iterations used"
out_numVar(MLV,HHS,EKfz) "Number of variables"
out_numDVar(MLV,HHS,EKfz) "Number of discrete variables"
out_numEqu(MLV,HHS,EKfz) "Number of equations"
out_numNOpt(MLV,HHS,EKfz) "Number of nonoptimalities"
out_numNZ(MLV,HHS,EKfz) "Number of nonzero entries in the model coefficient matrix"
out_objEst(MLV,HHS,EKfz) "The estimate of the best possible solution for a mixed-integer model"

```

```

out_objVal(MLV,HHS,EKfz) "objective function value"
out_nodused(MLV,HHS,EKfz) "number of nodes used by the MIP solver"
out_procUsed(MLV,HHS,EKfz) "used model type: 1=LP, 2=MIP"
out_robj(MLV,HHS,EKfz) "MIP objective fuct. value from relaxed solve when the int. solver did not finish"

outv_SBS_Pmax(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_SBS_E_opt(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_P_Netzbezug(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_PV_P_eigen(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_PV_P_Netzeinspeis(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_SBS_P_laden(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_SBS_P_entladen(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_ESF_P_laden(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_ESF_P_rueck(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_ESF_P_entl(MLV,T,HHS,EKfz)
outv_HH_P_Netzbezug_ueberGr(MLV,HHS,EKfz,T)
outv_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(MLV,HHS,EKfz,T)
;

Model Modell_SBSopt /all/;
Option OptCR = 0.01;

Loop ((MLV, HHS, EKfz)$ (HH(HHS,EKfz) and MLV_rechnen(MLV)),
P_HH_akt(T) = P_HH(T,HHS) ;
out_HH_E_Bedarf_a(HHS,EKfz) = sum(T, P_HH(T,HHS))*dT;

if(ESF_aktiv,
loop(T,
ESF_SoC_min_HH(T) = sum(TH, ESF_SoC_min(TH,EKfz)$zuord_TTH(T,TH));
ESF_SoC_max_HH(T) = sum(TH, ESF_SoC_max(TH,EKfz)$zuord_TTH(T,TH));
ESF_SoC_entl_HH(T) = sum(TH, ESF_SoC_entl(TH,EKfz)$zuord_TTH(T,TH));
ESF_Pmax_HH(T) = sum(TH, ESF_Pmax(TH,EKfz)$zuord_TTH(T,TH));
ESF_P_laden_sofort_HH(T) = sum(TH, ESF_P_laden_sofort(TH,EKfz)$zuord_TTH(T,TH));
);
ESF_Kapa_Bat_HH = ESF_Kapa_Bat(EKfz);
* untere und obere Grenze für den optimalen SoC
v_ESF_SoC_optimal.lo(T) = ESF_SoC_min_HH(T) ;
v_ESF_SoC_optimal.up(T) = ESF_SoC_max_HH(T) ;
);

*Systemzusammensetzungen festlegen
if( (sameas(MLV,"o")),
MLV_o = 1;
MLV_osBS = 0;
MLV_SBS = 0;

elseif (sameas(MLV,"oSBS")),
MLV_o = 0;
MLV_osBS = 1;
MLV_SBS = 0;

else
MLV_o = 0;
MLV_osBS = 0;
MLV_SBS = 1;

* Anfangsbedingung SBS
if(SBS_Kapa_fix,
v_SBS_kapa_HH.fx = SBS_Kapa_Faktor
* sum(T,P_HH_akt(T) + ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ (ESF_aktiv) / ESF_Effizienz )
* dt /1000 * 0.422;
);
* Bedingung für autarken HH
if(HH_autark_aktiv,
v_P_Netzbezug.fx(T) = 0;
v_PV_P_Netzeinspeis.fx(T) = 0;
);
);
*PV
if( (MLV_osBS or MLV_SBS),
if(PV_Kapa_fix,
v_PV_Ertrag_HH.fx
= PV_Kapa_Faktor *sum(T,P_HH_akt(T) +ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ (ESF_aktiv)
/ESF_Effizienz ) *dT /1000;
);
);
*Optionen für CPLEX schreiben
$onecho > cplex.opt
parallelmode -1
threads 6
lpmethod 0
$offecho

Modell_SBSopt.OptFile = 1;
Solve Modell_SBSopt using MIP maximize v_Zielwert;

*****
* Ausgaben
outv_NPV(MLV,HHS,EKfz) = v_Zielwert.l;
out_HHges_Netzbezug_a(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, v_P_Netzbezug.l(T))*dT;

```

```

outv_HH_P_max(MLV,HHS,EKfz) = v_HH_P_max.l;
outv_Netz_P_max_ein(MLV,HHS,EKfz) = v_Netz_P_max_ein.l;
outv_Kosten_Netzeinspeis_ueberGr(MLV,HHS,EKfz) = sum( Laufzeit(Jahr),
sum(T, v_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr.l(T) *dt) * HH_P_Poenale_ueberGr
/ ((1+Zinssatz)*Laufzeit_ORD(Laufzeit)));
outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr(MLV,HHS,EKfz) = sum( Laufzeit(Jahr),
sum(T, v_HH_P_Netzbezug_ueberGr.l(T) *dt) * HH_P_Poenale_ueberGr
/ ((1+Zinssatz)*Laufzeit_ORD(Laufzeit)));
*
out_NPV_korr(MLV,HHS,EKfz) =
outv_NPV(MLV,HHS,EKfz) + outv_Kosten_Netzeinspeis_ueberGr(MLV,HHS,EKfz)
+ outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr(MLV,HHS,EKfz);
out_HH_Bedarf_W(MLV,TW,HHS,EKfz)
= sum(T$zuord_TTW(T,TW), P_HH_akt(T)) / sum(T, P_HH_akt(T));
out_HH_Bedarf_D(MLV,TD,HHS,EKfz) = sum(T$zuord_TTD(T,TD), P_HH_akt(T) *dt);
out_HH_Netzbezug_D(MLV,TD,HHS,EKfz) = sum(T$zuord_TTD(T,TD), v_P_Netzbezug.l(T) *dt);

outv_P_Netzbezug(MLV,T,HHS,EKfz) = v_P_Netzbezug.l(T);
outv_HH_P_Netzbezug_ueberGr(MLV,HHS,EKfz,T) = v_HH_P_Netzbezug_ueberGr.l(T);
outv_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(MLV,HHS,EKfz,T) = v_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr.l(T);

* Ausgaben ESF
if(ESF_aktiv,
out_ESF_E_rueck_a(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, v_ESF_P_rueck_ges.l(T))*dt $ESFB_Rueck_aktiv ;
out_ESF_E_Bedarf_a(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, v_ESF_P_laden_ges.l(T)$ESF_opt_aktiv)
+ ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ESF_opt_aktiv ) *dt /
ESF_Effizienz;
outv_ESF_Laden_D(MLV,TD,HHS,EKfz) = sum(T$zuord_TTD(T,TD), v_ESF_P_laden_ges.l(T)$ESF_opt_aktiv)
+ ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ESF_opt_aktiv) *dt /
ESF_Effizienz;
outv_ESF_Laden_W(MLV,TW,HHS,EKfz) = sum(T$zuord_TTW(T,TW), v_ESF_P_laden_ges.l(T)$ESF_opt_aktiv)
+ ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ESF_opt_aktiv) *dt /
ESF_Effizienz;
outv_ESF_P_laden(MLV,T,HHS,EKfz) = v_ESF_P_laden_ges.l(T)$ESF_opt_aktiv
+ ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ESF_opt_aktiv) / ESF_Effizienz;
outv_ESF_P_rueck(MLV,T,HHS,EKfz) = v_ESF_P_rueck_ges.l(T)$ESFB_Rueck_aktiv ;
outv_ESF_P_entl(MLV,T,HHS,EKfz) = ESF_Soc_entl_HH(T) *ESF_Kapa_Bat_HH / dt;
);

* Ausgaben PV
if(v_PV_Ertrag_HH.l,
outv_PV_Invest(MLV,HHS,EKfz) = v_PV_Invest.l;
outv_PV_Ertrag(MLV,HHS,EKfz) = v_PV_Ertrag_HH.l;
outv_PV_Ertrag_statisch(MLV,HHS,EKfz)
= PV_Kapa_Faktor *sum(T, P_HH_akt(T) + ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ESF_aktiv)
/ ESF_Effizienz ) *dt /1000;
out_PV_E_erzeugt_a(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, P_PV(T)* v_PV_Ertrag_HH.l)*dt ;
out_PV_E_eigen_a(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, v_PV_P_eigen.l(T))*dt;
outv_Eigenverbrauchsanteil(MLV,HHS,EKfz)
= sum(T, v_PV_P_eigen.l(T) *dt) / v_PV_Ertrag_HH.l / 1000;
outv_Eigendeckungsanteil(MLV,HHS,EKfz)
= out_PV_E_eigen_a(MLV,HHS,EKfz)
/ (out_HH_E_Bedarf_a(HHS,EKfz) + out_ESF_E_Bedarf_a(MLV,HHS,EKfz)) ;
out_PV_Ppeak(MLV,HHS,EKfz) = v_PV_Ppeak.l;
out_PV_E_abregel_sum(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, v_PV_P_abregel.l(T)) * dt;
out_PV_Kosten_abregel(MLV,HHS,EKfz) = sum( Laufzeit(Jahr),
out_PV_E_abregel_sum(MLV,HHS,EKfz)*PV_Verguetung(Jahr)
/ ((1+Zinssatz)*Laufzeit_ORD(Laufzeit)));
out_PV_Einspeiseverguetung(MLV,HHS,EKfz) = sum( Laufzeit(Jahr),
sum(T, v_PV_P_Netzeinspeis.l(T) * dt) *PV_Verguetung(Jahr)
/ ((1+Zinssatz)*Laufzeit_ORD(Laufzeit)) );
out_PV_erzeugt_W(MLV,TW,HHS,EKfz)
= sum(T$zuord_TTW(T,TW), P_PV(T)* v_PV_Ertrag_HH.l) *dt / out_PV_E_erzeugt_a(MLV,HHS,EKfz);
out_PV_eigen_W(MLV,TW,HHS,EKfz)
= sum(T$zuord_TTW(T,TW), v_PV_P_eigen.l(T))*dt / out_PV_E_eigen_a(MLV,HHS,EKfz);
out_PV_erzeugt_D(MLV,TD,HHS,EKfz) = sum(T$zuord_TTD(T,TD), P_PV(T)* v_PV_Ertrag_HH.l *dt);
out_PV_E_eigen_D(MLV,TD,HHS,EKfz) = sum(T$zuord_TTD(T,TD), v_PV_P_eigen.l(T) *dt);
outv_PV_P_eigen(MLV,T,HHS,EKfz) = v_PV_P_eigen.l(T);
outv_PV_P_Netzeinspeis(MLV,T,HHS,EKfz) = v_PV_P_Netzeinspeis.l(T);
);

* Ausgaben SBS
if(v_SBS_Kapa_HH.l,
outv_SBS_Invest(MLV,HHS,EKfz)= v_SBS_Invest.l;
outv_SBS_Lebensdauer_zykl_pph(MLV,HHS,EKfz)
= sum(TD,v_SBS_E_lad_D.l(TD)) * SBS_LD_kal / (v_SBS_Kapa_HH.l *SBS_LD_zykl);
outv_SBS_Lebensdauer_kal_red(MLV,HHS,EKfz) = v_SBS_Lebensdauer_kal_red.l / v_SBS_Kapa_HH.l;
outv_SBS_E_lad_D(MLV,TD,HHS,EKfz) = v_SBS_E_lad_D.l(TD);
outv_SBS_Kap(MLV,HHS,EKfz) = v_SBS_Kapa_HH.l;
outv_SBS_Kap_statisch(MLV,HHS,EKfz)
= SBS_Kapa_Faktor * sum(T,P_HH_akt(T) + ESF_P_laden_sofort_HH(T)$ESF_aktiv)
/ ESF_Effizienz ) *dt /1000 * 0.422;
outv_SBS_E_lad_a(MLV,HHS,EKfz) = sum(T, v_SBS_P_laden_ges.l(T))*dt;
outv_SBS_E_lad_w(MLV,TW,HHS,EKfz)
= sum(T$zuord_TTW(T,TW), v_SBS_P_laden_ges.l(T)) / sum(T, v_SBS_P_laden_ges.l(T));
outv_SBS_Pmax(MLV,T,HHS,EKfz) = v_SBS_Pmax.l(T);
outv_SBS_E_opt(MLV,T,HHS,EKfz) = v_SBS_E_opt.l(T);
outv_SBS_P_laden(MLV,T,HHS,EKfz) = v_SBS_P_laden_ges.l(T);
outv_SBS_P_entladen(MLV,T,HHS,EKfz) = v_SBS_P_entladen_ges.l(T);
);

* Ausgaben GAMS
out_solvestat(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.solveStat;
out_modelstat(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.modelStat;
out_etSolve(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.etSolve;

```

```

out_etSolver(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.etSolver;
out_iterUsd(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.iterUsd;
out_numVar(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.numVar;

out_numDVar(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.numDVar;
out_numEqu(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.numEqu;
out_numOpt(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.numOpt;
out_numNZ(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.numNZ;
out_objEst(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.objEst;
out_objVal(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.objVal;
out_nodUsd(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.nodUsd;
out_procUsed(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.procUsed;
out_robj(MLV,HHS,EKfz) = Modell_SBSopt.robj;

if(MLV_SBS,
display Modell_SBSopt.objEst;
display Modell_SBSopt.objVal;
display Modell_SBSopt.modelStat;
display Modell_SBSopt.solveStat;
display Modell_SBSopt.etSolver;
);
);

* Ausgabedatei Ergebnisse
$onecho > GDX\GDX_OUT_Erg.txt
LOG = GDX\LOG_GDX_OUT_ERG
TRACE = 3
* Nullzeilen loeschen (Y) oder nicht (N)

SQ = N

par=out_modelstat          rng=Ergebnisse!E2          Rdim=1 Cdim=2
par=outv_NPV               rng=Ergebnisse!E8          Rdim=1 Cdim=2
par=outv_Eigenverbrauchsanteil rng=Ergebnisse!E14      Rdim=1 Cdim=2
par=outv_Eigendeckungsanteil rng=Ergebnisse!E19      Rdim=1 Cdim=2
par=outv_SBS_Lebensdauer_zykl_pph rng=Ergebnisse!E24     Rdim=1 Cdim=2
par=outv_SBS_Lebensdauer_kal_red rng=Ergebnisse!E28     Rdim=1 Cdim=2

par=out_HH_E_Bedarf_a      rng=Ergebnisse!F32          Cdim=2
par=out_PV_E_erzeugt_a    rng=Ergebnisse!E36          Rdim=1 Cdim=2
par=out_PV_E_eigen_a      rng=Ergebnisse!E41          Rdim=1 Cdim=2
par=out_ESF_E_Bedarf_a    rng=Ergebnisse!E46          Rdim=1 Cdim=2
par=out_ESF_E_rueck_a     rng=Ergebnisse!E52          Rdim=1 Cdim=2
par=out_HHges_Netzbezug_a rng=Ergebnisse!E58          Rdim=1 Cdim=2
par=out_SBS_E_lad_a       rng=Ergebnisse!E64          Rdim=1 Cdim=2
par=outv_SBS_Kap          rng=Ergebnisse!E68          Rdim=1 Cdim=2
par=out_SBS_Kap_statisch  rng=Ergebnisse!E72          Rdim=1 Cdim=2
par=outv_PV_Ertrag        rng=Ergebnisse!E76          Rdim=1 Cdim=2
par=out_PV_Ertrag_statisch rng=Ergebnisse!E81          Rdim=1 Cdim=2
par=outv_PV_Einspeiseverguetung rng=Ergebnisse!E86      Rdim=1 Cdim=2
par=outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr rng=Ergebnisse!E91      Rdim=1 Cdim=2
par=outv_Kosten_Netzeinspeis_ueberGr rng=Ergebnisse!E97     Rdim=1 Cdim=2
par=out_PV_Kosten_abregel rng=Ergebnisse!E103       Rdim=1 Cdim=2
par=out_PV_Ppeak          rng=Ergebnisse!E108       Rdim=1 Cdim=2
par=out_PV_E_abregel_sum  rng=Ergebnisse!E113       Rdim=1 Cdim=2
par=outv_PV_Invest        rng=Ergebnisse!E118       Rdim=1 Cdim=2
par=outv_SBS_Invest       rng=Ergebnisse!E123       Rdim=1 Cdim=2
par=out_NPV_korr          rng=Ergebnisse!E127       Rdim=1 Cdim=2

par=out_solvestat         rng=Ergebnisse!E140        Rdim=1 Cdim=2
par=out_etsolve           rng=Ergebnisse!E146        Rdim=1 Cdim=2
par=out_etsolver          rng=Ergebnisse!E152        Rdim=1 Cdim=2
par=out_iterUsd           rng=Ergebnisse!E158        Rdim=1 Cdim=2
par=out_numVar            rng=Ergebnisse!E164        Rdim=1 Cdim=2
par=out_numDVar           rng=Ergebnisse!E170        Rdim=1 Cdim=2
par=out_numEqu            rng=Ergebnisse!E176        Rdim=1 Cdim=2
par=out_numnopt           rng=Ergebnisse!E182        Rdim=1 Cdim=2
par=out_numNZ             rng=Ergebnisse!E188        Rdim=1 Cdim=2
par=out_objest            rng=Ergebnisse!E194        Rdim=1 Cdim=2
par=out_objval            rng=Ergebnisse!E200        Rdim=1 Cdim=2
par=out_nodusd            rng=Ergebnisse!E206        Rdim=1 Cdim=2
par=out_procUsed          rng=Ergebnisse!E212        Rdim=1 Cdim=2
par=out_robj              rng=Ergebnisse!E218        Rdim=1 Cdim=2
$offecho

* Ausgabedatei Ergebnisse kompakt
$onecho > GDX\GDX_OUT_Erg_kompakt.txt
LOG = GDX\LOG_GDX_OUT_Erg_kompakt
TRACE = 3
* Nullzeilen loeschen (Y) oder nicht (N)
SQ = N

par=out_modelstat          rng=Ergebnisse!k30        Rdim=3
par=outv_NPV               rng=Ergebnisse!Q30        Rdim=3
par=out_NPV_korr           rng=Ergebnisse!W30        Rdim=3
par=outv_PV_Invest         rng=Ergebnisse!AC30       Rdim=3
par=outv_SBS_Invest        rng=Ergebnisse!AI30       Rdim=3
par=outv_Eigenverbrauchsanteil rng=Ergebnisse!AO30       Rdim=3
par=outv_Eigendeckungsanteil rng=Ergebnisse!AU30       Rdim=3
par=outv_SBS_Lebensdauer_zykl_pph rng=Ergebnisse!BA30       Rdim=3
par=outv_SBS_Lebensdauer_kal_red rng=Ergebnisse!BG30       Rdim=3

```

```

par=out_HH_E_Bedarf_a          rng=Erg!CE30  Rdim=2
par=out_PV_E_erzeugt_a        rng=Erg!CK30  Rdim=3
par=out_PV_E_eigen_a          rng=Erg!CQ30  Rdim=3
par=out_ESF_E_Bedarf_a        rng=Erg!CW30  Rdim=3
par=out_ESF_E_rueck_a         rng=Erg!DC30  Rdim=3
par=out_HHges_Netzbezug_a     rng=Erg!DI30  Rdim=3
par=out_SBS_E_lad_a           rng=Erg!DO30  Rdim=3
par=outv_SBS_Kap               rng=Erg!DU30  Rdim=3
par=out_SBS_Kap_statisch      rng=Erg!EA30  Rdim=3
par=outv_PV_Ertrag             rng=Erg!EG30  Rdim=3
par=out_PV_Ertrag_statisch    rng=Erg!EM30  Rdim=3
par=out_PV_Einspeiseverguetung rng=Erg!ES30  Rdim=3
par=outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr rng=Erg!EY30  Rdim=3
par=outv_Kosten_Netzeinspeis_ueberGr rng=Erg!FE30  Rdim=3
par=out_PV_Kosten_abregel     rng=Erg!FK30  Rdim=3
par=out_PV_Ppeak              rng=Erg!FQ30  Rdim=3
par=out_PV_E_abregel_sum      rng=Erg!FW30  Rdim=3
par=outv_HH_P_max             rng=Erg!GC30  Rdim=3
par=outv_Netz_P_max_ein       rng=Erg!GI30  Rdim=3

par=out_solvestat            rng=Erg!HA30  Rdim=3
par=out_etSolve              rng=Erg!HG30  Rdim=3
par=out_etSolver             rng=Erg!HM30  Rdim=3
par=out_iterUsd              rng=Erg!HS30  Rdim=3
par=out_numVar               rng=Erg!HY30  Rdim=3
par=out_numDVar              rng=Erg!IE30  Rdim=3
par=out_numEqu               rng=Erg!IK30  Rdim=3
par=out_numnopt              rng=Erg!IQ30  Rdim=3
par=out_numNZ                rng=Erg!IW30  Rdim=3
par=out_objEst               rng=Erg!JC30  Rdim=3
par=out_objVal               rng=Erg!JO30  Rdim=3
par=out_nodUsd               rng=Erg!JU30  Rdim=3
par=out_procUsed             rng=Erg!KA30  Rdim=3
par=out_robj                  rng=Erg!KG30  Rdim=3
$offecho

*****
* Ausgaben Gesamtnetzlast
Parameters
  out_P_HH_alle(T)
  out_P_Netzbezug_Z225(T,MLV)
  out_P_Netzeinspeis_Z225(T,MLV)
;

out_P_HH_alle(T) = sum(HHs, P_HH(T,HHs));
out_P_Netzbezug_Z225(T,MLV) = sum((HHs,EKfz)$HH_Z225(HHs,EKfz), outv_P_Netzbezug(MLV,T,HHs,EKfz));
out_P_Netzeinspeis_Z225(T,MLV)
= sum((HHs,EKfz)$HH_Z225(HHs,EKfz), outv_PV_P_Netzeinspeis(MLV,T,HHs,EKfz));

* Ausgabedatei Gesamtnetzlast schreiben
$onecho > GDX\GDX_OUT_Erg_Gesamtlast.txt
LOG = GDX\LOG_GDX_OUT_Erg_Gesamtlast
TRACE = 3
* Nullzeilen loeschen (Y) oder nicht (N)
SQ = n
text="HH_P_alle in kw"          rng=Gesamt!A1
par=out_P_HH_alle              rng=Gesamt!A11 Rdim=1
text="P_Netzbezug_Z225 in kw"  rng=Gesamt!E1
par=out_P_Netzbezug_Z225      rng=Gesamt!E10 Rdim=1 Cdim=1
text="P_Netzeinspeis_Z225 in kw" rng=Gesamt!K1
par=out_P_Netzeinspeis_Z225   rng=Gesamt!K10 Rdim=1 Cdim=1
$offecho

*****
* Ausgabe Einzelhaushalt
*
*EVno: EH05, BEV24
*1: HH26, BEV132

SETS
HH_LG1(HHs) / RHH26 /
EKfz_LG1(EKfz) / BEV132 /
;

Parameters
out_LG1_P_HH(T,HH_LG1)        "Jahreslastgaenge von Haushalten, in kw"
out_LG1_P_PV(T)               "Einstrahlungslastgang, normiert auf 1000"
out_LG1_PV_Ertrag(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_P_Netzbezug(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_PV_P_eigen(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_PV_P_Netzeinspeis(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_SBS_Kap(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_SBS_Pmax(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_SBS_E_opt(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_SBS_P_laden(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_SBS_P_entladen(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_ESF_P_entl(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_ESF_P_laden(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_ESF_P_rueck(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_HH_P_Netzbezug_ueberGr(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)
out_LG1_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1)

out_P_HH_alle(T)
out_P_Netzbezug_A225(T,MLV)

```

```

out_P_Netzeinspeis_A225(T,MLV)
;
* Ausgaben Einzelhaushalt
out_LG1_P_HH(T,HH_LG1) = P_HH(T,HH_LG1);
out_LG1_P_PV(T) = P_PV(T);
out_LG1_PV_Ertrag(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_PV_Ertrag(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_P_Netzbezug(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_P_Netzbezug(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_PV_P_eigen(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_PV_P_eigen(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_PV_P_Netzeinspeis(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_PV_P_Netzeinspeis(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_SBS_Kap(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_SBS_Kap(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_SBS_Pmax(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_SBS_Pmax(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_SBS_E_opt(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_SBS_E_opt(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_SBS_P_laden(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_SBS_P_laden(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_SBS_P_entladen(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_SBS_P_entladen(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_ESF_P_entl(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_ESF_P_entl(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_ESF_P_laden(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_ESF_P_laden(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_ESF_P_rueck(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_ESF_P_rueck(MLV,T,HH_LG1,EKfz_LG1);
out_LG1_HH_P_Netzbezug_ueberGr(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_HH_P_Netzbezug_ueberGr(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1,T);
out_LG1_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(T,MLV,HH_LG1,EKfz_LG1) = outv_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr(MLV,HH_LG1,EKfz_LG1,T);
* Ausgabedatei Einzelhaushalt schreiben
$onecho > GDX\GDX_OUT_Erg_LG1.txt
LOG = GDX\LOG_GDX_OUT_LG1
TRACE = 3
* Nullzeilen loeschen (Y) oder nicht (N)
SQ = n
par=out_LG1_P_HH                rng=Ausgabe!D10          Rdim=1 Cdim=1
par=out_LG1_P_Netzbezug         rng=Ausgabe!G8          Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_PV_Ertrag           rng=Ausgabe!L3          Rdim=1 Cdim=2
par=out_LG1_P_PV                rng=Ausgabe!L11         Rdim=1
par=out_LG1_PV_P_eigen          rng=Ausgabe!O8          Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_PV_P_Netzeinspeis  rng=Ausgabe!S8          Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_SBS_Kap            rng=Ausgabe!W3          Rdim=1 Cdim=2
par=out_LG1_SBS_E_opt          rng=Ausgabe!W8          Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_SBS_Pmax           rng=Ausgabe!Z8          Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_SBS_P_laden        rng=Ausgabe!AC8         Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_SBS_P_entladen     rng=Ausgabe!AF8         Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_ESF_P_entl         rng=Ausgabe!AN8         Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_ESF_P_laden       rng=Ausgabe!AS8         Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_ESF_P_rueck       rng=Ausgabe!AX8         Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_HH_P_Netzbezug_ueberGr rng=Ausgabe!BC8       Rdim=1 Cdim=3
par=out_LG1_HH_P_Netzeinspeis_ueberGr rng=Ausgabe!BH8     Rdim=1 Cdim=3
par=Preisfaktor                rng=Ausgabe!BM8          Rdim=1

text="PV Ertrag in Mwh"          rng=Ausgabe!L1
text="PV Profil in 1000kwh/a"   rng=Ausgabe!L9
text="PV P eigen in kw"        rng=Ausgabe!O6
text="PV P Netzeinspeisung in kw" rng=Ausgabe!S6
text="SBS Pmax in kw"          rng=Ausgabe!Z6
text="SBS_P_laden in kw"       rng=Ausgabe!AC6
text="SBS_P_entladen in kw"    rng=Ausgabe!AF6
text="ESF_P_entl in kw"        rng=Ausgabe!AN6
text="ESF_P_laden in kw"       rng=Ausgabe!AS6
text="ESF_P_rueck in kw"       rng=Ausgabe!AX6
text="HH_P_Netzbezug_ueberGr in kw" rng=Ausgabe!BC6
text="HH_P_Netzeinspeis_ueberGr in kw" rng=Ausgabe!BH6
text="Strompreisfaktor"        rng=Ausgabe!BM6
$offecho

*****
* Ausgabedatei Zeitreihenauswertung schreiben
$onecho > GDX\GDX_OUT_Erg_Zeitreihen.txt
LOG = GDX\LOG_GDX_OUT_Erg_Zeitreihen
TRACE = 3
* Nullzeilen loeschen (Y) oder nicht (N)
SQ = n
par= out_HH_Bedarf_W           rng=wo_HH_Bedarf!C9          Rdim=2 Cdim=2
par= out_PV_erzeugt_W         rng=wo_PV_erz!C9            Rdim=2 Cdim=2
par= out_PV_eigen_W           rng=wo_PV_eigen!C9          Rdim=2 Cdim=2
par= out_SBS_E_lad_W          rng=wo_HH_SBS_Laden!C9      Rdim=2 Cdim=2
par= outv_ESF_Laden_W         rng=wo_ESF_Laden!C9         Rdim=2 Cdim=2

par= out_HH_Bedarf_D           rng=D_HH_Bedarf!C9          Rdim=2 Cdim=2
par= out_HH_Netzbezug_D       rng=D_HH_Netzbezug!C9       Rdim=2 Cdim=2
par=outv_SBS_E_lad_D          rng=D_SBS_E_lad!C9          Rdim=2 Cdim=2
par= out_PV_erzeugt_D         rng=D_PV_erzeugt!C9         Rdim=2 Cdim=2
par= out_PV_E_eigen_D         rng=D_PV_E_eigen!C9         Rdim=2 Cdim=2
par= outv_ESF_Laden_D         rng=D_ESF_Laden!C9          Rdim=2 Cdim=2
$offecho

*****
* GDX Ausgaben und Excel Ausgaben in Verzeichnis Erg
execute_unload 'GDX_OUTPUT.gdx';
* Excelausgabe für ausgewählte Ergebnisse
execute 'copy vorlagen\Erg.xlsx %gams.user1%'
execute 'gdxrrw.exe I=GDX_OUTPUT.gdx O=%gams.user1%\Erg.xlsx @GDX\GDX_OUT_Erg.txt';
execute 'copy vorlagen\Erg_kompakt.xlsx %gams.user1%'
execute 'gdxrrw.exe I=GDX_OUTPUT.gdx O=%gams.user1%\Erg_kompakt.xlsx @GDX\GDX_OUT_Erg_kompakt.txt';

* Excelausgabe eines Einzelhaushaltes

```

```
execute 'copy Vorlagen\Erg_LG1.xlsx %gams.user1%'
execute 'gdxxrw.exe I=GDX_OUTPUT.gdx O=%gams.user1%\Erg_LG1.xlsx @GDX\GDX_OUT_Erg_LG1.txt';

* Excelausgabe der Gesamtergebnisse Netzeinspeisung und Netzbezug
execute 'copy Vorlagen\Erg_Gesamtlast.xlsx %gams.user1%'
execute 'gdxxrw.exe I=GDX_OUTPUT.gdx O=%gams.user1%\Erg_Gesamtlast.xlsx @GDX\GDX_OUT_Erg_Gesamtlast.txt';

* Excelausgabe der Zeitreihenauswertung
execute 'copy Vorlagen\Erg_Zeitreeihenauswertung.xlsx %gams.user1%'
execute 'gdxxrw.exe I=GDX_OUTPUT.gdx O=%gams.user1%\Erg_Zeitreeihenauswertung.xlsx @GDX\GDX_OUT_Erg_Zeitreeihen.txt';

* Komprimieren des GDX-Outputs
execute 'gdxcopy -v7c -replace GDX_OUTPUT.gdx'
execute 'move GDX_OUTPUT.gdx %gams.user1%'
*execute 'copy Daten_SpeicherOpt.xlsx %gams.user1%'
execute 'copy SpeicherOpt_V13.gms %gams.user1%'
execute 'copy SpeicherOpt_V13.log %gams.user1%'
execute 'copy SpeicherOpt_V13.lst %gams.user1%'
```

B Datenübersicht Haushaltslastgänge

Die Haushaltslastgänge sind empirisch gemessene Daten eines Jahres aus unbekanntem Haushalten und stammen aus drei Datenquellen. Die zeitliche Auflösung ist viertelstündlich.

Die Datensätze der Quellen C und R wurden ohne weitere Bearbeitung übernommen. Einzelne Null-Werte wurden nicht angepasst, unrealistischen Messwerte (negative oder extrem hohe Werte) sind nicht enthalten. Lediglich zwei Lastgänge aus der Quelle C (CHH10 und CHH11) haben sehr viele Nullwerte, weshalb sie nicht verwendet werden¹⁹⁹. Bei den Datensätzen der Datenquelle E kamen mehrere fehlende Werte über mehrere Viertelstunden hinweg vor. Diese wurden ergänzt durch den vorhergehenden plausiblen Messwert.

Danach wurden alle Datensätze so aufbereitet, dass die Datensätze aller Quellen an einem Freitag den 1.1. beginnen. Bei einem Schaltjahr wurde der 29.2. entfernt und die Sommerzeit wurde nicht berücksichtigt. Der Datensatz aus Quelle R wurde um zwei Tage verschoben, der Datensatz aus Quelle C um einen Tag. Dadurch sind die Daten standardisiert auf 8 760 Stunden und die gleichen Wochentage, so dass damit eine Verwendung zusammen mit den Mobilitätsprofilen und den Wetterdaten auf Basis von Testreferenzjahren möglich wird.

Tabelle 9.1: Übersicht der Haushaltslastgangdaten – Teil I mit Quellen C und E

Lastgang	Jahresstrombedarf in kWh	max. Last in kW	Anteil Bedarf 8-20 Uhr	Anteil Bedarf Winter	Anteil Bedarf Sommer	Lastgang	Jahresstrombedarf in kWh	max. Last in kW	Anteil Bedarf 8-20 Uhr	Anteil Bedarf Winter	Anteil Bedarf Sommer
CHH01	7394,9	23,0	66,8%	29,5%	21,0%	EHH01	1280,6	4,0	55,7%	20,4%	28,0%
CHH02	3133,5	10,6	56,7%	33,7%	21,2%	EHH02	5878,9	7,3	53,9%	26,5%	23,6%
CHH03	3887,2	6,7	57,9%	39,8%	17,2%	EHH03	1466,5	3,3	49,0%	29,8%	21,6%
CHH04	4780,9	6,6	57,6%	29,9%	17,5%	EHH04	6409,2	5,2	55,4%	26,0%	21,7%
CHH05	8035,4	15,2	60,5%	30,2%	20,4%	EHH05	6255,9	9,1	65,8%	27,3%	22,7%
CHH06	3398,8	10,3	53,5%	26,1%	20,0%	EHH06	2831,0	6,0	53,6%	34,5%	19,3%
CHH07	9260,7	11,3	61,5%	44,3%	13,0%	EHH07	3621,2	7,1	61,1%	28,9%	19,4%
CHH08	4531,9	5,0	53,7%	30,2%	20,3%	EHH08	4522,9	5,8	56,8%	30,8%	18,3%
CHH09	5744,3	5,5	53,1%	28,4%	22,6%	EHH09	5307,8	8,6	60,0%	28,9%	20,3%
CHH10	1785,8	5,9	70,9%	29,0%	20,3%	EHH10	7090,4	9,4	56,6%	29,0%	19,8%
CHH11	2581,4	16,5	76,1%	29,1%	20,1%	EHH11	5230,7	5,8	57,7%	28,3%	20,7%
						EHH12	4578,1	2,8	50,4%	19,0%	36,3%
						EHH13	5867,0	6,6	55,8%	29,3%	21,7%
						EHH14	6741,0	5,7	51,1%	29,5%	20,7%

¹⁹⁹ Die beiden Lastgänge sind in der Tabelle 9.1 Teil I grau hinterlegt.

Tabelle 9.1: Übersicht der Haushaltslastgangdaten – Teil 2 mit Quelle R

Last-gang	Jahres-strom-bedarf in kWh	max. Last in kW	Anteil Bedarf 8-20 Uhr	Anteil Bedarf Winter	Anteil Bedarf Sommer	Last-gang	Jahres-strom-bedarf in kWh	max. Last in kW	Anteil Bedarf 8-20 Uhr	Anteil Bedarf Winter	Anteil Bedarf Sommer
RHH01	3979,0	6,6	54,9%	24,3%	22,7%	RHH34	5178,0	20,6	54,7%	29,9%	20,2%
RHH02	6486,9	17,0	74,5%	28,9%	19,3%	RHH35	2087,0	22,1	54,3%	25,0%	23,6%
RHH03	1258,8	3,8	55,5%	27,9%	22,6%	RHH36	4243,3	21,3	62,5%	26,3%	22,4%
RHH04	2858,7	26,1	52,6%	28,4%	18,4%	RHH37	4512,4	21,5	67,0%	27,4%	19,2%
RHH05	2275,0	4,5	50,6%	28,6%	24,7%	RHH38	6311,7	22,5	58,2%	30,0%	22,9%
RHH06	1575,8	2,9	62,7%	23,2%	25,8%	RHH39	5256,1	9,4	63,3%	30,9%	18,6%
RHH07	4381,5	6,4	57,0%	30,4%	17,8%	RHH40	2440,7	7,4	61,6%	31,8%	17,6%
RHH08	3842,5	22,0	58,0%	29,5%	19,3%	RHH41	5857,6	21,9	58,4%	29,2%	19,9%
RHH09	4164,3	15,5	51,3%	30,2%	23,3%	RHH42	2515,8	11,8	66,1%	28,2%	19,9%
RHH10	5417,9	5,9	61,6%	28,9%	20,1%	RHH43	3858,0	7,3	72,2%	27,4%	20,7%
RHH11	4849,7	21,8	49,2%	22,5%	25,4%	RHH44	3322,1	6,9	64,0%	30,2%	22,1%
RHH12	4241,5	19,5	58,5%	28,4%	23,7%	RHH45	2312,0	5,9	72,8%	28,9%	20,6%
RHH13	4451,8	6,9	56,6%	37,6%	16,2%	RHH46	3696,9	20,6	66,9%	23,5%	24,7%
RHH14	5403,4	7,7	59,1%	29,5%	20,5%	RHH47	5343,7	15,0	58,4%	26,9%	25,0%
RHH15	2914,9	13,0	63,9%	29,8%	20,0%	RHH48	3568,6	10,5	54,9%	36,9%	17,8%
RHH16	2229,6	13,6	59,1%	32,3%	21,2%	RHH49	4138,9	14,7	61,9%	29,2%	20,5%
RHH17	3663,7	8,4	59,0%	31,9%	15,4%	RHH50	1215,9	4,4	54,9%	26,9%	29,9%
RHH18	4245,7	7,1	59,6%	30,5%	19,0%	RHH51	3105,9	29,3	65,4%	28,3%	19,2%
RHH19	3429,1	20,7	57,6%	27,6%	16,2%	RHH52	1818,8	4,4	52,1%	28,8%	16,2%
RHH20	3168,2	9,9	61,3%	28,8%	21,0%	RHH53	6165,9	15,1	64,0%	28,6%	19,1%
RHH21	1227,1	4,6	59,0%	24,7%	26,0%	RHH54	2386,0	6,2	69,8%	32,3%	16,1%
RHH22	2980,6	16,6	56,0%	27,9%	21,6%	RHH55	3442,6	6,7	61,4%	33,6%	15,1%
RHH23	2395,3	4,8	68,1%	31,2%	15,2%	RHH56	5723,6	12,6	63,3%	30,8%	20,3%
RHH24	6232,1	18,4	65,6%	31,8%	20,1%	RHH57	7091,2	8,5	54,0%	26,8%	22,9%
RHH25	2804,3	25,7	60,8%	30,8%	14,8%	RHH58	3083,7	5,5	62,5%	25,3%	25,5%
RHH26	6053,0	16,9	57,9%	27,5%	22,3%	RHH59	2798,8	6,3	65,8%	26,7%	24,2%
RHH27	2847,7	4,4	55,9%	26,2%	22,9%	RHH60	5418,8	23,9	58,7%	46,8%	12,8%
RHH28	1419,2	5,6	59,6%	24,2%	27,3%	RHH61	1156,0	3,2	51,0%	24,3%	26,1%
RHH29	2494,6	26,9	54,0%	26,9%	22,1%	RHH62	2341,5	8,2	52,0%	29,5%	18,1%
RHH30	2746,2	29,0	62,6%	28,1%	20,6%	RHH63	2588,3	17,4	55,2%	30,2%	19,7%
RHH31	2884,8	22,2	46,4%	31,0%	21,6%	RHH64	3076,5	7,1	67,8%	31,7%	21,7%
RHH32	3105,8	6,6	57,6%	29,3%	20,0%	RHH65	2854,8	7,1	59,7%	28,2%	20,3%
RHH33	3159,2	19,2	59,7%	29,6%	22,0%						

C Aufbereitung Mobilitätsprofile

Datengrundlage für die Mobilitätsprofile ist das Deutsche Mobilitätspanel (MOP) auf Basis der Erhebung von 2009/10 (BMVBS 2010a). In dieser Mobilitätsstudie wurde die Alltagsmobilität in Deutschland untersucht, wobei die Stichprobe nach Datenbereinigung einen Umfang von insgesamt 982 befragten privaten Haushalten und 1 630 Personen mit einem Mindestalter von zehn Jahren auf. Diese Personen wurden jeweils eine Woche lang zu ihrer Alltagsmobilität, vornehmlich in Form von Weginformationen befragt. Die Befragungen fanden im Zeitraum vom 14.09.2009 bis zum 22.11.2009 statt. Darüber hinaus wurden auch personenbezogene und haushaltsbezogene Daten abgefragt, die als Metadaten zum Datensatz verstanden werden können und umfangreiche Auswertungen ermöglichen.

Ein typischer Wegdatensatz einer Person enthält unter anderem Wegzweck, Abfahrtszeit und Tag, Dauer, Entfernung und verwendete Verkehrsmittel. Hinzu kommen die Zuordnungen zu Haushalt und Person.

Die Mobilitätsstudie enthält zudem eine Erhebung zu Verbrauchswerten und Fahrleistungen von Kfz. Dabei wurden sog. Tankbuchdaten derselben Stichprobe wie zur Untersuchung der Alltagsmobilität genutzt. Die Erhebung erfolgte mithilfe des Unternehmens TNS Infratest im Zeitraum April bis Juni 2010 und dient zuvorderst der Erhebung Pkw spezifischer Daten und umfasste pro Person einen Befragungszeitraum von acht Wochen.

Mit Hilfe dieser Daten wurden Mobilitätsprofile als Eingangsdaten für das Modell erstellt. Die Mobilitätsprofile pro Pkw umfassen für den Zeitraum einer Woche (Montag bis Sonntag) folgende Datensätze:

- maximal möglicher Ladestand der Pkw-Batterie ($SoCmax_{th,ekfz}^{EKfz}$)
- minimal möglicher Ladestand der Pkw-Batterie ($SoCmin_{th,ekfz}^{EKfz}$)
- zur Verfügung stehende maximale Ladeleistung der Ladeinfrastruktur ($Pmax_{th,ekfz}^{EKfz}$)
- Entladeleistung des Pkw während der Fahrt ($SoCentl_{th,ekfz}^{EKfz}$)
- Ladeleistung beim sofortigen Vollladen der Pkw-Batterie ($Pstrt_{th,ekfz}^{EKfz}$)
- Batteriekapazität des Pkw Kap_{ekfz}^{EKfz}

Zur Ermittlung und Berechnung dieser Mobilitätsprofile waren mehrere Arbeitsschritte notwendig, die im Folgenden erläutert werden.

Die Stichprobendaten zur Alltagsmobilität (Mobilitätsdaten) wurden bereits durch das MOP plausibilisiert und anschließend um unrealistische Angaben bereinigt. Bei der Datenaufbereitung wurden dennoch wenige Wegdatensätze als fehlerbehaftet identifiziert und entsprechend nicht

weiter berücksichtigt. Grundsätzlich wurden nur Wege berücksichtigt, die als Hauptverkehrsmittel mit einem Pkw als Fahrer zurückgelegt wurden.

Da die aufgezeichneten Wege primär Personen zugeordnet sind und nicht den konkreten, im Haushalt verfügbaren Pkw, musste zunächst eine Zuordnung von Wegen und Pkw durchgeführt werden. Ist nur ein Pkw im Haushalt verfügbar, ist die Zuordnung eindeutig. Sind mehrere Pkw im Haushalt verfügbar und gleichzeitig nicht mehr volljährige Personen als Pkw, werden die Pkw jeweils einer konkreten Person zugeordnet. Gibt es mehrere Pkw und mehr Personen als Pkw im Haushalt wurde eine fünfstufige Zuordnung nach maximaler Plausibilität durchgeführt. Darüber hinaus wurden auch Fahrtfolgen berücksichtigt und plausibilisiert. Die nun konsistenten Wegedaten wurden nach Haushalts-ID, Fahrzeugabgrenzung, Datum und Abfahrtszeit geordnet. Zusatzdaten wie zurückzulegende Strecken zwischen zwei Lademöglichkeiten wurden daraus berechnet.

Weiter wurden die Pkw anhand des Tankdatensatzes und der Angabe der Motorleistung in ein grobes Pkw-Segment (klein, mittel, groß) eingeteilt. Pkw, bei denen kein Tankdatensatz vorhanden ist, wurden der Kategorie „durchschnittlich“ zugeordnet. Die konkreten Annahmen für die E-Pkw bezüglich elektrischem Verbrauch und der Batteriekapazität sind in Tabelle 9.2 aufgelistet²⁰⁰. Für kleine Pkw wurde ein Elektrizitätsbedarf von 20,8 kWh pro 100 km inkl. Nebenverbrauchern angenommen (Helms u. a. 2010). Für die anderen Pkw-Segmente wurde dieser Wert anhand der Verbrauchswerte konventioneller Pkw aus den Tankdaten der MOP proportional errechnet. Die Batteriekapazität wurde für das Pkw-Segment groß mit 32 kWh angenommen und dann proportional nach den Tankinhalten der konventionellen Pkw aus den Tankdaten der MOP auf die anderen Segmente umgerechnet.

Tabelle 9.2: Annahmen zu Verbrauchswerten und Batteriekapazitäten für E-Pkw nach Segmenten

Pkw-Segment	konv. Pkw aus MOP			BEV		PHEV	
	Pkw-Leistung in PS	Verbrauch in l/100km	Verbrauch in kWh/km	Kap ^{EKfz} in kWh	Reichweite in km	Kap ^{EKfz} in kWh	el. Reichweite in km
klein	≤ 78	6,7	0,208	23,5	112,7	8,8	42,3
mittel	≥78 ∧ ≤116	7,4	0,228	27,5	120,5	10,3	45,2
groß	≥116	8,3	0,258	32,0	123,8	12,0	46,4
durchschnittl.		7,6	0,235	28,2	120,1	10,6	45,0

Zur Bestimmung der Mobilitätsprofile wurden weitere Annahmen gemacht. Dazu gehört, dass das Mobilitätsverhalten der befragten Personen und Haushalte gleich bleibt, wenn sie anstelle des konventionellen Pkw einen E-Pkw nutzen würden und auch das Pkw-Segment bleibt gleich. Eine Lademöglichkeit wird ausschließlich zu Hause angenommen. Dies betrifft also Standzeiten nach Wegen, die den Wegzweck „nach Hause“ oder eine Rundfahrt von zu Hause nach zu Hause betreffen.

²⁰⁰ Vereinfacht werden keine jahreszeitlichen Unterschiede im Energiebedarf der Fahrzeuge angenommen, wie sie bspw. von Lindgren und Lund (2016) ermittelt wurden.

Zur Ermittlung des maximalen Ladestandes $SoCmax_{th,ekfz}^{EKfz}$ wird das Ladeszenario sofort nach Ankunft schnellstmöglich vollladen herangezogen. Bei der Ermittlung des minimalen Ladestandes $SoCmin_{th,ekfz}^{EKfz}$ das Ladeszenario spätest mögliches minimales Laden genutzt. So bleibt gewährleistet, dass die Fahrten mit dem E-Pkw durchgeführt werden können. Mobilitätsprofile für BEV bei denen zu mindestens einem Zeitpunkt $SoCmax_{th,ekfz}^{EKfz} < SoCmin_{th,ekfz}^{EKfz}$ ist, wurden aussortiert, da diese nicht rein elektrisch durchgeführt werden könnten. Gleiches gilt dann, wenn Ladestände unter 0 % SoC oder über 100 % benötigt würden, um Ladezeiten und Fahrten realisieren zu können. Bei PHEV besteht dieses Problem nicht, da sich hierdurch lediglich geringe elektrische Reichweiten erreicht werden. Für PHEV wird angenommen, dass möglichst alle Wege elektrisch zurückgelegt werden. Reicht die Batteriekapazität nicht aus, wird der restliche Weg mit Hilfe des Verbrennungsmotors zurückgelegt und der Ladestand ist bei 0 %.

Zur Ermittlung der Entladelastkurve durch Fahrten wurde jeweils die Energiemenge der Fahrt bestimmt und dann proportional umgelegt auf die Zeitscheiben, während denen die Fahrt durchgeführt wird. Die maximal zur Verfügung stehende Ladeleistung der Ladeinfrastruktur $Pmax_{th,ekfz}^{EKfz}$ ergibt sich aus der Anschlussleistung, die mit 3,5 kW angenommen wird, und der Anwesenheit des Pkw zu Hause. Ist der Pkw nicht zu Hause wird $Pmax_{th,ekfz}^{EKfz} = 0$ angenommen. Die nutzbare Ladeleistung reduziert sich, konsistent zur Annahme im Modell, bei Ladeständen oberhalb 75 % SoC (vgl. (5.26)). Zwischen Ankunftszeit und Ladebeginn oder Ladeende und Abfahrt werden keine Verzugszeiten berücksichtigt. Weiterhin ist in dieser Abstraktion irrelevant, ob induktiv oder induktiv geladen wird, lediglich die angenommene maximale Ladeleistung der Ladeinfrastruktur ist relevant.

Da lediglich die vorhandene Berichtswoche als Vorlage benutzt werden kann, bedeutet dies für die Modellierung des Wochenübergangs, dass der Abstellort des Fahrzeugs zu Beginn der Berichtswoche dem Abstellort am Ende der Woche entsprechen muss.

D Datenübersicht Mobilitätsprofile

Tabelle 9.3: Übersicht der Mobilitätsprofile – BEV

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
BEV001	270014-4-1	2	5006		BEV212	290379-4-1	4	2168		BEV423	310380-4-1	2	8492	x
BEV002	270017-4-1	4	7241	x	BEV213	290394-4-1	1	7970		BEV424	310381-4-1	4	2634	
BEV003	270037-4-1	4	5197		BEV215	290402-4-1	4	14567	x	BEV425	310384-4-1	2	18768	x
BEV004	270041-4-1	4	10401		BEV217	290420-4-1	4	3996		BEV426	310384-4-2	3	6525	
BEV005	270045-4-1	3	1876		BEV218	290427-4-1	2	3885		BEV427	310385-4-1	2	5397	
BEV006	270053-4-1	4	2551		BEV219	290446-4-1	1	6940		BEV428	310385-4-2	3	5058	
BEV008	270070-4-2	3	7976		BEV220	290446-4-2	2	5293		BEV429	310401-4-1	1	7626	x
BEV009	270090-4-1	4	7580		BEV221	290448-4-2	2	3833		BEV430	310418-4-1	4	8118	
BEV010	270091-4-1	4	11033	x	BEV223	290452-4-1	2	4367		BEV431	310419-4-2	4	12175	x
BEV011	270092-4-1	2	1257		BEV224	290453-4-1	3	1382		BEV432	310424-4-1	1	1981	
BEV012	270099-4-2	4	9073		BEV225	290455-4-1	1	11002		BEV433	310427-4-2	3	2964	
BEV013	270105-4-2	4	2549	x	BEV226	290461-4-1	2	7806		BEV434	310428-4-1	1	9718	
BEV015	270113-4-1	2	5710		BEV227	290472-4-2	2	6079		BEV435	310429-4-1	2	5375	x
BEV016	270126-4-2	3	2659		BEV228	290485-4-1	4	5837		BEV436	310436-4-2	1	11777	x
BEV017	270140-4-1	3	2640		BEV229	290492-4-2	1	1408		BEV437	310441-4-1	2	10145	x
BEV019	270161-4-1	1	2138		BEV230	290503-4-1	2	8032		BEV438	310448-4-2	2	5320	
BEV020	270166-4-1	3	2620		BEV231	290505-4-1	3	5974		BEV439	310453-4-1	2	16748	x
BEV021	270168-4-2	2	4589		BEV232	290511-4-3	3	11527		BEV441	310459-4-2	1	4533	
BEV022	270173-4-2	3	4546		BEV233	290513-4-1	1	1966		BEV442	310480-4-1	1	7404	
BEV023	270173-4-1	2	5970		BEV234	290519-4-1	2	22774		BEV443	310482-4-2	3	9154	x
BEV024	270184-4-1	1	12789		BEV235	290522-4-1	3	6004		BEV444	310483-4-1	2	12639	x
BEV025	270186-4-1	1	14288	x	BEV236	290523-4-1	1	1330		BEV445	310483-4-2	3	12397	x
BEV026	270199-4-1	3	9336		BEV237	290525-4-1	1	2998		BEV446	310484-4-1	1	1238	x
BEV027	270200-4-1	3	4976		BEV238	290532-4-1	1	8128		BEV447	310496-4-1	3	6825	
BEV028	270201-4-1	3	17068	x	BEV239	290534-4-2	1	3381		BEV448	310497-4-1	1	6049	
BEV029	270206-4-1	1	8456		BEV240	290534-4-1	1	3084		BEV449	310501-4-2	3	1364	
BEV030	270223-4-1	2	2920		BEV242	290542-4-2	2	5104	x	BEV450	310504-4-1	2	11323	x
BEV031	270231-4-1	1	19430	x	BEV243	290548-4-1	1	4315		BEV452	310513-4-1	2	2959	
BEV032	270240-4-1	1	15153	x	BEV244	290552-4-2	4	4945		BEV453	310516-4-1	2	1751	
BEV034	270258-4-2	3	1701		BEV246	290560-4-1	1	16686	x	BEV454	310521-4-1	4	3145	x
BEV035	270261-4-1	1	2388	x	BEV247	290562-4-1	2	4996	x	BEV455	310525-4-2	4	8151	
BEV036	270268-4-1	4	2153		BEV248	290563-4-2	4	4349		BEV456	310528-4-2	1	8481	
BEV037	270279-4-1	3	11477	x	BEV249	290565-4-1	2	11839	x	BEV457	310528-4-1	1	13090	
BEV038	270290-4-1	1	3142		BEV251	290567-4-1	4	1919		BEV458	310528-4-3	3	2907	
BEV039	270291-4-1	1	10293		BEV252	290568-4-1	1	10957		BEV459	310533-4-2	2	5353	
BEV040	270305-4-2	3	13062	x	BEV253	290570-4-1	4	6766		BEV460	310538-4-1	3	6080	
BEV042	270309-4-1	2	6772		BEV254	290574-4-1	1	7436		BEV461	310539-4-1	3	6122	

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
BEV043	270311-4-2	3	1636		BEV255	290577-4-1	3	3147		BEV463	310554-4-1	1	5645	
BEV044	270312-4-1	2	7049		BEV257	290589-4-1	4	4400		BEV464	310554-4-2	1	2353	
BEV045	270327-4-1	1	4978		BEV258	290593-4-1	3	7222		BEV465	310558-4-1	3	6771	x
BEV046	270335-4-1	2	8502		BEV259	290598-4-1	3	1627		BEV466	310562-4-1	1	10207	x
BEV047	270337-4-2	3	6749		BEV260	290601-4-1	4	3650		BEV467	310562-4-2	3	4017	
BEV048	270345-4-1	1	7474		BEV261	290602-4-1	3	12510		BEV468	310567-4-1	1	5487	x
BEV049	270346-4-1	2	9228		BEV262	290607-4-1	1	6375	x	BEV470	310585-4-1	3	3399	x
BEV050	270346-4-2	3	4860		BEV263	290607-4-2	3	4348	x	BEV471	310586-4-1	2	13956	x
BEV051	270347-4-2	4	1369		BEV264	290608-4-1	3	6653		BEV472	310586-4-2	3	6337	x
BEV052	270349-4-1	2	12854	x	BEV265	290638-4-2	3	8127		BEV473	310587-4-1	3	6436	
BEV053	270355-4-1	3	3165		BEV266	290650-4-1	1	6082	x	BEV474	310598-4-1	3	8465	
BEV054	270360-4-1	2	1709		BEV267	290650-4-2	2	1921		BEV475	310603-4-1	4	19361	x
BEV055	270361-4-1	1	3607	x	BEV268	290657-4-1	1	11308	x	BEV476	310616-4-1	4	5973	
BEV056	270367-4-1	2	10071		BEV269	290658-4-1	4	1460		BEV478	310619-4-1	1	1460	
BEV057	270376-4-1	4	18504	x	BEV270	290660-4-1	3	3691		BEV479	310620-4-1	4	25127	x
BEV058	270378-4-2	4	2962		BEV271	290662-4-1	1	11072	x	BEV480	310621-4-1	2	4745	
BEV059	270378-4-1	4	14330	x	BEV272	290664-4-1	2	1492		BEV481	310627-4-1	1	10291	x
BEV060	270383-4-1	3	4263		BEV274	290670-4-1	2	2461		BEV482	310629-4-1	3	3129	
BEV061	270387-4-1	1	6466		BEV275	290674-4-2	1	3917		BEV483	310636-4-2	4	6427	x
BEV062	270401-4-1	1	4804		BEV276	290676-4-1	3	7501	x	BEV486	310640-4-2	3	11929	
BEV064	270413-4-1	2	16655	x	BEV277	290678-4-1	4	4116	x	BEV487	310642-4-1	1	2894	
BEV065	270413-4-2	3	2637		BEV278	290679-4-1	1	7644		BEV488	310643-4-1	4	13031	x
BEV066	270415-4-1	1	11911		BEV279	290681-4-1	2	1863		BEV489	310647-4-1	1	1721	
BEV067	270432-4-1	3	15121	x	BEV280	290686-4-1	2	3311		BEV490	310650-4-1	2	9942	
BEV068	270443-4-1	1	5050		BEV282	290687-4-1	4	13234	x	BEV491	310652-4-1	3	11363	x
BEV069	270452-4-2	1	6565		BEV283	290689-4-1	2	2180		BEV492	310656-4-1	1	1251	x
BEV070	270452-4-1	1	22904		BEV284	290691-4-1	4	4417		BEV493	310659-4-1	1	1734	
BEV071	270462-4-1	3	5027		BEV285	290696-4-1	3	10493	x	BEV494	310672-4-1	4	2907	
BEV072	270484-4-1	1	15702		BEV286	290698-4-1	1	6772		BEV495	310678-4-1	3	8969	x
BEV073	270487-4-1	1	8487		BEV288	290699-4-2	3	6257		BEV496	310679-4-2	2	3324	
BEV074	270498-4-1	1	9754		BEV289	290701-4-1	2	6794		BEV497	310679-4-1	3	7308	
BEV075	270510-4-1	4	19973	x	BEV290	290703-4-1	4	1916		BEV498	310693-4-1	3	15337	x
BEV076	270518-4-1	2	2086		BEV291	290711-4-2	2	5578		BEV499	310693-4-2	2	7291	x
BEV077	270524-4-2	3	7773	x	BEV293	290716-4-1	4	1894	x	BEV500	310694-4-1	4	12247	
BEV079	270566-4-2	4	5427		BEV295	290725-4-1	1	7900		BEV501	310697-4-1	1	1369	
BEV080	270576-4-1	1	11246	x	BEV296	290726-4-1	4	2009		BEV502	310700-4-1	2	6330	
BEV081	270603-4-1	2	7080		BEV297	290736-4-1	4	6361		BEV503	310702-4-1	3	6132	x
BEV082	270603-4-2	2	3327	x	BEV298	290741-4-1	1	11109		BEV504	310715-4-1	1	11413	
BEV083	270611-4-2	4	4693		BEV299	290747-4-1	1	17193	x	BEV505	310716-4-1	2	4224	
BEV084	270615-4-1	4	10122		BEV300	290747-4-2	1	7566		BEV506	310718-4-1	1	9337	x
BEV086	270627-4-1	1	11775	x	BEV301	290757-4-1	1	9901		BEV507	310718-4-2	2	8270	

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
BEV087	270642-4-2	3	1330	x	BEV302	290760-4-1	2	20790	x	BEV508	310719-4-1	2	6518	
BEV089	270658-4-1	4	1877		BEV303	290763-4-1	4	4321		BEV509	310723-4-1	2	18104	x
BEV090	270659-4-1	2	3572		BEV304	290769-4-1	2	4151		BEV510	310724-4-1	2	1330	
BEV094	270692-4-1	1	8072	x	BEV305	290773-4-1	3	2985		BEV511	310725-4-2	2	6453	
BEV097	270709-4-1	4	3047		BEV307	290781-4-1	3	2477		BEV512	310728-4-1	4	2346	
BEV098	270710-4-1	2	5300		BEV308	290796-4-1	2	7559	x	BEV513	310735-4-2	2	9070	x
BEV099	270712-4-1	1	11218	x	BEV309	290805-4-1	1	10836	x	BEV514	310740-4-1	4	6701	
BEV100	270715-4-1	1	9627		BEV310	290805-4-2	3	7754	x	BEV515	310742-4-1	1	7650	
BEV101	270722-4-1	1	10540	x	BEV311	290816-4-1	1	5345		BEV519	670005-4-1	3	1669	
BEV102	270722-4-2	3	7699		BEV312	290822-4-1	1	10802		BEV520	670021-4-1	3	4693	
BEV103	270723-4-2	4	4941		BEV313	290825-4-1	1	8138	x	BEV521	670022-4-1	3	1395	x
BEV106	270734-4-2	4	1434	x	BEV315	290828-4-1	3	3000		BEV522	670024-4-2	3	1538	x
BEV107	270739-4-2	3	2135		BEV316	290836-4-1	1	5124		BEV523	670027-4-1	3	4132	x
BEV108	270739-4-1	2	8807	x	BEV317	290848-4-1	2	5133		BEV524	670028-4-1	2	17847	
BEV109	270740-4-1	3	9349		BEV319	290871-4-1	2	6388	x	BEV525	670029-4-2	3	3103	
BEV110	270741-4-1	3	2594		BEV320	290872-4-1	2	5339	x	BEV526	670033-4-1	1	5315	
BEV111	270746-4-2	3	12586	x	BEV321	290876-4-1	3	1708		BEV527	670034-4-1	2	10158	
BEV113	270757-4-2	4	4093		BEV322	290882-4-1	4	1427		BEV528	670035-4-1	3	5433	
BEV114	270761-4-2	2	9490	x	BEV323	290884-4-1	2	7045		BEV529	670051-4-1	2	3576	x
BEV116	270800-4-1	1	5875		BEV324	290900-4-1	1	6116		BEV530	670062-4-1	3	6635	x
BEV117	270802-4-1	2	19402		BEV325	290900-4-2	2	2044		BEV531	670062-4-2	3	5814	x
BEV118	270802-4-2	2	14453	x	BEV326	290907-4-1	4	2086		BEV532	670064-4-2	3	4276	
BEV119	270805-4-1	2	5006		BEV327	290927-4-1	1	2861		BEV533	670064-4-1	3	24654	x
BEV120	270810-4-2	2	8134	x	BEV328	290928-4-1	1	3357	x	BEV534	670064-4-3	4	3984	
BEV121	290019-4-1	1	13555	x	BEV329	290928-4-2	1	3106		BEV535	670066-4-1	2	5104	
BEV122	290028-4-1	1	2920	x	BEV330	290967-4-2	3	3468		BEV536	670079-4-1	2	26598	x
BEV123	290042-4-1	4	12706	x	BEV332	290998-4-1	1	9172	x	BEV537	670079-4-2	3	4802	x
BEV124	290042-4-2	4	1815		BEV334	310019-4-2	4	1669	x	BEV538	670086-4-1	1	11706	
BEV125	290053-4-1	1	10963		BEV335	310037-4-2	1	14198		BEV539	670096-4-1	1	8510	
BEV126	290060-4-1	4	1242		BEV336	310040-4-1	4	8268		BEV543	670144-4-1	1	12183	x
BEV127	290074-4-1	4	10108		BEV338	310048-4-1	4	2513		BEV544	670183-4-1	3	11668	x
BEV128	290077-4-1	1	12685	x	BEV339	310050-4-1	1	5302		BEV546	670196-4-1	1	25426	x
BEV129	290077-4-2	1	8450		BEV340	310054-4-1	1	9205	x	BEV547	670204-4-2	4	5736	
BEV130	290081-4-2	4	2503		BEV341	310058-4-1	4	3989		BEV548	670204-4-1	4	14485	x
BEV132	290084-4-1	1	18810	x	BEV343	310061-4-1	1	3616		BEV550	690002-4-1	2	10813	x
BEV133	290085-4-1	2	20012		BEV344	310064-4-1	4	5527		BEV551	690006-4-1	1	4838	
BEV135	290098-4-3	4	5791		BEV345	310065-4-1	2	1721	x	BEV552	690008-4-1	4	12731	
BEV136	290101-4-1	2	10473		BEV346	310068-4-2	1	10155		BEV553	690008-4-2	4	9982	
BEV138	290112-4-1	1	16462	x	BEV347	310074-4-1	3	4329		BEV554	690022-4-1	2	6797	x
BEV140	290123-4-1	1	5893	x	BEV348	310075-4-2	4	10236		BEV555	690037-4-1	1	4191	
BEV141	290124-4-1	3	6929		BEV349	310083-4-1	4	1369		BEV556	690041-4-2	4	8354	

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
BEV142	290132-4-1	1	12894		BEV351	310109-4-1	4	7340	x	BEV557	690052-4-1	4	6211	
BEV143	290137-4-1	2	6021		BEV352	310111-4-1	1	1095		BEV558	690062-4-1	2	5149	
BEV144	290139-4-1	4	7781	x	BEV353	310120-4-1	3	6467		BEV559	690069-4-1	2	13416	
BEV145	290146-4-1	2	3481	x	BEV354	310130-4-2	3	1648	x	BEV560	690075-4-1	3	3531	
BEV146	290150-4-1	1	1251		BEV355	310132-4-1	1	18029	x	BEV562	690096-4-1	3	6489	
BEV147	290153-4-2	4	2842		BEV357	310148-4-1	1	5957		BEV563	690098-4-1	3	10825	x
BEV148	290157-4-1	2	2832		BEV358	310149-4-1	1	4888		BEV564	690100-4-1	3	7519	
BEV149	290163-4-1	4	4006		BEV359	310156-4-2	1	12827		BEV565	690105-4-1	2	5747	
BEV150	290166-4-1	3	7691		BEV360	310159-4-1	2	7430	x	BEV566	690106-4-1	2	4020	
BEV151	290166-4-2	3	2242	x	BEV363	310176-4-2	4	2205		BEV567	690114-4-1	1	10950	
BEV153	290172-4-1	2	9255		BEV364	310179-4-1	4	10904		BEV569	690125-4-1	2	4607	
BEV154	290176-4-1	4	23195	x	BEV365	310180-4-1	1	6726	x	BEV571	690134-4-1	4	3377	
BEV158	290183-4-1	2	9229		BEV366	310180-4-2	3	3587		BEV573	690143-4-1	2	10821	
BEV159	290187-4-1	3	8408		BEV368	310184-4-1	4	15187	x	BEV574	690144-4-2	3	5102	x
BEV160	290188-4-1	3	1225		BEV369	310188-4-1	1	7977		BEV575	690147-4-1	1	17855	x
BEV162	290197-4-1	2	8469	x	BEV370	310191-4-1	1	9096	x	BEV577	690165-4-2	3	4239	
BEV163	290201-4-1	2	14706	x	BEV371	310194-4-1	3	6557		BEV578	690166-4-1	1	5410	x
BEV165	290209-4-2	1	15876	x	BEV372	310195-4-1	3	8496		BEV579	690167-4-1	4	4866	
BEV166	290209-4-3	1	2671		BEV373	310196-4-1	4	10954		BEV580	690167-4-2	4	4125	
BEV167	290212-4-1	3	11524	x	BEV375	310199-4-1	1	5419	x	BEV582	690169-4-2	2	6080	
BEV168	290215-4-1	2	1981		BEV376	310200-4-2	3	2933	x	BEV583	690170-4-1	2	5084	
BEV169	290218-4-1	3	5936		BEV377	310200-4-1	1	7114		BEV584	690177-4-1	2	1608	x
BEV170	290222-4-1	4	10825		BEV378	310204-4-1	4	4641		BEV585	690181-4-1	2	3911	
BEV171	290231-4-1	2	7816		BEV379	310209-4-1	2	4883		BEV586	690192-4-1	2	10172	
BEV173	290245-4-1	2	2203		BEV380	310210-4-1	2	22944	x	BEV587	690226-4-1	2	4193	
BEV174	290247-4-2	3	5893		BEV382	310211-4-2	4	1749		BEV588	710001-4-1	4	7547	x
BEV175	290252-4-1	1	6084		BEV383	310211-4-1	2	1111		BEV590	710007-4-2	3	2452	
BEV176	290255-4-1	1	9005	x	BEV384	310213-4-1	1	11458		BEV591	710024-4-1	1	4464	
BEV178	290256-4-1	3	6952		BEV385	310223-4-1	4	1330		BEV592	710029-4-1	3	4464	
BEV179	290269-4-1	2	2383		BEV386	310227-4-1	4	19202	x	BEV593	710031-4-1	2	17261	x
BEV180	290272-4-1	1	13200	x	BEV387	310229-4-1	2	3363		BEV594	710031-4-3	2	5622	
BEV181	290272-4-2	2	1779		BEV388	310231-4-1	1	2776		BEV595	710031-4-2	2	12626	x
BEV182	290273-4-1	2	6262		BEV389	310236-4-2	3	3510		BEV596	710036-4-1	1	10272	x
BEV183	290283-4-1	2	7586		BEV390	310237-4-1	4	5548		BEV597	710038-4-1	4	5591	
BEV186	290305-4-1	3	8439		BEV392	310246-4-1	2	11193	x	BEV598	710039-4-2	2	17692	x
BEV187	290308-4-1	4	10550	x	BEV393	310248-4-2	2	3744		BEV599	710041-4-1	4	3702	
BEV189	290310-4-1	4	4289		BEV394	310249-4-1	4	1421		BEV600	710046-4-1	2	10806	x
BEV190	290316-4-1	1	1374		BEV395	310254-4-1	2	10988	x	BEV601	710049-4-1	2	20272	x
BEV191	290320-4-2	4	2490		BEV396	310258-4-2	4	3184	x	BEV603	710057-4-1	4	7348	
BEV192	290320-4-1	4	7172		BEV397	310266-4-2	4	3614		BEV604	710057-4-2	4	3114	
BEV193	290323-4-2	3	12156		BEV399	310280-4-1	1	7938		BEV605	710065-4-1	4	2620	

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
BEV194	290323-4-1	3	17143	x	BEV400	310295-4-1	1	11526	x	BEV606	710069-4-1	2	9804	x
BEV195	290325-4-1	2	8160		BEV401	310296-4-1	4	9376	x	BEV607	710098-4-1	2	7827	
BEV196	290328-4-2	3	8421	x	BEV402	310300-4-1	1	2321		BEV610	710113-4-1	2	11469	x
BEV198	290330-4-1	4	6726		BEV405	310317-4-1	2	10036	x	BEV611	710126-4-1	3	2907	
BEV199	290336-4-1	2	5929	x	BEV407	310324-4-1	3	7821		BEV612	710136-4-1	2	28522	x
BEV200	290349-4-1	4	11133		BEV409	310327-4-1	2	17680	x	BEV613	710138-4-1	1	6857	x
BEV201	290350-4-2	2	7343		BEV410	310329-4-1	2	12047		BEV614	710140-4-2	3	3455	
BEV202	290351-4-1	1	2631		BEV411	310348-4-1	2	8118		BEV615	710144-4-1	1	5152	x
BEV204	290358-4-1	4	16569	x	BEV412	310353-4-1	3	3456		BEV616	710152-4-1	4	1814	
BEV205	290358-4-2	4	8455		BEV413	310354-4-2	1	4315		BEV617	710156-4-1	4	16931	x
BEV206	290360-4-1	1	19453	x	BEV414	310362-4-1	1	8500		BEV618	710160-4-1	4	3017	
BEV207	290360-4-2	2	13262	x	BEV416	310364-4-1	1	3892		BEV619	710165-4-1	4	9128	x
BEV208	290361-4-1	2	8204		BEV418	310367-4-1	4	23347	x	BEV620	710168-4-1	4	1735	
BEV210	290364-4-1	1	8155	x	BEV420	310373-4-2	3	17400	x	BEV621	710172-4-2	4	2989	
BEV211	290374-4-1	2	12254	x	BEV421	310376-4-1	1	10272	x					

Tabelle 9.4: Übersicht der Mobilitätsprofile – PHEV

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
PEV001	270037-4-1	4	5197		PEV137	290453-4-1	3	1382	x	PEV273	310348-4-1	2	8118	
PEV003	270045-4-1	3	1876		PEV139	290472-4-2	2	6079		PEV274	310353-4-1	3	3456	x
PEV004	270053-4-1	4	2551	x	PEV140	290485-4-1	4	5837	x	PEV278	310380-4-1	2	8492	
PEV007	270092-4-1	2	1257		PEV141	290492-4-2	1	1408	x	PEV279	310381-4-1	4	2634	
PEV009	270105-4-2	4	2549		PEV143	290505-4-1	3	5974	x	PEV283	310424-4-1	1	1981	
PEV011	270129-4-1	2	1121		PEV144	290513-4-1	1	1966		PEV285	310429-4-1	2	5375	
PEV013	270161-4-1	1	2138		PEV146	290523-4-1	1	1330		PEV289	310459-4-2	1	4533	x
PEV014	270166-4-1	3	2620		PEV147	290525-4-1	1	2998		PEV291	310484-4-1	1	1238	
PEV015	270168-4-2	2	4589		PEV151	290542-4-2	2	5104		PEV294	310501-4-2	3	1364	
PEV017	270223-4-1	2	2920		PEV152	290562-4-1	2	4996	x	PEV297	310513-4-1	2	2959	
PEV019	270258-4-2	3	1701		PEV153	290563-4-2	4	4349	x	PEV298	310516-4-1	2	1751	
PEV020	270261-4-1	1	2388		PEV155	290567-4-1	4	1919		PEV299	310521-4-1	4	3145	x
PEV021	270268-4-1	4	2153	x	PEV157	290589-4-1	4	4400	x	PEV301	310528-4-3	3	2907	
PEV022	270290-4-1	1	3142	x	PEV158	290598-4-1	3	1627		PEV303	310538-4-1	3	6080	
PEV025	270311-4-2	3	1636	x	PEV164	290650-4-1	1	6082		PEV306	310554-4-1	1	5645	
PEV030	270347-4-2	4	1369	x	PEV165	290650-4-2	2	1921		PEV307	310554-4-2	1	2353	
PEV032	270360-4-1	2	1709	x	PEV166	290658-4-1	4	1460	x	PEV310	310578-4-1	1	4944	x
PEV033	270361-4-1	1	3607		PEV167	290664-4-1	2	1492		PEV311	310585-4-1	3	3399	x
PEV034	270367-4-1	2	10071	x	PEV169	290670-4-1	2	2461	x	PEV312	310587-4-1	3	6436	
PEV036	270383-4-1	3	4263	x	PEV170	290674-4-2	1	3917	x	PEV314	310616-4-1	4	5973	x
PEV039	270413-4-2	3	2637		PEV171	290678-4-1	4	4116		PEV317	310621-4-1	2	4745	x
PEV040	270415-4-1	1	11911	x	PEV174	290681-4-1	2	1863	x	PEV318	310629-4-1	3	3129	
PEV041	270443-4-1	1	5050		PEV175	290686-4-1	2	3311		PEV319	310636-4-2	4	6427	
PEV045	270498-4-1	1	9754		PEV177	290689-4-1	2	2180	x	PEV322	310642-4-1	1	2894	
PEV049	270576-4-1	1	11246		PEV178	290691-4-1	4	4417		PEV323	310643-4-2	4	2104	x
PEV050	270603-4-1	2	7080		PEV180	290698-4-1	1	6772		PEV325	310647-4-1	1	1721	
PEV052	270615-4-1	4	10122	x	PEV182	290699-4-2	3	6257		PEV326	310656-4-1	1	1251	
PEV055	270642-4-2	3	1330		PEV183	290701-4-1	2	6794	x	PEV327	310659-4-1	1	1734	x
PEV056	270658-4-1	4	1877		PEV184	290703-4-1	4	1916	x	PEV328	310672-4-1	4	2907	x
PEV057	270659-4-1	2	3572	x	PEV185	290711-4-2	2	5578		PEV330	310679-4-1	3	7308	
PEV063	270709-4-1	4	3047	x	PEV186	290716-4-1	4	1894		PEV334	310716-4-1	2	4224	x
PEV065	270722-4-2	3	7699		PEV187	290726-4-1	4	2009		PEV337	310724-4-1	2	1330	
PEV066	270723-4-2	4	4941	x	PEV191	290763-4-1	4	4321		PEV344	670005-4-1	3	1669	
PEV068	270734-4-2	4	1434		PEV193	290769-4-1	2	4151		PEV345	670022-4-1	3	1395	x
PEV069	270739-4-2	3	2135		PEV194	290773-4-1	3	2985		PEV348	670029-4-2	3	3103	
PEV070	270739-4-1	2	8807		PEV198	290828-4-1	3	3000		PEV349	670035-4-1	3	5433	x
PEV071	270741-4-1	3	2594		PEV202	290876-4-1	3	1708		PEV350	670059-4-3	3	4862	x
PEV072	270757-4-2	4	4093	x	PEV203	290882-4-1	4	1427	x	PEV351	670062-4-1	3	6635	x
PEV074	270800-4-1	1	5875	x	PEV205	290900-4-2	2	2044		PEV352	670062-4-2	3	5814	x

ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U	ID	Zuordnung MOP	Kfz Kl.	elektr. Jkm	U
PEV076	270810-4-2	2	8134		PEV207	290927-4-1	1	2861		PEV354	670064-4-3	4	3984	x
PEV079	290028-4-1	1	2920		PEV208	290928-4-1	1	3357	x	PEV355	670066-4-1	2	5104	x
PEV080	290042-4-2	4	1815		PEV209	290928-4-2	1	3106		PEV356	670079-4-2	3	4802	
PEV081	290060-4-1	4	1242		PEV211	290967-4-2	3	3468		PEV360	670204-4-2	4	5736	
PEV091	290146-4-1	2	3481		PEV214	310019-4-2	4	1669		PEV363	690022-4-1	2	6797	
PEV092	290150-4-1	1	1251	x	PEV218	310048-4-1	4	2513		PEV365	690041-4-2	4	8354	
PEV093	290153-4-2	4	2842	x	PEV224	310065-4-1	2	1721		PEV366	690062-4-1	2	5149	
PEV094	290157-4-1	2	2832	x	PEV227	310083-4-1	4	1369		PEV367	690075-4-1	3	3531	x
PEV095	290166-4-1	3	7691	x	PEV228	310109-4-1	4	7340		PEV370	690100-4-1	3	7519	x
PEV096	290166-4-2	3	2242		PEV229	310111-4-1	1	1095		PEV371	690106-4-1	2	4020	x
PEV100	290187-4-1	3	8408		PEV231	310130-4-2	3	1648	x	PEV375	690144-4-1	1	7590	x
PEV101	290188-4-1	3	1225		PEV233	310149-4-1	1	4888	x	PEV376	690144-4-2	3	5102	
PEV104	290209-4-3	1	2671		PEV234	310159-4-1	2	7430		PEV378	690165-4-2	3	4239	
PEV106	290215-4-1	2	1981		PEV236	310176-4-2	4	2205		PEV380	690167-4-2	4	4125	
PEV107	290218-4-1	3	5936		PEV237	310180-4-1	1	6726	x	PEV382	690177-4-1	2	1608	
PEV108	290245-4-1	2	2203		PEV238	310180-4-2	3	3587	x	PEV383	690181-4-1	2	3911	
PEV109	290247-4-2	3	5893		PEV245	310204-4-1	4	4641		PEV385	710001-4-1	4	7547	x
PEV111	290256-4-1	3	6952		PEV246	310209-4-1	2	4883		PEV386	710007-4-2	3	2452	
PEV112	290269-4-1	2	2383		PEV248	310211-4-2	4	1749	x	PEV388	710024-4-1	1	4464	x
PEV113	290272-4-2	2	1779		PEV249	310211-4-1	2	1111		PEV389	710029-4-1	3	4464	x
PEV114	290273-4-1	2	6262		PEV251	310223-4-1	4	1330		PEV391	710057-4-1	4	7348	
PEV118	290310-4-1	4	4289		PEV252	310231-4-1	1	2776		PEV392	710057-4-2	4	3114	
PEV119	290316-4-1	1	1374		PEV253	310236-4-2	3	3510		PEV393	710069-4-1	2	9804	
PEV120	290320-4-2	4	2490		PEV254	310237-4-1	4	5548	x	PEV394	710077-4-2	3	5941	x
PEV124	290330-4-1	4	6726		PEV257	310249-4-1	4	1421	x	PEV395	710089-4-2	3	1256	
PEV125	290330-4-2	4	6332	x	PEV258	310250-4-2	3	6635		PEV399	710140-4-2	3	3455	
PEV126	290351-4-1	1	2631		PEV260	310266-4-2	4	3614		PEV400	710144-4-1	1	5152	x
PEV128	290358-4-2	4	8455		PEV261	310280-4-1	1	7938	x	PEV401	710152-4-1	4	1814	
PEV129	290379-4-1	4	2168		PEV262	310288-4-1	1	6869	x	PEV403	710160-4-1	4	3017	x
PEV130	290394-4-1	1	7970		PEV263	310292-4-1	1	5384		PEV404	710168-4-1	4	1735	x
PEV133	290427-4-1	2	3885		PEV266	310300-4-1	1	2321	x	PEV405	710172-4-2	4	2989	
PEV135	290450-4-2	4	1669		PEV272	310335-4-1	4	5646						

E Modellierungsvarianten von Ladevorgängen

Der nachfolgend dargestellte Quellcode ist eine Abwandlung von dem Modell Speicher-Opt (siehe Anhang A), deshalb werden lediglich die Formeln dargestellt.

So werden für die Modellierung der Ladevorgänge der E-Pkw die Formeln (5.22) bis (5.31) aus Abschnitt 5.2.2 übernommen. Weiterhin werden die Bilanzgleichungen und Ausgabengleichungen der Formeln (5.1), (5.9) bis (5.12) und (5.14) in vereinfachter Form übernommen. Nicht berücksichtigt werden alle Terme, welche die PV-Anlage und das SBS betreffen. Die Zielfunktion minimiert somit ausschließlich die Ausgaben für Elektrizität, die für die Ladevorgänge benötigt wird.

```

$title Optimierung der EPkw Ladung
* Verion 20151210,
* Autor: Thomas Kaschub, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Lehrstuhl für Energiewirtschaft

Sets
TH "Zeitscheiben pro Woche"
EKfz "Elektrofahrzeuge"
Ekfz_JA(EKfz) "Auswahl"
;

Parameters
Strompreis "Arbeitspreis Strombezug EUR/kwh"
Preisfaktor(TH) "Faktor stündlich, um TOU Preise abzubilden, in 1"
HH_P_Netzbezugsgrnze "Lastgrenze für Strombezug aus dem Netz, in kw"
HH_P_Netzeinspeisegrenze "Lastgrenze für Stromspeisung ins Netz, in kw"
HH_P_Poenale_ueberGr "Poenale über Lastgrenze, in EUR/kwh"
Netzbezugsgrnze_aktiv "Entscheidungsparameter ob Netzbezugsgrnze aktiv (1) oder nicht (0)"
Pmin_Stromrichter "Mindestleistung des Stromrichters, in kw"
Pmin_Stromrichter_aktiv "Mindestleistung des Stromrichters (1) oder nicht (0)"
Netzentgelt_a
Netzentgelt_kwh
Netzentgelt_kw
Netzentgelt_fix_aktiv
Netzentgelt_kw_aktiv
dt "Dauer der Zeitscheibe T pro Stunde, in Stunden"

*Elektrostrassenfahrzeuge
ESF_SoC_min(TH,EKfz) "Ladezustand minimal; in Prozent"
  ESF_SoC_min_HH(TH)
ESF_SoC_max(TH,EKfz) "Ladezustand maximal; in Prozent"
  ESF_SoC_max_HH(TH)
ESF_SoC_entl(TH,EKfz) "Batterie entladen; in Prozent"
  ESF_SoC_entl_HH(TH)
ESF_Pmax(TH,EKfz) "maximal verfügbare Ladekapazität; in kw"
  ESF_Pmax_HH(TH)
ESF_P_laden_sofort(TH,EKfz) "Festes Ladeszenario sofort vollladen; in kw"
  ESF_P_laden_sofort_HH(TH)
ESF_Kapa_Bat(EKfz) "Batteriegröße; in kwh"
  ESF_Kapa_Bat_HH
ESF_Effizienz "Lade-/Entladeeffizienz"
ESFB_Zykluskosten "Kosten für die zyklische Abnutzung des Fahrzeuges durch Rueckspeisen; in EUR/kwh"

ESF_aktiv "Entscheidungsparameter: ESF im Modell vorhanden (1) oder nicht (0)"
ESF_opt_aktiv "Entscheidungsparameter: sofort laden (0) oder Ladevorgang optimieren (1)"
ESFB_Rueck_aktiv "Rueckspeisen: deaktiv (0) oder aktiv (1)"
ESF_Anzahl
*** einstellen
ESF_Flotte_aktiv "Entscheidung ob Flotte (1) oder Einzel-ESF (0)" / 1 /
;

$CALL 'GDXXRW I=Daten_SpeicherOpt.xlsx O=GDX_Daten_Input @GDX_Daten_Input_SpeicherOpt.txt'
$GDXXIN GDX_Daten_Input
$LOADDC TH, Ekfz, Ekfz_JA
$LOADDC Strompreis, Preisfaktor, dt
$LOADDC Pmin_Stromrichter, Pmin_Stromrichter_aktiv
$LOADDC ESF_aktiv, ESF_opt_aktiv, ESF_Effizienz, ESFB_Zykluskosten, ESFB_Rueck_aktiv
$LOADDC HH_P_Netzbezugsgrnze, HH_P_Poenale_ueberGr,
$LOADDC Netzbezugsgrnze_aktiv
$LOADDC Netzentgelt_fix_aktiv, Netzentgelt_kw_aktiv, Netzentgelt_a, Netzentgelt_kwh,
$LOADDC Netzentgelt_kw
$GDXXIN

* $CALL 'GDXXRW I=Daten_EKfz_W_SpeicherOpt_736.xlsx O=GDX_Daten_EKfz_w_Input_736
@GDX_Daten_EKfz_w_Input_SpeicherOpt.txt'

```



```

(v_HH_P_Netzbezug_ueberGr(TH) $(Netzbezugsgrenze_aktiv) ))
* minimale Bepreisung des verfügbaren Kapazitaet
*** + sum(TH, v_ESF_Pmaxlad(TH) * 0.000001)
* maximalen Ladestand erreichen
*** + sum(TH, v_ESF_SoC_optimal(TH) * 0.000001)
;

*Strombedarf HH
eq_HH_Strombedarf(TH)..
v_HH_P_gesamt(TH)
=e= (v_ESF_P_laden_ges(TH) $(ESF_opt_aktiv)
+ (ESF_P_laden_sofort_HH(TH) / ESF_Effizienz) $(not ESF_opt_aktiv) )$(ESF_aktiv);

*Strombilanz des HH
eq_HH_Strombilanz(TH)..
v_HH_P_gesamt(TH)
=e=
+ v_P_Netzbezug(TH)
+ v_ESF_P_rueck_ges(TH) $(ESF_aktiv and ESF_opt_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv) ;

*Bestimmen der maximalen Netzbezugsleistung
eq_HH_Pmax(TH)..
v_HH_P_max =g= v_P_Netzbezug(TH);

*Die Netzbezugsgrenze limitiert die maximale Leistung des Netzbezuges
eq_HH_Netzbezugsgrenze(TH)$(Netzbezugsgrenze_aktiv)..
v_P_Netzbezug(TH) =l= HH_P_Netzbezugsgrenze + v_HH_P_Netzbezug_ueberGr(TH);

*****
* ESF

*ESF: Optimierung des Ladezustandes (SoC)
* Ladezustand am Ende der aktuellen Zeitscheibe ist eine Anpassung des vorhergehenden Ladezustandes
* durch Laden und Entladen.
* Beim Entladen wird keine Effizienz eingerechnet, da diese schon in den Inputdaten enthalten ist.
eq_ESF_SoC_Optimierung(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_SoC_optimal(TH)
=e=
v_ESF_SoC_optimal(TH-1) $(TA_ORD(TH)<1)
* Vorgabe: erste Zeitscheibe hat gleichen SoC wie letzte Zeitscheibe
+ v_ESF_SoC_optimal("TW672") $(TA_ORD(TH)=1)
- ESF_SoC_entl_HH(TH)
+ v_ESF_SoC_Zuladen(TH) * ESF_Effizienz
- (v_ESF_P_rueck_ges(TH) *dt /ESF_Kapa_Bat_HH/ ESF_Effizienz)$(ESFB_Rueck_aktiv) ;

*ESF: Ladeleistungsbegrenzung
eq_ESF_SoC_Ladeleistungsbegrenzung(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_P_laden_ges(TH) =l= v_ESF_Pmaxlad(TH);

*ESF: Umrechnung der Ladeleistung in SoC-Aenderung
eq_ESF_laden(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_SoC_Zuladen(TH)*ESF_Kapa_Bat_HH
=e= v_ESF_P_laden_ges(TH) *dt ;

*ESF: Berechnen der zu reduzierenden Ladeleistung
* !!Je nach Variante aktivieren!!
eq_ESF_Pmax_red(TH)$(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
***LAD1 v_ESF_Pmax_HH_red(TH) =e= 0;
***LAD2 v_ESF_Pmax_HH_red(TH) =e= v_ESF_SoC_optimal(TH) *ESF_Pmax_HH(TH);
***LAD3 v_ESF_Pmax_HH_red(TH) =g= ESF_Pmax_HH(TH) * (4 * v_ESF_SoC_optimal(TH) - 3);
***LAD4 v_ESF_SoC_optimal(TH) =l= 0.75;

* maximal verfügbare Ladeleistung
eq_ESF_Pmaxlad(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH)..
v_ESF_Pmaxlad(TH) =e= (ESF_Pmax_HH(TH) - v_ESF_Pmax_HH_red(TH))$(ESF_opt_aktiv) ;

*ESF Gesamtladeleistung
* bestehend aus normaler Ladeleistung und Offset durch Ladeschwelle
eq_ESF_P_laden_ges(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv)..
v_ESF_P_laden_ges(TH) =e=
v_ESF_P_laden(TH)
+ vb_ESF_laden(TH) * Pmin_Stromrichter $(Pmin_Stromrichter_aktiv) ;

* ESF Binaervariable setzen, ob geladen wird
eq_ESF_P_laden_Schwelle(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv and
Pmin_Stromrichter_aktiv)..
vb_ESF_laden(TH) =g= v_ESF_P_laden(TH) / 100000 ;

*ESF Gesamtruckspeiseleistung
* bestehend aus normaler Ruckspeiseleistung und Offset durch Ladeschwelle
eq_ESF_P_rueck_ges(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv)..
v_ESF_P_rueck_ges(TH) =e=
v_ESF_P_rueck(TH)
+ vb_ESF_rueck(TH) * Pmin_Stromrichter $(Pmin_Stromrichter_aktiv) ;

* ESF Binaervariable setzen, ob zurueck gespeist wird
eq_ESF_P_rueck_Schwelle(TH) $(ESF_aktiv and ESF_Kapa_Bat_HH and ESF_opt_aktiv
and Pmin_Stromrichter_aktiv and ESFB_Rueck_aktiv)..
vb_ESF_rueck(TH) =g= v_ESF_P_rueck(TH) / 100000 ;

*****
* Parameter zur Ausgabe der Variablen die mit HH variiert werden
Parameters
outv_NPV(EKfz)
outv_Netz_P_max_ein(EKfz)

```

```

out_HH_E_Bedarf_a(EKfz)
out_ESF_E_Bedarf_a(EKfz)
out_ESF_E_rueck_a(EKfz)
out_HHges_Netzbezug_a(EKfz)
outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr(EKfz) "Gesamtpönale, für Netzbezug über der Grenze; in EUR"
outv_HH_P_max(EKfz)
out_solveStat(EKfz) "attribute indicates the solver termination condition:"
out_modelStat(EKfz) "Model status:"
out_etSolve(EKfz) "elapsed time it took to execute a solve statement in total"
out_etSolver(EKfz) "elapsed time taken by the solver"
out_iterUsed(EKfz) "Number of iterations used"
out_numVar(EKfz) "Number of variables"
out_numDVar(EKfz) "Number of discrete variables"
out_numEqu(EKfz) "Number of equations"
out_numNOpt(EKfz) "Number of nonoptimalities"
out_numNZ(EKfz) "Number of nonzero entries in the model coefficient matrix"
out_objEst(EKfz) "The estimate of the best possible solution for a mixed-integer model"
out_objVal(EKfz) "objective function value"
out_nodUsed(EKfz) "number of nodes used by the MIP solver"
out_produced(EKfz) "used model type: 1=LP, 2=MIP"
out_rObj(EKfz) "MIP objective fuct. value from relaxed solve when the int. solver did not finish"
outv_P_Netzbezug(TH,EKfz)
outv_ESF_P_laden(TH,EKfz)
outv_ESF_P_rueck(TH,EKfz)
outv_ESF_P_entl(TH,EKfz)
outv_ESF_P_maxlad(TH,EKfz)
outv_ESF_E_optimal(TH,EKfz)
outv_HH_P_Netzbezug_ueberGr(EKfz,TH) ;

Modell Modell_LVPEV /all/;
Option OptCR = 0.01;

*Flottenbetrachtung
if (ESF_Flotte_aktiv,
*Optionen für CPLEX schreiben
$onecho > cplex.opt
parallelmode -1
threads 3
lpmethod 0
$offecho
Modell_LVPEV.OptFile = 1;
Solve Modell_LVPEV using MIP maximize v_Zielwert;
);

*Einzelbetrachtung
if((not ESF_Flotte_aktiv),
Loop ((EKfz)$EKfz_JA(EKfz)),
if(ESF_aktiv,
ESF_Soc_min_HH(TH) = ESF_Soc_min(TH,EKfz);
ESF_Soc_max_HH(TH) = ESF_Soc_max(TH,EKfz);
ESF_Soc_entl_HH(TH) = ESF_Soc_entl(TH,EKfz);
ESF_Pmax_HH(TH) = ESF_Pmax(TH,EKfz);
ESF_P_laden_sofort_HH(TH) = ESF_P_laden_sofort(TH,EKfz);
ESF_Kapa_Bat_HH = ESF_Kapa_Bat(EKfz);
* untere und obere Grenze für den optimalen SoC
v_ESF_Soc_optimal.lo(TH) = ESF_Soc_min_HH(TH) ;
v_ESF_Soc_optimal.up(TH) = ESF_Soc_max_HH(TH) ;
);
*Optionen für CPLEX schreiben
$onecho > cplex.opt
parallelmode -1
threads 3
lpmethod 0
$offecho
Modell_LVPEV.OptFile = 1;
Solve Modell_LVPEV using MIP maximize v_Zielwert;

*****
* Ausgaben
outv_NPV(EKfz) = v_Zielwert.l;
out_HHges_Netzbezug_a(EKfz) = sum(TH, v_P_Netzbezug.l(TH))*dT;
outv_HH_P_max(EKfz) = v_HH_P_max.l;
outv_Kosten_Netzbezug_ueberGr(EKfz) =
sum(TH, v_HH_P_Netzbezug_ueberGr.l(TH) *dT) * HH_P_Poenale_ueberGr;
outv_P_Netzbezug(TH, EKfz) = v_P_Netzbezug.l(TH);
outv_HH_P_Netzbezug_ueberGr(EKfz, TH) = v_HH_P_Netzbezug_ueberGr.l(TH);

* Ausgaben ESF
if(ESF_aktiv,
outv_ESF_E_rueck_a(EKfz) = sum(TH, v_ESF_P_rueck_ges.l(TH))*dT $ESFB_Rueck_aktiv ;
outv_ESF_E_Bedarf_a(EKfz) = sum(TH, v_ESF_P_laden_ges.l(TH)$ESF_opt_aktiv)
+ ESF_P_laden_sofort_HH(TH)$ESF_opt_aktiv / ESF_Effizienz ) *dT;
outv_ESF_P_laden(TH, EKfz) = v_ESF_P_laden_ges.l(TH)$ESF_opt_aktiv
+ ESF_P_laden_sofort_HH(TH)$ESF_opt_aktiv / ESF_Effizienz;
outv_ESF_P_rueck(TH, EKfz) = v_ESF_P_rueck_ges.l(TH)$ESFB_Rueck_aktiv ;
outv_ESF_P_entl(TH, EKfz) = ESF_Soc_entl_HH(TH) *ESF_Kapa_Bat_HH / dT;
outv_ESF_P_maxlad(TH, EKfz) = v_ESF_P_maxlad.l(TH);
outv_ESF_E_optimal(TH, EKfz) = v_ESF_Soc_optimal.l(TH) * ESF_Kapa_Bat_HH;
);

* Ausgaben GAMS

```

```

out_solveStat(EKfz) = Modell_LVPEV.solveStat;
out_modelStat(EKfz) = Modell_LVPEV.modelStat;
out_etsolve(EKfz) = Modell_LVPEV.etsolve;
out_etsolver(EKfz) = Modell_LVPEV.etsolver;
out_iterUsd(EKfz) = Modell_LVPEV.iterUsd;
out_numVar(EKfz) = Modell_LVPEV.numVar;
out_numDVar(EKfz) = Modell_LVPEV.numDVar;
out_numEq(EKfz) = Modell_LVPEV.numEq;
out_numNOpt(EKfz) = Modell_LVPEV.numNOpt;
out_numNZ(EKfz) = Modell_LVPEV.numNZ;
out_objEst(EKfz) = Modell_LVPEV.objEst;
out_objVal(EKfz) = Modell_LVPEV.objVal;
out_nodUsd(EKfz) = Modell_LVPEV.nodUsd;
out_proCused(EKfz) = Modell_LVPEV.proCused;
out_robj(EKfz) = Modell_LVPEV.robj;
); );
*****
* Ausgaben Gesamtnetzlast
Parameters
out_P_Netzbezug_EV(TH)
outv_ESF_P_laden_EV(TH)
outv_ESF_P_rueck_EV(TH)
out_ESF_P_entl_EV(TH)
outv_ESF_Pmaxlad_EV(TH)
outv_ESF_E_optimal_EV(TH)
out_ESF_Soc_min(TH)
outv_ESF_Soc_max(TH)
outv_ESF_Soc_entl(TH)
outv_ESF_P_laden_sofort(TH)
outv_ESF_Pmax(TH)
outv_ESF_Kapa_Bat
;
if(ESF_Flotte_aktiv,
out_P_Netzbezug_EV(TH) = v_P_Netzbezug.l(TH);
outv_ESF_P_laden_EV(TH) = v_ESF_P_laden_ges.l(TH)$ESF_opt_aktiv
+ ESF_P_laden_sofort_HH(TH)$not ESF_opt_aktiv / ESF_Effizienz;
outv_ESF_P_rueck_EV(TH) = v_ESF_P_rueck_ges.l(TH) $ESFB_rueck_aktiv;
outv_ESF_P_entl_EV(TH) = ESF_Soc_entl_HH(TH) *ESF_Kapa_Bat_HH / dT;
outv_ESF_Pmaxlad_EV(TH) = v_ESF_Pmaxlad.l(TH);
outv_ESF_E_optimal_EV(TH) = v_ESF_Soc_optimal.l(TH) * ESF_Kapa_Bat_HH;
outv_ESF_Soc_min(TH) = ESF_Soc_min_HH(TH);
outv_ESF_Soc_max(TH) = ESF_Soc_max_HH(TH);
outv_ESF_Soc_entl(TH) = ESF_Soc_entl_HH(TH);
outv_ESF_P_laden_sofort(TH) = ESF_P_laden_sofort_HH(TH);
outv_ESF_Pmax(TH) = ESF_Pmax_HH(TH);
outv_ESF_Kapa_Bat = ESF_Kapa_Bat_HH;
)
if(not ESF_Flotte_aktiv),
out_P_Netzbezug_EV(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), outv_P_Netzbezug(TH, EKfz));
outv_ESF_P_laden_EV(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), outv_ESF_P_laden(TH, EKfz));
outv_ESF_P_rueck_EV(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), outv_ESF_P_rueck(TH, EKfz));
outv_ESF_P_entl_EV(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), outv_ESF_P_entl(TH, EKfz));
outv_ESF_Pmaxlad_EV(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), outv_ESF_Pmaxlad(TH, EKfz));
outv_ESF_E_optimal_EV(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), outv_ESF_E_optimal(TH, EKfz));
outv_ESF_Soc_min(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), ESF_Soc_min(TH, EKfz))/ESF_Anzahl;
outv_ESF_Soc_max(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), ESF_Soc_max(TH, EKfz))/ESF_Anzahl;
outv_ESF_Soc_entl(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), ESF_Soc_entl(TH, EKfz))/ESF_Anzahl;
outv_ESF_P_laden_sofort(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), ESF_P_laden_sofort(TH, EKfz));
outv_ESF_Pmax(TH) = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), ESF_Pmax(TH, EKfz));
outv_ESF_Kapa_Bat = sum((EKfz)$EKfz_JA(EKfz), ESF_Kapa_Bat(EKfz));
);
*****
* GDx Ausgaben und Excel Ausgaben in Verzeichnis Erg
execute_unload 'GDx_OUTPUT.gdx';
* Excelausgabe für ausgewählte Ergebnisse
execute 'copy Vorlagen\Erg.xlsx Erg'
execute 'gdxxrw.exe I=GDx_OUTPUT.gdx O=Erg\Erg.xlsx @GDx_OUT_Erg.txt';
* Excelausgabe der Gesamtergebnisse Netzeinspeisung und Netzbezug
execute 'copy Vorlagen\Erg_Gesamtlast.xlsx Erg'
execute 'gdxxrw.exe I=GDx_OUTPUT.gdx O=Erg\Erg_Gesamtlast.xlsx @GDx_OUT_Erg_Gesamtlast.txt';
* Komprimieren des GDx-Outputs
execute 'gdxcopy -v7c -replace GDx_OUTPUT.gdx'
execute 'move GDx_OUTPUT.gdx Erg'
execute 'copy Daten_SpeicherOpt.xlsx Erg'
execute 'copy LVPEV_FlotteUndEinzel.gms Erg'
execute 'copy LVPEV_FlotteUndEinzel.log Erg'
execute 'copy LVPEV_FlotteUndEinzel.lst Erg'

```


PRODUKTION UND ENERGIE

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)



Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion
Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung

ISSN 2194-2404

- Band 1** National Integrated Assessment Modelling zur Bewertung umweltpolitischer Instrumente. Entwicklung des otello-Modellsystems und dessen Anwendung auf die Bundesrepublik Deutschland. 2012
ISBN 978-3-86644-853-7
- Band 2** Erhöhung der Energie- und Ressourceneffizienz und Reduzierung der Treibhausgasemissionen in der Eisen-, Stahl- und Zinkindustrie (ERESTRE). 2013
ISBN 978-3-86644-857-5
- Band 3** Frederik Trippe
Techno-ökonomische Bewertung alternativer Verfahrenskonfigurationen zur Herstellung von Biomass-to-Liquid (BtL) Kraftstoffen und Chemikalien. 2013
ISBN 978-3-7315-0031-5
- Band 4** Dogan Keles
Uncertainties in energy markets and their consideration in energy storage evaluation. 2013
ISBN 978-3-7315-0046-9
- Band 5** Heidi Ursula Heinrichs
Analyse der langfristigen Auswirkungen von Elektromobilität auf das deutsche Energiesystem im europäischen Energieverbund. 2013
ISBN 978-3-7315-0131-2
- Band 6** Julian Stengel
Akteursbasierte Simulation der energetischen Modernisierung des Wohngebäudebestands in Deutschland. 2014
ISBN 978-3-7315-0236-4

- Band 7** Sonja Babrowski
Bedarf und Verteilung elektrischer Tagesspeicher im zukünftigen deutschen Energiesystem. 2015
ISBN 978-3-7315-0306-4
- Band 8** Marius Wunder
Integration neuer Technologien der Bitumenkalthandhabung in die Versorgungskette. 2015
ISBN 978-3-7315-0319-4
- Band 9** Felix Teufel
Speicherbedarf und dessen Auswirkungen auf die Energiewirtschaft bei Umsetzung der politischen Ziele zur Energiewende. 2015
ISBN 978-3-7315-0341-5
- Band 10** D. Keles, L. Renz, A. Bublitz, F. Zimmermann, M. Genoese, W. Fichtner, H. Höfling, F. Sensfuß, J. Winkler
Zukunftsfähige Designoptionen für den deutschen Strommarkt: Ein Vergleich des Energy-only-Marktes mit Kapazitätsmärkten. 2016
ISBN 978-3-7315-0453-5
- Band 11** Patrick Breun
Ein Ansatz zur Bewertung klimapolitischer Instrumente am Beispiel der Metallerzeugung und -verarbeitung. 2016
ISBN 978-3-7315-0494-8
- Band 12** P. Ringler, H. Schermeyer, M. Ruppert, M. Hayn, V. Bertsch, D. Keles, W. Fichtner
Decentralized Energy Systems, Market Integration, Optimization. 2016
ISBN 978-3-7315-0505-1
- Band 13** Marian Hayn
Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus. 2016
ISBN 978-3-7315-0499-3

- Band 14** Frank Schätter
Decision support system for a reactive management of disaster-caused supply chain disturbances. 2016
ISBN 978-3-7315-0530-3
- Band 15** Robert Kunze
Techno-ökonomische Planung energetischer Wohngebäude-modernisierungen: Ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell auf Basis einer vollständigen Finanzplanung. 2016
ISBN 978-3-7315-0531-0
- Band 16** A. Kühlen, J. Stengel, R. Volk, F. Schultmann, M. Reinhardt, H. Schlick, S. Haghsheno, A. Mettke, S. Asmus, S. Schmidt, J. Harzheim
ISA: Immissionsschutz beim Abbruch - Minimierung von Umweltbelastungen (Lärm, Staub, Erschütterungen) beim Abbruch von Hoch-/Tiefbauten und Schaffung hochwertiger Recyclingmöglichkeiten für Materialien aus Gebäudeabbruch. 2017
ISBN 978-3-7315-0534-1
- Band 17** Konrad Zimmer
Entscheidungsunterstützung zur Auswahl und Steuerung von Lieferanten und Lieferketten unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten. 2016
ISBN 978-3-7315-0537-2
- Band 18** Kira Schumacher, Wolf Fichtner and Frank Schultmann (Eds.)
Innovations for sustainable biomass utilisation in the Upper Rhine Region. 2017
ISBN 978-3-7315-0423-8
- Band 19** Sophia Radloff
Modellgestützte Bewertung der Nutzung von Biokohle als Bodenzusatz in der Landwirtschaft. 2017
ISBN 978-3-7315-0559-4
- Band 20** Rebekka Volk
Proactive-reactive, robust scheduling and capacity planning of deconstruction projects under uncertainty. 2017
ISBN 978-3-7315-0592-1

- Band 21** Erik Merkel
Analyse und Bewertung des Elektrizitätssystems und des Wärmesystems der Wohngebäude in Deutschland. 2017
ISBN 978-3-7315-0636-2
- Band 22** Rebekka Volk (Hrsg.)
Entwicklung eines mobilen Systems zur Erfassung und Erschließung von Ressourceneffizienzpotenzialen beim Rückbau von Infrastruktur und Produkten („ResourceApp“): Schlussbericht des Forschungsvorhabens. 2017
ISBN 978-3-7315-0653-9
- Band 23** Thomas Kaschub
Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. 2017
ISBN 978-3-7315-0688-1



INSTITUT FÜR INDUSTRIEBETRIEBSLEHRE UND INDUSTRIELLE PRODUKTION
DEUTSCH-FRANZÖSISCHES INSTITUT FÜR UMWELTFORSCHUNG

In diesem Buch wird die Wirtschaftlichkeit von stationären Batteriespeicher-Systemen (SBS) in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage (PVA) und unter Berücksichtigung von E-Pkw in Haushalten untersucht. Dabei wird auch das Potenzial für Lastverlagerung von E-Pkw und SBS betrachtet sowie die Auswirkungen von verschiedenen Stromtarifen oder Rahmenbedingungen evaluiert. Hierfür wurde ein Optimierungsmodell als gemischt-ganzzahliges lineares Programm entwickelt, welches modellendogen die Anlagengrößen von PVA und SBS bestimmt sowie deren Kapitalwert maximiert.

ISSN 2194-2404
ISBN 978-3-7315-0688-1

