

Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze

Zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs

von der Fakultät für
Elektrotechnik und Informationstechnik
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)
genehmigte

Dissertation

von

Dipl.-Ing. Martin Uhrig
geb. in Worms

Tag der mündlichen Prüfung: 07. Juli 2017

Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion



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

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am *Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH)* des *Karlsruher Instituts für Technologie*.

An erster Stelle danke ich meinem Doktorvater *Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried* für die Übernahme des Hauptreferates und die konstruktive Kritik an meiner Arbeit. Die großartigen Arbeitsbedingungen, die vielen Freiheitsgrade zur Ausgestaltung meines Forschungsthemas, das entgegengebrachte Vertrauen sowie das stete Fordern und Fördern während meiner Zeit am Institut haben zum erfolgreichen Gelingen dieser Arbeit beigetragen.

Prof. Dr.-Ing. habil. Krzysztof Rudion von der Universität Stuttgart danke ich herzlich für die Übernahme des Korreferates, das Interesse an meiner Arbeit und die gründliche Lektüre.

Mein Dank gilt außerdem allen ehemaligen und derzeitigen wissenschaftlichen Mitarbeitern für die freundschaftliche Atmosphäre und die gute Zusammenarbeit. Ich wünsche euch noch viele schöne gemeinsame Stunden und hoffe, dass ihr den *IEH*-Spirit bewahrt. Besonders die spontanen Gespräche "zwischen Tür und Angel" mit *Nico Meyer-Hübner* behalte ich in guter Erinnerung – Sie haben meiner Arbeit gute Impulse gegeben! Bei *Sebastian König* möchte ich mich für die zahlreichen kreativen, kritischen und konstruktiven Diskussionen am IEH, auf Konferenzen und beim Sport und für die Jahre der Freundschaft ganz herzlich bedanken.

Den fleißigen Korrekturlesern *Lukas Held, Anita Rätzke, Egbert Rätzke, Ulrich Reiner, Stephanie Uhrig* und *Thomas Uhrig* gebührt großer Dank für das Auffinden von Fehlern und die guten Anmerkungen, die zur Verbesserung der Qualität der Arbeit beigetragen haben.

Für den fachlichen Austausch und das Bereitstellen von Daten als wertvolle Grundlage für meine Arbeit möchte ich mich bei *Bernhard Betz* und *Sven Wagner* von der *EWR Netz GmbH* sowie bei *Simon Schwarz* von der *PBW Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg mbH* bedanken.

Den Kolleginnen des Sekretariats bin ich für die Unterstützung bei allerlei administrativen Angelegenheiten und die stets freundliche Atmosphäre, genauso wie auch den Kolleginnen des Masterprüfungsausschusses und den Kollegen der mechanischen Werkstatt und des Elektroservicelabors für die nette Zusammenarbeit dankbar.

Meinen Eltern *Marlies* und *Manfred Uhrig* danke ich von Herzen für die vielen Jahre der Unterstützung in allen Lebenslagen. Der allergrößte Dank richtet sich an meine Frau *Stephanie* und unsere beiden Söhne *Maximilian* und *Leonard*, die mit mir gemeinsam durch alle Höhen und Tiefen der letzten Jahre gegangen sind. Ihr habt mich stets auf andere Gedanken gebracht, gabt mir Kraft und Inspiration. Dafür danke und liebe ich euch von tiefstem Herzen. Unserem gemeinsamen neuen Lebensabschnitt blicke ich mit großer Freude entgegen!

Karlsruhe, im Juli 2017

Martin Uhrig

Ehemalige Studierende für deren Hilfe ich danken möchte

Steffen Bauer	Konstantin Meng
Marco Eller	Nico Meyer-Hübner
Peter Gabor	Robin Müller
Clemens Grindler	Benedikt Neu
Christian Großkinsky	Simon Oberle
Jan-Pascal Gruhler	Shider Petkov
Marco Haas	Patrick Prestel
Sira Hani	Daniel Reichard
Max Hartenstein	Sebastian Rieker
Patrick Heiler	Robert Schmidt
Jürgen Hieringer	Jakob Schwarz
Christian Hofmann	Benedict Toussaint
Sebastian Hubschneider	Waldemar Wagner
Florian Jansenberger	Lennart Weiß
Kyriaki Koutrouveli	Manuel Westermann
Johannes Kuhn	Flavia Wolf
Carlos Luis	Martin Zimmerlin

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation und Hintergrund.....	1
1.2	Ziele und Struktur der Arbeit	2
2	Elektromobilität in Parkhäusern.....	3
2.1	Datengrundlage	3
2.2	Modellierung individueller Parkprofile	3
2.3	Annahmen für Ladeinfrastruktur und Fahrzeugparameter	6
2.4	Planungsrelevante Ergebnisse	7
2.4.1	Benötigter Deckungsbeitrag für Ladeinfrastruktur	8
2.4.2	Maximallast und Gleichzeitigkeitsfaktor beim Laden	11
2.4.3	Nutzung des PV-Dachflächenpotentials von Parkhäusern	13
2.4.4	Kompensation der Überlast durch einen Batteriespeicher	14
2.5	Optimierungspotential des Gesamtlastgangs im Betrieb	20
2.5.1	Minimierung der Spitzenleistung	20
2.5.2	Optimierte Ausnutzung verfügbarer Anschlussleistung	23
2.6	Auswirkungen und Potentiale der Elektromobilität in einem städtischen Mittelspannungsnetz	26
2.6.1	Eingangsdaten	26
2.6.2	Methodik	27
2.6.3	Ergebnisse	29
2.7	Kernaussagen bezüglich der Elektromobilität in Parkhäusern	31
3	Modellierung von Haushalten mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe.....	33
3.1	Modellierung von Wirkleistungsprofilen konventioneller Haushaltsverbraucher	33
3.1.1	Ansatz	34
3.1.2	Eingangsdaten	34
3.1.3	Auswertung zeitdiskreter Leistungsverteilungen	35
3.1.4	Auswertung der Übergangswahrscheinlichkeiten	37
3.1.5	Erzeugung synthetischer Leistungsverteilungen	39
3.1.6	Erzeugung synthetischer Zustandsverläufe	40
3.1.7	Erzeugung synthetischer Lastprofile	40
3.1.8	Bewertung und Vergleich der synthetischen Lastprofile	42
3.2	Definition eines Beispielhaushaltes mit flexiblen Verbrauchern.....	45
3.2.1	Energiebedarf und Freiheitsgrade der Wärmepumpe	45
3.2.2	Energiebedarf und Freiheitsgrade des Elektrofahrzeugs	48
3.3	Kernaussagen bezüglich der Lastprofile von Haushalten und vorhandener Freiheitsgrade	51
4	Batteriespeicher in privaten Haushalten	53
4.1	Batteriespeichermodell	53
4.1.1	Modellierung der Ladecharakteristik der Zelle	53
4.1.2	Abbildung des Alterungsverhaltens	55
4.1.3	Modellierung des Batteriewechselrichters	59
4.1.4	Systemwirkungsgrad des modellierten Batteriespeichers	60
4.2	Grundlegende Annahmen zur Ertragsberechnung	61
4.3	Ertrag von Batteriespeichern unterschiedlicher Kapazität.....	63
4.4	Einflussfaktoren in der Ertragsberechnung	64
4.4.1	Veränderte Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt	64
4.4.2	Nennleistung des Batteriewechselrichters	65

4.4.3	Variabilität von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen	66
4.4.4	Überlagerung mehrerer Lastprofile	67
4.4.5	Elektrofahrzeug und Wärmepumpe als zusätzliche Lasten	68
4.4.6	Einfluss der Strompreissteigerung und des Kalkulationszinses	70
4.4.7	Degradation	71
4.4.8	Laufzeit und Effizienz	73
4.4.9	Weitere Einflussfaktoren	74
4.5	Ausnutzung des Batteriespeichers bei einfacher Eigenverbrauchsoptimierung	75
4.6	Berechnung der optimalen Batteriekapazität	78
4.7	Kernaussagen bezüglich der Batteriespeicher in privaten Haushalten	83
5	Marktpotential privater Batteriespeicher in Deutschland bis 2030	85
5.1	Annahmen	85
5.2	Anzahl neu installierter PV-Anlagen	88
5.3	Marktpotential privater Batteriespeicher	89
5.4	Regionales Marktpotential von Batteriespeichern für PV-Bestandsanlagen	91
5.5	Kritische Bewertung	93
5.6	Kernaussagen bezüglich des Marktpotentials privater Batteriespeicher.....	93
6	Prognosebasierte Optimierung der Strombeschaffungskosten im Haushalt	95
6.1	Simulationsablauf mit Fahrplanoptimierung	95
6.2	Prognose der PV-Erzeugung und des Energiebedarfs	96
6.2.1	Prognose der PV-Erzeugung	96
6.2.2	Prognose des Heizenergiebedarfs	97
6.2.3	Prognose des Energiebedarfs des Elektrofahrzeugs	98
6.2.4	Prognose des Lastverlaufs konventioneller Haushaltslasten	98
6.3	Vereinfachung des Batteriespeichermodells	99
6.4	Fahrplanprognose des Batteriespeichers	101
6.5	Strombeschaffungskosten mit und ohne Fahrplanoptimierung des Batteriespeichers	103
6.6	Kostenvergleich für die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz	106
6.7	Kernaussagen bezüglich der prognosebasierten Optimierung in Haushalten	109
7	Batteriespeicher als Netzbetriebsmittel zur Kompensation hoher PV-Einspeisung	111
7.1	Methodik	112
7.2	Annahmen zur wirtschaftlichen Bewertung	114
7.3	Technische Bewertung	115
7.3.1	Dimensionierung des Batteriespeichers	116
7.3.2	Vergleich der Netzausbaualternativen zur Spannungshaltung	118
7.4	Wirtschaftliche Bewertung	121
7.5	Kernaussagen bezüglich Batteriespeichern als alternative Betriebsmittel	124
8	Zusammenfassung und Ausblick	127
A	Ergänzende Berechnungen.....	131
B	Graphiken	133
C	Tabellen	137
	Literaturverzeichnis	143
	Abkürzungen und Formelzeichen.....	157

1 Einleitung

1.1 Motivation und Hintergrund

Internationale Bestrebungen zur Dekarbonisierung der Energieversorgung führen zu einem erhöhten Bedarf an Speichertechnologien unterschiedlicher Art. Der steigende Anteil mobiler Batteriespeicher in Form der Elektromobilität, zunehmende Installationszahlen dezentraler Erzeugungseinheiten und die damit einhergehende Eigenversorgung in privaten Haushalten mittels Batteriespeicher erfordern und ermöglichen neue Ansätze bei Planung und Betrieb von Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene.

In städtischen Verteilnetzen ändern sich die Rahmenbedingungen durch die Integration einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur für einen wachsenden Elektromobilitätsanteil. Gegenüber dem Laden mit geringer Leistung zu Hause und dem Schnellladen mit sehr hohen Leistungen bspw. an Autobahnen, werden die Elektrofahrzeuge in Innenstädten an Ladesäulen mit Leistungen bis 22 kW während der ohnehin stattfindenden Parkvorgänge geladen. Die Errichtung einer solchen Ladeinfrastruktur beschränkt sich im urbanen Raum überwiegend auf bereits existierende öffentliche und halböffentliche Parkmöglichkeiten, die klassischerweise durch Parkhäuser repräsentiert werden. Die Planung und der Betrieb einer Vielzahl an räumlich konzentrierten Ladepunkten und deren Berücksichtigung in der Netzplanung wirft eine Reihe von Forschungsfragen auf. Darüber hinaus ist zu klären, wie groß das Potential zur Flexibilisierung der Ladevorgänge parkender Elektrofahrzeuge von privaten Kunden für die systemdienliche Nutzung ist. Mit dem Ziel, Antworten auf diese Fragestellungen zu geben und Potentiale zu identifizieren, fokussiert sich der erste Teil dieser Arbeit auf das Laden mobiler Batteriespeicher in Parkhäusern.

Der weltweit zunehmende Elektromobilitätsanteil wird dazu führen, dass die Batteriepreise weiter fallen. Dies bildet die Ausgangslage für den zweiten Teil dieser Arbeit. Begünstigt durch verschiedene Fördermaßnahmen und steigende Strompreise in Kombination mit der sinkenden Einspeisevergütung, konnte in den letzten Jahren eine zunehmende Anzahl an stationären Batteriespeichern in privaten Haushalten mit PV-Anlage verzeichnet werden. Die in den nächsten Jahren auslaufende Einspeisevergütung für PV-Bestandsanlagen und die sinkenden Batteriepreise werden den Trend der optimierten Eigenversorgung mithilfe eines Batteriespeichers verstetigen. Vor diesem Hintergrund ergeben sich verschiedene Forschungsfragen hinsichtlich der bedarfsgerechten Auslegung und Planung, der Betriebsmöglichkeiten sowie des gesamten Marktpotentials von Batteriespeichern in privaten Haushalten. Darüber hinaus bestehen Fragen hinsichtlich des Potentials zum kombinierten Einsatz mit weiteren flexiblen elektrischen Verbrauchern wie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen und zur systemdienlichen Nutzung der vorhandenen Freiheitsgrade im Verteilnetz. Für eine realistische Einschätzung des Nutzungspotentials der Flexibilitäten sind diese mit weiteren innovativen Ausbaualternativen, der konventionellen Netzverstärkung sowie mit Batteriespeichern als alternative Betriebsmittel technisch und wirtschaftlich zu vergleichen. Der zweite Teil dieser Arbeit widmet sich diesen Aspekten aus der Perspektive privater Haushalte sowie der Verteilnetzbetreiber und knüpft an eine Reihe von Studien und wissenschaftlichen Arbeiten der letzten Jahre zum Thema Batteriespeicher an.

1.2 Ziele und Struktur der Arbeit

Grundlegend werden in dieser Arbeit Modellierungsansätze entwickelt, mit deren Hilfe Lastprofile im Parkhaus ladender Elektrofahrzeuge und privater Haushalte abgebildet werden können. Überdies wird ein Modell zur Berücksichtigung des Betriebsverhaltens eines stationären Batteriespeichers vorgestellt. Diese Ansätze basieren auf einer Vielzahl verschiedener Datenquellen und sollen eine möglichst hohe Aussagekraft der folgenden Berechnungen und Simulationen gewährleisten. Darauf aufbauend besteht ein weiteres Ziel der Arbeit in der Bereitstellung technischer Richtwerte und Berechnungsparameter zur bedarfsgerechten Dimensionierung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge als mobile Batteriespeicher sowie stationärer Batteriespeicher in Haushalten und als Netzbetriebsmittel. Weiterhin wird das Potential zur optimierten Verteilnetzintegration unter Nutzung der zu identifizierenden Freiheitsgrade im Betrieb der stationären und mobilen Batteriespeicher beziffert. Um die Chancen und Risiken der verschiedenen Konzepte in der Praxis möglichst realistisch einzuschätzen, werden die technischen Analysen durch wirtschaftliche Bewertungen abgerundet.

In **Kapitel 2** wird zunächst ein Ansatz zur Abbildung der Elektromobilität in Parkhäusern vorgestellt. Darauf basierend werden verschiedene Aspekte zur Planung der Ladeinfrastruktur und des Netzanschlusses behandelt. Unter Berücksichtigung der aus der unterschiedlichen Verweildauer der Elektrofahrzeuge resultierenden Freiheitsgrade wird das Potential zur Optimierung des Gesamtlastgangs ladender Elektrofahrzeuge und zur Bereitstellung von Systemdienstleistung beleuchtet.

Kapitel 3 bildet mit dem vorgestellten Ansatz zur Modellierung von Wirkleistungsprofilen von Haushalten basierend auf Smart Meter Messdaten eine wichtige Grundlage für die folgenden Betrachtungen. Darüber hinaus wird ein Beispielhaushalt mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug definiert und dessen Freiheitsgrade im Betrieb für weitere Untersuchungen beziffert.

Kapitel 4 beschäftigt sich mit der kapitalwertbasierten Auslegung stationärer Batteriespeicher in privaten Haushalten. Auf Basis des zunächst vorgestellten Batteriespeichermodells werden die mit Batteriespeichern erzielbaren Erträge berechnet und der Einfluss verschiedener Faktoren dargestellt. Zuletzt wird aus den Simulationen ein Ansatz zur analytischen Berechnung der für einen Haushalt wirtschaftlich optimalen Batteriekapazität abgeleitet.

Kapitel 5 beziffert das Marktpotential von Batteriespeichern in privaten Haushalten in Deutschland bis zum Jahr 2030 und rundet die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen aus vorigem Kapitel ab.

In **Kapitel 6** wird das Potential zur prognosebasierten Optimierung der Strombeschaffungskosten unter Berücksichtigung der Freiheitsgrade flexibler Verbraucher und der Degradationskosten des Batteriespeichers untersucht. Weiterhin erfolgt eine Kostenbewertung für die Bereitstellung der Flexibilität des Batteriespeichers im Verteilnetz.

In **Kapitel 7** wird die Entwicklungsmöglichkeit von Batteriespeichern als Netzbetriebsmittel zur Kompensation hoher PV-Einspeisung bewertet. Neben der bedarfsgerechten Auslegung erfolgt ein techno-ökonomischer Vergleich mit innovativen und konventionellen Netzausbaualternativen.

Kapitel 8 fasst schließlich die wichtigsten Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit zusammen. Daraus werden Empfehlungen und offene Forschungsfragen abgeleitet.

2 Elektromobilität in Parkhäusern

Die Untersuchungen dieses Kapitels fokussieren sich auf Fragen zur Planung und zum Betrieb der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge im halböffentlichen Parkraum, der in Städten klassischerweise durch Parkhäuser repräsentiert wird. In Anlehnung an die *Nationale Plattform Elektromobilität* wird dort das AC-Laden mit 11 kW oder 22 kW betrachtet [NPE14][NPE15]. Als Grundlage für die Bewertung der Auswirkungen ladender Elektrofahrzeuge und die Ermittlung des Optimierungspotentials im Betrieb, wird zunächst ein statistischer Ansatz zur Modellierung des individuellen Park- und Ladeverhaltens der Elektrofahrzeuge präsentiert. Es folgen Ergebnisse, die zur Planung der Ladeinfrastruktur und deren Netzanbindung von Interesse sind. Ein weiterer Schwerpunkt bildet die Identifikation des Potentials zur Optimierung des Gesamtlastgangs im laufenden Betrieb, unter Verwendung der Freiheitsgrade einzelner Elektrofahrzeuge. Anhand eines Fallbeispiels werden zuletzt die Auswirkungen und Nutzungspotentiale eines großen Pools an Elektrofahrzeugen untersucht, die in mehreren Parkhäusern mit vorhandener Ladeinfrastruktur in einem städtischen Mittelspannungsverteilstromnetz laden.

2.1 Datengrundlage

Den Untersuchungen liegen die Belegungsdaten von 39 verschiedenen Parkhäusern der Standorte Basel, Karlsruhe und Konstanz zu Grunde. Diese wurden im Zeitraum Juni 2012 bis April 2014, mithilfe eines in der studentischen Abschlussarbeit [SAA02] entworfenen Programms, aus den im Internet zugänglichen Daten der jeweiligen Parkleitsysteme erfasst [PLSai][PLSbi][PLSci]. Für die folgenden Berechnungen, die sich über ein gesamtes Jahr erstrecken, wurden die Daten aufbereitet und die 15-min-Mittelwerte der in fünfminütiger Auflösung vorliegenden Belegungsdaten gebildet. Die Tagesprofile der Parkhäuser wurden unter Berücksichtigung der Öffnungszeiten nach den zwölf Monaten und drei Typtagen (Werktag, Samstag, Sonn- und Feiertag) unterteilt. Mithilfe von Daten, welche von der *Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg (PBW) mbH* zur Verfügung gestellt wurden, erfolgte die Modellierung individueller Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkte der Fahrzeuge im Parkhaus. In der studentischen Arbeit [SAA18] wurde ein deutlicher Einfluss der zugrundeliegenden Verweildauer-Verteilung der Fahrzeuge auf die Belegung der Ladesäulen und auch das Lastverschiebepotential festgestellt. Daher wird diesem Faktor gegenüber den bisherigen Veröffentlichungen [Uhr13c][Uhr14b][Uhr15b] größere Aufmerksamkeit zuteil.

2.2 Modellierung individueller Parkprofile

Der verwendete Ansatz berücksichtigt mit Kurzzeit- und Langzeitparkern die zwei wesentlichen Nutzergruppen in Parkhäusern [Pec09]. Die Auswertung der durch die *PBW* bereitgestellten Daten hat gezeigt, dass sich die Verteilung der Verweildauer τ mit überlagerten *log-logistischen* Verteilungsfunktionen in der Form

$$w(\tau) = (1 - k) \cdot \frac{(\beta_1/o_1)(\tau/o_1)^{\beta_1-1}}{[1 + (\tau/o_1)^{\beta_1}]^2} + k \cdot \frac{(\beta_2/o_2)(\tau/o_2)^{\beta_2-1}}{[1 + (\tau/o_2)^{\beta_2}]^2}. \quad (2.1)$$

nachbilden lässt. Form-, Skalen- und der Gewichtungsfaktor β_i , o_i und k unterscheiden sich je nach Parkhaustyp. Zur Berücksichtigung des Einflusses der Verweildauerverteilung, werden in Tabelle 2.1 und Abbildung 2.1 vier verschiedene Verteilungen V_i mit $i \in [1,4]$ unterschieden. Für $k = 0$ und $k = 1$ wird in Gleichung (2.1) jeweils nur eine der beiden Verteilungsfunktionen berücksichtigt, sodass die Werte der Parameter der jeweils anderen Verteilungsfunktion irrelevant sind. Um dem zweiten Axiom von Kolmogorow Rechnung zu tragen, erfolgt eine abschließende Normierung der generierten Verteilungsfunktionen auf dem betrachteten Intervall minimaler und maximaler Verweildauer τ_{\min} und τ_{\max} :

$$w_{V_i}(\tau) = \frac{w(\tau)}{\int_{\tau_{\min}}^{\tau_{\max}} w(\tau) d\tau}. \quad (2.2)$$

Tabelle 2.1: Parameter zur Beschreibung der Verweildauerverteilungen nach Gleichung (2.1).

Verteilungstyp	Skalenparameter		Formparameter		Gewichtungsfaktor k	Intervall der Verweildauer [τ_{\min} ; τ_{\max}] in h
	o_1 in h	o_2 in h	β_1	β_2		
Überwiegend Kurzzeitparker (V1)	2	-	3	-	0	[0,25; 6]
Gemischt, mehr Kurzzeitparker (V2)	3	10	4	10	0,3	[0,25; 14]
Gemischt, mehr Langzeitparker (V3)	3	10	4	14	0,8	[0,25; 14]
Überwiegend Langzeitparker (V4)	-	10	-	14	1	[5; 14]

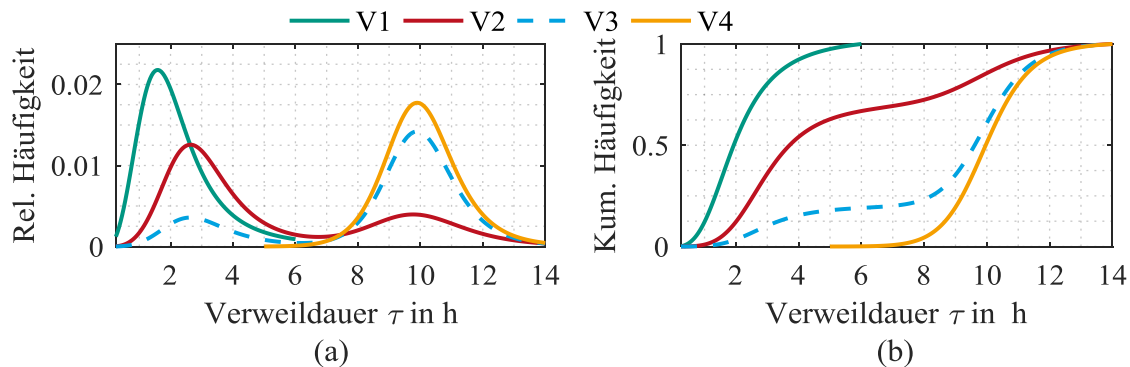


Abbildung 2.1: Häufigkeit der Verweildauer der vier Verteilungstypen V_i nach den Gleichungen (2.1)-(2.2) und Tabelle 2.1.

Das Erstellen individueller Ankunftszeiten beruht auf der Annahme, dass sich eine hohe Parkhausbelegung naturgemäß auf eine hohe Zahl einfahrender Fahrzeuge zurückführen lässt. Dies drückt sich in einer erhöhten Ankunfts Wahrscheinlichkeit aus. Zum anderen liegt die Vermutung nahe, dass Fahrzeuge mit längerer Verweildauer in der Regel früher einfahren, wenn eine gegen Ende der Öffnungszeit abnehmende Parkhausbelegung zu beobachten ist (Beispiel: Pendler als

Langzeitparker). Das bedeutet, dass die Ankunfts wahrscheinlichkeit von Langzeitparkern zu Beginn des Tages höher ist als am Ende des Tages und hat zur Folge, dass die Wahrscheinlichkeit, abends das Parkhaus aufzusuchen, bei Langzeitparkern geringer ist als bei Kurzzeitparkern.

Zum Erstellen von Ankunftsprofilen wird gegenüber bisherigen Veröffentlichungen [Uhr13c] [Uhr15b] nun nicht das Gesamtbelegungsprofil des Parkhauses möglichst exakt nachgebildet. Zu Gunsten eines größeren Simulationsumfangs werden mit zuvor beschriebenen Wahrscheinlichkeiten resultierend aus Verweildauer und Belegungsprofil des Parkhauses nur die relevanten Ankunftszeiten von einem bis zu 100 Elektrofahrzeugen sowie deren Verweildauer generiert. Dabei wird die Annahme getroffen, dass sich das Parkverhalten der Halter von Elektrofahrzeugen nicht von dem Verhalten der Halter von kraftstoffbetriebenen Fahrzeugen unterscheidet. Diese Annahme wird durch die Ergebnisse in [TUB11] gestützt, wonach die Substitutionsperspektive bei Fahrzeughaltern überwiegt und das Elektrofahrzeug damit einen gleichwertigen Ersatz zum kraftstoffbetriebenen Fahrzeug darstellt.

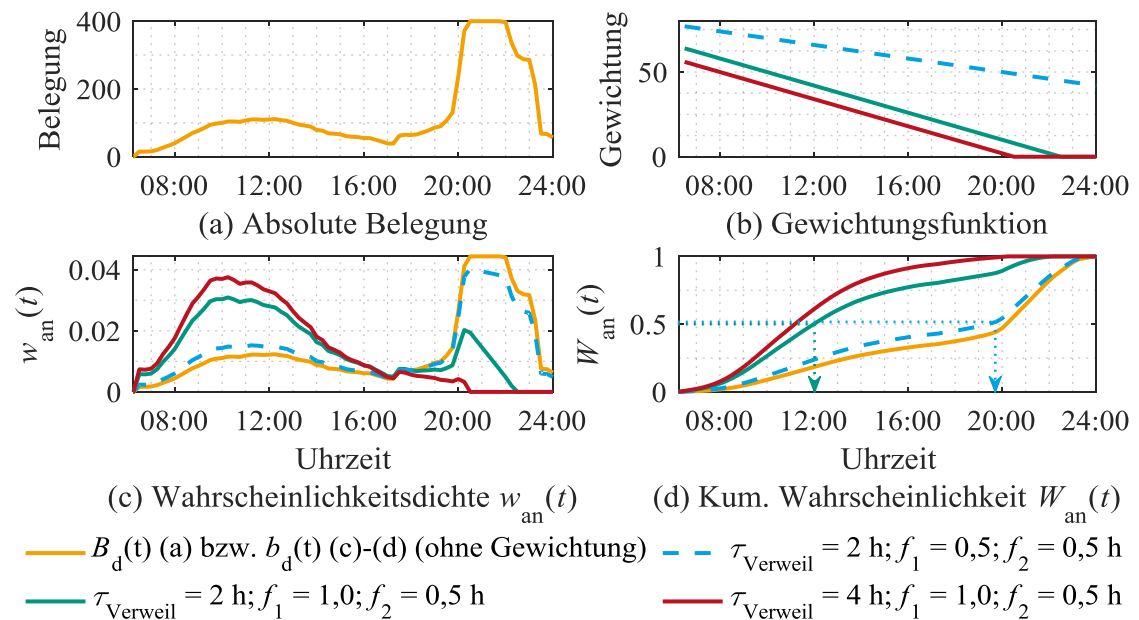


Abbildung 2.2: Eingangsdaten und resultierende Wahrscheinlichkeitsverteilungen zur Generierung individueller Parkprofile.

Unter Berücksichtigung von Monaten, Tagestypen, Schließtagen und Öffnungszeiten wird für jedes Parkhaus ein zufälliges Tagesbelegungsprofil in Form eines Vektors \mathbf{B}_d mit $d \in [1,365]$ ausgewählt und durch Normierung mithilfe der kumulierten Belegung einzelner Zeitschritte $B_d(t)$ als Vektor der Wahrscheinlichkeitsverteilung

$$\mathbf{b}_d = \frac{\mathbf{B}_d}{\int_{t_{auf}}^{t_{zu}} B_d(t) dt} \quad (2.3)$$

für die Ankunft eines Fahrzeuges interpretiert (Abbildung 2.2 (a), (c)). Mit einer basierend auf Gleichung (2.2) zufällig generierten Verweildauer τ erfolgt die Gewichtung der Wahrscheinlichkeitsverteilung \mathbf{b} mithilfe der verbleibenden Dauer bis zum Schließen des Parkhauses t_{zu} , oder bis

zum Zeitpunkt, an dem das Parkhaus nicht mehr belegt ist. Der Vektor zur Gewichtung der Ankunfts-wahrscheinlichkeit wird hier als linear abnehmende Funktion berücksichtigt (Abbildung 2.2 (b)):

$$\gamma(t) = \max((t_{\text{zu}} - f_1 \cdot t - \tau + f_2), 0) \quad \forall t \in [t_{\text{auf}}, t_{\text{zu}}] \quad (2.4)$$

Je größer der Steigungsfaktor $f_1 \geq 0$ (hier: $f_1 = 1$) gewählt wird, umso größer ist die Wahrscheinlichkeit früher Ankunftszeiten. Faktor $f_2 \geq 0$ h dient dazu, die Ankunft kurz vor Ende zu unterbinden (hier: $f_2 = 0,5$ h). Die Faktoren wurden anhand der verfügbaren Daten ermittelt. Daher ist nicht auszuschließen, dass je nach Parkhaustyp auch andere Gewichtungsterme besser geeignet sind.

Die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion zur Generierung der Ankunftszeiten berechnet sich mit Gleichung (2.4) und der normierten Parkhausbelegung in jedem Zeitschritt $b_d(t)$ zu:

$$w_{\text{an}}(t) = \frac{b_d(t) \cdot \gamma(t)}{\int_{t_{\text{auf}}}^{t_{\text{zu}}} b_d(t) \cdot \gamma(t) dt} \quad (2.5)$$

Da es bei diesem stochastischen Ansatz vorkommt, dass, bei langen Verweildauern und verhältnismäßig kurzen Öffnungszeiten, w_{an} ein Nullvektor wird, wird in diesen Fällen solange eine neue Verweildauer generiert, bis Ankunftszeitpunkt und Verweildauer eindeutig bestimmt sind.

2.3 Annahmen für Ladeinfrastruktur und Fahrzeugparameter

Die Wirtschaftlichkeit der Ladeinfrastruktur hängt je nach gewähltem Tarifmodell von der bei einer gegebenen Anzahl an Elektrofahrzeugen resultierenden Belegungs-dauer oder der an den Ladepunkten geladenen Energie ab. Der für die Ladeinfrastruktur in den verschiedenen Parkhäusern nötige Deckungsbeitrag wird anhand der Kostenangaben aus [FRA13a] ermittelt. Konkret werden die Kosten für Ladesäulen im halböffentlichen Bereich mit jeweils zwei Ladepunkten und einer Ladeleistung von 11 kW oder 22 kW für das Jahr 2020 mit 9.388 € berücksichtigt. Unter Annahme einer Lebensdauer von 10 Jahren und eines Kalkulationszinses von 2 % resultiert eine Annuität von rund 1.045 €/a. Hinzu kommen laufende Kosten in Höhe von 1.273 €/a im Referenzjahr 2020 (vgl. auch [NPE15]). Demnach belaufen sich die Gesamtkosten pro Ladesäule mit zwei Ladepunkten auf ca. 6,35 €/d. Verfügt die Ladeinfrastruktur über einen separaten Netzanschlusspunkt inklusive Lastgangmessung, so liegt es nahe, die entstehenden Entgelte auf die Kunden umzulegen. Daher werden weiterhin die Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem berücksichtigt, die mit der Gesamtleistung und dem Energiebedarf der Elektrofahrzeuge zusammenhängen. Nach dem Preisblatt 1 der Netze BW [NETi] betragen die Entgelte bspw. bei Anschluss an das Mittelspannungsnetz bei einer Jahresbenutzungsdauer von $T_m \geq 2.500$ h/a 72,21 €/kWa zzgl. 1,48 Ct/kWh und 18,20 €/kWa zzgl. 3,64 Ct/kWh bei $T_m < 2.500$ h/a für Kunden mit registrierender Lastgangmessung.

Die Kapazität der Fahrzeugbatterien ergibt sich aus der Veröffentlichung „Anzahl der Neuzulassungen von ausgewählten Pkw mit Elektroantrieb in den Jahren 2013 bis 2016 in Deutschland

nach Marke/Modellreihe“ des Kraftfahrt-Bundesamtes mit Stand Oktober 2016 [KBAi] (Abbildung 2.3). Laut der Mobilitätsstudie „*Mobilität in Deutschland 2008*“ [INF08] beträgt die durchschnittliche Weglänge des motorisierten Individualverkehrs (Fahrer) in Agglomerationsräumen 14,7 km und variiert je nach Hauptzweck des Weges zwischen 8,1 km (Einkaufen) bis 19,9 km (Arbeit) (Freizeit: 19,1 km). Bei einem Verbrauch von 20 kWh/100 km entspricht dies einem Energiebedarf beim Laden von maximal 4 kWh, der innerhalb kurzer Zeit geladen werden könnte. Der Einfluss des Ladezustandes bei Ankunft auf den Gesamtlastgang eines Parkhauses wurde in [Uhr13c] untersucht, mit dem Ergebnis, dass das Überlastisiko erwartungsgemäß steigt, da der zusätzliche Energiebedarf zu verlängerten Ladevorgängen führt. Sehr kurze Ladevorgänge gehen entsprechend mit einer Unterschätzung auftretender Leistungsspitzen einher. Daher wird, im Hinblick auf die planungsrelevanten Ergebnisse, die alternative Annahme getroffen, dass die Fahrzeughalter, unabhängig von der vorhandenen Batteriekapazität des Elektrofahrzeuges, ab dem Erreichen eines bestimmten Ladezustandes die verbleibende Reichweite durch das Laden erhöhen möchten. Dies wird durch eine Variation des Ladezustands bei Ankunft im Bereich von 25 % bis 65 % abgebildet. In Ermangelung an Daten zentraler Ladeinfrastrukturen, konnten die Ergebnisse nicht mit Erfahrungswerten aus der Praxis abgeglichen werden. Abweichend von der tatsächlichen Ladeleistung der Elektrofahrzeuge nach Herstellerangaben, wird von einer binomialverteilten Ladeleistung mit 11 kW und 22 kW ausgegangen. Dies entspricht der laut [NPE14][NPE15] zu erwartenden Ladeleistung im halböffentlichen Parkraum. Daraus resultieren Ladezeiten, die im Bereich der Verweildauer der Fahrzeuge im Parkhaus liegen und abhängig vom individuellen Energiebedarf der Elektrofahrzeuge variieren (vgl. Abbildung 2.21). Ab einem Ladezustand von 80 % bis zu einem Ladezustand von 95 % bis 99 % wird das Laden mit verringerter Leistung in der Konstant-Spannungsphase berücksichtigt.

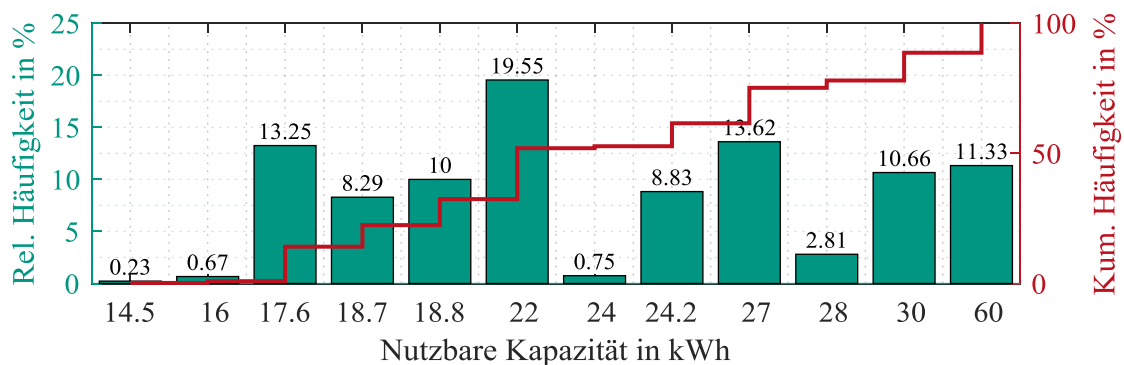


Abbildung 2.3: Häufigkeit der Batteriekapazitäten von Elektrofahrzeugen nach [KBAi].

2.4 Planungsrelevante Ergebnisse

Die Ergebnisse beruhen auf Berechnungen für jedes Parkhaus mit einem bis zu 100 ladenden Elektrofahrzeugen pro Tag mit den nach Kapitel 2.2 erstellten Profilen. Dabei werden nur Fälle betrachtet, in denen maximal genauso viele Ladepunkte wie Elektrofahrzeuge verfügbar sind.

2.4.1 Benötigter Deckungsbeitrag für Ladeinfrastruktur

Der resultierende Gesamtenergieumsatz der Ladeinfrastruktur ergibt sich aus dem Energiebedarf einzelner Elektrofahrzeuge. Basierend auf dem in Kapitel 2.3 beschriebenen Ansatz resultiert aus den Jahressimulationen für alle Parkhäuser ein durchschnittlicher Energiebedarf pro Fahrzeug von 13,6 kWh. Dieser Wert kann in erster Näherung auch aus dem gewichteten Mittelwert der Fahrzeugkapazitäten (hier: 26,98 kWh) und der durchschnittlichen Differenz zwischen dem Ladezustand bei Abfahrt und Ankunft (hier: 0,52; $26,98 \text{ kWh} \cdot 0,52 = 14,03 \text{ kWh}$) berechnet werden. Dies entspricht in etwa einer Fahrleistung von 68 km bei 20 kWh/100 km (höhere Effizienz: 113,3 km bei 12 kWh/100 km). Aus dem Gesamtenergieumsatz und der Maximalleistung ergibt sich für alle simulierten Fälle eine maximale Jahresbenutzungsdauer von 1.794 h/a, was deutlich unterhalb der Grenze von 2.500 h/a liegt (Kapitel 2.3). Demnach werden im Folgenden die Entgelte in Höhe von 18,20 €/kWh zzgl. 3,64 Ct/kWh berücksichtigt.

Das Belegungsprofil der Parkhausladeinfrastruktur wird sehr stark durch die Verweildauer einzelner Elektrofahrzeuge beeinflusst, die aus der zugrundeliegenden Verweildauerverteilung resultiert. So können bei einem hohen Anteil an Kurzparkern (V1) maximal 7,24 Fahrzeuge pro Tag und Ladepunkt¹ laden. Dieser Maximalwert sinkt mit zunehmendem Anteil an Langzeitparkern über 3,26 (V2) und 2,16 (V3) auf 1,19 Fahrzeuge pro Tag und Ladepunkt (V4). Die pro Tag und Ladepunkt maximal bezogene Energie, welche sich auch aus zuvor erwähntem durchschnittlichen Energiebedarf und der Fahrzeuganzahl berechnen lässt, sinkt mit zunehmender Verweildauer von 98,0 kWh (V1) über 46,8 kWh (V2) und 31,4 kWh (V3) auf 19,0 kWh (V4). Während die durchschnittliche Belegungsdauer pro Ladesäule bei längeren Verweildauern höher ist, beträgt diese im Maximum 15,2 h (V1), 15,2 h (V2), 14,0 h (V3) und 11,8 h (V4), da bei kurzer Verweildauer die Ladevorgänge mehrerer Elektrofahrzeuge im Extremfall direkt nacheinander stattfinden können. Dies ist bei langen Verweildauern und begrenzten Öffnungszeiten nicht möglich. Der Vergleich zeigt, dass bei den aktuell bevorzugten zeitbasierten Ladetarifen (vgl. [NPE15]) geringere Unterschiede zwischen den verschiedenen Verweildauerverteilungen bestehen, was hinsichtlich der höheren Planungssicherheit vorteilhaft ist. Bei energiebasierten Tarifen ist genauere Kenntnis über das Parkverhalten und auch die gefahrenen Distanzen, d.h. über den Energiebedarf der Nutzer nötig. Außerdem erfordert die energiebasierte Abrechnung geeichte Messstellen und ist bisher nur Energieversorgungsunternehmen vorbehalten.

Unabhängig vom gewählten Tarifmodell variieren die benötigten Deckungsbeiträge pro Elektrofahrzeug mit der Verweildauer. Mit steigender Verweildauer nimmt die Streuung des benötigten Kostenbeitrages zur Deckung der Ladeinfrastrukturkosten (ca. 6,35 €/d) und der Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem ab (Abbildung 2.4). Erwartungsgemäß sinkt der benötigte Deckungsbeitrag pro Elektrofahrzeug mit zunehmender Auslastung der Ladesäulen. Gleichmaßen steigt der Anteil an Elektrofahrzeugen, der nicht geladen werden kann, wenn, wie zu Beginn des Kapitels erwähnt, die maximale Anzahl an Ladepunkten auf das tägliche Elektrofahrzeugaufkommen beschränkt ist. Die geringsten Deckungsbeiträge pro geladenem Elektrofahrzeug werden bei hohem Anteil an Kurzzeitparkern (V1) erreicht. Diese liegen bei einer hohen und gleichermaßen nutzerunfreundlichen Quote von 50 Elektrofahrzeugen pro Ladesäule bei minimal 1,05 €/EV

¹ Wert resultierend aus Jahressumme bezogen auf 365 Tage im Jahr unter Vernachlässigung von Schließtagen.

(Abbildung 2.4 (a)). Wird hingegen nur ein Elektrofahrzeug pro Ladepunkt geladen, so müsste dieses mindestens die anteiligen Fixkosten in Höhe von 3,77 € tragen (Abbildung 2.5 (a)). Bei sechs geladenen Elektrofahrzeugen pro Ladepunkt liegt der minimale Deckungsbeitrag bei 1,13 €. Nur in Einzelfällen können weitere Elektrofahrzeuge pro Ladepunkt geladen werden, wodurch die anteiligen Kosten weiter sinken. Durch die Berücksichtigung der zusätzlichen Entgelte liegen die errechneten Kosten im Bereich von [Fis11]. In [NPE15] hingegen wird angegeben, dass der „Betrieb einer AC-Ladesäulen mit 2 Ladepunkten...in 2020...ein sich selbst tragendes Geschäftsmodell“ ist, wenn unter anderem im Durchschnitt vier Ladevorgänge pro Tag und Ladesäule stattfinden und die Nutzer bereit sind, mindestens einen zusätzlichen Euro zur Deckung der Ladeinfrastrukturkosten zu zahlen. Der benötigte Deckungsbeitrag ist verglichen mit den anfallenden variablen Kosten der Ladevorgänge, die im Wesentlichen mit der Verweildauer (V1: durchschnittlich 2,2 h) oder dem Energiebedarf (durchschnittlich 13,6 kWh) der Elektrofahrzeuge skalieren, hoch (vgl. Abbildung B.1 und Abbildung B.2).

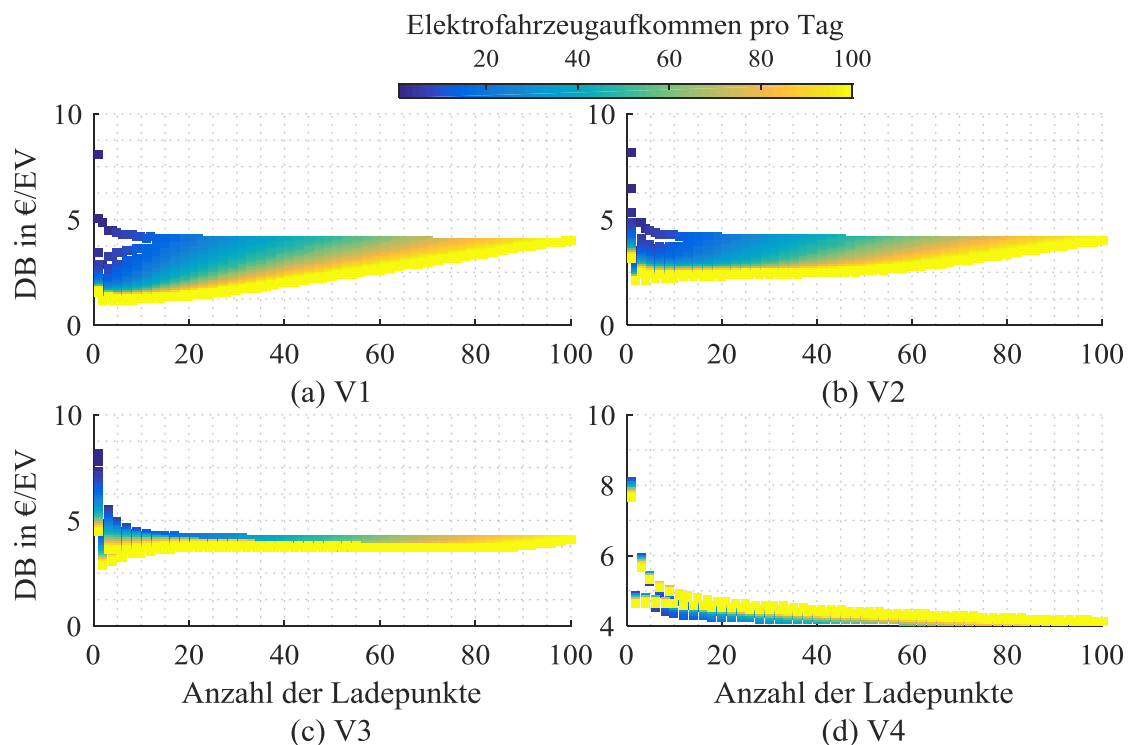


Abbildung 2.4: Deckungsbeitrag (DB) pro Elektrofahrzeug in €/EV in Abhängigkeit der Anzahl an Ladepunkten und dem gesamten Elektrofahrzeugaufkommen pro Tag (Farben) (vgl. Abbildung B.1 und Abbildung B.2).

Werden die benötigten Beiträge zeitbasiert abgerechnet, so muss der Tarif in Parkhäusern mit hohem Anteil an Kurzzeitparkern deutlich höher sein als in Parkhäusern mit hohem Anteil an Langzeitparkern (Abbildung 2.5 (b)). Zwar existieren je nach Belegungsprofil und Öffnungszeiten Unterschiede zwischen den einzelnen Parkhäusern (bspw. in der Nähe von Kino und Theater mit temporär hohen Gleichzeitigkeiten), der Einfluss der Verweildauer ist jedoch deutlich größer. Sofern Abrechnungs- und Messwesen für beide Tarifmodelle mit vergleichbarem Aufwand verbunden ist, ist in Parkhäusern mit überwiegendem Anteil an Langzeitparkern ein zeitbasierter Tarif zu bevorzugen, während in Parkhäusern mit vielen Kurzparkern eher der Energiebedarf zu

bepreisen ist. Auch ist eine Mischform beider Tarife denkbar, sodass beispielsweise der energiebezogene Kostenanteil reduziert werden kann.

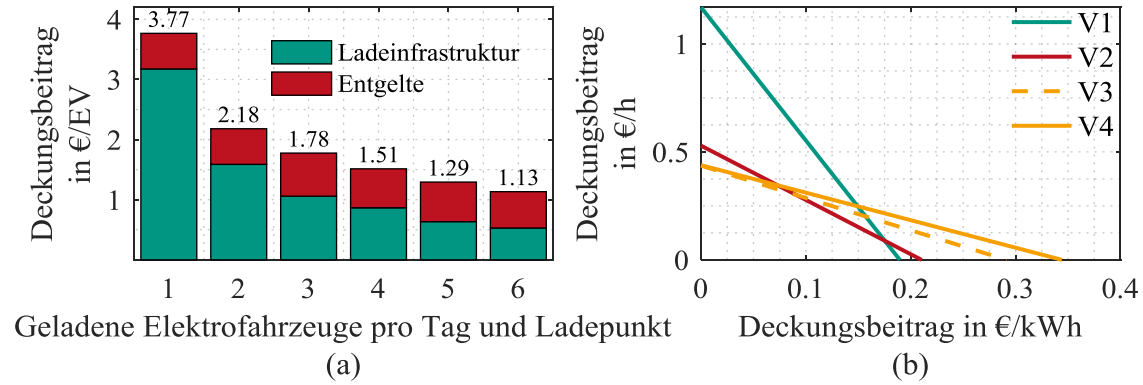


Abbildung 2.5: Minimaler Deckungsbeitrag in Abhängigkeit geladener Elektrofahrzeuge (a). Exemplarischer Mindest-Deckungsbeitrag als Kombination aus energie- und zeitabhängigen Anteil für ein Parkhaus mit 5 Ladesäulen und 20 Elektrofahrzeugen pro Tag (b).

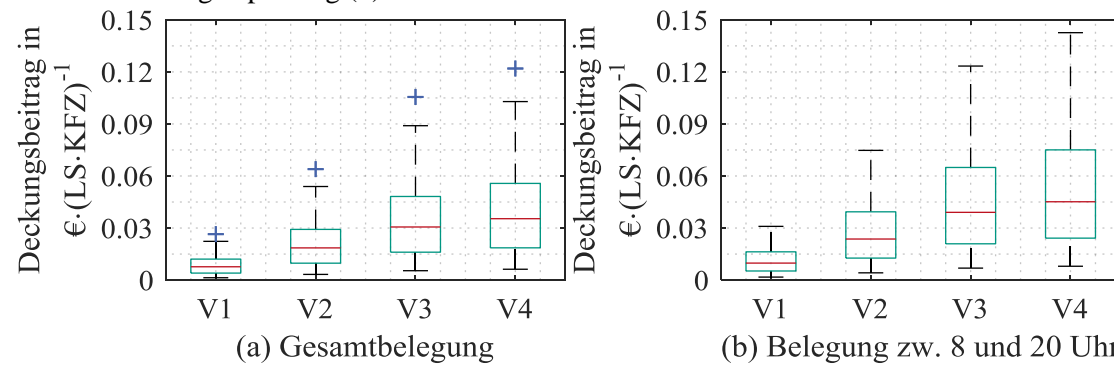


Abbildung 2.6: Deckungsbeitrag für Ladeinfrastruktur bei Kostenumlage auf alle Kunden. Abschätzung der Kundenzahl nach Gleichung (2.7) basierend auf gesamter Belegung und tatsächlicher Öffnungszeiten (a) sowie der Belegung zwischen 8 und 20 Uhr (b)^{II}.

Deutlich geringere Deckungsbeiträge lassen sich erzielen, wenn die Ladeinfrastrukturkosten auf die Gesamtheit aller parkenden Fahrzeuge eines Parkhauses umgelegt werden. Zur Bestimmung des nötigen Deckungsbeitrages wurde für jedes Parkhaus mit einer maximalen Belegung von 60 bis 1.000 Fahrzeugen mithilfe der Belegung im Tagesverlauf $B_d(t)$ mit $d \in [1,365]$ zunächst das Verkehrsvolumen pro Tag

$$V_d = \sum_{t=t_{\text{auf}}}^{t_{\text{zu}}} B_d(t) \cdot \Delta t. \quad (2.6)$$

^{II} In allen boxplot-Darstellungen werden die Standardeinstellungen von *MATLAB* verwendet. Die rote Linie repräsentiert jeweils den Median. Die grüne Box ist begrenzt durch das 25. und 75. Perzentil (q_1 und q_3). Alle Werte außerhalb des Bereiches $[q_1 - w \cdot (q_3 - q_1), q_3 + w \cdot (q_3 - q_1)]$ mit $w=1,5$ werden durch blaue Kreuze markiert (ca. $\pm 2,7\sigma$ bei normalverteilten Daten).

ermittelt. Die Anzahl parkender Fahrzeuge $n_{\text{KFZ } v_i}$ innerhalb eines Jahres lässt sich dann mit der Verweildauerverteilung w_{v_i} und der zugehörigen Verweildauer T_{Verweil} mit $i \in [1,4]$ (vgl. Gleichung (2.2) und Tabelle 2.1) abschätzen:

$$n_{\text{KFZ } v_i} \approx \sum_{d=1}^{365} \frac{V_d}{w_{v_i} \circ T_{\text{Verweil}}}. \quad (2.7)$$

Der benötigte Deckungsbeitrag pro Ladesäule und Fahrzeug, resultierend aus den Ladeinfrastrukturkosten in Höhe von 2.318 €/a und unter Vernachlässigung der Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem, würde im Maximum bei durchschnittlich 45 parkenden Fahrzeugen pro Tag lediglich $14,26 \text{ Ct} \cdot (\text{KFZ} \cdot \text{LS})^{-1}$ betragen (Abbildung 2.6).

2.4.2 Maximallast und Gleichzeitigkeitsfaktor beim Laden

Die Maximalleistung der gesamten Ladeinfrastruktur wird zum einen durch die Nennleistung der Ladepunkte begrenzt (hier: $P_{\text{rLP}} = 22 \text{ kW}$, dreiphasig). Zum anderen spielt die tatsächliche Ladeleistung der Elektrofahrzeuge eine Rolle (hier: $\leq 11 \text{ kW}$ und $\leq 22 \text{ kW}$, dreiphasig). Erreicht man mit der Installation einer großen Anzahl an Ladepunkten die Bemessungsgrößen der Betriebsmittel oder ist die Versorgungsinfrastruktur neu zu planen, so kann auch bei der Planung der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge mit Gleichzeitigkeitsfaktoren vergleichbar mit denen konventioneller Haushalte gerechnet werden [Kau95]. Generell gilt, dass bei gleichem Energiebedarf und sinkender Ladeleistung die Wahrscheinlichkeit für parallele Ladevorgänge, bei gleichzeitig sinkender Maximalleistung, steigt. Damit ergibt sich ein ebenfalls steigender Gleichzeitigkeitsfaktor. Zudem können in Parkhäusern mit überwiegendem Anteil an Langzeitparkern (z. B.: Flotten- und Pendlerparkhäuser) hohe Lastspitzen aufgrund der zeitlich konzentrierten Ankunftszeiten auftreten. Dass die Verteilung der Verweildauer besonders berücksichtigt werden muss, zeigt auch die Auswertung der Belegungsprofile der 39 Parkhäuser. In Parkhäusern mit hohem Anteil an Kurzzeitparkern ist gegenüber den Langzeitparkern in der Regel eine gleichmäßigere Verteilung der Ankunftszeiten über den Tag zu beobachten. Ausnahmen bilden Parkhäuser in der Nähe von Theatern oder Kinos, da unmittelbar vor Vorstellungsbeginn anhand der Belegungskurve des Parkhauses ein verstärktes Einfahren abzuleiten ist [Uhr15b].

Ist keine Information über das Parkverhalten der Elektrofahrzeuge verfügbar, so ergibt sich der in Abbildung 2.7 (b) dargestellte Gleichzeitigkeitsfaktor $g(n_{\text{EV}})$ aus der maximalen Gesamtleistung $P_{\text{ges EV max}}$ (Abbildung 2.7 (a)), dem täglichen Elektrofahrzeugaufkommen n_{EV} und der Nennleistung der Ladepunkte P_{rLP} nach Gleichung (2.8). Durch das Fitting der Maximalwerte sowie der 0,99-Quantile und 0,999-Quantile aller Jahressimulationen bei unterschiedlichem Elektrofahrzeugaufkommen kann der Gleichzeitigkeitsfaktor in Anlehnung an dessen Berechnung für Haushaltslasten in [Kau95] nach Gleichungen (2.9) und die Gesamtleistung nach Gleichung (2.10) mit $P_{\text{rLP}} = 22 \text{ kW}$ und den aus dem jeweiligen Fitting resultierenden Werten der Parameter in Tabelle 2.2 analytisch berechnet werden. Im Gegensatz zur Berechnung bei Haushaltslasten sollte für die Planung der Ladeinfrastruktur bis zu einer Fahrzeuganzahl von mindestens $n_{\text{EV}0}+1$ ein maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor berücksichtigt werden. Der Parameter h_{EV} gewichtet die Abhängigkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors vom Elektrofahrzeugaufkommen, sodass

der Gleichzeitigkeitsfaktor gemäß Gleichung (2.9) bei großen Werten für h_{EV} schneller gegen den Grenzwert $g_{EV\infty}$ konvergiert.

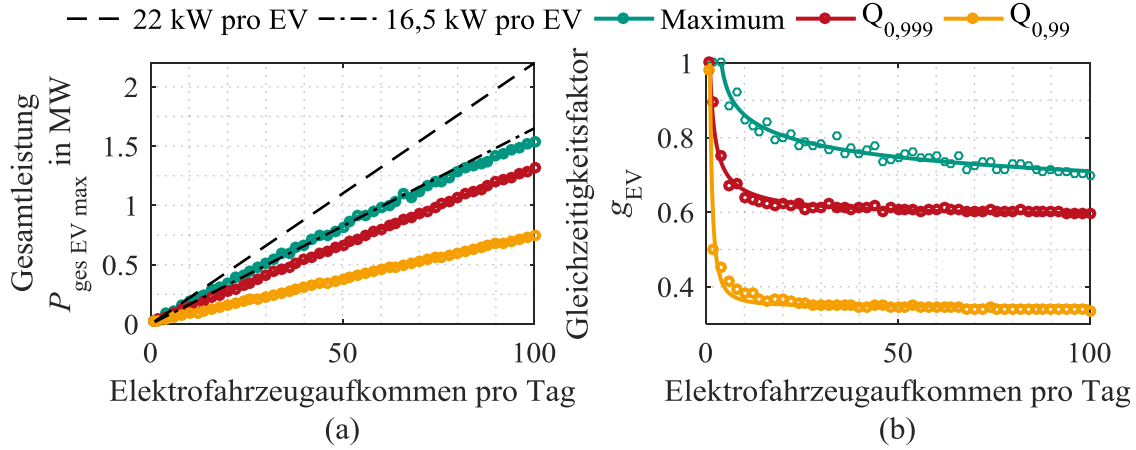


Abbildung 2.7: Gesamtladeleistung und Gleichzeitigkeitsfaktor für alle Parkhäuser (vgl. Abbildung B.3 für bekannte Verweildauerverteilungen).

$$g(n_{EV}) = \frac{P_{ges\ EV\ max}(n_{EV})}{\sum_{i=1}^{n_{EV}} P_{RLP}} \quad (2.8)$$

$$g_{EV}(n_{EV}) = \begin{cases} g_{EV\infty} + (1 - g_{EV\infty}) \cdot (n_{EV} - n_{EV0})^{-h_{EV}} & n_{EV} > n_{EV0} \\ 1 & 0 < n_{EV} \leq n_{EV0} \end{cases} \quad (2.9)$$

$$P_{ges\ EV\ max}(n_{EV}) = g_{EV}(n_{EV}) \cdot n_{EV} \cdot P_{RLP}. \quad (2.10)$$

Tabelle 2.2: Parameter zur Berechnung der Maximallast nach den Gleichungen (2.9)-(2.10).

Verweildauerverteilungstyp	Wert	$g_{EV\infty}$	h_{EV}	n_{EV0}
Alle Verweildauertypen	Maximum	0,1846	0,0960	3
	$Q_{0,999}$	0,5834	0,7414	0
	$Q_{0,99}$	0,3476	1,6260	0
Verweildauerverteilung V1	Maximum	0,6891	0,4805	1
	$Q_{0,999}$	0,1708	0,6255	0
	$Q_{0,99}$	0,1553	1,1097	0
Verweildauerverteilung V2	Maximum	0,6419	0,4755	1
	$Q_{0,999}$	0,2384	0,6358	0
	$Q_{0,99}$	0,2113	1,2836	0
Verweildauerverteilung V3	Maximum	0,6489	0,3928	3
	$Q_{0,999}$	0,3456	0,6348	0
	$Q_{0,99}$	0,2978	1,5271	0
Verweildauerverteilung V4	Maximum	0,0000	0,0847	3
	$Q_{0,999}$	0,5834	0,7414	0
	$Q_{0,99}$	0,3476	1,6255	0

Für hohes Elektrofahrzeugaufkommen ist die Häufigkeit auftretender Lastspitzen implizit aus den unterschiedlichen Grenzwerten $g_{EV\infty}$ basierend auf der Auswertung des Maximums und der beiden Quantile der Gesamtladeleistung abzuleiten. Bei sehr langer Verweildauer der Elektrofahrzeuge (V4) und sonst gleichem Elektrofahrzeugaufkommen sind hohe Gleichzeitigkeiten zu erwarten. Entsprechend klingt der Gleichzeitigkeitsfaktor basierend auf der Auswertung der Maximalwerte gegenüber den anderen Verteilungen langsamer ab (vgl. Abbildung B.3). Daher

unterscheiden sich die Werte der Parameter in Tabelle 2.2, die aus dem Fitting im Intervall $n_{EV} \in [1,100]$ resultieren, gegenüber den anderen dargestellten Fällen. Dennoch eignet sich Gleichung (2.9) um den Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors auch für diesen Fall nachzubilden.

Im dargestellten Beispiel empfiehlt sich bei einem Aufkommen von bis zu 4 Elektrofahrzeugen pro Tag die Auslegung auf die Anschlussleistung der Ladepunkte. Wenn die Elektrofahrzeuge mit anderen als den hier verwendeten binomialverteilten Ladeleistungen von 11 kW und 22 kW laden, so ist zu erwarten, dass dies auch die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge beeinflusst. Aus Ergebnissen eines Feldtests auf einem Pendlerparkplatz in [Gra16], in welchem einige Elektrofahrzeuge einphasig mit verringerter Leistung luden, ergibt sich für bis zu sechs Elektrofahrzeuge ein Gleichzeitigkeitsfaktor von eins (hier: $g_{EV}(6) = 0,92$). Bei zehn Elektrofahrzeugen luden immer noch neun Elektrofahrzeuge gleichzeitig (hier: $g_{EV}(10) = 0,86$) und für 43 Elektrofahrzeuge wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von $13/43$ angegeben, was dem in Abbildung 2.7 dargestellten Wert des $Q_{0,99}$ entspricht. Die Auswirkungen des (einphasigen) Ladens im Niederspannungsnetz wurde bereits in verschiedenen Arbeiten untersucht. [Pro14] evaluierte unter anderem in Haushalten (HH) ladende Elektrofahrzeuge basierend auf einem Durchdringungsgrad von 12,5 %, mit dem Ergebnis, dass bei 50 Haushalten das 99. Perzentil der Spitzenlast von ca. 1,51 kW/HH auf 1,79 kW/HH steigt. [Sto14] berücksichtigte in seinen Untersuchungen zum Einfluss der Elektrofahrzeuganzahl auf die Ladelast, Ladeleistungen von bis zu 11 kW mit ähnlichem Ergebnis wie [Pro14], dass die Ladelastspitze pro Elektrofahrzeug bei höherer Ladeleistung stärker abnahm. Dort sank das 75. Perzentil bei einer Ladeleistung von 11,1 kW von ca. 5 kW/EV bei 14 Fahrzeugen auf ca. 1,6 kW/EV bei 146 Fahrzeugen.

Die unterschiedlichen Ergebnisse zeigen, dass bei der Planung der Ladeinfrastruktur mit gut angepassten Gleichzeitigkeitsfaktoren gerechnet werden sollte. Je nachdem ob Fahrzeuge einphasig bei geringer Leistung laden oder dreiphasig schnellladen, ist mit stark streuenden Gleichzeitigkeiten und mit den für die Auslegung relevanten Maximalleistungen zu rechnen. Solange keine besseren Erfahrungswerte vorliegen, empfiehlt sich daher zunächst die konservative Auslegung nach dem Maximum. Berücksichtigt man exemplarisch die Übertragungskapazität resultierend aus der thermischen Begrenzung der in Tabelle 7.1 dargestellten Niederspannungskabel mit Querschnitten von 150 mm² bis 300 mm² (133,9 kVA bis 203,2 kVA), so kann durch die Berechnung der Gleichzeitigkeit nach Gleichung (2.10) gegenüber der Annahme maximaler Gleichzeitigkeit jeweils ein Ladepunkt mit 22 kW Nennleistung mehr versorgt werden.

2.4.3 Nutzung des PV-Dachflächenpotentials von Parkhäusern

Viele Parkhäuser verfügen über Dachflächen, die zur Installation einer Photovoltaik-Anlage genutzt werden können. Daher wurde in der studentischen Arbeit [SAA12] das PV-Dachflächenpotential von 24 Parkhäusern mit Schräg- und Flachdach ermittelt. Das Maximum liegt bei einer installierbaren Leistung von 250 kW_{peak}, wohingegen elf der untersuchten Objekte über ein Dachflächenpotential von bis zu 47 kW_{peak} verfügen. Es wird schnell ersichtlich, dass dies nicht für die vollständige Versorgung größerer Fahrzeugflotten ausreicht, vor allem wenn die Ladeleistung eines Fahrzeuges wie hier bereits 22 kW beträgt. Zudem fallen die saisonalen Unterschiede der PV-Einspeisung deutlich größer aus, als es bei den Elektrofahrzeugen zu erwarten ist, sodass bestenfalls in den Sommermonaten hohe Autarkiegrade zu erzielen sind.

Für die Installation einer PV-Anlage spricht die Tatsache, dass das Belegungsprofil von einigen Parkhäusern sehr gut mit dem durchschnittlichen Einspeiseverlauf von PV-Anlagen korreliert. Daraus resultiert ein hoher Direktverbrauch des erzeugten PV-Stroms, was der Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage sehr zuträglich ist. Verdeutlicht an einem Beispiel ergibt sich im Durchschnitt für alle Parkhäuser mit unterschiedlicher Verweildauerverteilung ab einem Verhältnis von ca. 6-7 EV/kW_{peak} eine Eigenverbrauchsquote von über 50 %, wohingegen der Autarkiegrad erst ab ca. 33 kW_{peak}/EV über 50 % beträgt (Abbildung 2.8). Mit den Kostenannahmen für die PV-Anlage aus Kapitel 5, einer Erzeugung von 1.000 kWh/kW_{peak} und einer angenommenen Degradation von 1 % pro Jahr über die Laufzeit von 20 Jahren, ergeben sich für das Jahr 2016 Stromgestehungskosten von 9,2 Ct/kWh für PV-Anlagen im Privaten. Laut [BNA17] lag der mittlere Zuschlagswert für kleine Freiflächenanlagen (<10 MW_{peak}) im Februar 2017 bei 6,87 Ct/kWh. PV-Anlagen auf Parkhausdächern liegen vermutlich je nach Parkhausgröße und Art des Daches zwischen diesen beiden Werten. Vor dem Hintergrund des großen Potentials zum Direktverbrauch bei steigendem Elektromobilitätsanteil und den niedrigen und perspektivisch weiter sinkenden Stromgestehungskosten aus PV-Anlagen erscheint die Nutzung der Dachflächen auf Parkhäusern auch im Hinblick auf die Kundenakzeptanz als eine aussichtsreiche Option und ein perspektivisch tragfähiges Geschäftsmodell.

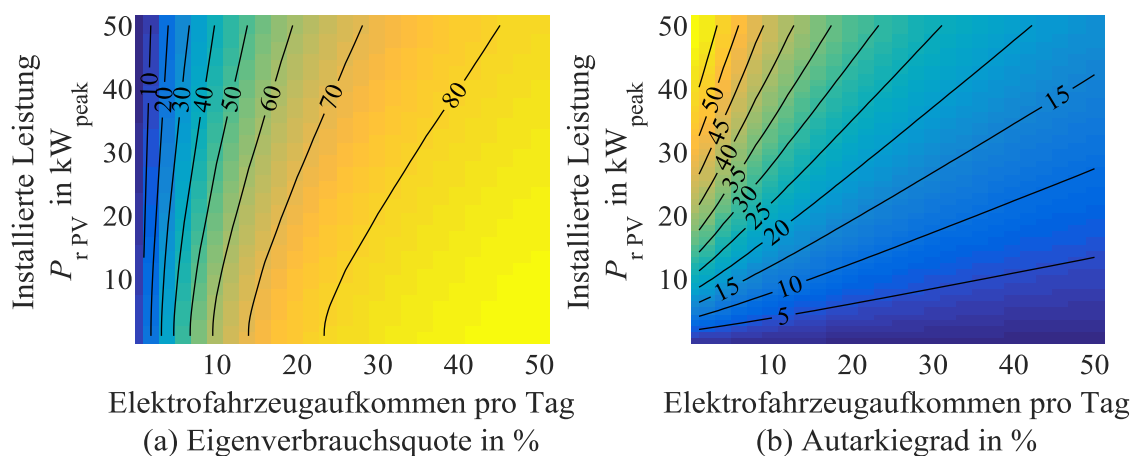


Abbildung 2.8: Durchschnittliche Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad für alle Verweildauer-Verteilungen in Abhängigkeit des Elektrofahrzeugaufkommens und der installierten PV-Leistung.

2.4.4 Kompensation der Überlast durch einen Batteriespeicher

2.4.4.1 Dimensionierung des Batteriespeichers

Äquivalent zur Auslegung von Batteriespeichern als Netzbetriebsmittel in Kombination mit PV-Anlagen in Kapitel 7, steht hier die Frage der optimalen Systemauslegung zur Vermeidung unzulässig hoher Leistungswerte im Fokus. Gegenüber der PV-Einspeisung, die saisonal zu stark variierender Belastungssituation im Netz führt, sind bei der Elektromobilität geringere saisonale Schwankungen zu erwarten. Damit einher geht die verbesserte Nutzung des Batteriespeichers, die sich zuletzt in dessen Wirtschaftlichkeit widerspiegeln sollte. Im Folgenden wird die Überlastsituation bei variierendem Fahrzeugaufkommen und unterschiedlicher Bemessungsleistung des Netzanschlusses der Ladeinfrastruktur untersucht. Die Kosten des Speichers werden verglichen

mit dem Einsparpotential bei den Entgelten nach dem Jahresleistungspreissystem sowie den Kosten der konventionellen Netzverstärkung.

Ähnlich wie in Kapitel 7.3.1 steigt die zur Überlastvermeidung benötigte Batteriekapazität in etwa quadratisch mit der benötigten Nennleistung (Abbildung 2.9 (a)). Für hohes Fahrzeugaufkommen konvergiert sowohl die auf das Elektrofahrzeugaufkommen benötigte Leistung als auch die Kapazität gegen einen Grenzwert (Abbildung 2.9 (b), (c)). Basierend auf dem 99,9. Perzentil ergibt sich bei einer minimalen Netzanschlussleistung von 50 kVA ein Maximum von 13,1 kW/EV und 14,1 kWh/EV.

Die Annahme, dass der Batteriespeicher bei höherem Elektromobilitätsaufkommen eine bessere Ausnutzung vorweist, kann anhand der Volllaststunden und Vollzyklen in Abbildung 2.10 bestätigt werden. Der Ausnutzungsgrad ist wie zu erwarten abhängig von der Anschlussleistung. Sowohl die auf die Leistung bezogenen Volllaststunden (FLH) als auch die auf die Kapazität bezogenen äquivalente Vollzyklen (EFC) sind höher als im vorgestellten Beispiel im kombinierten Einsatz mit PV-Anlagen in Kapitel 7.4 (600 FLH und 60 EFC). Dennoch existieren vor allem bei geringerem Elektromobilitätsaufkommen und generell auch während der Schließzeiten große Freiheitsgrade zur Vermarktung der verfügbaren Flexibilität.

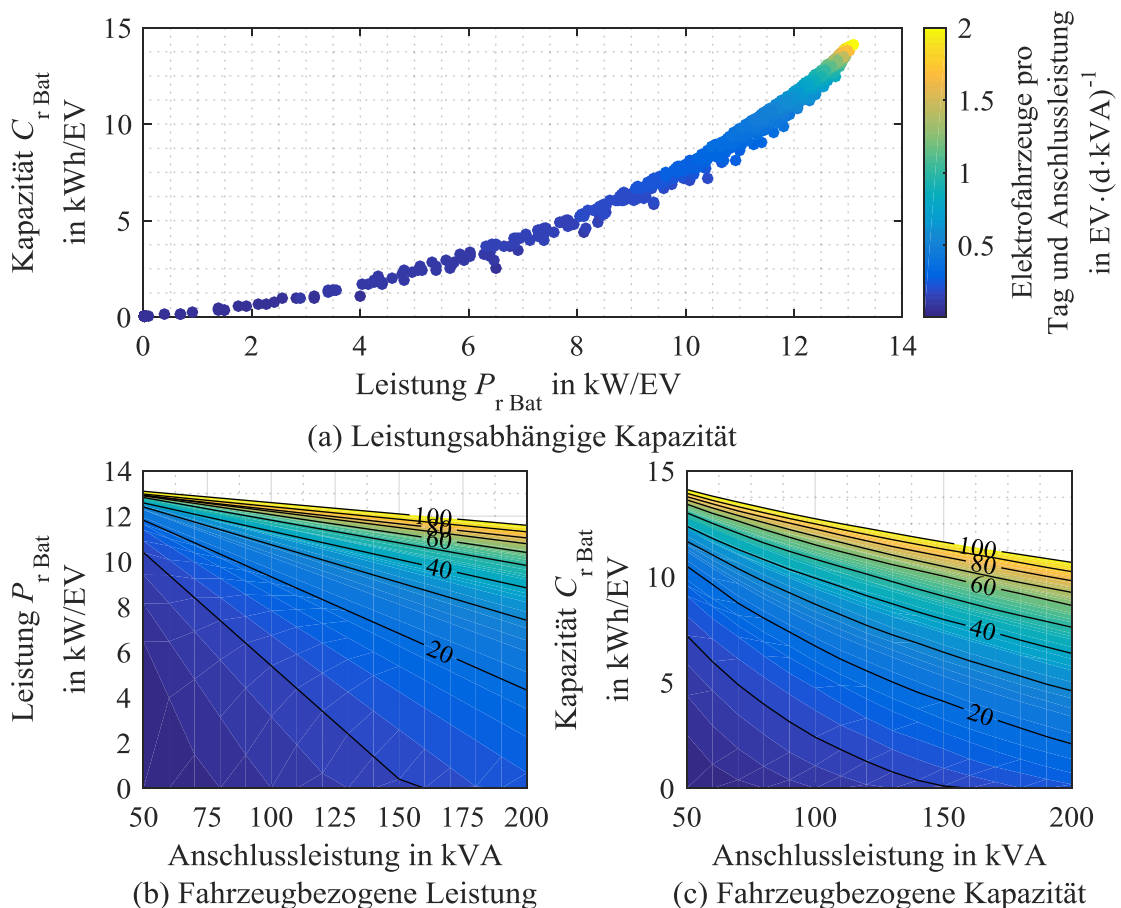


Abbildung 2.9: Verlauf der leistungsabhängigen Kapazität (a), benötigte Batterieleistung (b) und -kapazität (c) in Abhängigkeit des Elektrofahrzeugaufkommens (Farben) pro Tag und der Netzanschlussleistung basierend auf dem 99,9. Perzentil für alle Parkhäuser und Verweildauerverteilungen.

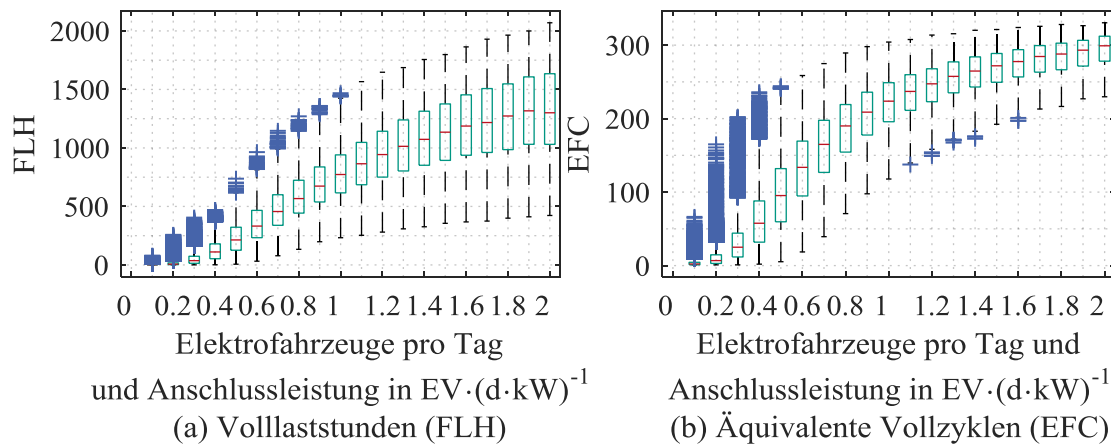


Abbildung 2.10: Volllaststunden (a) und äquivalente Vollzyklen pro Jahr von Batteriespeichern mit Auslegung nach dem jeweiligen 99,9. Perzentil zur Kompensation der Überlast bei gegebener Anschlussleistung.

2.4.4.2 Bewertung der Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers

Gegenüber vorangegangenen Betrachtungen werden im Folgenden nur jene Fälle berücksichtigt, in denen die Anzahl der Ladesäulen genau dem täglichen Elektrofahrzeugaufkommen entspricht. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit richtet sich der Blick zunächst auf die Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem (vgl. Kapitel 2.3). Umgelegt auf das Elektrofahrzeugaufkommen betragen diese maximal $1,68 \text{ €} \cdot (\text{EV} \cdot \text{d})^{-1}$ bei einem Elektrofahrzeug pro Tag^{III} und insgesamt maximal 46.594 €/a bei 100 Elektrofahrzeugen pro Tag (Abbildung 2.11; Abbildung 2.12 (a)). Die Jahresbenutzungsdauer liegt im Referenzfall bei maximal 1.634 h/a und überschreitet frühestens ab einer Reduktion der Spitzenleistung auf 65 % die Schwelle von 2.500 h/a . Dabei reduzieren sich die anfallenden Entgelte durchschnittlich auf 91,6 % bis maximal 61,6 % (Abbildung 2.12 (b)). Generell gilt dabei: Je höher das Elektrofahrzeugaufkommen, umso geringer fällt im Durchschnitt die relative Einsparung dieser Entgelte aus. Zur Reduktion dieses Kostenanteils besteht die Möglichkeit auftretende Lastspitzen mittels eines passend dimensionierten Batteriespeichers, durch das zeitliche Verzögern der Ladevorgänge mittels Lademanagement (Kapitel 2.5.1) oder durch den direkten Anschluss der Ladeinfrastruktur an der HS/MS Station des Verteilnetzbetreibers über ein eigenes Mittelspannungskabel zu kompensieren.

Dass die Finanzierung von Batteriespeichern nur aus den **einzusparenden Entgelten** derzeit nicht möglich ist, ist anhand Abbildung 2.12 (c) ersichtlich. Unter der Annahme von leistungs- und kapazitätsbezogenen Kosten in Höhe von $c_{kW} = 500 \text{ €/kW}$ und $c_{kWh} = 500 \text{ €/kWh}$, einem Kalkulationszins von 2 % ($z_k = 0,02$), jährlich konstanten Betriebskosten in Höhe von 1 % der Investitionskosten ($z_{\text{Betrieb}} = 0,01$), einer Nutzungsdauer von $\tau_{\text{nutz}} = 20 \text{ a}$ und einer Steigerung der o.a. Entgelte nach [NETi] um 2 %/a, liegen die Batteriespeicherkosten mindestens um den Faktor 1,93

^{III} Vereinfacht wird für alle Fälle angenommen, dass die Entgelte nach dem Preisblatt 1 [NETi] für lastganggemessene Kunden anfallen und diese sich nur abhängig von der Jahresbenutzungsdauer unterscheiden.

über den möglichen jährlichen Einsparungen. Kostenneutralität ergäbe sich bspw. bei einer Halbierung der beiden spezifischen Kostenanteile des Batteriespeichers auf $c_{kW} = 250 \text{ €/kW}$ und $c_{kWh} = 250 \text{ €/kWh}$ (Abbildung 2.13).

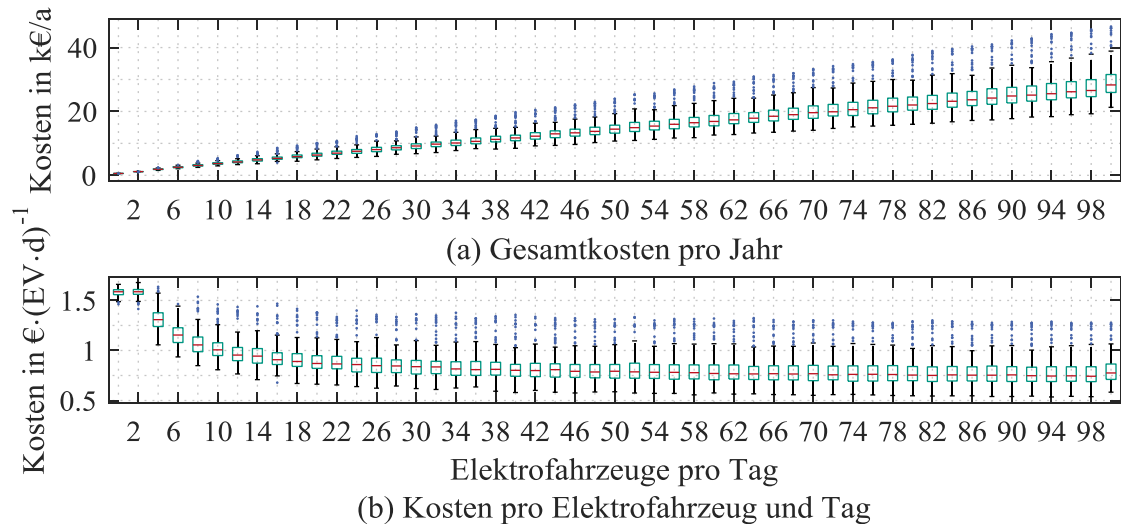


Abbildung 2.11: Kosten resultierend aus Entgelten nach dem Jahresleistungspreissystem

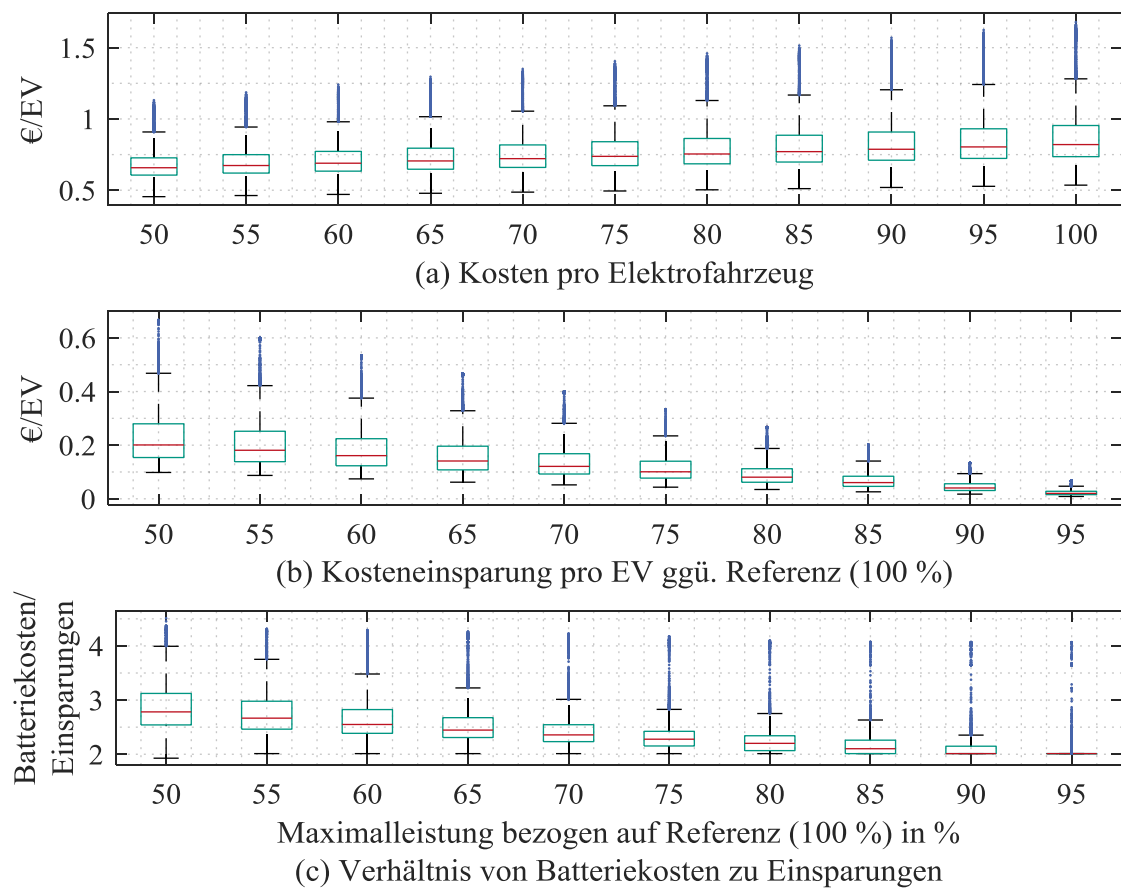


Abbildung 2.12: Auf Elektrofahrzeuganzahl bezogene Kosten resultierend aus Entgelten (a), mögliche Kosteneinsparungen durch Spitzenlastreduktion (b) und Batteriekosten im Verhältnis zu Einsparungen (c).

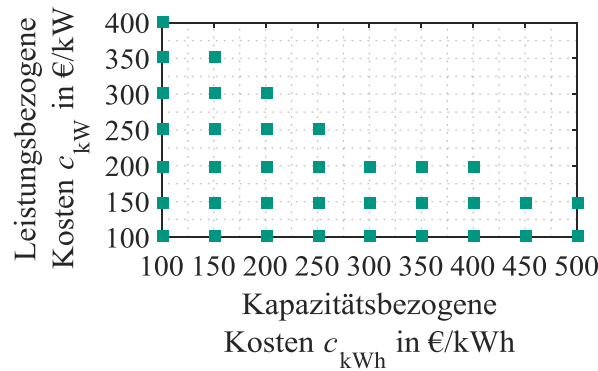


Abbildung 2.13: Durch Entgelteinsparung kompensierbare spezifische Batteriekosten.

Im vorliegenden Beispiel ($c_{kW} = 500 \text{ €/kW}$; $c_{kWh} = 500 \text{ €/kWh}$) ergeben sich durch entsprechende Dimensionierung minimale annuitätische Gesamtsystemkosten in Höhe von $44,5 \text{ €/kW}$ und $55,7 \text{ €/kWh}$. Bei gleichen Annahmen für den Kalkulationszins ($z_k = 0,02$) und die Betriebskosten ($z_{\text{Betrieb}} = 0,01$) liegen die **spezifischen annuitätischen Kosten inklusive Betriebskosten** (vgl. Gleichung (A.1)) eines Kabels des Typs NAYY-J 4x300 bei ca. $3,17 \text{ €/m}$ (Anfangsinvestition $J_0 = 68 \text{ €/m}$; Nutzungsdauer $\tau_{\text{nutz}} = 40 \text{ a}$; vgl. Kapitel 7.2), die eines Transformator mit einer Nennleistung von 250 kVA bei etwa $1,55 \text{ €/kVA}$ ($J_0 = 7.750 \text{ €}$; $\tau_{\text{nutz}} = 35 \text{ a}$; vgl. Kapitel 7.2). Wird nun die Erhöhung der Übertragungskapazität um 70 kVA durch den Tausch eines Kabels des Typs NAYY-J 4x150 gegen den Typ NAYY-J 4x300 in Erwägung gezogen und werden dabei die annuitätischen Kosten des Kabels $c_{a \text{ Kabel}}$, des Batteriespeichers $c_{a \text{ Bat}}$, des Transformators $c_{a \text{ Tr}}$, und die möglichen Entgelteinsparungen $\Delta c_{a \text{ Entgelt}}$ durch den Einsatz des Batteriespeichers berücksichtigt, so berechnet sich die minimale Kabellänge l_{Kabel} , ab welcher der Batteriespeicher im besten Fall eine wirtschaftliche Alternative darstellt, zu

$$c_{a \text{ Kabel}} \cdot l_{\text{Kabel}} + c_{a \text{ Tr}} \geq c_{a \text{ Bat}} - \Delta c_{a \text{ Entgelt}} \quad (2.11)$$

$$l_{\text{Kabel}} \geq \frac{c_{a \text{ Bat}} - \Delta c_{a \text{ Entgelt}} - c_{a \text{ Tr}}}{c_{a \text{ Kabel}}}, \quad (2.12)$$

$$l_{\text{Kabel}} \geq \frac{3.158,34 \text{ €} - 1.547,49 \text{ €} - 387,52 \text{ €}}{3,17 \frac{\text{€}}{\text{m}}} = 385,91 \text{ m}. \quad (2.13)$$

Die minimale Kabellänge variiert bei gleicher Bemessungsleistung (70 kW) abhängig von der benötigten Kapazität des Batteriespeichers und der Bemessungsleistung des Transformators und liegt im besten Fall bei 386 m . Unter Berücksichtigung der Kosten eines Transformators mit einer Nennleistung von 630 kVA reduziert sich die minimale Kabellänge auf 296 m (Tabelle 2.3).

Tabelle 2.3: Minimale Kabellänge zur Erreichung der Kostenneutralität von Batteriespeichern.

Szenario	Batteriespeicher			Entgelt-einsparungen $\Delta c_{a \text{ Entgelt}}$	Transformator		Kabel	
	$P_{r \text{ Bat}}$	$C_{r \text{ Bat}}$	$c_{a \text{ Bat}}$		$S_{r \text{ Tr}}$	$c_{a \text{ Tr}}$	$c_{a \text{ Kabel}}$	l_{Kabel}
best Case	70 kW	18,8 kWh	3158,34 €	1547,49 €	250 kVA	387,52 €	3,17 €/m	386 m
					630 kVA	672,53 €		296 m
worst Case	70 kW	65,1 kWh	4807,22 €	1545,10 €	250 kVA	387,52 €		908 m
					630 kVA	672,53 €		818 m

Wird der Batteriespeicher lediglich auf die zu kompensierende Lastspitze und nicht auf die komplette gesteigerte Übertragungskapazität des Kabels ausgelegt, so leitet sich aus den Simulationsergebnissen und Gleichung (2.11) die maximale Bemessungsleistung des Batteriespeichers ab, bei welcher der Batteriespeicher die wirtschaftlichere Alternative darstellt. Werden lediglich die Kosten des Transformators berücksichtigt, ist der Batteriespeicher unter Berücksichtigung oder Vernachlässigung der einzusparenden Entgelte bis zu einer Leistung von $P_{rBat} = 17,3 \text{ kW}$ oder $P_{rBat} = 8,7 \text{ kW}$ wirtschaftlich von Vorteil (Abbildung 2.14). Bei einer Kabellänge von 200 m beträgt die maximale Leistung $P_{rBat} = 45,6 \text{ kW}$ oder $P_{rBat} = 23,0 \text{ kW}$.

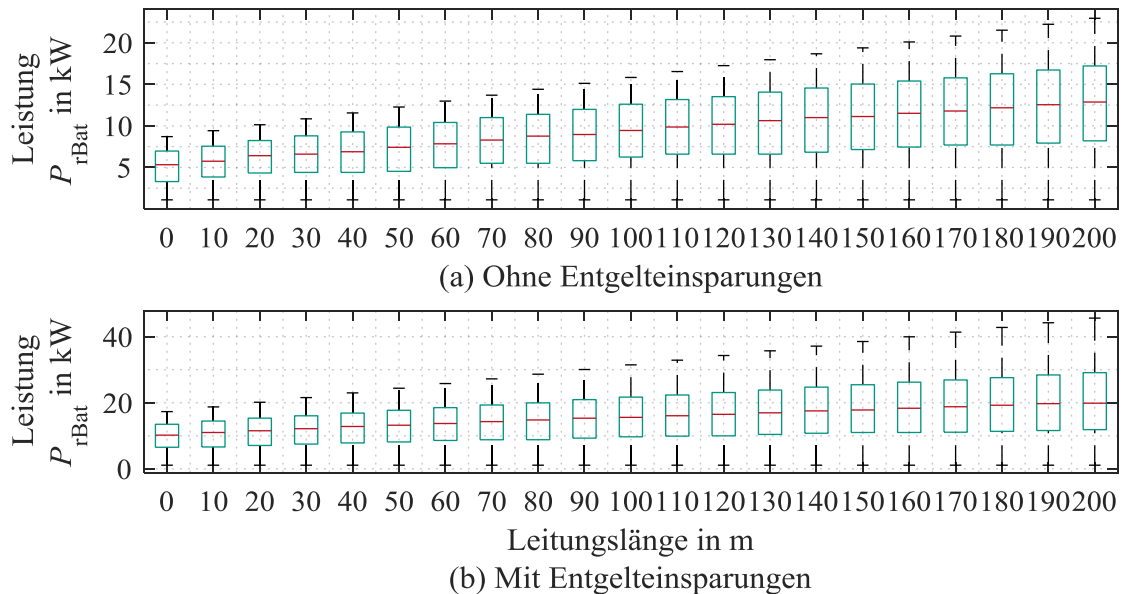


Abbildung 2.14: Nennleistung des Batteriewechselrichters, für die der Batteriespeicher gegenüber der konventionellen Verstärkung wirtschaftlich von Vorteil ist.

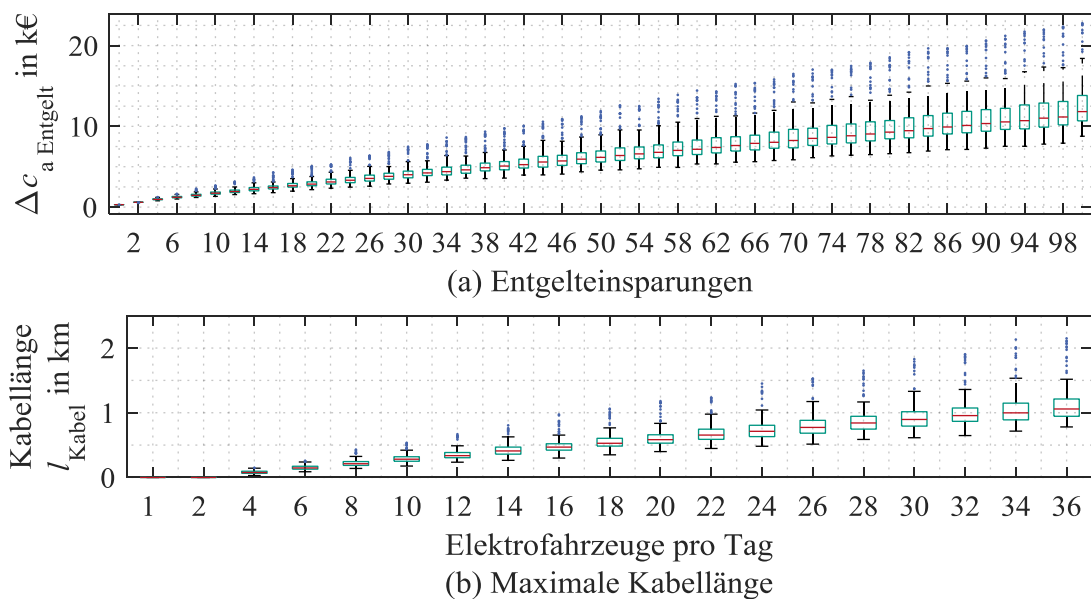


Abbildung 2.15: Entgelteinsparungen durch Anschluss der Ladeinfrastruktur an HS/MS Station basierend auf Entgelten nach [NETi] (a) und maximale Kabellänge, damit annuitätische Kosten durch Entgelteinsparungen kompensiert werden können (b).

Alternativ kann der direkte Anschluss mit einem eigenen Kabel an der HS/MS Station des Verteilnetzbetreibers von Vorteil sein. Die Entgelte nach dem Leistungspreissystem nach [NETi] reduzieren sich nämlich von 18,20 €/kWa und 3,64 Cent/kWh auf 9,13 €/kWa und 2,67 Cent/kWh für $T_m < 2.500$ h/a oder 72,21 €/kWa und 1,48 Cent/kWh auf 68,71 €/kWa und 0,29 Cent/kWh für $T_m \geq 2.500$ h/a (Abbildung 2.15 (a)). Damit die Kosten der Kabelverlegung durch die verringerten Entgelte kompensiert werden, muss sich die nächstgelegene Umspannstation in angemessener Distanz befinden. Mit spezifischen Investitionskosten in Höhe von 80 €/m für ein Mittelspannungskabel des Typs NA2XS(FL)2Y 3x1x150 (vgl. [Ker11]) ergeben sich unter o.a. Randbedingungen annuitätische Kosten (inkl. Betriebskosten) in Höhe von 3,72 €/m. Unter Berücksichtigung der annuitätischen Kosten eines 630 kVA Transformators (672,53 €) berechnet sich die maximale Kabellänge zu

$$l_{\text{Kabel}} \leq \max\left(0, \frac{\Delta c_a \text{Entgelt} - c_a \text{Tr}}{c_a \text{Kabel}}\right). \quad (2.14)$$

Beispielsweise beträgt diese bei zehn Elektrofahrzeugen pro Tag 176 m bis 536 m (Abbildung 2.15 (b)). Bei 36 Elektrofahrzeugen pro Tag wird die Nennleistung des Transformators bei einer Maximalleistung von 596 kW noch eingehalten. Hier liegt die maximale Kabellänge zur Einhaltung der Kostenneutralität für die simulierten Fälle zwischen 781 m und 2.149 m.

2.5 Optimierungspotential des Gesamtlastgangs im Betrieb

In der Literatur finden sich zahlreiche Ansätze zur Koordinierung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen. [Lee11] gibt eine strukturierte Übersicht und einen guten Vergleich über existierende Ansätze. Während mit der Lastverschiebung von zu Hause ladenden Elektrofahrzeugen vor allem Netzengpässe vermieden werden sollen [Rei12], besteht bei Elektrofahrzeugflotten ein finanzieller Anreiz zur Minimierung von Lastspitzen [Sed15]. Bei Flotten, die sich vor allem durch private Elektrofahrzeuge zusammensetzen und in Parkhäusern laden, besteht die Herausforderung im Setzen richtiger Anreize, damit die Nutzer bereit sind, verfügbare Flexibilität zur Lastverschiebung gegen entsprechende Vergütung zur Verfügung zu stellen. Im Folgenden wird zunächst das maximale Einsparpotential durch die Verringerung von Leistungsspitzen beziffert und weiterhin ein Ansatz zur optimierten Nutzung der verfügbaren Netzanschlussleistung vorgestellt.

2.5.1 Minimierung der Spitzenleistung

Das Potential zur Minimierung der jährlichen Spitzenleistung ladender Elektrofahrzeuge wird für die 39 Parkhäuser mit den vier verschiedenen Verweildauerverteilungen bei variabler Fahrzeuganzahl ($n_{EV} \in [1; 2m]; \forall m \in [1, 10]$) für 365 Tage mithilfe der *Matlab Optimization App* unter Verwendung des *fmincon*-Solvers und des *Innere-Punkte-Verfahrens* bestimmt. Das Minimierungspotential leitet sich aus dem Vergleich der Spitzenwerte für das ungesteuerte Laden und das Laden mit globalem Optimierungsziel bei sonst gleichen Randbedingungen ab. Ebenso wie in Kapitel 2.4.4.2 werden nur jene Fälle betrachtet, in denen die Anzahl der Ladesäulen dem täglichen Elektrofahrzeugaufkommen entspricht. Vereinfachend wird in dieser best Case Abschätzung

angenommen, dass alle Fahrzeuge über die komplette Verweildauer am Lademanagement teilnehmen und unter Berücksichtigung der maximalen Ladeleistung sonst alle nicht negativen 15 min Leistungswerte zulässig sind.

Für jeden Tag des betrachteten Jahres ergibt sich das Gesamtprofil aller an einem Tag ladenden Elektrofahrzeuge aus der Summe der Einzelprofile. Das Tageslastprofil lässt sich interpretieren als (96×1) -Vektor der Form

$$\mathbf{P}_{\text{ges EV}} = \mathbf{M}_d \cdot \mathbf{P}_{\text{EV}}, \quad (2.15)$$

$$\begin{pmatrix} P_{\text{ges EV}}^1 \\ \vdots \\ P_{\text{ges EV}}^{96} \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \mathbf{I}_{96} & \dots & \mathbf{I}_{96} \end{pmatrix}}_{96 \times 96 \cdot n_{\text{EV}}} \cdot \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} P_1^1 \\ \vdots \\ P_1^{96} \end{bmatrix} \\ \vdots \\ \begin{bmatrix} P_{n_{\text{EV}}}^1 \\ \vdots \\ P_{n_{\text{EV}}}^{96} \end{bmatrix} \end{pmatrix}, \quad (2.16)$$

mit \mathbf{I}_{96} als Einheitsmatrix, deren Größe von den Zeitschritten im betrachteten Intervall abhängt (hier: $n_{\Delta t} = 96$). Der $(n_{\text{EV}} \cdot 96 \times 1)$ -Vektor \mathbf{P}_{EV} enthält die individuellen Ladeprofile der Elektrofahrzeuge die zwischen dem Zeitpunkt der Ankunft t_{an} und der Abfahrt t_{ab} zur Minimierung des Gesamtprofils angepasst werden können. Unter Berücksichtigung der aus den unterschiedlichen Verweildauern resultierenden Freiheitsgrade beim Laden erfolgt die Minimierung der Zielfunktion $f(\mathbf{P}_{\text{ges}})$ in der bekannten Form

$$\min_{\mathbf{P}_{\text{ges EV}}} f(\mathbf{P}_{\text{ges EV}}), \quad (2.17)$$

mit

$$f(\mathbf{P}_{\text{ges EV}}) = \mathbf{P}_{\text{ges EV}}^T \cdot \mathbf{P}_{\text{ges EV}} = \sum_{t=1}^{96} (P_{\text{ges EV}}^t)^2. \quad (2.18)$$

Mit der Forderung

$$\begin{pmatrix} \begin{bmatrix} 0 \dots 0 & \underbrace{1 \dots 1}_{t_{\text{an } 1} \dots t_{\text{ab } 1}} & 0 \dots 0 \\ \mathbf{0} & \ddots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \dots & \begin{bmatrix} 0 \dots 0 & \underbrace{1 \dots 1}_{t_{\text{an } n_{\text{EV}}} \dots t_{\text{ab } n_{\text{EV}}}} & 0 \dots 0 \end{bmatrix} \end{bmatrix} & \begin{matrix} \mathbf{0} \\ \vdots \\ \mathbf{0} \end{matrix} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} P_1^1 \\ \vdots \\ P_1^{96} \end{bmatrix} \\ \vdots \\ \begin{bmatrix} P_{n_{\text{EV}}}^1 \\ \vdots \\ P_{n_{\text{EV}}}^{96} \end{bmatrix} \end{pmatrix} \cdot \Delta t \stackrel{!}{=} \begin{pmatrix} W_{\text{soll } 1} \\ \vdots \\ W_{\text{soll } n_{\text{EV}}} \end{pmatrix} \quad (2.19)$$

wird gewährleistet, dass der individuelle Energiebedarf $W_{\text{soll } i}$ mit $i \in [1; n_{\text{EV}}]$ der n_{EV} Elektrofahrzeuge gedeckt wird und zwar unter der Bedingung, dass deren zulässige minimalen und maximalen Leistungsgrenzen $P_{\text{max } i}$

$$(\mathbf{0}) \leq \begin{pmatrix} P_1^1 \\ \vdots \\ P_1^{96} \\ \vdots \\ P_{n_{EV}}^1 \\ \vdots \\ P_{n_{EV}}^{96} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} P_{\max 1} \\ \vdots \\ P_{\max 1} \\ \vdots \\ P_{\max n_{EV}} \\ \vdots \\ P_{\max n_{EV}} \end{pmatrix} \quad (2.20)$$

eingehalten werden.

Das aus der Optimierung resultierende maximale Entlastungspotential, welches aus dem Vergleich der Maximallast mit und ohne Optimierung resultiert, ist in Abbildung 2.16 dargestellt. Mit zunehmender Elektrofahrzeuganzahl kann die auf den Referenzfall bezogene Maximallast im Durchschnitt von ca. 70 % (Median: 84 %) bei einem Elektrofahrzeug auf 36 % (Median: 32 %) bei 20 Elektrofahrzeugen reduziert werden. Auch bei geringem Elektromobilitätsaufkommen trägt das Lademanagement in den meisten Fällen zu einer Verringerung der Spitzenlast bei. Jedoch sind bei kurzen Verweildauern (V1) an wenigen Tagen im Jahr keine Freiheitsgrade zur Lastverschiebung vorhanden, sodass der Netzanschluss trotz Lademanagement auf die Maximalleistung ausgelegt oder der volle Leistungspreis entrichtet werden müsste. Bei sehr langen Verweildauern (V4) hingegen kann die Maximallast auch bei wenigen Fahrzeugen um mindestens 73 % reduziert werden. Dieses Potential zur Minimierung der Leistungsspitzen können sich vor allem Betreiber von Fahrzeugflotten mit langen Verweildauern zu Nutze machen, mit dem wirtschaftlichen Anreiz die Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem zu reduzieren. Vergleicht man die zu entrichtenden Entgelte mit und ohne Optimierung, so ergibt sich eine Ersparnis bei 20 Elektrofahrzeugen pro Tag von mindestens 10 % bis maximal 63 % und 801 € (11 Ct/EV) bis 6.077 € (83 Ct/EV) (Abbildung 2.17).

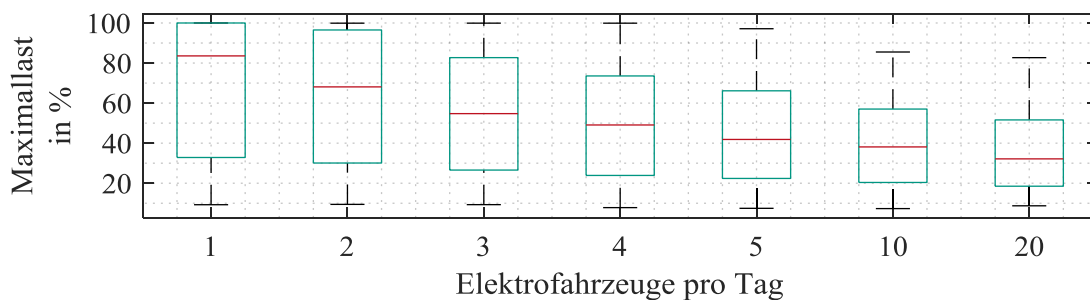


Abbildung 2.16: Maximallast bezogen auf Referenzfall ohne Lastverschiebung in Abhängigkeit der Elektrofahrzeuganzahl für alle Parkhäuser und Verweildauerverteilungen.

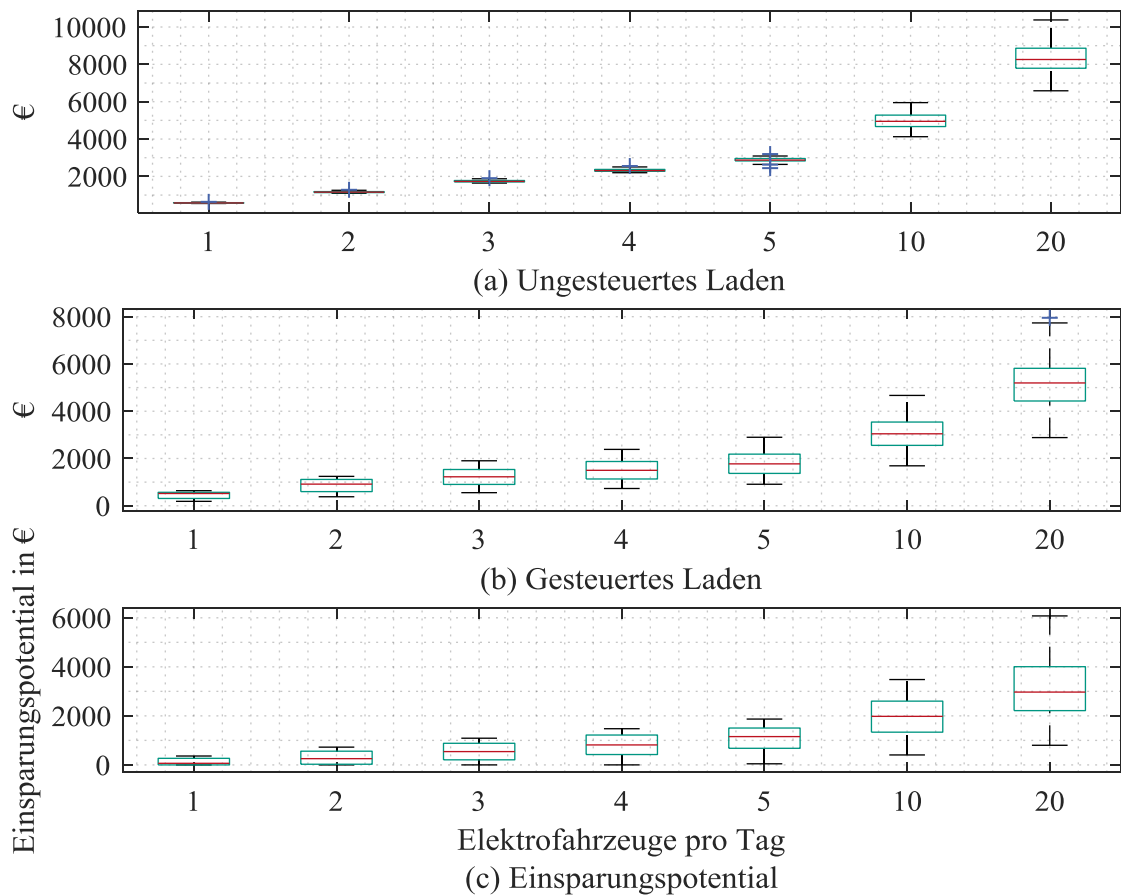


Abbildung 2.17: Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem bei ungesteuertem Laden (a) und gesteuertem Laden (b) und resultierendes Einsparungspotential in Abhängigkeit der Elektrofahrzeuganzahl (c).

2.5.2 Optimierte Ausnutzung verfügbarer Anschlussleistung

Die optimierte Ausnutzung der verfügbaren Anschlussleistung durch Priorisierung der Ladevorgänge ist gegenüber dem in Kapitel 2.5.1 beschriebenen Ansatz von Vorteil, wenn keine genaue Prognose der im Tagesverlauf auftretenden Ladevorgänge getroffen werden kann. Auch für Ladinfrastrukturbetreiber, welche eine begrenzte Anschlussleistung zur Verfügung haben, bietet sich ein Vorteil gegenüber alternativen Ansätzen, da die Ladevorgänge nur bei Bedarf zeitlich verzögert werden und die verfügbare Leistung, wenn nötig, voll genutzt werden kann. Gegenüber der einfachen Freigabe der verfügbaren Leistung, wie bspw. in [Ish12], werden bei diesem Ansatz zusätzliche nach ISO 15118-2 [ISO14] kommunizierte Informationen vom Fahrzeug verwendet, um ein diskriminierungsfreies gesteuertes Laden zu ermöglichen. Auch ist das Laden nach einem extern vorgegebenen Profil realisierbar (vgl. Kapitel 2.6.3).

Aus den vom Elektrofahrzeug kommunizierten Parametern ist die verbleibende Verweildauer

$$\tau_{\text{verbl}}(t) = t_{\text{ab}} - t \quad \forall t \leq t_{\text{ab}} \quad (2.21)$$

und der Energiebedarf $W_{\text{soll}}(t)$ direkt sowie die maximale und minimale Ladeleistung $P_{\text{max}}(t)$ und $P_{\text{min}}(t)$ indirekt aus der Nennspannung und dem maximalen und minimalen Ladestrom ableitbar. Daraus lässt sich zur Bestimmung der Dringlichkeit eines Ladevorgangs zunächst die verbleibende Durchschnittsleistung

$$P_{\text{verbl}}(t) = \frac{W_{\text{soll}}(t)}{t_{\text{verbl}}(t)} \quad (2.22)$$

berechnen. Dabei handelt es sich um die theoretische Leistung, mit der unter Vernachlässigung von Leistungsgrenzen minimal geladen werden sollte, um innerhalb der Verweildauer noch den gewünschten Ladezustand zu erreichen. Ein Wert für $P_{\text{verbl}}(t)$ kann dabei durch verschiedene Kombinationen der benötigten Energie $W_{\text{soll}}(t)$ und verbleibender Verweildauer $\tau_{\text{verbl}}(t)$ berechnet werden, was hinsichtlich des Datenschutzes von Interesse sein kann. Wird das Fahrzeug nicht geladen, so steigt der Wert bei sich verkürzender Verweildauer und gleichbleibendem Energiebedarf. Unter Einbezug der maximalen Ladeleistung P_{max} eines Fahrzeugs lässt sich die Priorität

$$p(t) = \frac{P_{\text{verbl}}(t)}{P_{\text{max}}(t)} \quad (2.23)$$

berechnen. Durch diese Gewichtung wird berücksichtigt, dass ein Elektrofahrzeug mit großer Ladeleistung und gleichem Energiebedarf wie ein Elektrofahrzeug mit geringer Ladeleistung über höheres Verschiebepotential verfügt. Für $p(t) \ll 1$ ist eine Verzögerung des Ladevorgangs ohne Probleme möglich, wohingegen für $p(t) > 1$ der Energiebedarf nicht mehr vollständig gedeckt werden kann.

Um die vorgegebenen Leistungsgrenzen bestmöglich auszunutzen, wird die verfügbare Leistung $P_{\text{verf}}(t)$ nach den Prioritäten auf die beteiligten n_{EV} Elektrofahrzeuge verteilt. Für das Fahrzeug $j \in n_{\text{EV}}$ ergibt sich die Ladeleistung

$$P_{\text{lade } j}(t) = \frac{p_j(t)}{\sum_{i=1}^{n_{\text{EV}}} p_i(t)} \cdot P_{\text{verf}}(t). \quad (2.24)$$

Zuletzt erfolgt in Gleichung (2.25) eine Anpassung, sofern Leistungsgrenzen des Fahrzeuges nicht eingehalten werden können.

$$P_{\text{lade final } j}(t) = \begin{cases} P_{\text{min } j}(t), & P_{\text{min } j}(t) > P_{\text{lade } j}(t) \\ P_{\text{max } j}(t), & P_{\text{max } j}(t) < P_{\text{lade } j}(t). \\ P_{\text{lade } j}(t), & \text{sonst} \end{cases} \quad (2.25)$$

In Abbildung 2.18 ist dieser Ablauf beispielhaft dargestellt. Solange nur Elektrofahrzeug 1 laden möchte, bekommt es die verfügbare Ladeleistung zugeteilt. Trifft Elektrofahrzeug 2 mit höherer Priorität ein (10:00 Uhr), so wird die Ladeleistung entsprechend der Prioritäten aufgeteilt. Da mit höherer Leistung als $P_{\text{verbl}}(t)$ geladen wird sinkt die Priorität während des Ladevorgangs und ist bei Beendigung des Ladevorgangs gleich null. Wird die zugeteilte Ladeleistung nicht vollständig von Elektrofahrzeug 2 genutzt, so wird diese für Elektrofahrzeug 1 freigegeben (ca. 10:50 Uhr).

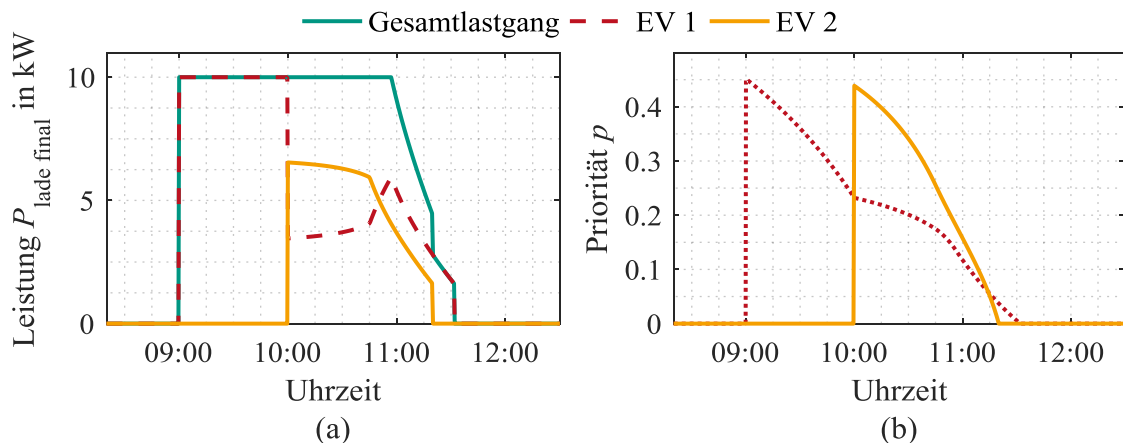


Abbildung 2.18: Beispielhafter Verlauf der Ladeleistungen (a) und Prioritäten (b) zweier Elektrofahrzeuge (EV) bei 10 kW verfügbarer Gesamtleistung.

Laut ISO 15118-2 muss der Austausch der Kommunikationseinheiten des Elektrofahrzeuges (*Electric Vehicle Communication Controller (EVCC)*) und der Ladestation (*Supply Equipment Communication Controller (SECC)*) während des Ladevorgangs im Allgemeinen spätestens 60 Sekunden nach der vorherigen Anfrage mit einer maximalen Antwortzeit von 5 Sekunden erfolgen. Reagiert der *SECC* nicht auf die Anfrage des *EVCC* innerhalb der zulässigen Antwortzeit oder ist innerhalb von 60 Sekunden nach der letzten Anfrage keine weitere eingegangen, wird ein Timeout ausgelöst, der einen Abbruch des Ladevorgangs zur Folge hat. Eine iterative Anpassung der Ladeprofile ist auf dieser Grundlage in jedem Fall möglich. Für weitere Erläuterungen sei neben der Norm [ISO14] auf [Mül14] verwiesen.

In Abbildung 2.19 ist zuletzt der Lastverlauf für das Fallbeispiel eines Parkhauses der *Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg (PBW) mbH* inklusive des Verlaufs der Grundlast dargestellt. Dem gesamten Parkhaus steht eine Wirkleistung von 160 kW zur Verfügung und die Grundlast beträgt im Durchschnitt 22 kW. Mit dem Ziel die maximal mögliche Anzahl ladender Elektrofahrzeuge zu ermitteln, wurde die Elektrofahrzeuganzahl für das ungesteuerte Laden und das Laden nach Priorität so lange erhöht, bis die maximale Leistung überschritten wird. Die Elektrofahrzeuge werden dabei zufällig aus den 1.826 an diesem Referenztag parkenden Fahrzeugen ausgewählt. Zusätzlich zu den bekannten Ankunfts- und Abfahrtszeiten wird eine individuelle Batteriekapazität, Ladeleistung, sowie der Ladezustand bei Ankunft und Abfahrt zugeordnet (vgl. Kapitel 2.6). Während beim ungesteuerten Laden bereits bei 61 Elektrofahrzeugen die maximale Leistung von 160 kW überschritten wird, kann beim gesteuerten Laden nach Priorität bei 183 Elektrofahrzeugen die Leistungsbegrenzung erstmals nicht mehr eingehalten werden. Hierbei reduziert sich die Maximalleistung von zuvor 363 kW um über 55 % auf 162 kW. Die Tatsache, dass durch das gesteuerte Laden ca. die dreifache Anzahl an Elektrofahrzeugen geladen werden kann, verdeutlicht nochmals, dass großes Lastverschiebepotential zur optimierten Integration von Elektrofahrzeugen in die Verteilnetze besteht.

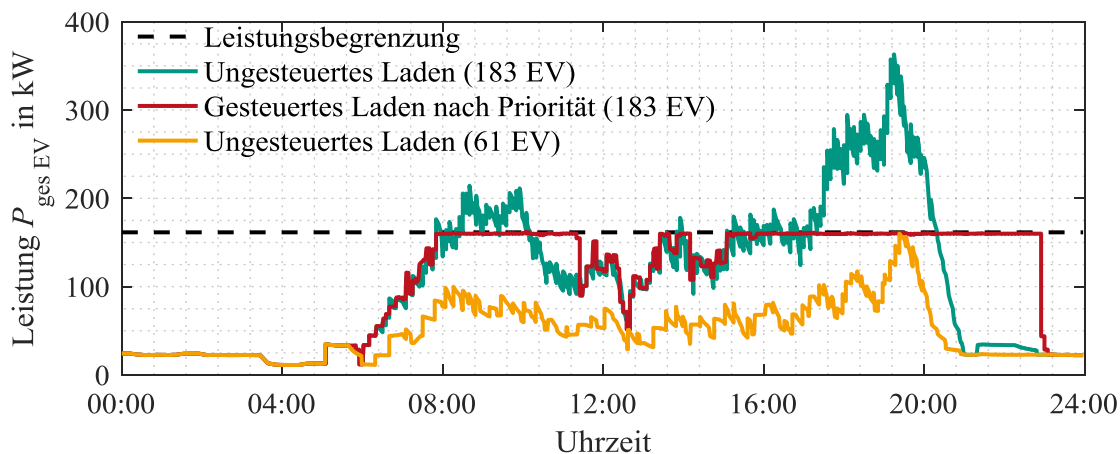


Abbildung 2.19: Lastverlauf inkl. Grundlast eines Parkhauses mit 61 (3,3 % Elektromobilität) und 183 Elektrofahrzeugen (10 % Elektromobilität) für das ungesteuerte und gesteuerte Laden nach Priorität.

2.6 Auswirkungen und Potentiale der Elektromobilität in einem städtischen Mittelspannungsnetz

Netzzrückwirkungen der Elektromobilität auf Niederspannungsebene, der Umgang damit in der Netzplanung [Pro14] und auch die optimierte Integration durch lokale sowie marktorientierte Optimierung [Lin11][Sto14] wurden bereits umfänglich untersucht. Auch existieren bereits Hardware-Lösungen zur Verbesserung des netzdienlichen Verhaltens der Ladeinfrastruktur [Kra16]. Wie sich die Gesamtlast im städtischen Mittelspannungsnetz bei hohem Elektrofahrzeugaufkommen in Parkhäusern konkret entwickelt und welche Freiheitsgrade zur Bereitstellung von Systemdienstleistung durch gezielte Lastverschiebung bestehen, wird ergänzend zu bisher existierenden Studien im Folgenden anhand eines Fallbeispiels mit zwölf Parkhäusern untersucht. Grundlage hierfür bilden die Daten realer Parkhäuser aus Kapitel 2.1. Die Ergebnisse stellen einen Auszug der Publikation [Uhr14b], unter der Zuarbeit aus den studentischen Arbeiten [SAA07] [SAA08], dar.

2.6.1 Eingangsdaten

Das untersuchte Netzgebiet versorgt rund 80 unterlagerte Niederspannungsnetze über einen 40 MVA Transformator. Aufgrund der hohen Lastdichte wurden die Haushalte und Gewerbe durch entsprechende Standardlastprofile modelliert. Geeignete Standorte für die Ladeinfrastruktur wurden anhand einer Umfeldanalyse ermittelt und insgesamt zwölf öffentliche und halböffentliche Parkhäuser und Parkflächen mit 70 bis 186 Stellplätzen mit Ladeinfrastruktur in das Mittelspannungsnetz integriert. Das Modell umfasst unter anderem Parkhäuser mit hohem Pendleranteil und ein Messeparkhaus, in dem viele Fahrzeuge mit langer Verweildauer parken. Unter der Berücksichtigung des Standortes der Parkhäuser im Netzgebiet wurde das Belegungsprofil eines vergleichbaren Parkhauseses (Kapitel 2.1) als Modellierungsgrundlage gewählt. Eine Möglichkeit zur Clusterung von Parkhäusern nach Standort, d.h. nach der Verteilung der Verweildauern und der Volatilität des Belegungsprofils, wurde in [Uhr15b] vorgestellt. Das Belegungsprofil

eines Tages ergibt sich aus dem Mittelwert der Belegungsprofile einer Woche. Um die unterschiedliche Stellplatzanzahl der modellierten und verfügbaren Parkhäuser zu berücksichtigen, erfolgte eine entsprechende Skalierung.

Mit dem in [Uhr13c] beschriebenen Ansatz wurden individuelle Parkprofile unter Berücksichtigung für den jeweiligen Parkhaustyp typischen Verweildauern der Fahrzeuge so generiert, dass das jeweilige Gesamtbelegungsprofil der Parkhäuser möglichst genau abgebildet wird. Insgesamt resultieren rund 3.500 am Referenztag parkende Fahrzeuge. Da die Netzurückwirkungen bei hohem Elektromobilitätsaufkommen bewertet werden sollen, beruhen die dargestellten Ergebnisse auf der Annahme eines Elektromobilitätsanteils von 20 %, d.h. 689 ladenden Elektrofahrzeugen. Weiterhin wird angenommen, dass jedes ankommende Elektrofahrzeug Zugang zur Ladeinfrastruktur hat und dass die Netzanschlusspunkte der Parkhäuser ausreichend dimensioniert sind. Äquivalent zu Kapitel 2.3 wurde jedem Elektrofahrzeug basierend auf den Eingangsdaten in Tabelle 2.4 zusätzlich zur Ankunfts- und Abfahrtszeit ein zufälliges Wertetupel an Elektrofahrzeugparametern zugeordnet. Individuelle Ladekurven unterscheiden sich je nach Ladeleistung, Batteriekapazität und Ladezustand. Neben dem *ungesteuerten* Laden wird im Folgenden auch das *batterieschonende*, d.h. das verzögerte Laden mit *reduzierter* Leistung berücksichtigt^{IV}.

Tabelle 2.4: Wertebereiche der Elektrofahrzeugparameter.

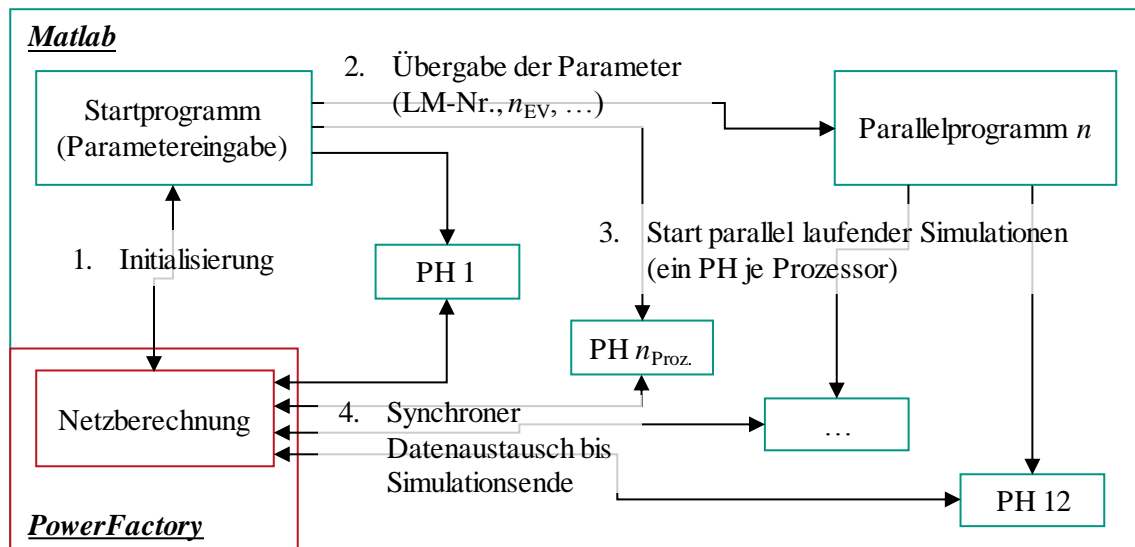
Parameter	Wertebereich (Verteilung)
Kapazität	20/25/30 kWh (50/25/25 %)
Minimaler Ladezustand	20 % bis 30 % (gleichverteilt)
Maximaler Ladezustand	90 % bis 95 % (gleichverteilt)
Ladezustand bei Ankunft	25 % bis 75 % (gleichverteilt)
Min. Ladeleistung	1 kW
Max. Ladeleistung	11/22 kW (50/50 %)
Reduzierte Ladeleistung	30 % bis 50 % von max. Ladeleistung (angepasst an Kapazität)

2.6.2 Methodik

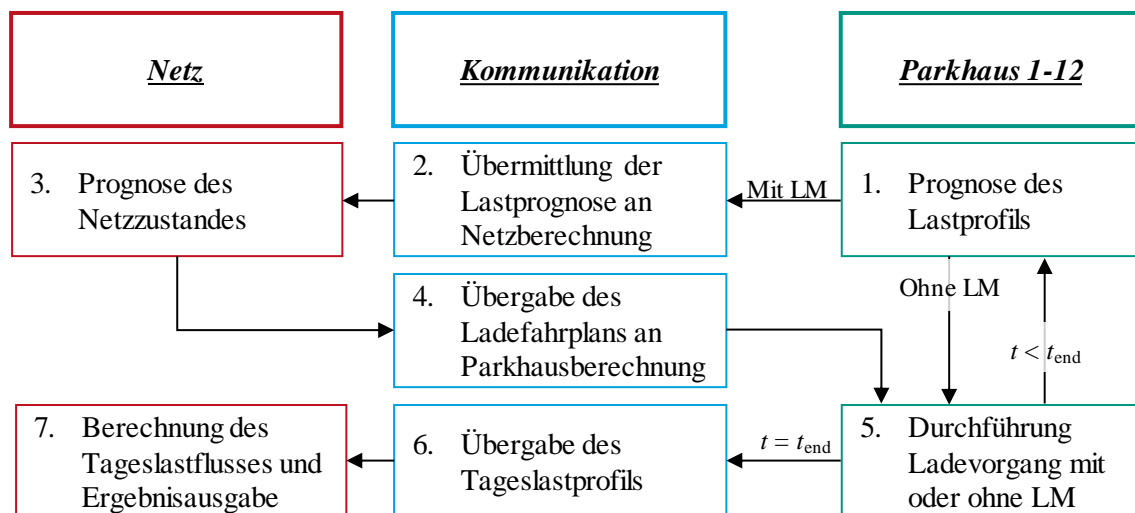
Das Lademanagement der zwölf Parkhäuser läuft in parallelisierten Simulationen und ist in *Matlab* implementiert. Die Netzberechnung erfolgt in *DIgSILENT PowerFactory* unter Verwendung von *DIgSILENT Programming Language* (DPL)-Skripten zur Verarbeitung der Simulationsdaten der Parkhäuser und Zuordnung zu entsprechenden Anschlussknoten im Netzmodell sowie zum Export der aus der Netzberechnung resultierenden Sollprofile oder Grenzwerte (Abbildung 2.20 (a)). Sofern die Anzahl der zu simulierenden Parkhäusern derer verfügbarer Prozessoren entspricht, kann die gesamte Simulation auf einem Computer ablaufen. In diesem Fall wurde die Simulationsumgebung um Parallelprogramme erweitert, die verteilt auf weiteren Computern liefen. Zu Beginn der Simulation mit dem synchronen Austausch der Leistungsdaten zwischen den Parkhausimulationen und der Netzberechnung erfolgt eine Initialisierung und die Übergabe der Daten an die Parallelprogramme. Die Synchronisation und der Datenaustausch, d.h. die Übergabe der prognostizierten und tatsächlichen Ladeprofile und der Leistungssollwerte seitens der Netzberechnung zwischen den Programmen wurde mittels CSV-Dateien realisiert (Abbildung 2.20 (b)), was sich vor allem aufgrund der einfachen Anpassungsmöglichkeit zur Übergabe unterschiedlicher Prognosewerte als vorteilhaft erwiesen hat. Jedes Parkhaus prognostiziert und

^{IV} Die Parameter aller parkender Fahrzeuge stehen unter [Uhr1a] frei zur Verfügung.

kommuniziert in regelmäßigen Intervallen die unveränderliche Grundlast, die minimale und bevorzugte Ladeleistung der nächsten vier Stunden sowie die negative Regelleistung, die innerhalb der nächsten 15 min und der nächsten Stunde bereitgestellt werden kann. Dabei wird der synchrone Ablauf der abhängig vom Elektrofahrzeugaufkommen unterschiedlich aufwändigen Berechnungen einfach mittels Zeitstempel gewährleistet. Für den Fall des ungesteuerten Ladens entfällt die iterative Kommunikation der Parkhaussimulationen mit der Netzberechnung und es erfolgt die einmalige Übergabe der Lastprofile am Ende eines Tagesdurchlaufes. Die finale Netzberechnung und Ausgabe relevanter Lastflussergebnisse beenden die gesamte Simulation.



(a)



(b)

Abbildung 2.20: Überblick über implementierten Programmaufbau (a) und den Simulationsablauf (Schritt 4 in (a) (b) nach [SAA08].

2.6.3 Ergebnisse

Das Lastverschiebepotential einzelner Elektrofahrzeuge leitet sich aus dem Vergleich von Ladedauer und Verweildauer im Parkhaus ab. Beim Laden mit maximaler Leistung liegt dieses für 0,5 % aller Elektrofahrzeuge bei über eins (Reduzierte Ladeleistung: 8,8 %) (Abbildung 2.21 (a)). Nur diese Fahrzeuge können nicht bis zum gewünschten Ladezustand laden. Der Mittelwert des Verhältnisses liegt bei maximaler Ladeleistung bei 20 % und bei reduzierter Ladeleistung bei 48 %. Das bedeutet, dass die Verweildauer durchschnittlich mehr als doppelt so lang ist wie die Ladedauer. Dieser Unterschied spiegelt sich auch im Tagesprofil der gleichzeitig parkenden und ladenden Elektrofahrzeuge wider (Abbildung 2.21 (b)).

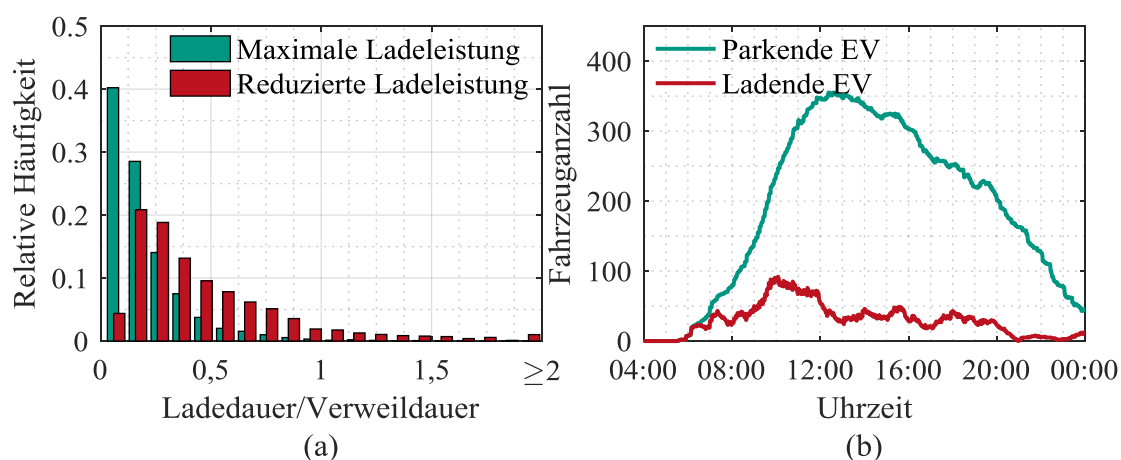


Abbildung 2.21: Verhältnis von Ladedauer zur Verweildauer ladender Elektrofahrzeuge (a) sowie Anzahl gleichzeitig ladender und parkender Elektrofahrzeuge (EV) (b).

Tabelle 2.5: Ergebnisse der Parkhäuser (PH).

PH-Nr.	Geladene EV	Energie in kWh	Maximalleistung in kW
1	39	437	82
2	68	997	287
3	34	381	88
4	48	531	83
5	74	861	167
6	88	1098	215
7	49	509	104
8	48	498	110
9	41	467	102
10	55	611	144
11	77	923	159
12	68	802	159
Σ	689	8.114	1.277*

(*Ermittelt aus Gesamtverlauf (Abbildung 2.22))

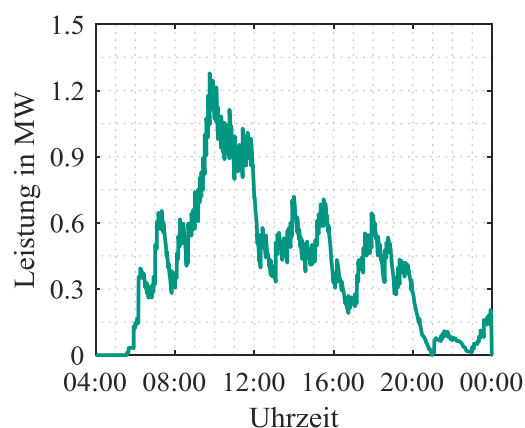


Abbildung 2.22: Lastgang aller Parkhäuser.

Das Laden im städtischen Bereich mit bis zu 22 kW pro Fahrzeug ist hinsichtlich der Netzurückwirkungen auf Mittelspannungsebene als unkritisch zu sehen, wenn sich die gesamte Ladeinfrastruktur über das Netzgebiet verteilt und nicht durch eine einzige Leitung versorgt wird. Im Falle des ungesteuerten Ladens liegt das Maximum der Gesamtladeleistung bei 1.277 kW. (Tabelle 2.5 und Abbildung 2.22). Bei Ladeleistungen von bis zu 287 kW sind die Rückwirkungen auf die

Mittelspannungsleitungen, mit Übertragungsleistungen bei Querschnitten von 150 mm² ab 9 MVA, auch unter Berücksichtigung des n-1 Falls zu vernachlässigen. Die Transformatorauslastung steigt maximal nur um 2,85 Prozentpunkte. Die durchschnittliche Mehrbelastung liegt bei unter einem Prozent.

Das Poolen mehrerer Parkhäuser eröffnet die Möglichkeit, vorhandene Freiheitsgrade mit höherer Zuverlässigkeit zu vermarkten, da sich Abweichungen zwischen den Parkhäusern mit steigendem Elektromobilitätsanteil zunehmend ausgleichen. In Abbildung 2.23 wird lediglich die Bereitstellung negativer Regelleistung^V, also das gezielte Laden der Elektrofahrzeuge betrachtet. Positive Regelleistung stünde prinzipiell dann zur Verfügung, wenn die Elektrofahrzeugbatterien entladen werden. Das Entladen der Batterien privater Elektrofahrzeuge kann zu Hause von Interesse sein (vgl. Kapitel 3.2.2). Auch besteht hohes Nutzungspotential für Flottenbetreiber, die die Verweildauer der Fahrzeuge an der Ladesäule sehr gut planen und durch das gezielte Entladen der Batterien den Wert der Flotte durch verringerte Batteriedegradation erhalten können. Beim ungesteuerten Laden, bei dem das Fahrzeug mit maximaler Leistung direkt geladen wird, ist das Potential zur gezielten Bereitstellung negativer Regelleistung sehr gering. Im Fallbeispiel summiert sich der verbleibende Energiebedarf aller Elektrofahrzeuge auf 510 kWh. Die Verzögerung und das Laden mit verringerter Leistung beim batterieschonenden Laden führen dazu, dass sich dieser Wert auf maximal 3.139 kWh versechsfacht. Im besten Fall könnte dann für 60 min mit einer konstanten Leistung von 2.933 kW und für 15 min mit maximal 4.728 kW geladen werden.

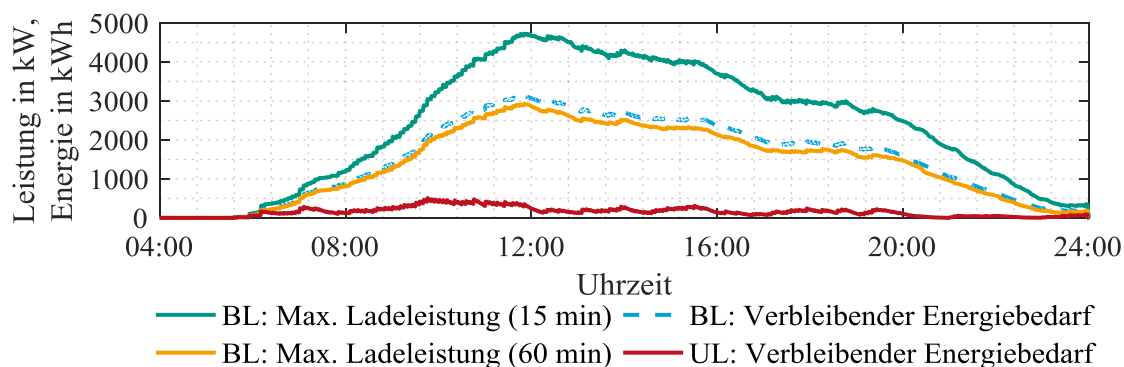


Abbildung 2.23: Verbleibender Energiebedarf und maximal verfügbare Ladeleistung beim ungesteuerten (UL) und batterieschonenden Laden (BL).

Wird eine gezielte Regelleistungsanfrage bedient, muss berücksichtigt werden, dass der Lastverlauf und die weiterhin bereitstellbare Regelleistung in den darauffolgenden Minuten bis Stunden stark abnehmen kann („Nachholeffekt“; vgl. [DEN16]) (Abbildung 2.24). Je nach Parkhaustyp ist dieser Effekt unterschiedlich ausgeprägt. Parkhäuser mit hohem Anteil an Langzeitparkern können einmalig verhältnismäßig große Leistung beziehen und das verbleibende Angebot ist weitestgehend erschöpft. Demgegenüber können Parkhäuser mit vielen Kurzzeitparkern über den Tag verteilt kleinere Beträge negativer Regelleistung anbieten, denn die größere Fluktuation parkender Fahrzeuge führt dazu, dass erneut Regelleistung in ähnlicher Größenordnung bereitgestellt

^V Unter dem Begriff „Regelleistung“ wird hier der gezielte Leistungsaustausch mit dem Netz unabhängig von verschiedenen Märkten und den damit einhergehenden Anforderungen verstanden.

werden könnte. Befinden sich mehrere Parkhaustypen in einem Pool, so kann sowohl auf große als auch kleinere, alternierende Abweichung flexibel reagiert werden. Damit private Elektrofahrzeugbesitzer ihre zeitliche Flexibilität beim Parken in Parkhäusern zur Verfügung stellen, bedarf es sicherlich größerer Anreize. Das Beispiel zeigt dennoch, dass großes Potential zu Flexibilisierung der Ladevorgänge besteht. Die gezielte Lastverschiebung sollten Betreiber größerer Fahrzeugflotten in jedem Fall zunächst zur optimierten Strombeschaffung nutzen.

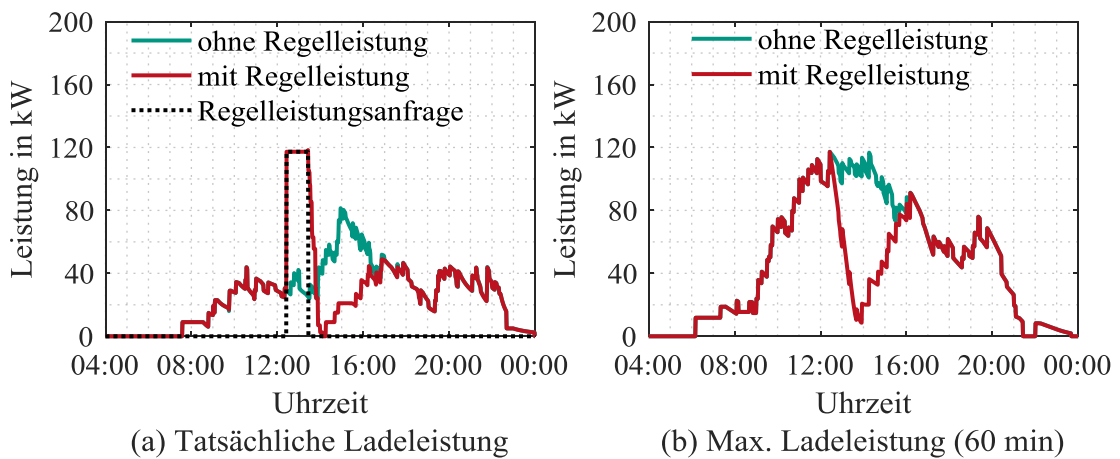


Abbildung 2.24: Tatsächliche Ladeleistung (a) und verfügbare Regelleistung (b) mit und ohne Regelleistungsbereitstellung.

2.7 Kernaussagen bezüglich der Elektromobilität in Parkhäusern

Basierend auf dem zunächst vorgestellten Ansatz zur Modellierung des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen in Parkhäusern wurden verschiedene planungs- und betriebsrelevante Aspekte für die Ladeinfrastruktur untersucht.

Werden Ladeinfrastrukturkosten und Entgelte nach dem Jahresleistungspreissystem nur auf die ladenden Elektrofahrzeuge umgelegt, so bedarf es zusätzlich zu den Stromkosten eines Deckungsbeitrages in Höhe von mindestens 1,13 € pro Elektrofahrzeug, unter der Annahme, dass die Anzahl an Ladepunkten maximal dem täglichen erwarteten Elektromobilitätsaufkommen entspricht. Die Umlage der Ladeinfrastrukturkosten auf die Gesamtheit aller parkenden Fahrzeuge, führt zu reduzierten Beiträgen in Höhe von maximal 14 Ct pro Ladesäule und Fahrzeug. Werden die Kosten auf die ladenden Elektrofahrzeuge entsprechend ihres Nutzungsverhaltens umgelegt, so eignet sich zur besseren Planung der Einnahmen für Kurzzeitparker ein energiebasierter Tarif, für Langzeitparker eher ein zeitbasierter Tarif.

Sofern keine genauere Kenntnis über das Nutzungsverhalten der Elektrofahrzeugnutzer vorliegt, empfiehlt sich bei der Planung der Ladeinfrastruktur mit einer maximalen Gleichzeitigkeit zu rechnen. Basierend auf den getroffenen Annahmen ist der Gleichzeitigkeitsfaktor für bis zu vier Elektrofahrzeuge am Tag maximal. Ein Vergleich mit anderen Studien zeigt jedoch deutliche Abweichungen, sodass weitere Fallunterscheidungen für das einphasige Laden, das Schnellladen und weitere mögliche Kombinationen sinnvoll erscheinen.

Das PV-Dachflächenpotential von Parkhäusern reicht in der Regel nicht aus, um den Energiebedarf der Elektrofahrzeuge zu decken. Die gute Korrelation der PV-Einspeisung mit der Belastungskurve der Parkhäuser ist ein Indikator dafür, dass ein hoher Direktverbrauch des lokal produzierten PV-Stroms möglich ist. Konkret kann bei 6-7 Elektrofahrzeugen pro $1 \text{ kW}_{\text{peak}}$ und Tag eine durchschnittliche Eigenverbrauchsquote von über 50 % ohne Lastverschiebung erreicht werden.

Der Einsatz von Batteriespeichern zur Kompensation von Leistungsspitzen führt häufig zu sehr hohen Kosten, weshalb konventionelle Verstärkungsmaßnahmen bis auf Weiteres zu bevorzugen sind. Ausnahme bilden Fälle, in denen längere Leitungssegmente und ggf. der Transformator aufgrund geringer Überlastung zu ertüchtigen wären. Beim Einsatz von Batteriespeichern existieren Freiheitsgrade zur zusätzlichen Vermarktung, sodass weitere Erlösmöglichkeiten den Kostennachteil wettmachen können. Die Kombination von Geschäftsmodellen zur Vermarktung der Freiheitsgrade von Batteriespeichern und der Elektrofahrzeuge bietet Raum für weitere Untersuchungen.

Zur Einhaltung vorhandener Leistungsbegrenzungen wurde der Ansatz des Ladens nach Priorität vorgestellt. Durch die Nutzung der Freiheitsgrade lassen sich darüber hinaus vor allem bei Elektrofahrzeugflotten mit langen Verweildauern große Einsparungen bei den Entgelten nach dem Leistungspreissystem erzielen.

Zuletzt wurde anhand eines Fallbeispiels demonstriert, dass bis auf Weiteres Netzzrückwirkungen ladender Elektrofahrzeuge in städtischen Mittelspannungsnetzen eher unkritisch zu bewerten sind, sofern sich die Ladeinfrastruktur auf verschiedene Mittelspannungsabgänge verteilt. Damit sind auch bei der Vermarktung der Flexibilität zunächst keine Restriktionen von Seiten des Netzes zu erwarten. In Parkhäusern mit hohem Anteil an Langzeitparkern wird das Potential zur einmaligen Bereitstellung großer Leistungsbeträge durch das verzögerte Laden von Elektrofahrzeugen gesehen. Demgegenüber können in Parkhäuser mit vielen Kurzzeitparkern mehrmals am Tag kleinere Leistungsbeträge gezielt bereitgestellt werden.

3 Modellierung von Haushalten mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe

Nachfolgend wird das in den folgenden Kapiteln verwendete Modell der Wirkleistungsprofile privater Haushalte vorgestellt und ein bezüglich der elektrischen Ausstattung und des Gebäudestandards moderner Beispielhaushalt für spätere Detailbetrachtungen definiert. Während das Lastprofilmodell des konventionellen Haushaltsstrombedarfs auf der statistischen Analyse von Smart Meter Messdaten beruht, resultiert das Lastprofil der Wärmepumpe im Wesentlichen aus Berechnungen nach der Vornorm DIN V 18599 „*Energetische Bewertung von Gebäuden*“ [DIN13] unter Zuhilfenahme externer Klimadaten und Bedarfsprofile für Trinkwarmwasser nach [Jor01]. Das statistische Modell der Elektrofahrzeugladeprofile basiert auf Daten der Mobilitätsstudie „*Mobilität in Deutschland 2008*“ [INF08].

3.1 Modellierung von Wirkleistungsprofilen konventioneller Haushaltsverbraucher

Bedingt durch den Zubau erneuerbarer Energien sowie die steigende Durchdringung von stationären und mobilen Speichern nimmt der Informationsbedarf über den Lastfluss auf der Niederspannungsebene zu. Da die Verwendung von Standardlastprofilen zur Nachbildung des Lastverlaufs sich erst ab 150 Haushalten empfiehlt, sind auf Niederspannungsebene Lastprofile in höherer Auflösung, also Haushalts- oder Netzknotenscharf, erforderlich. Die flächendeckende Ausstattung von Haushalten mit „intelligenter“ Messtechnik ist aufgrund des ungünstigen Kosten- zu Nutzenverhältnisses derzeit in den meisten Fällen nicht zu rechtfertigen. In § 29 MsbG [MBG16] wird die Verpflichtung grundzuständiger Messstellenbetreiber zur Ausstattung von Letztverbrauchern und Anlagenbetreibern geregelt. Für Letztverbraucher mit einem Jahresenergiebedarf kleiner 6.000 kWh ist die Aufrüstung mittelfristig jedoch nicht verpflichtend. Daher wird in der „*dena-Smart-Meter-Studie*“ [DEN14] nicht vor 2029 mit einer flächendeckenden Umstellung der Messsysteme gerechnet. Der Bedarf an detaillierterer Information über die Verteilnetze einerseits, und die Tatsache, dass international in Modellregionen zunehmend Messdaten von Haushalten verfügbar werden andererseits, ermöglichen und erfordern die Ableitung geeigneter Modelle zur Verbesserung bestehender Planungs- und Berechnungsansätze auf Niederspannungsebene.

In der Literatur wird zwischen dem Ansatz der *top-down*- und der *bottom-up*-Modellierung unterschieden. [Gra12][Lab13][Swa09] liefern einen guten Überblick über verschiedene in der Wissenschaft verfolgte Ansätze. *Bottom-up*-Modelle setzen bei der Nachbildung einzelner Geräte in den Haushalten an. Die Haushaltslastprofile werden meist durch Addition einzelner Gerätelastprofile unter Berücksichtigung von Nutzungswahrscheinlichkeiten oder Verhaltensmustern der Einwohner generiert. Der Simulationsaufwand ist sehr hoch, doch ist eine bessere Auflösung des Energiebedarfs nach verschiedenen Tätigkeiten möglich, womit auch Simulationen hinsichtlich der Lastverschiebung einzelner Geräte durchgeführt werden können. Mit [Pfl13] und [Pou13]

existieren zwei Tools zur Generierung von Lastprofilen, die auf diesem Ansatz beruhen. In [Hay16] wird darüber hinaus die Laststeuerung einzelner Geräte zur Analyse neuer Stromtarife für Haushalte basierend auf diesem Ansatz untersucht. *Top-down*-Modelle beruhen hingegen auf unterschiedlich parametrisierten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen, welche die Häufigkeitsverteilung von in Haushalten gemessenen Leistungsprofilen möglichst genau wiedergeben sollen [Car06][Her08][Kay12]. Um die zeitliche Korrelation von Leistungswerten zu berücksichtigen, eignet sich die zusätzliche Einführung von Markow Modellen [Lab13][Mc110]. Dieser Modellierungsansatz empfiehlt sich vor allem für Netzberechnungen, in denen keine genauere Information über das Zustandekommen eines Lastprofils innerhalb des Haushaltes nötig ist. Zuletzt sei angemerkt, dass vereinzelt aufbereitete Originaldaten zur Verfügung gestellt werden. So sind bspw. in [HTWi] dreiphasige Wirk- und Blindleistungsprofile von 74 Haushalten in einsekündiger Auflösung erhältlich, die auf Basis von Messkampagnen erstellt wurden. Diese werden in angepasster Form zur Bewertung der Übertragbarkeit des Modells herangezogen.

3.1.1 Ansatz

Der vorgestellte Ansatz wurde in der studentischen Arbeit [SAA11] entwickelt und bereits in [Uhr14a] veröffentlicht^{VI}. Er verfolgt das Ziel, bspw. auf Basis eines Standardlastprofils, die Leistungsverteilungen einzelner Haushalte mittels Häufigkeitsverteilungen nachzubilden, dabei jedoch möglichst genau das ursprüngliche Profil im Durchschnitt je Zeitschritt nachzubilden. Die Nachbildung realistischer Lastverläufe der Haushalte wird durch den Einsatz von Markow-Ketten in Kombination mit den ermittelten Übergangswahrscheinlichkeiten gewährleistet. Zwar müssen für die Modellierung je nach gewünschtem Anpassungsgrad (Unterscheidung einzelner Tage versus Unterscheidung von Typtagen) verschiedene Parameter vorgehalten werden, jedoch ist dies wesentlich effizienter als die Speicherung von ganzen Lastprofilen einzelner Haushalte oder gar die *bottom-up* Modellierung des Gesamtverlaufes von Haushalten durch Nachbildung einzelner Geräte. Nachteilig kann dieser Ansatz je nach Anwendungszweck hinsichtlich der zeitlichen Auflösung von 15 min sowie der einphasigen Modellierung bewertet werden, da die Smart Meter Daten in den meisten Fällen eben genau so aufgezeichnet werden. Der Vergleich der Lastprofile und Histogramme in Abbildung 3.1 verdeutlicht nochmals, dass eine individuelle Nachbildung regionaler Lastverläufe eine höhere Genauigkeit von Berechnungen nach sich zieht.

3.1.2 Eingangsdaten

Grundlage des vorgestellten Modells bilden Messdaten in Form des 15 min Leistungsmittelwertes von 917 Privathaushalten aus einer ländlichen Region in Baden-Württemberg aus dem Jahr 2010. Aufgrund der Inkonsistenz vieler Datensätze wurden lediglich die Profile von 291 Haushalten verwendet, womit in etwa 50 % aller aufgezeichneten Messwerte in der Auswertung berücksichtigt wurden. Dieser nahezu vollständig über das gesamte Jahr aufgezeichnete Datensatz wird im Folgenden statistisch ausgewertet.

^{VI} Das Programm zur Generierung von Lastprofilen steht unter [Uhr1b] frei zur Verfügung.

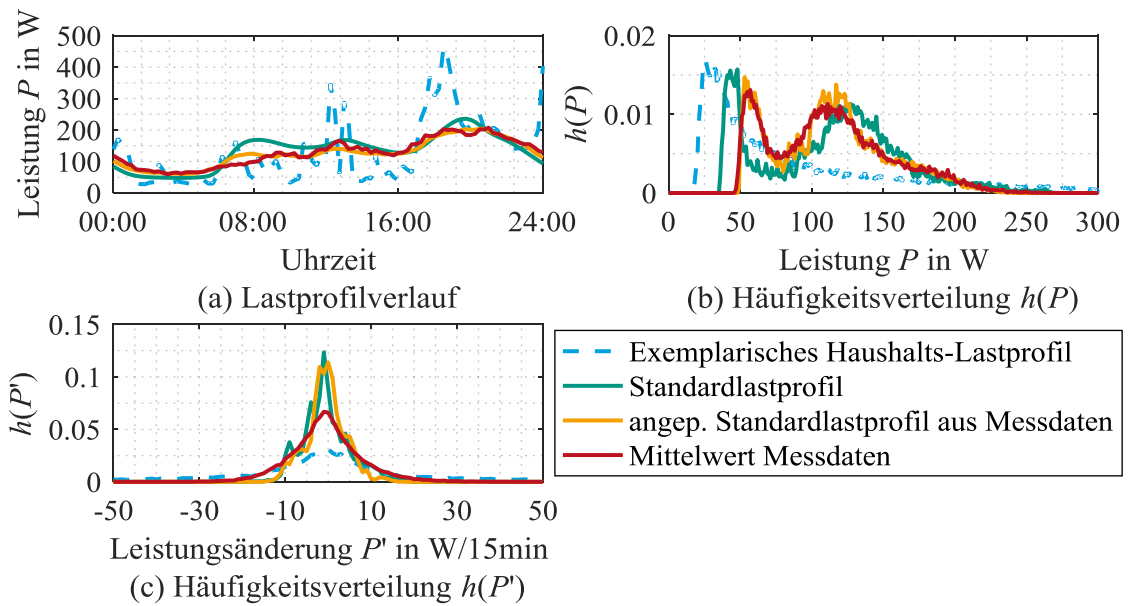


Abbildung 3.1: Vergleich des Lastverlaufs sowie der Häufigkeitsverteilungen des Standardlastprofils mit verschiedenen aus Messdaten resultierenden Profilen.

3.1.3 Auswertung zeitdiskreter Leistungsverteilungen

Da bei der Generierung von Lastprofilen auf 1.000 kWh/a normierte Standardlastprofile als Grundlage dienen sollen, wurden alle 291 Profile entsprechend normiert, wobei der Jahresenergiebedarf später Berücksichtigung finden kann (Kapitel 3.1.7). Für jeden der 35.040 Zeitschritte wurden 16 verschiedene Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen hinsichtlich der Genauigkeit zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilung der normierten Leistungswerte mit der *maximum likelihood Methode* verglichen^{VII}. Dabei stellte sich die *verallgemeinerte Extremwertverteilung* (Gleichung (3.1)) als die am besten geeignete Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion heraus und war nur in 0,35 % der untersuchten Fälle signifikant schlechter als andere Funktionen. In diesen Fällen konnten keine systematischen Ursachen für das schlechte Abschneiden festgestellt werden und auch andere Funktionen lieferten keine wesentlich bessere Verteilung. Sie wurden als zufällige Ausreißer behandelt und nicht weiterverfolgt.

Die Häufigkeitsverteilung der Leistungswerte eines Haushaltes ist charakterisiert durch selten auftretende Leistungsspitzen und eine Verschiebung in Richtung niedriger Leistungswerte (Abbildung 3.1 (b)). Zu deren Beschreibung werden die Parameter aus Gleichung (3.1) für alle Tage bestimmt und gespeichert, mit dem Ziel, diese in Zusammenhang mit dem übergebenen Leistungsprofil unter Berücksichtigung des Tagestyps und der Jahreszeit zu bringen.

$$f(x|\kappa, \mu, \sigma) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma} \cdot e^{-(1+\kappa \frac{x-\mu}{\sigma})^{-1/\kappa}} \cdot \left(1 + \kappa \cdot \frac{x-\mu}{\sigma}\right)^{-1-1/\kappa} & , \forall \kappa \neq 0, \\ \frac{1}{\sigma} \cdot e^{\left(-e^{\left(-\frac{x-\mu}{\sigma}\right)}\right) - \frac{x-\mu}{\sigma}} & , \forall \kappa = 0. \end{cases} \quad (3.1)$$

^{VII} Verwendung der Matlab Funktion *allfitdist* von Mike Sheppard [MATi]

3.1.3.1 Parameterbestimmung der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion

Der **Skalenparameter** σ zeigt eine lineare Abhängigkeit von der mittleren Leistung \bar{P}_L :

$$\sigma(\bar{P}_L) = s \cdot \bar{P}_L. \quad (3.2)$$

In erster Näherung ist die Annahme eines konstanten Faktors s ausreichend. Da dieser jedoch im Jahresverlauf variiert, wurde der Faktor für jeden Zeitschritt des Jahres zunächst durch das Fitting ermittelt und dessen Verlauf wiederum mittels nichtparametrischer lokaler Regression geglättet. Die Werte wurden nach Typtagen unterschieden in einer Wertematrix gespeichert.

Der **Ortsparameter** μ ist ebenfalls linear abhängig von der mittleren Leistung \bar{P}_L und lässt sich durch ein Polynom ersten Grades beschreiben:

$$\mu(\bar{P}_L) = m_1 \cdot \bar{P}_L + m_2. \quad (3.3)$$

Erwartungsgemäß zeigt der Ortsparameter genauso wie der Lastverlauf eine deutliche Abhängigkeit von der Uhrzeit, während der Einfluss unterschiedlicher Jahreszeiten eher zu vernachlässigen ist. Mittels lokaler Regression wurden für alle Typtage jeweils 96 Zahlenwerte für m_1 und m_2 ermittelt und für die spätere Generierung von Profilen in Wertematrizen gespeichert.

Der **Formparameter** κ lässt sich nicht durch eine mathematische Funktion in Abhängigkeit des Leistungsprofils beschreiben, da dieser nur zeitabhängig ist und lediglich in zeitlich ähnlichen Bereichen vergleichbare Werte aufweist. Ebenso wie bei den anderen beiden Parametern erfolgt eine Glättung, hier mittels nichtparametrischer lokaler Regression. Dabei erwies sich die Unterteilung nach Typtagen wiederum als sinnvoll.

Exemplarisch ist der Einfluss der verschiedenen Parameter auf die Form der Verteilungsfunktion in Abbildung 3.2 dargestellt.

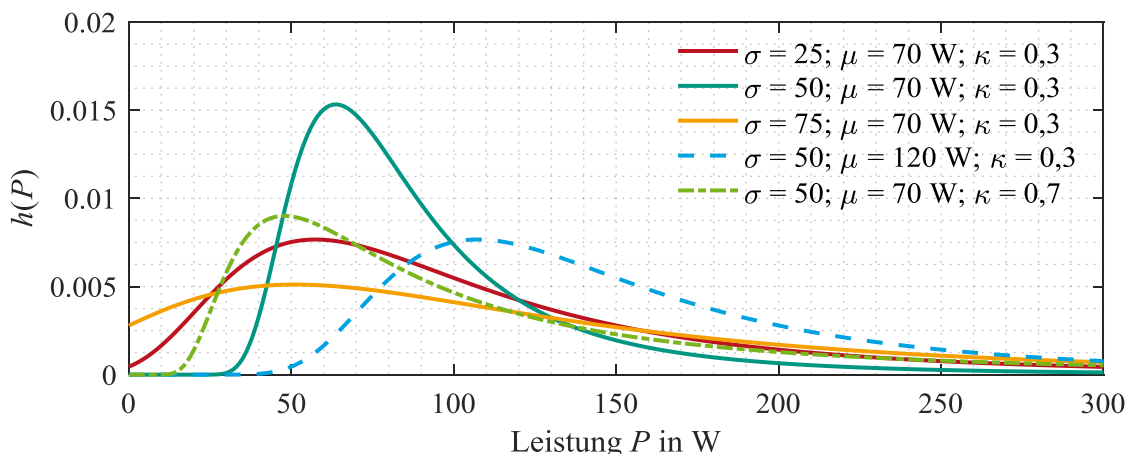


Abbildung 3.2: Verallgemeinerten Extremwertverteilung bei variierenden Parametern.

3.1.3.2 Statistische Anteile der Parameter

Die Glättung der Parameter führt zu Abweichungen von den ursprünglich ermittelten Werten, die sich als statistische Anteile interpretieren lassen. Für die weitere Beschreibung wurde für σ und μ die relative Abweichung herangezogen, während für κ die absolute Abweichung besser geeignet

ist. Mittels der *maximum likelihood* Methode wurde für alle Parameter die *nicht standardisierte t-Verteilung* als beste Annäherung identifiziert. Zwar ändert sich das Erscheinungsbild der Dichtefunktionen gegenüber dem Modell mit geglätteten Parametern kaum, eine Berücksichtigung der statistischen Anteile empfiehlt sich trotzdem, wenn eine feinere Unterscheidung bspw. zwischen Jahreszeiten vonnöten ist.

3.1.4 Auswertung der Übergangswahrscheinlichkeiten

Werden zeitlich entkoppelte Simulationen durchgeführt, in denen der Lastverlauf irrelevant ist, so kann auf die Modellierung von Übergangswahrscheinlichkeiten verzichtet werden. Soll in Berechnungen der Einsatz von Speichereinheiten Berücksichtigung finden, spielt die zeitliche Kopplung zwischen den einzelnen Zeitschritten eine wesentliche Rolle.

Mit dem Ziel die auf Basis der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen generierten Leistungswerte zu realistischen Lastprofilen zusammenzuführen, wurden die normierten 291 Lastprofile in Relation zueinander gesetzt. Zunächst erfolgt eine Einteilung der Lastprofile in n Zustände (hier: $n = 66$), was beispielsweise anhand verschiedener Quantile durchgeführt werden kann. Während der Bereich eines Zustandes bezüglich der Quantile stets fest ist, variieren die dem Zustand zugeordneten Leistungswerte für die einzelnen Zeitschritte. In Starklastzeiten sind den Zuständen gegenüber Schwachlastzeiten tendenziell größere Leistungswerte zugeordnet (Abbildung 3.3 (b)). Innerhalb eines Zeitpunktes werden hohe Leistungswerte Zuständen höherer Ordnung zugeordnet, während kleine Leistungswerte durch Zustände niedrigerer Ordnung repräsentiert werden. Zum besseren Verständnis ist dies in Abbildung 3.4 für einen Verbraucher bei einer Einteilung in zehn Zustände an einem Werktag dargestellt. Aufgrund der im Verhältnis zu den anderen Verbrauchern geringen Leistungswerten in den Morgen- und Abendstunden wird der Verbraucher entsprechend vermehrt geringen Zuständen zugewiesen. Zur Mittagszeit sind die gemessenen Leistungswerte vergleichsweise hoch, was zur Folge hat, dass der Verbraucher in diesen Zeiten entsprechend hohen Zuständen zugeordnet wird. Um eine höhere Sensitivität der Lastprofile bezüglich der selten auftretenden Leistungsspitzen zu erhalten, wurden die Zustände höherer Ordnung gegenüber den anderen Gruppen feiner untergliedert. So enthalten die obersten elf Zustände jeweils einen Verbraucher, die folgenden zehn Zustände jeweils zehn Verbraucher (Abbildung 3.3 (b)).

Jeder der 291 Verbraucher wird auf Basis der Leistungswerte in jedem Zeitschritt einem der 66 Zustände zugeteilt. Ein Lastverlauf mit konstant niedrigem Verbrauch befindet sich tendenziell in Zuständen geringerer Ordnung. Ein Verbraucher der sich gegenüber dem durchschnittlichen Verbrauch antizyklisch verhält, wird in der Nacht tendenziell hohen Zuständen und am Tag geringen Zuständen zugeordnet. Zur Bestimmung der Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den Zuständen hat sich eine weitere Einteilung nach Tageszeiten als sinnvoll erwiesen. Weiterhin ist die Einteilung nach Jahreszeiten oder Typtagen denkbar. Dies wurde jedoch nicht umgesetzt, da keine signifikante Verbesserung für den Verwendungszweck erzielt werden konnte. Die Unterteilung eines Tages erfolgt für jeden Verbraucher individuell anhand des Mittelwertes des ermittelten Zustandes für alle 96 Zeitschritte eines Tages. In Abbildung 3.3 (c) ist der Zustand eines exemplarischen Verbrauchers im Jahresverlauf und in Abbildung 3.3 (a) der durchschnittliche Zustand der 365 Werte je Zeitschritt dargestellt. Beide Abbildungen enthalten auch die Unterteilung nach den Tageszeiten, die für jeden Verbraucher individuell so vorgenommen wurde, dass

die Zustände in einem Intervall einem monotonen Trend folgen, um ausgehend von einem Wert, Zustandswechsel zu erhalten, die in eine Richtung verlaufen. Dies führt zu einem realistischeren Verlauf und spiegelt sich in geringerer Volatilität der Zustandswechsel und damit des Lastprofils wider. Dabei bilden die lokalen Maxima oder Minima, die größer oder kleiner als die nächstgelegenen lokalen Extrema sind, die Grenzen zwischen den Zeitbereichen. Der Übergang zwischen Tagen bildet per se keine Grenze. Für jedes dieser Zeitintervalle T wird die Übergangswahrscheinlichkeit

$$\ddot{U}_i^T = \begin{pmatrix} \ddot{u}_{11} & \cdots & \ddot{u}_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \ddot{u}_{n1} & \cdots & \ddot{u}_{nn} \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

zwischen den n Zuständen eines jeden Lastprofils $i \in [1,291]$ ermittelt und gespeichert.

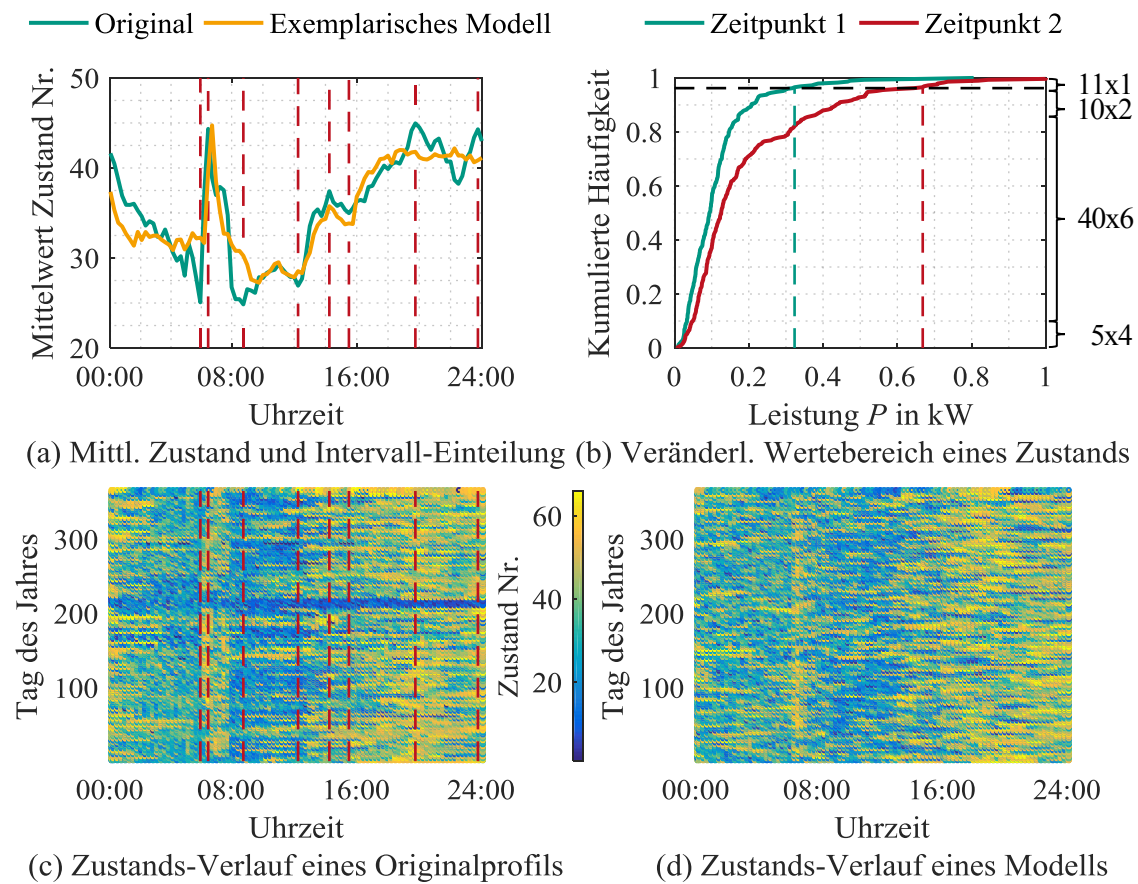


Abbildung 3.3: Verläufe des mittleren Zustandes eines Originalprofils und eines exemplarischen Modells (a), (c), (d). Exemplarische Darstellung des Leistungswertebereichs eines Zustandes höherer Ordnung zu verschiedenen Zeitpunkten und Einteilung der 291 Verbraucher in die 66 Zustände (b).

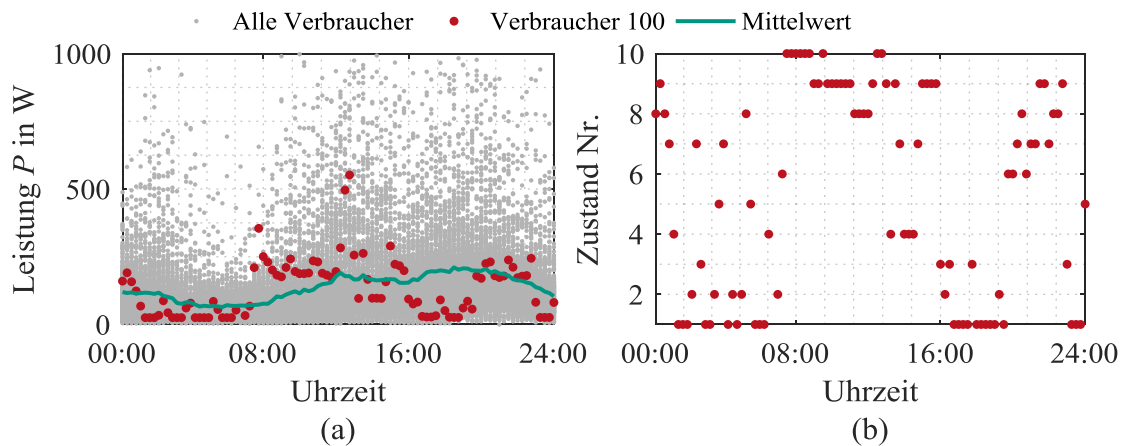


Abbildung 3.4: Lastgang von Verbraucher-Nr. 100, aller Verbraucher sowie deren Mittelwert an einem zufälligen Werktag (Begrenzung der Ordinate auf 1.000 W) (a). Resultierender Zustandsverlauf von Verbraucher-Nr. 100 bei exemplarischer Einteilung in zehn Zustände (b).

3.1.5 Erzeugung synthetischer Leistungsverteilungen

Die synthetischen Leistungsverteilungen werden unter Berücksichtigung der Tageszeit, des Tagestyps und des jeweiligen mittleren Leistungswertes mit der *generalisierten Extremwertverteilung* erzeugt. Als Eingangsgröße wird jeweils der geglättete, deterministische Parameter (Kapitel 3.1.3.1) mit dem aus der Glättung resultierenden statistischen Anteil (Kapitel 3.1.3.2) überlagert. Bei der Generierung zufälliger Leistungswerte wird die Funktion auf einen für die Praxis relevanten Wertebereich der Leistungen begrenzt, wobei sich die Berücksichtigung der Tageszeit als ausreichend erwiesen hat. Während die Untergrenze auf 0 W gesetzt wird, wurde für das obere Limit zunächst das Jahresmaximum in jedem Zeitschritt ermittelt und in einem zweiten Schritt das Limit durch eine stückweise kubische, hermite Interpolation angepasst (Abbildung 3.5). Die Obergrenze ist somit größer oder gleich dem tatsächlich in einem Zeitschritt aufgetretenem Maximum. Der Übergang um Mitternacht wurde zur Vermeidung von Leistungssprüngen angepasst. Liegt die Abweichung des resultierenden Mittelwertes der Leistungsverteilung vom übergebenen mittleren Leistungswert über 3 %, werden erneut zufällige Leistungswerte erzeugt.

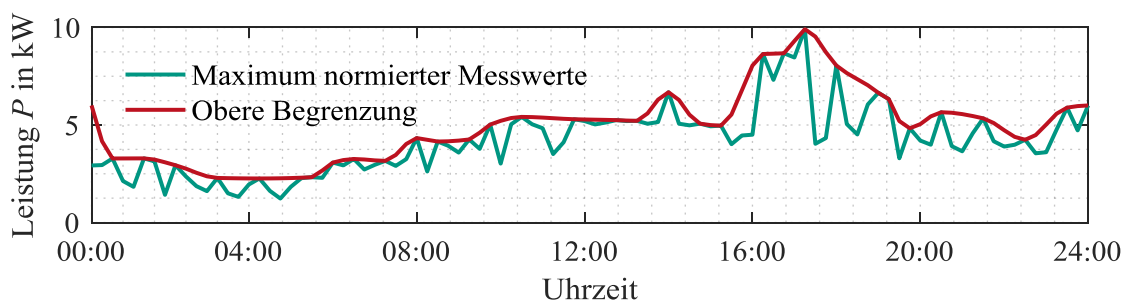


Abbildung 3.5: Obere Begrenzung der generalisierten Extremwertverteilung und Maximum auf 1.000 kWh/a normierter Messwerte.

3.1.6 Erzeugung synthetischer Zustandsverläufe

Zur Modellierung der Zustandsverläufe liegen die Matrizen der Übergangswahrscheinlichkeiten innerhalb der verschiedenen Intervalle der 291 Verbraucher vor. Bei gleichem zugrundeliegenden Datensatz ist die Reproduktion identischer Zustandsverläufe faktisch nicht zu realisieren, da lediglich statistische Eigenschaften übernommen werden.

Ausgehend von einem zufällig gewählten Startzustand wird der Folgezustand mithilfe der in einem Zeitintervall gültigen Übergangsmatrix und einer Markow-Kette erster Ordnung bestimmt, d.h. für die Bestimmung des Folgezustandes ist nur der aktuelle Zustand und kein vorheriger Zustand von Relevanz. Für den Fall, dass ausgehend von einem Zustand keine Übergangswahrscheinlichkeit zu Folgezuständen aus den Daten abgeleitet werden kann, was vor allem beim Wechsel zwischen Intervallen auftreten kann, werden die Wahrscheinlichkeiten benachbarter Zustände herangezogen. Auf diese Weise werden Zustandsverläufe für den gewünschten Zeitraum von einem Jahr für die benötigte Anzahl an Profilen erstellt. Es sei nochmals angemerkt, dass der Verlauf der Zustände in keinem Fall die Leistungsverteilungen und damit das resultierende Standardlastprofil beeinflussen, sondern lediglich für realistische Leistungsübergänge innerhalb der einzelnen Profile sorgen (Abbildung 3.3 (c), (d)).

3.1.7 Erzeugung synthetischer Lastprofile

Die gemäß Kapitel 3.1.5 erzeugten Leistungsverteilungen und gemäß Kapitel 3.1.6 generierten Zustandsverläufe werden in einem letzten Schritt zur Erzeugung synthetischer Lastprofile vereint (Abbildung 3.6). Hierfür werden für jeden Zeitschritt sowohl Leistungswerte als auch Zustände der Größe nach sortiert. Innerhalb eines Zustandes erfolgt die Zuordnung der Leistungswerte zu den Verbrauchern zufällig, um eine systematische Zuordnung größerer Leistungswerte zu Verbrauchern höherer Ordnung zu vermeiden. Die Ordnung der Verbraucher resultiert nämlich aus der Reihenfolge in der die synthetischen Zustandsverläufe generiert werden. Da die zufällige Zuordnung stochastischen Abweichungen unterliegt, betragen die Jahresenergiebedarfe einzelner Verbraucher nicht exakt 1.000 kWh/a. Für den Fall, dass eine Toleranz von hier $\pm 3\%$ über- oder unterschritten wird, werden die Zustände entsprechender Verbraucher solange angepasst, bis der Zielwert des Jahresenergiebedarfs bis auf die zulässige Toleranz erreicht ist. Hierbei hat sich die Erhöhung oder Verringerung der Zustände in Abhängigkeit der betragsmäßigen Abweichung vom Sollwert als guter Kompromiss zwischen Simulationsdauer und Entfremdung von den zugrundeliegenden Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen den Zuständen herausgestellt. Dieser Vorgang kann im Falle einer Verschlechterung der Ergebnisse oder Überschreitung einer maximalen zulässigen Iteration abgebrochen werden.

Für die Verwendung in weiteren Berechnungen können die generierten Profile, mit einem Jahresenergiebedarf von ca. 1.000 kWh/a, im letzten Schritt mit einem Skalierungsfaktor multipliziert werden, um einen realistischen Jahresenergiebedarf eines Haushaltes zu erhalten. Grundlage hierfür liefern z. B. Einwohnerstatistiken (vgl. Tabelle 5.1). Zur Berücksichtigung der Verbrauchscharakteristik von Haushalten unterschiedlichen Energiebedarfs, kann diese Information bei Bedarf von den 291 zugrundeliegenden Haushalten gespeichert werden und ebenfalls über zufällige Zuordnung der infrage kommenden Haushalte übergeben werden.

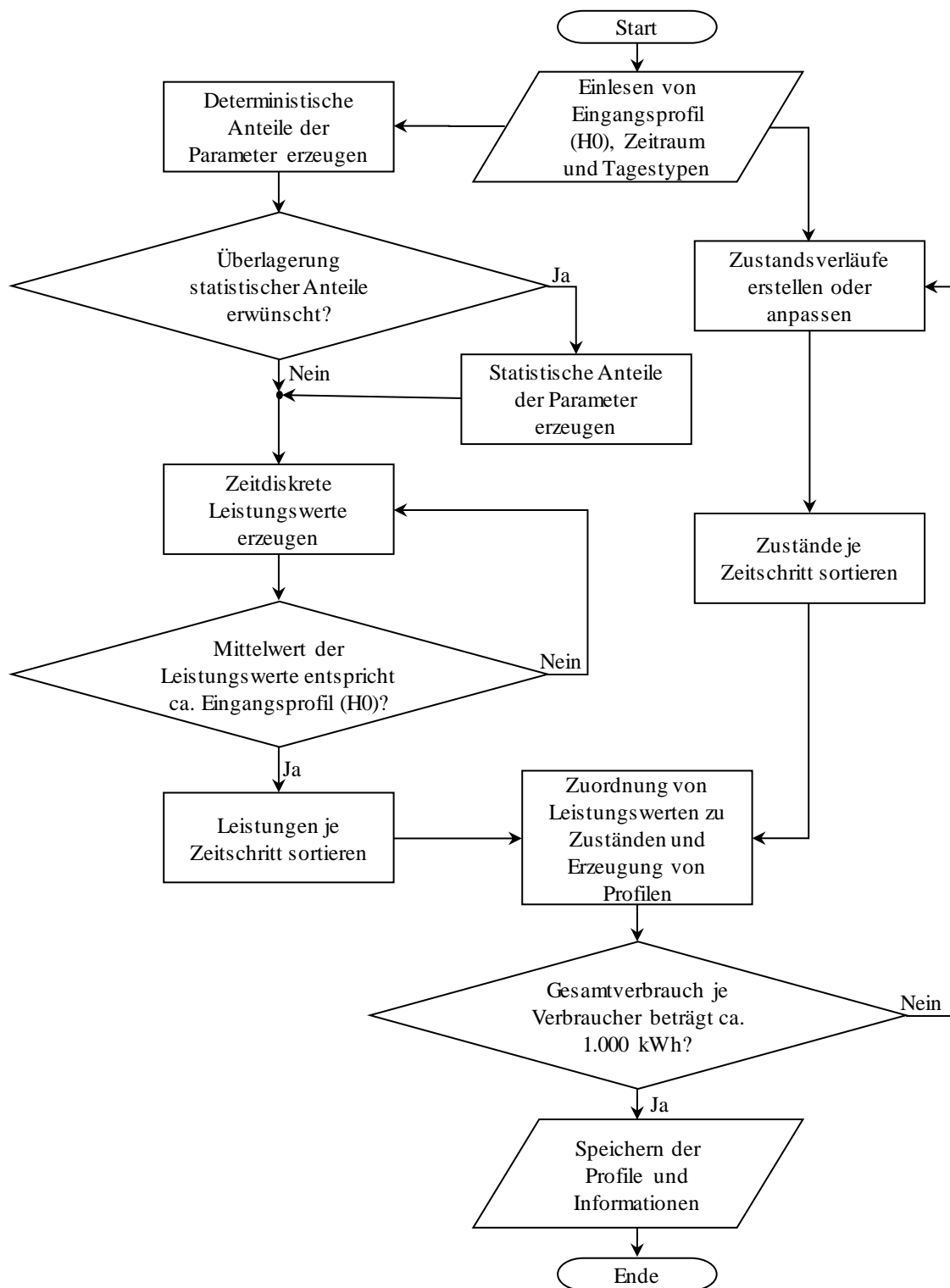


Abbildung 3.6: Schematischer Ablauf zur Erzeugung synthetischer Lastprofile nach [SAA11].

3.1.8 Bewertung und Vergleich der synthetischen Lastprofile

Zunächst wurde mittels Kolmogorow-Smirnow (KS)-Test geprüft ob die Nullhypothese „gemessenen und modellierten Lastprofilen liegt die gleiche Verteilungsfunktion zugrunde“ zutrifft. Diese wurde auf einem Signifikanzniveau von $\alpha_{KS} = 0,05$ in ca. 3 % der untersuchten Fälle verworfen (0,3 % bei $\alpha_{KS} = 0,01$). In einer weitergehenden Untersuchung zeigte sich, dass in ca. 0,5 % aller Zeitpunkte die Nullhypothese in mehreren Iterationen verworfen wurde. In diesen Fällen ist die Nachbildung als nicht realitätsgetreu anzusehen, jedoch sind andere Verteilungen nicht signifikant besser (vgl. Kapitel 3.1.3). In allen anderen Fällen können die Leistungsverteilungen als hinreichend genau angesehen werden.

Zur Bewertung der Güte der synthetischen Lastprofile werden Profile mit dem Mittelwert aller Lastprofile als Eingangsvektor erstellt. Ein Standardlastprofil wurde nicht verwendet, um Abweichungen die aus dem Eingangsprofil resultieren, auszuschließen. Für den Ansatz mit und ohne Markow-Ketten wurden jeweils 10.000 Lastprofile für ein ganzes Jahr erstellt und anhand statistischer Kenngrößen mit den jeweils zugehörigen Originalverläufen, die die Grundlage der Übergangswahrscheinlichkeiten lieferten, verglichen. Die Mittelwerte der Testparameter sind in Tabelle 3.1 dargestellt. Während der KS-Test den betragsmäßig maximalen Abstand zwischen zwei empirischen Verteilungsfunktionen bewertet, basiert der Cramér-von-Mises (CM)-Test auf der Summe der quadratischen Differenzen [Hed16]. Darüber hinaus wurden Stichproben verschiedener Tagesprofile hinsichtlich charakteristischer Schwach- und Starklastphasen sowie deren Leistungswerte und Laständerungen geprüft. In allen Fällen konnte eine deutliche Verbesserung durch den Einsatz der Markow-Ketten beobachtet werden (Abbildung 3.7).

Um eine Aussage hinsichtlich der Nutzbarkeit der Lastprofile in Netzberechnungen (vgl. Kapitel 7) zu treffen, erfolgt ein Vergleich des aus dem Modell resultierenden Gleichzeitigkeitsfaktors $g(n_{HH})$ (Gleichung (3.5)) mit dem nach [Kau95] berechneten Gleichzeitigkeitsfaktor $g_{HH}(n_{HH})$ (Gleichung (3.6)) in Abhängigkeit der Haushaltsanzahl n_{HH} in Abbildung 3.8. Der Gleichzeitigkeitsfaktor $g(n_{HH})$ berechnet sich aus der auftretenden Maximalleistung aller überlagerten Lastprofile $P_{ges\ HH\ max}(n_{HH})$ und der Summe der individuellen Maximalleistungen einzelner Haushalte $P_{HH\ max}$.

$$g(n_{HH}) = \frac{P_{ges\ HH\ max}(n_{HH})}{\sum_{i=1}^{n_{HH}} P_{HH\ max}}, \quad (3.5)$$

$$g_{HH}(n_{HH}) = 0,06 + (1 - 0,06) \cdot (n_{HH})^{-0,75}. \quad (3.6)$$

Zum Vergleich der beiden Werte wurden in 10.000 Wiederholungen jeweils n_{HH} Lastprofile überlagert und der Gleichzeitigkeitsfaktor nach Gleichung (3.5) ermittelt. Generell reduziert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor bei steigender Anzahl an Haushalten. Werden nur wenige Haushalte in einem Netzgebiet betrachtet, so liegt der Gleichzeitigkeitsfaktor der modellierten Lastprofile über dem nach [Kau95] berechneten. In der Praxis werden meist mehrere Haushalte in einem Niederspannungsnetz versorgt. Beispielsweise wird der nach [Kau95] berechnete Gleichzeitigkeitsfaktor $g_{HH}(10) = 0,227$ um 0,028 überschätzt. Die Abweichung reduziert sich stetig und beträgt bei 50 Haushalten gegenüber $g_{HH}(50) = 0,110$ noch 0,008.

Tabelle 3.1: Mittelwert der Testparameter bei jeweils 10.000 verglichenen Leistungsverteilungen einzelner Profile.

Modell	KS-Kriterium	CM-Kriterium
Lastverlauf ohne Markow-Ketten	0,162	167,7
Lastverlauf mit Markow-Ketten	0,066	27,7
Lastwechsel ohne Markow-Ketten	0,193	267,0
Lastwechsel mit Markow-Ketten	0,050	14,7

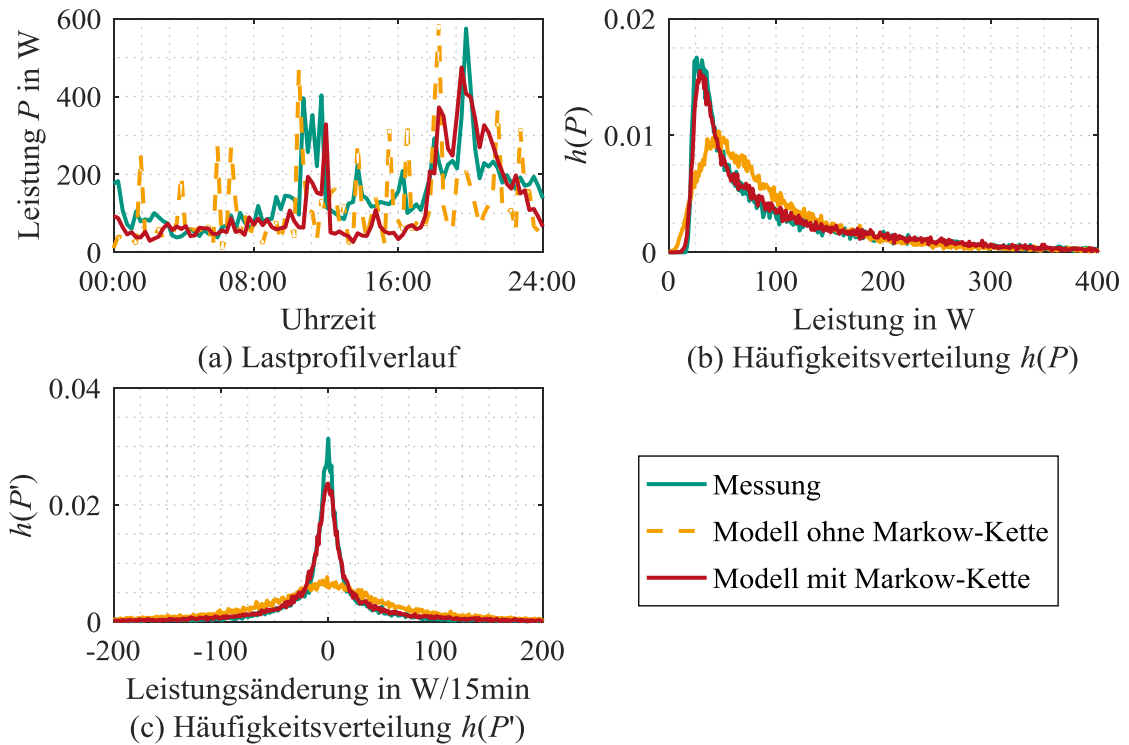


Abbildung 3.7: Exemplarischer Tagesverlauf eines gemessenen und zweier modellierter Profile (a). Häufigkeitsverteilung des Jahresprofils eines exemplarischen Haushaltes (b) und zugehörige Häufigkeitsverteilung der Leistungsänderung (c).

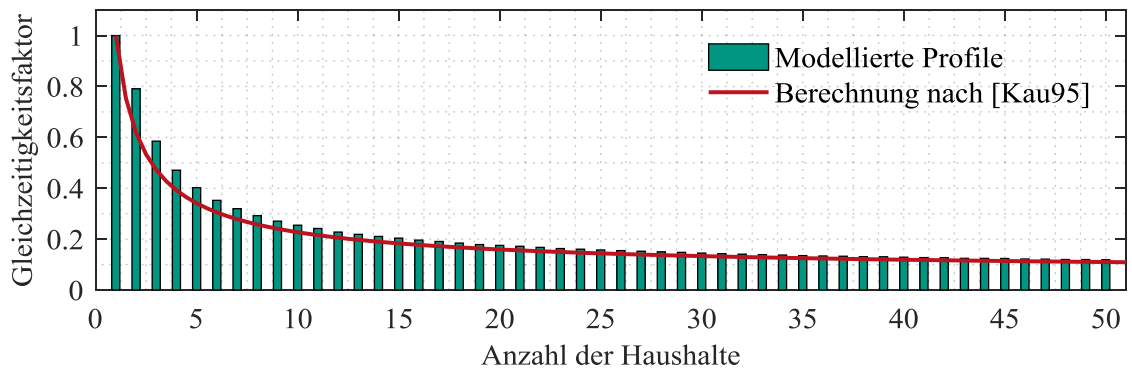


Abbildung 3.8: Gleichzeitigkeitsfaktoren berechnet nach den Gleichungen (3.5), (3.6) unter Verwendung des 95. Perzentils für die modellierten Profile.

Tabelle 3.2: Mittelwert der Testparameter bei jeweils 1.000 verglichenen Leistungsverteilungen einzelner synthetischer, originaler und externer Profile aus [HTWi].

#	Verglichene Profile	KS-Kriterium	CM-Kriterium	Korrelationskoeffizient
1	Lastprofil Synth. vs. Original mit Zuordnung	0,075	29,4	0,996
2	Lastprofil Synth. vs. Original ohne Zuordnung	0,200	295,4	0,972
3	Lastprofil Original vs. [HTWi]	0,175	213,8	0,979
4	Lastprofil Synth. vs. [HTWi]	0,200	269,4	0,972
5	Lastprofil Synth. vs. [HTWi] mit Zuordnung nach Energiebedarf	0,152	161,1	0,938
6	Lastwechsel Synth. vs. Original mit Zuordnung	0,037	10,0	0,998
7	Lastwechsel Synth. vs. Original ohne Zuordnung	0,079	48,5	0,991
8	Lastwechsel Original vs. [HTWi]	0,059	27,4	0,995
9	Lastwechsel Synth. vs. [HTWi]	0,073	39,1	0,992
10	Lastwechsel Synth. vs. [HTWi] mit Zuordnung nach Energiebedarf	0,054	23,6	0,950

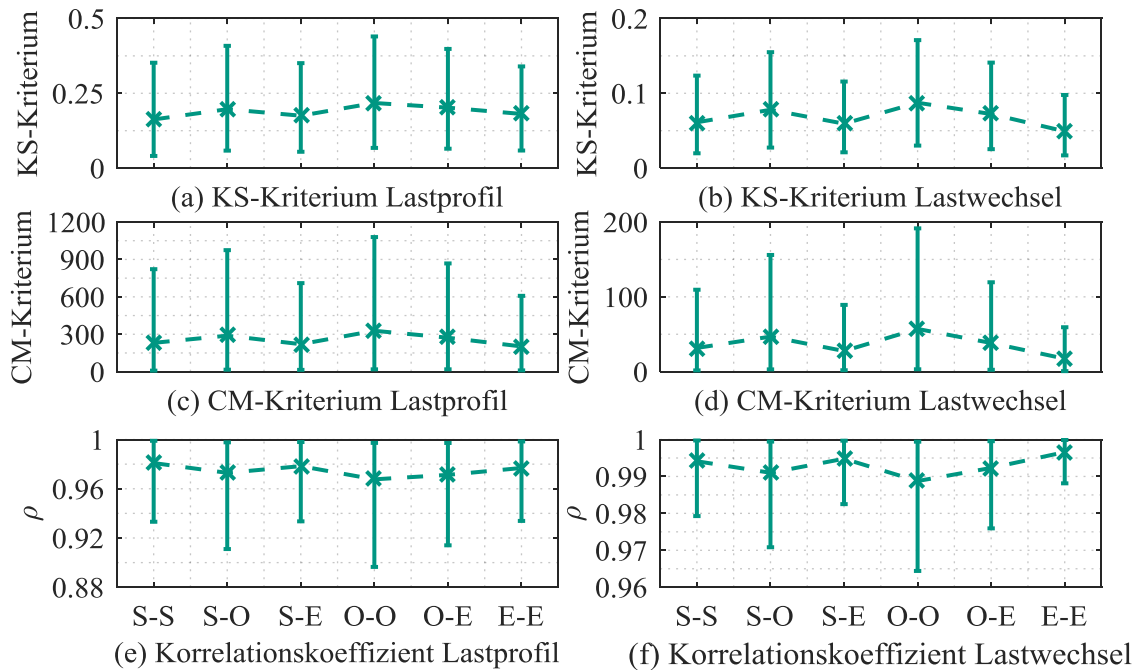


Abbildung 3.9: Mittelwert sowie 5. und 95. Perzentil der Testparameter beim Vergleich der verschiedenen Häufigkeitsverteilungen der synthetischen (S), originalen (O) und externen (E) Lastprofile und zugehöriger Lastwechsel.

Abschließend werden die synthetischen mit den externen Profilen aus [HTWi] verglichen. Diese wurden zunächst als einphasige, 15 Minuten-Werte gemittelt. In 1.000 Iterationen wurde jeweils ein Profil der 1.000 synthetischen, der 291 originalen, auf 1.000 kWh/a normierten und der 74 externen, ebenfalls normierten Profilen verglichen (Tabelle 3.2). Die Testparameter beim Vergleich der synthetischen mit den Originalprofilen unter Berücksichtigung der Übergangswahrscheinlichkeiten der Originalprofile sind vergleichbar mit Tabelle 3.1 (Tabelle 3.2: # 1, # 6) und sind erwartungsgemäß am besten. Da die Zuordnung nur in diesem speziellen Fall möglich ist, ist der Vergleich unter deren Vernachlässigung im Hinblick auf die Übertragbarkeit des Ansatzes von höherer Relevanz. Die Testparameter ohne zuvor genannte Zuordnung (Tabelle 3.2: # 2, # 7)

liegen in ähnlicher Größenordnung wie beim Vergleich der synthetischen mit den externen Profilen (Tabelle 3.2: # 4, # 9). Eine weitere Verbesserung lässt sich durch die Berücksichtigung des Jahresenergiebedarfs erzielen (Tabelle 3.2: # 5, # 10).

Zusätzlich wurden die Testparameter aus Tabelle 3.2 beim Vergleich aller 1.365 Profile untereinander ($n \cdot (n+1)/2$ Kombinationsmöglichkeiten) ermittelt, um die Ähnlichkeit der drei Teilgruppen untereinander und innerhalb der Gruppen zu prüfen (Abbildung 3.9). Dabei fällt auf, dass die Wertebereiche der Testparameter beim Vergleich von synthetischen und externen Leistungsverteilungen untereinander und miteinander in ähnlicher Größenordnung liegen. Insgesamt ergibt sich eine akzeptable Übereinstimmung der synthetischen mit externen Profilen, sodass eine Übertragung des Ansatzes auf andere Testregionen zulässig erscheint.

3.2 Definition eines Beispielhaushaltes mit flexiblen Verbrauchern

Die Flexibilitäten, die von einem Haushalt bereitgestellt werden können, werden am Beispiel eines Vierpersonenhaushaltes vorgestellt, der hinsichtlich der elektrischen Ausstattung und des Gebäudestandards als repräsentativer Fall für zukünftige Energieszenarien betrachtet werden kann. Das Haushaltsmodell entstammt einem in [Uhr16a] vorgestellten Netzmodell, in dem verschiedene Haushalte mit unterschiedlicher Heizung und verschiedenen Isolationsstandards modelliert wurden. Die ausgewählte Familie lebt in einem Niedrigenergiehaus und verfügt über eine PV-Anlage mit einer Nennleistung von 5,38 kW_{peak}. Der Jahresenergiebedarf beträgt 4.502 kWh. Das vorhandene Elektrofahrzeug hat bei einer Jahresfahrleistung von 16.485 km einen zusätzlichen Energiebedarf von 3.151 kWh und wird ausschließlich zu Hause geladen. Es hat eine Kapazität von 20 kWh und lädt überwiegend in den Abend- und Nachtstunden ausschließlich (unidirektional) mit einer Leistung von 3,7 kW. Dies entspricht einem klassischen Pendlerprofil. Weiterhin verfügt der Haushalt über eine Luft-Wärmepumpe mit 20 kW thermischer Leistung (Leistungszahl COP = 3,5) sowie eine Fußbodenheizung inklusive 300-Liter-Warmwasserspeicher. Der elektrische Energiebedarf der Heizungsanlage beträgt 2.443 kWh und 14,4 kWh/m² im Beispieljahr^{VIII}. Zuletzt steht ein Batteriespeicher zur Verfügung. Da diese Komponente eine zentrale Rolle einnimmt, werden die Bemessungsgrößen variabel gehalten. Weitere flexible Verbraucher im Haushalt wurden darüber hinaus nicht modelliert. Als Grundlage zur Optimierung der Strombeschaffungskosten in Kapitel 6 werden im Folgenden Details zur zeitlichen Auflösung des Energiebedarfs und der Flexibilität der Heizungsanlage sowie des Elektrofahrzeuges dargestellt.

3.2.1 Energiebedarf und Freiheitsgrade der Wärmepumpe

Das Modell zur Ermittlung des klimaabhängigen Wärmebedarfs verschiedener Wohngebäudetypen beruht auf der DIN V 18599 [DIN13] und wurde in der studentischen Arbeit [SAA20] implementiert und findet in verschiedenen Aspekten in den Veröffentlichungen [Uhr15a][Uhr15d]

^{VIII} Wird der Berechnung alternativ ein älterer Gebäudeisolationsstandard bei sonst gleichen Randbedingungen zugrunde gelegt, erhöht sich der Energiebedarf auf 4.821 kWh („EFH2009“) oder 12.547 kWh („EFH1978“), vgl. [IWU11].

[Uhr16a] Berücksichtigung. Laut dem Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes, welches voraussichtlich im Jahr 2018 in Kraft tritt und das Energieeinspargesetz, die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz zusammenlegen soll, bildet diese Vornorm in der aktualisierten Fassung vom Oktober 2016 die Grundlage zur Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs von Gebäuden.

Die Modellierungs- und Berechnungsansätze beruhen im Wesentlichen auf der DIN V 18599 [DIN13] und werden daher nicht weiter aufgeführt. In Einzelfällen wurden kleinere Anpassungen vorgenommen, damit externe Jahresprofile in 15-minütiger Auflösung des Klimas und der Bedarfsprofile für Trinkwarmwasser nach [Jor01] Berücksichtigung finden können. Zudem werden in der Berechnung weitere Einflussfaktoren wie bspw. die Beleuchtung (hier: Energiesparlampen), die Art der Kühlung (hier: Fensterlüftung), die Heizperiode (hier: Oktober bis Mai) und eine wirksame Wärmespeicherfähigkeit nach DIN V 18599 berücksichtigt. Der Energiebedarf wird vor allem durch den Aufbau der Systemgrenzen des Gebäudemodells beeinflusst (Tabelle C.1) (vgl. [IWU11]). Vereinfacht wird angenommen, dass die Raumtemperatur im gesamten Gebäude homogen ist, sodass die beheizte Fläche der Nettogrundfläche (NGF) entspricht. Diese beträgt 170 m² inklusive Türen und Innenwände und verteilt sich auf zwei Stockwerke (10 m · 8,5 m). Die Raumhöhe wurde mit 2,4 m angesetzt. Die Fläche des Pultdaches berechnet sich unter der Annahme einer Neigung von 10°, einer Außenlänge von 11,21 m und einer Außenbreite von 9,71 m zu 110,53 m².

Aufgrund der saisonalen Asynchronität des thermischen Energiebedarfs und der PV-Erzeugung wird nur geringes Potential zur Erhöhung des Anteils an PV-Strom erwartet. Andererseits sollte ein Warmwasserspeicher zu hohem Lastverschiebepotential im Tagesverlauf führen. Um dieses zu beziffern soll als best Case Abschätzung unter Vernachlässigung von Restriktionen, die aus dem Betrieb der Wärmepumpe resultieren, bei idealer Prognose von Energiebedarf und -erzeugung, der tägliche elektrische Energiebedarf der Wärmepumpe (HP; engl.: **H**eat **P**ump) unter bestmöglicher Nutzung des PV-Dargebotes gedeckt werden. Das maximale Potential wurde mithilfe der *Matlab Optimization App* unter Verwendung des *linprog*-Solvers und des *interior-point-legacy*-Algorithmus bestimmt. Für den Betrieb der Wärmepumpe in Volllast wird der *intlinprog*-Solver mit dem *dual-simplex*-Algorithmus verwendet.

Die Forderung eines möglichst hohen Direktverbrauchs ergibt sich aus der Maximierung des Skalarproduktes der nicht negativen Vektoren des PV-Einspeiseprofiles \mathbf{P}_{PV} und des Profils der Wärmepumpe \mathbf{P}_{HP} . Da die *Matlab Optimization App* stets die Eingabe eines Minimierungsproblems fordert wird aus der Maximierung des Skalarproduktes die Minimierung der negativen Zielfunktion:

$$\max_{\mathbf{P}_{HP}}(\mathbf{P}_{PV}^T \cdot \mathbf{P}_{HP}) \Rightarrow \min_{\mathbf{P}_{HP}}(-\mathbf{P}_{PV}^T \cdot \mathbf{P}_{HP}) = \min_{\mathbf{P}_{HP}} \left(-(P_{PV}^{t_0} \quad \dots \quad P_{PV}^{t_{end}}) \cdot \begin{pmatrix} P_{HP}^{t_0} \\ \vdots \\ P_{HP}^{t_{end}} \end{pmatrix} \right). \quad (3.7)$$

Als Nebenbedingung soll der Heizenergiebedarf $W_{soll\ HP}^d$ eines Tages, der sich aus der Jahressimulation im Referenzfall berechnet, durch die Wärmepumpe bezogen werden:

$$\sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} P_{\text{HP}}^t \cdot \Delta t \stackrel{!}{=} W_{\text{soll HP}}^d \quad (3.8)$$

Für den Fall, dass nur der Volllastbetrieb der Wärmepumpe zulässig ist berechnet sich der Sollwert durch Rundung des auf die Nennleistung der Wärmepumpe $P_{\text{max HP}}$ bezogenen Referenzwertes $W_{\text{soll HP}}^d$ zu

$$W_{\text{soll HP Volllast}}^d = \left\lfloor \frac{W_{\text{soll HP}}^d}{P_{\text{max HP}}} \right\rfloor \cdot P_{\text{max HP}} \quad (3.9)$$

Gegenüber dem Volllastbetrieb, in dem die Wärmepumpe nur zwei Betriebszustände aufweist ($P_{\text{HP}}^t \in \{0, P_{\text{max HP}}\}$), kann bei der Optimierung mit zulässigem Teillastbetrieb jeder beliebige nicht negative Wert angenommen werden ($0 \leq P_{\text{HP}}^t \leq P_{\text{max HP}}$), wobei der Sollwert $W_{\text{soll HP}}^d$ identisch mit dem des Referenzfalles ist. Dabei handelt es sich um eine starke Vereinfachung, da der Systemwirkungsgrad in den verschiedenen Betriebsbereichen variiert. Diesem Sachverhalt wird im Bedarfsfall in der Betriebssimulation Rechnung getragen (vgl. Kapitel 6). Ein detaillierter Ansatz basierend auf einer modellbasierten prädiktiven Regelung findet sich beispielweise in [Bia06].

Abhängig vom Standort und der durchschnittlichen Soll-Raumtemperatur liegt der Jahresenergiebedarf der Wärmepumpe im Beispielhaushalt mit Niedrigenergiestandard zwischen 2.043 kWh/a und 3.090 kWh/a (Abbildung 3.10). Der Energiebedarf nimmt bei Erhöhung der Soll-Raumtemperatur um 1 K durchschnittlich um etwa $179 \text{ kWh} \cdot (\text{a} \cdot \text{K})^{-1}$ zu. 77 % des Gesamtenergiebedarfs entfallen auf das Winterhalbjahr von Oktober bis März, wohingegen in der gleichen Zeit etwa 28 % des Jahresertrages der PV-Anlage erzeugt werden (Abbildung 3.11 (a)). Im Referenzfall werden 4,3 % des Energiebedarfs der Wärmepumpe durch die PV-Anlage gedeckt, womit eine Eigenverbrauchsquote in Höhe von 1,8 % erreicht wird (Abbildung 3.11 (b), (c)).

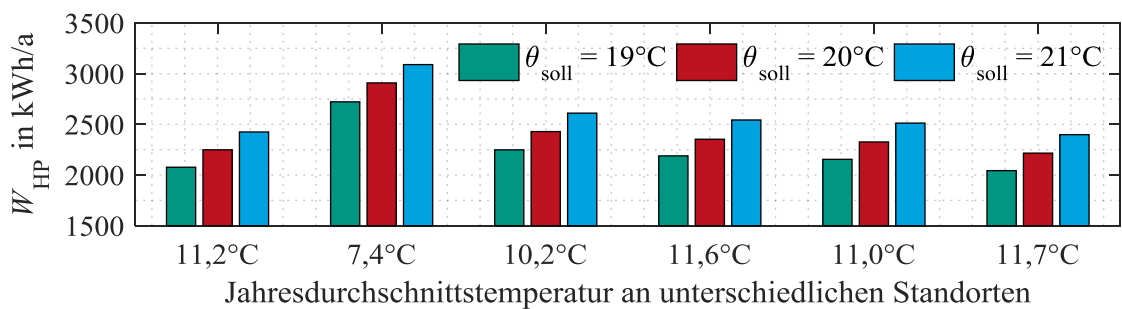


Abbildung 3.10: Elektrischer Heizenergiebedarf W_{HP} an unterschiedlichen Standorten bei variierenden Soll-Raumtemperatur θ_{soll} .

In Abbildung 3.11 (b), (c) sind zusätzlich zum Referenzfall mit $\theta_{\text{soll}} = 20^\circ\text{C}$ der durch die Optimierung erzielbare Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote für das Beispieljahr dargestellt. Für den Fall des Volllastbetriebes lässt sich der Autarkiegrad (durch PV-Anlage gedeckter Energiebedarf bezogen auf gesamten Energiebedarf) um ca. 30 Prozentpunkte auf rund 34 % steigern, der Eigenverbrauchsquotient (von Wärmepumpe bezogene PV-Energie bezogen auf gesamtes PV-Dargebot) nimmt um ca. 12 Prozentpunkte auf 14 % zu. Mit zulässigem Teillastbetrieb ist

eine Steigerung des Autarkiegrades und des Eigenverbrauchsquotienten von 32 Prozentpunkten und 13 Prozentpunkten möglich. Bei einem exemplarischen Strompreis und Vergütungszahlungen in Höhe von 28 Ct/kWh und 12 Ct/kWh betragen die Kosteneinsparungen maximal 117 €/a im Falle des Volllastbetriebes und 127 €/a bei Betrieb in Teillast, ausgehend von Kosten für die Wärmeversorgung in Höhe von 655 €/a (Strompreis von 22 Ct/kWh: 514 €/a; Kosteneinsparung: 73 €/a und 79 €/a). Die Einsparungen fallen hier besonders deutlich aus, da die Wärmepumpe im Referenzfall überwiegend außerhalb der Zeiten hoher PV-Einspeisung betrieben wird und aufgrund des Warmwasserspeichers große Freiheitsgrade bzgl. der Betriebszeiten der Wärmepumpe bestehen (Abbildung 3.12). Die Gesamtkapazität des Warmwasserspeichers C_{rWW} berechnet sich basierend auf der Vorlauftemperatur der Heizung $\theta_{\text{vorlauf}} = 45^\circ\text{C}$, der mittleren Kaltwasserzulauf-temperatur $\theta_{\text{zulauf}} = 10^\circ\text{C}$, dem Speichervolumen des Warmwasserspeichers $V_{\text{WW}} = 300 \text{ L}$ ($0,3 \text{ m}^3$), der Dichte und der spezifischen Wärmekapazität von Wasser $\rho_{\text{Wasser}} = 1.000 \text{ kg/m}^3$ und $c_{\text{Wasser}} = 1,163 \cdot 10^{-3} \text{ kWh} \cdot (\text{kg} \cdot \text{K})^{-1}$ zu

$$\begin{aligned} C_{rWW} &= c_{\text{Wasser}} \cdot \rho_{\text{Wasser}} \cdot V_{\text{WW}} \cdot (\theta_{\text{vorlauf}} - \theta_{\text{zulauf}}) \\ &= 1,163 \cdot 10^{-3} \frac{\text{kWh}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \cdot 1.000 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,3 \text{ m}^3 \cdot (45 - 10) \text{ K} = 12,21 \text{ kWh}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

In der Simulation wurde die untere und obere Ladezustandsgrenze des Schichtspeichers zu 0,40 und 0,95 gewählt, woraus bei idealisierter Temperaturschichtung eine nutzbare Kapazität von 6,72 kWh resultiert.

Primär können in einem Haushalt die Freiheitsgrade zur Verringerung der Verluste durch Abregelung der PV-Anlage genutzt werden (vgl. [Bru16]). Auch ist das Potential zur systemdienlichen Bereitstellung dieser Flexibilität als sehr hoch einzuordnen, was die Ergebnisse in [Bia06] bestätigt. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Grenzwerte der Warmwasserspeichertemperatur, aber auch der Raumtemperatur so zu erweitern, dass beispielsweise bei Abwesenheit der Hausbewohner, Abweichungen von der Solltemperatur in Kauf genommen werden können.

3.2.2 Energiebedarf und Freiheitsgrade des Elektrofahrzeugs

Das Modell des Elektrofahrzeugs beruht auf Auswertungen der Jahresfahrleistung unterschiedlicher Haushalte sowie der Abfahrts- und Ankunftszeitpunkte zu Hause (Abbildung 3.13) aus der Studie „*Mobilität in Deutschland 2008*“ [INF08]. Der Energiebedarf des Elektrofahrzeuges im Beispielhaushalt beläuft sich auf 3.151 kWh. Dabei wird angenommen, dass durchschnittlich 70 % der gefahrenen Kilometer werktags und jeweils 15 % an Samstagen und Sonntagen inklusive Feiertagen zurückgelegt werden. Unter der weiteren Annahme, dass das Elektrofahrzeug ausschließlich zu Hause mit 3,7 kW geladen wird, kann der durchschnittliche Energiebedarf und damit der Ladezustand bei einer nutzbaren Batteriekapazität von 20 kWh bei Ankunft ermittelt werden. Dieser wird basierend auf einer Normalverteilung mit einer Standardabweichung von 10 % des Mittelwertes variiert, mit dem Ziel, Unterschiede zwischen den einzelnen Tagen abzubilden. Weiterhin wird angenommen, dass das Elektrofahrzeug bis zur Abfahrt vollgeladen sein muss.

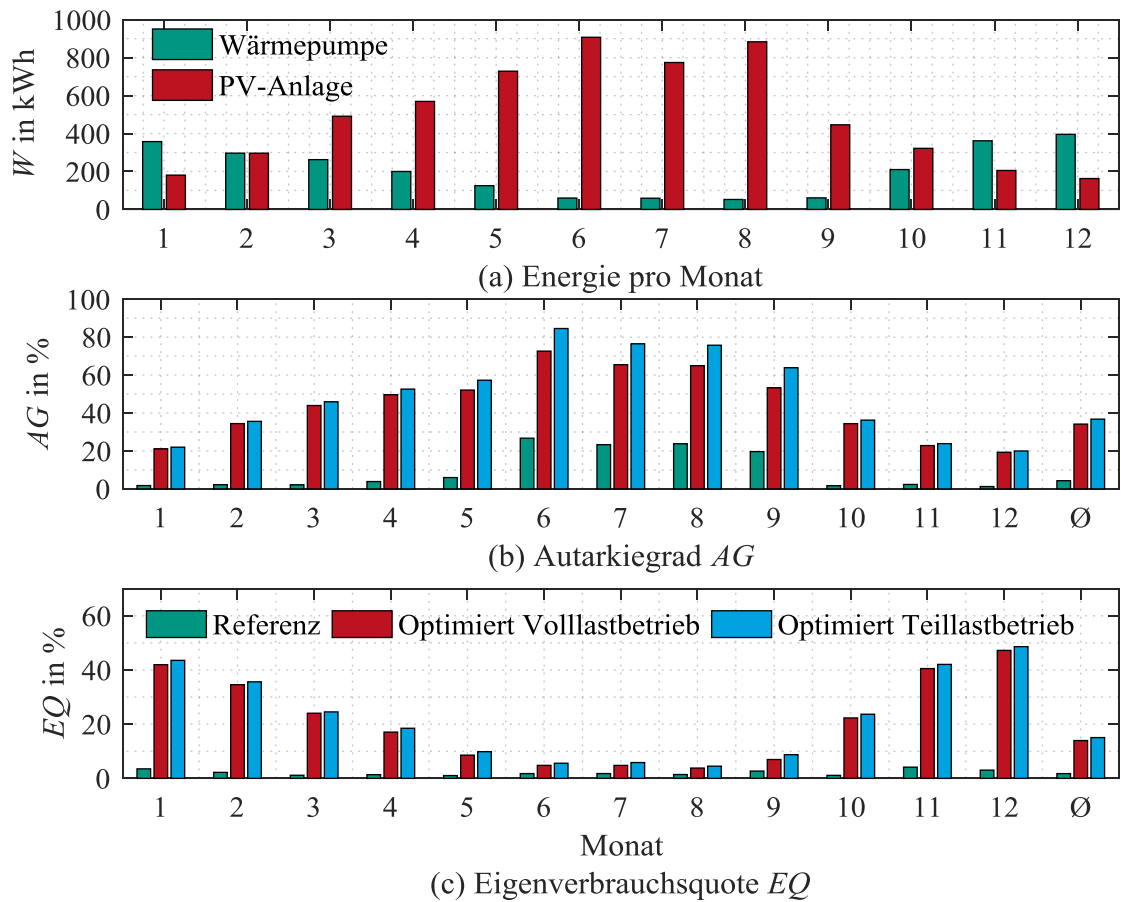


Abbildung 3.11: Monatlicher Energiebedarf der Wärmepumpe und Dargebot der PV-Anlage (a), Autarkiegrad (b) und Eigenverbrauchsquote (c) mit und ohne Optimierung.

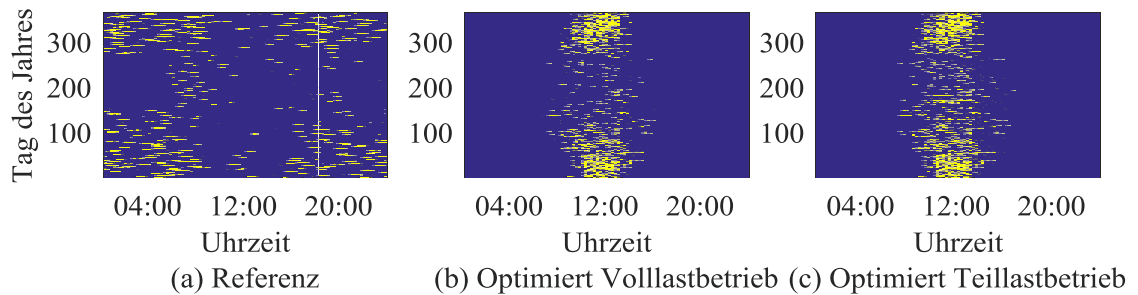


Abbildung 3.12: Betriebszeiten (gelb) der Wärmepumpe in verschiedenen Betriebsmodi.

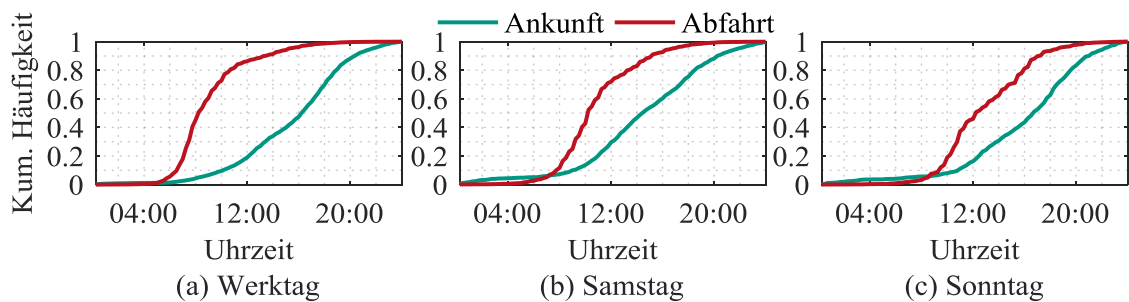


Abbildung 3.13: Häufigkeit der Ankunfts- und Abfahrtszeiten basierend auf Daten aus [INF08].

Mit dem beschriebenen Ansatz werden 52 % des Energiebedarfs des Elektrofahrzeuges zwischen 18:00 Uhr und 06:00 Uhr geladen (Abbildung 3.14 (a)). Im gleichen Zeitraum erzeugt die PV-Anlage nur 2,3 % des Gesamtertrages. Selbst bei der geringen Ladeleistung von 3,7 kW ist das Fahrzeug an 86 % aller Tage im Jahr bis Mitternacht vollständig geladen, womit der Ladezustand ausgehend von durchschnittlich 55 % bei Ankunft, bei einer Fahrleistung von ca. 45 km/d, über die Verweildauer zu Hause im Jahresdurchschnitt 96 % beträgt. An 307 Tagen im Jahr ist das Fahrzeug bis 7 Uhr zu Hause und im besten Fall bis dahin am Netz angeschlossen (Abbildung 3.14 (b)). Wird der Ladevorgang so verschoben, dass das Fahrzeug kurz vor Abfahrt vollgeladen ist, so lässt sich der durchschnittliche Ladezustand beim Parken zu Hause auf 61 % reduzieren. Dabei ändern sich Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote von zuvor 15 % und 8 % auf 23 % und 12 %. Darüber hinaus ist auch das Entladen des Elektrofahrzeuges möglich, was sich positiv auf die kalendarische Alterung der Fahrzeugbatterie verbunden mit dem mittleren Ladezustand (vgl. Gleichung (4.18)) auswirkt. Dadurch ändert sich der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote auf 17 % und 14 %. Das Entladen der Batterie nach Ankunft auf einen Ladezustand von 30 % mit einer Leistung von -3,7 kW bewirkt eine weitere Reduktion des durchschnittlichen Ladezustandes auf 45 %, wobei ca. 1.782 kWh entladen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder geladen werden müssen.

Unter Berücksichtigung der Verweildauer wird äquivalent zu Gleichung (3.7) als best Case Abschätzung das maximale Potential zum Laden des Elektrofahrzeuges mit PV-Strom ermittelt, wobei das Laden in der Konstantspannungs-Phase bei hohen Ladezuständen nicht berücksichtigt wird und vereinfacht alle Leistungswerte $0 \leq P_{EV} \leq 3,7 \text{ kW}$ zulässig sind. Dadurch erhöht sich der Autarkiegrad auf bestenfalls 25 % und die Eigenverbrauchsquote steigt auf maximal 13 %. Das Einsparpotential wird ebenso wie bei der Wärmepumpe basierend auf Stromkosten von 28 Ct/kWh und einer Vergütung von 12 Ct/kWh berechnet. Gegenüber dem Referenzfall des direkten Ladens ergeben sich durch die Maximierung des Eigenverbrauchs maximale Einsparungen in Höhe von 53 €/a (Einsparungen bei 22 Ct/kWh: 33 €/a).

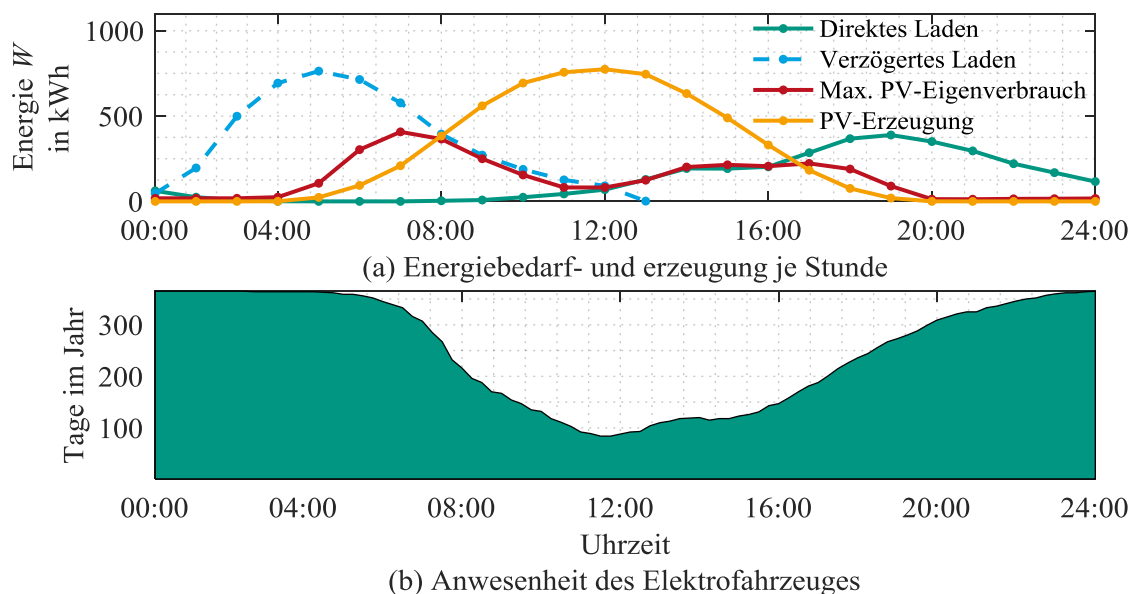


Abbildung 3.14: Anwesenheit des Elektrofahrzeuges (a) und Vergleich des Energiebedarfs zu verschiedenen Uhrzeiten bei unterschiedlichen Ladearten (b).

3.3 Kernaussagen bezüglich der Lastprofile von Haushalten und vorhandener Freiheitsgrade

Zunächst wurde ein Ansatz zur Modellierung realistischer Wirkleistungsprofile vorgestellt, der auf der statistischen Auswertung von Smart Meter Messdaten beruht. Dabei wurden geeignete Dichteverteilungen (*verallgemeinerte Extremwertverteilung*) einzelner Zeitpunkte mit einem Markow-Modell so verknüpft, dass die Übergänge zwischen einzelnen Zeitschritten eine hohe Übereinstimmung zu den Originalverläufen aufweisen. Ein Vergleich mit einem weiteren externen Datensatz lässt auf eine prinzipielle Übertragbarkeit des Ansatzes auf andere Regionen schließen. Der vorgestellte Ansatz ermöglicht Berechnungen auf Niederspannungsebene sowie Simulationen mit Batteriespeichern, bei denen die Verknüpfung zwischen den Zeitpunkten bei der Bestimmung des Ladezustandes eine wichtige Rolle spielt. Weiterhin wurde als Grundlage für die folgenden Kapitel ein Beispielhaushalt mit Niedrigenergiestandard, einer Wärmepumpe und einem Elektrofahrzeug als zusätzliche flexible Lasten definiert und deren Lastverschiebepotential untersucht. Für die Wärmepumpe ergibt sich durch die Lastverschiebung im besten Fall ein Autarkiegrad von 36 % und eine Eigenverbrauchsquote von 15 %. Eine deutliche Steigerung darüber hinaus erscheint aufgrund der saisonalen Asynchronität von PV-Erzeugung und Wärmebedarf unwahrscheinlich. Für das Elektrofahrzeug, welches im klassischen Pendlerbetrieb gefahren wird, liegen maximaler Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote bei 25 % und 13 %. Hier wirkt sich der hohe Energiebedarf in den Abend- und Nachtstunden begrenzend auf die beiden Größen aus. Durch die Verschiebung der Ladevorgänge kann der durchschnittliche Ladezustand während des Verweilens zu Hause von zuvor 96 % auf 61 % und beim Entladen der Batterie auf minimal 30 % bis auf 45 % gesenkt werden, was vor allem hinsichtlich der Degradation der Fahrzeugbatterie positiv zu bewerten ist.

4 Batteriespeicher in privaten Haushalten

In diesem Kapitel wird zunächst das Batteriespeichermodell vorgestellt, welches die Grundlage für die folgenden Betrachtungen zur Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern und zu den verschiedenen Einflussfaktoren bildet. Daraus wird zuletzt ein Ansatz zur wirtschaftlich optimalen Auslegung von Batteriespeichern für private Haushalte abgeleitet.

4.1 Batteriespeichermodell

Das Batteriespeichermodell setzt sich aus einem Modell der Batteriezelle, einem Modell zur Beschreibung der Systemalterung sowie dem Batteriewechselrichter-Modell zusammen. Dabei wird vereinfacht von gleichem Verhalten aller Zellen ausgegangen, deren Anzahl aus der Nennkapazität des zu modellierenden Batteriespeichers und der Zelle resultiert. Weiterhin wird die AC-Kopplung des Batteriespeichers mit der Stromverteilung des Haushaltes angenommen. Da die folgenden Berechnungen alle in einer zeitlichen Auflösung von 15 min stattfinden, werden Reaktionszeiten bei der Einstellung eines neuen Arbeitspunktes, die in der Regel im Sekundenbereich liegen, vernachlässigt.

4.1.1 Modellierung der Ladecharakteristik der Zelle

Das Modell der Batteriezelle beruht auf Impedanz-Messdaten von Pouch-Zellen des Typs „Kokam SLPB353452“, bereitgestellt durch das *Institut für Angewandte Materialien - Werkstoffe der Elektrotechnik* des *Karlsruher Institut für Technologie* und wurde um weitere allgemein anerkannte Restriktionen zur Schonung der Batteriezelle aus der Literatur ergänzt (Tabelle 4.1). Die Zelle ist charakterisiert durch die Leerlaufspannung U_0 und den Innenwiderstand R_i , der die Batterieverluste zusammenfassend beschreibt. Zur verbesserten Einbindung in die Simulation wurde die Abhängigkeit beider Größen vom Ladezustand SoC der Zelle aus den Messdaten jeweils durch eine Polynomfunktion angenähert (Abbildung 4.1).

Tabelle 4.1: Daten der modellierten Batteriezelle.

Nennkapazität	C_{rCell}	560 mAh
Maximaler Ladestrom	$I_{lade\ max}$	0,56 A
Minimaler Dauerentladestrom	$I_{lade\ min}$	-1,12 A
Vorladestrom [Jos06]	$I_{vorlade}$	0,1·C
Grenzstrom [Jos06]	$I_{lade\ stop}$	1/30·C
Nennspannung	U_{rCell}	3,7 V
Maximalspannung [Jos06]	$U_{Cell\ max}$	4,1 V
Minimalspannung [Jos06]	$U_{Cell\ min}$	3,0 V
Minimaler Ladezustand	SoC_{min}	0,2
Maximaler Ladezustand	SoC_{max}	0,9

Zu Beginn der Berechnung des neuen Ladezustands wird die anteilige Selbstentladung der Zelle berechnet. Nach [Gel11] beträgt diese bei Zimmertemperatur ca. 20 % in 12 Monaten. Ebenso wird der jeweilige Innenwiderstandswert der Zelle und die Kapazität vorab um den berechneten Alterungsfaktor degradiert (vgl. Kapitel 4.1.2).

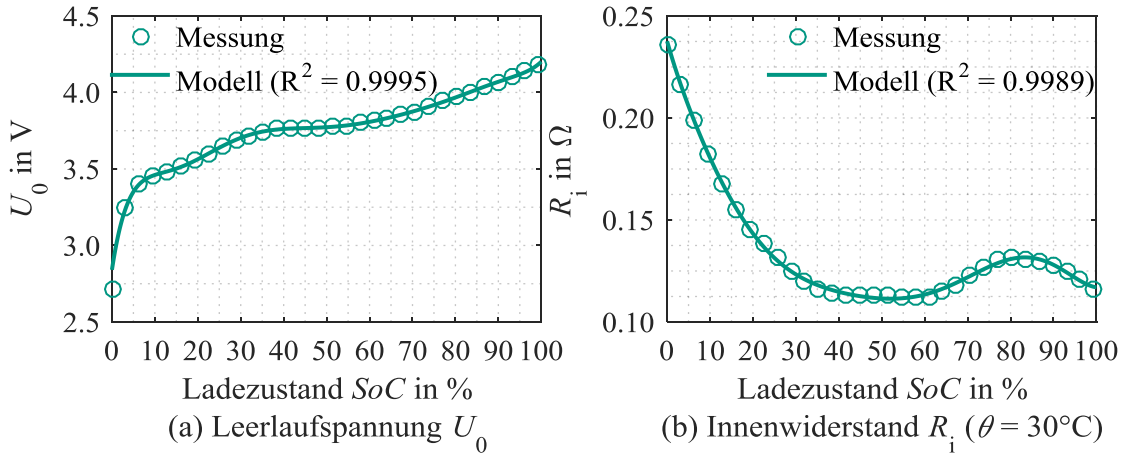


Abbildung 4.1: Gemessener und angenäherter Verlauf von Leerlaufspannung (a) und Innenwiderstand der Zelle (b) (R^2 : Bestimmtheitsmaß).

Das Modell findet in Zeitreihenrechnungen mit einer zeitlichen Auflösung von $\Delta t_{\text{extern}} = 15$ min Anwendung. Um dennoch die charakteristischen ladezustandsabhängigen Verläufe von Leerlaufspannung U_0 und Innenwiderstand R_i zu berücksichtigen, wird die Ladezustandsänderung innerhalb eines Zeitschrittes in höherer Auflösung von $\Delta t_{\text{intern}} = 1$ min berechnet.

Aus der für das gesamte Intervall gültigen Sollleistung der Zelle $P_{\text{Cell soll}}^t$, mit positivem Vorzeichen beim Laden, resultiert der Zellstrom

$$I_{\text{Cell soll}}^t = \begin{cases} \max \left(\begin{array}{l} -\frac{U_0^t - \sqrt{(U_0^t)^2 + 4 P_{\text{Cell soll}}^t \cdot R_i^t}}{2 R_i^t}, \\ \frac{U_0^t - U_{\text{Cell min}}}{R_i^t} \end{array} \right), & \forall P_{\text{Cell soll}}^t < 0, \\ \min \left(\begin{array}{l} -\frac{U_0^t - \sqrt{(U_0^t)^2 + 4 P_{\text{Cell soll}}^t \cdot R_i^t}}{2 R_i^t}, \\ \frac{U_{\text{Cell max}} - U_0^t}{R_i^t} \end{array} \right), & \forall P_{\text{Cell soll}}^t > 0. \end{cases} \quad (4.1)$$

Nach dem gleichen Verfahren zur Reduktion des Ladestroms aufgrund von Restriktionen der Zellspannung wird der aus Gleichung (4.1) resultierende Sollwert des Ladestromes bei Bedarf zur Einhaltung zulässiger Ladezustandsgrenzen angepasst:

$$I_{\text{Cell soll}}^t = \begin{cases} \max \left((SoC_{\text{min}} - SoC^{t-1}) \cdot C_{\text{rCell}} \cdot \Delta t^{-1}, I_{\text{Cell soll}}^t \right) & \forall I_{\text{Cell soll}}^t < 0, \\ \min \left((SoC_{\text{max}} - SoC^{t-1}) \cdot C_{\text{rCell}} \cdot \Delta t^{-1}, I_{\text{Cell soll}}^t \right) & \forall I_{\text{Cell soll}}^t > 0. \end{cases} \quad (4.2)$$

Weiterhin wird der Strom auf den zulässigen Lade- und Entladestrom sowie bei niedrigen Spannungen auf den Vorladestrom begrenzt (Tabelle 4.1). Der neue Ladezustand berechnet sich unter Berücksichtigung aller Begrenzungen mit dem resultierenden Istwert des Stromes $I_{\text{Cell ist}}^t$ zu

$$SoC^t = SoC^{t-1} + \frac{I_{\text{Cell ist}}^t \cdot \Delta t}{C_{\text{rCell}}}. \quad (4.3)$$

Lade- und Entladevorgang gelten als abgeschlossen, wenn

1. beim Laden der maximale Ladezustand erreicht ist

$$SoC^t \geq SoC_{\text{max}}, \quad (4.4)$$

2. beim Entladen der minimale Ladezustand erreicht ist

$$SoC^t \leq SoC_{\text{min}}, \quad (4.5)$$

3. beim Laden bei bereits hoher Zellspannung ein minimaler Ladestrom unterschritten ist

$$I_{\text{Cell ist}}^t \leq I_{\text{lade stop}}, \quad (4.6)$$

4. beim Entladen die minimale Zellspannung unterschritten ist

$$U_0^t + I_{\text{Cell ist}}^t \cdot R_i^t \leq U_{\text{Cell min}}, \quad (4.7)$$

5. das Zeitintervall $\Delta t_{\text{extern}} = 15 \text{ min}$ abgelaufen ist

$$n_{\Delta t} \cdot \Delta t_{\text{intern}} \geq \Delta t_{\text{extern}}, \quad (4.8)$$

6. oder die gewünschte Energie innerhalb des Zeitintervalls Δt_{extern} ge- oder entladen wurde

$$\sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} \underbrace{\left(U_0^t \cdot I_{\text{Cell ist}}^t + R_i^t \cdot I_{\text{Cell ist}}^t{}^2 \right)}_{P_{\text{Cell ist}}^t} \Delta t_{\text{intern}} = P_{\text{Cell soll}}^t \cdot \Delta t_{\text{extern}}. \quad (4.9)$$

Allen Zellen der Batterie wird das gleiche Verhalten unterstellt, sodass die berechneten Leistungen und Ströme entsprechend skaliert werden können und in allen Zellen der gleiche Ladezustand herrscht. Werden durch eventuelle Anpassungen des Ladestroms Abschaltkriterien des Batteriewechselrichters erfüllt (vgl. Kapitel 4.1.3), so wird der Batteriespeicher nicht ge- oder entladen.

4.1.2 Abbildung des Alterungsverhaltens

Mit der Nachbildung des Alterungsverhaltens des Batteriesystems werden in dieser Arbeit drei wesentliche Ziele verfolgt. Erstens wird in Kapitel 4.4.7 der Einfluss der Degradation und die damit einhergehende verkürzte Laufzeit auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern untersucht. Daraus leitet sich zweitens die Motivation ab, den Batteriespeicher hinsichtlich dessen De-

gradation optimiert zu betreiben (Kapitel 6.5). Besteht drittens die Absicht verfügbare Freiheitsgrade als Systemdienstleistung zu vermarkten, muss die damit einhergehende Abnutzung zur Bestimmung nötiger Erträge beziffert werden können (Kapitel 6.6).

In der Literatur existieren sehr detaillierte Modelle zur Beschreibung der Zelldegradation, die auf umfangreichen Messkampagnen beruhen [Eck12][Sar15][Ser05][Sch14], doch auf Systemebene gibt es zusätzliche mechanische Alterungserscheinungen, die von gleicher Relevanz sind. Unter [ISEi] wird ein „*Offenes Batterie-Alterungs-Tool zur Lebensdauerprognose von Batteriepacks unter Berücksichtigung von Unsicherheiten und Streuung von Zellqualität*“ entwickelt und bereitgestellt, welches auch den Einfluss der Verschaltung von Zellen und damit systemrelevante Aspekte berücksichtigt. Insgesamt gewinnt das Thema der Lebensdauerprognose durch die zunehmende Anzahl an Batteriespeichern im Energiesektor an Bedeutung. Der hier vorgestellte Ansatz verfolgt das Ziel, mithilfe weniger Herstellerangaben eines Batteriespeichers ein Modell zu parametrieren, das eine individuelle (monetäre) Bewertung der Abnutzung und deren Berücksichtigung bspw. in der Optimierung der Strombeschaffungskosten ermöglicht. Konkret machen die Hersteller Angaben zur Mindestlebensdauer und Zyklenfestigkeit von Batteriespeichersystemen, die zur Parametrierung des Modells dienen sollen. Zudem, steigt die Verfügbarkeit von Messergebnissen bzgl. des Systemverhaltens von Batteriespeichern, die ebenfalls als Grundlage zur Beschreibung des Alterungsverhaltens herangezogen werden können.

Das implementierte Alterungsmodell berücksichtigt mit der kalendarischen und zyklischen Alterung die zwei wesentlichen Faktoren. Für Batteriezellen existieren allgemein anerkannte End-of-Life Kriterien (*EoL*). Das Lebensende ist erreicht, wenn die Kapazität auf 80 % der Anfangskapazität degradiert ist oder wenn sich der Innenwiderstand verdoppelt hat. In Ermangelung konsistenter Datensätze wird vereinfacht angenommen, dass der Innenwiderstand und die Kapazität gleichermaßen degradieren und beide Kriterien am Ende der vom Hersteller angegebenen Lebensdauer greifen. Konkret wird die zyklische Alterung in Anlehnung an [Nau14] und [Mag09] mittels der Wöhler-Kurve dargestellt, welche die Anzahl der möglichen Zyklen bis zum Lebensdauerende *EoL* in Abhängigkeit der Entladetiefe $DoD \in [0,1]$ wiedergibt. Der zyklische Alterungsfaktor innerhalb eines Intervalls T berechnet sich zu:

$$a_{cyc}^T(DoD) = (v_{cyc} \cdot (DoD^T)^{\sigma_{cyc}})^{-1}, \quad (4.10)$$

Der Parameter $\sigma_{cyc} = -0,676$ wurde nach [Nau14] beibehalten und $v_{cyc} = 5.000$ ergibt sich aus der Annahme, dass 5.000 Vollzyklen bis zum Lebensdauerende möglich sind (Abbildung 4.2 (a)). Liegen von Seiten der Hersteller Angaben zur Zyklenfestigkeit in mindestens zwei Betriebspunkten vor, so kann die Funktion an den entsprechenden Batteriespeicher angepasst werden. Die Entladetiefe DoD wird auf Zellebene mit Hilfe der in einem Ladezyklus im Intervall T umgesetzten Ladung Q_{Cell} und der Nennkapazität der Zelle C_{rCell} berechnet:

$$DoD^T = \frac{Q_{Cell}^T}{2C_{rCell}}. \quad (4.11)$$

Ein Ladezyklus gilt als abgeschlossen, wenn

1. sich der Ladezustand gegenüber dem vorherigen Zeitschritt vergrößert hat

$$SoC^t > SoC^{t-1}, \quad (4.12)$$

2. sich das Vorzeichen des Ladestroms geändert hat

$$\text{sgn}(I_{\text{Cell ist}}^t) \neq \text{sgn}(I_{\text{Cell ist}}^{t-1}) \quad (4.13)$$

3. und dieses nun positiv ist

$$\text{sgn}(I_{\text{Cell ist}}^t) = 1. \quad (4.14)$$

Solange der Zyklus nicht abgeschlossen ist, wird der Ladestrom für den nächsten Zeitschritt integriert:

$$Q_{\text{Cell}}^{t+1} = Q_{\text{Cell}}^t + \sum_{t=1}^{\Delta t_{\text{extern}}} |I_{\text{Cell ist}}^t| \cdot \Delta t_{\text{intern}}. \quad (4.15)$$

Andernfalls gilt in Gleichung (4.15) $Q_{\text{Cell}}^t = 0$ und die Entladetiefe kann mit der innerhalb des abgeschlossenen Intervalls T umgesetzten Ladung Q_{Cell}^T nach Gleichung (4.11) berechnet werden.

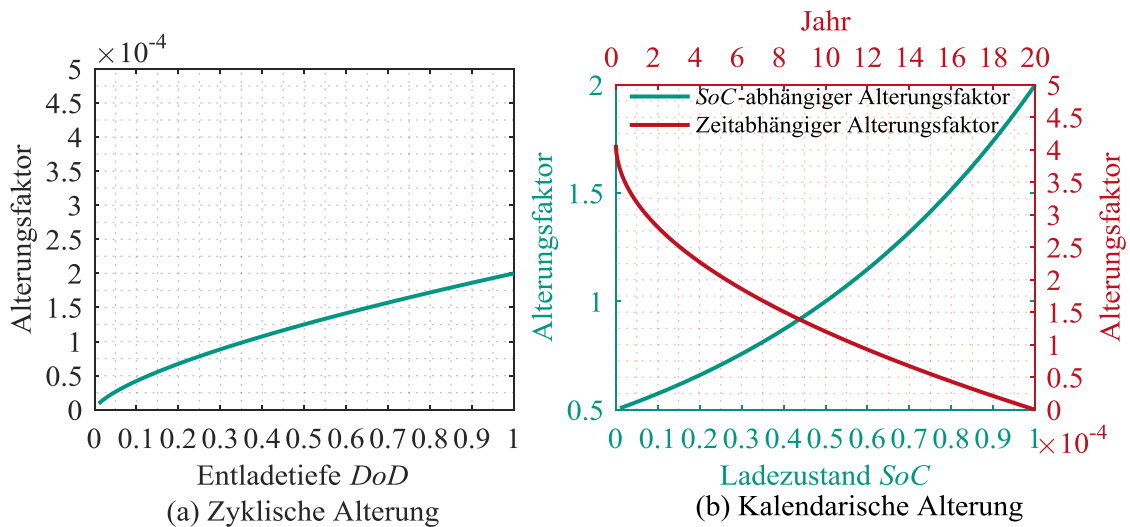


Abbildung 4.2: Zyklischer Alterungsfaktor (a) sowie ladezustandsabhängiger (grün) und zeitabhängiger (rot) kalendarischer Alterungsfaktor je 24 h Intervall (b).

Während in [Nau14] weiterhin eine konstante, nur von der Betriebsdauer abhängige kalendarische Alterung angenommen wird, berücksichtigt das Modell in [Mag09] den Einfluss der Temperatur sowie des Ladezustandes auf den kalendarischen Alterungsprozess. In [Eck12][Sch14] wird für spezielle Zelltypen sowohl die Ladezustandsabhängigkeit als auch die mit der Zeit fortschreitende Alterung bestätigt. Zusammengefasst steigt die Alterung exponentiell mit dem Ladezustand, während sich die zeitliche Abhängigkeit in der Form $t^{1/2}$ beschreiben lässt. Um der zeit- und der ladezustandsabhängigen Alterung Rechnung zu tragen, wurde das Modell in zwei Schritten implementiert. Der mit der Zeit voranschreitende Alterungsfaktor berechnet sich mit der Wurzelfunktion, was bedeutet, dass in den ersten Jahren eine schnellere Abnutzung zu verzeichnen ist als in späteren Jahren (Abbildung 4.2 (b)). Für einen 15 min Zeitschritt $n_{\Delta t} \in [1,700.800]$

berechnet sich der anteilige zeitabhängige Alterungsfaktor unter der Annahme einer Lebensdauer von 20 Jahren zu:

$$a_{\text{cal t}}^{n_{\Delta t}} = \left(1 - \left(\frac{n_{\Delta t}}{n_{\text{EoL}}} \right)^{\frac{1}{2}} \right) / \sum_{n=1}^{n_{\text{EoL}}} 1 - \left(\frac{n}{n_{\text{EoL}}} \right)^{\frac{1}{2}}. \quad (4.16)$$

Der absolute zeitabhängige Alterungsfaktor ergibt sich durch Addition der anteiligen Faktoren im jeweils betrachteten Intervall. Am Ende der Lebensdauer gilt mit $n_{\text{EoL}} = 700.800$:

$$a_{\text{cal t ges}}^{n_{\text{EoL}}} = \sum_{n=1}^{n_{\text{EoL}}} a_{\text{cal t}}^n = 1. \quad (4.17)$$

Zur Berücksichtigung des Einflusses des Ladezustandes auf die Degradation wird basierend auf Ergebnissen in [Eck12] vorausgesetzt, dass bei einem mittleren Ladezustand von 50 % die vom Hersteller angegebene Lebensdauer erreicht wird. Um den Einfluss hoher Ladezustände im Degradationsmodell zu berücksichtigen, wird weiterhin angenommen, dass sich die Lebensdauer des Batteriespeichers bei einem Verweilen im Ladezustand von 100 % auf zehn Jahre halbiert. Befindet sich der Batteriespeicher hingegen in einem niedrigen Ladezustand von 0 %, wird von einer Verdopplung der Lebensdauer ausgegangen und zunächst vernachlässigt, dass die Tiefenentladung negativen Einfluss auf die Lebensdauer hat. Da sowohl in der Praxis als auch in der Simulation der zulässige Ladezustandsbereich nach oben und unten begrenzt ist und der Batteriespeicher bei der Eigenverbrauchsoptimierung in der Regel täglich zyklisiert wird, wird diesem Sachverhalt vereinfacht nicht Rechnung getragen. Der von dem im Intervall T mittleren Ladezustand $SoC \in [0,1]$ abhängige kalendarische Alterungsfaktor berechnet sich mit $v_{\text{cal}} = 0,5$ und $\sigma_{\text{cal}} = 1,3863$ zu

$$a_{\text{cal SoC}}^T(SoC) = v_{\text{cal}} \cdot e^{(\sigma_{\text{cal}} \cdot SoC)}. \quad (4.18)$$

Äquivalent zu [Mag09] ergibt sich der Gesamalterungsfaktor in einem Intervall T aus dem Maximum der zyklischen und der kalendarischen Alterung zu

$$a_{\text{ges}}^T = \max \left(a_{\text{cyc}}^T(DoD), a_{\text{cal t}}^T \cdot a_{\text{cal SoC}}^T(SoC) \right) \quad (4.19)$$

Gegenüber dem hier angewandten Ansatz dem die Annahme zugrunde liegt, dass abhängig von der Belastung innerhalb eines Zyklus einer der beiden Faktoren dominiert, wird in [FZJ12] eine Addition der kalendarischen und zyklischen Alterungsfaktoren mit angepassten Parametern bevorzugt. Welcher Ansatz besser geeignet ist um das Systemverhalten einer Batterie zu beschreiben, ist nicht abschließend geklärt.

Der Gesamalterungsfaktor zum Zeitpunkt t bildet sich aus der Summe aller anteiligen Alterungsfaktoren der vergangenen Intervalle:

$$a_{\text{ges}}^t = \sum_{T=T_0}^{T=t} a_{\text{ges}}^T. \quad (4.20)$$

Damit berechnet sich zuletzt die anteilige Degradation des Innenwiderstands und der Kapazität:

$$R_i^t = R_i^{t_0} \cdot (1 + a_{\text{ges}}^t), \quad (4.21)$$

$$C_{\text{rCell}}^t = C_{\text{rCell}}^{t_0} \cdot (1 - 0,2 \cdot a_{\text{ges}}^t). \quad (4.22)$$

Für $a_{\text{ges}}^t = 1$ sind die *EoL*-Kriterien, d.h. die Verdopplung des Innenwiderstandes und die Verringerung der Kapazität auf 80 %, erreicht.

4.1.3 Modellierung des Batteriewechselrichters

Zur Berücksichtigung der Eigenschaften des Batteriewechselrichters wird das in [Sch96] vorgestellte Modell auf einen am Markt erhältlichen Batteriewechselrichter angewandt. Anhand weniger Wirkungsgradangaben in unterschiedlichen Lastbereichen, die den Datenblättern zu entnehmen sind, kann der Wirkungsgradverlauf über den gesamten Betriebsbereich abgebildet werden. In Ermangelung genauerer Herstellerangaben wird von gleichen Wirkungsgraden beim Laden und Entladen mit gleichen Leistungsbeträgen ausgegangen. Dabei werden die Wechselrichterverluste in Eigenverbrauchsverluste p_{self} sowie spannungsabhängige v_{loss} (z. B. Dioden und Transistoren) und stromabhängige Verluste r_{loss} (z. B. Spulen, Leitungen, Verbinder) unterteilt [Sch96]. Mit

$$p_{\text{AC}} = |P_{\text{AC soll}}/P_{\text{rAC}}|, \quad (4.23)$$

$$p_{\text{loss}} = p_{\text{self}} + v_{\text{loss}} \cdot p_{\text{AC}} + r_{\text{loss}} \cdot p_{\text{AC}}^2, \quad (4.24)$$

$$p_{\text{self}} = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{100}} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{50}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{10}}, \quad (4.25)$$

$$v_{\text{loss}} = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_{100}} + \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{50}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{10}} - 1, \quad (4.26)$$

$$r_{\text{loss}} = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_{100}} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{50}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{10}}, \quad (4.27)$$

ergibt sich nach [Sch96] die auf Batterieseite eingehende DC-Leistung zu

$$P_{\text{DC soll}} = \begin{cases} 0 & \forall |P_{\text{AC}}/P_{\text{rAC}}| < 0,05, \\ \frac{P_{\text{AC soll}}^2}{P_{\text{rAC}} \cdot (p_{\text{loss}} + p_{\text{AC}})} & \forall P_{\text{AC}}/P_{\text{rAC}} \geq 0,05, \\ -P_{\text{rAC}} \cdot (p_{\text{loss}} + p_{\text{AC}}) & \forall P_{\text{AC}}/P_{\text{rAC}} \leq -0,05. \end{cases} \quad (4.28)$$

Bei gegebener Notation sind die Leistungen beim Entladen negativ und beim Laden positiv. Weicht die tatsächliche Leistung $P_{\text{DC ist}}$ auf Gleichspannungsseite aufgrund von Begrenzungen der Batteriezelle von der Sollleistung $P_{\text{DC soll}}$ ab, ergibt sich die angepasste wechsellspannungsseitige Leistung mit

$$\mathbb{l}_1 = \sqrt{P_{\text{DC ist}} \left(v_{\text{loss}}^2 P_{\text{DC ist}} + 2v_{\text{loss}} P_{\text{DC ist}} + P_{\text{DC ist}} \right) + 4p_{\text{self}} P_{\text{rAC}} - 4p_{\text{self}} r_{\text{loss}} P_{\text{DC ist}}}, \quad (4.29)$$

$$\mathbb{l}_2 = \sqrt{\frac{v_{\text{loss}}^2 P_{\text{rAC}} + 2v_{\text{loss}} P_{\text{rAC}} + P_{\text{rAC}} - 4r_{\text{loss}} P_{\text{DC ist}} - 4p_{\text{self}} r_{\text{loss}} P_{\text{rAC}}}{P_{\text{rAC}}}}, \quad (4.30)$$

zu

$$P_{\text{AC ist}} = \begin{cases} 0 & \forall P_{\text{DC ist}} = 0, \\ \frac{P_{\text{rAC}}(P_{\text{DC ist}} + v_{\text{loss}} P_{\text{DC ist}} + \mathbb{l}_1)}{2(P_{\text{rAC}} - r_{\text{loss}} P_{\text{DC ist}})} & \forall P_{\text{DC ist}} > 0, \\ \frac{P_{\text{rAC}}(v_{\text{loss}} - \mathbb{l}_2 + 1)}{2r_{\text{loss}}} & \forall P_{\text{DC ist}} < 0. \end{cases} \quad (4.31)$$

Ist zuletzt $|P_{\text{AC ist}}| < 0,05 \cdot P_{\text{rAC}}$, so wird $P_{\text{AC ist}} = 0$ und der Ladezustand bleibt bis auf die anteilige Selbstentladung unverändert.

4.1.4 Systemwirkungsgrad des modellierten Batteriespeichers

Die Gesamtsystemverluste des vorgestellten Batteriespeichermodells setzen sich aus den Wechselrichter- und kumulierten Zellverlusten zusammen. Der Anteil der Zellverluste an den Gesamtverlusten eines exemplarischen 5 kW/5 kWh-Batteriespeichers beträgt unter Berücksichtigung der zulässigen Betriebsbereiche im Neuzustand in allen Betriebspunkten durchschnittlich 12,8 % (minimal: 0,6 %; maximal: 24,6 %) (Abbildung 4.3 (a)). Der Gesamtwirkungsgrad liegt ebenfalls unter Berücksichtigung von zulässigen Betriebsbereichen bei durchschnittlich 93,1 % (minimal: 87,5 %; maximal: 95,1 %) (Abbildung 4.3 (c)). Bei maximal gealterten Zellen steigt der Anteil der Zellverluste an den Gesamtverlusten im Durchschnitt auf 22,3 % (minimal: 1,2 %; maximal: 40,9 %) (Abbildung 4.3 (b)) und der Wirkungsgrad verschlechtert sich auf durchschnittlich 92,4 % (minimal: 87,2 %; maximal: 94,7 %) (Abbildung 4.3 (d)). Der durch die Alterung erhöhte Innenwiderstand macht sich vor allem beim Entladen der Batterie mit betragsmäßig großen Leistungen bemerkbar. Bei betragsmäßig kleinen Leistungen ist der schlechte Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters unabhängig von der Degradation dominant. Dennoch zeigt die geringe Wirkungsgradänderung im Vergleich der beiden Extremfälle, dass der Wechselrichter die Gesamtsystemeffizienz sehr stark beeinflusst. Bei ungünstiger Auslegung des Batteriespeichers wird das System häufig im Bereich geringen Wirkungsgrades betrieben, was sich dann entsprechend negativ auf den erzielbaren Ertrag auswirkt. Dieser Einfluss wird in den folgenden Kapiteln näher beleuchtet.

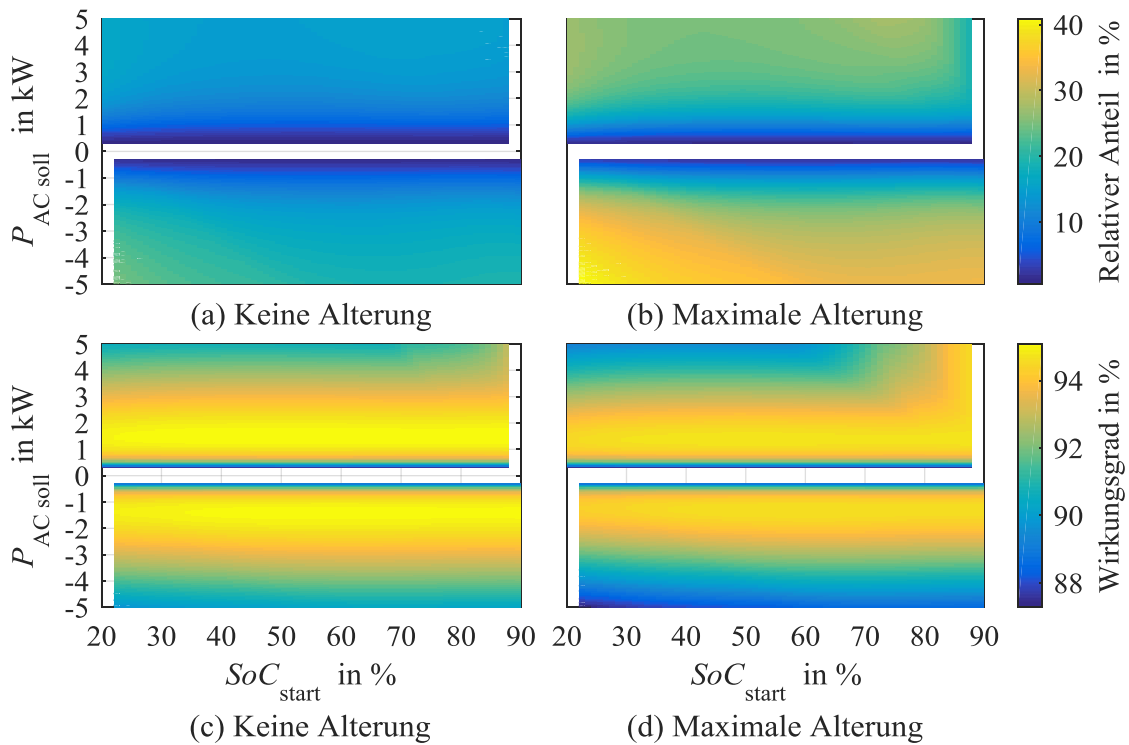


Abbildung 4.3: Anteil der Zellverluste eines 5 kW/5 kWh-Batteriespeichers an Gesamtsystemverlusten ohne Alterung (a) und bei maximaler Alterung (b). Gesamtsystemwirkungsgrad ohne Alterung (c) und bei maximaler Alterung (d).

4.2 Grundlegende Annahmen zur Ertragsberechnung

Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen basieren auf Simulationen über den Zeitraum von 20 Jahren in einer zeitlichen Auflösung von 15 min (Einfluss der zeitlichen Auflösung in Kapitel 4.4.9). Verschiedene Haushaltsgrößen werden durch einen über die 20 Jahre konstanten Jahresenergiebedarf im Bereich von 1 MWh/a bis 10 MWh/a in Intervallen von 0,5 MWh berücksichtigt. Allen 19 Verbrauchswerten wird eine PV-Anlage mit einer installierten Leistung im Bereich von $0,5\text{ kW}_{\text{peak}}$ bis $15\text{ kW}_{\text{peak}}$ ebenfalls in Intervallen von $0,5\text{ kW}_{\text{peak}}$ zugeordnet (Einfluss des Jahresenergieertrages und der Profilverläufe in Kapitel 4.4.2), sodass insgesamt 570 Haushalte mit unterschiedlich dimensionierten Batteriesystemen simuliert werden. Für die PV-Module wird eine jährliche Degradation von 1 %/a angenommen, die über dem Durchschnitt von 0,8 %/a liegt, der in [Jor12] für reale PV-Anlagen ermittelt wurde.

Allen Verbrauchern wurde für jedes Jahr ein gemäß Kapitel 3 generiertes Lastprofil hinterlegt. Für die Einspeiseprofile wurde auf Daten des *Luftmessnetz ZIMEN*, bereitgestellt durch das *Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz*, zurückgegriffen, da diese für weitere Simulationen zusätzliche benötigte Temperaturdaten umfassen. Es wurden Profile sechs verschiedener Standorte für das Jahr 2013 verwendet, um verschiedene Einspeiseverläufe zu berücksichtigen. Die Profile haben eine zeitliche Auflösung von 30 min und wurden daher beruhend auf statistischen Auswertungen zeitlich höher aufgelöster Messdaten, bereitgestellt durch das *Institut für Meteorologie und Klimaforschung des Karlsruher Institut für Technologie*,

auf eine zeitliche Auflösung von 15 min angepasst. Nach der Berücksichtigung des Wechselrichterwirkungsgrades erfolgt die Normierung des Energieertrages auf AC-Seite des Wechselrichters auf die gewünschte jährliche Energieerzeugung.

Jeder Haushalt wurde mit einem gemäß Kapitel 4.1 modellierten Batteriespeicher ausgestattet, dessen AC-Bemessungsleistung zwischen 1 kW und 5 kW in Schritten von 1 kW variiert. Zusätzlich wurde die Batteriespeicherkapazität beginnend bei 0,5 kWh in Schritten von 0,5 kWh vergrößert, bis die Vergrößerung zu einer Ertragssteigerung kleiner oder gleich 50 € führte. Im Basisszenario wird der Speicher einfach ge- und entladen, wodurch unter Vernachlässigung von Einspeiserrestriktionen und Alterungsmechanismen der Eigenverbrauch am einfachsten maximiert werden kann. Dies stellt zwar derzeit den aktuellen Stand der Technik dar, doch wird die Zahl der Systeme mit prognosebasierten Ladestrategien aufgrund der schärferen Einspeiserrestriktionen, die bspw. in Förderprogrammen, wie dem der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) [KFWi] gefordert werden, zunehmen.

Für alle Speichersysteme wird von einem Betrieb im Bereich von 20 % bis 90 % der Bruttokapazität (Nutzbare Kapazität: 70 % der Bruttokapazität) sowie von einer betragsmäßigen Mindestleistung von $0,05 \cdot P_{\text{rBat}}$ ausgegangen (vgl. Kapitel 4.1). Die Einspeiseleistung des Gesamtsystems bestehend aus PV-Anlage und Batteriespeicher am Netzverknüpfungspunkt wird im Referenzfall auf 70 % der Nennleistung begrenzt und ein Anschluss nach dem Prinzip der Überschusseinspeisung zugrunde gelegt (vgl. VDE-AR-N 4105 [VDE11]). Im Referenzfall wird von der Neuinstallation der PV-Anlage ausgegangen und bewertet, ob sich die Installation eines zusätzlichen Batteriespeichers ohne Förderungsmaßnahmen lohnt. Der Strompreis c_{G2L} liegt im ersten Jahr bei 0,28 €/kWh und steigt jährlich um 2 % ($z_{\text{G2L}} = 0,02$). Die Einspeisevergütung c_{PV2G} beträgt über die 20 Jahre konstant 0,12 €/kWh. Zur Abzinsung der über die Jahre anfallenden finanziellen Erträge und Verluste auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung wird zuletzt ein Kalkulationszinssatz von 2 % ($z_{\text{K}} = 0,02$) angesetzt. Über den Referenzfall hinaus wird der Einfluss verschiedener Parameter in Kapitel 4.4 betrachtet. Der finanzielle Ertrag E des Batteriespeichers berechnet sich im Fall der reinen Eigenverbrauchsoptimierung aus der Verringerung der Strombezugskosten durch Reduktion des Energiebezugs aus dem Netz $\Delta W_{\text{G2L kWh}}$ abzüglich der verlorenen Vergütungszahlungen aufgrund der reduzierten Einspeisung in das Netz $\Delta W_{\text{PV2G kWh}}$ gegenüber dem Fall ohne Batteriespeicher zu:

$$\begin{aligned}
 & E(C_{\text{rBat}}, P_{\text{rBat}}) \\
 &= \sum_{t=1}^{20} [\Delta W_{\text{G2L kWh}}(C_{\text{rBat}}, P_{\text{rBat}}) \cdot c_{\text{G2L}} \cdot (1 + z_{\text{G2L}})^{t-1} \\
 &\quad - \Delta W_{\text{PV2G kWh}}(C_{\text{rBat}}, P_{\text{rBat}}) \cdot c_{\text{PV2G}}] \cdot (1 + z_{\text{K}})^{-t}
 \end{aligned} \tag{4.32}$$

4.3 Ertrag von Batteriespeichern unterschiedlicher Kapazität

Dass Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs bei aktuellen Marktpreisen und ohne weitere Förderung nur unter optimistischen Annahmen wirtschaftlich zu betreiben sind, ist aus Studien [Nau14][Nau15][Ste15][Vap15][Wen14] bei vergleichbaren Annahmen abzuleiten. Unter den in Kapitel 4.2 genannten Randbedingungen wird der Kapitalwert ab Betriebs- und Investitionskosten von insgesamt 1.355 €/kWh für den Haushalt mit einem Jahresenergiebedarf von 10 MWh und einer Jahreserzeugung von 14,5 MWh positiv (Abbildung 4.4). Dieser spezifische Ertrag lässt sich nur mit sehr kleinen Kapazitätswerten und einer Nennleistung von 1 kW erreichen, da kleinere Batteriespeicher bei hohen Erzeugungs- und Verbrauchswerten besser genutzt, d.h. häufiger zyklisiert werden. Der Hersteller mit den laut [RWT16] meistverkauften Systemen liegt unter Verwendung von Daten aus [PVMi] bei einer nutzbaren Kapazität von 2 kWh mit 1512,5 €/kWh, unter Vernachlässigung von Betriebskosten und möglichen Ersatzinvestitionen, noch über den erzielbaren Erträgen. Für den in Kapitel 3.2 definierten Beispielhaushalt mit einem Energiebedarf von 4,5 MWh/a und einer installierten Leistung von 5,38 kW_{peak} beträgt der spezifische Ertrag bei kleiner Systemauslegung maximal 1.169 €/kWh (Abbildung 4.4)^{IX}. Abbildung 4.5 gibt Aufschluss über die maximalen Gesamtkosten, die anfallen dürfen, damit der Kapitalwert gerade gleich null ist. Daraus geht nochmals hervor, dass kleine Batteriekapazitäten in Kombination mit großen PV-Anlagen die höchsten spezifischen Erträge erzielen.

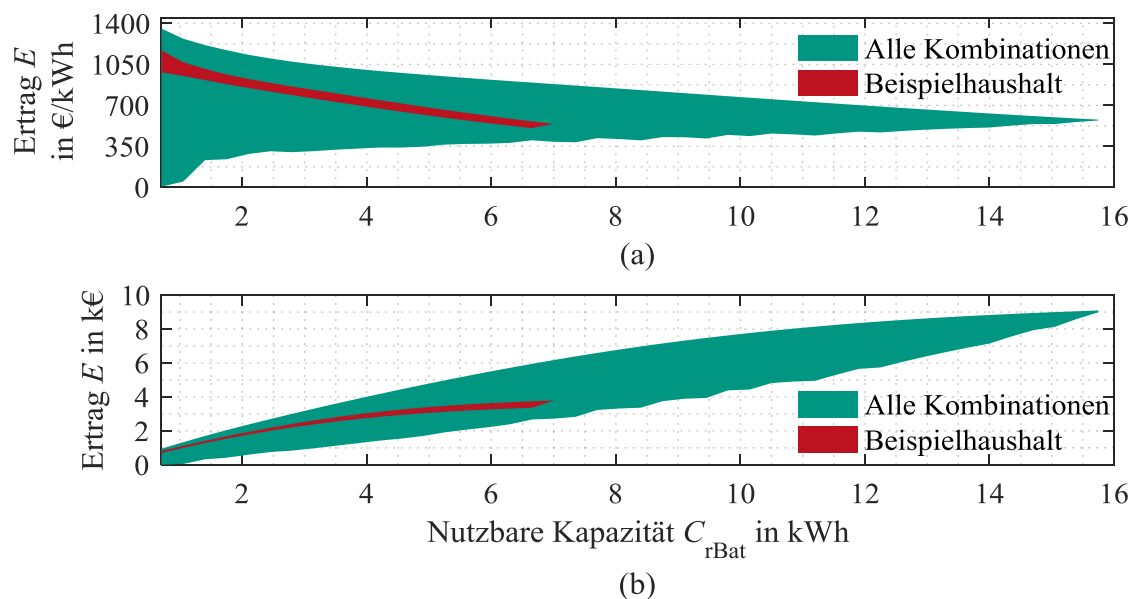


Abbildung 4.4: Abgezinster spezifischer (a) und absoluter (b) Ertrag nach Gleichung (4.32) aller simulierten Kombinationen unter Berücksichtigung verschiedener Nennleistungen und -kapazitäten des Batteriespeichers in 20 Jahren.

^{IX} Hier vereinfacht entsprechend der Diskretisierung: $P_{rPV} = 5,5 \text{ kW}_{\text{peak}}$

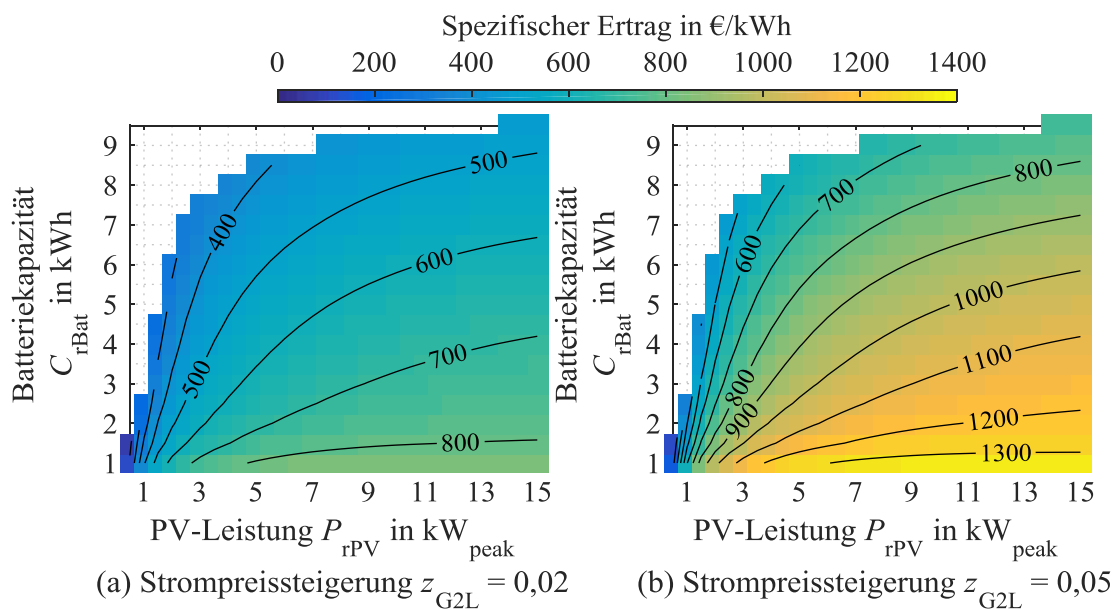


Abbildung 4.5: Maximale spezifische Systemkosten in €/kWh in Abhängigkeit der Batteriekapazität und der installierten PV-Leistung für einen Haushalt mit einem Jahresenergiebedarf von 4.500 kWh/a.

Nimmt ein Kunde beispielsweise das bis voraussichtlich Ende 2018 laufende Förderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) [KfWi] in Anspruch, so kann ein Tilgungszuschuss in Höhe von 10 % und bis zum 30.06.2017 noch bis 19 % der Investitionssumme, die maximal 2.000 €/ kW_{peak} und bei Nachrüstung 2.200 €/ kW_{peak} betragen darf, gewährt werden. Unter Vernachlässigung der Zinsen und Laufzeiten des Kredits ergibt sich für den Beispielhaushalt bei der Investition in einen 5 kWh Batteriespeicher eine Reduktion von 1.100 € bis 2.090 €. Damit kann eine Investition in einen Batteriespeicher auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten interessant werden. In [LIE14] wurde bestätigt, dass nur bei einer sehr optimistischen Einschätzung der Nutzungsdauer unter Berücksichtigung von zinsgünstigen Darlehen und Tilgungszuschüssen, manche am Markt verfügbaren Systeme geringere Speicherkosten als Strombezugskosten aufweisen. Nichtsdestotrotz wurden im Zeitraum von 2013 bis Januar 2016 bereits 34.000 Batteriespeicher mit einer durchschnittlichen nutzbaren Kapazität von 6 kWh installiert, wovon in etwa die Hälfte unter Inanspruchnahme der KfW-Förderung finanziert wurde [RWT16]. Wie sich das Marktpotential privater Batteriespeicher in Deutschland bis 2030 entwickelt, wird in Kapitel 5 beziffert.

4.4 Einflussfaktoren in der Ertragsberechnung

4.4.1 Veränderte Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt

Abhängig vom zugrundeliegenden Förderungsmechanismus ist eine Begrenzung der Einspeiseleistung erforderlich. Nach § 9 Abs. 2 Satz 2 EEG [EEG17] liegt die Begrenzung für PV-Anlagen mit einer Leistung bis 30 kW_{peak} bei 70 %, wenn diese nicht alternativ in das Einspeisemanagement des Netzbetreibers eingebunden werden. Wird die Förderung nach dem KfW-Programm

275 [KFWi] in Anspruch genommen, so ist eine Abregelung auf 50 % vorgesehen, mit dem Ziel der damit einhergehenden zusätzlichen Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für dezentrale Erzeugungsanlagen (vgl. Kapitel 7.3.2; Abbildung 7.6 (c)).

Bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung, berechnet sich der Ertrag des Batteriespeichers nach Gleichung (4.32) aus der Differenz der Gesamtenergiekosten und Einspeisevergütungen mit Batteriespeicher bei einer Einspeisebegrenzung auf 50 % und dem Fall ohne Batteriespeicher mit Begrenzung auf 70 %. Dieser Ertrag ist zu vergleichen mit dem Ertrag im Referenzfall, bei dem die Einspeisebegrenzung in allen Fällen bei 70 % liegt. Bestenfalls, d.h. wenn der Batteriespeicher mit dem sonst abgeregelten PV-Strom geladen wird, unterscheidet sich der Ertrag in den beiden Fällen nicht. Ohne intelligentes Laden ist jedoch mit Ertragseinbußen zu rechnen (vgl. Kapitel 4.4.9), was Abbildung 4.6 bestätigt. Die größten Änderungen ergeben sich für große PV-Anlagen und kleine Batteriespeicher, da dann der absolute Verlust der Einspeisevergütungen am höchsten ist. Bei dem hier nicht betrachteten Anschlusskonzept der Volleinspeisung ist die Ertragsänderung noch deutlicher. In allen Fällen empfiehlt sich daher der Betrieb des Batteriespeichers basierend auf einem prognosebasierten Ansatz (vgl. Kapitel 4.4.9 und Kapitel 6).

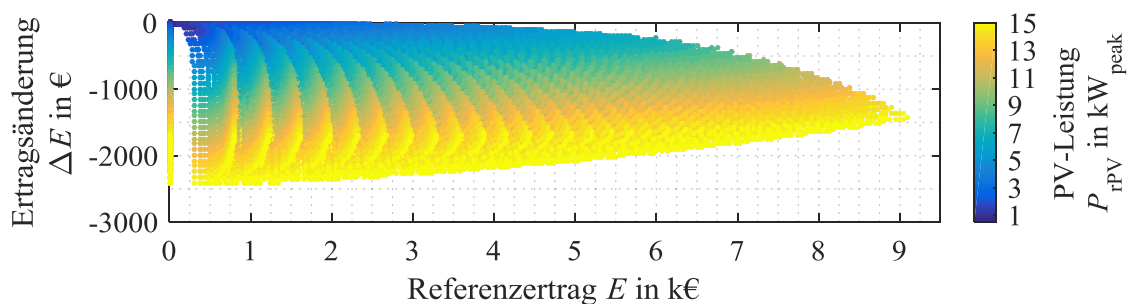


Abbildung 4.6: Ertragsänderung durch Herabsetzen der Einspeisebegrenzung von 70 % auf 50 % beim einfachen Laden.

4.4.2 Nennleistung des Batteriewechselrichters

Die großzügige Dimensionierung des Batteriewechselrichters kann sich dann lohnen, wenn entweder Verbraucher mit vergleichsweise hoher Ladeleistung versorgt werden sollen (z. B.: Elektrofahrzeuge), oder wenn Systemdienstleistungen, wie zur Kompensation hoher dezentraler Einspeisung, bereitgestellt werden sollen und diese angemessen vergütet werden. Werden Batteriespeicher lediglich zur Deckung des Energiebedarfs konventioneller Haushaltslasten eingesetzt, so sprechen die Zahlen in den meisten Fällen für die kleinere Auslegung des Wechselrichters, was auch in [Wen16] konstatiert wird. Bei höherer Nennleistung wird der Wechselrichter, bei sonst gleichem Residualprofil des Haushaltes, zunehmend im Bereich geringeren Wirkungsgrades betrieben (Abbildung 4.7). Der maximale leistungsbezogene Mehrertrag von 1.203 €/kW (Verbrauch: 10 MWh/a; Installierte Leistung: 15 kW_{peak}; Kapazität: 12 kWh) ergibt sich durch die Erhöhung der Wechselrichterleistung von 1 kW auf 2 kW (Abbildung 4.8). Für den Beispielhaushalt (Verbrauch: 4,5 MWh/a; Installierte Leistung: 5,38 kW_{peak}; Kapazität: 5 kWh) ergibt sich bei einer Steigerung von 1 kW auf 2 kW ein Mehrertrag von insgesamt ca. 69 € in 20 Jahren. Eine Erhöhung darüber hinaus führt sogar zu Verlusten (2kW auf 3 kW: -57 €; 3 kW auf 4 kW: -87 €; 4 kW auf 5 kW: -114 €). In den meisten Fällen liegen die Ertragsänderungen

deutlich unter dem Leistungspreis aktuell am Markt verfügbarer Systeme, der ca. 1.000 €/kW beträgt (vgl. Kapitel 5.1).

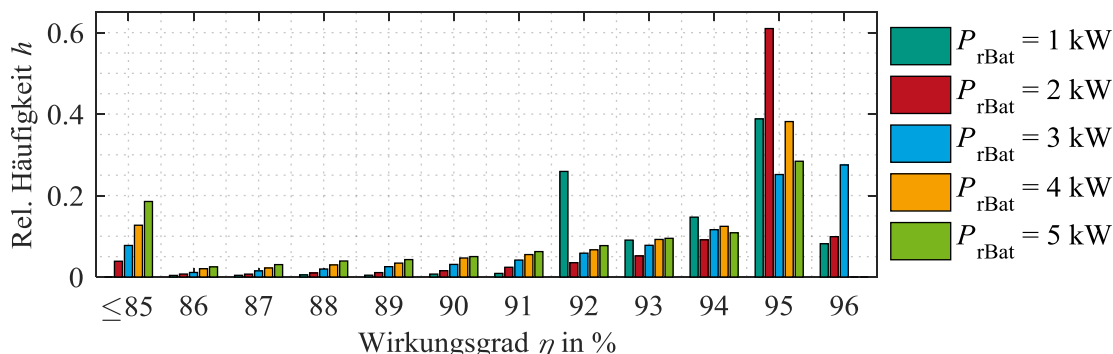


Abbildung 4.7: Häufigkeit auftretender Wirkungsgrade (gerundet) beim Laden und Entladen des Batteriespeichers für den Beispielhaushalt aus Kapitel 3.2 bei variierender Wechselrichterleistung (ohne Leerlauf) (vgl. Abbildung B.4).

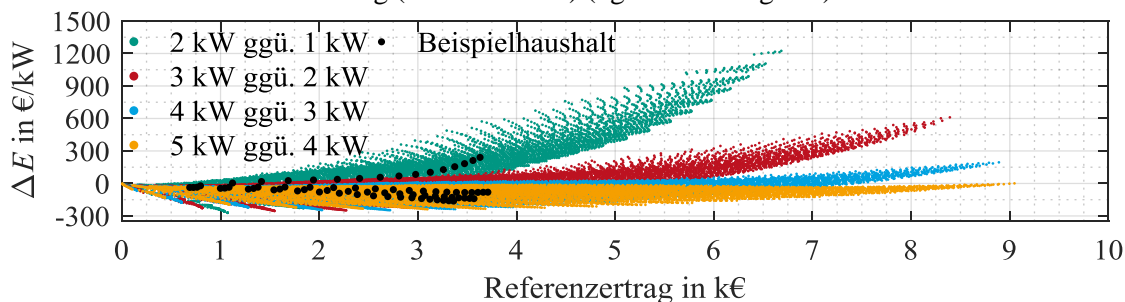


Abbildung 4.8: Änderung des auf den Investitionszeitpunkt abgezinsten Ertrages in 20 Jahren gegenüber nächst kleinerer Nennleistung bei jeweils gleicher Kapazität, Erzeugung und gleichem Verbrauch.

4.4.3 Variabilität von Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen

Im Referenzszenario wurde der Einfluss verschiedener Wetterjahre nur im Profilverlauf der Globalstrahlung berücksichtigt. Die vom Wechselrichter eingespeiste Leistung wurde dann auf die jeweils gewünschte Jahressumme skaliert und zusätzlich über die 20 Jahre um jeweils ein Prozent gegenüber dem Vorjahr reduziert. Im ersten Jahr ergibt sich somit eine erzeugte Jahressumme von 1 MWh/kW_{peak} im zwanzigsten Jahr beträgt diese noch ca. 0,83 MWh/kW_{peak} (Durchschnitt: 0,91 MWh/kW_{peak}).

Zur Bewertung des Einflusses unterschiedlicher Wetterjahre wurden die Jahressummen der Jahre 1996 bis 2015 von Deutschland als Skalierungsfaktor herangezogen [DWDi]. Die Jahressummen variieren zwischen ca. 996 kWh/m² und 1.197 kWh/m² und liegen im Mittel bei 1.082 kWh/m². Vereinfacht wurden die jährlichen PV-Profile mit Faktoren zwischen 0,996 und 1,197 skaliert. Zusätzlich wurden diese ihrem Wert entsprechend einmal aufsteigend und einmal absteigend sortiert und dem Referenzprofil überlagert, um zu prüfen, ob eine starke Einstrahlung zu Beginn oder am Ende der Batterielebensdauer besonderen Einfluss auf den Ertrag haben.

Für den Beispielhaushalt liegt der abgezinste Ertrag über 20 Jahre unter Vernachlässigung der Batteriealterung und der Einspeisebegrenzung bei 2.815 €. Die Überlagerung der Wetterjahre (durchschnittlich: +82 kWh/m²) ohne Sortierung (1996 als erstes, 2015 als letztes Jahr) ergibt einen Ertrag von 2.884 €. Beginnt die Berechnung mit schwachen Wetterjahren liegt der Ertrag bei 2.887 € und im Falle zunächst starker Jahre bei 2.879 €. Die geringen Abweichungen scheinen die Vernachlässigung dieses Einflussfaktors zu rechtfertigen. Dennoch empfiehlt sich die Berücksichtigung des standortspezifischen Jahresertrags bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Bei einer durchschnittlichen Erzeugung von 0,9 MWh/kW_{peak} reduziert sich der Ertrag nämlich auf 2.717 €, wohingegen der Ertrag an strahlungsstärkeren Standorten mit 1,1 MWh/kW_{peak} und 1,2 MWh/kW_{peak} auf 2.900 € und 2.974 € steigt.

Da sich der Batteriespeicher überwiegend aus der Verbrauchsdeckung in den Nachtstunden finanziert, ist ein hoher Anteil des Strombezugs in der Nacht für dessen Wirtschaftlichkeit vorteilhaft (Abbildung 4.9). Hinsichtlich der gesamten Energiekosten des Haushaltes ist der Direktverbrauch des PV-Stroms stets die zu bevorzugende Variante. Für den Beispielhaushalt beträgt das Verhältnis des Energiebedarfs am Tag (06:00-17:59 Uhr) zur Nacht (18:00-05:59 Uhr) ähnlich wie bei den H0-Standardlastprofilen ca. 1,3 und der Batteriespeicher kann die Energiekosten um 2.815 € auf 7.217 € reduzieren. Theoretisch ergäben sich größte Ersparnisse in Höhe von 3.445 € bei 100 % Energiebezug von 18:00 bis 05:59 Uhr bei gleichzeitig höchsten Gesamtkosten von 11.617 €. Im anderen Extremfall ergäben sich erwartungsgemäß die geringsten Ersparnisse von 1.513 € bei gleichzeitig geringsten Gesamtkosten in Höhe von 6.156 €.

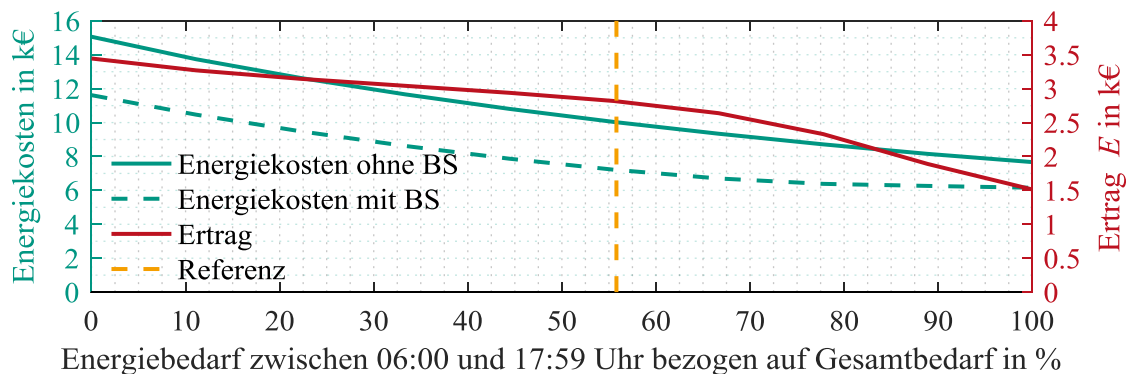


Abbildung 4.9: Auf Investitionszeitpunkt abgezinster Energiekosten und durch Batteriespeicher (BS) erzielbarer Ertrag in 20 Jahren abhängig von zwischen 06:00 Uhr und 17:59 Uhr anfallendem Energiebedarf.

4.4.4 Überlagerung mehrerer Lastprofile

Teilen sich mehrere Haushalte einen Batteriespeicher, bspw. im Quartierskonzept oder in einer Mietervereinigung, so stellt sich die Frage, wie sich die Eigenverbrauchsquote, Autarkiegrad und damit auch der Ertrag aufgrund der Glättung des Lastverlaufs und der Konvergenz gegen das Standardlastprofil ändert. Es ist zu erwarten, dass ein homogener Lastverlauf mehrerer Haushalte gegenüber dem volatilen Lastprofil eines Haushaltes zu höherem Direktverbrauch des PV-Stroms führt und dies über einen längeren Zeitraum mit einer geringeren Auslastung sowie verminderten Erträgen des Batteriespeichers einhergeht.

Um den Einfluss der Volatilität der Lastprofile zu beziffern, wurden jeweils 1.000 Berechnungen bei konstanten Bemessungsgrößen des Batteriespeichers und der PV-Anlage für eine unterschiedliche Anzahl überlagerter und auf einen konstanten Jahresenergiebedarf normierter Lastprofile für ein Jahr durchgeführt (Abbildung 4.10). Es ist plausibel, dass die Streuung der Ergebnisse mit einer Homogenisierung bei zunehmender Anzahl überlagerter Lastprofile abnimmt. Sowohl mit als auch ohne Batteriespeicher steigen Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote im Durchschnitt. Da der Effekt im Fall ohne Batteriespeicher etwas stärker ausgeprägt ist, sinkt der durchschnittliche Ertrag von 29,7 € bei einem Lastprofil auf 27,1 € bei 300 überlagerten Lastprofilen. Der minimale Ertrag steigt jedoch von 20,8 € auf 26,5 €. Auch wenn der durchschnittliche Ertrag mit abnehmender Volatilität des Lastprofils abnimmt, sind die erzielbaren Erträge, bei der Nutzung eines Batteriespeichers durch mehrere Haushalte auf einem räumlich begrenzten Gebiet (Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung) besser planbar. Dieser Vorteil kommt vor allem bei der Kombination von Geschäftsmodellen mit dem Batteriespeicher zum Tragen, da die zu verschiedenen Zeiten verfügbaren Freiheitsgrade besser prognostiziert werden können.

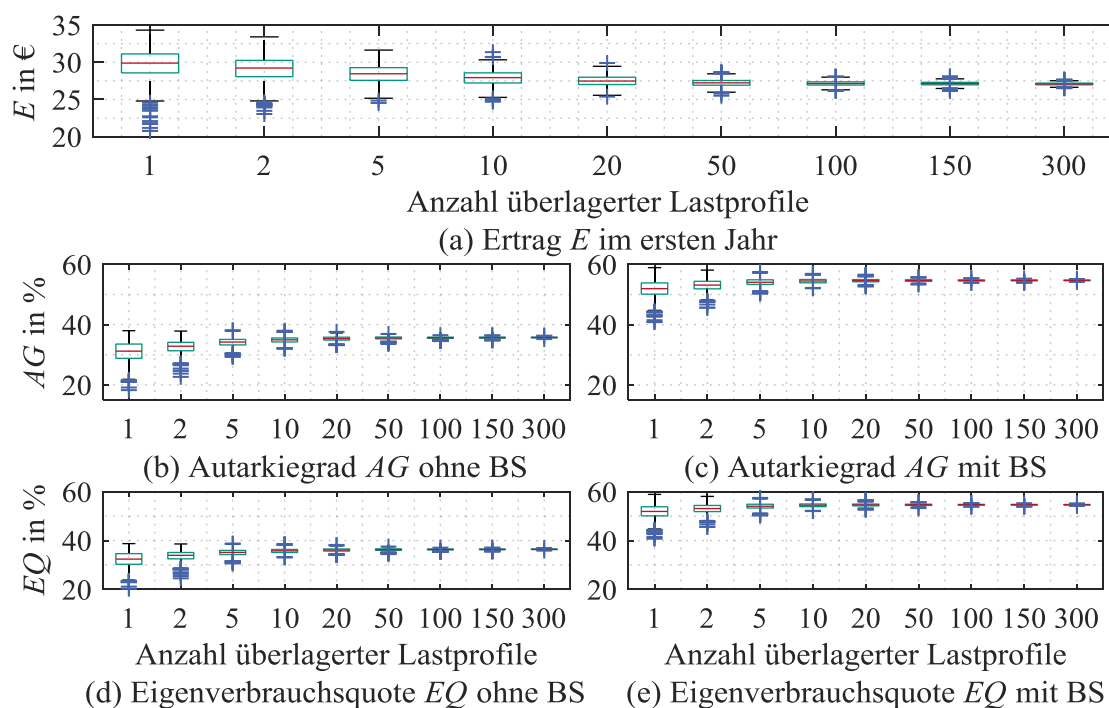


Abbildung 4.10: Ertrag^x, Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote mit und ohne Batteriespeicher (BS) abhängig von Anzahl überlagerter Lastprofile bei normierten Größen: Jahresenergiebedarf: 1.000 kWh; installierte PV-Leistung: 1 kW_{peak}; Nennkapazität: 1 kWh; Nennleistung: 1 kW.

4.4.5 Elektrofahrzeug und Wärmepumpe als zusätzliche Lasten

Abhängig von der individuellen Erzeugungs- und Bedarfssituation von Haushalten wirkt sich die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch Zusatzverbraucher unterschiedlich auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern aus. Untersuchungen in [Uhr15a] und [Uhr15d] für eine Vielzahl

^x Vernachlässigung veränderter Umlagepflichten bei der Überlagerung mehrerer Lastprofile.

an Haushalten haben gezeigt, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in Haushalten mit hohem Energieüberschuss bei einheitlichen Strombezugspreisen tendenziell verbessert, wenn ein zusätzliches Elektrofahrzeug geladen wird. Dies ist auf den Energiebedarf des Elektrofahrzeugs in den Abend- und Nachtstunden zurückzuführen, den der Batteriespeicher zusätzlich deckt. Für Haushalte, in denen der Energiebedarf die Erzeugung deutlich übersteigt, verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit in der Regel, da das Elektrofahrzeug den Direktverbrauch erhöht, sodass sich der Energiedurchsatz des Batteriespeichers reduziert. Auch wenn sich die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers verschlechtert, ist der Direktverbrauch für Haushalte stets anzustreben, sobald die Einspeisevergütung signifikant unter dem Niveau des für das Elektrofahrzeug geltenden Stromtarifs liegt. Dieser Einfluss kann auch bei unterschiedlicher Speicherkapazität für den Beispielhaushalt beobachtet werden (Abbildung 4.11).

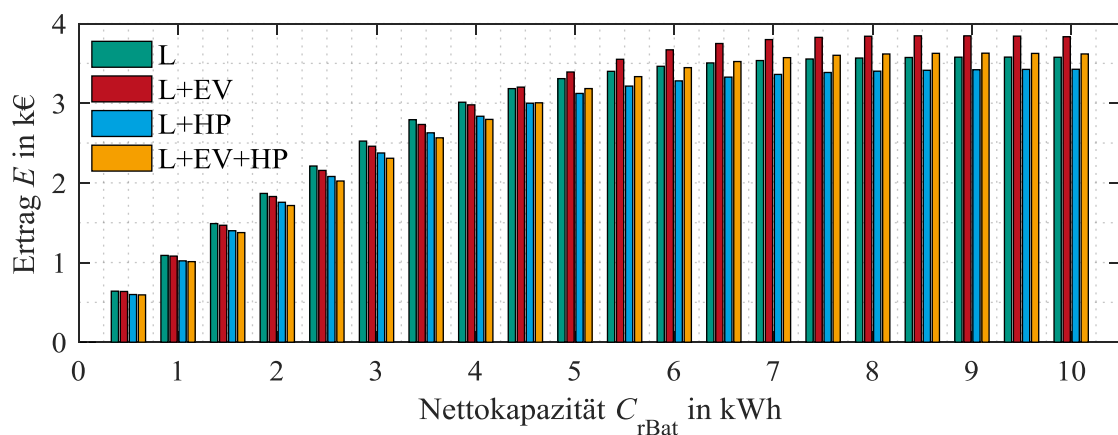


Abbildung 4.11: Auf Investitionszeitpunkt abgezinster Ertrag in 20 Jahren von 1 kW Batteriespeichern bei unterschiedlicher Kapazität und verschiedenen Kombinationen aus Last (L), Elektrofahrzeug (EV) und Wärmepumpe (HP) für den Beispielhaushalt^{XI}.

Bei kleinen Kapazitätswerten wirkt sich der höhere Eigenverbrauchsanteil am Tage eher negativ aus, während der Batteriespeicher mit großen Kapazitätswerten vom Energiebezug in der Nacht profitiert. Aufgrund des geringen Mehrertrages des Batteriespeichers bei zusätzlichem Elektrofahrzeug, ergibt eine großzügigere Dimensionierung im zugrundeliegenden Szenario der Strompreisentwicklung für den Beispielhaushalt aus rein ökonomischen Gesichtspunkten keinen Sinn, da der spezifische Mehrertrag geringer als die kapazitätsbezogenen Kosten ist (Tabelle 4.2: P9). Die gleiche Aussage lässt sich auch für die Anpassung der Batteriewechselrichterleistung an die Ladeleistung des Fahrzeuges treffen. Im Maximum ist eine Ertragssteigerung von 1.193 € bei einer Kapazität von 10 kWh und einem Wechsel von 1 kW auf 2 kW möglich. In allen anderen Szenarien, v.a. bei kleineren Kapazitätswerten, sind die Zusatzkosten erst bei stark gesunkenen Leistungspreisen der Wechselrichter zu rechtfertigen.

^{XI} Für Wärmepumpe und Elektrofahrzeug wird kein vergünstigter Stromtarif für abschaltbare Lasten gemäß § 14a EnWG [EWG16] berücksichtigt. Dessen Berücksichtigung führt zu einer weiteren Verringerung der durch den Einsatz eines Batteriespeichers erzielbaren Erträge.

Im Gegensatz zum Elektrofahrzeug ist der Einfluss der zusätzlichen elektrischen Wärmepumpe sehr gering, da der Hauptenergiebedarf überwiegend im Winterhalbjahr anfällt und der Batteriespeicher im gleichen Zeitraum aufgrund geringerer Erzeugungsleistung der PV-Anlage weniger stark ausgelastet ist. So sinkt der Ertrag des Batteriespeichers im Beispielhaushalt für alle betrachteten Kapazitätswerte gegenüber dem Fall ohne Wärmepumpe nur geringfügig (Abbildung 4.11). Demgegenüber steigt der Ertrag der PV-Anlage durch den erhöhten Eigenverbrauch ohne Batteriespeicher (Tabelle 4.2: P5).

Tabelle 4.2: Kosten Vergütungen und Erträge mit und ohne 1 kW/5 kWh Batteriespeicher (BS)*.

Posten	Kosten, Vergütungen, Erträge	L	L+EV	L+HP	L+EV+HP
P1	Energiekosten ohne PV in €	24.706	40.816	51.680	67.790
P2	Energiekosten mit PV ohne BS in €	16.734	30.492	42.733	56.592
P3	Vergütung mit PV ohne BS in €	6.715	5.871	6.363	5.555
P4=P1-P2+P3	Ertrag der PV-Anlage in €	14.687	16.195	15.310	16.754
P5	Ertrag der PV-Anlage in €/kW _{peak}	2.670	2.945	2.784	3.046
P6	Energiekosten mit PV mit BS in €	11.298	24.910	37.608	51.359
P7	Vergütung mit PV mit BS in €	4.588	3.681	4.362	3.507
P8=(P2-P6)-(P3-P7)	Ertrag des BS in €	3.309	3.392	3.123	3.184
P9	Ertrag des BS in €/kWh	662	678	625	637

*Kalkulationszins: 2 %; Vergütung: 0,12 €/kWh; Strompreis: 0,28 €/kWh (+2 %/a); Laufzeit: 20 a

4.4.6 Einfluss der Strompreissteigerung und des Kalkulationszinses

Die Strompreisentwicklung entscheidet maßgeblich über die Rentabilität der Investition in einen Batteriespeicher. Im Referenzszenario sowie anderen Szenarien in Abbildung 4.12 wird mit einer konstanten Strompreissteigerung und einem festen Kalkulationszins gerechnet. Bei einer hohen Strompreissteigerung von 5 %/a, was in etwa der durchschnittlichen Änderungsrate der letzten zehn Jahre entspricht (vgl. Kapitel 5.1), profitiert der Batteriespeicher vor allem von hohen Erträgen in den letzten Betriebsjahren des betrachteten Zeitraums von 20 Jahren. Ein erhöhter Kalkulationszins führt hingegen zu einer stärkeren Abwertung zukünftiger Erträge. Der Ertrag des Batteriespeichers berechnet sich nach dem Opportunitätskostenprinzip [GABi]. Sind auf das alternativ (zur Investition in den Batteriespeicher) angelegte Kapital nur geringe Zinserträge möglich, so können zu Gunsten der Investitionsentscheidung kleinere Werte für den Kalkulationszins angesetzt werden.

Zusätzlich ist in Abbildung 4.12 der Ertrag des Batteriespeichers auf Basis der Strompreisentwicklung der Energiereferenzprognose aus [PRO14] dargestellt (Tabelle 4.3). Dort wird ein Sinken des realen Strompreises aufgrund der abnehmenden EEG-Umlage ab dem Jahr 2025 prognostiziert. Die Degression wird durch die Inflationsrate von 2,3 % bis 2030 und 2,2 % ab 2030 kompensiert, sodass der nominale Strompreis kontinuierlich mit unterschiedlicher Rate steigt. Im Jahr 2015 beträgt die Abweichung des nominalen Strompreises gegenüber dem Szenario mit einer Steigerungsrate von 5 %/a +2,3 Ct/kWh und 2025 -2,7 Ct/kWh (Durchschnittliche Abweichung von 2015 bis 2025 +0,1 Ct/kWh). Durch die sinkenden EEG-Umlage liegt die Steigerungsrate ab 2025 bis 2030 unter 0,4 %/a (vgl. Abbildung 5.3), wodurch sich im zwanzigsten Jahr (2034) eine maximale Abweichung in Höhe von -23,4 Ct/kWh ergibt (Durchschnitt von 2026 bis

2034: -14,1 Ct/kWh). Dies führt dazu, dass der Ertrag aufgrund der verringerten Einsparungen in den letzten Jahren gegenüber dem Szenario mit 5 % jährlicher Strompreissteigerung bspw. bei einem Kalkulationszins von 2 % um 1.046 € auf 3.531 € sinkt.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der Ertrag eines Batteriespeichers vergleichsweise hoch ausfällt, wenn der Berechnung eine hohe Strompreissteigerung zugrunde gelegt werden. Entsprechend sinken die erzielbaren Erträge bei langsam steigenden oder stagnierenden Strompreisen. Zur transparenten Einschätzung der Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers, empfiehlt sich daher stets die Berücksichtigung alternativer Strompreisentwicklungspfade. Wie dieser Faktor das Marktpotential privater Batteriespeicher bis 2030 beeinflusst wird in Kapitel 5 beziffert.

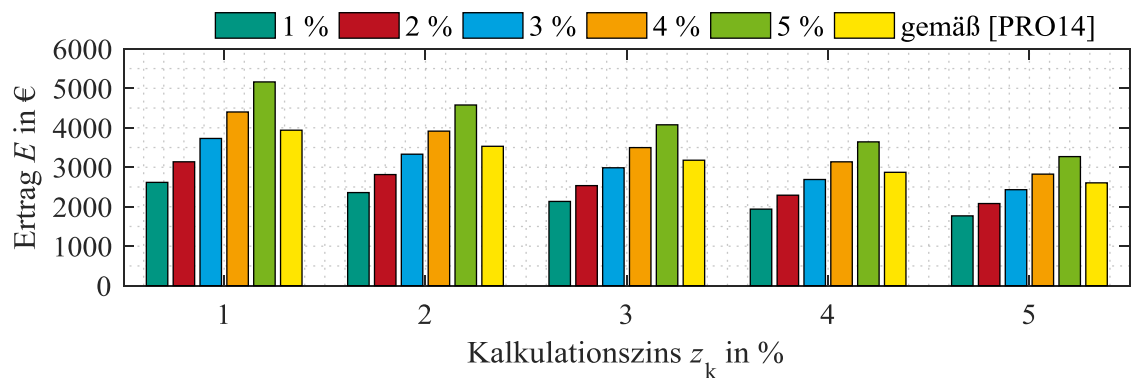


Abbildung 4.12: Auf Investitionszeitpunkt abgezinster Ertrag in 20 Jahren bei unterschiedlicher Strompreisentwicklung und verschiedenen Kalkulationszinssätzen für den Beispielhaushalt.

Tabelle 4.3: Realer und nominaler Strompreis für Haushaltskunden nach [PRO14].

	Referenzprognose				Trendszenario	
	2011	2020	2025	2030	2040	2050
Realer Strompreis in € ₂₀₁₁ /MWh ^{XII}	259	292	312	284	276	268
Nominaler Strompreis in €/MWh	259	358	429	437	529	636

4.4.7 Degradation

In den vorangegangenen Simulationen werden zur besseren Vergleichbarkeit lediglich eine konstante Selbstentladung und eine belastungsunabhängige kalendarische Degradation der Batterie nach Gleichung (4.16) berücksichtigt, um die erzielbaren Erträge innerhalb der von einigen Herstellern angegebene Lebensdauer von 20 Jahren zu berechnen. Es ist zu erwarten, dass Batteriespeicher unterschiedlicher Kapazität aufgrund variierender Entladetiefe und Ladezustände verschieden degradieren.

Wird das Alterungsmodell inklusive der Parameter gemäß Kapitel 4.1.2 implementiert, so ist für einen Batteriespeicher im Beispielhaushalt aus Kapitel 3.2 das Lebensdauerende nach maximal 16,6 Jahren erreicht (Abbildung 4.13 (a)). Da Batteriespeicher mit geringerer Kapazität bei sonst gleichen Randbedingungen bei höheren Entladetiefe zyklisiert werden (Abbildung 4.13 (b)), erreichen diese gegenüber größeren Systemen schneller das Ende ihrer Lebensdauer. Passt man das

^{XII} Mit der Schreibweise €₂₀₁₁/MWh wird der inflationsbereinigte, nominale Strompreis für das Bezugsjahr 2011 angegeben.

zyklische Alterungsmodell so an, dass 10.000 Vollzyklen (Gleichung (4.10): $v_{cyc}=10.000$) möglich sind, so erreichen größer dimensionierte Batteriespeicher das angestrebte Lebensdauerende von 20 Jahren. Wie bereits in Kapitel 4.1.2 beschrieben, wird die Alterung innerhalb eines Intervalls in Anlehnung an [Mag09] durch das Maximum aus zyklischer und kalendarischer Alterung bestimmt. Da der Batteriespeicher mit geringerer Zyklenfestigkeit (5.000 Vollzyklen) bei sonst gleicher Belastung eine stärkere Degradation erfährt, ist der Einfluss der zyklischen Alterung im implementierten Modell dominanter (Abbildung 4.14).

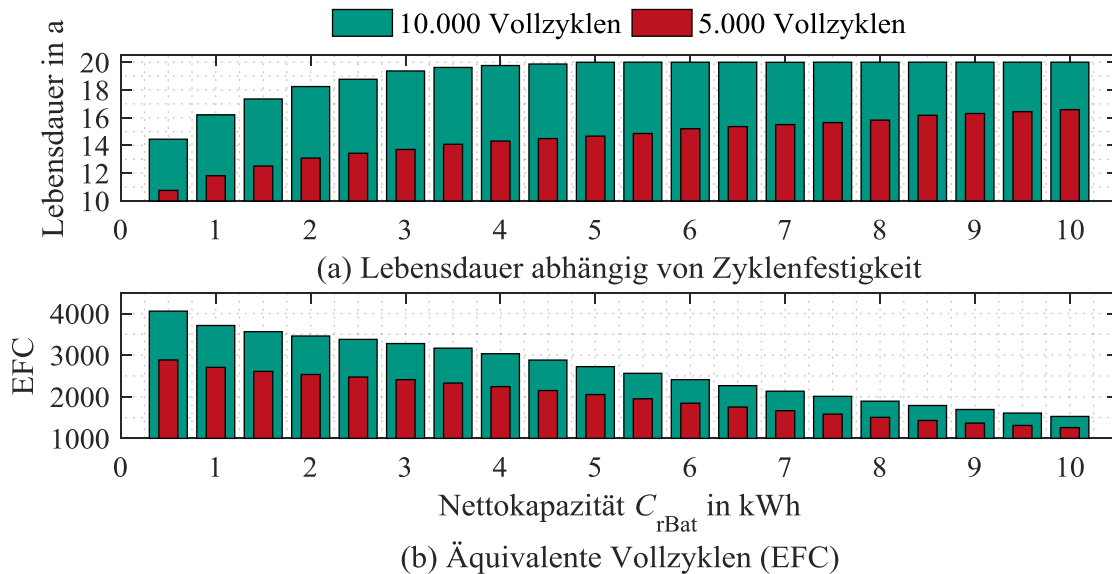


Abbildung 4.13: Lebensdauer von Batteriespeichern unterschiedlicher Kapazität und Zyklenfestigkeit (a) und äquivalente Vollzyklen bis zum Lebensdauerende (b).

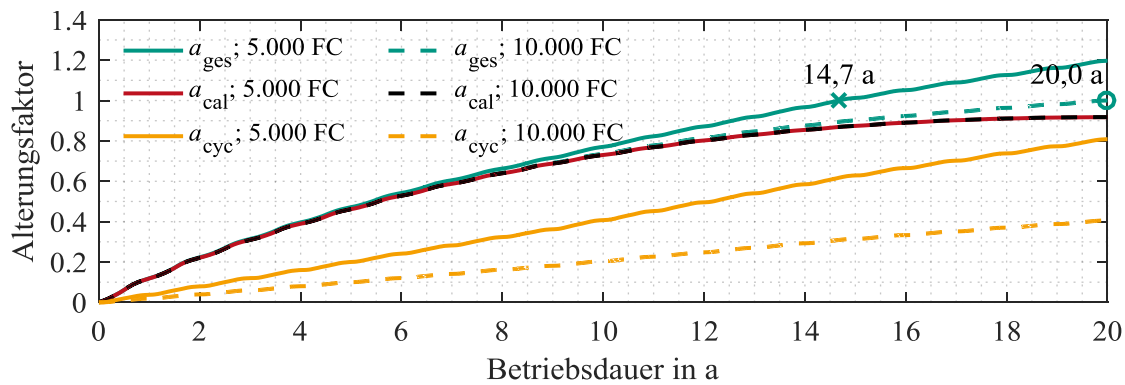


Abbildung 4.14: Verlauf des kumulierten Alterungsfaktors eines 5 kWh Batteriespeichers bei unterschiedlichen Vollzyklen (FC) (*EoL* bei Alterungsfaktor 1).

Die Alterung des Batteriespeichers beeinflusst die Wirtschaftlichkeit in zwei wesentlichen Punkten. Zunächst **verschlechtert sich die Effizienz** des Systems über die Laufzeit, was sich letztendlich im verringerten Autarkiegrad widerspiegelt. Wird durch die Degradation das *EoL*-Kriterium früher erreicht, so kann der Batteriespeicher aufgrund **verkürzter Lebensdauer** in den verlorenen Betriebsjahren keinen Ertrag erwirtschaften. Im zugrundeliegendem Szenario unter Annahme einer konstanten Strompreissteigerung von 2 %/a verringert sich der Ertrag aufgrund verkürzter Lebensdauer bei einer Zyklenfestigkeit von 5.000 Vollzyklen im Fall kleiner Batteriekapazitäten

um über 50 % (Abbildung 4.15). Da Batteriespeicher größerer Kapazitäten bei sonst gleichen Gegebenheiten eine reduzierte zyklische Alterung erfahren als jene kleinerer Kapazität, erreichen diese ihr Lebensdauerende später, wodurch sich relative Ertragsunterschiede gegenüber dem Fall ohne Degradation reduzieren.

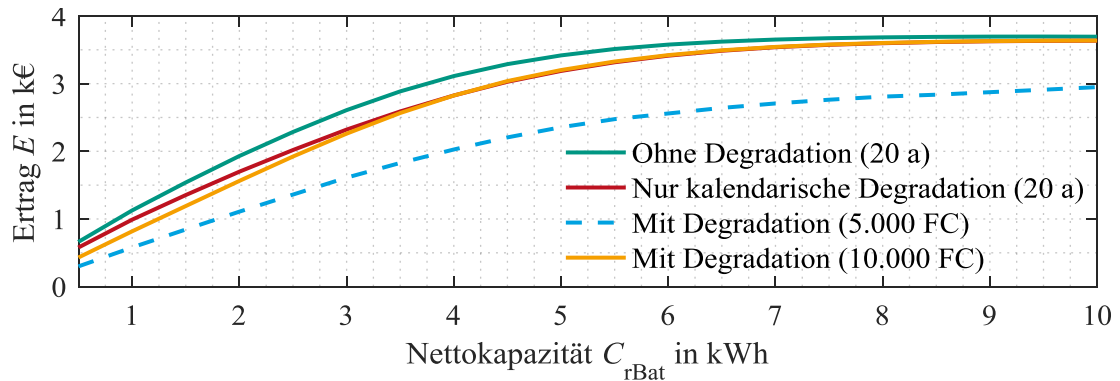


Abbildung 4.15: Ertrag des Batteriespeichers ohne und mit Degradation bei unterschiedlichen Vollzyklen (FC).

4.4.8 Laufzeit und Effizienz

Batteriespeicher unterschiedlicher Technologie unterscheiden sich neben der Preisstruktur vor allem in der Lebensdauer und Effizienz. In [Uhr16c] wurden beispielweise Lithium-basierte Batteriesysteme mit Vanadium Redox Flow Batterien (VRFB) für den Heimspeichermarkt verglichen, mit dem Ergebnis, dass die Systemeffizienz für die Wirtschaftlichkeit maßgebend ist, sofern sich die Laufzeiten der Systeme nicht unterscheiden. Damit kompensieren Lithium-basierte Systeme Vorteile der VRFB (z.B.: größere nutzbare Kapazität bei gleicher Bruttokapazität). Weiterhin sind Bleibatterien auf dem Heimspeichermarkt verfügbar, die geringere Effizienz und Lebenserwartung aufweisen. Diese Nachteile können in manchen Fällen durch einen günstigeren Anschaffungspreis kompensiert werden. Zuletzt wird die DC-Ankopplung der Batterie an die PV-Anlage mit höheren Wirkungsgraden beworben, sodass ein Blick auf die beiden Einflussfaktoren **Effizienz** und **Laufzeit** lohnt.

Der Einfluss der Laufzeit und des Wirkungsgrades auf den Ertrag wird anhand eines vereinfachten Speichermodells beziffert (Abbildung 4.16). Das Modell berücksichtigt lediglich einen konstanten Lade- und Entladewirkungsgrad, wodurch ladezustands- und leistungsabhängige Wirkungsgrade vernachlässigt werden. Für den Beispielhaushalt liegt der durchschnittliche Gesamtwirkungsgrad im Betrieb mit dem Originalmodell bei 86,6 %. Dieser resultiert aus einem durchschnittlichen Systemwirkungsgrad beim Laden und Entladen von ca. 93 %. Verglichen mit dem vereinfachten Modell liegt die relative Abweichung in den betrachteten Fällen stets unter einem Prozent. In erster Näherung ergibt sich bei konstanter Laufzeit von 20 Jahren eine wirkungsgradabhängige Ertragssteigerung von 81,72 € pro Prozentpunkt (15 Jahre: 61,46 € pro Prozentpunkt; 10 Jahre: 41,40 € pro Prozentpunkt). Eine auf dem Markt verfügbare Bleibatterie mit einer Lebensdauer von 10 Jahren und einem Wirkungsgrad von 82 % käme in zugrundeliegendem Szenario auf einen Ertrag von ca. 1.091 €, während die Lithiumbatterie des gleichen Herstellers mit einer Lebensdauer von 18 a und einem Wirkungsgrad von 92 % 2.866 € erwirtschaftet. Sofern

der Gesamtsystempreis der Bleibatterie mehr als 1.775 € günstiger ist und bauliche Voraussetzungen gemäß DIN EN 50272-2 [DIN01] erfüllt werden (v.a. gesteigerte Anforderungen an Belüftung), wäre die Bleibatterie zu bevorzugen.

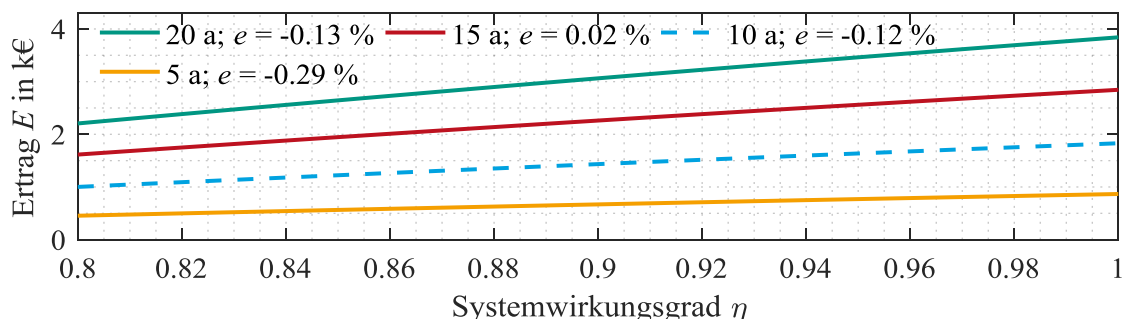


Abbildung 4.16: Auf Zeitpunkt der Investitionsentscheidung abgezinster Ertrag für den Beispielhaushalt mit 1 kW/5 kWh Batteriespeicher bei unterschiedlicher Laufzeit und variierendem Systemwirkungsgrad (e := relative Abweichung zwischen vereinfachtem und detailliertem Modell).

4.4.9 Weitere Einflussfaktoren

Der Einfluss der **PV-Anlagen-Ausrichtung** wurde in [Wen14] untersucht, mit dem Ergebnis, dass der Autarkiegrad nur geringfügig mit dem Azimutwinkel (Ost-West-Ausrichtung) variiert (-2 Prozentpunkte gegenüber Optimum bei gleichem Neigungswinkel). Der Neigungswinkel hat in einem weiten Bereich um den optimalen Winkel ebenfalls nur geringen Einfluss. In dem in [Wen14] dargestellten Fall sinkt der Autarkiegrad von 56 % im Optimum auf minimal 45 % (Azimutwinkel: 90°; Neigungswinkel: 90°). Im Bereich, in dem Dachneigungen in der Praxis normalerweise liegen, ist diesem Einflussfaktor bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung geringere Bedeutung beizumessen. Bei überwiegendem Energiebedarf in den Morgen- und Abendstunden kann eine PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung aufgrund der veränderten Einspeisecharakteristik gegenüber der Südausrichtung vorteilhaft sein.

Eine hohe **zeitliche Auflösung der Simulation** ist generell wünschenswert, um die Realität möglichst genau abzubilden. Zunächst werden mit sinkender zeitlicher Auflösung Leistungsspitzen in den Erzeugungs- und Lastprofilen, welche beispielsweise die Nennleistung des Batteriewechselrichters übersteigen, unterschätzt, was zu einer Überschätzung der Eigenverbrauchsquote und des Autarkiegrades führt. In [FFE14] wird dieser Einfluss für Simulationszeiten von 10 s bis 30 min untersucht, mit dem Ergebnis, dass beim Übergang vom Sekunden- in den Minutenbereich die größte Änderungsrate des Autarkiegrades bei einfachen Ladestrategien zu beobachten ist. Die Überschätzung des Autarkiegrades kann anhand der Darstellungen in [FFE14] auf etwa zwei bis vier Prozentpunkte eingegrenzt werden. [Ste15] stellt die Abweichungen aufgrund der größeren Auflösung detaillierter dar. In einzelnen Intervallen wird die Eigenverbrauchsquote beim Vergleich einer Auflösung von 15 s mit 15 min um fünf bis zehn Prozent überschätzt. In Ergänzung dazu vertieft [Cao14] den Einfluss der zeitlichen Auflösung auf den Eigenverbrauch in Haushalten. Mit der Simulation bei höherer zeitlicher Auflösung muss eine deutlich höhere Simulationsdauer in Kauf genommen werden. Gerade wenn viele Parametervariationen durchgeführt werden,

ist dies praktisch nicht umsetzbar. Dabei stellt die Datenlage ein weiteres Problem dar. Für Einzelfallbetrachtungen sind mit [HTWi] und [KALi] Haushaltslastprofile und Strahlungsdaten in einsekündiger Auflösung verfügbar.

Bei höherer zeitlicher Auflösung kann jedoch das **Reaktionsvermögen der Batteriespeicher** berücksichtigt werden. In [RWT16] werden die Ergebnisse der Vermessung von unterschiedlichen Speichersystemen im Labor präsentiert. Die Systeme weisen eine Totzeit von weniger als einer Sekunde bis hin zu 13 s auf, die gesamte Ausregeldauer beläuft sich meist auf wenige Sekunden, im Maximum jedoch auf 120 s. [Wen15] bewertet den Einfluss verschiedener Reaktionszeiten am Beispiel eines Referenzsystems mit $5 \text{ kW}_{\text{peak}}$ PV-Leistung und 5 kWh Speicherkapazität. Ausgehend von einem Netzbezug 2.238 kWh/a und einer Einspeisung von 2.059 kWh/a im Idealfall, erhöhen sich beide Werte bei einer angenommenen Totzeit von 5 s um jeweils 90 kWh/a. Bei einer Vergütung von 0,12 €/kWh und einem Strompreis von 0,28 €/kWh sinkt der Ertrag um 14,40 €/a.

Motiviert durch die nötige Abregelung von PV-Anlagen im kombinierten Einsatz mit Batteriespeichern sind **alternative Betriebsstrategien** sinnvoll, mit denen das Gesamtsystem durch Verminderung der Abregelungsverluste möglichst wirtschaftlich betrieben werden kann. Erschwert wird dies durch die Prognoseungenauigkeit von Last- und Erzeugungsprofilen. In [Sie15] werden verschiedene Ansätze aus der Literatur gegenübergestellt und mit der Referenz des direkten Ladens und Entladens verglichen. Der Vergleich umfasst einen zeitgesteuerten Ansatz der Batterieladung, Ansätze zur dynamischen Einspeisebegrenzung, eine Methode der Spitzenkappung mit historischen Profilverläufen inklusive einer PI-Regler basierten Anpassung des Sollprofils und zuletzt eine Kaskadenregelung unter Berücksichtigung von Spannungswerten im Netz. Bei einer Einspeisebegrenzung von 60 % reduziert sich der Autarkiegrad gegenüber dem Referenzfall im schlechtesten Fall um 3,91 % bis bestenfalls 1,49 %. Dagegen können Abregelungsverluste von zuvor 3,53 % auf 0,49 % bis 0,35 % reduziert werden. In [HTW16] wird der Einfluss bei einer Einspeisebegrenzung von 50 % untersucht, mit dem Ergebnis, dass sich die Abregelungsverluste ausgehend vom einfachen Laden von durchschnittlich 8 % um durchschnittlich 6 Prozentpunkte reduzieren lassen. Gute Ergebnisse werden vor allem dann erzielt, wenn eine mehrfache Anpassung des Fahrplans auf Basis aktualisierter Prognosen erfolgt. Die Güte der Betriebsstrategie hängt immer mit der Prognosegüte zusammen. Sollen über die Eigenversorgung hinaus Freiheitsgrade des Systems vermarktet werden und die Degradation im Betrieb des Batteriespeichers Berücksichtigung finden, ist eine Fahrplanprognose auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen unabdingbar. Das Potential zur Optimierung der Strombezugskosten eines Haushaltes unter Berücksichtigung der Batteriedegradation wird daher in Kapitel 6.4 beziffert.

4.5 Ausnutzung des Batteriespeichers bei einfacher Eigenverbrauchsoptimierung

Die Ausnutzung des Batteriespeichers im Beispielhaushalt hängt von dessen Auslegung ab. Zwar werden kleinere Systeme stärker zyklisiert (Abbildung 4.17 (a)), was sich positiv auf deren Wirtschaftlichkeit auswirkt, jedoch haben diese vergleichsweise geringe Betriebszeiten im Jahresverlauf (Abbildung 4.17 (b), (c)). Die maximalen Betriebsstunden belaufen sich für Systeme mit großen Kapazitätswerten auf 4.337 h. Das bedeutet, dass sich der Batteriespeicher bei einer maximal

nutzbaren Kapazität von 10 kWh höchstens zu 50 % des Jahres im Einsatz befindet, kleinere Systeme liegen noch deutlich darunter. Dabei befinden sich die unterschiedlich dimensionierten Systeme bei den untersuchten Auslegungsvarianten zu 41 % bis 67 % des Jahres bei sehr geringen Ladezuständen und sind zu 9 % bis 23 % der Zeit vollgeladen (Abbildung 4.18).

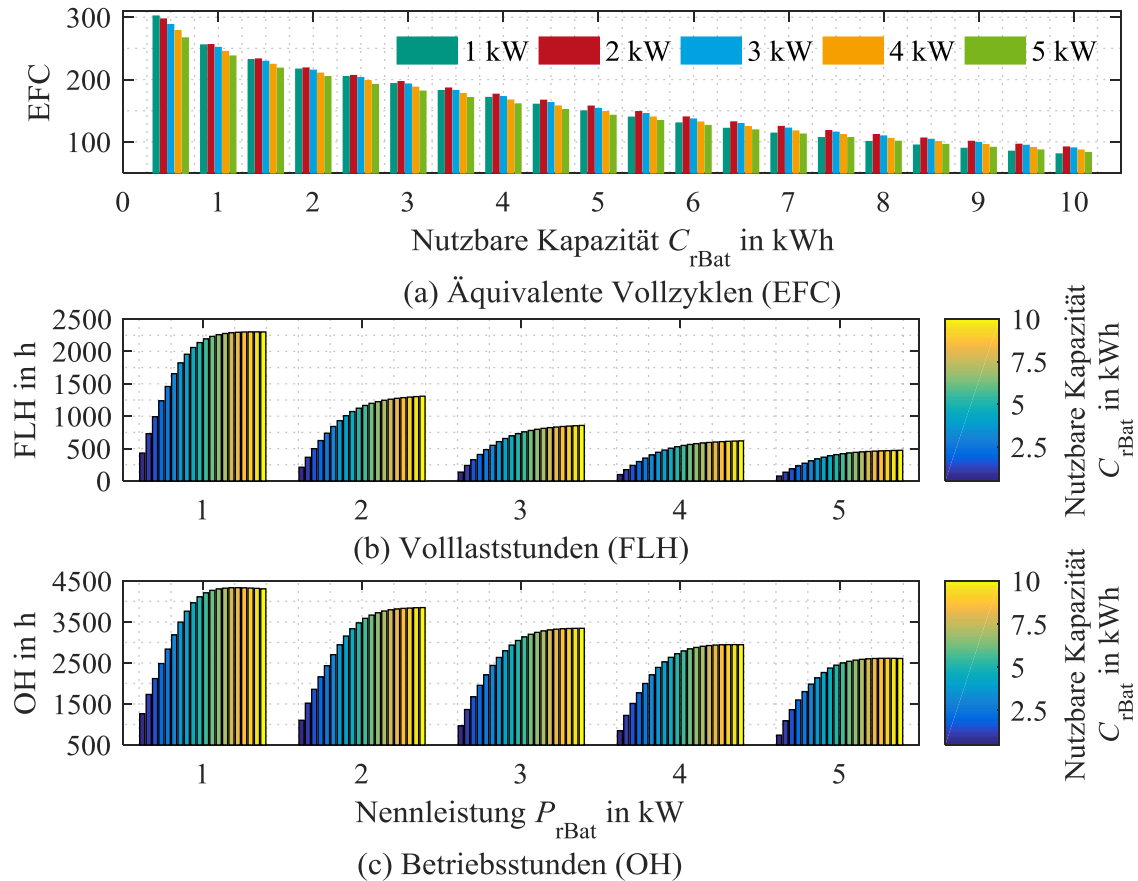


Abbildung 4.17: Äquivalenten Vollzyklen, Volllaststunden und Betriebsstunden für den Beispielhaushalt bei unterschiedlicher Batteriekapazität und Wechselrichterleistung.

Tabelle 4.4 schlüsselt die geladene Energie nach Tageszeiten und Monaten auf. Daraus geht hervor, dass der Batteriespeicher im einstrahlungsstarken Halbjahr von April bis September mit 61 % des Energieumsatzes am stärksten beansprucht wird, die Wintermonate mit den verbleibenden 39 % trotzdem einen nicht zu vernachlässigenden Anteil am Gesamtenergieumsatz leisten. Vergleicht man zusätzlich die durchschnittlichen Ladezustände in Tabelle 4.4, so sind größere saisonale Unterschiede mit 53 % zu 18 % beim Vergleich des Sommerhalbjahres mit dem Winterhalbjahr zu beobachten. Aufgrund der geringeren PV-Einstrahlung kann der Batteriespeicher in den Wintermonaten nicht an allen Tagen vollgeladen werden und verweilt in den Nächten längere Zeit bei geringem Ladezustand. Im Gegensatz dazu verweilt der Batteriespeicher beim einfachen Laden in den Sommermonaten lange Zeit bei hohem Ladezustand, was eine übermäßige kalendarische Alterung der Batteriezellen bewirkt. Die verbesserte Auslastung im Winter und die Verminderung der kalendarischen Degradation aufgrund des Verweilens bei hohen Ladezuständen im Sommer sollte im Interesse des Kunden liegen. Im Winterhalbjahr bietet sich zur besseren

Auslastung des Batteriespeichers das an die erhöhte Windeinspeisung angepasste Laden an^{XIII}. Demgegenüber geht das verzögerte Laden zur Verminderung der hohen PV-Einspeisung zur Mittagszeit im Sommerhalbjahr mit der erwünschten Verminderung des mittleren Ladezustandes einher (vgl. Kapitel 6.5).

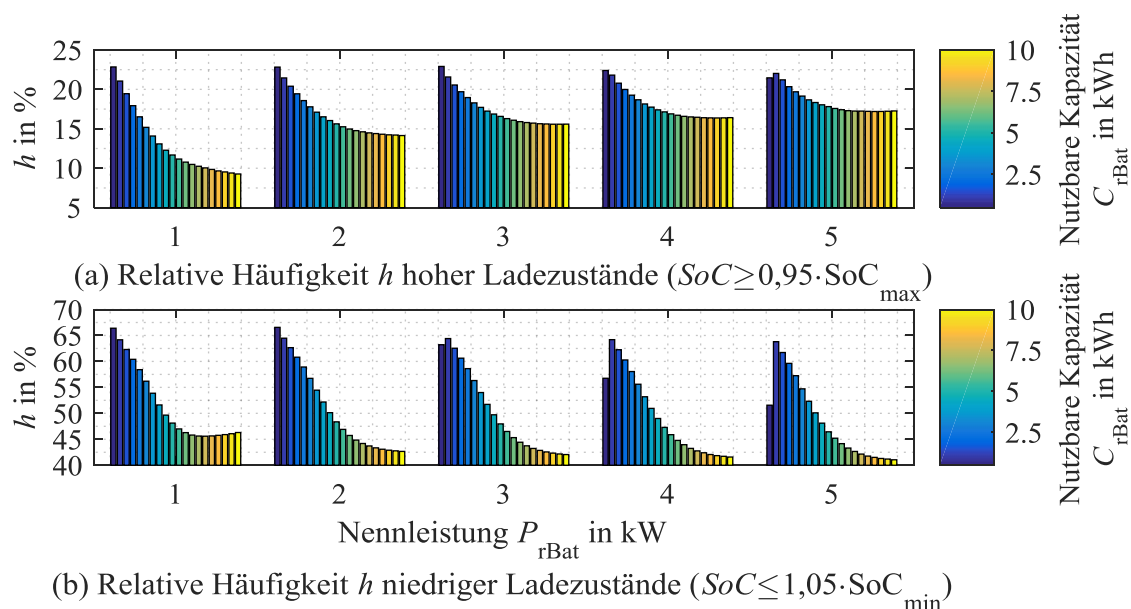


Abbildung 4.18: Häufigkeit niedriger und hoher Ladezustände in Abhängigkeit der Leistung und Kapazität des Batteriespeichers für den Beispielhaushalt.

Tabelle 4.4: Prozentualer Anteil geladener und entladener Energie sowie durchschnittlicher Ladezustand zu verschiedenen Tageszeiten und Monaten für den Beispielhaushalt mit einem 2 kW/5 kWh Batteriespeicher.

	Uhrzeit	Monat												Σ (\emptyset^*)
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Anteil geladener Energie in %	00:00-05:59	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	4
	06:00-11:59	3	6	8	9	9	8	7	9	8	7	5	3	82
	12:00-17:59	1	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	14
	18:00-23:59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Σ	4	7	9	11	12	10	9	10	10	8	6	4	100
Anteil entladener Energie in %	00:00-05:59	0	0	0	1	2	3	2	2	2	0	0	0	12
	06:00-11:59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	12:00-17:59	3	3	2	1	1	0	0	0	2	3	3	3	22
	18:00-23:59	1	5	7	8	8	7	6	7	6	5	3	1	63
	Σ	4	7	9	11	11	10	9	10	10	8	6	4	100
Mittlerer Ladezustand in %	00:00-05:59	0	0	0	2	10	22	24	16	6	1	0	0	7*
	06:00-11:59	7	16	33	45	66	73	62	60	35	24	13	6	37*
	12:00-17:59	25	57	71	85	93	98	86	88	74	56	43	21	66*
	18:00-23:59	3	14	23	44	56	70	64	59	41	20	11	1	34*
	\emptyset	9	22	32	44	56	66	59	56	39	25	17	7	36*

^{XIII} Laut Stromerzeugungsdaten aus [FRAi] betrug die Windeinspeisung von Januar bis März und Oktober bis Dezember im Jahr 2016 62 %, die PV-Einspeisung im gleichen Zeitraum 23 % des jeweiligen Gesamtertrages.

4.6 Berechnung der optimalen Batteriekapazität

Der vorgestellte Ansatz verfolgt das Ziel, beruhend auf den in Kapitel 4.3 und Kapitel 4.4 dargestellten Simulationen, alle Variablen außer den technischen Parametern des Batteriespeichers veränderlich zu halten und in Abhängigkeit des aus dem Modell resultierenden Autarkiegrades und der Eigenverbrauchsquote die wirtschaftlich optimale Kapazität analytisch zu berechnen^{XIV}. Ein in [P3E15b] präsentierter und auf [Mos15] beruhender Ansatz, gibt unter Vernachlässigung sämtlicher Kosten mit $C_{\text{Bat}} = 0,5 \cdot \min(W_L, W_{\text{PV}})/365$ eine stark vereinfachte Formel zur Abschätzung einer sinnvollen Batteriespeicherkapazität für Haushalte an. [Wen14] hingegen gibt auf Basis von umfangreichen Simulationen eines Haushaltes in Form von Diagrammen Richtwerte, die auf Marktszenarien beruhen. Auch hier können veränderte Rahmenbedingungen nicht weiter berücksichtigt werden. [Mag16] optimiert mittels eines genetischen Algorithmus das Gesamtsystem bestehend aus PV-Anlage und Batteriespeicher unter Berücksichtigung vieler Freiheitsgrade. Der Ansatz ist hinsichtlich der Eingabeparameter sehr flexibel. Eine Reproduktion von Ergebnissen erfordert jedoch immer die Simulation und kann nicht analytisch gelöst werden.

Zur Berechnung der optimalen Batteriekapazität eines Haushaltes werden als Eingangsgrößen der jährliche Energiebedarf $W_{L \text{ kWh}}$, die installierte PV-Leistung P_{rPV} , die Parameter aus dem im Folgenden beschriebenen Fitting und ein definiertes Marktszenario benötigt. Wie in Kapitel 4.4.2 dargestellt, sind in den meisten Fällen kleine Bemessungsleistungen für den Batteriewechselrichter zu bevorzugen. Außerdem ist ein Vergleich von maximal fünf Leistungswerten schnell zu bewerkstelligen, weshalb die Auswertung bei jeweils einer konstanten Leistung des Batteriewechselrichters durchgeführt wird. Die Berechnungsvorschrift zur Bestimmung der optimalen Kapazität verliert durch die Reduktion um eine Dimension deutlich an Komplexität.

Zur Ermittlung der optimalen Kapazität eines Wertepaares, bestehend aus installierter PV-Leistung und Jahresenergiebedarf, erfolgt im ersten Schritt eine Annäherung des durchschnittlichen Autarkiegrades $ag(C_{\text{rBat}})$ und der durchschnittlichen Eigenverbrauchsquote $eq(C_{\text{rBat}})$ in Abhängigkeit von der nutzbaren Kapazität C_{rBat} bei konstanter Wechselrichterleistung (Abbildung 4.19 und Tabelle 4.5):

$$ag(C_{\text{rBat}}) = 1 - \frac{W_{\text{G2L kWh}}(C_{\text{rBat}})}{W_{L \text{ kWh}}} = \alpha_1 \cdot e^{-\alpha_2 \cdot C_{\text{rBat}}} + \alpha_3 \cdot C_{\text{rBat}} + \alpha_4, \quad (4.33)$$

$$eq(C_{\text{rBat}}) = 1 - \frac{W_{\text{PV2G kWh}}(C_{\text{rBat}})}{W_{\text{PV kWh}}} = \epsilon_1 \cdot e^{-\epsilon_2 \cdot C_{\text{rBat}}} + \epsilon_3 \cdot C_{\text{rBat}} + \epsilon_4. \quad (4.34)$$

Beste Fittingergebnisse konnten durch die an Erzeugungs- und Verbrauchsverhältnis angepasste individuelle Begrenzung der Kapazität auf

$$C_{\text{max}} \leq \max\left(\min\left(\frac{W_{L \text{ kWh}}}{1.000}, P_{\text{rPV}} \cdot 1\text{h}\right), 2 \text{ kWh}\right), \quad (4.35)$$

^{XIV} Die aus den Simulationen resultierenden Werte für Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquotient sowie Parameter des im Folgenden dargestellten Fittings werden unter [Uhric] frei zur Verfügung gestellt.

erzielt werden. Um die Zahl benötigter Parameter zu reduzieren und die analytische Berechnung der optimalen Kapazität zu ermöglichen, wurde $\alpha_2 = \epsilon_2$ gesetzt, was auch durch die sehr gute Korrelation von Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad, aufgrund der gleichen Bezugsgröße im Zähler, zu rechtfertigen ist (Abbildung 4.19). Die Anpassung an die Originaldaten kann das Ergebnis in zweierlei Hinsicht beeinflussen. Einerseits kann es zur Über- oder Unterschätzung des Ertrages in Gleichung (4.37) kommen. Weiterhin ist eine Verschiebung des Optimums in Gleichung (4.46) möglich, was zu einer Fehlentscheidung zu Gunsten eines Speichers führt, der gegenüber dem Optimum eine zu kleine oder große Kapazität vorweist. Mit den Parametern aus Tabelle 4.5 und den Angaben in Kapitel 4.2 wird der Ertrag für den Beispielhaushalt um maximal 7,9 % und ca. 130 € überschätzt (Abbildung 4.19 (c)). In vielen Fällen haben die Abweichungen jedoch nur geringen Einfluss auf das Ergebnis (Abbildung B.5).

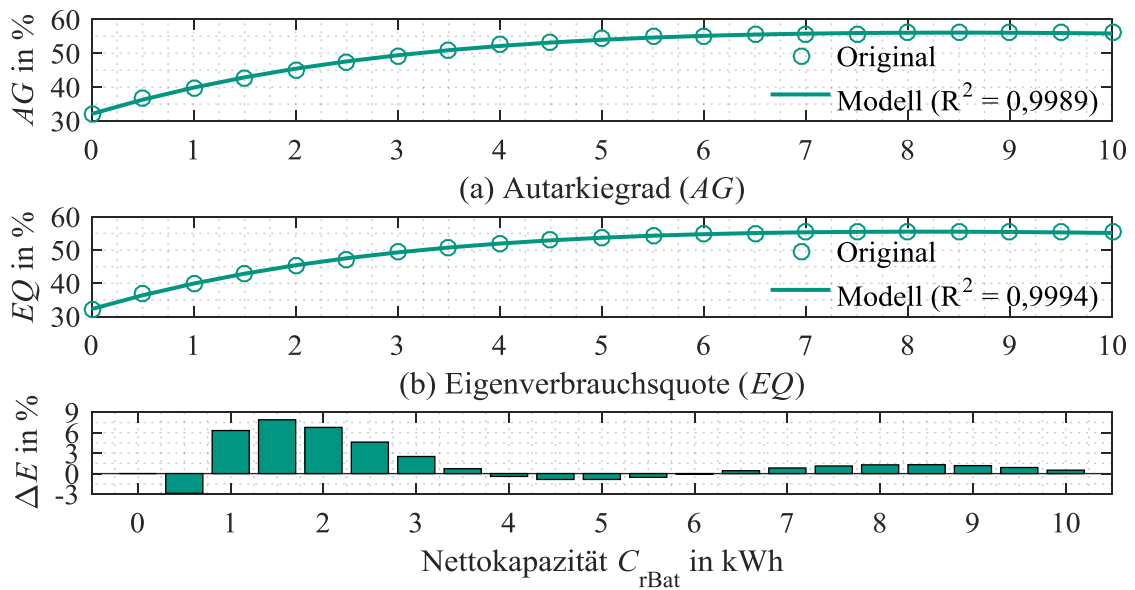


Abbildung 4.19: Vergleich von Autarkiegrad (a), Eigenverbrauchsquote (b) und Ertragsabweichung im Referenzszenario (c) bei 70 % Einspeisebegrenzung und $P_{rBat} = 1$ kW.

Tabelle 4.5: Parameter der Gleichungen (4.33) und (4.34) für den Beispielhaushalt aus Kapitel 3.2 (vgl. Tabelle C.2).

Funktionsparameter	α_1	$\alpha_2 = \epsilon_2$	α_3	α_4	ϵ_1	ϵ_3	ϵ_4
Wert	-0,33946	0,29232	0,00840	0,66051	-0,33968	0,00923	0,66196

Durch Verwendung der installierten PV-Leistung P_{rPV} mit einem spezifischen Stromertrag von 1.000 kWh/kW_{peak} und des Jahresenergiebedarfs $W_{L kWh}$ als Eingangsgrößen ändert sich der Ansatz zur Berechnung des Ertrages aus Gleichung (4.32) in

$$\begin{aligned}
 E(C_{rBat}) &= \sum_{t=1}^{20} \left[W_{L kWh} \cdot (ag(C_{rBat}) - ag(0)) \cdot c_{G2L} \cdot (1 + z_{G2L})^{t-1} \right. \\
 &\quad \left. - 1.000 \frac{kWh}{kW_{peak}} (1 - \delta)^{t-1} \cdot P_{rPV} \cdot (eq(C_{rBat}) - eq(0)) \cdot c_{PV2G} \right] \cdot (1 + z_k)^{-t}
 \end{aligned} \quad (4.36)$$

In Gleichung (4.36) wird mit δ die Degradationsrate der PV-Anlage berücksichtigt. Durch Umschreiben der geometrischen Reihe wird aus Gleichung (4.36)

$$\begin{aligned}
 & E(C_{r\text{Bat}}) \\
 &= \left(W_{L\text{kWh}} \cdot c_{G2L} \cdot \left(\frac{(1 + z_{G2L})^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (z_{G2L} - z_k)} - \frac{1}{z_{G2L} - z_k} \right) \right) \\
 &\quad \cdot (ag(C_{r\text{Bat}}) - ag(0)) \\
 &\quad - \left(1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_{\text{peak}}} P_{r\text{PV}} \cdot c_{\text{PV2G}} \left(\frac{1}{\delta + z_k} - \frac{(1 - \delta)^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (\delta + z_k)} \right) \right) \\
 &\quad \cdot (eq(C_{r\text{Bat}}) - eq(0)),
 \end{aligned} \tag{4.37}$$

wobei $z_{G2L} \neq z_k$ (siehe Anhang A). Für $z_{G2L} = z_k$ gilt $A = 20/(1+z_k)$. Da $\delta > 0$ und $z_k > 0$ entfällt die Fallunterscheidung. Sind Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquotient beispielsweise aus Portalen von Herstellern bekannt, kann mit Gleichung (4.37) der zu erwartende Ertrag abgezinst auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung berechnet werden. Zur weiteren analytischen Berechnung der optimalen Kapazität werden Gleichungen (4.33) und (4.34) in (4.37) eingesetzt und es gilt:

$$\begin{aligned}
 & E(C_{r\text{Bat}}) \\
 &= \left(W_{L\text{kWh}} \cdot c_{G2L} \cdot \left(\frac{(1 + z_{G2L})^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (z_{G2L} - z_k)} - \frac{1}{z_{G2L} - z_k} \right) \right) \\
 &\quad \cdot (\alpha_1 \cdot e^{-\alpha_2 \cdot C_{r\text{Bat}}} + \alpha_3 \cdot C_{r\text{Bat}} - \alpha_1) \\
 &\quad - \left(1.000 \frac{\text{kWh}}{\text{kW}_{\text{peak}}} P_{r\text{PV}} \cdot c_{\text{PV2G}} \left(\frac{1}{\delta + z_k} - \frac{(1 - \delta)^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (\delta + z_k)} \right) \right) \\
 &\quad \cdot (\epsilon_1 \cdot e^{-\epsilon_2 \cdot C_{r\text{Bat}}} + \epsilon_3 \cdot C_{r\text{Bat}} - \epsilon_1).
 \end{aligned} \tag{4.38}$$

Um die Wirtschaftlichkeit möglicher Systemauslegungen mit unterschiedlichen Wechselrichterleistungen $P_{r\text{Bat}}$ und Kapazitäten $C_{r\text{Bat}}$ zu bewerten wird der Kapitalwert K_0 eingeführt, der sich aus dem Ertrag E abzüglich der Anfangsinvestitionskosten J_0 , der Betriebskosten K_{Betrieb} und der Ersatzinvestitionen für den Wechselrichter J_{Ersatz} berechnet:

$$\begin{aligned}
 & K_0(C_{r\text{Bat}}, P_{r\text{Bat}}) \\
 &= E(C_{r\text{Bat}}, P_{r\text{Bat}}) - J_0(C_{r\text{Bat}}, P_{r\text{Bat}}) \\
 &\quad - K_{\text{Betrieb}}(C_{r\text{Bat}}, P_{r\text{Bat}}) - J_{\text{Ersatz}}(P_{r\text{Bat}}).
 \end{aligned} \tag{4.39}$$

Die Anfangsinvestitionskosten berechnen sich mit leistungs- und kapazitätsbezogenen Kosten c_{kW} und c_{kWh} gemäß Gleichung (4.40). Die Betriebs- und Wartungskosten werden in der Regel mit z_{Betrieb} bezogen auf die Anfangsinvestitionskosten angegeben (Gleichung (4.41)). Die Investitionskosten für den Tausch des Wechselrichters nach bspw. zehn Jahren berechnen sich gemäß Gleichung (4.42). In Gleichung (4.42) wird mit z_{ckw} der durchschnittliche Rückgang der leistungsbezogenen Kosten und mit r_{WR} der Anteil des Wechselrichters an diesen Kosten zum Zeitpunkt t_{Ersatz} des Austauschs berücksichtigt. Äquivalent wären Austauschkosten der Batterieeinheiten zu behandeln. Da viele Hersteller eine Betriebsdauer von 20 Jahren angeben, wurde deren Tausch nicht berücksichtigt.

$$J_0(C_{rBat}, P_{rBat}) = c_{kWh} \cdot C_{rBat} + c_{kW} \cdot P_{rBat}. \quad (4.40)$$

$$\begin{aligned} & K_{\text{Betrieb}}(C_{rBat}, P_{rBat}) \\ &= \sum_{t=1}^{20} J(C_{rBat}, P_{rBat}) \cdot z_{\text{Betrieb}} \cdot (1 + z_k)^{-t} \\ &= J_0(C_{rBat}, P_{rBat}) \cdot z_{\text{Betrieb}} \cdot \frac{(1 + z_k)^{20} - 1}{(1 + z_k)^{20} \cdot z_k}, \end{aligned} \quad (4.41)$$

$$J_{\text{Ersatz}}(P_{rBat}) = c_{kW} \cdot \left(\frac{1 - z_{ckW}}{1 + z_k} \right)^{t_{\text{Ersatz}}} \cdot r_{WR} \cdot P_{rBat}. \quad (4.42)$$

Sind die Erträge hinreichend groß, so ergibt sich ein lokales Maximum auf dem für einen Haushalt relevanten Intervall $C_{rBat} \in [0, C_{max}]$, welches sich durch einfaches Differenzieren von Gleichung (4.39) mit der zuvor begründeten Annahme $\alpha_2 = \epsilon_2$ berechnen lässt. Aus der Forderung

$$\frac{dK_0(C_{rBat}, P_{rBat})}{dC_{rBat}} \stackrel{!}{=} 0, \quad (4.43)$$

$$\begin{aligned} & \underbrace{\left(W_{L kWh} \cdot c_{G2L} \cdot \left(\frac{(1 + z_{G2L})^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (z_{G2L} - z_k)} - \frac{1}{z_{G2L} - z_k} \right) \right)}_{\mathbb{B}} \\ & \cdot (-\alpha_1 \alpha_2 e^{-\alpha_2 C_{rBat}} + \alpha_3) \\ & - \underbrace{\left(1.000 \frac{kWh}{kW_{\text{peak}}} P_{rPV} \cdot c_{PV2G} \left(\frac{1}{\delta + z_k} - \frac{(1 - \delta)^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (\delta + z_k)} \right) \right)}_{\mathbb{C}} \\ & \cdot (-\epsilon_1 \alpha_2 e^{-\alpha_2 C_{rBat}} + \epsilon_3) \\ & - \underbrace{c_{kWh} \cdot \left(1 + z_{\text{Betrieb}} \cdot \frac{(1 + z_k)^{20} - 1}{(1 + z_k)^{20} \cdot z_k} \right)}_{\mathbb{D}} \stackrel{!}{=} 0, \end{aligned} \quad (4.44)$$

resultiert die optimale Kapazität C_{rBat}^* mit

$$\begin{aligned} \mathbb{B} &= \begin{cases} \left(W_{L kWh} \cdot c_{G2L} \cdot \left(\frac{(1 + z_{G2L})^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (z_{G2L} - z_k)} - \frac{1}{z_{G2L} - z_k} \right) \right) & \forall z_{G2L} \neq z_k \\ \left(W_{L kWh} \cdot c_{G2L} \cdot \frac{20}{1 + z_k} \right) & \forall z_{G2L} = z_k \end{cases} \\ \mathbb{C} &= c_{kWh} \cdot \left(1 + z_{\text{Betrieb}} \cdot \frac{(1 + z_k)^{20} - 1}{(1 + z_k)^{20} \cdot z_k} \right) \\ \mathbb{D} &= \left(1.000 \frac{kWh}{kW_{\text{peak}}} \cdot P_{rPV} \cdot c_{PV2G} \cdot \left(\frac{1}{\delta + z_k} - \frac{(1 - \delta)^{20}}{(1 + z_k)^{20} \cdot (\delta + z_k)} \right) \right) \end{aligned} \quad (4.45)$$

zu

$$C_{rBat}^* = \frac{\ln \left(\frac{\mathbb{D} + \epsilon_3 \cdot \mathbb{C} - \alpha_3 \cdot \mathbb{B}}{\epsilon_1 \cdot \alpha_2 \cdot \mathbb{C} - \alpha_1 \cdot \alpha_2 \cdot \mathbb{B}} \right)}{\alpha_2}. \quad (4.46)$$

Bei der Lösung C_{rBat}^* handelt es sich genau dann um ein lokales Maximum, wenn

$$\frac{d^2 K_0(C_{rBat}, P_{rBat})}{d^2 C_{rBat}} = \alpha_2^2 \cdot e^{-\alpha_2 \cdot C_{rBat}} (\alpha_1 \cdot \mathbb{B} - \epsilon_1 \cdot \mathbb{C}) < 0, \quad (4.47)$$

$$\alpha_1 \cdot \mathbb{B} < \epsilon_1 \cdot \mathbb{C}. \quad (4.48)$$

Abhängig von den gesetzten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen kann das Maximum außerhalb des zugrundeliegenden Intervalls liegen, was dazu führt, dass Bedingung (4.48) nicht erfüllbar ist. In manchen Fällen ist dann bereits in Gleichung (4.46) der Logarithmus eines negativen Wertes zu berechnen. Je stärker sich EEG-Vergütung und Strompreis unterscheiden, umso höher ist der potentielle Ertrag und umso unwahrscheinlicher ist diese Einschränkung.

Um zu prüfen ob es sich beim lokalen Optimum C_{rBat}^* auch um eine wirtschaftliche Lösung handelt, ergibt sich durch Einsetzen der Lösung in Gleichung (4.39) die zuletzt notwendige Bedingung

$$K_0(C_{rBat}^*) > 0. \quad (4.49)$$

Der Einfluss verschiedener Wechselrichterleistungen auf die Wirtschaftlichkeit kann durch einen Vergleich der resultierenden Kapitalwerte durch Verwendung der unterschiedlichen Fitting-Parameter in Tabelle C.2 ermittelt werden.

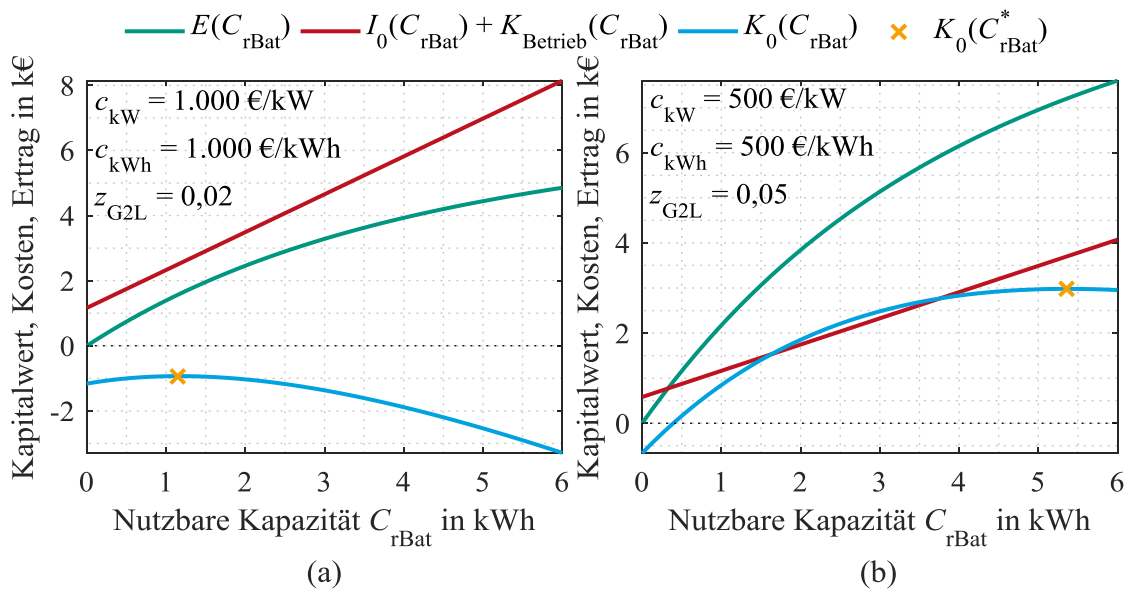


Abbildung 4.20: Exemplarische Darstellung des Kapitalwertes und dessen Kostenbestandteile bei unterschiedlicher Strompreisentwicklung und verschiedenen Systemkosten.

Abbildung 4.20 veranschaulicht den Ansatz mit den Annahmen in Kapitel 4.2 für verschiedene Systemkosten. Dort ist zu erkennen, dass bei konstantem Ertrag die Lage des Optimums auf der Abszisse durch die kapazitätsbezogenen und die Lage auf der Ordinate durch die leistungsbezogenen Kosten beeinflusst wird. Das Optimum liegt immer dort, wo die Steigung der Investitions- und Ertragskurve identisch ist. In Abbildung 4.20 (a) liegen die Investitionskosten im Bereich

aktuell am Markt verfügbarer Systeme (vgl. Abbildung 5.4). Basierend auf einer Strompreissteigerung von 2 %/a und einem Kalkulationszins von 2 % berechnet sich eine optimale Kapazität von 1,16 kWh bei einem Kapitalwert von -933 €. Bei stark reduzierten Systemkosten und einer zugrundeliegenden Strompreissteigerung von 5 %/a beträgt die optimale Kapazität bei sonst gleichen Randbedingungen 5,37 kWh bei einem Kapitalwert von 2.981 € (Abbildung 4.20 (b)).

4.7 Kernaussagen bezüglich der Batteriespeicher in privaten Haushalten

Anhand des vorgestellten Batteriemodells wurde zunächst gezeigt, dass der Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters großen Einfluss auf die Effizienz des Gesamtsystems hat. Die Auswirkungen der Degradation der Batteriezellen machen sich vor allem beim Entladen mit betragsmäßig großen Leistungen bemerkbar, wohingegen der verringerte Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters im Teillastbetrieb die Effizienz dominiert. Wird die verringerte Laufzeit, die mit der Degradation einhergehen kann, vernachlässigt, so lässt sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern unter optimistischen Randbedingungen darstellen. Verkürzte Laufzeiten und geringe Strompreissteigerungsraten wirken sich besonders negativ auf deren Wirtschaftlichkeit aus. Die höchsten spezifischen Erträge werden für Batteriespeicher mit geringer nutzbarer Kapazität und niedriger Wechselrichterleistung erzielt. Zusätzliche Verbraucher wirken sich dann positiv auf die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern aus, wenn genügend PV-Strom vorhanden ist. Andernfalls kann der erhöhte Direktverbrauch zusätzlicher Verbraucher den Ertrag reduzieren. Deutliche Unterschiede ergeben sich auch durch eine verschärfte Einspeisebegrenzung, wenn der Batteriespeicher im einfachsten Betriebsmodus ge- und entladen wird. Zuletzt wurde auf Basis umfangreicher Simulationen ein Ansatz vorgestellt, der die analytische Berechnung einer optimalen Batteriespeicherkapazität mit wenigen Eingangsparametern eines Haushaltes ermöglicht.

5 Marktpotential privater Batteriespeicher in Deutschland bis 2030

5.1 Annahmen

Das Marktpotential privater Batteriespeicher für den kombinierten Einsatz mit PV-Bestandsanlagen wird anhand der Stammdaten verschiedener PV-Anlagenregister abgeschätzt. Für Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum vor dem 01.08.2014 wird auf die aufbereiteten Daten aus [DGSi] zurückgegriffen, die von den Übertragungsnetzbetreibern zu veröffentlichenden sind. Mit Eintritt der Anlagenregisterverordnung 2014 [ARV14] müssen alle neu installierten EEG-Anlagen bei der Bundesnetzagentur gemeldet werden. Der zweite Teil der Bestandsanlagen entstammt daher den Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur [BNAi]^{xv}.

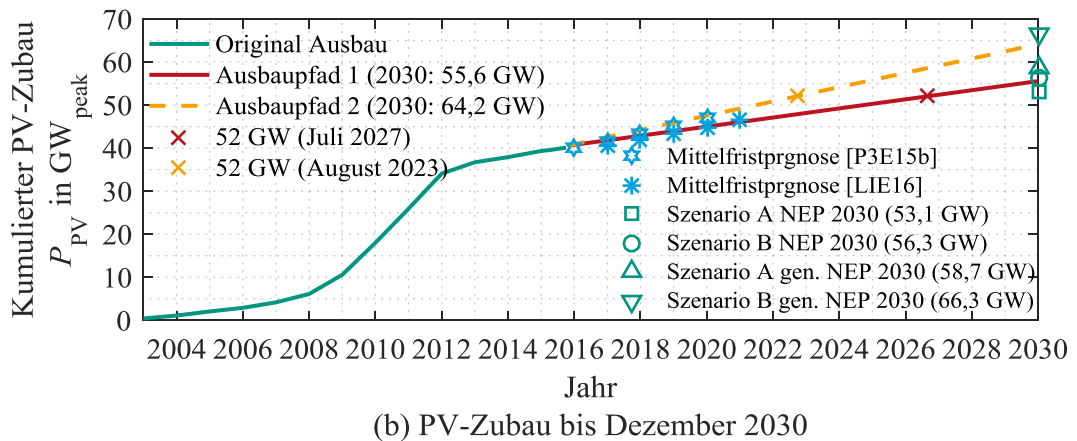
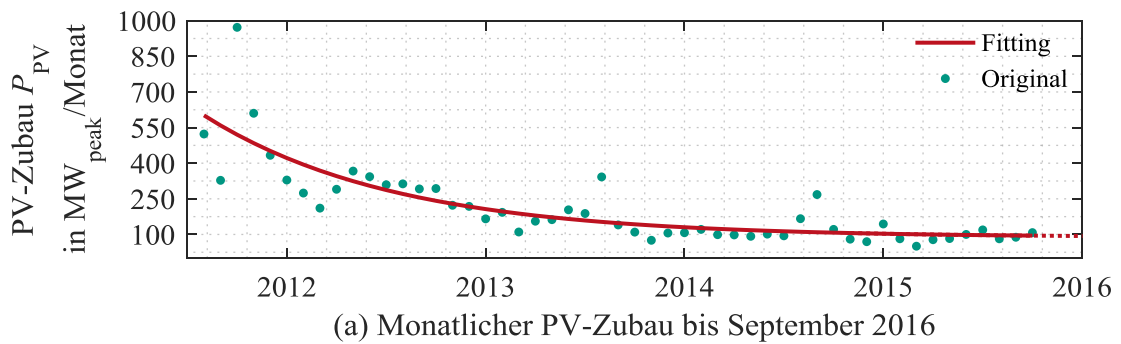


Abbildung 5.1: Historischer und angepasster PV-Ausbaupfad bis Ende 2030.

Aufbauend auf den verfügbaren Daten mit Stand 09.2016 wurde ein möglicher Ausbaupfad für PV-Anlagen bis zum Jahr 2030 bestimmt (Abbildung 5.1). Demnach konvergiert der monatliche

^{xv} Mit Inkrafttreten der Marktstammdatenregisterverordnung wird, mit dem Ziel der Vereinfachung der Meldungen, der Reduzierung vorhandener Register und der Steigerung der Datenqualität und Transparenz, Mitte 2017 ein zentrales Gesamtanlagenregister seinen Betrieb aufnehmen.

Zubau gegen einen Wert von 88,12 MW/m, sodass der zur Anpassung der Degression relevante *annualisierte Brutto-Zubau* zu jedem Quartalsbeginn 1.057 MW beträgt (Ausbaupfad 1). Die im EEG fixierte Marke von 52 GW wird demnach im Juli 2027 erreicht, bis Ende 2030 beträgt die kumulierte installierte Leistung 55,6 GW_{peak}. Die aktuelle Mittelfristigprognose [LIE16] für den Netzentwicklungsplan liefert bis 2021 vergleichbare Werte (Abbildung 5.1). Der für das Jahr 2030 prognostizierte Ausbau liegt zwischen Szenario A und B des Netzentwicklungsplan 2030 [NEP16a], jedoch unter den Werten des genehmigten Netzentwicklungsplanes (Szenario A: 58,7 GW; Szenario B: 66,3 GW) [BNA16b]. Daher wird in einem weiteren Szenario ein zusätzlicher monatlicher Zubau von 50 MW/m angesetzt (*annualisierter Brutto-Zubau*: 1.657 MW/a), sodass der Gesamtzubau bis 2030 64,2 GW beträgt und bereits im August 2023 die Marke von 52 GW überschritten wird (Ausbaupfad 2).

Während in Ausbaupfad 1 nach dem nicht mehr gültigem § 31 EEG 2014 keine weitere Anpassung der Vergütung zur Folge hätte, erfolgt gemäß § 49 Abs. 3 EEG der am 01.01.2017 in Kraft getretenen Version [EEG17], eine jeweils einmalige Anhebung der Vergütung zum Quartalsbeginn um 3 %. Die gesteigerte Zubaurate nach Ausbaupfad 2 führt zur einmaligen Anhebung der Vergütung zum Quartalsbeginn um 1,5 %. Es ist zu erwarten, dass sich diese Anpassungen in steigenden Zubauzahlen widerspiegeln, was im Sinne des *atmenden Deckels* wiederum eine Absenkung der Vergütung nach sich ziehen kann. Diesem komplexen Sachverhalt wird vereinfacht nicht Rechnung getragen, da zusätzliche Einflüsse wie saisonal variierende Zubauraten deren Nachbildung, bspw. in Abhängigkeit von Vergütungen und Systempreisen, zusätzlich erschweren. Die Richtigkeit eines solchen Modells kann ebenso wenig garantiert werden. Stattdessen wird bis zum Erreichen der 52 GW Marke im Juli 2027 oder August 2023 eine konstante Vergütung von 12,31 Ct/kWh für Anlagen bis 10 kW_{peak} und 11,97 Ct/kWh für den Anteil bis 30 kW_{peak} angesetzt. Darüber hinaus wird von einer Vermarktung des eingespeisten PV-Stroms von konstant 4 Ct/kWh ausgegangen, was in etwa dem Durchschnitt des Börsenpreises am EPEX-Spotmarkt von 2013 bis 2016 entspricht. Dieser Wert wird auch für die aus der Förderung fallenden Bestandsanlagen angesetzt.

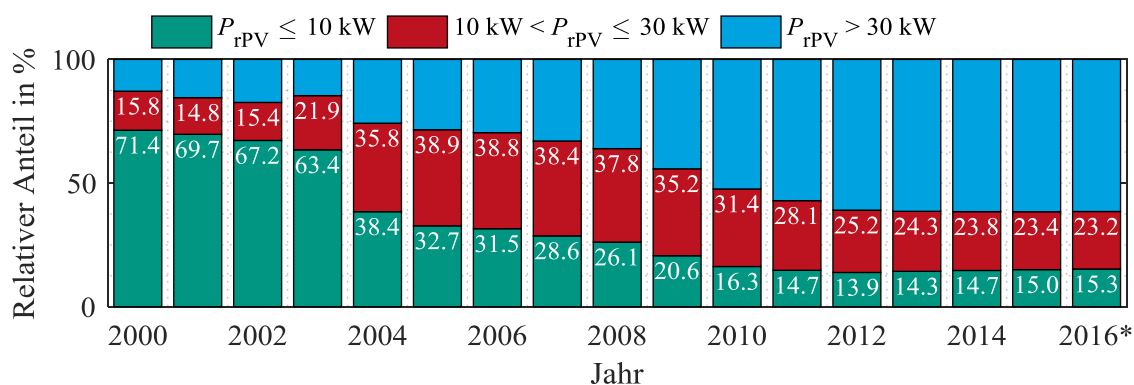


Abbildung 5.2: Anteil verschiedener Leistungsklassen an kumulierter installierter PV-Leistung (*Daten bis 09/2016).

Der Anteil neu installierter PV-Kleinanlagen am Gesamtzubau wird ebenso wie der Gesamtzubau anhand historischer Daten extrapoliert (Abbildung 5.2). Es wird angenommen, dass der Anteil von Anlagen bis 10 kW_{peak} bis 2030 15,3 % der kumulierten Anlagenleistung beträgt, sodass der jährliche PV-Ausbau dieser Anlagenklasse gegen 161,8 MW (Ausbaupfad 1) und 253,6 MW

(Ausbaupfad 2) konvergiert. In jedem Jahr werden so viele Anlagen dimensioniert und zugebaut, bis der Jahreszielwert der Anlagenklasse bis $10 \text{ kW}_{\text{peak}}$ erreicht ist. Damit wäre das Dachflächenpotential in Deutschland von 96-240 GW_{peak} bei Weitem nicht ausgeschöpft [FRA12]. Individuelle PV-Anlagenleistungen werden auf Basis der Angaben in Tabelle 5.1 und aus Gleichung (5.1) resultierenden, zufällig ermittelten Jahresenergiebedarfe einzelner Haushalte berechnet. Anhand eines Vergleichs mit anonymisierten Energiebedarfsdaten, bereitgestellt durch die *EWR Netz GmbH*, wurde die Überlagerung eines normalverteilten statistischen Anteils mit einer Standardabweichung von 25 % des deterministisch berechneten Energiebedarfs nach Gleichung (5.1) in Abhängigkeit der Personen pro Haushalt p_{HH} als beste Annäherung identifiziert.

$$W_{\text{L kWh}}(p_{\text{HH}}) = -36,82 \text{ kWh} \cdot p_{\text{HH}}^2 + 1.130,35 \text{ kWh} \cdot p_{\text{HH}} + 1.153,40 \text{ kWh} \quad (5.1)$$

Tabelle 5.1: Häufigkeit verschiedener Haushaltsgrößen in Deutschland und deren Energiebedarf.

Haushaltsgröße p_{HH}	Relativer Anteil nach [DESia]	Abschätzung Verteilung großer Haushalte	Energiebedarf nach [EAN15]	Energiebedarf nach Gleichung (5.1)
1 Person	41,4 %	-	2.256 kWh	2.247 kWh
2 Personen	34,2 %	-	3.248 kWh	3.267 kWh
3 Personen	12,1 %	-	4.246 kWh	4.213 kWh
4 Personen	9,0 %	-	5.009 kWh	5.086 kWh
5 Personen	3,2 % (Haushaltsgröße: 5+)	50 %	5.969 kWh	5.885 kWh
6 Personen		25 %	6.579 kWh	6.610 kWh
7 Personen		13 %	-	7.262 kWh
8 Personen		7 %	-	7.840 kWh
9 Personen		3 %	-	8.344 kWh
10 Personen		2 %	-	-

Die Dimensionierung der PV-Anlagen und der Batteriespeicher beruht auf der Strompreisentwicklung für Privathaushalte (Abbildung 5.3; vgl. Kapitel 4.4.6) sowie auf Preisabschätzungen für PV-Anlagen und Batteriespeicher (Abbildung 5.4). Auf Basis der Daten aus [PHZi] ergibt sich die Funktion zur Berechnung des nominalen Brutto-Endkundenpreises der PV-Anlage bis 2030 zu

$$c_{\text{PV}}(a) = 1.006 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{\text{peak}}} + 3.665 \frac{\text{€}}{\text{kW}_{\text{peak}}} (1 - 0,2895)^{a-2009}. \quad (5.2)$$

Dieser sinkt im Jahr 2030 auf ca. $1.008 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ und liegt damit über den realen Investitionskosten nach [PRO14] in Höhe von $935 \text{ €}_{2011}/\text{kW}_{\text{peak}}$, jedoch deutlich unterhalb des Nominalwertes der sich unter Berücksichtigung der Inflationsrate zu ca. $1.408 \text{ €/kW}_{\text{peak}}$ berechnet. Auch die auf [AEEi] aufgeschlüsselten realen Kosten mit dem Bezugsjahr 2014 verschiedener Studien liegen größtenteils über dem hier angesetzten Wert. Eine Erklärung der höheren Kostenannahmen liegt darin begründet, dass die Studien bis ins Jahr 2012 zurückreichen und die in den vergangenen Jahren beobachtbare signifikante Kostenreduktion nicht vorhergesehen wurde.

Weiterhin werden die Kosten für den Tausch des PV-Wechselrichter nach zehn Jahren mit 10 % des jeweils geltenden Marktpreises des Gesamtsystems berücksichtigt (vgl. [ANOi]). Aus Untersuchungen in [Nyk15] leitet sich die Entwicklung der Batteriekosten ab. Die Degressionsrate der Batteriekosten

$$d_{\text{c}_{\text{Bat}}}(a) = 0,3137 + 1,1801 (1 - 0,08)^{a-2009}, \quad (5.3)$$

wird vereinfacht für den kapazitätsbezogenen und leistungsbezogenen Kostenanteil ausgehend von 1.150 €/kWh und 1.000 €/kW im Juli 2015 [PVMi] verwendet (vgl. auch [FRA16]). Der Gesamtpreis wird sich bis zum Ende des relevanten Betrachtungszeitraums im Jahr 2030 mit 596,3 €/kWh und 518,5 €/kW in etwa halbieren. Auch für den Batteriespeicher wird ein nötiger Tausch des Wechselrichters nach zehn Jahren vorgesehen. Basierend auf Recherchen werden die Wechselrichterkosten mit 20 % der leistungsbezogenen Kosten angesetzt.

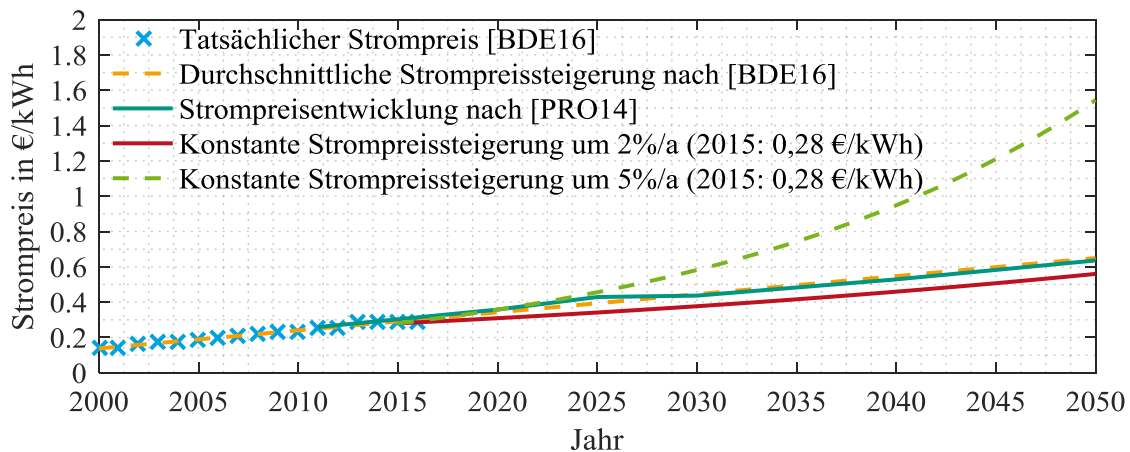


Abbildung 5.3: Strompreisentwicklungspfade bis 2030.

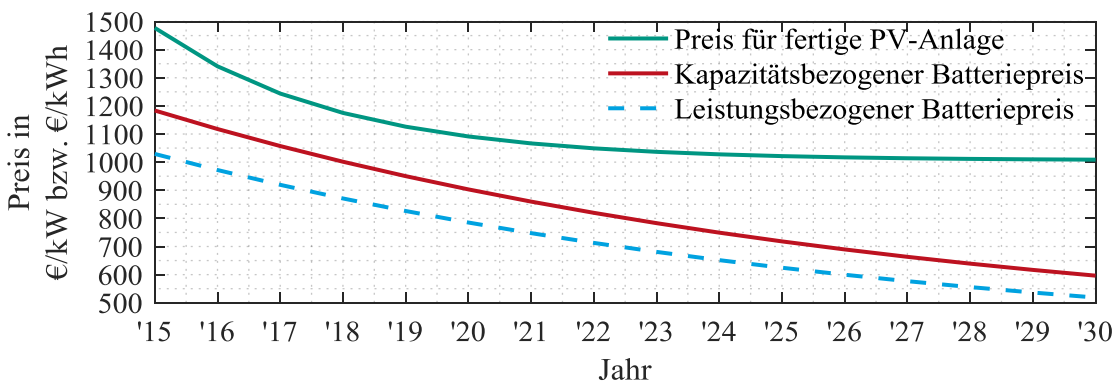


Abbildung 5.4: Entwicklung der Endkundenpreise von PV-Anlagen und Batteriespeichern im Betrachtungszeitraum bis 2030.

5.2 Anzahl neu installierter PV-Anlagen

Nach dem vorgestellten Ansatz zur Berechnung der jährlichen Zubaurate für PV-Neuanlagen, bei dem die installierte Leistung vorgegeben ist, resultiert je nach zugrundeliegender Strompreisentwicklung eine unterschiedliche Anzahl an PV-Anlagen (Abbildung 5.5). Da sich die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen gegenüber Zeiten sehr hoher Einspeisevergütungen primär aus den Einsparungen im Strombezug begründet, nimmt die durchschnittliche PV-Anlagengröße mit zunehmender Strompreissteigerung von 3,0 kW_{peak} bei 2 %/a auf 5,1 kW_{peak} bei 5 %/a zu (Tabelle 5.2: # 1). Entsprechend reduziert sich nach vorgestellter Methodik bei größerer Anlagengröße die Anzahl installierter Anlagen zur Erreichung des jährlichen Zielkorridors. Bei einer Strompreissteigerung von 5 %/a liegt die durchschnittliche Anzahl jährlich neu installierter PV-

Anlagen nach Ausbaupfad 1 bei 34.768 (2 %/a: 51.818; [PRO14]: 44.394) und nach Ausbaupfad 2 bei 54.355 (2 %/a: 81.029; [PRO14]: 71.884).

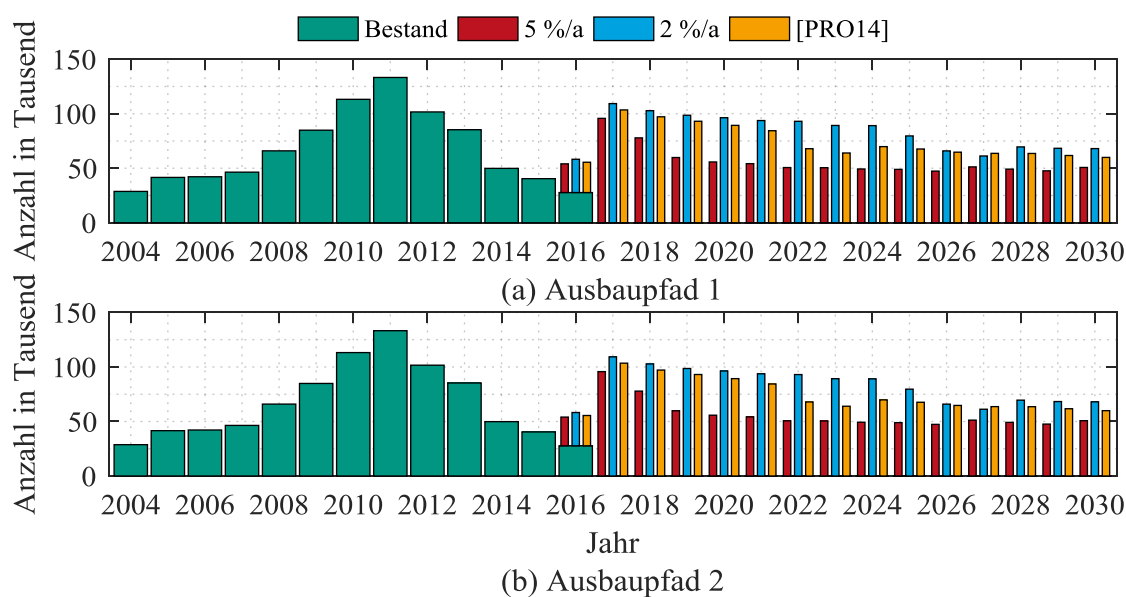


Abbildung 5.5: Anzahl jährlich installierter PV-Anlagen ($\leq 30 \text{ kW}_{\text{peak}}$) bei unterschiedlicher Strompreisentwicklung und festgelegter Gesamtleistung nach Ausbaupfad 1 (a) und Ausbaupfad 2 (b).

5.3 Marktpotential privater Batteriespeicher

Für PV-Bestandsanlagen wird die optimale Kapazität mit der Kapitalwertmethode ermittelt, der sich gemäß Gleichung (4.39) aus Investitions-, Betriebs- und Ersatzkosten sowie den Erträgen, welche aus den reduzierten Strombezugskosten resultieren, berechnet. Auch unter Vernachlässigung jeglicher Fördermechanismen und Herstellerrabatte für Batteriespeicher, zeichnet sich für die PV-Bestandsanlagen bis 2030 in allen Szenarien ein positives Bild ab (Tabelle 5.2; Abbildung 5.6). Entwickeln sich die Systemkosten für Batteriespeicher wie angenommen (ca. Halbierung des Systempreises bis 2030), lohnt sich für nahezu alle Kunden die Investition in einen Batteriespeicher (Tabelle 5.2: # 5). Vor allem die geringen Erträge für den in das Netz eingespeisten PV-Strom nach Auslauf der zwanzigjährigen EEG-Vergütung setzt Anreize zur Eigenversorgung mithilfe eines Batteriespeichers. Für Haushalte mit hohem Energiebedarf und großer PV-Anlage ist die Investition bei höheren Kosten, d.h. in früheren Jahren, rentabel, wohingegen sich der optimale Investitionszeitpunkt bei kleiner PV-Anlage oder geringem Energiebedarf verzögert (Abbildung 5.7). Das Marktpotential für Batteriespeicher mit PV-Bestandsanlagen lässt sich auf Basis der drei vorgestellten Szenarien bis Ende 2030 auf 3,42 GWh bis 3,54 GWh abschätzen (Tabelle 5.2: # 3).

Hinzu kommen die Batteriespeicher, welche gemeinsam mit PV-Neuanlagen installiert werden. Gegenüber den PV-Bestandsanlagen werden bei der Kapitalwertberechnung nach Gleichung (4.39) zusätzlich zu den Investitions-, Ersatz- und Betriebskosten des Batteriespeichers, selbige Kosten der PV-Anlage von dem mit PV-Anlage und Batteriespeicher erzielbaren Ertrag

subtrahiert. So beträgt der Anteil von PV-Anlagen mit Batteriespeicher für eine Strompreissteigerung von 5 %/a bis 2030 maximal ca. 75 % (Tabelle 5.2: # 5), woraus das Marktvolumen bis 2030 durch die Neuanlagen maximal um zusätzlich 1,53 GWh nach Ausbaupfad 1 und 2,40 GWh nach Ausbaupfad 2 steigt (Tabelle 5.2: # 3). Die aus der Hochrechnung resultierenden gesamten Anfangsinvestitionen belaufen sich auf einen Bereich von 3,94 Mrd. € bis maximal 5,85 Mrd. € (Ausbaupfad 1) und 4,21 bis 6,65 Mrd. € (Ausbaupfad 2) (Tabelle 5.2: # 10), wobei die durchschnittlichen auf die nutzbare Kapazität bezogenen Systemkosten zum jeweiligen Zeitpunkt der Investition im Bereich von 836 €/kWh bis 1.266 €/kWh liegen (Tabelle 5.2: # 9).

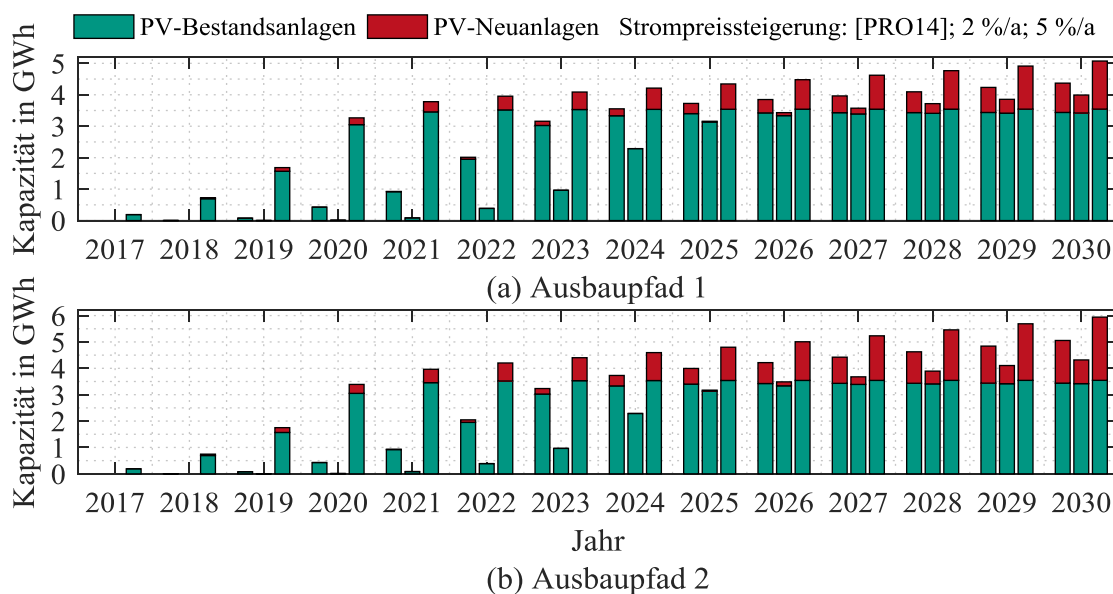


Abbildung 5.6: Verlauf des Marktpotentials wirtschaftlicher Batteriespeichersysteme bei unterschiedlicher Strompreissteigerung nach Ausbaupfad 1 (a) und Ausbaupfad 2 (b).

Tabelle 5.2: Sensitivitäten der Hochrechnung für private Batteriespeicher.

#	PV-Anlagentyp	Bestandsanlagen			Neuanlagen (Ausbaupfad 1/Ausbaupfad 2*)		
		Strompreissteigerung	2 %/a	5 %/a	[PRO14]	2 %/a	5 %/a
1	Ø PV-Anlagenleistung (≤ 10 kW _{peak}) in kW _{peak}	6,1			3,0	5,1	3,5
2	Mittelwert nutzbare Kapazität in kWh	2,45	2,52	2,45	3,09	3,94	3,22/ 3,19
3	Installierte Kapazität bis 2030 in GWh	3,42	3,54	3,44	0,57/ 0,90	1,53/ 2,40	0,93/ 1,62
4	Haushalte mit Batterie & PV bis 2030 (absolut)	1.396.112	1.408.665	1.400.898	185.344/ 290.886	388.655/ 608.878	289.329/ 506.626
5	Haushalte mit Batterie & PV bis 2030 (relativ) in %	98,7	99,6	99,1	23,9	74,5/74,7	43,4/47,0
6	Jahr frühesten Zubaus	2019	2016	2018	2024	2017	2020
7	Jahr maximalen Zubaus (maximale Kapazität)	2024	2020	2023	2029	2029	2029
8	Jahr maximalen Zubaus (maximale Anzahl)	2024	2020	2030	2029	2020/ 2021	2030
9	Ø Anfangsinvestition in €/kWh	1028	1.266	1.116	836	967	892/900
10	Σ Anfangsinvestitionen bis 2030 in €	3,47 Mrd.	4,43 Mrd.	3,79 Mrd.	470,6/ 738,7 Mio.	1,42/ 2,22 Mrd.	0,81/ 1,42 Mrd.

* Darstellung nur bei abweichenden Ergebnissen

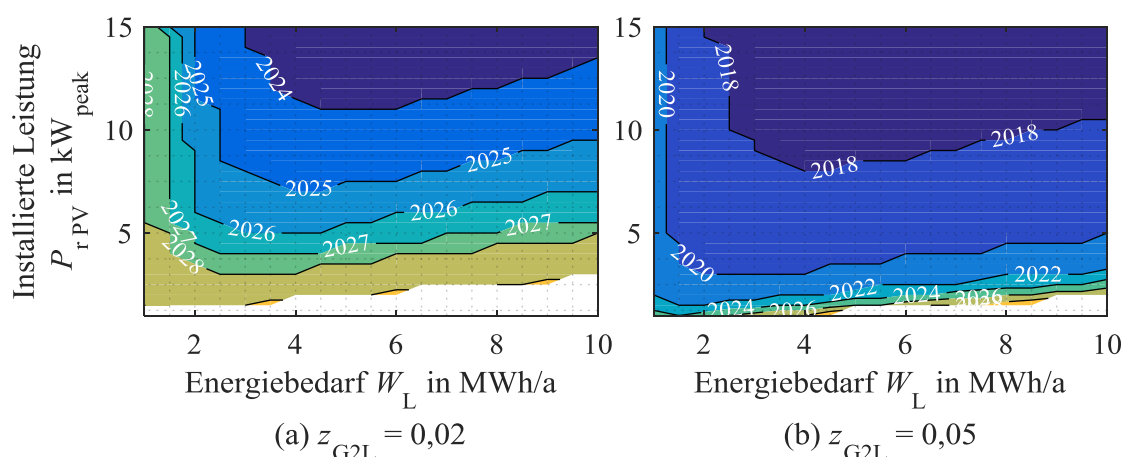


Abbildung 5.7: Installationsjahr ab dem Batteriespeicher mit PV-Bestandsanlagen bei reiner Eigenverbrauchsoptimierung wirtschaftlich zu betreiben sind, in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und des Energiebedarfs bei unterschiedlicher zugrundeliegender Strompreissteigerung z_{G2L} .

5.4 Regionales Marktpotential von Batteriespeichern für PV-Bestandsanlagen

Die regionale Darstellung des Marktpotentials von Batteriespeichern für **PV-Bestandsanlagen** auf Landkreis- und Bundeslandebene basiert auf der Angabe der jeweiligen Installationsorte in den Datensätzen [BNAi][DGSi] sowie der Geoinformationsdaten aus [BKGi] und des Gemeindeverzeichnisses aus [DESib]. Erwartungsgemäß ist das Marktpotential privater Batteriespeicher für PV-Bestandsanlagen dort am größten, wo viele PV-Anlagen installiert sind. Während in manchen Landkreisen geringes bis kein Potential vorhanden ist, wird in allen Szenarien in einigen Landkreisen ein Potential von 20 MWh bis über 40 MWh erreicht (Abbildung 5.8). Auf Bundesländerebene ist das Marktpotential für PV-Bestandsanlagen in Bayern mit 1.109 MWh bis 1.149 MWh am größten (Tabelle 5.3), wohingegen die Stadtstaaten basierend auf den vorhandenen Daten geringes oder kein Potential aufweisen.

Tabelle 5.3: Marktpotential privater Batteriespeicher in Kombination mit PV-Bestandsanlagen nach Bundesländern bei unterschiedlicher Strompreissteigerung in MWh.

Bundesland	[PRO14] (2030)	2 %/a (2030)	5 %/a (2020)	5 %/a (2030)
Bayern	1.115	1.109	1.023	1.149
Baden-Württemberg	647	643	560	667
Nordrhein-Westfalen	494	492	433	510
Niedersachsen	309	307	274	319
Hessen	235	234	206	242
Rheinland-Pfalz	213	212	189	220
Schleswig-Holstein	103	102	91	106
Sachsen	70	70	57	72
Brandenburg	66	66	55	68
Thüringen	51	51	44	52
Saarland	49	49	42	51
Sachsen-Anhalt	47	47	41	48
Mecklenburg-Vorpommern	27	27	24	28
Bremen	5	5	4	5
Hamburg / Berlin	0	0	0	0

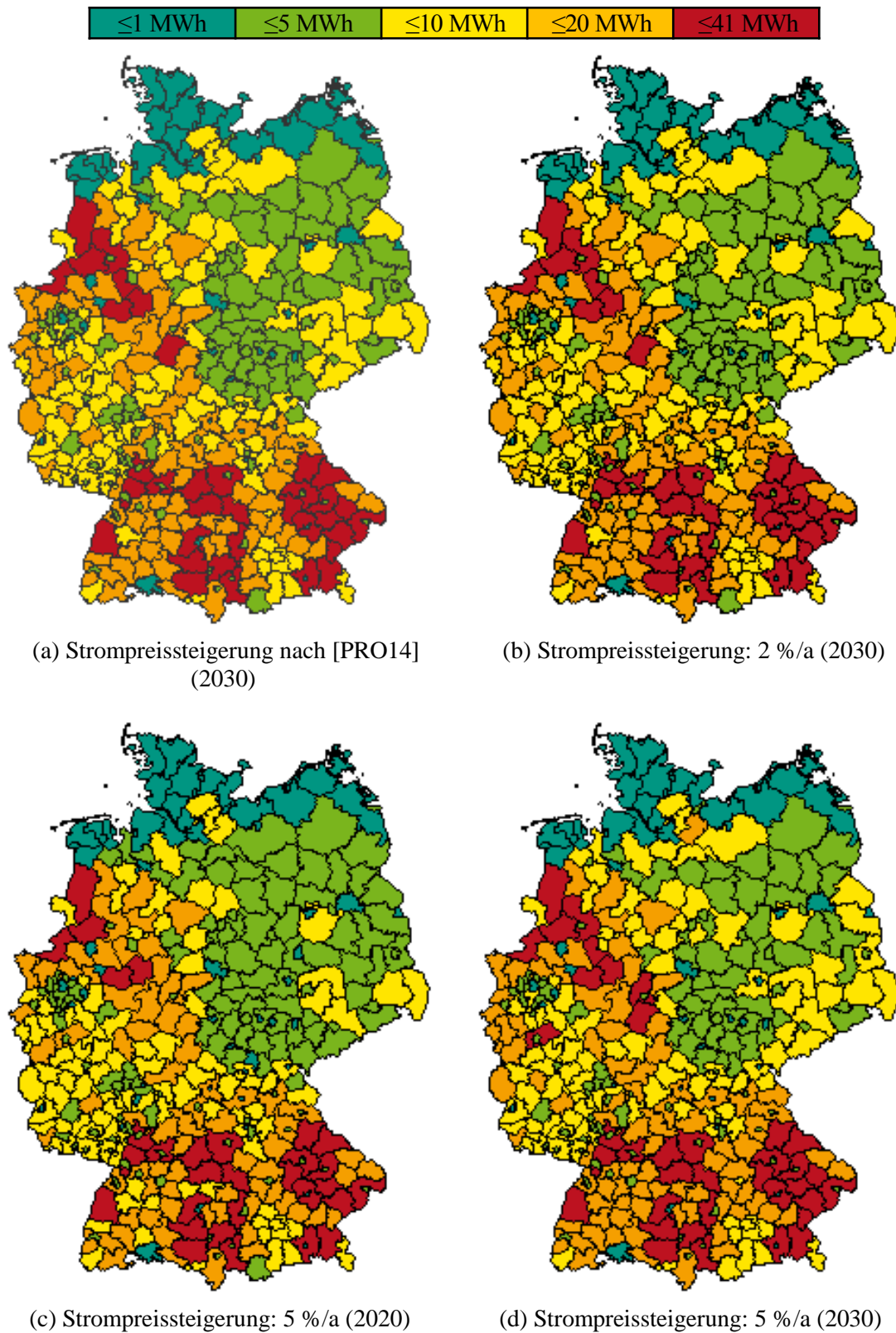


Abbildung 5.8: Marktpotential privater Batteriespeicher in Kombination mit PV-Bestandsanlagen nach Kreisen bei unterschiedlicher Strompreissteigerung mit Geoinformationsdaten aus [BKGi] und dem Gemeindeverzeichnis aus [DESib].

5.5 Kritische Bewertung

Entgegen der dargestellten Ergebnisse betrug der Anteil von PV-Anlagen mit Batteriespeicher im Jahr 2015 bereits 41 %, wobei ca. die Hälfte dieser Systeme im Rahmen des Förderprogrammes der KfW finanziert wurde [RWT16]. Es ist zu erwarten, dass weitere Förderprogramme einzelner Bundesländer, wie derzeit in Thüringen und Nordrhein-Westfalen, den Zubau von Batteriespeichern in Haushalten weiter vorantreiben werden. Damit sind die Ergebnisse vor allem in den ersten Jahren als nicht repräsentativ anzusehen. Weiterhin liegt die durchschnittliche nutzbare Kapazität mit 6 kWh deutlich höher als in diesen Ergebnissen mit bestenfalls 4 kWh. Laut einer Umfrage unter PV-Anlagenbesitzern [EUP16] planen 56 % der Befragten den Eigenverbrauch nach Ende der EEG-Förderung mittels Batteriespeicher zu optimieren. Wann und nach welchen Kriterien PV-Anlagenbesitzer in eine solche Technologie investieren, ist sicherlich nicht nur eine rein wirtschaftliche Entscheidung. Hier entscheiden zahlreiche weitere Faktoren, die den Zubau weiter beschleunigen, genauso auch verlangsamen können (Tabelle 5.4).

Trotz der vielen Unsicherheiten ist deutlich erkennbar, dass sich ein großer Markt für private Batteriespeicher und daran anknüpfende Geschäftsfelder entwickelt. Auch besteht kein Zweifel daran, dass nennenswerte Batteriespeicherkapazitäten Einzug in die Haushalte halten werden und diese potentiell einen Beitrag zumindest zur regionalen Systemstabilität leisten können. Die im Zuge der Energiewende benötigte und wirtschaftlich vertretbare Kapazität an Kurz- und Langzeitspeichern beläuft sich laut [VDE12] auf 70 GWh und 7 TWh (80 % Szenario). Mit der aus den Berechnungen maximal resultierenden Kapazität von 6 GWh ist der Anteil privater Batteriespeicher vergleichsweise gering.

Tabelle 5.4: Auswahl an Einflussfaktoren auf den Zubau privater Batteriespeicher.

Einflussfaktor	voraus. Einfluss	Einflussfaktor	voraus. Einfluss
Zusätzliche Förderprogramme	+	Quartierskonzepte	o
Marketing der Hersteller	+	Hohe Fehlerraten → verkürzte Laufzeit	-
Gesetzliche oder steuerliche Anreize	+	Medienwirksame Batterieunfälle	-
Erhöhtes Autarkiebestreben	+	Geringere Investitionsrate der Kunden	-
Kombinierte Geschäftsmodelle	+	Einsparungen ≠ Vergütungszahlungen	-
Stark sinkende Systempreise	+	Sinkende Strompreise	-
Stark steigende Strompreise	+	Fremdkapitalzinsen	-
Überdimensionierung von Systemen	+	Investition in alternative Technologien oder Effizienzmaßnahmen	-
PV-Zubau in Städten / Mieterstrom	+		

5.6 Kernaussagen bezüglich des Marktpotentials privater Batteriespeicher

Basierend auf Stammdaten von Photovoltaikanlagen und Verbraucherstatistiken sowie auf Prognosen verschiedener Vergütungen, Preisen und Zubauraten von PV-Neuanlagen wurde das Marktpotential privater Batteriespeicher zur Eigenversorgung bis zum Jahr 2030 ermittelt. Größtes Marktpotential in Höhe von 6 GWh und Gesamt-Anfangsinvestitionen von 6,65 Mrd. € ergeben sich bei einer Strompreissteigerung von 5 %/a. Vor allem für Besitzer von PV-Bestandsanlagen mit großer Erzeugungsleistung und hohem Jahresenergiebedarf lohnt sich die Investition zu frühen Zeitpunkten, wohingegen für Kunden mit geringem Energiebedarf und/oder geringer PV-

Leistung zu späteren Zeitpunkten ein positiver Kapitalwert resultiert. Äquivalent zur Installation von PV-Anlagen ergibt sich ein regional stark variierendes Marktpotential von Batteriespeichern von bis zu 41 MWh pro Landkreis. Vor allem wenn der Investitionsentscheidung steigende Strompreise zugrunde gelegt und Argumente gegen eine Kaufentscheidung vernachlässigt werden, ist die Investition in einen Batteriespeicher für nahezu alle Betreiber von PV-Bestandsanlagen bis 2030 rentabel. Werden neue PV-Anlagen auf den optimalen Eigenverbrauch ausgelegt, so liegt der Anteil an Batteriespeichern bei 24 % (Strompreissteigerung: 2 %/a) bis 75 % (Strompreissteigerung: 5 %/a). Verglichen mit den laut [VDE12] bis 2050 benötigten Kapazitäten an Kurz- und Langzeitspeichern in Höhe von 70 GWh und 7 TWh, haben Batteriespeicher in privaten Haushalten mit einer hier ermittelten Gesamtkapazität von maximal 6 GWh einen geringen Anteil.

6 Prognosebasierte Optimierung der Strombeschaffungskosten im Haushalt

Für den in Kapitel 3.2 definierten Beispielhaushalt, der neben einer PV-Anlage, einem Elektrofahrzeug und einer Wärmepumpe, über einen Batteriespeicher verfügt, wird das Potential zur Optimierung der Strombeschaffungskosten beziffert. Dies erfordert zunächst die Fahrplanoptimierung basierend auf der Prognose der Globalstrahlung und des Energiebedarfs der verschiedenen Lasten. Weiterhin wird ein vereinfachtes Batteriespeichermodell benötigt, um die Degradationskosten in der Optimierung zu berücksichtigen. Zuletzt werden die Degradationskosten, die bei der Bereitstellung von Systemdienstleistung anfallen, den Netzausbaukosten gegenübergestellt.

6.1 Simulationsablauf mit Fahrplanoptimierung

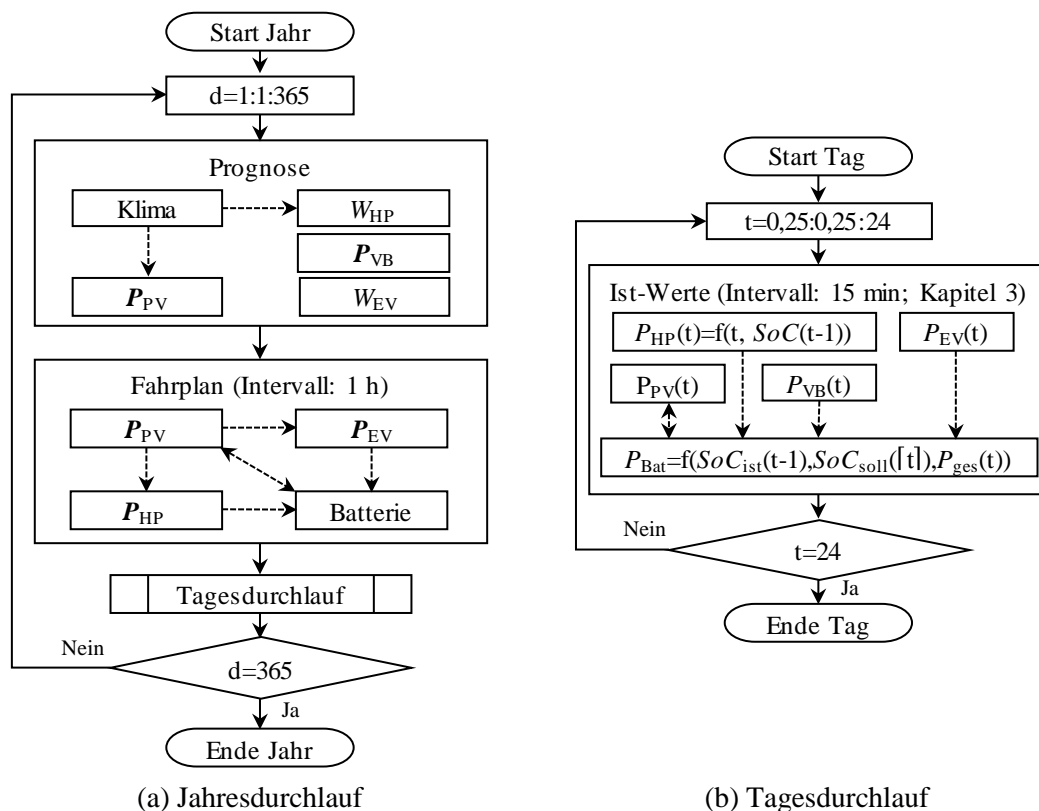


Abbildung 6.1: Ablaufplan der Jahressimulation mit Fahrplanoptimierung.

Abbildung 6.1 veranschaulicht den implementierten Simulationsablauf. Zu Beginn eines jeden Tages erfolgt die Prognose von Erzeugung und Energiebedarf in stündlicher Auflösung (Kapitel 6.2), gefolgt von der Optimierung des Fahrplans der steuerbaren Verbraucher mit dem Ziel einer möglichst hohen Eigenverbrauchsquote (Gleichungen (3.7)-(3.9)). Der zuerst ermittelte Fahrplan des Elektrofahrzeuges ergibt sich aus dem ungesteuerten Laden nach dem Anschließen

an das Netz, da hierdurch bereits ein hoher Anteil an PV-Strom geladen werden kann (Kapitel 3.2.2). Das Laden in den Morgenstunden zur weiteren Erhöhung der Eigenverbrauchsquote des Elektrofahrzeuges wird nicht betrachtet, um den Wunsch des Kunden nach einer hohen Planbarkeit der verfügbaren Reichweite Rechnung zu tragen. Im Anschluss daran erfolgt die Fahrplanprognose der Wärmepumpe, die aufgrund der dauerhaften Verfügbarkeit am Netz gegenüber dem Elektrofahrzeug mehr Freiheitsgrade für die Planung der Betriebszeiten aufweist. Da der Fokus auf der Ermittlung des Potentials zur Optimierung der Strombeschaffungskosten liegt, werden die in der Praxis existierenden und seitens der Energieversorger festgelegten Pausenzeiten für den Betrieb der Wärmepumpe vernachlässigt. Diese könnten bspw. durch Anpassung der unteren und oberen Leistungsgrenzen zu vorgegebenen Zeiten einfach beachtet werden. Im Fall der Wärmepumpe wird vom Soll-Fahrplan abgewichen, wenn aufgrund der Prognoseabweichungen die minimalen und maximalen Ladezustandsgrenzen des Warmwasserspeichers unter- oder überschritten werden.

In einem weiteren Schritt wird der Soll-Ladezustand des Batteriespeichers basierend auf dem zuvor prognostizierten Gesamtprofil der PV-Anlage und aller Verbraucher sowie unter Berücksichtigung eines vereinfachten Batteriemodells (Kapitel 6.3) für jede Stunde in einer weiteren Optimierung bestimmt (Kapitel 6.4). Wie der Batteriespeicher innerhalb einer jeden Stunde den Sollwert erreicht, hängt zum einen von der tatsächlich verfügbaren Leistung ab. Andererseits kann unter Annahme ausreichend vorhandener Reserve, ein möglichst schnelles Erreichen des Sollwertes oder eine Verzögerung, z. B. zu Gunsten einer verringerten Degradation, angestrebt werden. Darüber hinaus sind weitere Betriebsweisen denkbar, die hinsichtlich einer möglichst optimalen Bereitstellung von Systemdienstleistung vorteilhaft wären. Aufgrund der stets in Kauf zu nehmenden Prognoseungenauigkeiten, die mit höherer zeitlicher Auflösung zunehmen, bringt die Vorgabe eines kontinuierlichen Fahrplanes keinen nennenswerten Mehrwert.

In der folgenden Simulation des Tagesdurchlaufs in 15-minütiger Auflösung werden die tatsächlichen Profile der verschiedenen Lasten erfasst, die auf den in Kapitel 3 beschriebenen Modellierungsansätzen beruhen. Da die Prognosen in stündlicher Auflösung vorliegen, wird die maximale PV-Einspeisung häufig unterschätzt. Um die Einspeiseverluste aufgrund der Abregelung der PV-Anlage möglichst gering zu halten, wird vom Soll-Fahrplan des Batteriespeichers abgewichen, wenn eine Überschreitung des zulässigen Grenzwertes festgestellt wird. Werden im Tagesverlauf zu große Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Profilen festgestellt, so ist generell auch eine Anpassung der Prognose im Tagesverlauf denkbar. Hierfür eignen sich statistische Methoden basierend auf historischen Daten.

6.2 Prognose der PV-Erzeugung und des Energiebedarfs

6.2.1 Prognose der PV-Erzeugung

Zur Nachbildung realistischer Prognoseabweichungen der PV-Einspeisung existieren kommerziell erworbene Prognosedaten der Globalstrahlung für den Standort Freiburg vom *Deutschen Wetterdienst* sowie die am gleichen Standort gemessenen Strahlungsdaten für den Zeitraum von 341 Tagen. Die Prognosedaten liegen in stündlicher Auflösung für einen Prognosehorizont von 72 h vor und basieren auf einem physikalischen Klimamodell, das bei großen Prognosehorizonten von

mehreren Stunden bis Tagen eine höhere Genauigkeit als statistische Ansätze vorweist. Wird zusätzlich der PV-Wechselrichter nach dem in [Sch96] beschriebenem Ansatz modelliert, so wird der tägliche Energieertrag der PV-Anlage durchschnittlich für die 341 Tagesprofile vom 25.02.2014 bis 31.01.2015 im Winter (W) um 0,6 kWh und 6,8 %, in der Übergangszeit (Ü) um 1,2 kWh und 6,4 % und im Sommer (S) um 1,4 kWh und 4,1 % überschätzt (Abbildung 6.2). Der mittlere absolute Fehler (MAE) beträgt im gleichen Zeitraum 0,13 kW (W), 0,28 kW (Ü) und 0,37 kW (S), die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (RMSE) beträgt 0,48 kW (W) und 0,67 kW (Ü/S).

Da die Prognosedaten lediglich für einen Zeitraum von 341 Tagen in stündlicher Auflösung vorliegen, wird ein Strahlungsprofil inklusive zugehöriger 24 h Prognose für das gesamte Jahr aus den vorhandenen Daten erstellt, wobei die Strahlung zur passenden Uhrzeit und Saison bei der zufälligen Auswahl berücksichtigt wurde. Für die Simulation des Tagesdurchlaufes erfolgt weiterhin eine Anpassung der Daten auf eine zeitliche Auflösung von 15 min. Durch die Erweiterung des Simulationszeitraumes auf ein ganzes Jahr und die Anpassung der PV-Profile auf 15 min betragen MAE und RMSE nun 0,31 kW und 0,827 kW für das ganze Jahr.

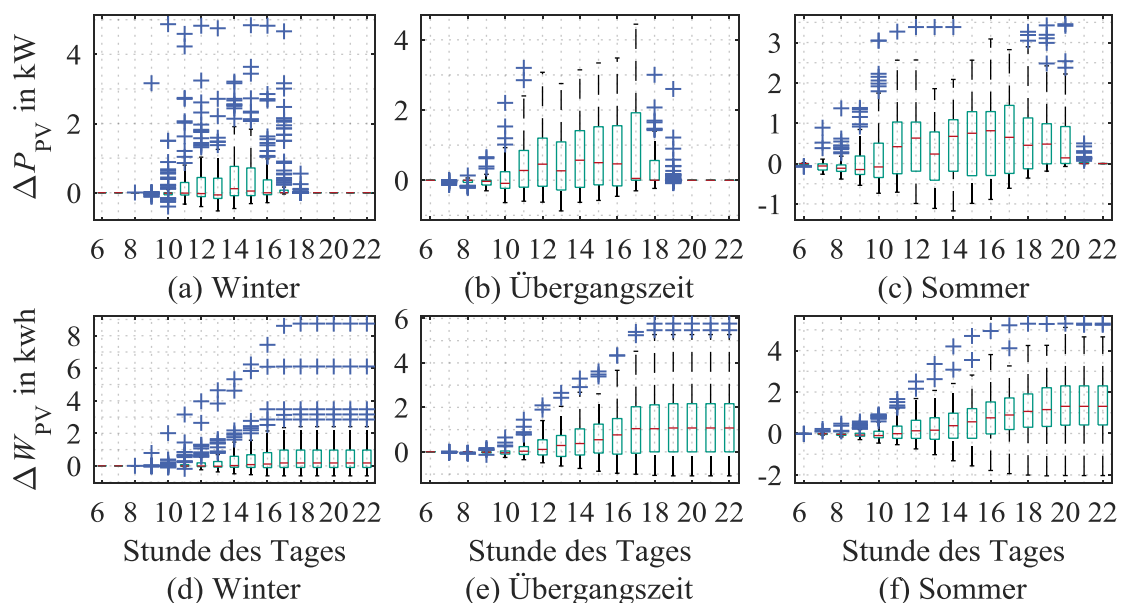


Abbildung 6.2: Abweichung der Einspeiseleistung (a)-(c) und des kumulierten Energieertrages (d)-(f) von prognostiziertem und tatsächlichem PV-Profil, basierend auf Globalstrahlungsdaten des *Deutschen Wetterdienstes*.

6.2.2 Prognose des Heizenergiebedarfs

Zur Erstellung des Fahrplanes der Wärmepumpe eignet sich die Berechnung des durchschnittlichen Tagesenergiebedarfs W_{HP} in Abhängigkeit der ebenfalls mit Unsicherheit behafteten Tagesdurchschnittstemperatur mit einer Unterscheidung nach Saison (Abbildung 6.3). Für die spätere Optimierung wird der Prognosefehler der Tagestemperatur basierend auf Untersuchungen in [BDE11] mit einer Standardabweichung von 0,5 K berücksichtigt. Für die Implementierung in der Praxis sind Wetterprognosen beispielsweise unter [OWMi] frei zugänglich.

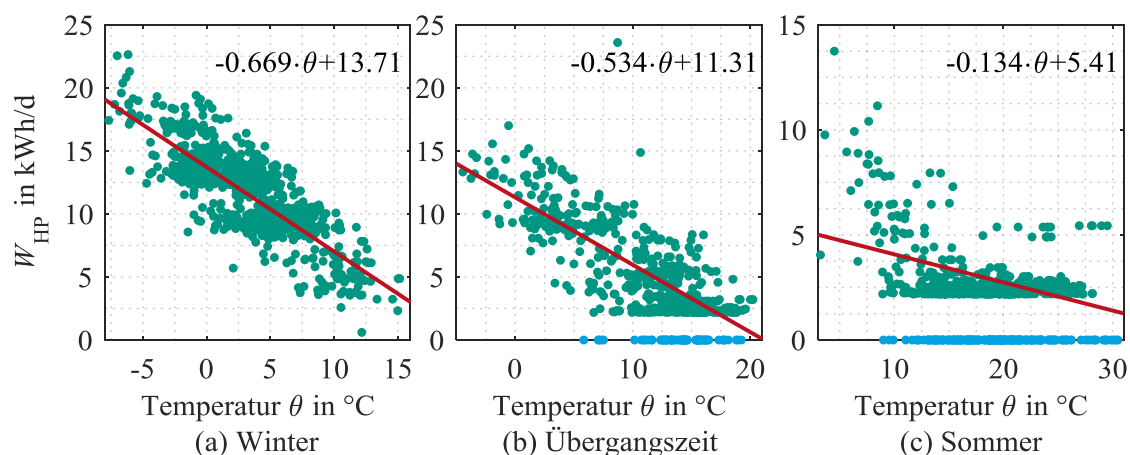


Abbildung 6.3: Täglicher elektrischer Heizenergiebedarf in Abhängigkeit der durchschnittlichen Tages-Außenlufttemperatur (grün), Annäherung für Optimierung (rot) und für Annäherung vernachlässigte Werte (blau).

6.2.3 Prognose des Energiebedarfs des Elektrofahrzeugs

Für die spätere Betriebsoptimierung wird der durchschnittliche Tagesenergiebedarf des Elektrofahrzeuges nur für die verschiedenen Tagestypen unterschieden. Der Bedarf des Beispielhaushalts beläuft sich an Werktagen auf 8,9 kWh, an Samstagen auf 8,7 kWh sowie an Sonn- und Feiertagen auf 7,4 kWh. Zur Erstellung von Prognosen der Ladeprofile mit einer Ladeleistung von 3,7 kW werden außerdem die Ankunftszeiten des Fahrzeuges benötigt. Das Elektrofahrzeug kommt an Werktagen im Durchschnitt um 16:30 Uhr, an Samstagen um 15:30 Uhr und an Sonn- und Feiertagen um 18:00 Uhr an.

6.2.4 Prognose des Lastverlaufs konventioneller Haushaltslasten

In [Hir15] wurden verschiedene Ansätze zur Prognose von Haushaltslastprofilen verglichen. Die Untersuchung anhand verschiedener Haushaltslastprofile führte zu dem Ergebnis, dass die Prognose mittels stochastischer Ansätze wie künstlicher neuronaler Netze und SARIMA-Modelle beste Genauigkeiten liefern. Dennoch sind Prognosefehler im Bereich von 30,6 % bis 86,4 % in Kauf zu nehmen. Diese Ergebnisse konnten in der studentischen Arbeit [SAA27] bestätigt werden. Vor allem auftretende Lastspitzen können nur schwierig prognostiziert werden. Eine Verbesserung der Prognose in Haushalten könnte beispielsweise unter Zuhilfenahme von Kalendern erzielt werden, um Tätigkeiten im Haushalt und damit die Einsatzzeiten vor allem von Geräten mit höherem Energiebedarf, äquivalent zum Elektrofahrzeug und zur Wärmepumpe vorherzusagen.

Der Vergleich verschiedener einfacher Prognoseverfahren in Tabelle 6.1 zeigt, dass auch diese erhebliche Prognose-Abweichungen aufweisen. Jedoch liegt die Abweichung in vergleichbarer Größenordnung wie bei den komplexen Prognoseverfahren. Daher wird unter Abwägung von Aufwand und Nutzen, der Ansatz basierend auf dem Mittelwert gleicher Tagestypen und Saison verwendet. Bei ausreichender Datengrundlage lassen sich diese als individuelle Standardlastprofile des Haushaltes interpretieren.

Tabelle 6.1: Güte einfacher Prognoseansätze für den Beispielhaushalt.

Ansatz	MAE in W		MAPE in %		RMSE in W		$\Delta W $ in kWh/d	
	15 min	60 min	15 min	60 min	15 min	60 min	15 min	60 min
Letzter Tag	280	231	60	46	493	383	7,4	1,8
Mittelwert letzte zwei Tage	249	205	55	42	432	337	6,4	1,6
Mittelwert Tagestyp, Saison	193	158	43	32	342	265	5,7	1,4
Mittelwert Saison	199	165	45	34	350	274	5,8	1,5
Mittelwert Tagestyp	203	170	46	35	356	281	7,9	2,0
Standardlastprofil	410	410	73	75	559	513	9,8	9,8

6.3 Vereinfachung des Batteriespeichermodells

In der Literatur erfolgt die Optimierung von Batterie-Fahrplänen häufig bei konstanten Lade- und Entladewirkungsgraden, wodurch das unterschiedliche Verhalten des Batteriespeichers im Teillast- und Volllastbetrieb vernachlässigt wird. Wie bereits in Kapitel 4.4.2 anhand der variierenden Wechselrichterleistung gezeigt wurde, sinkt die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers beim Betrieb bei betragsmäßig kleinen Leistungen. Soll darüber hinaus auch die unterschiedliche Degradation des Batteriespeichers in der Fahrplanoptimierung berücksichtigt werden, ist ein möglichst genaues Batteriespeichermodell nötig.

Für die Implementierung in einer Gebäudeautomatisierung sind interne Messgrößen des Batteriespeichers meist unzugänglich, weshalb hier der Ansatz verfolgt wird, nur auf Leistungswerte die an den Anschlussklemmen messbar sind, zurückzugreifen. Daher wird der Ladezustand in der Optimierung auf Basis der Leistungswerte anstelle der Zellströme berechnet:

$$SoC^t = \begin{cases} SoC^{t-1} + \frac{P_{Bat}^t \cdot \Delta t}{C_{rBat}} & \forall SoC_{min} < SoC^{t-1} + \frac{P_{Bat}^t \cdot \Delta t}{C_{rBat}} < SoC_{max} \\ SoC_{max} & \forall SoC^{t-1} + \frac{P_{Bat}^t \cdot \Delta t}{C_{rBat}} \geq SoC_{max} \\ SoC_{min} & \forall SoC^{t-1} + \frac{P_{Bat}^t \cdot \Delta t}{C_{rBat}} \leq SoC_{min} \end{cases} \quad (6.1)$$

Die zulässigen Ladezustandsgrenzen des Batteriespeichermodells werden auf Basis der Nennkapazität des Gesamtsystems in den Nebenbedingungen der Optimierung berücksichtigt (Gleichung (6.15)). Restriktionen der Batteriezellen bei unzulässigen Ladezuständen und Spannungen werden hingegen vernachlässigt. Außerdem wird für die Fahrplanoptimierung in Kapitel 6.4 gegenüber dem detaillierten Modell aus Kapitel 4.1 die Leistungsbegrenzung des Batteriewechselrichters bei betragsmäßig kleinen Leistungen vernachlässigt und es gilt $P_{Bat}^t \in [-P_{rBat}, P_{rBat}]$ (Abbildung 6.4 (a), (b)). Das Modell, welches in Abhängigkeit der Leistung innerhalb eines Zeitintervalls die resultierende Ladezustandsänderung ausgibt, ergibt sich aus der Annäherung des Modells ohne Begrenzung durch ein Polynom zweiten Grades (Abbildung 6.4 (c); Gleichung (6.14)). Dies führt dazu, dass beim Entladen die Unterschiede zwischen hohen und geringen Ladezuständen vernachlässigt werden. Durch diese Anpassung treten in dem für die Fahrplanoptimierung relevanten Batteriemodell keine Unstetigkeiten auf, was sich positiv auf Konvergenzverhalten der zu optimierenden Zielfunktion auswirkt.

Als weitere Vereinfachung erfolgt die Berechnung der Entladetiefe DoD gegenüber Gleichungen (4.11)-(4.15) nicht auf Basis der Ströme, sondern mit Leistungswerten. Auch in der Literatur unterscheidet sich die Berechnung der zyklischen Batteriealterung. Während in [Nau14] die Alterung auf Systemebene basierend auf Energiewerten berechnet werden, erfolgt die Berechnung in [Mag09] mittels Ladungswerten auf Zellebene. Gegenüber Gleichung (4.10) resultiert der in die Optimierung einfließende zyklische Alterungsfaktor innerhalb eines Intervalls T der Dauer $t_{\text{end}} - t_0$ zu

$$a_{\text{cyc}}^T(\mathbf{P}_{\text{Bat}}^T) = \left(v_{\text{cyc}} \cdot \left(\frac{\sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} |P_{\text{Bat}}^t| \Delta t}{2 \cdot C_{\text{rBat}}} \right)^{\sigma_{\text{cyc}}} \right)^{-1}. \quad (6.2)$$

Analog wird der ladezustandsabhängige Alterungsfaktor innerhalb des gleichen Intervalls gegenüber Gleichung (4.18) anhand des mittleren Ladezustandes, resultierend aus Gleichung (6.1) berechnet:

$$a_{\text{cal SoC}}^T(\text{SoC}) = v_{\text{cal}} \cdot e^{(\sigma_{\text{cal}} \cdot \text{SoC})}, \quad (6.3)$$

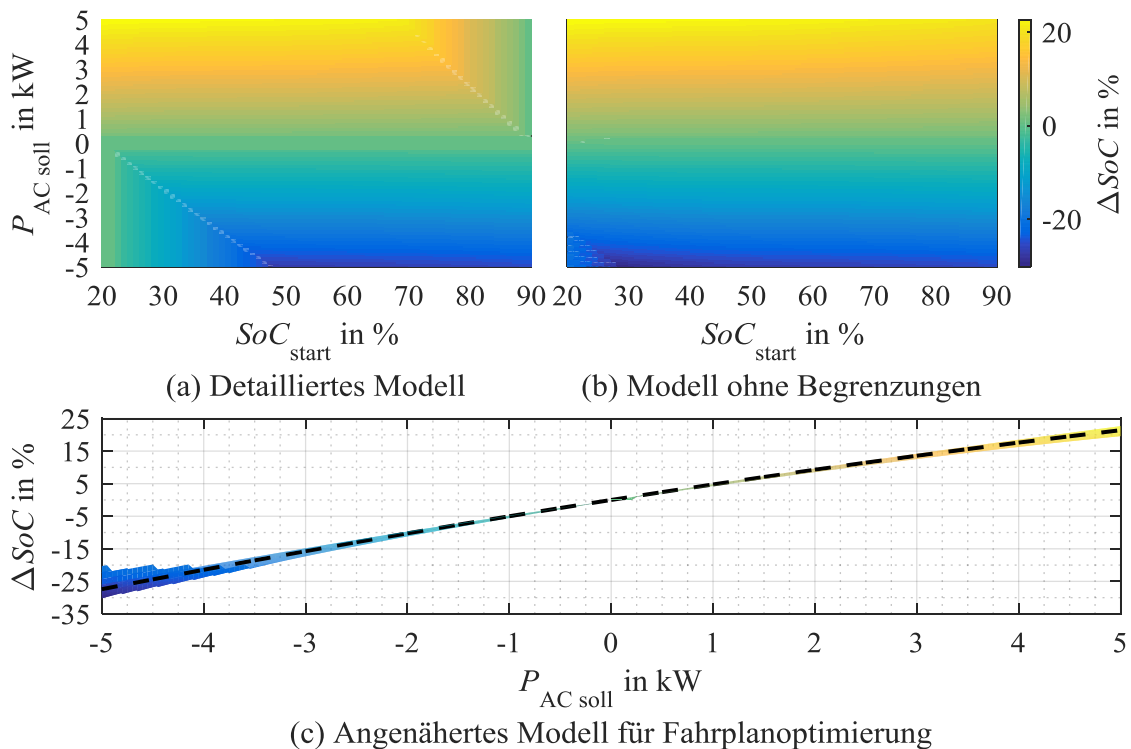


Abbildung 6.4: Exemplarische Ladezustandsänderung innerhalb von 15 min abhängig vom Start-Ladezustand und Sollleistung für detailliertes Speichermodell (a), vereinfachtes Speichermodell ohne Begrenzungen (b) und für angenähertes Modell für Fahrplanoptimierung ($R^2 = 0,9984$) (c) ($P_{\text{rBat}} = 5 \text{ kW}$; $C_{\text{rBat}} \text{ brutto} = 5 \text{ kWh}$).

6.4 Fahrplanprognose des Batteriespeichers

Da es bei hohen Investitionskosten eines Batteriespeichers im Interesse des Besitzers liegen sollte, diesen möglichst wirtschaftlich zu betreiben, zielt die Optimierung des Batteriefahrplanes darauf ab, die Strombeschaffungskosten des Haushaltes unter Berücksichtigung der Degradationskosten des Batteriespeichers zu reduzieren. Der resultierende Fahrplan sollte die Abregelungsverluste, die beim Überschreiten der Einspeisebegrenzung entstehen, minimieren und den Batteriespeicher so betreiben, dass die Degradationskosten möglichst gering sind und der Batteriespeicher zumindest in der Theorie eine verlängerte Betriebsdauer vorweist. Dies geht mit der Forderung einher, die Summe aller Zahlungsströme innerhalb eines jeden Intervalls zu minimieren:

$$\min(ZF) \quad (6.4)$$

Diese lassen sich in der Zielfunktion

$$\begin{aligned} ZF &= \left| \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} c_{G2L} \cdot P_{G2L}^t \cdot \Delta t \right| + |J_0 \cdot a_{\text{ges}}^T(\mathbf{P}_{\text{Bat}})| \\ &- \left| \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} c_{PV2G} \cdot P_{PV2G}^t \cdot \Delta t \right| - |\lambda \cdot W_{\text{Bat}}^{t_{\text{end}}} \cdot c_{G2L}|. \end{aligned} \quad (6.5)$$

zusammenfassen. In Gleichung (6.5) ist P_{G2L}^t der in der Optimierung zu ermittelnde Leistungsbezug und P_{PV2G}^t die ebenfalls zu bestimmende Einspeisung. Mit $a_{\text{ges}}^T(\mathbf{P}_{\text{Bat}})$ werden die anteiligen Degradationskosten innerhalb des Zeitintervalls T bezogen auf die Anfangsinvestition der Batterie J_0 berücksichtigt. Zuletzt fließt die am Ende des Horizontes gespeicherte Energie $W_{\text{Bat}}^{t_{\text{end}}}$ ein, die zu einem Anteil λ in den Morgenstunden des nächsten Tages zur Deckung des Bedarfs voraussichtlich genutzt werden kann. In diesen Berechnungen gilt $\lambda = 0$, was dazu führt, dass der Batteriespeicher am Ende des Optimierungshorizontes nach 30 Stunden, also um 6:00 Uhr des nächsten Tages idealerweise vollständig entladen ist.

Als lineare Nebenbedingung ist zunächst die Bilanz aus Erzeugung, Bedarf sowie der mit dem Netz ausgetauschten Leistung einzuhalten:

$$P_{\text{PV}}^t + P_{\text{Bat}}^t + P_{G2L}^t - P_{PV2G}^t - \tilde{P}_{L_{\text{ges}}}^t = 0. \quad (6.6)$$

Die prognostizierte Gesamtleistung $\tilde{P}_{L_{\text{ges}}}^t$ ergibt sich aus der Summe des konventionellen Haushaltverbrauchs \tilde{P}_L^t , des Elektrofahrzeuges \tilde{P}_{EV}^t und der Wärmepumpe \tilde{P}_{HP}^t zu

$$\tilde{P}_L^t + \tilde{P}_{\text{EV}}^t + \tilde{P}_{\text{HP}}^t - \tilde{P}_{L_{\text{ges}}}^t = 0. \quad (6.7)$$

Weiterhin sind für die zu bestimmenden variablen Größen, stets individuelle Leistungsbegrenzungen einzuhalten. Die PV-Anlage soll voll einspeisen und nur im Bedarfsfall abgeregelt werden (Gleichung (6.8)). Der Batteriespeicher kann nicht mehr Leistung beziehen als die PV-Anlage voraussichtlich erzeugt und die Nennleistung zulässt (Gleichung (6.9)). Die vom Netz bezogene

Leistung wird im Bedarfsfall durch die maximale Anschlussleistung des Haushaltes begrenzt (Gleichung (6.10)). Da nur der Batteriespeicher und die PV-Anlage rückspeisen können, ist die Einspeisung in das Netz durch entsprechende Einspeiserestriktionen oder die maximale Anschlussleistung P_{rG} begrenzt (Gleichung (6.11)). Mit Gleichung (6.12) wird das in der Praxis nicht mögliche gleichzeitige Einspeisen und Beziehen von Leistung in und aus dem Netz unterbunden. Dies wäre in der Optimierung möglich und sinnvoll, wenn die Einspeisevergütung höher als die Strombezugskosten sind. Die Formulierung als Ungleichung beschleunigt die Konvergenz.

$$\min(\tilde{P}_{PV}^t, 0,5P_{rPV}) \leq P_{PV}^t \leq \tilde{P}_{PV}^t, \quad (6.8)$$

$$-\min(P_{rBat}, \tilde{P}_{PV}^t) \leq P_{Bat}^t \leq P_{rBat}, \quad (6.9)$$

$$0 \leq P_{G2L}^t \leq P_{rG} = 11 \text{ kW}, \quad (6.10)$$

$$0 \leq P_{PV2G}^t \leq \min(P_{rG}, 0,5P_{rPV}). \quad (6.11)$$

$$\tilde{P}_{PV2G}^t \cdot \tilde{P}_{G2L}^t \leq 0, \quad (6.12)$$

Die nichtlinearen Nebenbedingungen des Solarspeichers führen zur zeitlichen Kopplung des Optimierungsproblems. Zum Zeitpunkt t berechnet sich der Ladezustand des Batteriespeichers in absoluten Werten zu

$$-W_{Bat}^t + W_{Bat}^{t-1} + \Delta W_{Bat}(P_{Bat}^t) = 0. \quad (6.13)$$

Beispielsweise ergibt sich mit den in Kapitel 6.3 beschriebenen Vereinfachungen bei einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde, einer nutzbaren Batteriekapazität von $C_{rBat} = 5 \text{ kWh}$ und einer Nennleistung von $P_{rBat} = 2 \text{ kW}$ die Ladezustandsänderung in Abhängigkeit der Ladeleistung bei einem Bestimmtheitsmaß von $R^2 = 0,9966$ für das erste Jahr zu

$$\Delta W_{Bat \text{ 1h}}(P_{Bat}^t) = 0,9682 \cdot P_{Bat}^t \cdot \Delta t - 0,0517 \cdot (P_{Bat}^t \cdot \Delta t)^2. \quad (6.14)$$

Zu Beginn jedes Jahres wird die Funktion erneut angepasst, um die fortschreitende Degradation des Batteriespeichers zu berücksichtigen.

Das Einhalten zulässiger Ladezustände wird durch die Bedingung

$$SoC_{\min} \cdot C_{rBat} \leq W_{Bat}^t \leq SoC_{\max} \cdot C_{rBat} \quad (6.15)$$

mit den Ladezustandsgrenzen $SoC_{\min} = 0,2$ und $SoC_{\max} = 0,9$ gewährleistet.

Der zur Abschreibung der Systemkosten in der Optimierung berücksichtigte Alterungsfaktor ergibt sich wie in Gleichung (4.19) aus dem Maximum des kalendarischen und zyklischen Alterungsfaktors.

$$a_{ges}^T(\mathbf{P}_{Bat}) = \max(a_{cyc}^T, a_{cal \ SoC}^T \cdot a_{cal \ t}^T). \quad (6.16)$$

Die Optimierung erfolgt mithilfe der *Matlab Optimization App* unter Verwendung des *fmincon*-Solvers und des *Sequential-Quadratic-Programming*-Algorithmus. Als Ausgangsgröße der Fahrplanoptimierung dient der Sollwert des Batterieladezustandes W_{Bat}^t zum Ende jeder vollen Stunde.

In der Berechnung soll der jeweilige Sollladezustand möglichst schnell, d.h. innerhalb der ersten Viertelstunden erreicht werden, womit sich der Einfluss der Prognosefehler äquivalent zum ungesteuerten Laden gegenüber dem verzögerten Laden reduziert. Aus der Differenz des Soll- und Istwertes des Ladezustandes resultiert der Leistungssollwert für die Batterie. Von diesem Sollwert wird abgewichen, wenn Restriktionen des Systems verletzt werden, der Ladezustandssollwert bereits erreicht wurde, ein Energieaustausch vom Batteriespeicher mit dem Netz droht oder eine nicht prognostizierte Überschreitung des zulässigen Einspeiselimits auftritt.

6.5 Strombeschaffungskosten mit und ohne Fahrplanoptimierung des Batteriespeichers

Das Potential zur Minimierung der Strombeschaffungskosten unter Berücksichtigung der Degradationskosten wird anhand des folgenden exemplarischen Szenarios vorgestellt. Für alle Lasten gilt ein Strompreis in Höhe von 28 Ct/kWh mit einer Steigerungsrate von 2 %/a und 5 %/a, die Einspeisevergütung beträgt 12 Ct/kWh. Die zyklische Alterung wird basierend auf der Annahme 5.000 möglicher Vollzyklen berechnet. Die Alterungskosten werden bis zum Erreichen des Lebensdauerendes ($a_{\text{ges}} = 1$) oder für maximal 20 Jahre basierend auf Investitionskosten in Höhe von 3.000 € für einen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Batteriekapazität von $C_{\text{rBat}} = 5$ kWh und einer Nennleistung von $P_{\text{rBat}} = 2$ kW berechnet. Der Kalkulationszins beträgt 2 %.

Die aus den prognostizierten und tatsächlichen Leistungsprofilen resultierende Werte für Jahresenergiebedarf und -erzeugung sind in Tabelle 6.2 dargestellt. Für das Elektrofahrzeug und den Haushaltsverbrauch sind die Werte gleich, da beide Modellierungsansätze prinzipiell auf statistischen Verfahren beruhen und sich die Abweichungen vom zugrundeliegenden Eingangsprofil im Jahresverlauf herausmitteln. Dennoch unterscheiden sich die Leistungsprofile hinsichtlich des Verlaufs deutlich voneinander (vgl. Tabelle 6.1). Dagegen wird der Energiebedarf der Wärmepumpe mit dem in Kapitel 6.2.2 beschriebenen Ansatz um ca. 14 % und der Jahresertrag der PV-Anlage um 0,6 % überschätzt.

Tabelle 6.2: Jahresenergiewerte resultierend aus Prognose und tatsächlichem Verlauf.

	Wert resultierend aus Prognose in kWh/a	Tatsächlicher Wert in kWh/a
Photovoltaik (PV)	5.612	5.577
Haushaltsverbrauch (VB)	4.594	4.594
Elektrofahrzeug (EV)	3.143	3.151
Wärmepumpe (HP)	2.760	2.422

Tabelle 6.3 enthält die resultierenden Kosten, Vergütungen und Erträge für das Fallbeispiel mit und ohne Elektrofahrzeug und Wärmepumpe für das einfache und das prognosebasierte Laden. Der auf den Zeitpunkt der Investitionsentscheidung abgezinst Ertrag des Batteriespeichers beträgt im Szenario ohne zusätzliche Verbraucher und mit Optimierung 3.279,4 € gegenüber 2.623,4 € beim einfachen Laden bei einer Strompreissteigerung von 2 %/a und 4.749,8 € gegenüber 3.564,0 € bei einer Steigerung von 5 %/a (Tabelle 6.3: P5). Mithilfe der Fahrplanoptimierung kann die Laufzeit des Batteriesystems gegenüber dem einfachen Laden um 5 Jahre verlängert werden (Tabelle 6.3: P8), wodurch der negative Einfluss der Prognoseabweichungen und des vereinfachten Batteriemodells in der Optimierung kompensiert wird. Damit kann auch bei der

geringen Strompreissteigerung gegenüber dem einfachen Laden ein positiver Kapitalwert und eine positive Rendite erzielt werden (Tabelle 6.3: P6, P7).

Für das Szenario mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug ergibt sich aufgrund des zusätzlichen Energiebedarfs ein etwas verändertes Bild. In Kapitel 3.2 wurde bereits dargestellt, dass die beiden zusätzlichen Verbraucher keinen vollständigen Direktverbrauch der PV-Energie erzielen können. Dennoch bewirkt der zusätzliche Energiebedarf, dass sich der abgezinste Ertrag gegenüber dem Fall ohne Elektrofahrzeug und Wärmepumpe im dargestellten Beispiel bei einer Strompreissteigerung von 2 %/a um 276,6 € auf 3.003 € reduziert und der Unterschied zwischen den beiden Ladeverfahren ebenfalls geringer ausfällt als zuvor (Tabelle 6.3: P13). Zwar ergeben sich für das einfache Laden aus dem erhöhten Direktverbrauch geringere Stromkosten (Tabelle 6.3: P11), doch unter Einbezug der Abregelungsverluste ergeben sich beim optimierten Laden verminderte Gesamtkosten (Tabelle 6.3: P12). Die Optimierung führt in allen Fällen zu erhöhten Erträgen und reduzierten Gesamtkosten über den Zeitraum von 20 Jahren.

Tabelle 6.3: Kosten, Vergütungen und Erträge beim Vergleich des einfachen Ladens mit dem optimierten Laden mit Fahrplanoptimierung bei fehlerbehafteter Prognose.

Posten	Kosten, Vergütungen, Erträge	Strompreissteigerung: 2 %/a			Strompreissteigerung: 5 %/a		
		Ohne BS	Einfaches Laden	Optim. Laden	Ohne BS	Einfaches Laden	Optim. Laden
Ohne Elektrofahrzeug und Wärmepumpe							
P1	Vergütung in €	6.697,8	4.837,4	5.329,4	6.697,8	4.837,4	5.330,5
P2	Verlorene Vergütung wegen Einspeiselimit in €	875,9	801,0	346,1	875,9	801,0	346,1
P3	Stromkosten in €	15.793,0	11.309,2	11.145,2	21.091,7	15.667,3	14.974,6
P4 =P3-P1	Gesamtkosten in €	9.095,2	6.471,8	5.815,8	14.393,9	10.829,9	9.644,1
P5	Ertrag Batterie in €	-	2.623,4	3.279,4	-	3.564,0	4.749,8
P6	Kapitalwert inkl. Restwert in €	-	-376,6	279,7	-	564,0	1.750,0
P7	Rendite in %	-	-12,6	9,3	-	18,8	58,3
P8	Lebensdauerende in a	-	14,1	19,2	-	14,1	19,1
Mit Elektrofahrzeug und Wärmepumpe							
P9	Vergütung in €	6.068,8	4.095,0	4.823,9	6.068,8	4.095,0	4.825,7
P10	Verlorene Vergütung wegen Einspeiselimit in €	800,2	690,0	306,6	800,2	690,0	306,4
P11	Stromkosten in €	44.550,5	39.805,3	40.302,8	59.497,5	53.702,4	53.834,9
P12 =P11-P9	Gesamtkosten in €	38.481,7	35.710,3	35.478,9	53.428,8	49.607,5	49.009,2
P13	Ertrag Batterie in €	-	2.771,4	3.002,8	-	3.821,3	4.419,5
P14	Kapitalwert inkl. Restwert in €	-	-228,4	30,7	-	821,6	1.447,1
P15	Rendite in %	-	-7,6	0,1	-	27,4	47,3
P16	Lebensdauerende / Verbl. Lebensdauer* in a	-	14,7	0,2*	-	14,7	0,2*

Der Einfluss des Alterungsmodells in der Optimierung macht sich vor allem in den ersten Jahren bemerkbar, da hier der aus Gleichung (4.16) resultierende zeitabhängige kalendarische Alterungsfaktor dominiert (vgl. Abbildung 4.2 (b)). Um die auf Gleichung (6.16) beruhenden Degradati-

onskosten zu reduzieren, wird der Batteriespeicher bei insgesamt verringertem Ladezustand betrieben (Abbildung 6.5 (a)). Mit fortschreitender Betriebsdauer dominiert im implementierten Ansatz der Einfluss der zyklischen Alterung, sodass der Batteriespeicher bei zunehmender Entladetiefe und höherem Ladezustand betrieben wird (Abbildung 6.5 (b)).

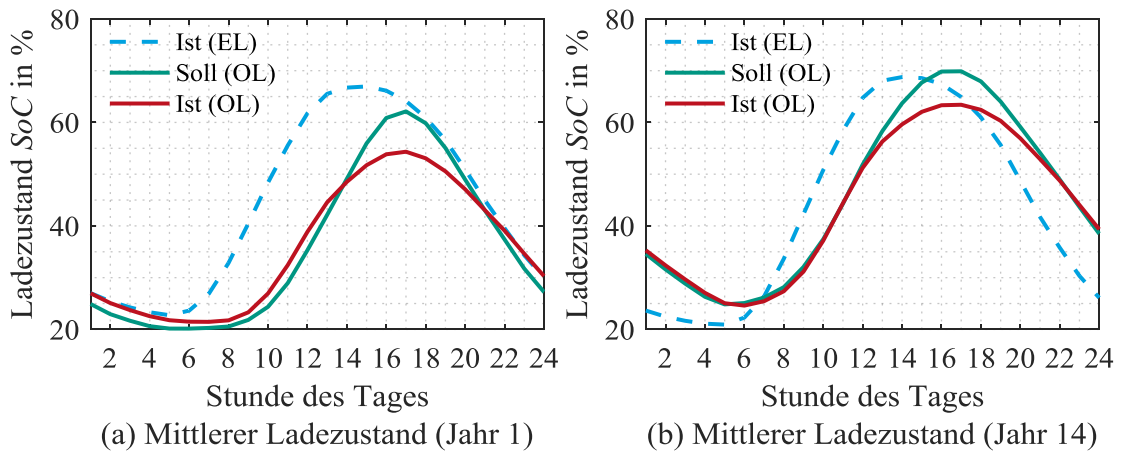


Abbildung 6.5: Ladezustände für das Szenario ohne Zusatzverbraucher beim einfachen Laden (EL) und optimierten Laden (OL) im ersten und 14. Betriebsjahr.

Sofern Batteriespeicher nur zur Eigenverbrauchsoptimierung unter Berücksichtigung von Einspeiserestriktionen eingesetzt werden, sind alternative Ansätze basierend auf statistischen Prognosen nutzbar, die nicht auf externe Strahlungsprognosen angewiesen sind (vgl. Kapitel 4.4.9; [Sie15][HTW16]). Unabhängig vom verwendeten Prognoseverfahren zeigen die Simulationsergebnisse, dass durch Berücksichtigung der Degradation in der Optimierung, die Lebensdauer des Batteriespeichers deutlich verlängert werden kann. Dies führt dazu, dass trotz des vereinfachten Batteriespeichermodells und der Prognosefehler betragsmäßig geringere Strombeschaffungskosten gegenüber dem Referenzfall des einfachen Ladens über den betrachteten Zeitraum von 20 Jahren erzielt werden können. Darüber hinaus sprechen zwei Trends für die Implementierung einer Optimierung auf Basis von angepassten Batteriemodellen. Soll die Flexibilität marktbasierend bereitgestellt werden, so muss die Fahrplantreue gewährleistet werden. Dies wird durch die Verwendung stark vereinfachter Modelle erschwert. Werden darüber hinaus mehrere Komponenten mit unterschiedlichem Betriebsverhalten in einem Hybridkonzept gemeinsam betrieben [Koe17], so liefert eine Fahrplanoptimierung nur dann belastbare Ergebnisse, wenn deren individuelle Charakteristika hinreichend genau abgebildet werden. Existieren wiederum viele Komponenten mit individuellem Betriebsverhalten, so stoßen die Optimierungsverfahren zunehmend an ihre Grenzen. Daher bietet die Abwägung von Aufwand und Nutzen bei der Verwendung komplexer Optimierungsmodelle in der Energiesystemoptimierung für verschiedene Anwendungszwecke weiteren Untersuchungsbedarf. Die in der Literatur häufig zu findenden Ansätze basierend auf einem konstanten Wirkungsgrad sind hierfür jedenfalls unzureichend.

6.6 Kostenvergleich für die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz

In Kapitel 4.5 wurde bereits dargestellt, dass Batteriespeicher, die nur zur Eigenverbrauchsoptimierung im einfachen Betriebsmodus eingesetzt werden, über großes Potential zur Bereitstellung der verfügbaren Freiheitsgrade bspw. in Form von Systemdienstleistung verfügen, da sie sich maximal zu 50 % des Jahres im Einsatz befinden und zu mindestens 41 % bei geringem Ladezustand verweilen. Aufgrund der geringen Anschlussleistung, die in der Regel nicht über 5 kW liegt und aus rein wirtschaftlicher Sicht nur selten größer 2 kW betragen sollte, ist der Einfluss eines einzelnen Batteriespeichers begrenzt. Befinden sich jedoch mehrere Systeme im Flexibilitäts-Pool eines Aggregators, so sind regional größere Potentiale zu heben.

Die Bewertung der zusätzlichen Belastung eines Batteriespeichers basiert wie in Kapitel 6.5 auf Investitionskosten in Höhe von 3.000 € für einen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Batteriekapazität von $C_{rBat} = 5$ kWh, einer Nennleistung von $P_{rBat} = 2$ kW, 5.000 möglichen Vollzyklen und einer Lebensdauer von 20 Jahren. Unter Vernachlässigung des Modells zur Beschreibung der kalendarischen Alterung und der Betriebskosten, betragen die täglichen Speicherkosten 0,41 €/d. Wird dagegen nur der zeitabhängige kalendarische Alterungsfaktor nach Gleichung (4.16) berücksichtigt, so ergeben sich Alterungskosten am ersten Tag der zwanzigjährigen Betriebsdauer in Höhe von 1,22 €/d. Wird zusätzlich die ladezustandsabhängige Alterung nach Gleichung (6.3) berücksichtigt, so korrigiert sich der Wert bei minimalem Ladezustand $SoC_{min} = 0,2$ auf 0,80 €/d und bei maximalem Ladezustand $SoC_{max} = 0,9$ auf 2,13 €/d. Mit voranschreitender Betriebsdauer verringert sich der Wert zunehmend und ist am Ende der Betriebsdauer zu vernachlässigen, jedoch dominiert dann zunehmend die zyklische Alterung. Je nachdem, bei welchem mittleren Ladezustand und bei welcher mittleren Entladetiefe der Batteriespeicher betrieben wird, ergibt sich eine unterschiedliche Degradation des Systems. Abbildung 6.6 gibt Aufschluss darüber, ab welchem Betriebszeitpunkt die zyklische Alterung die kalendarische Alterung dominiert.

Zur Ermittlung der energiebezogenen Kosten wird lediglich das Modell der zyklischen Alterung nach Gleichung (6.2) unter Vernachlässigung der kalendarischen Alterung herangezogen, was nach Abbildung 6.6 bei Zyklisierung mit hoher Entladetiefe frühestens ab dem sechsten Jahr der dominierende Faktor wäre. Die Kosten betragen abhängig von der Entladetiefe und vom Energie-durchsatz 0,12 €/kWh bis maximal 0,53 €/kWh ($c_{kWh ges} = 1.000$ €/kWh: 0,20 €/kWh bis 0,89 €/kWh) (Abbildung 6.7 (a)). Wird darüber hinaus zusätzlich Energie vom Batteriespeicher geladen, so resultiert der Mehrdurchsatz in Zusatzkosten von 0,08 €/kWh bis 0,32 €/kWh ($c_{kWh ges} = 1.000$ €/kWh: 0,14 €/kWh bis 0,53 €/kWh) (Abbildung 6.7 (b)). Generell sinken die spezifischen Zusatzkosten mit zunehmendem Mehrdurchsatz bei gleichem Grundumsatz. Vor allem wenn der Batteriespeicher aufgrund geringer PV-Erzeugung eine schlechte Ausnutzung aufweist, sollte diese Tatsache bei der Vermarktung der Flexibilität berücksichtigt werden. Dadurch können nämlich die Gesamtenergiekosten inklusive Speicherdegradationskosten unterhalb des konventionellen Haushaltsstrompreises gesenkt werden. Dies erscheint am einfachsten realisierbar, wenn die Freiheitsgrade der Batteriespeicher unter der Verwaltung eines Aggregators vermarktet werden. Auch dabei ist zu berücksichtigen, dass eine starke Zyklisierung einzelner Batteriespeicher zu geringeren Degradationskosten als eine geringere Zyklisierung einer entsprechend größeren Anzahl führt.

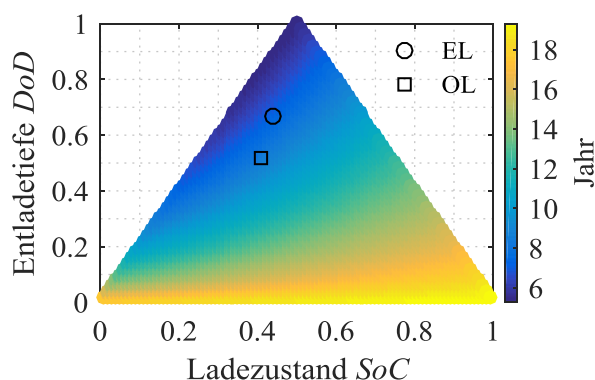


Abbildung 6.6: Frühester Betriebszeitpunkt ab dem die zyklische Alterung die kalendarische Alterung dominiert, abhängig von der mittleren Entladetiefe und dem mittleren Ladezustand bei Betrachtung von 24 h Intervallen sowie resultierende Durchschnittswerte beim einfachen (EL) und optimierten Laden (OL) über 20 Jahre.

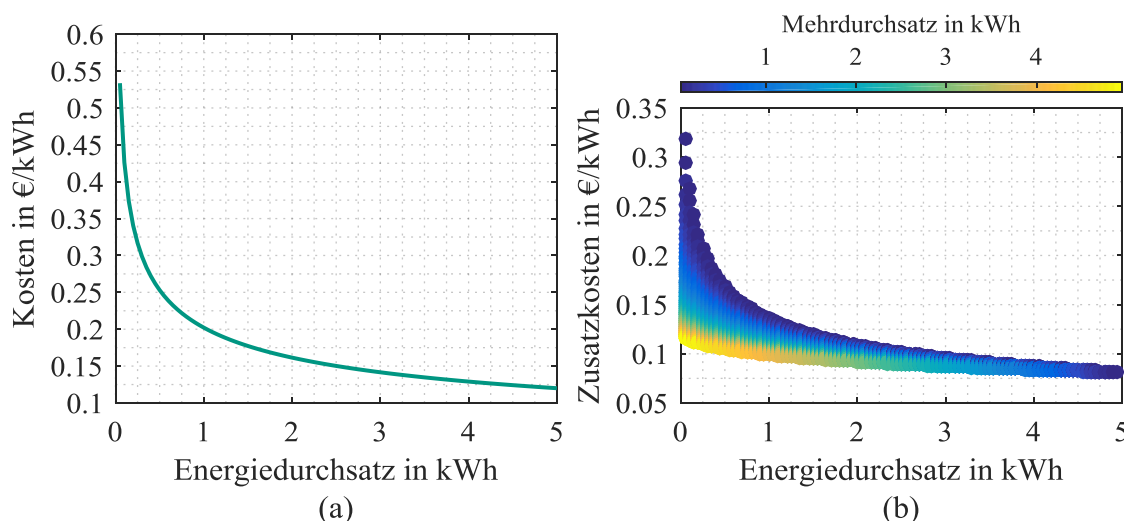


Abbildung 6.7: Degradationskosten (a) und Zusatzkosten bei erhöhtem Energiedurchsatz (b) auf Basis der zyklischen Alterung nach Gleichung (6.2) bei einer nutzbaren Kapazität von $C_{rBat} = 5$ kWh 5.000 möglichen Vollzyklen und 3.000 € Investitionskosten.

Dass die Verwendung von privaten Batteriespeichern im Engpassmanagement bspw. zur Kompensation von PV-Überschüssen aus wirtschaftlicher Sicht interessant sein kann, ergibt sich aus dem Vergleich mit den Entschädigungszahlungen gemäß der Härtefallregelung in § 15 EEG [EEG17] für die bedarfsorientierte Einspeisebegrenzung. Diese betragen laut [BUW16] für das Jahr 2018 0,255 €/kWh und reduzieren sich langfristig aufgrund der tendenziell fallenden Einspeisevergütung für Neuanlagen und der auslaufenden hohen Einspeisevergütungen von Bestandsanlagen. Im Jahr 2025 betragen diese 0,179 €/kWh und 2040 noch 0,093 €/kWh. Eine stärkere Zyklisierung der Batteriespeicher ist auch hier sinnvoll, um die spezifischen Zusatzkosten (hier: 0,08 €/kWh bis 0,32 €/kWh und 0,14 €/kWh bis 0,53 €/kWh bei $c_{kWh ges} = 1.000$ €/kWh) auf das gleiche oder unter das Niveau jener Entschädigungszahlungen zu senken.

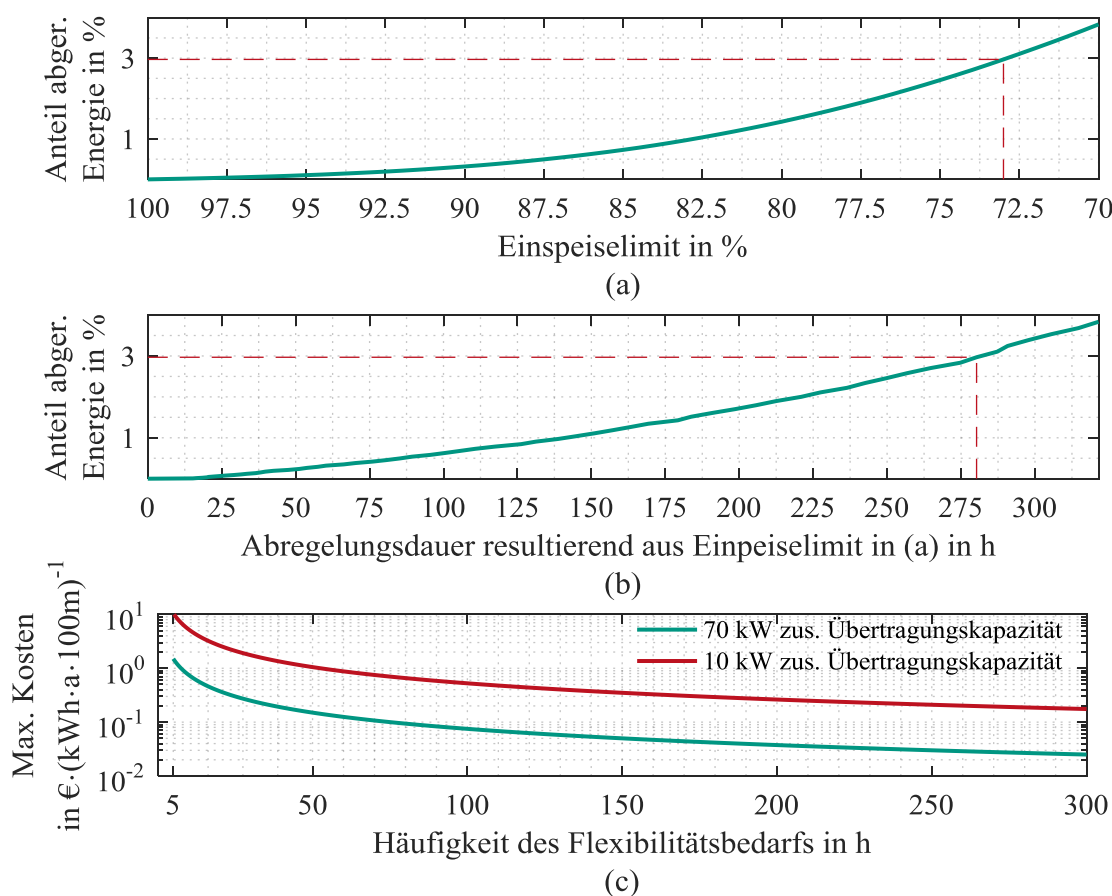


Abbildung 6.8: Anteil der abgeregelten Energie an Jahresgesamtertrag in Abhängigkeit des Einspeiselimits (a) und der resultierenden Abregelungsdauer (b) für den Beispielhaushalt. Maximale Flexibilitätskosten in Abhängigkeit der Abrufhäufigkeit (c).

Die anfallenden Abregelungskosten steigen in etwa quadratisch mit zunehmender Einspeisebegrenzung. Die gemäß § 11 Abs. 2 EnWG [EWG16] im Rahmen der Netzplanung zulässige Spitzenkappung oder Reduktion der prognostizierten Stromerzeugung um bis zu 3 % würde bei der PV-Anlage des Beispielhaushaltes eine Begrenzung auf ca. 73 % im Referenzjahr zur Folge haben (Abbildung 6.8 (a)), womit in etwa 280 h/a eine Abregelung erforderlich wird (Abbildung 6.8 (b)). Soll nun der Ausbau einer Niederspannungsleitung durch die Beschaffung von Flexibilität gänzlich vermieden werden, so sind die maximal zulässigen Kosten zur Flexibilitätsbeschaffung stark abhängig von der Abrufhäufigkeit (Abbildung 6.8 (c)). Dies wird im Vorgriff auf den Wirtschaftlichkeitsvergleich verschiedener Netzausbaualternativen in Kapitel 7.4 anhand folgenden Beispiels erläutert: Der Tausch eines 100 m langen Kabels des Typs NAYY-J 4x150 gegen ein Kabel des Typs NAYY-J 4x300 führt auf Basis der Annahmen in Kapitel 7.2 zu einer gesteigerten Übertragungskapazität von 70 kVA und geht mit einer Annuität von etwa 525,6 €/a einher. Soll nun die volle Übertragungskapazität durch verteilte Flexibilitäten für zehn Stunden im Jahr bereitgestellt werden, stünden hierfür 0,75 €/kWh zur Deckung aller mit der Flexibilitätsbeschaffung verbundenen Kosten zur Verfügung. Bei den zuvor erwähnten 280 h/a reduziert sich dieser Wert auf 0,03 €/kWh (Abbildung 6.8 (c)). Ist hingegen nicht die volle Übertragungskapazität, sondern lediglich eine Leistung in Höhe 10 kW zu kompensieren, ergeben sich zulässige Kosten in Höhe von 5,26 €/kWh (10 h/a) und 0,19 €/kWh (280 h/a). Diese

Kosten skalieren entsprechend mit der Kabellänge, jedoch sind zwei wesentliche Punkte für den Einsatz der Flexibilitäten abzuleiten. Ein großes Nutzungspotential besteht zum einen dann, wenn eine alternative Netzverstärkung zu hohen Überkapazitäten führen würde und zum anderen wenn es sich bei den zu kompensierenden Überlastsituationen um seltene Ereignisse im Jahr handelt.

Jedoch mindern Aspekte wie die schwierige Prognose des Netzzustandes und auftretender Engpässe unter Berücksichtigung der Netzstruktur bei der (über-) regionalen Flexibilitätsbeschaffung sowie vollgeladene Batteriespeicher zu Zeiten auftretender Engpässe, neben wirtschaftlichen und regulatorischen Kriterien, derzeit noch das Einsatzpotential von Flexibilitäten als Netzausbaualternative [Uhr16a][Wag17]. Entsprechend gilt es angemessene Anreize zu setzen und Planungssicherheit zu schaffen, sodass das zunehmend in den Verteilnetzen vorhandene Potential, dort wo es sinnvoll ist, gehoben werden kann.

6.7 Kernaussagen bezüglich der prognosebasierten Optimierung in Haushalten

Auf Basis einer täglichen Fahrplanoptimierung unter Berücksichtigung einfacher Last- und kommerzieller Erzeugungsprognosen und der Degradationskosten des Batteriespeichers wurde das Potential zur Optimierung der Strombeschaffungskosten über 20 Jahre bestimmt. Das Betriebsverhalten des Batteriespeichers konnte mit einem Polynom zweiten Grades, als guter Kompromiss zwischen Genauigkeit und Konvergenzverhalten der Optimierung, angenähert werden. Dieser Ansatz ist gegenüber einem konstanten Wirkungsgrad zu bevorzugen, wenn das Verhalten in verschiedenen Betriebsbereichen in der Optimierung Berücksichtigung finden soll. Zudem konnte durch die Berücksichtigung der Degradation in der Optimierung, die Laufzeit des Batteriespeichers gegenüber dem einfachen Laden um fünf Jahre verlängert werden. Dies führte im dargestellten Beispiel gegenüber dem einfachen Laden bei einer Strompreissteigerung von 2 %/a für den Fall ohne und mit zusätzlichem Elektrofahrzeug und Wärmepumpe zu 656 € und 231 € geringeren Strombeschaffungskosten (5 % Strompreissteigerung: 1.186 € und 598 €). Soll über die Eigenversorgung hinaus, die Flexibilität des Batteriespeichers bereitgestellt werden, so lassen sich bei hoher Entladetiefe geringste spezifische Zusatzkosten, resultierend aus dem zyklischen Alterungsmodell, erreichen. Diese liegen bei einem 5 kWh Batteriespeichers mit 5.000 möglichen Vollzyklen mit 3.000 € Systemkosten bei 0,08 €/kWh und damit unter dem Niveau von Entschädigungszahlungen, die bei der Abregelung von PV-Anlagen entstehen und sich laut [BUW16] von 0,255 €/kWh im Jahr 2018 auf 0,093 €/kWh im Jahr 2040 reduzieren. In der Theorie ergibt sich in der Nutzung der vorhandenen Flexibilität auch eine wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Netzverstärkung, wenn seltene Überlastereignisse auftreten und deren konventionelle Behebung zu hohen Überkapazitäten führt. Um dieses zunehmend verfügbare Potential zu nutzen, sind jedoch verschiedene technische, wirtschaftliche und regulatorische Hürden zu überwinden.

7 Batteriespeicher als Netzbetriebsmittel zur Kompensation hoher PV-Einspeisung

Viele Studien bestätigen, dass bei in Zukunft erwarteten niedrigen Preisen, Speicher eine weitere wirtschaftliche Netzausbaualternative darstellen können [AGO14][Bod06][BUW16][DEN12][P3E15a][VDE15]. Im Besitz eines Verteilnetzbetreibers können Batteriespeicher aufgrund regulatorischer Rahmenbedingungen (vgl. Teil 2 des Energiewirtschaftsgesetzes [EWG16]) nur zum Zweck der gezielten Netzentlastung eingesetzt werden. Die Kombination von Geschäftsmodellen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit ist den Netzbetreibern hingegen untersagt. Aus oben genannten und zahlreichen weiteren Studien und Berichten geht hervor, dass die Integration von erneuerbaren Energien im Verteilnetz primär zu Spannungsbandproblemen führt. Dennoch spielte die dynamische Spannungsregelung in Verteilnetzen im Vergleich mit anderen Maßnahmen in den vergangenen Jahren eine eher untergeordnete Rolle, wohingegen die Erhöhung von Kabelquerschnitten eine beliebte Alternative darstellt (Abbildung 7.1).

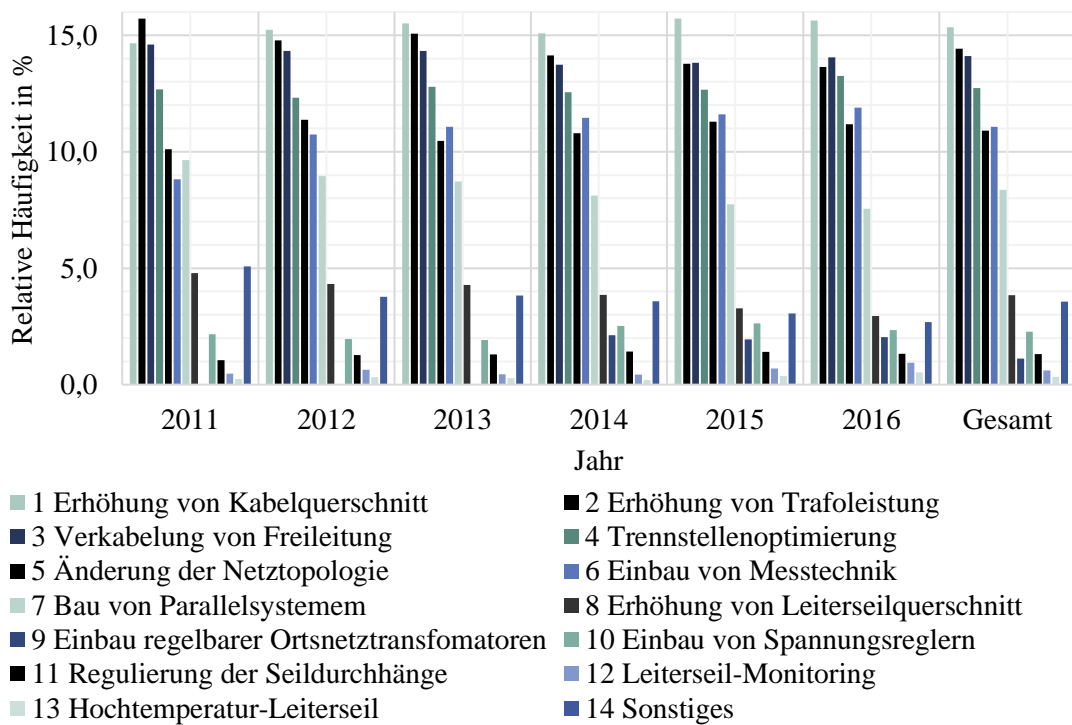


Abbildung 7.1: Angewendete Maßnahmen zur Netzoptimierung und -verstärkung entsprechend § 9 Abs. 1 EEG nach [BNA15a][BNA16a].

Bei einer (thermischen) Überlastung von Kabelstrecken aufgrund hoher PV-Einspeisung kann alternativ zur Kabelverstärkung, die überschüssige Einspeiseleistung mittels Batteriespeicher kompensiert werden. Die hierzu benötigte Wechselrichterleistung kann direkt aus der zu kompensierenden Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen abgeleitet werden. Mithilfe klassischer Netzplanungsverfahren, d.h. auf Basis der Berechnung einzelner Zeitpunkte (Hohe Einspeisung,

Starklast, etc.), können jedoch keine Aussagen über die benötigte Kapazität des Batteriespeichers abgeleitet werden. Daher empfiehlt sich zunächst eine zeitreihenbasierte Planung, mit der Option, Richtlinien für einfache Planungsgrundsätze abzuleiten.

Die im Folgenden dargestellten Untersuchungen wurden in Teilen in [Uhr17] veröffentlicht. Die techno-ökonomische Analyse der Batteriespeicher als alternatives Betriebsmittel erfolgt im Vergleich mit weiteren Maßnahmen. Die Betrachtung des Überlastfalls einfacher Kabelstücke ohne Berücksichtigung der Netzstruktur lässt sich durch die Vernachlässigung der Spannungsgrenzwerte rechtfertigen. Das heißt, das kritische Leitungsstück kann sowohl direkt an der Ortsnetzstation, aber auch am Ende eines Netzstrahles liegen, da sich das Überlastprofil stets aus der Überlagerung der Erzeugungs- und Einspeiseprofile mindestens eines Haushaltes ergibt. Der Vergleich des Batteriespeichers mit anderen Technologien zur Spannungshaltung erfolgt davon losgelöst in Kapitel 7.3.2.

7.1 Methodik

Betrachtet wird ein Kabelstück der Länge l_{Kabel} , mit einer thermischen Strombelastungsgrenze I_{rTh} . Unter der Annahme anliegender Nennspannung $U_{\text{r}\Delta}$ und einem Belastungsgrad von $m = 0,7$ (vgl. [BUW16][VDE11]) kann daraus die übertragbare Leistung

$$S_{\text{rKabel}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{r}\Delta} \cdot I_{\text{rTh}} \cdot m \quad (7.1)$$

berechnet werden. Bei reiner Wirkleistungsübertragung gilt $P_{\text{rKabel}} = S_{\text{rKabel}}$. Bei gleicher Strombelastung und geringerer Spannung reduziert sich die übertragbare Leistung entsprechend. Im Bedarfsfall liefert die DIN VDE 0276-1000 [DIN95] weitere Umrechnungsfaktoren für die Strombelastbarkeit zur individuellen Berücksichtigung unterschiedlicher Erdbodentemperaturen, Belastungsgrade und einer unterschiedlichen Anzahl an Kabelsystemen.

Zur Bestimmung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für zusätzliche dezentrale Einspeisung wird in der VDE-AR-N 4105 [VDE11] empfohlen, mit einer maximalen Scheinleistung der Summe aller Erzeugungsanlagen zu rechnen. Ergebnisse in [Wir12] zeigen hingegen, dass in der Praxis ein maximaler Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,85 erreicht wird. Untersuchungen zum Einfluss individueller PV-Anlagen-Ausrichtungen in [Ker11] kommen ebenfalls zum Ergebnis, dass die Reduktion der Leistungsspitze bezogen auf die installierte Leistung bei mindestens 5 % bis 6 % liegt. Daher wird im Folgenden der Gleichzeitigkeitsfaktor nach [Wir12] angesetzt.

Dem Einspeisemodell liegen die Strahlungsprofile aus Kapitel 4.1 zu Grunde und das PV-Wechselrichtermodell basiert auf dem in [Sch96] beschriebenen Ansatz. Jedem Haushalt wird ein zufälliges auf 1.000 kWh/a normiertes Profil zugeordnet (Kapitel 3.1) und mit einem Jahresenergiebedarf skaliert. Dieser leitet sich aus der zufälligen Personenzahl im Haushalt ab, die wiederum aus einer Einwohnerstatistik resultiert (vgl. Kapitel 5.1; Tabelle 5.1).

Dem hier vorgestellten Dimensionierungsansatz von Batteriespeichern als Netzbetriebsmittel liegt die Annahme zugrunde, dass die thermische Belastungsgrenze eines Leitungssegments aufgrund der an einem Leitungsende kumulierten Last- und Einspeiseprofile temporär überschritten wird. Die Dimensionierung unterliegt verschiedenen Einflussfaktoren und Unsicherheiten. Beispielsweise variieren Energiebedarf und Profilverlauf von Haushalten und der Ertrag dezentraler

Erzeugungsanlagen. Daher basiert der Planungsansatz auf der Untersuchung von Zeitreihen mittels Monte Carlo Simulation. Dabei werden 1.000 Jahressimulationen bei verschiedenen Kombinationen aus installierter PV-Leistung und Haushaltsanzahl, unter Verwendung unterschiedlicher Profilkombinationen der PV-Anlagen und der Haushalte sowie Energiebedarfe der Haushalte, durchgeführt und hinsichtlich des für die anschließende Dimensionierung des Batteriespeichers relevanten Überlastrisikos (vgl. Abbildung 7.2) bewertet.

Sofern eine Überlastung auftritt erfolgt die Dimensionierung abhängig vom Überlastprofil P_{ueber}^t . Das Profil berechnet sich abhängig von Einspeise- und Lastverläufen P_{PV}^t und $P_{ges\ HH}^t$, der installierten PV-Leistung P_{rPV} und der Belastungsgrenze des Kabels P_{rKabel} zu

$$P_{ueber}^t = \max(0, \min(g_{PV} \cdot P_{PV}^t, l_{PV} \cdot P_{rPV}) - P_{rKabel} - P_{ges\ HH}^t). \quad (7.2)$$

Der Gleichzeitigkeitsfaktor beträgt hier $g_{PV} = 0,85$ und das Einspeiselimit der PV-Anlagen l_{PV} liegt nach Bedarf bei 0,7 oder 0,5 und im unlimitierten Fall bei 1,0. Abhängig von der gewählten Anzahl an Haushalten reduziert sich deren Gleichzeitigkeitsfaktor, d.h. die auftretende Maximalleistung des Gesamtprofils bezogen auf die Summe der individuellen Maximalleistung der einzelnen Haushaltsprofile (vgl. Kapitel 3.1.8). Ein spezieller Faktor zur Anpassung der Gleichzeitigkeit, vergleichbar mit dem der PV-Einspeisung, wird daher nicht berücksichtigt.

Zusätzlich zum Leistungsvektor P_{ueber} werden leistungs- und kapazitätsbezogene Kosten c_{kW} und c_{kWh} des Batteriespeichers als Eingangsgröße für die Optimierung benötigt. Nennleistung P_{rBat} und Nennkapazität C_{rBat} des Batteriespeichers werden mittels linearer Optimierung mithilfe der *Matlab Optimization App* unter Verwendung des *linprog*-Solvers und des *Innere-Punkte-Verfahrens* ausgelegt. Ziel ist die Minimierung der Gesamtkosten in Form der Zielfunktion

$$ZF = c_{kW} \cdot P_{rBat} + c_{kWh} \cdot C_{rBat}. \quad (7.3)$$

Da der Fokus hier auf der Netzentlastung mittels Batteriespeicher liegt und die Effizienz in den verschiedenen Betriebsbereichen zunächst irrelevant ist, sind im Gegensatz zur Optimierung in Kapitel 6.4 die Bemessungsgrößen des Batteriespeichers variabel und es wird ein konstanter Wirkungsgrad $\eta = 0,94$ für das Be- und Entladen des Batteriespeichers angenommen. Kern der Optimierung ist die Speichergleichung in der Form

$$-W_{Bat}^t + W_{Bat}^{t-1} + \eta \cdot P_{lade}^t \cdot \Delta t - \frac{1}{\eta} \cdot P_{entlade}^t \cdot \Delta t = 0, \quad (7.4)$$

mit

$$0 \leq W_{Bat}^t \leq C_{rBat}, \quad (7.5)$$

$$0 \leq P_{lade}^t \leq P_{rBat}, \quad (7.6)$$

$$0 \leq P_{entlade}^t \leq P_{rBat}, \quad (7.7)$$

$$P_{lade}^t = P_{ueber}^t, \quad (7.8)$$

$$P_{entlade}^{t_{lade \neq 0}} = 0. \quad (7.9)$$

Dabei ist der zulässige Bereich des Ladezustandes W_{Bat} (Gleichung (7.5)) und der Lade- und Entladeleistung P_{lade} und P_{entlade} (Gleichung (7.6)-(7.7)) einzuhalten. Weiterhin muss gewährleistet werden, dass die überschüssige Leistung P_{ueber} geladen wird (Gleichung (7.8)). Zur Vermeidung des theoretisch möglichen gleichzeitigen Be- und Entladens wird die Entladeleistung, zu Zeitpunkten $t_{P_{\text{lade}} \neq 0}$, in denen die Batterie geladen wird, begrenzt (Gleichung (7.9)).

In den meisten Fällen existieren genügend Freiheitsgrade für das Entladen des Batteriespeichers. Andernfalls ist eine Vergrößerung der Batteriespeicherkapazität unumgänglich. In der Praxis könnten durch das optimierte Entladen beispielsweise Netzverluste minimiert werden. Der wirtschaftliche Nutzen davon wird losgelöst vom Dimensionierungsproblem in Kapitel 7.4 beziffert. Abweichend von dem hier dargestellten Ansatz werden in [Mey17] die für alle Zeitpunkte gültigen Variablen P_{rBat} und C_{rBat} durch verteilte Variablen P'_{rBat} und C'_{rBat} mit $P'_{\text{rBat}} = P_{\text{rBat}}^{t+1}$ und $C'_{\text{rBat}} = C_{\text{rBat}}^{t+1}$ ersetzt, sodass bei der Optimierung großer Netzgebiete über längere Zeiträume die Rechenzeit deutlich reduziert werden kann.

7.2 Annahmen zur wirtschaftlichen Bewertung

Exemplarisch werden die alternativen Ausbaukosten eines Batteriespeichers gegenüber einer Kabelneuerlegung für den Überlastfall eines Niederspannungskabels des Typs NAYY-J 4x150 bewertet. Dafür werden die Kosten für die Neuerlegung von Kabeln größeren Querschnitts, basierend auf den Angaben in Tabelle 7.1, sowie die Abregelungsverluste bei verschiedenen Ansätzen der Einspeisebegrenzung berechnet.

Tabelle 7.1: Nennstrom I_{rTh} , Nennscheinleistung S_{rKabel} und Kosten verschiedener Kabeltypen.

Typ	I_{rTh} in A	S_{rKabel} in kVA ⁺	Kosten in €/m
NAYY-J 4x150	276	133,9	57*
NAYY-J 4x185	313	151,8	61*
NAYY-J 4x240	364	176,5	65
NAYY-J 4x300	419	203,2	68

⁺Belastungsgrad $m = 0,7$; Nennspannung $U_{\text{r}\Delta} = 400 \text{ V}$

*inklusive Kabelgraben, Material, Montage, etc. aus [Ker11]

Die Nutzungsdauer für Kabel wird in Anlehnung an die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1)) [NEV15] auf 40 Jahre, für einen ggf. nötigen Transformator auf 35 Jahre und für ein nötiges Batteriestationsgebäude auf 50 Jahre festgelegt. Die Kosten für das Gebäude betragen in Anlehnung an [BUW16][Ker11] 18.000 €. Auf Basis gleicher Quellen wird für den Transformator mit Kosten von 4.000 € zzgl. 15 €/kVA gerechnet, sodass die Investitionskosten für einen 630 kVA Transformator 13.450 € betragen. Für die Batterie wird mit leistungs- und kapazitätsbezogenen Kosten von 500 €/kW und 500 €/kWh gerechnet. Deren Nutzungsdauer beträgt 20 Jahre.

Die aus der Einspeisebegrenzung resultierenden Ertragsverluste für Betreiber von Erzeugungsanlagen sowie die Entschädigungszahlungen gemäß der Härtefallregelung in § 15 EEG [EEG17] für die bedarfsorientierte Einspeisebegrenzung basieren wie in Kapitel 6.6 auf Energiekosten in Höhe von 0,255 €/kWh [BUW16].

In [Hub17] wurde festgestellt, dass mit fünf Messgeräten in Niederspannungsnetzen mit bis zu 148 Knoten eine sehr gute Zustandsüberwachung möglich ist. Für die statische und dynamische

Einspeisebegrenzung werden daher exemplarisch die Kosten von fünf Messeinrichtungen berücksichtigt. Außerdem werden die Kosten von fünf Aktoreinheiten sowie ein Grundbetrag berücksichtigt. Angaben hierfür wurden ebenfalls [BUW16] entnommen. Insgesamt fallen zusätzlich zu den oben genannten variablen Entschädigungszahlungen, Investitionskosten in Höhe von 68.322 € an. Die Nutzungsdauer der Einheiten beträgt 20 Jahre. Motiviert durch § 29 MsbG [MBG16] werden zukünftig immer mehr neu installierte Erzeugungsanlagen mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet, sodass von deutlich sinkenden Investitionskosten für die messtechnische Überwachung ausgegangen werden kann.

Die Betriebskosten der Kabel, des Stationsgebäudes, des Batteriespeichers sowie der Mess- und Aktoreinheiten werden vereinfacht konstant zu 1 %/a der Investitionssumme angesetzt. Die Annuität berechnet sich in Anlehnung an [KEM13] auf Basis eines Finanzierungszinses von 6,1 %.

7.3 Technische Bewertung

Abhängig vom Verhältnis der installierten PV-Leistung zur Haushaltsanzahl, dem Haushaltsenergiebedarf, dem Kabeltyp und der Einspeisebegrenzung variiert die Wahrscheinlichkeit der thermischen Überlastung eines Leitungssegments (Abbildung 7.2). Die Überlastwahrscheinlichkeit resultiert aus der in Kapitel 7.1 beschriebenen Monte Carlo Simulation und beschreibt das Verhältnis der Anzahl an Jahressimulationen in denen das Kabel überlastet wird zur Gesamtanzahl aller 1.000 Berechnungen. Im Folgenden werden die aus der Berechnung resultierenden Bemessungsgrößen der Batteriespeicher nur für jene Fälle vorgestellt, in denen die alternative Maßnahme (größerer Kabelquerschnitt oder Abregelung) die Überlastung gerade noch behebt (Überlastungswahrscheinlichkeit < 10 %; ○ in Abbildung 7.2 (b)-(f)). Am Beispiel von 20 Haushalten erfolgt im Anschluss die technische und wirtschaftliche Bewertung.

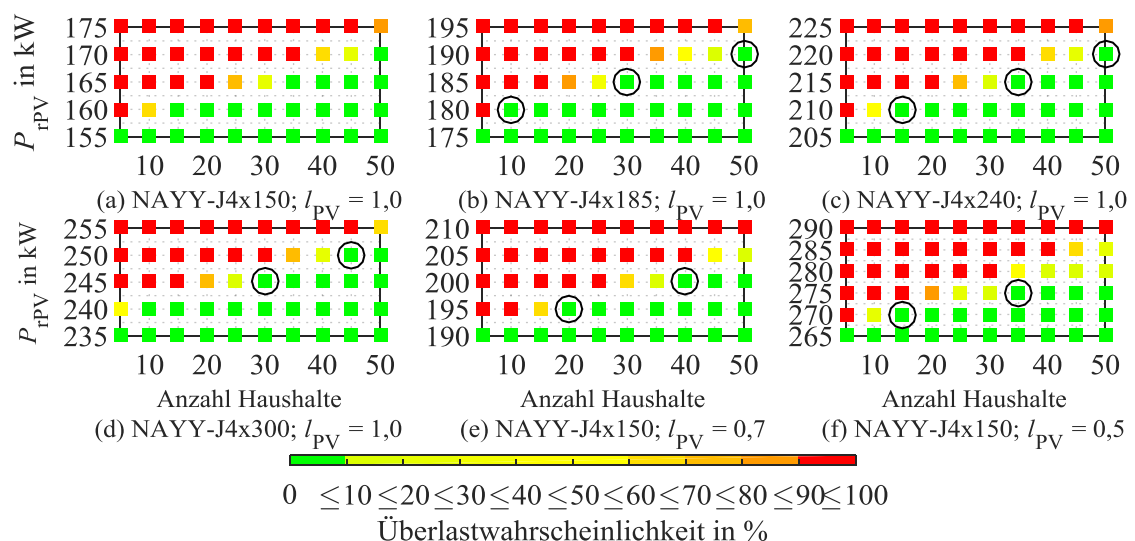


Abbildung 7.2: Überlastwahrscheinlichkeit unterschiedlicher Kabeltypen abhängig von Haushaltsanzahl, PV-Leistung (P_{rPV}) und Einspeisebegrenzung (100 %, 70 %, 50 %; ○: Bei der Dimensionierung berücksichtigte Fälle).

7.3.1 Dimensionierung des Batteriespeichers

Unter den in Kapitel 7.2 genannten Voraussetzungen resultieren die in Abbildung 7.3 dargestellten Verteilungen der Leistungs- und Kapazitätswerte eines der jeweiligen Alternative gleichwertigen Batteriespeichers. Gegenüber einer starren Erhöhung der Übertragungskapazität, wie es bei der Kabelneuerlegung und der festen Einspeisebegrenzung der Fall ist, bietet sich mit dem Batteriespeicher theoretisch die Möglichkeit einer auf den Einzelfall abgestimmten Auslegung an. Konkret müsste die Wechselrichterleistung des Batteriespeichers lediglich auf die Leistung ausgelegt werden, um welche das betroffene Kabel durch die zusätzlich zu installierende PV-Leistung überschritten wird. Idealerweise sind die Systeme so ausgelegt, dass die Nachrüstung um weitere Einheiten bei Bedarf möglich wäre.

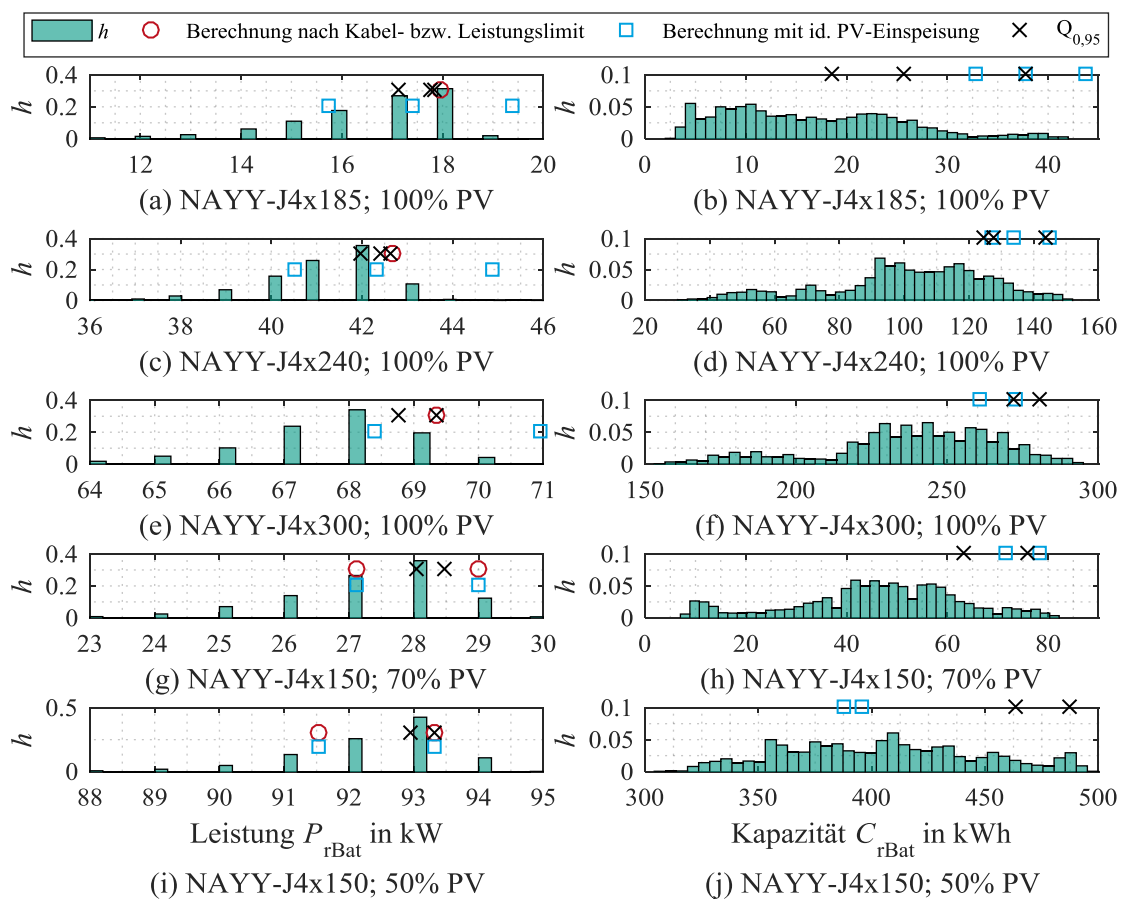


Abbildung 7.3: Relative Häufigkeit h benötigter Leistung (links) und Kapazität (rechts) des Batteriespeichers, um gleiche Übertragungskapazität wie durch neuen Kabeltyp oder Abregelung zu erhalten. (vgl. Abbildung 7.2 (b)-(f) \times).

Im vorliegenden Beispiel, bei dem die Aufnahmekapazität der Alternativlösung gerade noch ausreichend ist, berechnet sich die Bemessungsleistung aus der Differenz der beiden thermischen Grenzleistungen unter der Annahme reiner Wirkleistungseinspeisung:

$$P_{rBat} = P_{rKabel\ neu} - P_{rKabel\ alt} \quad (7.10)$$

Für den Fall einer festen Einspeisebegrenzung kann die Wechselrichterleistung für den Fall der Volleinspeisung bei geringer Last, d.h. unter Berücksichtigung des gewichteten Spitzenlastanteils der Haushalte

$$P_{\text{HH ges}} = 30 \text{ kW} \cdot (0,06 + (1 - 0,06) \cdot n_{\text{HH}}^{-0,75}) \cdot n_{\text{HH}} \cdot 0,05 \quad (7.11)$$

zu

$$P_{\text{rBat}} = \max(0, P_{\text{rPV}} \cdot g_{\text{PV}} - P_{\text{HH ges}} - P_{\text{rKabel alt}}) \quad (7.12)$$

berechnet werden (Abbildung 7.3 links, ○).

Die optimale Kapazität ist nicht direkt aus der Anschlussleistung und den Betriebsmittelgrenzen abzuleiten. Diese variiert abhängig vom Profilverlauf der PV-Einspeisung und der Lasten sowie vom Energiebedarf der Haushalte. Die Unsicherheit nimmt sichtbar mit der zu steigernden Übertragungskapazität zu (vgl. 50 %-Begrenzung in Abbildung 7.3 (j)). Ein Versuch zur Dimensionierung des Netzspeichers unter Zuhilfenahme eines idealen Einspeiseprofils eines Sommertages, angepasst auf die zu installierende Leistung und unter Berücksichtigung des gewichteten Spitzenlastanteils aus Gleichung (7.11), ist ebenfalls in Abbildung 7.3 dargestellt (□). Die benötigte Kapazität C_{rBat} und Leistung P_{rBat} berechnet sich mit $\eta = 0,94$ zu

$$C_{\text{rBat}} = \sum_{t=t_0}^{t_{\text{end}}} P_{\text{ueber}}^t \cdot \Delta t \cdot \eta, \quad (7.13)$$

$$P_{\text{rBat}} = \max(P_{\text{ueber}}). \quad (7.14)$$

Die so berechneten Werte liegen in ähnlicher Größenordnung und können zur groben Abschätzung der Bemessungsgrößen herangezogen werden. Im Einzelfall treten vor allem bei den Kapazitätswerten erhebliche Abweichungen auf.

Aus den Häufigkeitsverteilungen in Abbildung 7.3 ist weiterhin abzuleiten, dass das Verhältnis von benötigter Kapazität zur Leistung nicht konstant ist und mit steigender Erzeugungsleistung zunehmend streut (Abbildung 7.3 (a), (b): 0,2 kWh/kW bis 2,3 kWh/kW; Abbildung 7.3 (i), (j): 3,4 kWh/kW bis 5,3 kWh/kW). Auf Basis der ebenfalls dargestellten 0,95-Quantile (×) kann eine Abschätzung bezüglich der benötigten Kapazität in Abhängigkeit der Wechselrichterleistung getroffen werden (Abbildung 7.4):

$$C_{\text{rBat } 0 \text{ HH}} = 0,0218 \cdot (P_{\text{rBat}} - 2,14)^2 + 2,3795 \cdot (P_{\text{rBat}} - 2,14) \quad (7.15)$$

$$C_{\text{rBat } 20 \text{ HH}} = 0,0256 \cdot (P_{\text{rBat}} - 3,00)^2 + 2,7896 \cdot (P_{\text{rBat}} - 3,00). \quad (7.16)$$

Dass die Kapazität quadratisch mit der benötigten Wechselrichterleistung steigt, ist im Wesentlichen auf die charakteristische PV-Einspeisekurve zurückzuführen. So können gerade bei der Integration großer Einspeiseleistung Systeme von Vorteil sein, die ein geringes Kostenverhältnis von Kapazität zu Leistung vorweisen.

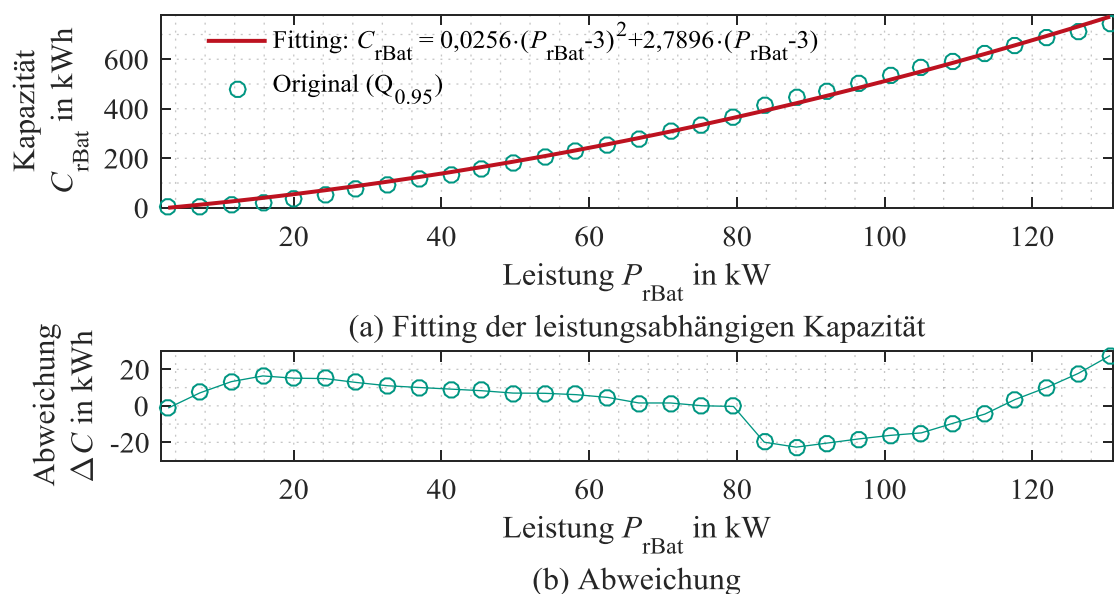


Abbildung 7.4: Abschätzung der Batteriekapazität anhand der Wechselrichterleistung für das Fallbeispiel mit 20 Haushalten ($Q_{0,95}$) (ohne Verbraucher: Abbildung B.6).

7.3.2 Vergleich der Netzausbaualternativen zur Spannungshaltung

Im Niederspannungsnetz ist die Untersuchung der Knotenspannungen stark von der Netzstruktur abhängig, sodass sich eine individuelle Untersuchung zumindest von Typnetzen empfiehlt. Generell nimmt mit zunehmender Besiedlungsdichte der Abstand zwischen Netzanschlusspunkten [Ker11] und damit auch die Länge der Netzstrahlen zu [Sch01][Sch02]. In ländlichen Regionen mit geringerer Besiedlungsdichte ist aufgrund des höheren Dachflächenpotentials auch eine erhöhte PV-Einspeisung zu verzeichnen. Längere Leitungstrecken und höhere PV-Einspeisung implizieren, dass Spannungsrestriktionen dort primär die Aufnahmekapazität beschränken. In der DIN EN 50160 [DIN11] wird definiert, dass unter Normalbedingungen

- 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung jedes Wochenintervalls innerhalb des Bereichs $U_{r\Delta} \pm 10\%$ liegen müssen und
- alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs $U_{r\Delta} +10\%/-15\%$ liegen müssen.

In der für die Netzplanung primär relevanten Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 wird eine durch dezentrale Erzeugungsanlagen verursachte Spannungsänderung (Längsspannungsfall, unter Berücksichtigung des vorgelagerten Netzes und des Ortsnetztransformators) von $\Delta u_{l \max pu} \leq 0,03$ gegenüber dem Fall ohne Einspeisung gefordert. Darüber hinaus wird in den Netzausbaustudien [AGO14][DEN12] mit einem zulässigen Spannungsband auf Niederspannungsebene von $\pm 4\%$ um den Nennwert gerechnet.

In der Regel tritt die maximale Spannung nicht direkt an dem am stärksten belasteten Kabel, sondern abhängig von der Netztopologie und der Heterogenität verlegter Kabeltypen bei verteilter Einspeisung eher an den Netzausläufern auf. Bei punktförmiger Einspeisung am Leitungsende eines Kabels des Typs NAYY-J 4x150 (vgl. Tabelle 7.1) ist bereits ab einer Leitungslänge von

175 m der maximale Längsspannungsfall entlang der Leitung von $\Delta u_{l \max \%} = 3\%$ nach VDE-AR-N 4105 das begrenzende Kriterium (Gleichung (7.17); Abbildung 7.5; Abbildung 7.6). Bei ideal, homogener Verteilung der gleichen Einspeiseleistung halbiert sich der Angriffsfaktor ε , sodass sich die maximale Distanz bis zum Erreichen des Spannungsgrenzwertes verdoppelt (vgl. [BUW16][Nag08]). Werden zusätzlich die Impedanzen des vorgelagerten Netzes und des Ortsnetztransformators berücksichtigt, verkürzt sich die maximale Übertragungsdistanz aufgrund der Spannungsrestriktion von zuvor 175 m auf 150 m ($S_{kMS} = 100$ MVA; $R/X = 0,5$; $S_{rTr} = 400$ kVA; $u_k = 4\%$; $P_{Cu} = 4,6$ kW, nach VDE-AR-N 4105 Anhang E.1).

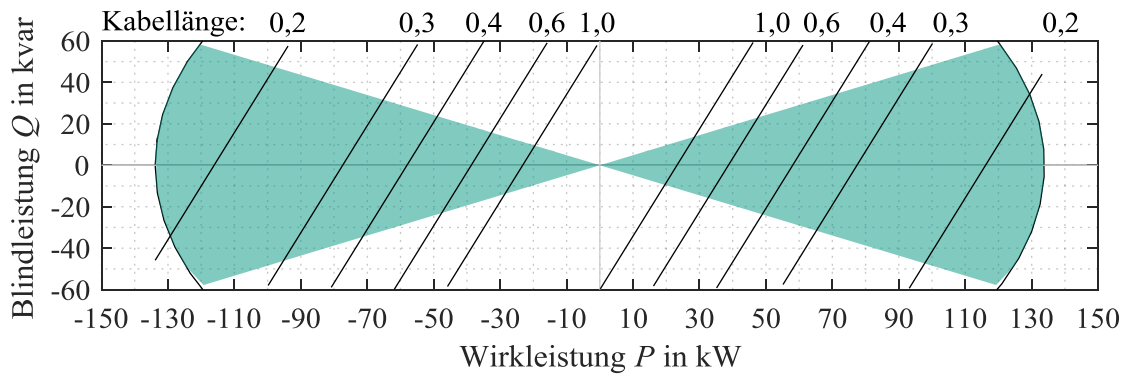


Abbildung 7.5: Übertragbare Wirk- und Blindleistung eines Kabels des Typs NAYY-J 4x150 unter Berücksichtigung der thermischen Belastungsgrenze, des betragsmäßig maximalen Längsspannungsfalls von $|\Delta u_{l \max \%}| = 3\%$ bei unterschiedlicher Kabellänge (in km) und des minimalen Leistungsfaktors $\cos(\varphi) = 0,9$ (grüner Bereich), unter Vernachlässigung des vorgelagerten Netzes und des Ortsnetztransformators. ($P > 0$: Erzeugung; $Q > 0$; untererregt).

Wie sich verschiedene spannungsstützende Maßnahmen auf die Übertragungskapazität auswirken, wurde bereits in [Gwi10] als Grundlage für die Dena Verteilnetzstudie [DEN12] untersucht. Die Methodik der sogenannten Grenzkurvenanalyse wird in [Gwi11] näher erläutert. In diesen Untersuchungen interessiert vereinfacht die bei einem maximal entlang der Leitung zulässigen Längsspannungsfall

$$\Delta u_{l \max \text{ pu}} = \frac{P_{\text{Kabel max}} \cdot (R' \cdot l_{\text{Kabel}} - X' \cdot l_{\text{Kabel}} \cdot \tan(\varphi)) \cdot \varepsilon}{U_{r\Delta}^2} \quad (7.17)$$

höchstens übertragbare Leistung $P_{\text{Kabel max}}$. Diese ergibt sich durch einfache Umstellung von Gleichung (7.17) und unter Berücksichtigung thermischer Restriktionen aus Gleichung (7.1):

$$P_{\text{Kabel max}} = \min(S_{r\text{Kabel}} \cdot \cos(\varphi), \frac{\Delta u_{l \max \text{ pu}} \cdot U_{r\Delta}^2}{(R' \cdot l_{\text{Kabel}} - X' \cdot l_{\text{Kabel}} \cdot \tan(\varphi)) \cdot \varepsilon}). \quad (7.18)$$

Beim Parameter

$$\varepsilon = (n + 1) \cdot (2n)^{-1} \quad 0,5 < \varepsilon \leq 1 \quad (7.19)$$

handelt es sich um den zuvor erwähnten Angriffsfaktor nach [Nag08] zur Berücksichtigung der entlang eines Stranges verteilten n Einspeiseanlagen oder Lasten. Für die dargestellten Untersuchungen gilt $\varepsilon = 1$.

Abbildung 7.5 visualisiert die aus Gleichung (7.18) resultierende übertragbare Wirk- und Blindleistung exemplarisch für den Last- und Einspeisefall. Das Kreissegment stellt die thermische Begrenzung des Kabels dar. Wird neben der Einhaltung des Spannungskriteriums auch ein zulässiger Leistungsfaktor gefordert, so ist jeder Wert zwischen den beiden Geraden gleicher Leitungslänge und innerhalb der grünen Fläche zulässig. Es wird nochmals deutlich wie stark dieser Bereich mit steigender Leitungslänge durch die Spannungsrestriktionen beschränkt wird.

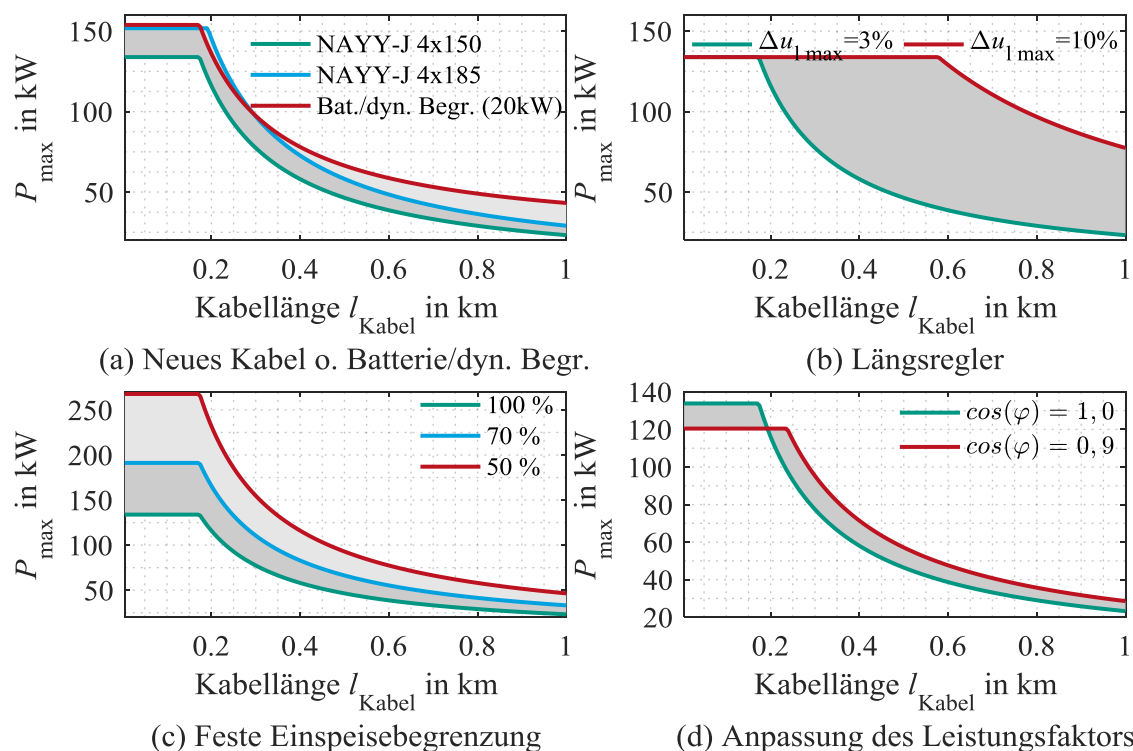


Abbildung 7.6: Maximal installierbare Leistung nach Gleichung (7.17) bei verschiedenen Kompensations- und Ausbaumaßnahmen unter Vernachlässigung des vorgelagerten Netzes und des Ortsnetztransformators.

Um den Wirkungsbereich des Batteriespeichers als alternatives Betriebsmittel mit anderen kompensierenden Maßnahmen zu vergleichen, ist die maximale Übertragungskapazität unter Verwendung verschiedener Ausbau- oder Kompensationsmaßnahmen in Abbildung 7.6 dargestellt. Ist die Spannung das begrenzende Kriterium (abfallender Teil der Kennlinien in Abbildung 7.6 (a)-(d)), so kann der Batteriespeicher abhängig von der Dimensionierung die Aufnahmekapazität erhöhen, jedoch ist die gezielte Beeinflussung der Spannung gerade bei langen Übertragungsdistanzen effektiver (Abbildung 7.6 (b)). Sofern die installierten PV-Wechselrichter in der Lage sind Blindleistung bereitzustellen, ist dies hinsichtlich der Kosten meist die zu bevorzugende Variante (Abbildung 7.6 (d)). Darüber hinaus gewinnt die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung aus dem Verteilnetz zur Einhaltung von Grenzwerten am Übergabeknoten zum Übertragungsnetz an zunehmender Bedeutung (vgl. [INA16]). Wird die Aufnahmekapazität bei

kürzeren Kabelstrecken bis 170 m aufgrund des thermischen Bemessungsstroms des Kabels begrenzt, so konkurriert der Batteriespeicher mit der Abregelung der Anlagen (70 % nach § 9 Abs. 2 EEG, 50 % nach KfW-Programm 275), der Einspeisebegrenzung (§ 14 Abs. 1 EEG) und zuletzt der Neuverlegung eines Kabels größeren Querschnitts ((Abbildung 7.6 (a), (c))). Welche Maßnahme sinnvollerweise zu ergreifen ist, hängt vom weiteren erwarteten Zubau ab. Primär entscheiden jedoch wirtschaftliche Gesichtspunkte. Daher werden Kapitel 7.4 die Kosten der verschiedenen Alternativen verglichen.

7.4 Wirtschaftliche Bewertung

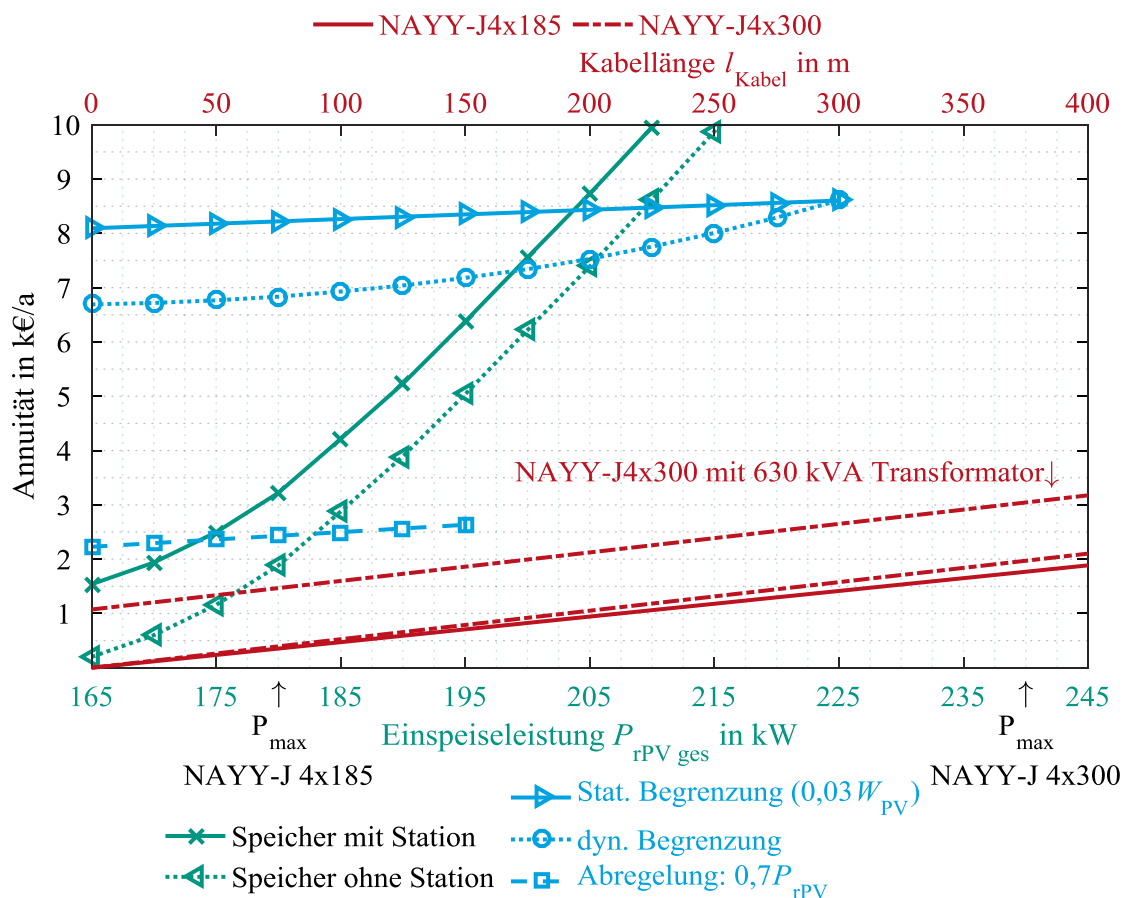


Abbildung 7.7: Annuität verschiedener Kabeltypen (abhängig von Kabellänge (oben)), des Batteriespeichers (abhängig von Einspeiseleistung (unten)), der Abregelung sowie der statischen und dynamischen Begrenzung für Fallbeispiel mit 20 Haushalten (Spannungsrestriktionen unberücksichtigt).

In Abbildung 7.7 werden für das Fallbeispiel mit 20 Haushalten die Annuitäten der verschiedenen Ausbau-, Abregelungs- und Begrenzungsvarianten zur Vermeidung thermischer Überlastung eines Kabels des Typs NAYY-J 4x150 dargestellt. Verglichen mit dem konventionellen Netzausbau in Form der **Netzverstärkung**, stellen Batteriespeicher dann eine Alternative dar, wenn sehr lange Leitungssegmente aufgrund geringer Leistungsüberschreitung zu ertüchtigen sind. Bei höherer Einspeiseleistung macht sich die quadratische Abhängigkeit der Kapazität (Gleichung (7.16))

auch in den Investitionskosten bemerkbar, weshalb die konventionelle Netzverstärkung hier zu bevorzugen ist. Ein ggf. nötiges Stationsgebäude für den Batteriespeicher erhöht die annuitätischen Kosten um 1.338 €/a. Ein ggf. nötiger Transformatortausch hingegen erhöht die Annuität für den konventionellen Ausbau um 1.073 €/a zum Vorteil des Batteriespeichers.

Bei der **festen PV-Anlagen-Abregelung** betragen die Verluste unabhängig von der installierten Leistung konstant ca. 4,8 % bei der 70 %-Begrenzung (16,4 % bei 50 %-Begrenzung), jedoch ist die Steigerung der Aufnahmekapazität bei fester Abregelung limitiert. Bei kleinen abzuregelnden Leistungen kann der Batteriespeicher im dargestellten Szenario gegenüber der 70 % Begrenzung eine (volks-) wirtschaftliche Alternative darstellen.

Mit der Einführung des Strommarktgesetzes im Juli 2016 [SMG16] wird den Netzbetreibern in § 11 Absatz 2 EnWG [EWG16] im Rahmen der Netzplanung die Spitzenkappung oder Reduktion der prognostizierten Stromerzeugung um bis zu 3 % und unter besonderen Umständen auch darüber hinaus eingeräumt. Unter Einhaltung der 3 % Begrenzung kann sowohl mit der statischen (pauschale Begrenzung) als auch mit der **dynamischen Einspeisebegrenzung** (Begrenzung im Bedarfsfall) im vorliegenden Beispiel die Aufnahmekapazität um ca. 65 kW erhöht werden. Deren Umsetzung im Niederspannungsnetz ist aufgrund der großen Anzahl an kleinen Erzeugungsanlagen noch sehr aufwändig. Zudem wirkt sich der hohe Kostenanteil für die Mess- und Aktoreinheiten zu Gunsten des Batteriespeichers aus. Da dessen Kosten jedoch deutlich stärker mit zunehmender Leistung skalieren, wäre die Einspeisebegrenzung bei höheren Leistungsüberschreitungen und bei geringerem Kostenaufwand für Mess- und Aktoreinheiten zu bevorzugen.

Für den Vergleich mit alternativen Ansätzen zur **Spannungshaltung** richtet sich der Blick auf die bezogenen Systemkosten. Die auf die Kapazität bezogenen Gesamtsystemkosten ohne Station fallen im Fallbeispiel (500 €/kW und 500 €/kWh) mit zunehmender PV-Einspeiseleistung von 1.724 €/kWh auf 587 €/kWh. Die gleichen auf die Nennleistung bezogenen Gesamtsystemkosten steigen dabei von 680 €/kW auf maximal 3.350 €/kW. Demgegenüber liegen die Kosten von Längsreglern bzw. regelbaren Ortsnetztransformatoren in den Leistungsklassen 250 kVA bis 630 kVA laut [FFEi] im Bereich von 35 €/kVA bis 72 €/kVA und laut [BUW16] bei 34 €/kVA und von Einzelstrangreglern bei 78 €/kVA. Batteriespeicher liegen also mindestens um den Faktor 8,7 über den alternativen Technologien, weshalb diese zur Spannungshaltung aus wirtschaftlicher Sicht selbst bei optimistischeren Annahmen bis auf Weiteres nicht die erste Wahl darstellen. Zudem ist bei diesen genannten Betriebsmitteln die Nutzungsdauer mit 30-40 Jahren höher als sie bei Batteriespeichern mit 20 Jahren zu erwarten ist. Wird der Netzspeicher jedoch ohnehin zur Kabelentlastung eingesetzt, so kann im Einzelfall auf spannungsstützende Maßnahmen verzichtet werden. Verschiedene Maßnahmen zur Spannungshaltung wurden in [Eil15] für ein reales Netzgebiet untersucht, mit dem Ergebnis, dass bei einem fortgeschrittenen Netzausbau stadium die klassische Netzverstärkung zu geringsten Mehrkosten führt. Bei einem hohen Anteil an PV-Bestandsanlagen, die für das Wirk- und Blindleistungsmanagement nachgerüstet werden müssten, stellt die Spannungsregelung mittels Längsregler die kostengünstigere Alternative dar.

Generell ist die **Kombination verschiedener Maßnahmen** zu erwägen. So ist bei längeren Übertragungsdistanzen, die Anpassung des Leistungsfaktors am PV-Wechselrichter eine günstige Alternative, vorausgesetzt es fallen keine höheren Kosten für die Nachrüstung an, die durch das Einspeisemanagement oder einen Batteriespeicher ergänzt werden kann.

Theoretisch bieten Batteriespeicher gegenüber anderen Ansätzen den Vorteil, dass die **gespeicherte Energie** für weitere Einsatzzwecke zur Verfügung steht. Diese steigt ebenso wie die benötigte Kapazität quadratisch mit der benötigten Wechselrichterleistung. Ließe sich die im vorliegenden Beispiel gespeicherte Energie bei einem Wirkungsgrad von 94 % bspw. zur Minderung der Beschaffungskosten der Verlustenergie bei 0,04 €/kWh nutzen, so reduziert sich die Annuität des Batteriespeichers ohne Station bei kleinen Einheiten um 0,3 % bis bestenfalls 4 % (0,12 €/kWh: 1 % - 11 %; 0,28 €/kWh: 2 % - 26 %). Der zur Erreichung der Kostenneutralität gegenüber der Kabelneuerlegung nötige Erlös ist in Abbildung 7.8 dargestellt. Hieraus geht nochmals hervor, dass Batteriespeicher eine Alternative zur konventionellen Netzverstärkung darstellen können, wenn geringe Leistungsüberschreitungen zu kompensieren oder längere Leitungssegmente auszutauschen sind.

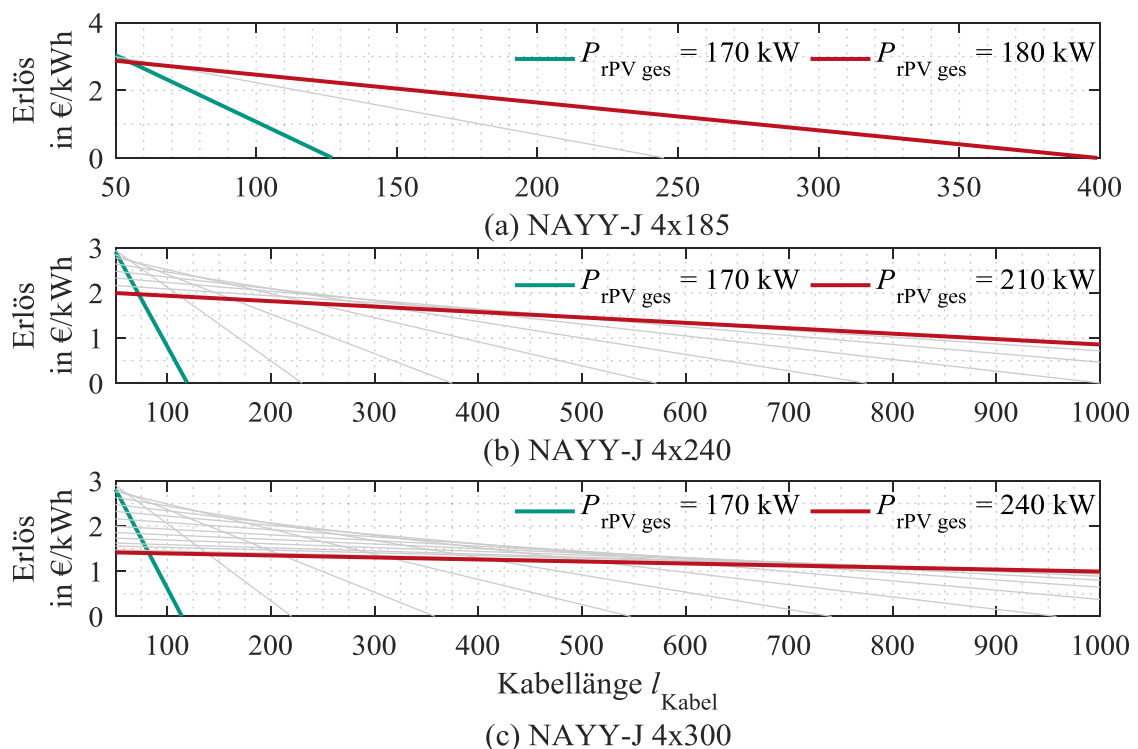


Abbildung 7.8: Mindesterlöse für ausgespeicherte Energie zur Erreichung der Kostenneutralität von Batteriespeichern ohne Stationsgebäude gegenüber Kabelneuerlegung.

Der rein netzdienlich genutzte Batteriespeicher weist in diesem Beispiel mit maximal 60 äquivalenten Vollzyklen/Jahr und 600 Volllaststunden/Jahr eine schlechte **Ausnutzung** auf. Wenn diese Technologie im Netzbetrieb breite Anwendung finden soll, müssten die Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber so angepasst werden, dass verschiedene Anwendungsmöglichkeiten kombiniert werden können. Da diese regulatorischen Änderungen eher unwahrscheinlich sind, ist über alternative Ansätze zur Beschaffung von Flexibilität (aus Batteriespeichern) zur Vermeidung des konventionellen Netzausbaus nachzudenken. Andererseits spricht die geringe Ausnutzung des Batteriespeichers dafür, dass Netzengpässe nur zeitlich begrenzt auftreten. In der „dena-Netzflexstudie“ [DEN17] wird dargestellt, dass im Jahr 2030 nur in 3,5 % der jährlichen Betriebsstunden mit kritischen Netzsituationen zu rechnen ist, die statt durch konventionelle Ausbaumaßnahmen durch die Nutzung von Flexibilität beseitigt werden könnten. Ein Ansatz hierfür liefern die

„Regionalen Flexibilitätsmärkte“ [VDE14], die neben nötigen Investitionen für die erforderliche Plattform durch die bedarfsorientierte Flexibilitätsbeschaffung vor allem operative Kosten verursachen. Diese können nach den gängigen Regularien nicht angerechnet werden, außerdem spricht sich die Bundesnetzagentur bisweilen gegen deren Einführung aus [BNA15b].

Alternativ sei der Ansatz diskutiert, dass Betreiber von Batteriespeichern und Verteilnetzen im Sinne von [BNA15b] einen bilateralen Flexibilitäts-Liefervertrag vergleichbar dem Prinzip der „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“ [ALV16] über einen definierten, gegenüber [ALV16] jedoch längerfristigen Zeitraum abschließen können. Dieser Vertrag würde den Batteriespeicherbetreiber zur Beseitigung des Engpasses in definiertem Umfang verpflichten und eröffnete ihm darüber hinaus Freiheitsgrade zur weiteren Vermarktung des Batteriesystems unter Einhaltung technischer Anschlussbedingungen. Seitens des Netzbetreibers wären hierfür möglichst genaue Zielnetzplanungen nötig, um zu gewährleisten, dass die zu erwarteten Kosten der Flexibilitätsbeschaffung geringer sind als alternative Maßnahmen. Denn mit zunehmendem Flexibilitätsbedarf ist der konventionelle Ausbau auch bei einem solchen Verfahren sicherlich meist zu bevorzugen (vgl. Kapitel 6.6). Beispielsweise beträgt die Annuität eines Kabels des Typs NAYY-J 4x300 mit den Kostenannahmen aus Kapitel 7.2 ca. $5,26 \text{ €(m}\cdot\text{a)}^{-1}$, was bei einer nach [Sch01][Sch02] häufigen Kabellänge von 200 m über 1.000 €/a entspricht. Diese Kosten müssen von dem Speicherbetreiber oder einem Aggregator, der über ausreichend Flexibilitäten im betroffenen Netzabschnitt verfügt, deutlich unterboten werden. Der Systemdienstleister hätte mit dieser Zahlung in definiertem Umfang (ggf. auch leistungs- und zusätzlich energiebezogene Zahlungen) größere Planungssicherheit bei der Investitionsentscheidung.

Um zuletzt die mit einem Batteriespeicher erzielbaren Erlöse darzustellen, sei auf [RLI17] verwiesen. In diesem Projekt wurde die Vermarktung einer Vanadium Redox Flow Batterie mit einer Nennleistung von 200 kW am Primärregelleistungsmarkt untersucht. Durch die Vermarktung von 175 kW ließ sich ein Erlös abzüglich der Betriebskosten in Höhe von 15.833 €/a und skaliert auf einen 1 MW-Pool von etwa 95.000 €/a erwirtschaften. Auch wenn in Zukunft mit sinkenden Erlösen zu rechnen ist, existieren weitere Optimierungspotentiale im Betrieb durch die Kombination verschiedener Vermarktungsmodelle. Wenn Batteriespeicher als Netzausbaualternative Einsatz finden, dann entweder im Besitz eines Verteilnetzbetreibers zur Überbrückung von Verzögerungen beim konventionellen Ausbau (ähnlich eines Notstromaggregates), oder im Besitz von speziellen Systembetreibern, Aggregatoren oder privaten Haushalten, die zusätzlich zu weiteren Anwendungszwecken entsprechend vergütete Systemdienstleistung bereitstellen.

7.5 Kernaussagen bezüglich Batteriespeichern als alternative Betriebsmittel

Während die zur Vermeidung von thermischer Überlast von Niederspannungskabeln benötigte Batteriewechselrichterleistung einfach anhand des zu kompensierenden Leistungsüberschusses berechnet werden kann, nimmt die benötigte Batteriekapazität quadratisch mit steigender Wechselrichterleistung zu. Neben einer einfachen auf Monte Carlo Simulationen basierenden Funktionsvorschrift zur Berechnung der benötigten Kapazität, wurde die Abschätzung auf Basis einer idealen PV-Einspeisekurve eines Sommertages bei gleichzeitiger Schwachlast als beste Annäherung identifiziert. Die quadratische Zunahme der benötigten Kapazität ist vor allem bei hohen

kapazitätsbezogenen Systemkosten von Nachteil, sodass stationäre Batteriespeicher erwartungsgemäß bis auf Weiteres keine Netzausbaualternative darstellen. Zudem weisen diese mit hier maximal 60 äquivalenten Vollzyklen/Jahr und 600 Volllaststunden/Jahr eine geringe Auslastung auf. Dennoch kann der Einsatz in manchen Fällen wirtschaftlich vorteilhaft sein, wenn lange Leitungsegmente aufgrund geringer Grenzwertverletzungen zu tauschen wären. Wird die überschüssige Energie, die vom Batteriespeicher gespeichert wurde, zur Minimierung der Beschaffungskosten für Verlustenergie genutzt, so kann die Annuität des Batteriespeichers bei durchschnittlichen Beschaffungskosten in Höhe von 0,04 €/kWh um 0,3 % bis maximal 4 % reduziert werden. Aufgrund der geringen Auslastung bei der Kompensation von hoher PV-Einspeisung und der in vielen Fällen vergleichsweise hohe Kosten, wird für Verteilnetzbetreiber lediglich das Potential im temporären Einsatz von Batteriespeichern zur Überbrückung von Verzögerungen im Netzausbau gesehen. Die Tatsache, dass Überlastereignisse nur an wenigen Stunden im Jahr erwartet werden und dass durch die Vermarktung von Batteriespeichern in einem Pool eines Aggregators zusätzliche Erlöse erzielt werden können, spricht dafür das zunehmend vorhandene Potential zur alternativen Beschaffung von Systemdienstleistung bspw. in Ausschreibungsverfahren anzureizen und zwar so, dass die damit verbundenen Aufwendungen nach den geltenden Regularien angerechnet werden können.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Diese Arbeit beschäftigt sich mit technischen und wirtschaftlichen Aspekten, die es im Zuge der Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze aus Sicht der Endkunden sowie der Ladeinfrastruktur- und Verteilnetzbetreiber zu beleuchten gilt.

In **Kapitel 2** wurde zunächst ein Ansatz zur Modellierung der Lastprofile im Parkhaus ladender Elektrofahrzeuge vorgestellt. Darauf basierend wurden Aussagen zum benötigten Deckungsbeitrag pro Ladesäule getroffen. Konkret liegt der nötige Deckungsbeitrag unter der Annahme, dass die Zahl der Ladepunkte maximal dem täglichen Elektromobilitätsaufkommen entspricht, bei mindestens 1,13 € pro Elektrofahrzeug und Ladesäule und lässt sich basierend auf den vorgestellten Rechenmodellen bei der Umlage auf die Gesamtheit aller parkenden Fahrzeuge auf maximal 0,14 € pro Fahrzeug und Ladesäule reduzieren. Weiterhin wurden in **Kapitel 2** als Planungsgrundlage des Netzanschlusses, Richtwerte für die zu erwartende Spitzenleistung und den Gleichzeitigkeitsfaktor für eine unterschiedliche Anzahl ladender Elektrofahrzeuge ermittelt. Unter der hier getroffenen Annahme binomialverteilter Ladeleistungen von 11 kW und 22 kW, empfiehlt sich die Berücksichtigung einer maximalen Gleichzeitigkeit bis mindestens vier Elektrofahrzeuge pro Tag. **Kapitel 2** beleuchtete weiterhin den kombinierten Betrieb einer Ladeinfrastruktur mit PV-Anlage, mit dem Ergebnis, dass bereits ohne Lastverschiebung mit 6-7 Elektrofahrzeugen pro 1 kW_{peak} und Tag eine Eigenverbrauchsquote von über 50 % erreicht werden kann. Die Kompensation hoher Leistungsspitzen gleichzeitig ladender Elektrofahrzeuge durch einen stationären Batteriespeicher ist im Vergleich zur konventionellen Netzverstärkung ein wirtschaftlich tragfähiges Modell, wenn der Tausch eines Transformators und längerer Leitungssegmente erforderlich ist, oder wenn zusätzliche Erlöse aus der Vermarktung der vorhandenen Freiheitsgrade erzielt werden können. Weiterhin wurde in den Untersuchungen gezeigt, dass die parkenden Elektrofahrzeuge in vielen Fällen über genügend Freiheitsgrade zur Lastverschiebung verfügen, die zumindest in der Theorie zur Einhaltung von Leistungsbegrenzungen oder zur Minimierung der Spitzenleistung genutzt werden können. Im besten Fall kann bei sehr langen Verweildauern der parkenden Elektrofahrzeuge von durchschnittlich zehn Stunden die Spitzenleistung im Jahr um mindestens 73 % reduziert werden. Bei kürzeren Verweildauern von durchschnittlich 2,2 h besteht geringes oder kein Potential zur Minimierung der Jahresmaximalleistung. Zur Einhaltung der Leistungsbegrenzung wurde ein Ansatz zum diskriminierungsfreien Laden unter Berücksichtigung individueller Verweildauer, Ladeleistung, und des Energiebedarfs vorgestellt. Zuletzt wurde in **Kapitel 2** anhand eines Fallbeispiels mit zwölf Parkhäusern und 689 mit maximal 22 kW ladenden Elektrofahrzeugen in einem städtischen Verteilnetz abgeleitet, dass die Netzurückwirkungen bei einer Maximalleistung von 1.277 kW auf Mittelspannungsebene vorerst als unkritisch einzuschätzen sind, wenn sich die Parkhäuser räumlich auf verschiedene Mittelspannungsabgänge verteilen. Wenn die vorhandenen Freiheitsgrade, bspw. durch den Besitzer einer Fahrzeugflotte, genutzt werden können, besteht großes Potential zu deren netzseitig uneingeschränkter Vermarktung oder zur kostenoptimierten Energiebeschaffung. Abhängig von der durchschnittlichen Verweildauer der Elektrofahrzeuge ergeben sich hier unterschiedliche Optionen hinsichtlich der Häufigkeit und Menge der gezielt bereitstellbaren Regelleistung, wobei der Nachholeffekt, d.h. die

verminderte Verfügbarkeit von Regelleistung unmittelbar nach deren Bereitstellung, stark ausgeprägt ist.

In **Kapitel 3** wurde ein Ansatz zur Modellierung von Wirkleistungsprofilen privater Haushalte vorgestellt und dessen prinzipielle Übertragbarkeit auf andere Regionen anhand eines Vergleiches mit öffentlich verfügbaren Messdaten bestätigt. Darüber hinaus wurde das Potential zum optimierten Betrieb einer Wärmepumpe und zum optimierten Laden eines Elektrofahrzeugs im kombinierten Einsatz mit einer PV-Anlage am Beispiel eines Haushaltes mit Niedrigenergiestandard untersucht. Für die Wärmepumpe resultierte bei vereinfachter Berechnung ein maximaler Autarkiegrad von 36 % und ein Eigenverbrauchsquotient von maximal 15 %. Durch Optimierung der Ladevorgänge betragen diese Werte für das Elektrofahrzeug bestenfalls 23 % und 12 %. Dabei reduziert sich der durchschnittliche Ladezustand während des Parkens zu Hause von 96 % auf 61 %, was besonders hinsichtlich der Lebensdauer der Batterie als positiv zu bewerten ist. Durch das gezielte Entladen der Batterie auf einen Ladezustand von 30 % ließe sich dieser Wert auf bestenfalls 45 % senken.

In **Kapitel 4** wurde die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern in privaten Haushalten unter Berücksichtigung verschiedener Einflussfaktoren untersucht. Batteriespeicher mit geringer nutzbarer Kapazität und Wechselrichterleistung erzielen die höchsten spezifischen Erträge. Unter verschiedenen untersuchten Einflussfaktoren wirkten sich erwartungsgemäß die verkürzte Laufzeit und auch perspektivisch sinkende Strompreise besonders negativ auf die Wirtschaftlichkeit des Batteriespeichers aus. Weiterhin wurde ein Ansatz vorgestellt, der die analytische Berechnung eines hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit optimal dimensionierten Batteriespeichers mit der installierten PV-Leistung und des Jahresenergiebedarfs eines Haushaltes als Eingangsparameter ermöglicht.

In **Kapitel 5** erfolgte die Berechnung des Marktpotentials privater Batteriespeicher in Deutschland bis zum Jahr 2030. Die Ergebnisse zeigen, dass die Investition in einen Batteriespeicher für nahezu alle Haushalte mit PV-Bestandsanlagen bis 2030 rentabel ist. Für PV-Anlagen, die bis 2030 installiert werden, beträgt dieser Anteil maximal 75 %. Das Marktpotential beläuft sich dann auf insgesamt 6 GWh bei einem maximalen Marktvolumen von 6,65 Mrd. € resultierend aus den Anfangsinvestitionen. Äquivalent zur Installation von PV-Anlagen ist ein regional stark variierendes Marktpotential von Batteriespeichern zu beobachten, dass sich für die PV-Bestandsanlagen auf bis zu 41 MWh in einem Landkreis beläuft. Da die Berechnungen nicht die bereits zu verzeichnenden steigenden Installationszahlen von privaten Batteriespeichern in Deutschland nachbilden konnten, wurden die Ergebnisse vor dem Hintergrund zusätzlicher Faktoren, welche die Kaufentscheidung beeinflussen, kritisch bewertet.

In **Kapitel 6** wurde ein prognosebasierter Ansatz zur Optimierung der Strombeschaffungskosten des Beispielhaushaltes aus Kapitel 3.2 unter Berücksichtigung der Degradationskosten des Batteriespeichers vorgestellt. Damit ließ sich die Betriebsdauer des Batteriespeichers gegenüber dem einfachen Laden um fünf Jahre verlängern und die Strombeschaffungskosten ohne und mit Wärmepumpe und Elektrofahrzeug bei einer jährlichen Strompreissteigerung von 2 %/a um 656 € und 231 € trotz vorhandener Prognoseabweichungen senken. Bei einer Strompreissteigerung von 5 %/a beträgt der Unterschied 1.186 € und 598 €. Weiterhin wurde gezeigt, dass die Degradationskosten bei hohen Entladetiefen zur Bereitstellung von Systemdienstleistung auf oder unter das Niveau der Entschädigungszahlungen für die Abregelung von dezentralen Erzeugungsanlagen

gesenkt werden können. Für einen 5 kWh Batteriespeicher mit 5.000 möglichen Vollzyklen und 3.000 € Systemkosten betragen diese 0,08 €/kWh, wohingegen die Entschädigungszahlungen laut [BUW16] im Jahr 2018 bei 0,255 €/kWh liegen und bis 2040 auf 0,093 €/kWh sinken. Weiterhin wurde gezeigt, dass die Nutzung der vorhandenen Flexibilität theoretisch dann eine wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Netzverstärkung darstellt, wenn seltene Überlastereignisse auftreten und die Behebung durch konventionelle Netzverstärkung zu hohen Überkapazitäten führt.

In **Kapitel 7** wurde zuletzt der stationäre Batteriespeicher als alternatives Betriebsmittel zur Kompensation hoher PV-Einspeisung aus technischer und wirtschaftlicher Sicht bewertet. Der aus der Dimensionierung resultierende mit der Leistung quadratisch steigende Kapazitätsbedarf ist bei hohen kapazitätsbezogenen Systemkosten von Nachteil, sodass Batteriespeicher bis auf Weiteres erwartungsgemäß keine dauerhafte Netzausbaualternative darstellen. Mögliche Anwendungsfelder für Verteilnetzbetreiber ergeben sich lediglich in Fällen, in denen lange Leitungssegmente aufgrund geringer thermischer Überlast zu tauschen wären oder im temporären Einsatz zur Überbrückung von Verzögerungen im Netzausbau.

In dieser Arbeit wurde an verschiedenen Stellen gezeigt, dass sowohl für stationäre als auch mobile Batteriespeicher in vielen Fällen genügend Potential zur systemdienlichen Nutzung der vorhandenen Freiheitsgrade im Verteilnetz über den jeweiligen primären Anwendungszweck hinaus besteht. Im Bereich der stationären Batteriespeicher kann in manchen Fällen erst durch die Kombination verschiedener Betriebsstrategien ein wirtschaftlicher Betrieb gewährleistet werden. Daher sollte den Verteilnetzbetreiber mehr Planungssicherheit eingeräumt und angemessene Anreize gesetzt werden, die es zur Erschließung dieser zunehmend vorhandenen Potentiale bedarf. Werden die Kunden zum systemdienlichen Verhalten ggf. durch entsprechende Vergütung motiviert, so sollte dies insgesamt mit einer gesteigerten Akzeptanz der Energiewende einhergehen.

Aus den Erkenntnissen der Arbeit und der Tatsache, dass in den letzten Jahren eine langsame Steigerung des Elektromobilitätsanteils zu beobachten war, kann ein weiterer Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Planung und des Betriebs der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge abgeleitet werden. Hierbei muss nach den verschiedenen Anforderungen unterschieden werden, die das Schnellladen mit sehr hohen Ladeleistungen, das einphasige Laden mit geringer Leistung zu Hause und an zentralen Lademöglichkeiten in Städten sowie die zusätzliche Ladesteuerung mit sich bringen. In den Planungsprozessen sollten neben einem auf den jeweiligen Fall angepassten Modell, die zunehmend aus dem Betrieb der Ladeinfrastrukturen verfügbaren Messdaten Berücksichtigung finden. Darüber hinaus ist zu klären wie die verschiedenen Ladeinfrastrukturen gemeinsam mit stationären Batteriespeichern unter Beachtung der unterschiedlichen Verweildauern der Elektrofahrzeuge wirtschaftlich optimiert betrieben werden können.

Vor dem Hintergrund des *Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende* leitet sich Forschungsbedarf zur effizienten und bedarfsgerechten Vorhaltung, Auswertung, Visualisierung und Weiterverwendung einer zunehmenden Menge an Messdaten in der Energieversorgung ab. Die veränderte Datenlage ist auch dem weiteren Bedarf zur Verbesserung von Prognoseverfahren auf Verteilnetz- und Haushaltsebene zuträglich. Für die Fahrplanoptimierung eines größeren Pools an verschiedenen Flexibilitäten mit unterschiedlichem Betriebsverhalten besteht zudem Untersuchungsbedarf hinsichtlich der Abwägung nötiger Modellkomplexität gegen die Güte der aus der

Optimierung resultierenden mit Unsicherheit behafteten Lösung. Zur Bewertung des Einflusses von Belastungszyklen auf die Degradation des Systems, besteht weiterer Forschungsbedarf zur Abbildung des thermischen Betriebs- und Alterungsverhaltens verschiedener Netzkomponenten und Flexibilitäten sowie der Möglichkeit und Notwendigkeit zur Anpassung an das veränderte Betriebsverhalten im laufenden Betrieb.

A Ergänzende Berechnungen

Berechnung der annuitätischen Kosten inklusive Betriebskosten

$$c_a = J_0 \cdot \left(\frac{(1 + z_k)^{r_{\text{nutz}}} \cdot z_k}{(1 + z_k)^{r_{\text{nutz}}} - 1} + z_{\text{Betrieb}} \right) \quad (\text{A.1})$$

Geometrische Reihen beim Übergang von Gleichung (4.36) auf Gleichung (4.37)

$$f = \sum_{t=1}^n q^{-t} = \frac{1}{q} + \frac{1}{q^2} + \dots + \frac{1}{q^n} = \frac{q^{n-1} + q^{n-2} + \dots + 1}{q^n} \quad (\text{A.2})$$

$$qf = \sum_{t=1}^n q^{-t+1} = \dots = \frac{q^n + q^{n-1} + \dots + q}{q^n} \quad (\text{A.3})$$

$$f \cdot (q - 1) = \frac{(q^n + q^{n-1} + \dots + q) - (q^{n-1} + q^{n-2} + \dots + 1)}{q^n} = \frac{q^n - 1}{q^n} \quad (\text{A.4})$$

=(A.3)-(A.2)

$$f = \frac{q^n - 1}{q^n(q - 1)} \quad (\text{A.5})$$

$$1. p = q: \quad g = \sum_{t=1}^n \frac{p^{t-1}}{q^t} = \frac{1}{q} + \frac{p}{q^2} + \dots + \frac{p^{n-1}}{q^n} = \frac{n}{q} \quad (\text{A.6})$$

$$2. p \neq q: \quad g = \sum_{t=1}^n \frac{p^{t-1}}{q^t} = \frac{1}{q} + \frac{p}{q^2} + \dots + \frac{p^{n-1}}{q^n} = \frac{q^{n-1} + pq^{n-2} + \dots + p^{n-1}}{q^n} \quad (\text{A.7})$$

$$\frac{q}{p}g = \sum_{t=1}^n \frac{p^{t-2}}{q^{t-1}} = \dots = \frac{p^{-1}q^n + q^{n-1} + \dots + p^{n-2}q}{q^n} \quad (\text{A.8})$$

$$\begin{aligned} & g \cdot \left(\frac{q}{p} - 1 \right) \\ &= \frac{(p^{-1}q^n + q^{n-1} + \dots + p^{n-2}q) - (q^{n-1} + pq^{n-2} + \dots + p^{n-1})}{q^n} \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

=(A.8)-(A.7)

$$= \frac{p^{-1}q^n - p^{n-1}}{q^n}$$

$$g = \frac{p^{-1}q^n - p^{n-1}}{q^n \left(\frac{q}{p} - 1 \right)} = \frac{q^n - p^n}{q^n(q - p)} = \frac{1}{q - p} - \frac{p^n}{q^n(q - p)} \quad (\text{A.10})$$

B Graphiken

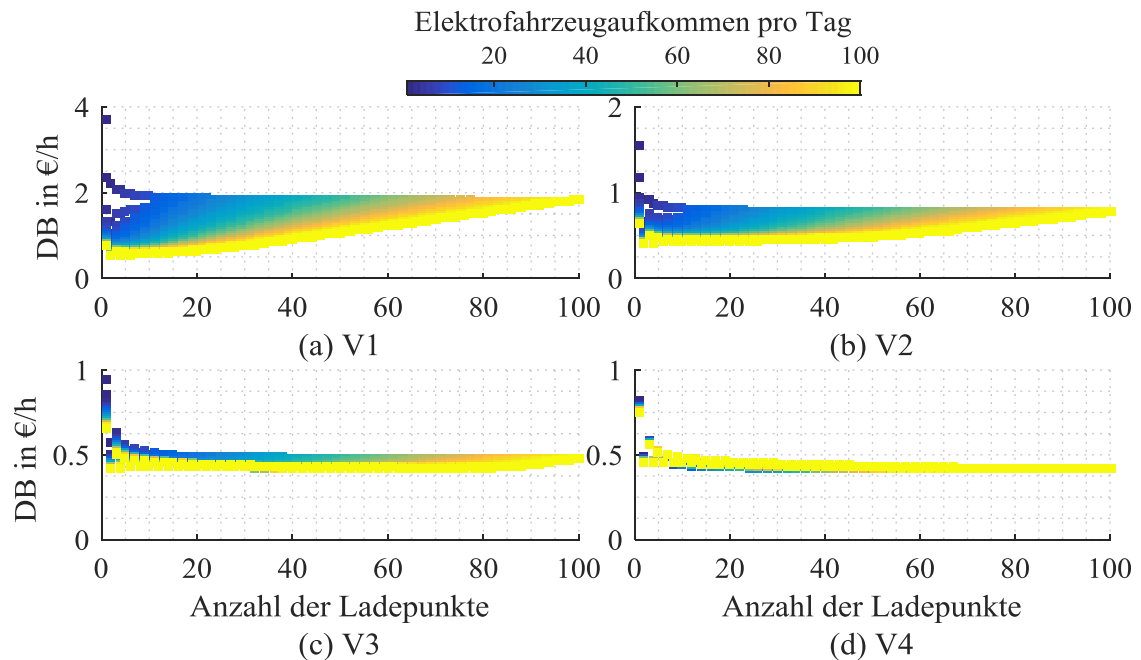


Abbildung B.1: Deckungsbeitrag (DB) pro Elektrofahrzeug in €/h für verschiedene Verweildauer- und Verteilungen (vgl. Abbildung 2.4) in Abhängigkeit der Anzahl an Ladepunkten und dem gesamten Elektrofahrzeugaufkommen pro Tag.

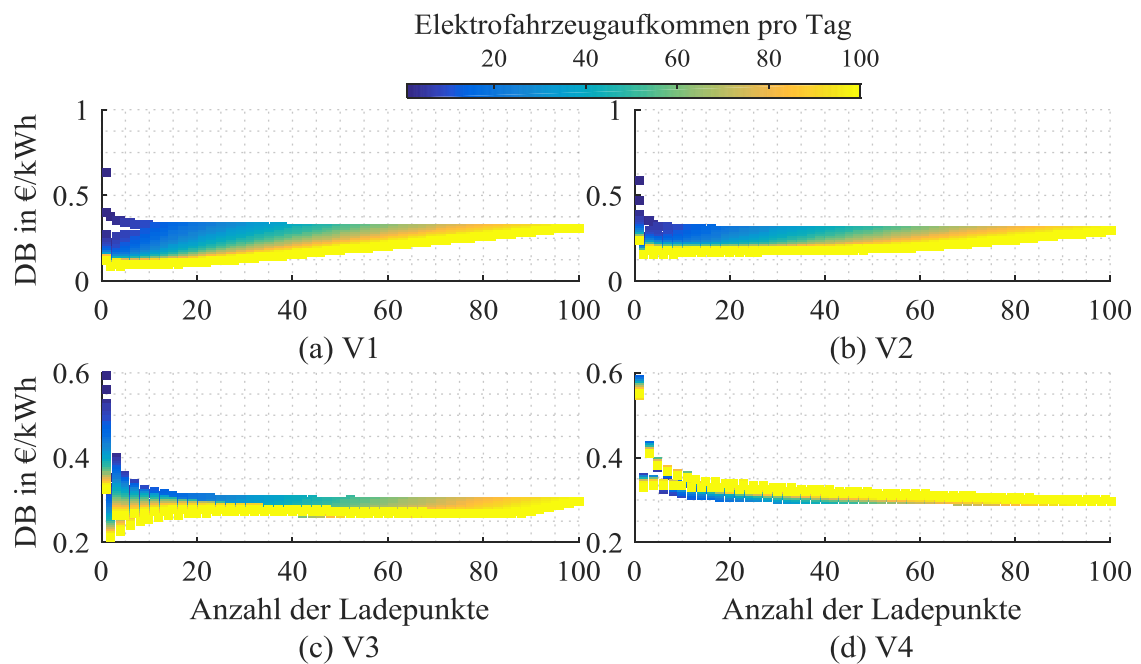


Abbildung B.2: Deckungsbeitrag (DB) pro Elektrofahrzeug in €/kWh für verschiedene Verweildauer- und Verteilungen (vgl. Abbildung 2.4) in Abhängigkeit der Anzahl an Ladepunkten und dem gesamten Elektrofahrzeugaufkommen pro Tag.

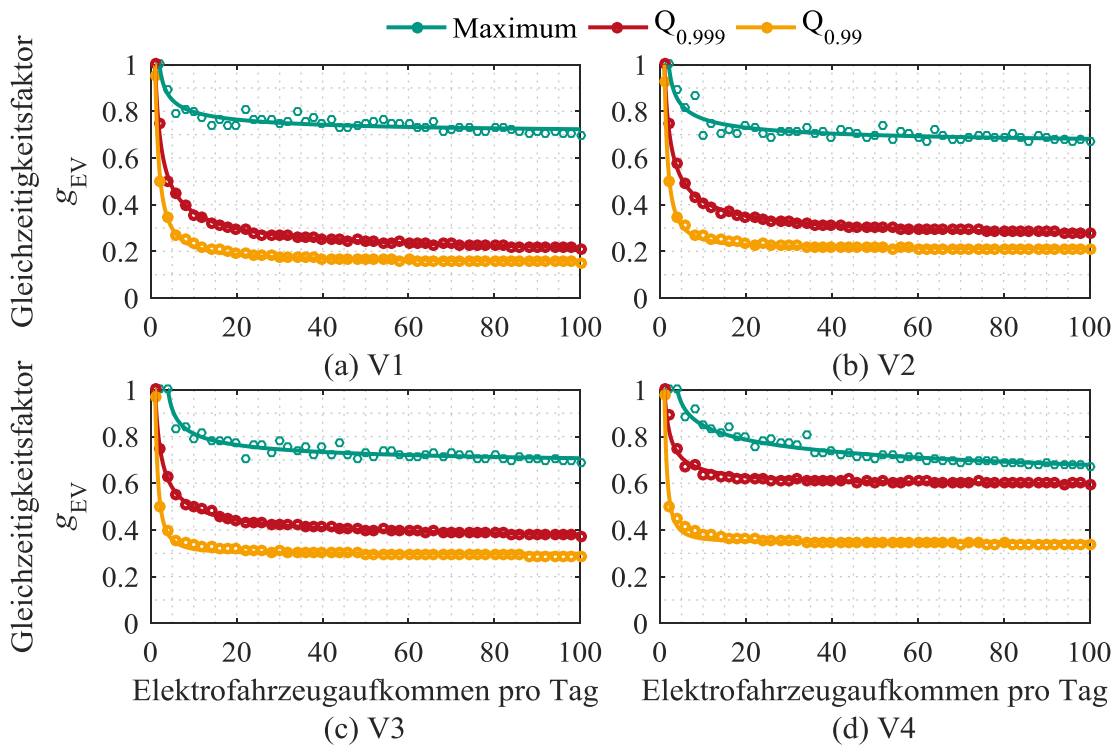


Abbildung B.3: Gleichzeitigkeitsfaktoren für verschiedene Verweildauerverteilungen V1-V4.

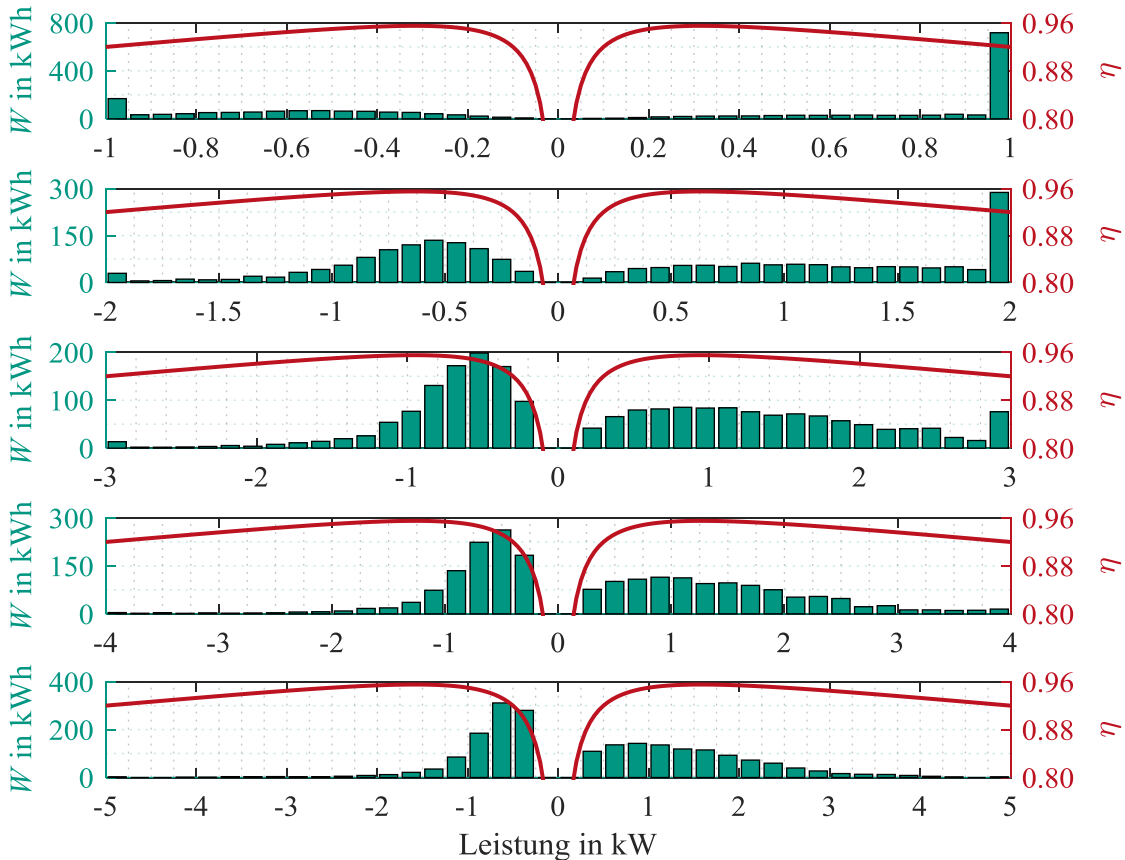


Abbildung B.4: Bei unterschiedlichem Wirkungsgrad η umgesetzte Energie W für den Beispielhaushalt aus Kapitel 3.2 bei variierender Wechselrichterleistung.

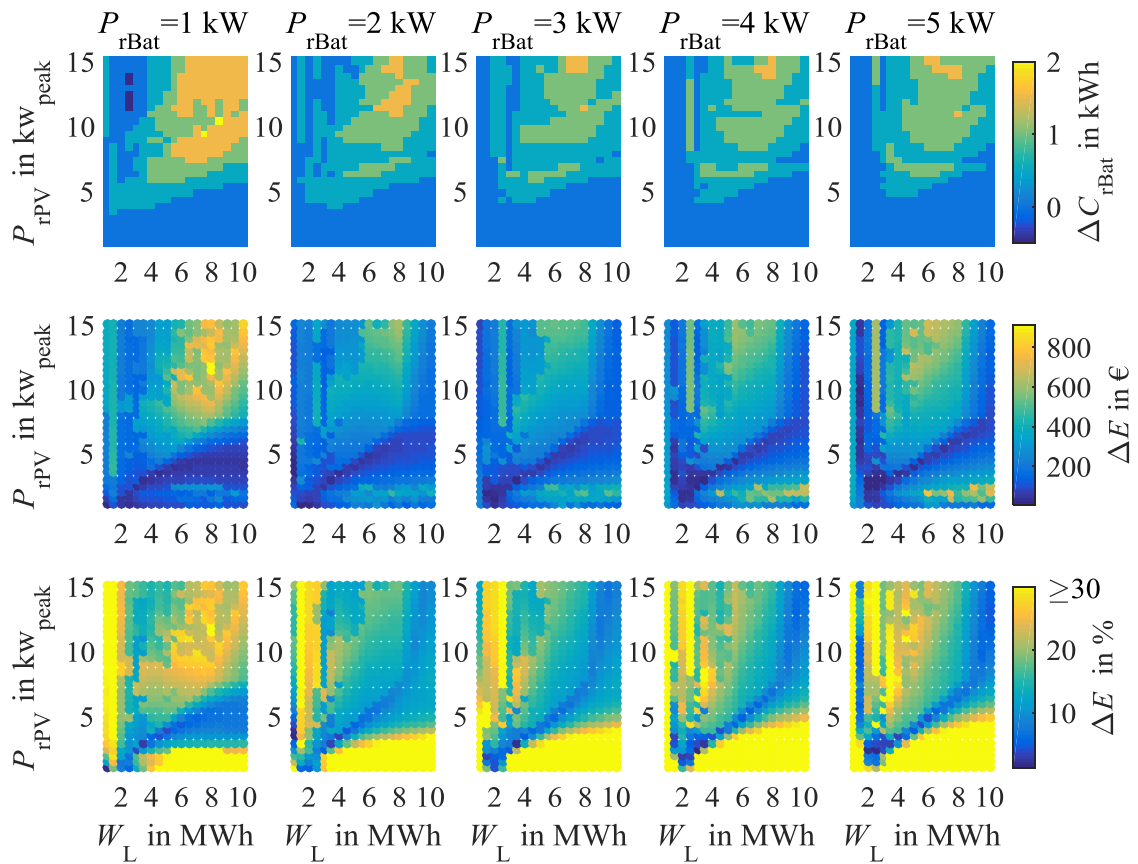


Abbildung B.5: Güte des Parameterfittings. Abweichung der optimalen Kapazität (a) sowie absolute (b) und relative (c) Abweichung des Ertrages mit Angaben aus Kapitel 4.2.

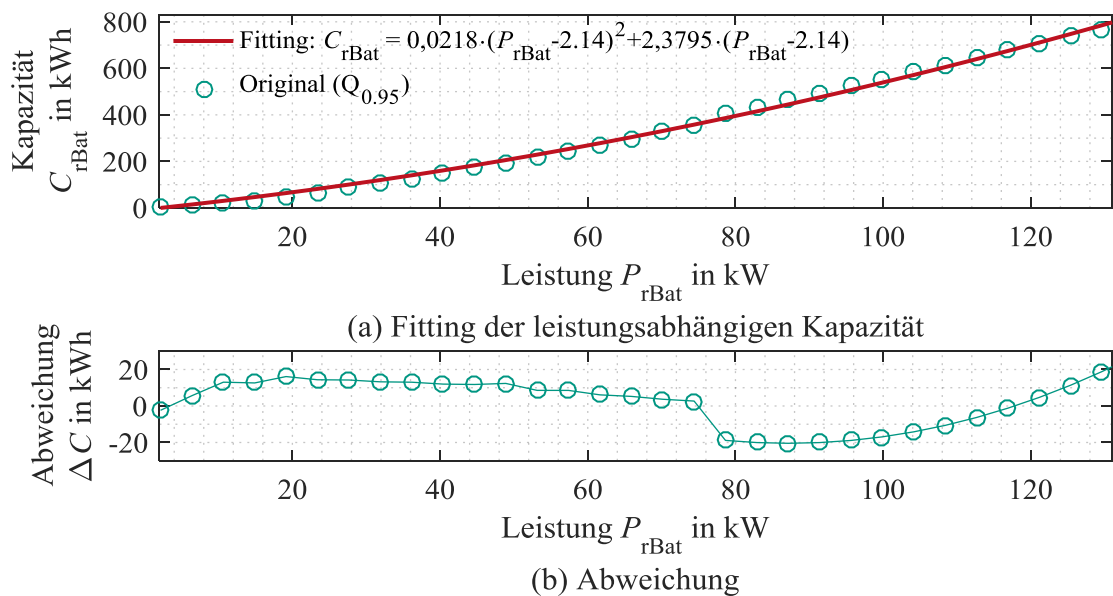


Abbildung B.6: Abschätzung der Batteriekapazität anhand der Wechselrichterleistung unter Vernachlässigung von Verbrauchern ($Q_{0,95}$).

C Tabellen

Tabelle C.1: Parameter des thermischen Gebäudemodells für den Beispielhaushalt.

Gebäudeteil	Material	Wärmeleitfähigkeit in $W \cdot (m \cdot K)^{-1}$	Schichtdicke in m oder Flächenbezogen*	Transmissionswärmekoeffizient in W/K
Außenwand	Polystyrol	0,04	0,2	23,0
	Hohllochziegel Poroton	0,12	0,365	
	Leichtmörtel außen	0,1	0,02	
	Leichtmörtel innen	0,2	0,02	
Bodenplatte	Beton	2,1	0,2	12,4
	Sand (trocken)	0,58	0,4	
	Zementestrich	1,4	0,05	
	Polystyrol	0,04	0,12	
	PE-Folie	0,4	0,002	
	Schaumglasplatte	0,05	0,24	
	Dach Bitumen	0,23	0,003	
Dach	Dachziegel	0,75	0,03	18,0
	Schallung Holz Fichte	0,13	0,025	
	PE-Folie	0,4	0,002	
	Glaswolle WLG035	0,035	0,2	
Fenster	Dreifach-Verglasung	0,8	1/5 NGF*	27,2

Tabelle C.2: Fitting Parameter für unterschiedliche Jahresenergieverbräuche $W_{L,MWh}$ (horizontal), installierte Leistungen P_{PV} (vertikal) und Wechselrichterleistungen (oben links) für Batteriedimensionierung (vgl. [Uhrig]).

1 kW	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	α_1	-0,31618	-0,14117	-0,05142	-0,03046	-0,01849	-0,01194	-0,00652	-0,00482	-0,00340	-0,00269
	α_2	1,15752	0,98271	1,50113	1,69503	1,91453	2,08047	3,64504	4,08670	3,78188	4,26194
	α_3	-0,03137	0,00374	0,01064	0,00492	0,00245	0,00120	0,00137	0,00069	0,00048	0,00022
	α_4	0,62066	0,37738	0,24452	0,19312	0,15867	0,13494	0,11594	0,10329	0,09285	0,08458
	ϵ_1	-0,40782	-0,32050	-0,30459	-0,29700	-0,27554	-0,24600	-0,21403	-0,18370	-0,15717	-0,13445
	ϵ_3	-0,04504	0,01355	-0,00432	-0,02634	-0,03779	-0,04146	-0,04041	-0,03721	-0,03357	-0,02999
	ϵ_4	0,77393	0,87133	0,97432	1,04567	1,07978	1,09091	1,08987	1,08333	1,07537	1,06737
	e_1	-0,59378	-0,21512	-0,04897	-0,03303	-0,02589	-0,02131	-0,01449	-0,01464	-0,01000	-0,00850
	e_2	0,79458	0,76666	1,83556	2,15733	2,24901	2,22456	3,12132	2,21745	3,48317	3,28406
	e_3	-0,08742	0,01726	0,04344	0,03096	0,02202	0,01593	0,01349	0,00886	0,00788	0,00600
2	α_1	0,95621	0,51982	0,31452	0,26919	0,23848	0,21439	0,19096	0,17728	0,16048	0,14862
	ϵ_1	-0,23802	-0,16949	-0,15801	-0,16602	-0,17511	-0,18036	-0,18219	-0,18166	-0,17806	-0,17264
	ϵ_3	-0,01272	0,04977	0,05189	0,04029	0,02815	0,01803	0,00994	0,00328	-0,00180	-0,00579
	ϵ_4	0,46765	0,53518	0,62781	0,71750	0,79180	0,84970	0,89451	0,92953	0,95582	0,97576
	α_1	-0,86614	-0,31365	-0,15067	-0,05421	-0,03797	-0,03128	-0,02714	-0,02399	-0,02146	-0,01910
	α_2	0,62186	0,58631	0,68004	1,32336	1,62076	1,71188	1,72380	1,70795	1,67440	1,65901
	α_3	-0,14133	0,00997	0,02445	0,03323	0,02669	0,02076	0,01625	0,01287	0,01027	0,00833
	α_4	1,25626	0,65394	0,45585	0,33162	0,29302	0,26752	0,24713	0,22973	0,21460	0,20098
	ϵ_1	-0,16274	-0,11081	-0,11574	-0,11047	-0,11304	-0,11714	-0,12112	-0,12409	-0,12588	-0,12654
	ϵ_3	-0,00202	0,04887	0,04703	0,04649	0,04177	0,03634	0,03109	0,02632	0,02210	0,01845
3	α_1	0,33601	0,39072	0,48112	0,54864	0,61256	0,66907	0,71809	0,76002	0,79570	0,82592
	α_1	-0,95563	-0,32523	-0,15334	-0,15549	-0,06432	-0,04506	-0,03687	-0,03225	-0,02913	-0,02664
	α_2	0,57871	0,57082	0,65474	0,50652	0,90494	1,14131	1,25896	1,30149	1,30457	1,29342
	α_3	-0,14950	0,01760	0,03212	0,01618	0,02432	0,02130	0,01768	0,01450	0,01189	0,00980
	α_4	1,36239	0,68739	0,48449	0,46134	0,34848	0,31104	0,28715	0,26867	0,25314	0,23943
	ϵ_1	-0,12051	-0,07951	-0,08576	-0,09700	-0,09335	-0,09420	-0,09609	-0,09825	-0,10028	-0,10192
	ϵ_3	0,00293	0,04496	0,04359	0,03808	0,03741	0,03480	0,03182	0,02875	0,02582	0,02307
	ϵ_4	0,26279	0,30942	0,38835	0,46155	0,51391	0,56378	0,60906	0,64979	0,68623	0,71871
	α_1	-0,97915	-0,35053	-0,17667	-0,20618	-0,18576	-0,08251	-0,05508	-0,04428	-0,03845	-0,03466
	α_2	0,56536	0,54001	0,57174	0,40460	0,36105	0,59966	0,78948	0,89812	0,95243	0,97695
5	α_3	-0,14647	0,01914	0,03317	0,01298	0,00741	0,01641	0,01621	0,01422	0,01211	0,01022
	α_4	1,39754	0,72790	0,52641	0,53216	0,49232	0,37130	0,32842	0,30408	0,28615	0,27137
	ϵ_1	-0,09509	-0,06021	-0,06713	-0,07758	-0,08917	-0,08627	-0,08605	-0,08668	-0,08775	-0,08892
	ϵ_3	0,00481	0,04108	0,03986	0,03541	0,03046	0,02987	0,02829	0,02643	0,02448	0,02252

C Tabellen

	ϵ_4	0,21768	0,25725	0,32732	0,39268	0,45259	0,49521	0,53580	0,57336	0,60798	0,63968
6	α_1	-1,01559	-0,35943	-0,19974	-0,29164	-0,26577	-0,25476	-0,11542	-0,07405	-0,05651	-0,04739
	α_2	0,54921	0,52017	0,50449	0,31422	0,27802	0,24563	0,38953	0,51601	0,61330	0,67813
	α_3	-0,14880	0,02318	0,03357	0,00545	0,00128	-0,00222	0,00879	0,01080	0,01045	0,00940
	α_4	1,44268	0,74841	0,56367	0,63312	0,58893	0,56205	0,40770	0,35295	0,32342	0,30346
	ϵ_1	-0,07847	-0,04763	-0,05412	-0,06401	-0,07511	-0,08569	-0,08305	-0,08215	-0,08206	-0,08236
	ϵ_3	0,00542	0,03744	0,03665	0,03282	0,02850	0,02453	0,02406	0,02306	0,02183	0,02051
	ϵ_4	0,18738	0,22134	0,28366	0,34282	0,39775	0,44784	0,48358	0,51766	0,54969	0,57959
7	α_1	-0,97647	-0,36722	-0,85093	-0,43012	-0,40201	-0,38293	-0,37819	-0,17716	-0,10948	-0,07926
	α_2	0,56330	0,50431	0,20180	0,24066	0,21008	0,18705	0,16616	0,24997	0,32977	0,40113
	α_3	-0,13676	0,02573	-0,04061	-0,00624	-0,00891	-0,01069	-0,01245	0,00067	0,00486	0,00609
	α_4	1,40992	0,76556	1,22534	0,78396	0,73851	0,70428	0,68609	0,47215	0,39273	0,35178
	ϵ_1	-0,06677	-0,03911	-0,04479	-0,05391	-0,06444	-0,07466	-0,08405	-0,08157	-0,08029	-0,07975
	ϵ_3	0,00553	0,03411	0,03379	0,03054	0,02669	0,02312	0,01996	0,01961	0,01893	0,01807
	ϵ_4	0,16562	0,19537	0,25112	0,30489	0,35553	0,40217	0,44493	0,47564	0,50497	0,53285
8	α_1	-0,98579	-0,44583	-0,22418	-0,71153	-0,64533	-0,61320	-0,59397	-0,54122	-0,28655	-0,17458
	α_2	0,55797	0,43536	0,43587	0,17454	0,15547	0,13916	0,12559	0,11921	0,16318	0,21184
	α_3	-0,13578	0,01479	0,03661	-0,02709	-0,02463	-0,02398	-0,02363	-0,02131	-0,00818	-0,00187
	α_4	1,42479	0,85192	0,60794	1,07551	0,99282	0,94622	0,91405	0,84957	0,58363	0,46125
	ϵ_1	-0,05809	-0,03301	-0,03771	-0,04615	-0,05608	-0,06589	-0,07503	-0,08341	-0,08112	-0,07963
	ϵ_3	0,00542	0,03121	0,03133	0,02852	0,02507	0,02181	0,01892	0,01638	0,01610	0,01562
	ϵ_4	0,14922	0,17569	0,22583	0,27509	0,32198	0,36557	0,40582	0,44306	0,46998	0,49573
9	α_1	-2,12306	-3,94422	-0,23131	-1,46414	-0,50988	-1,16098	-0,99497	-0,89288	-0,37639	-0,20420
	α_2	0,34064	0,12079	0,41348	0,11386	0,16854	0,09538	0,09259	0,08883	0,13705	0,18983
	α_3	-0,32814	-0,27715	0,03818	-0,06995	-0,01123	-0,04918	-0,04069	-0,03555	-0,01247	-0,00309
	α_4	2,56874	4,35767	0,62282	1,83671	0,86801	1,50387	1,32538	1,21194	0,68452	0,50217
	ϵ_1	-0,05145	-0,02854	-0,03233	-0,04010	-0,04928	-0,05874	-0,06753	-0,07566	-0,07355	-0,07217
	ϵ_3	0,00519	0,02864	0,02913	0,02670	0,02365	0,02063	0,01797	0,01563	0,01544	0,01507
	ϵ_4	0,13647	0,16035	0,20576	0,25115	0,29460	0,33552	0,37348	0,40876	0,43432	0,45885
10	α_1	-2,29157	-0,70897	-0,22425	-0,79779	-0,65823	-1,42504	-2,08001	-0,58598	-0,53431	-0,24764
	α_2	0,32480	0,31901	0,41104	0,15082	0,14853	0,08110	0,06103	0,11170	0,11028	0,16636
	α_3	-0,34986	-0,02007	0,04139	-0,02483	-0,02094	-0,05518	-0,07525	-0,02107	-0,01949	-0,00515
	α_4	2,74139	1,12738	0,62258	1,17884	1,02345	1,77789	2,41937	0,91537	0,85206	0,55548
	ϵ_1	-0,04615	-0,02507	-0,02818	-0,03517	-0,04377	-0,05273	-0,06121	-0,06909	-0,06717	-0,06595
	ϵ_3	0,00495	0,02644	0,02717	0,02511	0,02235	0,01959	0,01712	0,01494	0,01481	0,01450
	ϵ_4	0,12620	0,14799	0,18948	0,23138	0,27192	0,31035	0,34625	0,37978	0,40409	0,42754
2 kW		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	α_1	-0,19472	-0,15176	-0,05100	-0,02805	-0,01235	-0,00828	-0,00569	-0,00381	-0,00239	-0,00180
	α_2	1,50252	0,84904	1,32352	1,59587	3,32643	3,32783	4,28784	5,59823	39,49084	39,78867
	α_3	-0,00531	-0,00394	0,00897	0,00478	0,00448	0,00229	0,00118	0,00078	0,00074	0,00049
	α_4	0,49929	0,38797	0,24410	0,19071	0,15230	0,13118	0,11508	0,10228	0,09189	0,08372
	ϵ_1	-0,44936	-0,39167	-0,36756	-0,35923	-0,33510	-0,30005	-0,26061	-0,22356	-0,19130	-0,16385
	ϵ_3	-0,07657	-0,01699	-0,02618	-0,04683	-0,05736	-0,05909	-0,05554	-0,05019	-0,04470	-0,03961
	ϵ_4	0,81720	0,94288	1,03762	1,10831	1,13975	1,14536	1,13680	1,12351	1,10978	1,09701
2	α_1	-0,32047	-0,23214	-0,04977	-0,02983	-0,01948	-0,01844	-0,01299	-0,01073	-0,00926	-0,00735
	α_2	1,15850	0,71024	1,61379	2,13830	3,42152	2,40690	3,76699	4,08017	3,92063	7,48851
	α_3	-0,02617	0,00511	0,04066	0,03108	0,02400	0,01603	0,01279	0,00954	0,00695	0,00537
	α_4	0,68302	0,53683	0,31533	0,26599	0,23184	0,21153	0,18954	0,17319	0,15978	0,14740
	ϵ_1	-0,27990	-0,22300	-0,19774	-0,20473	-0,21605	-0,22332	-0,22645	-0,22670	-0,22318	-0,21656
	ϵ_3	-0,04170	0,02457	0,03743	0,02840	0,01624	0,00592	-0,00230	-0,00906	-0,01410	-0,01765
	ϵ_4	0,51080	0,58883	0,66761	0,75633	0,83288	0,89281	0,93892	0,97469	1,00104	1,01978
3	α_1	-0,40996	-0,30236	-0,14635	-0,05461	-0,03498	-0,02776	-0,02330	-0,01984	-0,01715	-0,01485
	α_2	0,97908	0,60335	0,66872	1,20062	1,60006	1,77301	1,86952	1,94683	1,98511	2,06299
	α_3	-0,04180	0,00387	0,02402	0,03299	0,02789	0,02221	0,01776	0,01442	0,01179	0,00972
	α_4	0,80029	0,64253	0,45176	0,33203	0,29004	0,26400	0,24328	0,22557	0,21027	0,19672
	ϵ_1	-0,19516	-0,14897	-0,14032	-0,12895	-0,13006	-0,13505	-0,14038	-0,14431	-0,14695	-0,14843
	ϵ_3	-0,02454	0,03049	0,03926	0,04283	0,03964	0,03461	0,02948	0,02493	0,02078	0,01715
	ϵ_4	0,36938	0,42902	0,50606	0,56757	0,63011	0,68747	0,73779	0,78063	0,81712	0,84810
4	α_1	-0,47022	-0,35184	-0,16881	-0,14762	-0,05851	-0,03958	-0,03194	-0,02771	-0,02459	-0,02202
	α_2	0,87934	0,55239	0,59466	0,50356	0,92098	1,21110	1,36280	1,42010	1,44997	1,46834
	α_3	-0,05071	0,00219	0,02764	0,01880	0,02695	0,02393	0,02013	0,01680	0,01412	0,01198
	α_4	0,87759	0,71385	0,49998	0,45328	0,34257	0,30547	0,28215	0,26407	0,24854	0,23475
	ϵ_1	-0,14618	-0,10933	-0,10403	-0,10670	-0,09999	-0,10018	-0,10254	-0,10578	-0,10907	-0,11187
	ϵ_3	-0,01516	0,03024	0,03795	0,03782	0,03903	0,03725	0,03466	0,03178	0,02895	0,02632
	ϵ_4	0,28918	0,33934	0,40693	0,47217	0,52159	0,57087	0,61659	0,65831	0,69590	0,72942
5	α_1	-0,50715	-0,39366	-0,34458	-0,18193	-0,13656	-0,06281	-0,04385	-0,03582	-0,03126	-0,02815
	α_2	0,82739	0,51481	0,36296	0,42623	0,42696	0,72071	0,93541	1,05774	1,11855	1,14425
	α_3	-0,05551	0,00008	0,00370	0,01832	0,01680	0,02220	0,02046	0,01784	0,01538	0,01326
	α_4	0,92637	0,77058	0,69370	0,50766	0,44280	0,35124	0,31691	0,29540	0,27876	0,26468
	ϵ_1	-0,11620	-0,08378	-0,08156	-0,08464	-0,09043	-0,08621	-0,08598	-0,08734	-0,08938	-0,09166
	ϵ_3	-0,01031	0,02915	0,03538	0,03557	0,03370	0,03400	0,03286	0,03125	0,02944	0,02759
	ϵ_4	0,23935	0,28090	0,34200	0,40054	0,45537	0,49677	0,53738	0,57560	0,61107	0,64374
6	α_1	-0,55448	-0,42387	-0,21322	-0,23102	-0,16277	-0,13880	-0,06916	-0,04855	-0,03950	-0,03440
	α_2	0,77234	0,47747	0,47756	0,35600	0,36919	0,35055	0,56112	0,73007	0,84180	0,90851
	α_3	-0,06482	0,00050	0,03002	0,01523	0,01658	0,01361	0,01817	0,01745	0,01571	0,01391
	α_4	0,98257	0,81300	0,57721	0,57218	0,48553	0,44562	0,36082	0,32682	0,30586	0,28999

C Tabellen

	ε_3	-0,01611	0,00059	0,01371	0,01917	0,02163	0,02232	0,02217	0,02161	0,02219	0,02223
	ε_4	0,17191	0,23499	0,26891	0,30662	0,34342	0,37979	0,41483	0,44831	0,47368	0,49902
9	α_1	-0,16495	-0,43084	-0,26646	-0,60615	-0,58362	-0,35841	-0,26280	-0,20301	-0,09811	-0,06263
	α_2	1,47112	0,47122	0,39562	0,18019	0,15489	0,17429	0,18270	0,19058	0,29431	0,40000
	α_3	-0,00157	-0,02755	0,01544	-0,01902	-0,01647	-0,00113	0,00397	0,00626	0,01262	0,01400
	α_4	0,61057	0,84324	0,65749	0,97876	0,93908	0,69995	0,59189	0,52075	0,40477	0,35903
	ε_1	-0,07129	-0,08081	-0,07017	-0,06734	-0,06703	-0,06842	-0,07103	-0,07442	-0,07060	-0,06896
	ε_3	-0,01435	0,00134	0,01331	0,01831	0,02053	0,02126	0,02122	0,02081	0,02146	0,02155
	ε_4	0,15700	0,21280	0,24389	0,27903	0,31373	0,34762	0,38043	0,41196	0,43598	0,46029
10	α_1	-0,16646	-0,43772	-0,30780	-0,63546	-0,88632	-0,46710	-0,30382	-0,23484	-0,10525	-0,06423
	α_2	1,46134	0,46501	0,35566	0,17020	0,12054	0,14721	0,16572	0,17197	0,27649	0,38835
	α_3	-0,00215	-0,02731	0,01111	-0,01809	-0,03244	-0,00679	0,00246	0,00527	0,01306	0,01488
	α_4	0,61619	0,85548	0,70550	1,01581	1,24970	0,81709	0,64176	0,56187	0,42150	0,37045
	ε_1	-0,06424	-0,07191	-0,06235	-0,05945	-0,05963	-0,06101	-0,06351	-0,06666	-0,06301	-0,06146
	ε_3	-0,01294	0,00180	0,01271	0,01751	0,01952	0,02026	0,02028	0,01996	0,02065	0,02082
	ε_4	0,14492	0,19499	0,22391	0,25624	0,28903	0,32085	0,35178	0,38154	0,40431	0,42747

Literaturverzeichnis

Fachbezogene Literatur

- [Ber12] Berg, P.; Wagner, S.; Kunstmann, H.; Schädler, G.: High resolution regional climate model simulations for Germany: Part I - validation. *Climate Dynamics* 40, 2012.
- [Bia06] Bianchi, M. A.: Adaptive Modellbasierte Prädikative Regelung einer Kleinwärmepumpenanlage. Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2006.
- [Bod06] Bodach, M.: Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen. Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2006.
- [Bru16] Brunner, M.; Rudion K.; Tenbohlen, S.: PV curtailment reduction with smart homes and heat pumps. 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, 2016.
- [Cao14] Cao, S.; Sirén, K.: Impact of simulation time-resolution on the matching of PV production and household electric demand. *Applied Energy*, Vol. 128, September 2014.
- [Car06] Carpaneto, E.; Chicco, G.: Probability distributions of the aggregated residential load. *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2006 (PMAPS 2006)*, 2006.
- [Eck12] Ecker, M.; Gerschler, J.B.; Vogel, J.; Käbitz, S.; Hust, F.; Dechent, P.; Sauer, D.U.: Development of a lifetime prediction model for lithium-ion batteries based on extended accelerated aging test data. *Journal of Power Sources*, Vol. 215, 2012.
- [Eil15] Eilenberger, S.; Groß, D.; Rudion, K.; Tenbohlen S.; Berber, I.: Modern voltage regulation methods for network planning and operation in low voltage grids. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015.
- [Fis11] Fischer, N.: Warum Ladesäulen auf lange Zeit kein ertragreiches Geschäft sein werden. München, 2011.
- [Gel11] Gellerich, W.: *Akkumulatoren – Grundlagen und Praxis*. Shaker Media, Aachen, 2011.
- [Gra12] Grandjean, A.; Adnot, J.; Binet, G.: A review and an analysis of the residential electric load curve models, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 16, Issue 9, December 2012.
- [Gra16] Grandl, M.: Entwicklung einer Projektierungsgrundlage für die Netzanbindung von P&R-Plätzen mit Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge. Masterarbeit, Technische Universität München, 2016.
- [Gwi10] Gwisdorf, B.; Borchard, T.; Hammerschmidt, T.; Rehtanz, C.: Technical and economic evaluation of voltage regulation strategies for distribution grids with a high amount of fluctuating dispersed generation units. *IEEE Conference on Innovative Technologies for an Efficient and Reliable Electricity Supply (CITRES) 2010*, Waltham, MA, 2010.

- [Gwi11] Gwisdorf, B.; Hammerschmidt, T.; Rehtanz, C.: Praxisgerechte Anwendung innovativer Netzkonzepte mittels Grenzkurvenanalyse zur Unterstützung von Netzplanungsvorgängen. Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, 2011.
- [Hay16] Hayn, M.: Modellgestützte Analyse neuer Stromtarife für Haushalte unter Berücksichtigung bedarfsorientierter Versorgungssicherheitsniveaus. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2016.
- [Hed16] Hedderich, J.; Sachs, L.: Angewandte Statistik – Methodensammlung mit R. 15., überarbeitete und erweiterte Auflage, Springer Spektrum, 2016.
- [Her08] Herman, R.; Gaunt, C. T.: A Practical Probabilistic Design Procedure for LV Residential Distribution Systems, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 23, No. 4, 2008.
- [Hir15] Hirsch, C.: Fahrplanbasiertes Energiemanagement in Smart Grids. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2015.
- [Ish12] Ishii, Y.; Kogure, J.; Shizuno, T.; Itabashi, N.; Yoshida, N.; Nyu, T.: Development of Battery and Charger Integration System (BCIS) for EV charging stations. International Conference on Smart Grid (SGE) 2012, Oshawa, ON, 2012.
- [Jor01] Jordan, U.; Vajen, K.: Realistic Domestic Hot-Water Profiles, Universität Marburg, Marburg, 2001.
- [Jor12] Jordan, D. C.; Kurtz, S. R.: Photovoltaic Degradation Rates – An Analytical Review. United States, 2012.
- [Jos06] Jossen, A.; Weydanz, W.: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Reichardt Verlag, 2006.
- [Kau95] Kaufmann, W.: Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme. VWEW-Verlag, Frankfurt, 1995.
- [Kay12] Kayser, G.; Probst, A.; Braun, M.; Tenbohlen, S.: Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten. IEEE PESS, Ilmenau, 2012.
- [Ker11] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Dissertation, Technische Universität München, München, 2011.
- [Kra16] Krasselt, P. F.: Optimierte Netzverträglichkeit von Gleichstrom-Schnellladesystemen durch aktive Netzbeeinflussung. Dissertation. Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2016.
- [Lab13] Labeeuw, W.; Deconinck, G.: Residential Electrical Load Model Based on Mixture Model Clustering and Markov Models. IEEE Transactions on Industrial Informatics, Vol. 9, No.3, August 2013.
- [Lee11] Leemput, N.; Van Roy, J.; Geth, F.; Tant, P.; Claessens; B. Driesen, J.: Comparative analysis of coordination strategies for electric vehicles, 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies, Manchester, 2011.
- [Lin11] Link, J.: Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen. Dissertation, Technische Universität Dortmund. Dortmund. 2011.
- [Mag09] Magnor, D.; Gerschler, J. B.; Ecker, M.; Merk, P. Sauer, D. U.: Concept of a battery aging model for lithium-ion batteries considering the lifetime dependency on the operation strategy. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 2009.

- [Mag16] Magnor, D.; Sauer, D. U.: Optimization of pv battery systems using genetic algorithms. 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES2016), Düsseldorf, 2016.
- [Mc110] McLoughlin, F.; Duffy, A.; Conlon, M: The generation of domestic electricity load profiles through Markov Chain modelling. 3rd International Scientific Conference on Energy and Climate Change, Athens, Greece, 2010.
- [Mos15] Moshövel, J.; Kairies, K.-P.; Magnor, D.; Leuthold, M.; Bost, M.; Gähns, S.; Szczechowicz, E.; Cramer, M.; Sauer, D.U.: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption, *Applied Energy*, Volume 137, 2015.
- [Mül14] Mültin, M.: Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2014.
- [Nag08] Nagel, H.; Cichowski, R. R. (Hrsg.): Systematische Netzplanung - Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, VDE Verlag, 2. Auflage, 2008.
- [Nau14] Naumann, M.; Truong, C. N.; Karl, R. Ch.; Jossen, A.: Betriebsabhängige Kostenberechnung von Energiespeichern. 13. Symposium Energieinnovationen, Graz/Austria. 2014.
- [Nau15] Naumann, M.; Karl, R.; Truong, C. N.; Jossen, A.; Hesse, H.: Lithium-ion Battery Cost Analysis in PV-household Application, *Energy Procedia*, Volume 73, 2015.
- [Nyk15] Nykvist, B.; Nilsson, M.: Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nature climate change*, Vol. 5, April 2015.
- [Pec09] Pech, A.; Warmuth, G.; Jens, K.; Zeininger, J.: Parkhäuser – Garagen, Grundlagen, Planung, Betrieb, 2. Auflage, Springer-Verlag, Wien, 2009.
- [Pfl13] Pflugradt, N.; Teuscher, J.; Platzer, B.; Schufft, W.: Analysing low voltage grids using a behaviour based load profile generator. International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Bilbao, Spain, 2013.
- [Pou13] Poursmaeil, E.; Gonzalez, J. M.; Canizares, C. A.; Bhattacharya, B.: Development of a Smart Residential Load Simulator for Energy Management in Smart Grids. submitted to IEEE transactions on power delivery (Online verfügbar), 2013.
- [Pro14] Probst, A.: Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014.
- [Rei12] Reiner, U.; Elsinger, C.; Leibfried, T.: Distributed self organising Electric Vehicle charge controller system: Peak power demand and grid load reduction with adaptive EV charging stations. 2012 IEEE International Electric Vehicle Conference, Greenville, SC, 2012.
- [Sar15] Sarasketa-Zabala, E.; Gandiaga, I.; Martinez-Laserna, E.; Rodriguez-Martinez, L.M.; Villarreal, I.: Cycle ageing analysis of a LiFePO₄/graphite cell with dynamic model validations: Towards realistic lifetime predictions. *Journal of Power Sources*, Volume 275, 2015.
- [Sch01] Scheffler, J.: Betrieb und Kenngrößen des Niederspannungsnetzes der Stadtwerke Leipzig. *Elektrizitätswirtschaft* 100, Nr. 8, S. 50–56, 2001.
- [Sch02] Scheffler, J.: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2002.

- [Sch14] Schmalstieg, J.; Käbitz, S.; Ecker, M.; Sauer, D. U.: A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, Vol. 257, 2014.
- [Sch96] Schmidt, H.; Sauer, D. U.: Wechselrichter Wirkungsgrade - Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. *Sonnenenergie* 4/96, 1996.
- [Sed15] Seddig, K.; Salah, F.; Schnug, S.; Frank, M.: Dezentrales Lastmanagement von E-Flotten unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Netzverfügbarkeit. *ETG-Fachbericht 145: Von Smart Grids zu Smart Markets 2015*, Kassel, 2015.
- [Ser05] Serrao, L.; Chehab, Z.; Guezennec, Y.; Rizzoni G.: An aging model of Ni-MH batteries for hybrid electric vehicles. *2005 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2005.
- [Sie15] Siegel, B.; Bergner, J.: Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich. *Projektarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin*, 2015.
- [Ste15] Stegner, C.; Bogenrieder, J.; Auer, S.; Luchscheider, P.; German, R.; Brabec, C.: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Haushaltsspeichern und realdatengestützte Untersuchung des elektrischen Eigenverbrauchs von PV-Strom. *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS)*, Hamburg, 2015.
- [Sto14] Stöckl, G.: *Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz*. Dissertation, Technische Universität München, München, 2014.
- [Swa09] Swan, L.G.; Ugursal, V. I.: Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 13, Issue 8, October 2009.
- [Vap15] Von Appen, J.; Braun, M.: Grid integration of market-oriented PV storage systems. *International ETG Congress 2015, Bonn*, 2015.
- [Wag17] Wagler, M.; Witzmann, R.: Regionale Flexibilitätsmärkte auf Niederspannungsebene - Stellt dieses Konzept eine echte Alternative zum konventionellen Netzausbau dar? *4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin*, 2017.
- [Wen14] Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Sizing of residential PV battery systems, *Energy Procedia*, Vol. 46, 2014.
- [Wen15] Weniger J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Reaktionsvermögen von Solarspeichern. *PV magazine*, 2:50–52, 2015.
- [Wen16] Weniger, J.; Tjaden, T.; Bergner, J.; Quaschnig, V.: Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems: How Much Rated Power is Sufficient? *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES2016)*, Düsseldorf, 2016.
- [Wir12] Wirth, G.; Spring, A.; Becker, G.; Pardatscher, R.; Witzmann, R.; Brantl, J.; Garhammer, M.: Möglichkeiten zur Netzintegration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbereich. *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, OTTI e.V., Bereich Erneuerbare Energien, Regensburg*, 2012.

Zitierte Studien und Berichte

- [AGO14] Agora Energiewende: *Stromspeicher in der Energiewende – Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Berlin, 2014.

- [BDE16] BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016 – Haushalte und Industrie. Berlin, 2016.
- [BNA15a] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2016 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, 2015.
- [BNA15b] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt: Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität. Bonn, 2015.
- [BNA16a] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt: Monitoringbericht 2015 - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn, 2016.
- [BNA16b] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017-2030. Bonn, 2016.
- [BNA17] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt: Hintergrundpapier - Ergebnisse der EEG Ausschreibung für Solaranlagen vom 01. Februar 2017 (Stand: 10.02.2017). Bonn, 2017.
- [BUW16] Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Siemens AG: Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen. Wuppertal, Erlangen, 2016.
- [DEN12] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. (kurz: dena-Verteilnetzstudie) – Endbericht. Berlin, 2012.
- [DEN14] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Einführung von Smart Meter in Deutschland - Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen (kurz: dena-Smart-Meter-Studie). Berlin, 2014.
- [DEN16] Deutsche Energie-Agentur GmbH: Diskussionspapier: Die Bedeutung von Nachholeffekten bei der Regelleistungserbringung durch flexible Lasten (Demand Side Management - DSM). Berlin, 2016.
- [DEN17] Deutsche Energie-Agentur GmbH: dena-NETZFLEXSTUDIE. Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin, 2017.
- [EUP16] EuPD Research Sustainable Management GmbH: EndkundenMonitor 6.0. Bonn, 2016.
- [FFE14] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: Sun2Car@GAP – Endbericht. München, 2014.
- [FRA12] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik: Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Ergänzte Fassung vom 29.05.2012. Kassel, 2012.
- [FRA13a] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung: Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge – Langfassung. Karlsruhe, 2013.
- [FRA16] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 14.10.2016. Freiburg, 2016.

- [FZJ12] Forschungszentrum Jülich GmbH: NET-ELAN - Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen. Endbericht, Jülich, 2012.
- [HTW16] Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information, Forschungsgruppe Solarspeichersysteme: 50%-Studie – Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. Berlin, 2016.
- [INA16] Institut für Netz- und Anwendungstechnik GmbH, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Regensburg Center of Energy and Resources, Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher: Endbericht zum Dienstauftrag „Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit“ im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Waldmünchen, 2016.
- [INF08] Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.: Mobilität in Deutschland 2008 – Ergebnisbericht, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn und Berlin, 2010.
- [IWU11] Institut Wohnen und Umwelt GmbH: Deutsche Gebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Darmstadt, 2011.
- [KEM13] KEMA Consulting GmbH: ZuahuseKraftwerke im Smart Grid als Alternative zum Netzausbau – Abschlussbericht. Bonn, 2013.
- [LIE14] Leipziger Institut für Energie GmbH: Wirtschaftlichkeit Batteriespeicher – Berechnung der Speicherkosten und Darstellung der Wirtschaftlichkeit ausgewählter Batterie-Speichersysteme. Leipzig, 2014.
- [LIE16] Leipziger Institut für Energie GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021. Leipzig, 2016.
- [NEP16a] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH: Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 2016.
- [NPE14] Nationale Plattform Elektromobilität: Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Marktvorbereitung. Berlin. 2014
- [NPE15] Nationale Plattform Elektromobilität: Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland - Statusbericht und Handlungsempfehlungen 2015. Berlin, 2015.
- [P3E15a] P3 Energy: Technische und wirtschaftliche Potenziale von Speichersystemen in Verteilungsnetzen – Schlussbericht. Aachen, 2015.
- [P3E15b] P3 Energy & Storage GmbH: Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020. Aachen, 2015.
- [PRO14] Prognos AG; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforshung mbH; Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin. Basel/Köln/Osnabrück, 2014.
- [RLI17] Reiner Lemoine Institut gGmbH; SMA Solar Technology AG; LEW Verteilnetz GmbH: Abschlussbericht SmartPowerFlow - Optimierung der Netzerweiterung versus Energiespeicher auf der Verteilnetzebene infolge zunehmender regenerativer Leistungsflüsse Im Rahmen der Förderinitiative Energiespeicher Förderkennzeichen: 0325522A-D. Berlin, 2017.

- [RWT16] RWTH Aachen, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher – Jahresbericht 2016. Aachen, 2016.
- [TUB11] Technische Universität Berlin, Fachgebiet Integrierte Verkehrsplanung: Ergebnisbericht der Technischen Universität Berlin im Teilprojekt: Analyse des Nutzerverhalten und Raumplanung regionale Infrastruktur. Berlin, 2011.
- [VDE12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energie-technische Gesellschaft: Energiespeicher für die Energiewende - Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. Frankfurt, 2012.
- [VDE14] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energie-technische Gesellschaft: Regionale Flexibilitätsmärkte - Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren Energien in die Verteilnetze. Frankfurt, 2014.
- [VDE15] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Energie-technische Gesellschaft: Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene – Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze. Frankfurt, 2015.

Zitierte Normen, Standards und Gesetze

- [ALV16] Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten - AbLaV) vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [ARV14] Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung - AnlRegV) vom 1. August 2014 (BGBl. I S. 1320), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [BDE11] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Verband kommunaler Unternehmen e.V.; GEODE – Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV: BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin, 2011.
- [DIN01] Deutsches Institut für Normung e. V.: DIN EN 50272-2 VDE 0510-2:2001-12, Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen - Teil 2: Stationäre Batterien.
- [DIN11] Deutsches Institut für Normung e. V.: DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010.
- [DIN13] Deutsches Institut für Normung e. V., DIN V 18599:2011-12: Energetische Bewertung von Gebäuden.
- [DIN95] Deutsches Institut für Normung e. V.: DIN VDE 0276-1000:1995-06; VDE 0276-1000:1995-06. Starkstromkabel - Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren.
- [EAN15] EnergieAgentur.NRW GmbH: Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“, Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich. Düsseldorf, 2015.

- [EEG17] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [EWG16] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 27. Januar 2017 (BGBl. I S. 130) geändert worden ist.
- [ISO14] International Organization for Standardization: ISO 15118-2:2014: Road vehicles – Vehicle-to-Grid Communication Interface – Part 2: Network and application protocol requirements.
- [MBG16] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende - Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG) vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2023).
- [NEV15] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 2 Absatz 4 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert worden ist.
- [SMG16] Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786).
- [VDE11] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2011-8: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

Internetquellen

- [AEEi] Agentur für Erneuerbare Energien e.V.:
<https://www.unendlich-viel-energie.de/weiter-sinkende-investitionskosten-fuer-photovoltaik-und-windenergie-erwartet>
Letzter Aufruf: 10.05.2017.
- [ANOi] Anondi GmbH:
<http://www.solaranlage-ratgeber.de/photovoltaik/photovoltaik-wirtschaftlichkeit/photovoltaik-anschaffungskosten>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [BKGi] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG):
http://www.geodatenzentrum.de/geodaten/gdz_rahmen.gdz_div
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [BNAi] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/Daten-Meldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html
Letzter Aufruf: 25.03.2017.

- [DESia] Statistisches Bundesamt:
https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/HaushalteFamilien/Tabellen/1_1_Privathaushalte_Haushaltsmitglieder.html
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [DESib] Statistisches Bundesamt:
<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindevverzeichnis/Administrativ/Archiv/GVAuszugQ/AuszugGV4QAktuell.html;jsessionid=D90CCB9FE9A37371A142DAD742F9EACC.cae4>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [DGSi] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS):
<http://www.energymap.info/>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [DWDi] DWD Climate Data Center (CDC): Rasterdaten der Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene für Deutschland basierend auf Boden- und Satellitenmessungen, Version V002, 2017:
ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/grids_germany/annual/radiation_global/
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [FFEi] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.:
<https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/566-kostenanalysenetztastabilisierungsmassnahmen>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [FRAi] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE:
https://www.energy-charts.de/energy_de.htm
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [GABi] Springer Gabler Verlag (Herausgeber), Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Kalkulationszinssatz, online im Internet:
<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/133172/kalkulationszinsfuss-v3.html>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [HTWi] Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin: „Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis“, Datensatz, Berlin, 2015:
<http://141.45.177.123:8080/share.cgi?ssid=0dYVHmW>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [ISEi] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe:
<https://www.openbat.de/>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [KALi] Kalisch, John; Schmidt, Thomas; Heinemann, Detlev; Lorenz, Elke (2015): Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg (2014). Carl-von-Ossietzky University of Oldenburg, Germany, 2015:
<https://doi.pangaea.de/10.1594/PANGAEA.847746>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [KBAi] Kraftfahrt-Bundesamt:
http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/fahrzeuge_node.html
Letzter Aufruf: 25.03.2017.

- [KFWi] KfW:
[https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(In-landsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(In-landsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf)
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [MATi] MathWorks:
<https://de.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/34943-fit-all-valid-parametric-probability-distributions-to-data/content/allfitdist.m>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [NETi] Netze BW: Preise und Regelungen für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Netze BW GmbH – Gültig ab 1. Januar 2016
https://www.netze-bw.de/media/geteilte-medien/docs/veroeffentlichungspflichten/entgelte/preise_und-regelungen-guelteig-ab-01.01.2016.pdf
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [OWMi] OpenWeatherMap, Inc.:
<http://openweathermap.org/>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [PHZi] PhotovoltaikZentrum - Michael Ziegler:
<http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [PLSai] Stadt Konstanz:
<http://www.konstanz.de/tourismus/01759/01765/>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [PLSbi] Stadt Basel:
<http://www.parkleitsystem-basel.ch/status.php>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [PLSci] Stadt Karlsruhe:
<https://web1.karlsruhe.de/service/Parken/>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.
- [PVMi] pv magazine group GmbH & Co. KG:
<http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/>
Letzter Aufruf: 25.03.2017.

Veröffentlichungen mit Eigenbeteiligung

- [Uhr17] Uhrig, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Techno-ökonomische Bewertung von Batteriespeichern als Netzausbaualternative. 4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2017.
- [Uhr16c] Uhrig, M.; König, S.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Lithium-based vs. Vanadium Redox Flow Batteries – A comparison for Home Storage Systems. Energy Procedia Vol. 99, 2016 (Invited Paper).
- [Uhr16b] Uhrig, M.; König, S.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Lithium-based vs. Vanadium Redox Flow Batteries – A comparison for Home Storage Systems. 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf, 2016.

- [Uhr16a] Uhrig, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T.; Wagner, S.; Betz, B.; Krämer, J.: Beitrag privater Haushalte als regionale Flexibilität zur Verteilnetz-Betriebsoptimierung. 14. Symposium Energieinnovation (EnInnov), Graz, Österreich, 2016.
- [Uhr15d] Uhrig, M.; Leibfried, T.: Wie sich Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen auf die optimale Dimensionierung von PV-Batteriespeichern auswirken. Solarzeitalter 3/2015 (Invited Paper).
- [Uhr15c] Uhrig, M.; Neu, B.; Leibfried, T.: Optimal size of stationary energy storages for solar home systems. International Conference and Exhibition „Energy, Science & Technology“ (EST 2015), Karlsruhe, 2015.
- [Uhr15b] Uhrig, M.; Weiß, L.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: E-Mobility in car parks – Guidelines for charging infrastructure expansion planning and operation based on stochastic simulations. 8th International Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS28), Seoul, Korea, 2015.
- [Uhr15a] Uhrig, M.; Hieringer, J.; Neu, B.; Leibfried, T.: Dimensioning energy storages for solar home systems with electric vehicles and heat pumps. 9th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES), Düsseldorf, 2015.
- [Uhr14b] Uhrig, M.; Leibfried, T.; Kuhn, J.; Schmidt, R.: Intelligentes Lademanagement für Elektrofahrzeuge in Parkhäusern – Auswirkungen und Potentiale im urbanen Umfeld. VDE Kongress Smart Cities, Frankfurt, 2014.
- [Uhr14a] Uhrig, M.; Müller, R.; Leibfried, T.: Statistical consumer modelling based on smart meter measurement data. Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Durham, Great Britain, 2014.
- [Uhr13c] Uhrig, M.; Leibfried, T.: Ausbaubedarf von Parkhäusern zum Laden von Elektrofahrzeugen. ETG Kongress 2013, Berlin, 2013.
- [Uhr13b] Uhrig, M.; Leibfried, T.: Bedarf an stationären Energiespeichern in Niederspannungsverteilstnetzen aus Sicht von Photovoltaikanlagen- und Verteilnetzbetreibern. Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS), Hamburg, 2013.
- [Uhr13a] Uhrig, M.; Meyer-Hübner, N.; Leibfried, T.: Approach for determining the demand for stationary energy storages in low voltage distribution grids. XIII Spanish-Portuguese conference on electrical engineering, Valencia, Spain, 2013.
- [Mey17] Meyer-Hübner, N.; Haas, M.; Uhrig, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Dynamic Optimal Power Flow for Dimensioning and Operating Quarter Based Storage in Low Voltage Grids. IEEE PES ISGT Europe 2017. Turin. 2017.
- [Kra12b] Krasselt, P.; Uhrig, M.; Leibfried, T.: Optimierte Verteilnetzbetriebsführung durch Netzdienstleistungen einer Schnellladeinfrastruktur. VDE Kongress Smart Grid, Stuttgart, 2012.
- [Kra12a] Krasselt, P.; Uhrig, M.; Leibfried, T.: Distribution grid optimization utilizing active front ends in EV fast charging stations. 4. Fachtagung Kraftwerk Batterie, Münster, 2012.
- [Koe17] König, S.; Uhrig, M.; Held, L.; Suriyah, M.; Leibfried, T.; Höche, R.; Barsch, H.; Buschmann, H.; Wößner, R.: ‘Hybrid-Optimal’ – Demonstration of the cellular approach using a hybrid battery concept. 11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), Düsseldorf, 2017.
- [Koe16b] König, S.; Uhrig, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Economics of the vanadium flow battery for home and community storage. The International Flow Battery Forum (IFBF), Karlsruhe, 2016.

- [Koe16a] König, S.; Uhrig, M.; Suriyah, M.; Leibfried, T.: Redox Flow Batteries - An alternative for Home Storage Systems? Kraftwerk Batterie 2016, Münster, 2016.
- [Hub17] Hubschneider, S; Uhrig, M.; Suriyah, M; Leibfried, T.: Optimized Meter Placement in Low Voltage Grids based on an Asymmetric State Estimation. 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Greta, 2017.

Bereitgestellte Daten und Modelle

- [Uhr1a] Uhrig, M: Modellierte Daten parkender Elektrofahrzeuge [Data set]. Zenodo. 2017.
<http://doi.org/10.5281/zenodo.803259>
Letzter Aufruf: 07.07.2017.
- [Uhr1b] Uhrig, M.; Müller, Robin: Lastprofilgenerator zur Modellierung von Wirkleistungsprofilen privater Haushalte [Data set]. Zenodo. 2017.
<http://doi.org/10.5281/zenodo.803261>
Letzter Aufruf: 07.07.2017.
- [Uhr1c] Uhrig, M: Ergebnisdaten zur Berechnung der wirtschaftlich optimalen Batteriekapazität für private Haushalte [Data set]. Zenodo. 2017.
<http://doi.org/10.5281/zenodo.803254>
Letzter Aufruf: 07.07.2017.

Betreute studentische Abschlussarbeiten

- [SAA01] Wagner, W.: Dimensionierung von stationären Energiespeichern zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Photovoltaik-Strom. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012.
- [SAA02] Heiler, P.: Entwicklung eines Programms zur Erfassung und Auswertung von Parkhausdaten. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2012.
- [SAA03] Luis, C.: Optimierung eines zentralen Lademanagement-Systems für Elektrofahrzeuge. Karlsruher Institut für Technologie, Projektarbeit, 2012.
- [SAA04] Bauer, S.: Verlustoptimierung in Niederspannungsnetzen durch Netzdienstleistungen von Photovoltaikwechselrichtern. Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2012.
- [SAA05] Meyer-Hübner, N.: Positionierung und Dimensionierung von stationären Energiespeichern in Niederspannungsnetzen. Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2013.
- [SAA06] Jansenberger, F.: Entwicklung eines VBA-basierten Exceltools zur Bewertung von Verlusten in langen Unterseekabeln. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2013.
- [SAA07] Kuhn, J.: Entwicklung von Lademanagementsystemen für Elektrofahrzeuge in Parkhäusern. Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2013.
- [SAA08] Schmidt, R.: Potential von Parkhaus-Lademanagementsystemen für Elektrofahrzeuge im Smart Grid. Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2013.
- [SAA09] Oberle, S.: Handelnde Akteure auf dem Tiefseemarkt Öl und Gas. Karlsruher Institut für Technologie, Projektarbeit, 2013.

- [SAA10] Petkov, S.: Modellierung eines Niederspannungsnetzes und dessen Lastgang. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2013.
- [SAA11] Müller, R.: Statistische Verbrauchermodellierung auf Basis von Smart Meter Messdaten. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2013.
- [SAA12] Hani, S.: Ermittlung des PV-Dachflächenpotentials von Parkhäusern. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014.
- [SAA13] Meng, K.: Untersuchung der Auslastung bestehender Parkhausinfrastrukturen durch einen steigenden Anteil an Elektrofahrzeugen. Karlsruher Institut für Technologie, Studienarbeit, 2014.
- [SAA14] Großkinsky, C.: Untersuchung des Einflusses dezentraler Einspeisung auf den Kurzschlussstrom in Verteilnetzen und Ableitung der Folgen für die Schutztechnik. Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2014.
- [SAA15] Silveira Wolf, F.: Untersuchung von Anschlusskonzepten für die Versorgung von Tiefsee-Ölförderanlagen. Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2014.
- [SAA16] Westermann, M.: Untersuchung des Blindleistungsbedarfs in Verteilnetzen. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014.
- [SAA17] Gruhler, J.-P.: Dimensionierung von stationären Energiespeichern für den PV-Eigenverbrauch unter Berücksichtigung der Elektromobilität. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014.
- [SAA18] Weiß, L.: Elektromobilität in Parkhäusern – Ausbauplanung einer Ladeinfrastruktur mithilfe stochastischer Simulationen. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014.
- [SAA19] Haas, M.: Modellierung generischer Niederspannungs-Verteilnetze auf Basis regionaler Siedlungscharakteristika. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014.
- [SAA20] Hieringer, J.: Modellierung des klimaabhängigen Wärmebedarfs verschiedener Wohngebäudetypen zur Ermittlung des Gesamtenergieverbrauchs. Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2014.
- [SAA21] Neu, B.: Dimensionierung wirtschaftlich optimaler PV-Speicher. Karlsruher Institut für Technologie, Projektarbeit, 2014.
- [SAA22] Rieker, S.: Modellierung und Simulation der Photovoltaikeinspeisung unter Berücksichtigung der standortabhängigen solaren Globalstrahlung. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2014.
- [SAA23] Hofmann, C.: Bestimmung des Blindleistungsbedarfs von Haushaltsgeräten im Smart Home. Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2015.
- [SAA24] Koutrouveli, K.: Automatic Modelling, Simulation and Evaluation of Distribution Grids in Matlab Simulink. Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2015.
- [SAA25] Schwarz, J.: Untersuchung des wetterabhängigen Lastflusses in einem Mittelspannungsnetz-Modell mit zeitlich und räumlich variabler dezentraler Energieeinspeisung. Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2015.
- [SAA26] Neu, B.: Optimierung der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Speichern durch den kombinierten Einsatz mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2015.
- [SAA27] Grindler, C.: Untersuchung statistischer Methoden zur Prognose von Last und Erzeugung in intelligenten Stromnetzen. Karlsruher Institut für Technologie, Bachelorarbeit, 2015.

- [SAA28] Hubschneider, S.: Realisierung einer unsymmetrischen State-Estimation zur qualitativen Bewertung von Knotenpunkten in Niederspannungsnetzen. Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit, 2015.
- [SAA29] Zimmerlin, M.: Strategische und betriebswirtschaftliche Auswirkungen einer Umstellung von kompensiertem Netzbetrieb auf niederohmige Sternpunktterdung. Karlsruher Institut für Technologie, Masterarbeit (extern), 2015.

Abkürzungen und Formelzeichen

$\mathbf{0}$	Nullvektor
a	Jahr
\mathbb{A}	Substitution bei der Berechnung der optimalen Batteriekapazität
ab	Abfahrt
AC	Wechselstrom
$a_{\text{cal SoC}}$	Ladezustandsabhängige kalendarischer Alterungsfaktor
$a_{\text{cal } t}$	Anteiliger zeitabhängiger Alterungsfaktor
$a_{\text{cal } t \text{ ges}}$	Kumulierter zeitabhängiger Alterungsfaktor
a_{cyc}	Zyklischer Alterungsfaktor
AG, ag	Autarkiegrad in %, pu
a_{ges}^T	Gesamalterungsfaktor innerhalb eines Intervalls T
a_{ges}^t	Finaler Gesamalterungsfaktor zum Zeitpunkt t
an	Ankunft
\mathbb{B}	Substitution bei der Berechnung der optimalen Batteriekapazität
Bat	Batterie
\mathbf{B}_d	Vektor der Parkhausbelegung am Tag d
\mathbf{b}_d	Vektor der Parkhausbelegung interpretiert als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
$B_d(t)$	Parkhausbelegung zum Zeitpunkt t
$b_d(t)$	Parkhausbelegung zum Zeitpunkt t interpretiert als Wahrscheinlichkeit
BL	Batterieschonendes Laden
BS	Batteriespeicher
\mathbb{C}	Substitution bei der Berechnung der optimalen Batteriekapazität
$c_{\text{a Bat}}$	Annuitätische Kosten des Batteriespeichers
$c_{\text{a Kabel}}$	Annuitätische Kosten des Kabels
$c_{\text{a Tr}}$	Annuitätische Kosten des Transformators
c_{G2L}	Strompreis
c_{kW}	Leistungsbezogene Kosten des Batteriespeichers
c_{kWh}	Kapazitätsbezogene Kosten des Batteriespeichers
$c_{kWh \text{ ges}}$	Gesamtkosten des Batteriespeichers bezogen auf die Kapazität
CM	Cramér-von-Mises
COP	Leistungszahl (engl.: Coefficient of Performance)
cpv	Brutto-Endkundenpreis der PV-Anlage
cpv2G	Einspeisevergütung
C_{rBat}	Nennkapazität des Batteriespeichers
C_{rBat}^*	Optimale Batteriekapazität eines Haushaltes
$C_{rBat \text{ i HH}}$	Benötigte Kapazität unter Berücksichtigung des Lastverlaufes von i Haushalten
C_{rCell}	Nennkapazität einer Batteriezelle
C_{rWW}	Nennkapazität des Warmwasserspeichers
CSV	Dateiformat (engl.: Comma-separated values)
c_{Wasser}	Spezifische Wärmekapazität von Wasser
d	Tag
\mathbb{D}	Substitution bei der Berechnung der optimalen Batteriekapazität
DB	Deckungsbeitrag
DC	Gleichstrom
d_{cBat}	Degressionsrate der spezifischen Batteriekosten
DoD	Entladetiefe (engl.: Depth of Discharge)
DWD	Deutscher Wetterdienst
e	Relative Abweichung (engl.: relative error)
E	Ertrag
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFC	Äquivalente Vollzyklen (engl.: Equivalent Full Cycles)
EFH	Einfamilienhaus
EL	Einfaches Laden
EoL	Lebensdauerende (engl.: End of Life)
EQ, eq	Eigenverbrauchsquote in %, pu
EV	Elektrofahrzeug (engl.: Electric Vehicle)

EVCC	Kommunikationseinheit des Elektrofahrzeugs (engl.: E lectric V ehicle C ommunication C ontrol- ler)
$f(x)$	Allgemeine Funktionsvorschrift
FC	Vollzyklen (engl.: F ull C ycles)
f_i	Faktoren zur Berechnung der Ankunfts Wahrscheinlichkeit
FLH	Volllaststunden (engl.: F ull L oad H ours)
G	Netz (engl.: G rid)
$g(n_{EV})$	Gleichzeitigkeitsfaktor ladender Elektrofahrzeuge aus Simulation
$g(n_{HH})$	Gleichzeitigkeitsfaktor modellierter Haushaltslastprofile
G2L	Lastfluss vom Netz zur Last (engl.: G rid to (2) L oad)
$g_{EV}(n_{EV})$	Analytisch berechneter Gleichzeitigkeitsfaktor ladender Elektrofahrzeuge
$g_{EV\infty}$	Parameter zur Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors ladender Elektrofahrzeuge
$g_{HH}(n_{HH})$	Analytisch berechneter Gleichzeitigkeitsfaktor von Haushalten
g_{PV}	Gleichzeitigkeitsfaktor der PV-Einspeisung
h	Relative Häufigkeit
h_{EV}	Parameter zur Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors ladender Elektrofahrzeuge
HH	Haushalt
HP	Wärmepumpe (engl: H eat P ump)
HS	Hochspannung
i	Allgemeiner Laufindex
J_0	Anfangsinvestitionskosten
$I_{Cell\ ist}$	Istwert des Zellstromes
$I_{Cell\ soll}$	Sollwert des Zellstromes
I_{Ersatz}	Ersatzinvestitionskosten
$I_{lade\ max}$	Maximaler Ladestrom der Batteriezelle
$I_{lade\ min}$	Minimaler Dauerentladestrom der Batteriezelle
$I_{lade\ stop}$	Grenzstrom der Batteriezelle
$I_{n\Delta t}$	Einheitsmatrix zur Optimierung des Gesamtlastganges ladender Elektrofahrzeuge
IP	Ideale Prognose
I_{rTh}	Thermischer Strombelastungsgrenze des Kabels
$I_{vorlade}$	Vorladestrom der Batteriezelle
j	Allgemeiner Laufindex
k	Parameter der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
K_0	Kapitalwert
$K_{Betrieb}$	Betriebs- und Wartungskosten
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KfZ	Kraftfahrzeug
KS	Kolmogorow-Smirnow
L	Last(en)
l_i	Parameter zur Berechnung der Wechselrichterleistung
l_{Kabel}	Länge eines Kabels
LM	L ad m anagement
LP	Ladepunkt
l_{PV}	Einspeiselimit der PV-Anlagen
LS	Ladesäule
m	Belastungsgrad eines Kabels
m_i	Parameter zur Berechnung des Ortsparameters der verallgemeinerten Extremwertverteilung
M_d	Matrix zur Berechnung des Gesamtlastganges ladender Elektrofahrzeuge an einem Tag
MAE	Durchschnittlicher absoluter Fehler (engl.: M ean A bsolute E rror)
MAPE	Durchschnittlicher absoluter prozentualer Fehler (engl.: M ean A bsolute P ercentage E rror)
MFH	Mehrfamilienhaus
MS	Mittelspannung
n	Allgemeine Anzahl
n_{EoL}	Anzahl der Zeitschritte bis zum Lebensdauerende
n_{EV}	Elektromobilitätsaufkommen pro Tag (\neq ladende Elektrofahrzeuge)
n_{EV0}	Parameter zur Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors
NGF	Netto-Grundfläche
n_{HH}	Anzahl der Haushalte
NS	Niederspannung
$n_{\Delta t}$	Anzahl der Zeitschritte
OH	Betriebsstunden (engl.: O peration H ours)
OL	Optimiertes Laden
P	Vektor: Leistung

\tilde{P}	Prognostizierte Leistung
$p(t)$	Prioritätsfaktor, als Indikator der Dringlichkeit eines Ladevorganges
P_{AC}	Auf AC-Nennleistung normierte Sollleistung des Wechselrichters
$P_{AC \text{ ist}}$	AC-Istleistung des Wechselrichters
$P_{AC \text{ soll}}$	AC-Sollleistung des Wechselrichters
P_{Bat}	Leistung der Batterie
\mathbf{P}_{Bat}^T	Vektor: Leistung der Batterie im Zeitintervall T
$P_{Cell \text{ ist}}$	Istwert der Zelleistung
$P_{Cell \text{ soll}}$	Sollwert der Zelleistung
P_{Cu}	Kurzschlussverluste des Ortsnetztransformators
$P_{DC \text{ ist}}$	DC-Istleistung des Wechselrichters
$P_{DC \text{ soll}}$	DC-Sollleistung des Wechselrichters
$P_{entlade}$	Entladeleistung eines Batteriespeichers
\mathbf{P}_{EV}	Vektor: Individuelle Ladeleistung aller Elektrofahrzeuge
$P_{ges \text{ EV}}$	Vektor: Gesamtlastgang aller Elektrofahrzeuge
$P_{ges \text{ EV max}}$	Maximale Gesamtleistung aller Elektrofahrzeuge
$P_{ges \text{ HH}}$	Gesamtleistung aller Haushalte
$P_{ges \text{ HH max}}$	Maximale Gesamtleistung aller Haushalte
PH	Parkhaus
$P_{HH \text{ max}}$	Maximale Leistung eines Haushaltes
\varnothing_{HH}	Personen pro Haushalt
$P_{Kabel \text{ max}}$	Maximal übertragbare Leistung des Kabels unter Berücksichtigung zulässiger Spannungs- und Stromgrenzwerte
P_{lade}	Ladeleistung des Batteriespeichers
$P_{lade \text{ final}}$	Finale Ladeleistung
$\tilde{P}_{L \text{ ges}}^f$	Gesamte prognostizierte Leistung des Haushaltes unter Einbezug der flexiblen Lasten
\bar{P}_L	Mittlere Leistung aller Lasten
p_{loss}	Anteilige Wechselrichterverluste
$P_{\text{max HP}}$	Maximale Leistung der Wärmepumpe
$P_{\text{max nEV}}$	Maximale Ladeleistung von Elektrofahrzeug Nummer n_{EV}
P_{rAC}	AC-Nennleistung des Wechselrichters
P_{rBat}	Nennleistung des Batteriespeichers
P_{rG}	Maximale Netzanschlussleistung
P_{rKabel}	Übertragbare Wirkleistung resultierend aus Nennspannung und Strombelastungsgrenze des Kabels
$P_{rKabel \text{ alt}}$	Übertragbare Wirkleistung des alten Kabels
$P_{rKabel \text{ neu}}$	Übertragbare Wirkleistung des neuen Kabels
P_{rLP}	Nennleistung eines Ladepunktes
P_{rPV}	Nennleistung der PV-Anlage
p_{self}	Eigenverbrauchsverluste des Wechselrichters
P^t	Leistung zum Zeitpunkt t
P_{ueber}	Leistungsanteil resultierend aus Residualprofil der zur Überlastung des Kabels führt
\mathbf{P}_{ueber}	Vektor: Leistungsanteil resultierend aus Residualprofil der zur Überlastung des Kabels führt
PV	Photovoltaik
PV2G	Einspeisung von PV-Anlage ins Netz (engl.: PV to (2) Grid)
P_{verbl}	Minimale Durchschnittsleistung zum Laden der gewünschten Energie in der verbleibenden Zeitdauer
P_{verf}	Verfügbare Ladeleistung
Q_{Cell}	Ladung der Zelle als Integral des Zellstroms
Q_i	i-Quantil
r	Nennwert (englisch: rated)
R'	Widerstandsbelag der Leitung
R/X	Impedanzverhältnis
R^2	Bestimmtheitsmaß
R_i	Innenwiderstand der Batteriezelle
r_{loss}	Stromabhängige Verluste des Wechselrichters
RMSE	Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (engl.: Root Mean Square Error)
RP	Reale Prognose
r_{WR}	Kostenanteil des Wechselrichters an den leistungsbezogenen Kosten des Batteriespeichers
S	Sommer
SARIMA	Stochastischer Prozess (engl.: Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average)
SECC	Kommunikationseinheit der Ladestation (engl.: Supply Equipment Communication Controller)

$S_{k MS}$	Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes
SoC	Ladezustand
SoC_{max}	Maximaler Ladezustand
SoC_{min}	Minimaler Ladezustand
SoC_{start}	Start-Ladezustand
S_{rKabel}	Übertragbare Scheinleistung des Kabels
S_{rTr}	Nennscheinleistung des Transformators
s	Parameter zur Berechnung des Skalenparameters der verallgemeinerten Extremwertverteilung
T	Zeitintervall
t	Zeitpunkt, Zeitschritt
\mathbb{T}	Transponiert
t_0	Startzeitpunkt des Intervalls
t_{ab}	Zeitpunkt der Abfahrt
t_{an}	Zeitpunkt der Ankunft
t_{auf}	Zeitpunkt der Öffnung des Parkhauses
t_{end}	Endzeitpunkt eines Intervalls
t_{Ersatz}	Zeitpunkt der Ersatzinvestition
T_m	Jahresbenutzungsdauer
$t_{Plade\neq 0}$	Zeitpunkte an denen die Batterie geladen wird
$\mathbf{T}_{Verweil}$	Vektor der Verweildauern zugehörig zur Wahrscheinlichkeit der Verweildauer
t_{zu}	Zeitpunkt der Schließung des Parkhauses
U_0	Leerlaufspannung der Batteriezele
$U_{Cell max}$	Maximalspannung der Batteriezele
$U_{Cell min}$	Minimalspannung der Batteriezele
u_k	Relative Kurzschlussspannung
UL	Ungesteuertes Laden
U_{rCell}	Nennspannung einer Batteriezele
$U_{r\Delta}$	Nennspannung eines Kabels
\tilde{U}	Übergangszeit
\tilde{U}_i^T	Übergangswahrscheinlichkeitsmatrix von Verbraucher i für Intervall T
\tilde{u}_{in}	Übergangswahrscheinlichkeit von Zustand 1 auf Zustand n
V_d	Verkehrsvolumen am Tag d
verbl	verbleibend
Verweil	Verweildauer
V_i	Verweildauerverteilung Nummer i
v_{loss}	Spannungsabhängige Verluste des Wechselrichters
VRFB	Vanadium Redox Flow Batterie
V_{ww}	Volumen des Warmwasserspeichers
W	Energie
\tilde{W}	Prognostizierte Energie
$w(\tau)$	Allgemeine Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Verweildauer
\mathbf{w}_{an}	Vektor der Ankunfts-wahrscheinlichkeit
$w_{an}(t)$	Wahrscheinlichkeit zur Ankunft im Parkhaus zum Zeitpunkt t
W_{Bat}	Energie die in der Batterie gespeichert ist
$W_{G2L kWh}$	Energiebezug aus dem Netz in kWh
W_{HP}	Heizenergiebedarf der Wärmepumpe
$W_L kWh$	Energiebedarf des Haushaltes in kWh
$W_{PV kWh}$	PV-Erzeugung in kWh
$W_{PV2G kWh}$	PV-Einspeisung in das Netz in kWh
$W_{soll nEV}$	Energie die vom Elektrofahrzeug n_{EV} geladen werden soll
$W_{soll HP Volllast}^d$	Energie die von der Wärmepumpe an einem Tag bei reinem Volllastbetrieb bezogen werden soll
$W_{soll HP}^d$	Energie, die von der Wärmepumpe an einem Tag bezogen werden soll
\mathbf{w}_{V_i}	Vektor der Wahrscheinlichkeit der Verweildauer
$w_{V_i}(\tau)$	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Verweildauer für Verteilung i
X'	Reaktanzbelag der Leitung
z	Zins
$z_{Betrieb}$	Anteil der Betriebskosten an den Anfangsinvestitionskosten
z_{ckW}	Änderungsrate der leistungsbezogenen Kosten des Batteriespeichers
ZF	Zielfunktion
z_{G2L}	Strompreissteigerung
z_K	Kalkulationszins
α_i	Parameter zur Berechnung des Autarkiegrades

α_{KS}	Signifikanzniveau beim Kolmogorow-Smirnow-Test
β_i	Parameter der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
$\gamma(t)$	Faktor zur Gewichtung der Ankunfts-wahrscheinlichkeit des Fahrzeuges zum Zeitpunkt t
δ	Jährliche Degradationsrate der PV-Anlage
ΔC_a Entgelt	Einsparungen der annuitätischen Kosten resultierend aus den Entgelten nach dem Leistungs-preissystem
$\Delta u_{l \max} \%$	Maximaler relativer Längsspannungsfall in %
$\Delta u_{l \max pu}$	Maximaler relativer Längsspannungsfall als bezogene Größe
$\Delta W_{Bat \ 1h}(P_{Bat}^t)$	Funktion zur Berechnung der Ladezustandsänderung des Batteriespeichers (in stündlicher Auflö-sung)
ΔE	Ertragsänderung
Δt	Dauer eines Intervalls
Δt_{extern}	Dauer des Gesamtintervalls bei der Batteriespeicherberechnung
Δt_{intern}	Dauer eines Intervalls bei der Batteriespeicherberechnung zur besseren Abbildung des Zellver-haltens
$\Delta W_{GZL \ kWh}$	Verminderter Energiebezug aus dem Netz in kWh
$\Delta W_{PV2G \ kWh}$	Verminderte PV-Einspeisung in das Netz in kWh
ϵ_i	Parameter zur Berechnung des Eigenverbrauchsquotienten
ϵ_{PV}	Angriffsfaktor der PV-Anlagen
η	Wirkungsgrad
η_i	Wirkungsgrad beim Betrieb bei i % der Nennleistung des Wechselrichters
θ	Temperatur
θ_{soll}	Soll-Temperatur
$\theta_{vorlauf}$	Vorlauftemperatur der Heizung
θ_{zulauf}	Kaltwasserzulauftemperatur des Warmwasserspeichers
κ	Formparameter der verallgemeinerten Extremwertverteilung
λ	Gewichtungsfaktor zur Kostenbewertung der gespeicherten Energie
μ	Ortsparameter der verallgemeinerten Extremwertverteilung
σ_i	Parameter der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion
σ	Skalenparameter der verallgemeinerten Extremwertverteilung
σ_{cal}	Parameter zur Berechnung des ladezustandsabhängigen kalendarischen Alterungsfaktors
σ_{cyc}	Parameter zur Berechnung des zyklischen Alterungsfaktors
τ	Verweildauer des Fahrzeuges im Parkhaus
τ_{max}	Maximale Verweildauer des Fahrzeuges im Parkhaus
τ_{min}	Minimale Verweildauer des Fahrzeuges im Parkhaus
τ_{nutz}	Nutzungsdauer
τ_{verbl}	Verbleibende Verweildauer bis zum Abfahrtszeitpunkt
u_{cal}	Parameter zur Berechnung des ladezustandsabhängigen kalendarischen Alterungsfaktors
u_{cyc}	Parameter zur Berechnung des zyklischen Alterungsfaktors