

TECHNISCHE UNIVERSITÄT MÜNCHEN  
Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik  
Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze

# Integration von Batteriespeichern in das deutsche Nieder- und Mittelspannungsnetz

Alexander Zeh

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der  
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr. Ulrich Wagner

Prüfer der Dissertation: 1. Univ.- Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann  
2. Univ.- Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher

Die Dissertation wurde am 21.04.2017 bei der Technischen Universität München eingereicht und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 04.11.2017 angenommen.



## **Danksagung**

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze der Technischen Universität München.

Die grundlegende Themenstellung entstand auf Initiative des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie und der Technischen Universität München zusammen mit den Kooperationspartnern VARTA Storage GmbH und ZAE Bayern. Durch deren finanzielle und fachliche Unterstützung wurde es mir bis kurz vor Ende der Arbeit ermöglicht, mich an der Universität mit dem Thema zu beschäftigen.

Die fachliche und menschliche Führung von Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann hat erheblich zu dem erfolgreichen Abschluss dieser Arbeit beigetragen. Er forderte und förderte mich während meiner Zeit am Fachgebiet in vielen Diskussionen und Gesprächen und leitete mich bei Forschung und Lehre sowie im Umgang mit Studenten und Diskussionspartnern an.

Einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen der Arbeit haben auch die Studierenden, welche ich bei Ihrer Abschlussarbeit betreuen durfte. Ohne Ihr Engagement und oft ausgezeichnete Arbeit wäre mir die umfassende Bearbeitung der Themenstellung nicht möglich gewesen.

Des Weiteren möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Josef Kindersberger als Leiter des Lehrstuhls für Hochspannungs- und Anlagentechnik bedanken, dessen Unterstützung ich mir während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter immer sicher sein konnte.

Bei den ehemaligen und derzeitigen Mitarbeitern des Lehrstuhls für Hochspannungs- und Anlagentechnik und der Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze möchte ich mich für die angenehme Zusammenarbeit bedanken. Aus der gemeinsamen Arbeit entstanden vielfach gute Freundschaften, welche mir hoffentlich noch lange erhalten bleiben.

Ferner danke ich Herrn Prof. Dr. rer. nat. Thomas Hamacher für das Interesse an der Arbeit und Herrn Univ.-Prof. Dr. Ulrich Wagner für die Leitung der Prüfungskommission.

Abschließend möchte ich mich von Herzen bei meiner Familie und meinen Freunden bedanken, die an mich glaubten und mich unterstützten, wann immer es nötig war. Speziell zu nennen sind natürlich meine Eltern, Astrid und Ulrich Zeh.

München, den 21.04.2017

Alexander Zeh



## **Inhaltsverzeichnis**

<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Rahmenbedingungen in Niederspannungsnetzen</b> .....	<b>3</b>
2.1 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz .....	3
2.1.1 Regenerative Erzeugungstypen .....	3
2.1.2 Anforderungen nach der VDE-AR-N 4105 .....	10
2.2 Aufbau von Niederspannungsnetzen .....	13
2.2.1 Betriebsmittel .....	13
2.2.2 Charakteristika .....	15
2.2.3 Aufnahmefähigkeit .....	16
2.3 Lastnachbildung in Niederspannungsnetzen .....	21
2.4 Zusammenfassung .....	22
<b>3 Stationäre elektrische Energiespeicher</b> .....	<b>23</b>
3.1 Speichertechnologien .....	23
3.1.1 Mechanische Speicher .....	23
3.1.2 Elektrochemische Speicher .....	26
3.2 Rahmenbedingungen für Energiespeicher im Verteilnetz .....	34
3.2.1 Technische Anschlussbedingungen .....	34
3.2.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen .....	35
3.3 Anwendungsmöglichkeiten für Energiespeicher im Verteilnetz .....	39
3.3.1 Unterbrechungsfreie Stromversorgung .....	39
3.3.2 Erhöhung des Eigenverbrauchs aus dezentralen Erzeugungsanlagen .....	39
3.3.3 Lastspitzenkappung .....	40
3.3.4 Erbringung von Netzdienstleistungen .....	41
3.3.5 Erbringung von Systemdienstleistungen .....	41
3.3.6 Stromhandel .....	41
3.4 Zusammenfassung .....	43
<b>4 Photovoltaik-Heimspeicher</b> .....	<b>44</b>
4.1 Hintergrund .....	44
4.1.1 Strompreis und Einspeisevergütung für Photovoltaik .....	45

4.1.2 KfW-Speicherförderung.....	45
4.1.3 Speicherpreise .....	46
4.2 Konventionelle Ladestrategie.....	47
4.2.1 Prinzip .....	47
4.2.2 Steuerungsalgorithmus .....	47
4.2.3 Wirtschaftlichkeit.....	48
4.2.4 Netzurückwirkungen .....	60
4.2.5 Zusammenfassung.....	72
4.3 Alternative Ladestrategien .....	74
4.3.1 Mögliche Steuerungsalgorithmen .....	75
4.3.2 Wirtschaftlichkeit.....	80
4.3.3 Optimierung durch evolutionäre Algorithmen.....	84
4.3.4 Netzurückwirkungen .....	88
4.3.5 Zusammenfassung.....	91
4.4 Erbringung von Primärregelleistung .....	94
4.4.1 Primärregelleistung (PRL) .....	94
4.4.2 Steuerungsalgorithmus .....	95
4.4.3 Wirtschaftlichkeit.....	96
4.4.4 Netzurückwirkungen .....	97
4.4.5 Zusammenfassung.....	104
4.5 Zusammenfassung.....	106
<b>5 Ortsnetzspeicher.....</b>	<b>107</b>
5.1 Hintergrund .....	107
5.1.1 Einsatzmöglichkeiten .....	108
5.1.2 Ortsnetzspeicher als Ergänzung oder Alternative zu Heimspeichern .....	110
5.1.3 Beispielprojekte.....	111
5.2 Regionale Direktvermarktung .....	115
5.2.1 Geschäftsmodell .....	115
5.2.2 Wirtschaftlichkeit.....	118
5.2.3 Netzurückwirkungen .....	125
5.2.4 Zusammenfassung.....	126

5.3 Zusätzliche Bereitstellung von Netzdienstleistungen.....	128
5.3.1 Möglichkeiten.....	128
5.3.2 Geschäftsmodell .....	129
5.3.3 Mögliche Steuerungsalgorithmen .....	131
5.3.4 Netzurückwirkungen .....	135
5.3.5 Wirtschaftlichkeit .....	138
5.3.6 Zusammenfassung .....	143
5.4 Zusätzliche Bereitstellung von Sekundärregelleistung .....	144
5.4.1 Sekundärregelleistung .....	144
5.4.2 Regulatorische Rahmenbedingungen .....	145
5.4.3 Bestimmung der idealen SRL-Parameter .....	146
5.4.4 Möglicher Steuerungsalgorithmus .....	150
5.4.5 Wirtschaftlichkeit .....	152
5.4.6 Netzurückwirkungen .....	154
5.4.7 Zusammenfassung .....	155
5.5 Notwendige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen.....	157
5.6 Zusammenfassung .....	158
<b>6 Primärregelleistungsspeicher .....</b>	<b>160</b>
6.1 Hintergrund .....	160
6.1.1 Primärregelleistung .....	160
6.1.2 Vorteile bei Erbringung durch Batteriespeicher.....	161
6.1.3 Besondere Bestimmungen für die Präqualifikation von Batteriespeichern .....	162
6.1.4 Vermarktung.....	164
6.2 Steuerungsalgorithmus .....	165
6.2.1 Frequenz-Wirkleistungs-Regelung .....	165
6.2.2 Beeinflussung des Ladezustandes .....	165
6.3 Parametrierung .....	173
6.4 Alterung.....	176
6.5 Wirtschaftlichkeit .....	178
6.6 Netzurückwirkungen .....	180
6.7 Zusammenfassung .....	181

<b>7 Zusammenfassung</b> .....	<b>176</b>
<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>178</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>184</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>190</b>

### 1 Einleitung

Seit Beginn der Industrialisierung Mitte des 19. Jahrhunderts ist ein Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur um etwa 0,85 °C verzeichnet worden. Der für diese Entwicklung verantwortliche Treibhauseffekt ist einerseits existenziell für alles Leben auf der Erde, kann jedoch andererseits durch einen unnatürlich hohen Ausstoß an Treibhausgasen wie vor allem Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) verstärkt werden und somit erhebliche negative Auswirkungen auf das Weltklima hervorrufen. Im vergangenen Jahrhundert waren vor allem die energiehungrigen Industrienationen Europas sowie die USA für den Großteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich, diese werden jedoch seit Beginn des 21. Jahrhunderts mehr und mehr durch die großen Schwellenländer China und Indien abgelöst.

Hauptverursacher dieser umweltschädigenden Treibhausgasemissionen ist der Energiesektor, welcher in Deutschland im Jahr 2012 für 84 % der gesamten Emissionen verantwortlich war [UBA14] [UBA16]. Dies ist vor allem auf den noch immer hohen Anteil fossiler Energieträger in Höhe von etwa 55 % der Bruttostromerzeugung zurückzuführen [Ich13]. Um dieser negativen Entwicklung entgegenzuwirken hat die deutsche Politik im Jahr 2000 das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) erlassen, welches vor allem durch eine umfangreiche staatliche Förderung erneuerbarer Energien die Rahmenbedingungen für eine Energiewende weg von fossilen Brennstoffen hin zu einer Versorgung aus vornehmlich regenerativen Energiequellen setzt. Seit Inkrafttreten des EEG wurden in Deutschland mehr als 38 GW Photovoltaik, 33 GW Windkraft, 6 GW Biomasse und 0,7 GW Wasserkraft installiert, welche im Jahr 2014 über 27 % des Bruttostromverbrauches decken konnten. Trotz einer regelmäßigen Novellierung des EEG zur Umsetzung vernünftiger Ausbaukorridore erneuerbarer Energien sind die aktuellen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung hoch und bedürfen eines weiteren deutlichen Ausbaus bis zum Jahr 2050. Die wichtigsten Meilensteine sind hierbei bis 2020 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % im Vergleich zum Jahr 1990 sowie einen Anteil von 35 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 [BMWi15a].

Diese rasante Entwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien stellt jedoch die öffentliche Energieversorgung vor große Herausforderungen. Zum einen gestaltet sich die Integration in den deutschen und europäischen Strommarkt aufgrund der starken Fluktuation und staatlichen Förderung erneuerbarer Energien als schwierig. Zum anderen ist das Energieversorgungsnetz vor allem in der Nieder- und Mittelspannungsebene durch die dort installierten dezentralen Erzeugungsanlagen starken Zusatzbelastungen ausgesetzt. Im Jahr 2014 war über 73 % der Leistung aus erneuerbaren Energien in diesen beiden Spannungsebenen installiert, bei alleiniger Betrachtung von Photovoltaikanlagen liegt dieser Anteil sogar bei 93 % [BNA14]. Durch die damit teilweise vorhandene hohe Erzeugungsleistung auf Verteilnetzebene können sowohl unzulässige Spannungserhöhungen als auch Betriebsmittelüberlastungen auftreten und somit umfangreiche Netzausbaumaßnahmen erforderlich werden. Die deutsche Energie-Agentur (dena) geht aus diesem Grund von notwendigen Investitionen in Höhe von etwa acht Milliar-

den Euro in das bestehende Nieder- und Mittelspannungsnetz innerhalb der Jahre 2012 bis 2020 und weiteren 3 Milliarden Euro bis zum Jahr 2030 aus [den12].

Aus den genannten Gründen ist eine Steigerung der Flexibilität des deutschen Energiesystems erforderlich und soll durch das neue Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) unterstützt werden [BMW15b]. Neben einer Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken, Lastmanagement und virtuellen Kraftwerken stellen vor allem Energiespeicher eine wichtige Flexibilitätsoption zur zeitlichen Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch und somit zu einer Verbesserung der Marktintegration erneuerbarer Energien dar. Zudem kann der gezielte Einsatz von Speichern kritische Netzengpässe vor allem in der Verteilnetzebene entschärfen und somit zu einer Reduktion von konventionellem Netzausbau beitragen. Auch im Bereich der Systemdienstleistungen mit Fokus auf die Frequenzhaltung stellen Speicher mit deren exakter Regelbarkeit eine technisch sinnvolle Alternative zu konventionellen Kraftwerken dar. Die aktuelle Studie zu Batteriespeichern in der Nieder- und Mittelspannungsebene der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) legt eine Kombination mehrerer dieser Anwendungsfälle zur Nutzung von Synergieeffekten und zur Erwirtschaftung zusätzlicher Deckungsbeiträge für die Speicherinvestition nahe. Demnach bietet sich vor allem eine Bereitstellung von Netzdienstleistungen zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen auf Nieder- und Mittelspannungsebene in Kombination mit der Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaikanlagen an [ETG15].

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit solchen Konzepten zum Einsatz von Energiespeichern auf Verteilnetzebene mit Fokus auf die Entlastung des Niederspannungsnetzes und Marktintegration von Photovoltaikenergie. Zudem wird eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt zur Nutzung von Synergieeffekten untersucht. Neben der Entwicklung und Verifikation entsprechender Steuerungsalgorithmen erfolgt außerdem eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Voraussetzung bestimmter Geschäftsmodelle sowie die Untersuchung des Einflusses auf notwendige Ausbaumaßnahmen des Niederspannungsnetzes. Zusätzlich zu Photovoltaik-Heimspeichern sind vor allem auch sogenannte Ortsnetz- oder Quartierspeicher Bestandteil der vorliegenden Arbeit, welche in etwa die 10- bis 100-fache Batteriekapazität eines durchschnittlichen Heimspeichers besitzen und im Gegensatz zu diesen direkt an das öffentliche Netz angeschlossen sind. Hierzu wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „EEBatt“ ein ländliches Niederspannungsnetz mit einem 200 kWh Li-Ion-Batteriespeicher sowie modernster Kommunikationstechnik ausgestattet. Die Ergebnisse dieser Arbeit flossen in einen entsprechenden Feldversuch mit ein und bilden die Basis für die abschließende Zusammenfassung.

## 2 Rahmenbedingungen in Niederspannungsnetzen

Das nachfolgende Kapitel beschreibt die technischen Gegebenheiten und regulatorischen Rahmenbedingungen für Niederspannungsnetze in Deutschland, welche wichtige Voraussetzungen für ein Verständnis der vorliegenden Arbeit darstellen. Mit der Netz- und Marktintegration von Photovoltaikanlagen als primäres Anwendungsgebiet für Speicher auf Niederspannungsebene werden die aktuellen Richtlinien zum Betrieb dieser Anlagen vorgestellt. Anschließend erfolgen Erläuterungen zum Aufbau und Betrieb von Niederspannungsnetzen sowie zu den Planungsgrundlagen bezüglich der anzusetzenden Lasten.

### 2.1 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Seit Inkrafttreten des EEG erfolgte auf Niederspannungsebene die Installation von mehr als 20 GW regenerativer Erzeugungsleistung, wovon die Photovoltaik mit über 95 % den größten Teil darstellt. Es folgen Biomasse und Wasserkraft mit jeweils etwa 3 % bzw. 1 % sowie die Windkraft mit weniger als 0,5 % [BNA14]. Die im Niederspannungsnetz relevanten Erzeugungstypen Photovoltaik und Biomasse werden im Folgenden bezüglich ihrer technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie Eignung für den Anschluss an das Niederspannungsnetz vorgestellt und anschließend die für die Netzplanung relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen erläutert.

#### 2.1.1 Regenerative Erzeugungstypen

##### Photovoltaik

Die ursprünglich zur Stromversorgung von Satelliten konzipierte moderne Solarzelle entwickelte sich in Folge der Ölkrise Ende der 1970er Jahre und Störfällen in diversen Atomkraftwerken ab Anfang der 1990er Jahre zu einem zuverlässigen und erschwinglichen Massenprodukt. In Deutschland werden etwa 60 % bis 70 % der installierten gesamten Photovoltaikleistung durch sogenannte Dachanlagen bereitgestellt [BMW14]. Dabei handelt es sich um auf Dächern von Wohnhäusern, landwirtschaftlich genutzten Gebäuden oder Industriebetrieben installierte Solarmodule, welche über einen oder mehrere Wechselrichter und Einspeisezähler an das öffentliche Netz angeschlossen sind. Im Rahmen des Anmeldeverfahrens beim zuständigen Verteilnetzbetreiber muss durch den Betreiber eine Voll- oder Überschusseinspeisung der Anlage festgelegt werden.

Anlagen zur Volleinspeisung gemäß Abbildung 2.1 besitzen je einen separaten Einspeise- und Verbrauchszähler und speisen die erzeugte Energie  $W_{Erz}$  direkt in das öffentliche Netz ein. Die Vergütung für diese Erzeugung erfolgt in der Regel jährlich durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber und wird gemäß (2.1) über einen Zeitraum von 20 Jahren nach dem für das Installationsjahr der Anlage gültigen Vergütungssatz  $v_{PV}$  für Photovoltaikanlagen nach dem EEG abgerechnet.

$$E_{VE} = W_{Erz} \cdot v_{PV} \quad (2.1)$$

## 2.1 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Alternativ zu einer Vergütung durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber kann die erzeugte Energie auch direkt vermarktet werden. Diese Form der Veräußerung kann nach dem EEG durch eine Marktprämie gefördert werden, welche die Differenz zwischen Börsenpreis und EEG-Vergütungssatz ausgleicht.

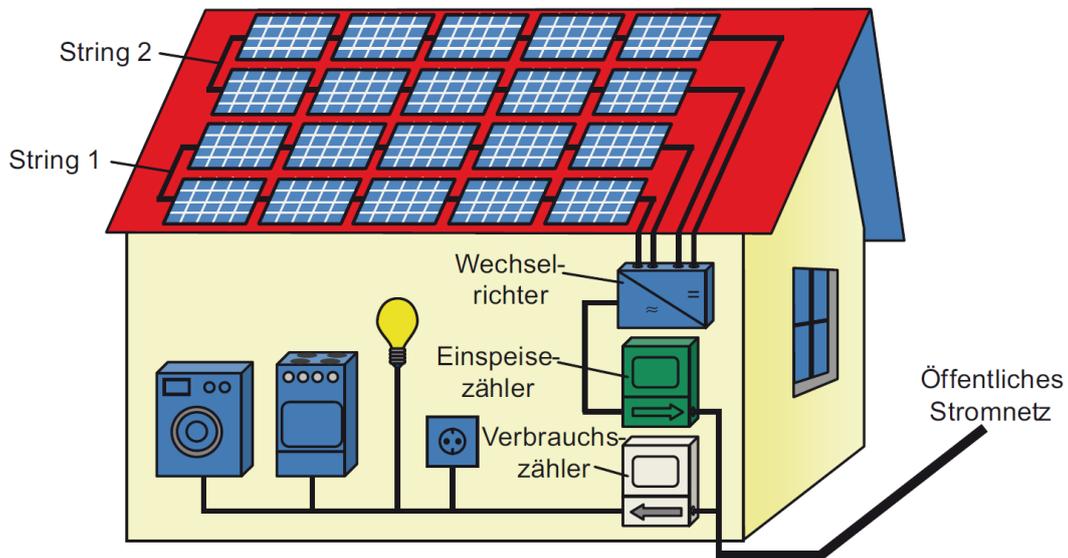


Abbildung 2.1: Aufbau einer Photovoltaik-Dachanlage zur Volleinspeisung [Mer15]

Anlagen zur Überschusseinspeisung sind im Gegensatz zur Volleinspeisung nicht direkt an das öffentliche Netz angeschlossen, sondern speisen gemäß Abbildung 2.2 in das betriebs-eigene Stromnetz ein. Um die Unterscheidung zwischen erzeugter, eigenverbrauchter, rückgespeister und bezogener Energie zu gewährleisten, ist bei diesem Konzept anstelle des reinen Verbrauchszählers ein Zweirichtungszähler zur separaten Messung der bezogenen und rückgespeisten Energie  $W_{\text{Bez}}$  und  $W_{\text{Rück}}$  notwendig. Die Vergütung erfolgt hierbei äquivalent zur Volleinspeisung, wobei lediglich die rückgespeiste Energie einen vergütungsfähigen Anteil darstellt.

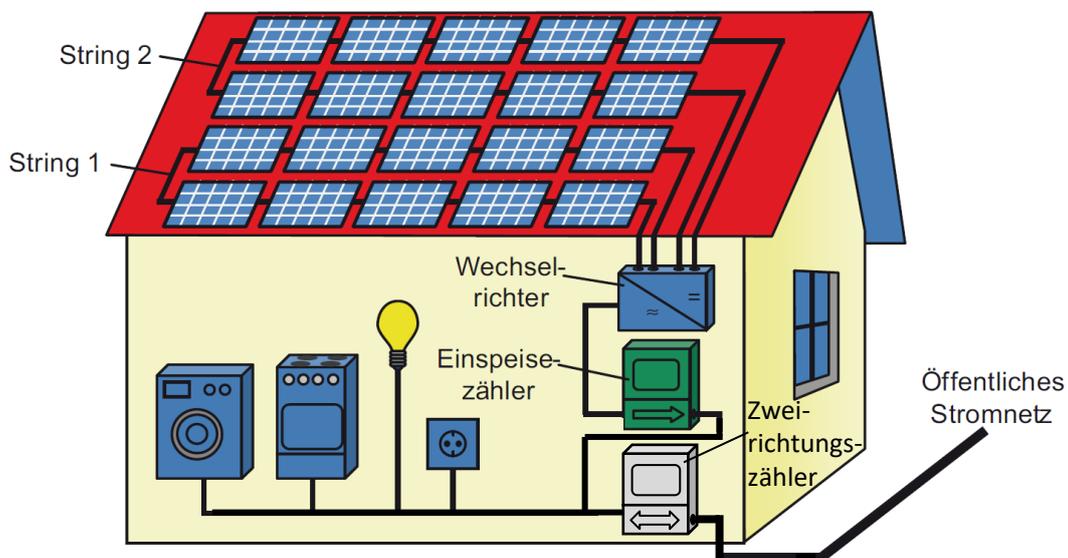


Abbildung 2.2: Aufbau einer Photovoltaik-Dachanlage zur Überschusseinspeisung [Mer15]

## 2.1 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz

Seit Inkrafttreten der EEG-Novelle aus dem Jahr 2014 muss der Anlagenbetreiber auch für die eigenverbrauchte Energie  $W_{\text{eig}}$  einen Anteil  $f_{\text{EEG}}$  der EEG-Umlage tragen, sofern die installierte Leistung seiner Anlage mehr als 10 kW beträgt. Die Einnahmen aus der vergüteten Rückspeisung bei Überschusseinspeisung werden demnach um die zu zahlende EEG-Umlage reduziert und berechnen sich gemäß (2.2).

$$E_{\text{ÜE}} = W_{\text{Rück}} \cdot v_{\text{PV}} - f_{\text{EEG}} \cdot W_{\text{Eig}} \quad (2.2)$$

Die Menge der eigenverbrauchten Photovoltaikenergie wird hierbei aus der Differenz der erzeugten und rückgespeisten Energie bestimmt und ermöglicht dem Verbraucher unter Berücksichtigung des jeweiligen Strompreises  $p_{\text{Strom}}$  zusätzlich Einsparungen der Strombezugskosten nach (2.3).

$$E_{\text{Eig}} = W_{\text{Eig}} \cdot p_{\text{Strom}} \quad (2.3)$$

Die Höhe der erzeugten Photovoltaikenergie hängt neben dem Wirkungsgrad der Module und des Wechselrichters vor allem von der Jahres-Strahlungsenergie  $H$  ab, welche in Deutschland je nach Standort zwischen 900 und 1200 kWh/(m<sup>2</sup>·a) beträgt (siehe Abbildung 2.3).

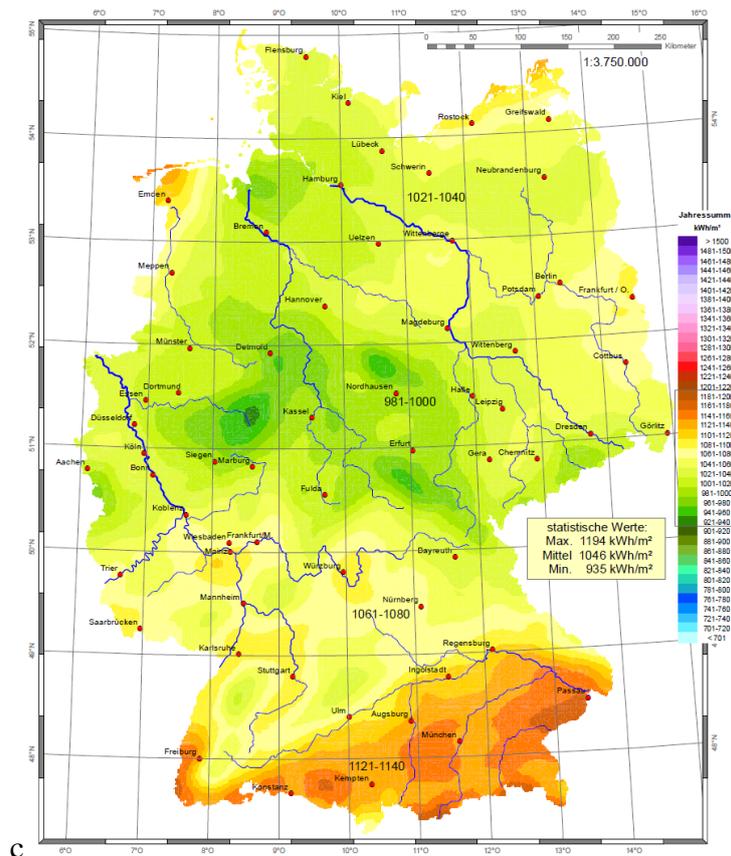


Abbildung 2.3: Globalstrahlungswerte in Deutschland [DWD13]

Der mittlere Wirkungsgrad von Wechselrichtern ist abhängig von deren Dimensionierung, Bauart und Ausnutzungsgrad. Für die Dimensionierung ist der sogenannte Auslegungsfaktor  $SR_{\text{AC}}$  relevant, welcher das Verhältnis der installierten Modulleistung zur Nennleistung des

Wechselrichters darstellt. Basierend auf bestehenden Forschungsergebnissen des Fraunhofer ISE Instituts beträgt der ideale Wert für diesen Faktor 1,0 [Mer15]. Wird der Faktor zu hoch gewählt, kommt es bei hohen Erzeugungsleistungen der Photovoltaikmodule zu einer Begrenzung der Einspeiseleistung durch den Wechselrichter und somit zu einer Ertragsreduktion. Bei niedrigeren Werten von  $SR_{AC}$  treten aufgrund der Überdimensionierung des Wechselrichters und des damit einhergehenden starken Teillastbetriebes hohe Wirkungsgradverluste auf (siehe Abbildung 2.4).

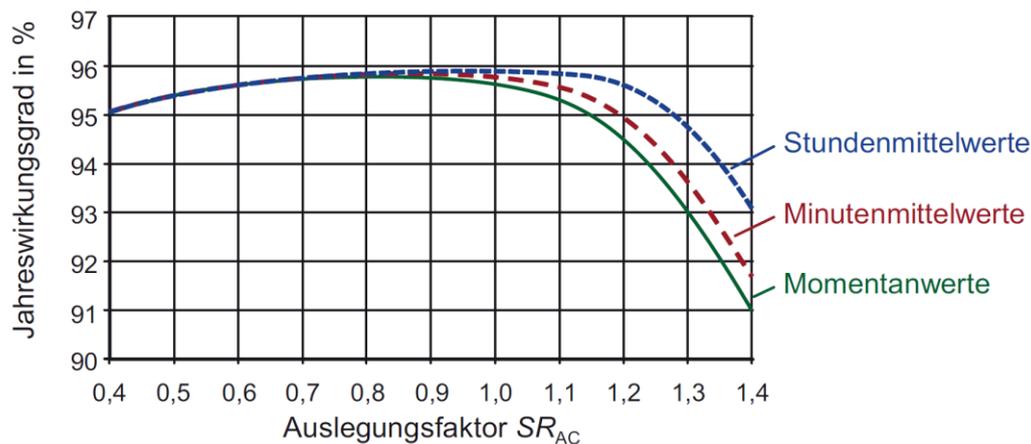


Abbildung 2.4: Jahreswirkungsgrade eines traflosen Wechselrichters in Abhängigkeit von  $SR_{AC}$  [Mer15]

Bei der Bauart von Wechselrichtern kann zwischen Systemen mit Netztransformator oder Hochfrequenztransformator und Systemen ohne Transformator unterschieden werden. Wechselrichter mit 50 Hz Netztransformator sind heute aufgrund ihres schlechten Wirkungsgrades sowie Baugröße und Gewicht so gut wie nicht mehr am Markt verfügbar. Ist dennoch eine galvanische Trennung zwischen Solargenerator und Wechselspannungsnetz erforderlich oder besteht aufgrund sehr niedriger Gleichspannungen seitens der Solarmodule der Bedarf einer Spannungstransformation, kommen inzwischen hauptsächlich Hochfrequenztransformatoren zum Einsatz. Diese bieten aufgrund ihrer niedrigen Induktivität Vorteile bezüglich Wirkungsgrad, Baugröße und Gewicht. Im Normalfall wird heute jedoch gänzlich auf Transformatoren bei PV-Wechselrichtern verzichtet, da ausreichend hohe Gleichspannungen durch die Solarmodule auch ohne galvanische Trennung unter Berücksichtigung des Personenschutzes bereitgestellt werden können. Solche transformatorlosen Systeme zeichnen sich durch sehr hohe Wirkungsgrade und geringe Baugrößen aus.

Weiter ist für den mittleren Wirkungsgrad des Wechselrichters vor allem der Ausnutzungsgrad von Bedeutung. Dieser gibt an, mit welcher Häufigkeit über ein gesamtes Jahr verteilt bestimmte Teillastbereiche des Wechselrichters aktiv sind. Der gesamte anzusetzende Wirkungsgrad ergibt sich dann aus den Wirkungsgraden  $\eta_x$  der jeweiligen Teillastbereiche, welche je nach Häufigkeit ihres Auftretens gewichtet werden. Für Standorte in Mitteleuropa wurde hierfür in der Norm DIN EN 50524 ein einheitlicher Europäischer Wirkungsgrad  $\eta_{EU}$  gemäß (2.4) definiert, welcher je nach System Werte zwischen 92 % und 99 % annehmen kann [Mer15].

$$\eta_{EU} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{10\%} \quad (2.4)$$

Der Wirkungsgrad der Solarmodule ist maßgeblich abhängig von deren Schwachlicht- und Temperaturverhalten. Mit abnehmender Einstrahlung kommt es aufgrund der damit einhergehenden Absenkung von Leerlaufspannung und Leitfähigkeit der Photodiode zu einem geringeren Wirkungsgrad des Moduls und somit zu einer überproportionalen Reduktion der Leistungsabgabe (siehe Abbildung 2.5).

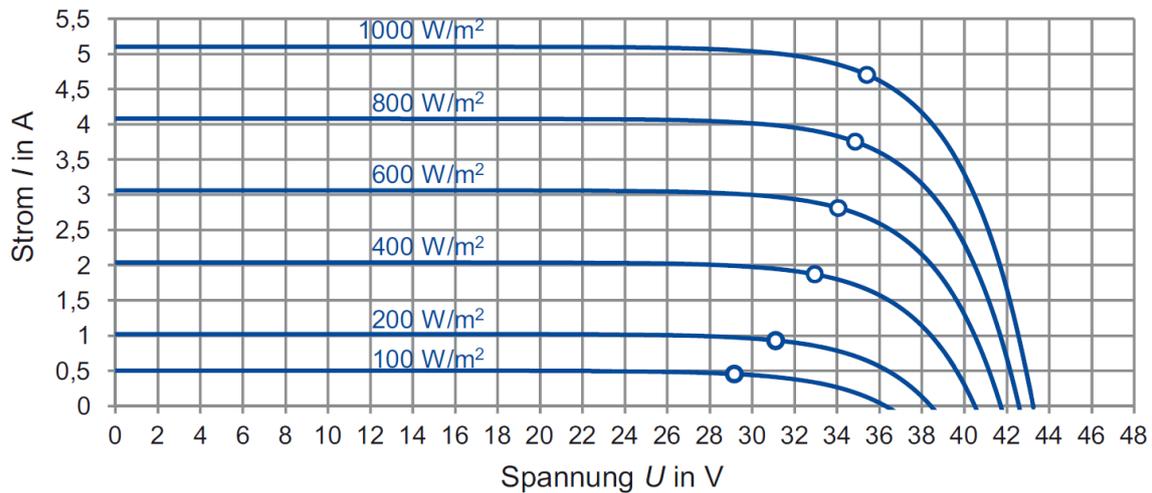


Abbildung 2.5: U-I-Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedenen Einstrahlungen und konstanter Temperatur [Mer15]

Auch die Modultemperatur, welche bis zu 60 °C betragen kann, beeinflusst wie in Abbildung 2.6 zu sehen die Leerlaufspannung durch ihre Auswirkung auf die thermische Bewegung der Elektronen und somit den Sättigungsstrom im Halbleiter. Der Modulwirkungsgrad sinkt also ebenfalls mit zunehmender Modultemperatur.

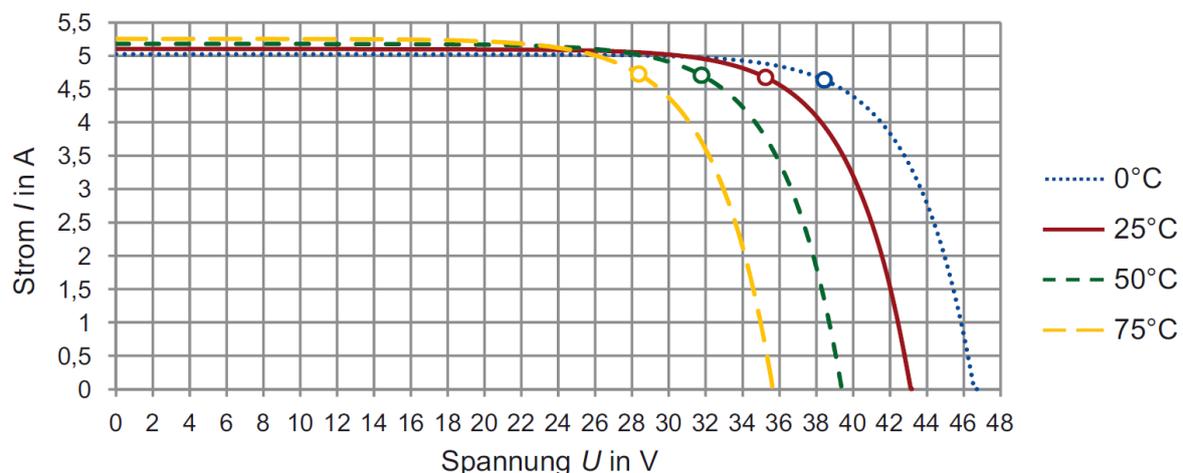


Abbildung 2.6: U-I-Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedenen Temperaturen und konstanter Einstrahlung [Mer15]

Unter Voraussetzung der Standard-Testbedingungen (STC) mit einer Modultemperatur von 25 °C und einer Bestrahlungsstärke von 1000 W/m<sup>2</sup> liegen die Wirkungsgrade  $\eta_{\text{Modul}}$  moderner Silizium-Solarmodule im Bereich von 13 % bis 20 % [Mer15].

Der Jahresertrag  $W_{\text{Erz}}$  einer Photovoltaikanlage kann also unter Kenntnis der beschriebenen Kennwerte sowie der Modulfläche  $A_{\text{Modul}}$  gemäß (2.5) berechnet werden.

$$W_{\text{Erz}} = \eta_{\text{Modul}} \cdot \eta_{\text{EU}} \cdot A_{\text{Modul}} \cdot H \quad (2.5)$$

Die entsprechende Nennleistung der Module kann durch die genormte maximale Bestrahlungsstärke der Sonne  $E_{\text{STC}} = 1000 \text{ W/m}^2$  bestimmt werden.

$$P_N = \eta_{\text{Modul}} \cdot A_{\text{Modul}} \cdot E_{\text{STC}} \quad (2.6)$$

Aufgrund der hohen EEG-Fördersätze für niedrige Nennleistungen bis 30 kW<sub>p</sub> und ihrer guten Eignung zur Dachmontage haben sich Photovoltaikanlagen vor allem auf Niederspannungsebene durchgesetzt. Das dort vorherrschende Spannungsniveau von 400 V trägt zudem zu einem einfachen Netzanschluss der Solaranlagen bei, welche bei Ausgangsspannungen bis maximal 1000 V DC keine nennenswerte Transformation benötigen. Erst ab Nennleistungen von etwa 100 kW<sub>p</sub> erfolgt der Anschluss teilweise auf Mittelspannungsebene, wobei es sich dabei meist um Freiflächenanlagen handelt.

### **Biogas-Blockheizkraftwerke**

Der Großteil der in Deutschland installierten Biogaskraftwerke ist auf Mittelspannungsebene angeschlossen und befindet sich in der Leistungsklasse zwischen 150 kW und 500 kW [BMWi15a] [DBFZ14]. Dabei handelt es sich um mit Biogaserzeugern verbundene Blockheizkraftwerke zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (siehe Abbildung 2.7).



Abbildung 2.7: Aufbau eines Biogaskraftwerks (Quelle: HAASE Energietechnik GmbH)

Das Biogas kann hierbei aus verschiedensten Quellen wie Gülle, Mais, Getreide, Grünschnitt, Bioabfällen und ähnlichem gewonnen werden. Diese Biomasse wird zunächst in einer Vorgrube gelagert und durch Zerkleinerungsanlagen wie Schredder oder Mühlen aufbereitet, bevor es im Fermenter teilweise in Gas umgewandelt wird. Bei dem Fermenter handelt es sich um eine beheizte und mit Rührwerken ausgestattete gas-, wasser- und lichtundurchlässige Anlage, in welcher Mikroorganismen aus dem Substrat Biogas mit einem Methananteil zwischen 50 % und 60 % bilden [VDI08]. Dieses Gas wird anschließend entweder direkt zum Antrieb der Motoren in Blockheizkraftwerken verwendet oder in Gasspeichern zwischengelagert. Über 90 % der Biogaskraftwerke in Deutschland werden mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben, bei welchem vor allem Schweine- oder Rindergülle zum Einsatz kommt [DBFZ14]. Grund dafür ist zum einen die höhere Wirtschaftlichkeit für Anlagengrößen bis 500 kW<sub>el</sub> aufgrund der unkomplizierteren Handhabung von flüssigem Substrat. Zum anderen stellt flüssiges Substrat für Landwirte als vorrangige Betreiber von Biogasanlagen eine stetig verfügbare und kostengünstige Quelle für Biomasse dar.

Bei der Gasverwertung in Blockheizkraftwerken kommen vor allem Verbrennungsmotoren wie der Gas-Otto-Motor oder der auf dem Dieselpinzip basierte Zündstrahlmotor zum Einsatz. Letzterer wird dabei aufgrund von höheren Wirkungsgradverlusten und Wartungskosten vorrangig in kleineren Anlagen angewendet. Die Abwärme des an einen Generator zur Stromerzeugung angeschlossenen Motors wird dabei über Wärmetauscher zur Erhitzung von Wasser verwendet. In der Regel werden bei diesem Vorgang Wirkungsgrade von 38 % elektrisch und 45 % thermisch erreicht. Für den Betrieb der Biogasanlage ist in der Regel eine Strommenge  $W_{\text{Betrieb}}$  in Höhe von 4 – 10 % der gesamten produzierten Strommenge erforderlich [DBFZ14].

Wie bei Photovoltaikanlagen kann auch hier zwischen Anlagen zur Voll- und Überschusseinspeisung unterschieden werden. Im Fall von Biogasanlagen handelt es sich bei Überschusseinspeisung aber meist um Anlagen, welche lediglich ihren Eigenstrombedarf aus dem selbst erzeugten Strom decken, nicht aber zusätzlich den eines Verbrauchers. Die Vergütung erfolgt ebenfalls durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber und wird über einen Zeitraum von 20 Jahren gemäß dem für das Installationsjahr der Anlage gültigen Vergütungssatz  $v_{\text{BM}}$  für Biomasse-Anlagen geleistet. Der Kraftwerkseigenbedarf ist dabei gemäß § 61 EEG vollständig von der EEG-Umlage befreit, allerdings handelt es sich dabei ausschließlich um den Strombedarf des Blockheizkraftwerks und nicht der gesamten Biogasanlage. Die in [SEV06] erläuterten Untersuchungsergebnisse zeigen, dass 50 % des gesamten Eigenstrombedarfes allein auf das BHKW zurückzuführen sind. Unter Berücksichtigung des jeweiligen Strompreises  $p_{\text{Strom}}$  berechnen sich demnach die jährlichen Einnahmen aus einer Biogasanlage zur Überschusseinspeisung gemäß (2.7).

$$E_{\text{ÜE}} = W_{\text{Rück}} \cdot v_{\text{BM}} - f_{\text{EEG}} \cdot 0,5 W_{\text{Betrieb}} - p_{\text{Strom}} \cdot 0,5 W_{\text{Betrieb}} \quad (2.7)$$

Bei dem Großteil der Biogasanlagen handelt es sich nach [DBFZ14] um Anlagen zur Volleinspeisung. Der Eigenstrombedarf der gesamten Anlage wird hierbei aus dem öffentlichen Netz

bezogen und reduziert gemäß (2.8) die jährlichen Einnahmen aus der Vergütung der gesamten erzeugten Energie.

$$E_{VE} = W_{erz} \cdot v_{BM} - p_{Strom} \cdot W_{Betrieb} \quad (2.8)$$

Aufgrund der mittleren Anlagenleistung von etwa 400 kW [DBFZ14] und der damit einhergehenden Notwendigkeit einer hohen Stromtragfähigkeit des Netzes ist etwa 65 % der in Deutschland installierten Erzeugungsleistung aus Biomasse auf Mittelspannungsebene angeschlossen [BMWi15a]. Unter anderem bedingt durch die oftmals großen Entfernungen zwischen Landwirtschaften als Standorten von Biomasse-Kraftwerken und Transformatorstationen sowie Netzanschlusspunkten auf Mittelspannungsebene ist etwa 12 % der gesamten Anlagenleistung aus Biomasse am Niederspannungsnetz angeschlossen, wobei es sich in diesen Fällen ähnlich wie bei Photovoltaikanlagen um kleineren Anlagenleistungen von durchschnittlich etwa 50 kW handelt [NET14].

### 2.1.2 Anforderungen nach der VDE-AR-N 4105

Bei der VDE-Anwendungsregel 4105 handelt es sich um eine Erneuerung der bis zum 1. August 2011 verwendeten VDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“, welche seit dem 1. Januar 2012 für Photovoltaikanlagen und seit dem 1. Juli 2012 für alle anderen Erzeugungsanlagen mit Netzanschlusspunkt auf der Niederspannungsebene gültig ist. Sie gilt zudem für Erzeugungsanlagen auf Mittelspannungsebene mit Nennleistungen unter 100 kW. Das Ziel dieser Anwendungsregel ist vornehmlich die verbesserte Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz und somit eine Reduzierung des damit verbundenen Netzausbaubedarfes. Zudem werden grundlegende Regelungen zu Anmeldung, Netzanschluss, Betrieb und Messung von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz vorgegeben. Im Folgenden werden die zur Netzplanung vornehmlich relevanten Netzanschlussrichtlinien näher erläutert.

#### Zulässige Spannungsänderung

Der von Erzeugungsanlagen in ein Netz eingespeiste Strom resultiert aufgrund der ohmschen Widerstände und Induktivitäten der Leitungen im Netz generell in einer Erhöhung der Spannung. Vor allem im Niederspannungsnetz tritt dieser Effekt mit dem zunehmenden Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen im Rahmen der Energiewende bedingt durch die dort vorherrschenden kleinen Leitungsquerschnitte deutlich auf. Zur Vermeidung von damit verbundenen kritischen Netzzuständen wird die von allen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz verursachte Spannungsänderung gegenüber der Spannung ohne Erzeugungsanlagen an jedem Verknüpfungspunkt auf maximal 3 % der Nennspannung begrenzt. Sofern dieses Kriterium durch den Zubau von Erzeugungsanlagen auf Niederspannungsebene verletzt werden würde, ist vom zuständigen Netzbetreiber ein alternativer Netzverknüpfungspunkt vorzugeben oder ein entsprechender Ausbau des bestehenden Netzes vorzunehmen. In begründeten Einzelfällen und vor allem bei Anwendung von Methoden zur statischen Spannungshaltung wie bei-

spielsweise dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder blindleistungsfähiger Photovoltaik-Wechselrichter kann allerdings von diesem Wert abgewichen werden.

### Blindleistungsfähigkeit

Zur allgemeinen Spannungshaltung, aber vornehmlich zur Reduktion der durch dezentrale Einspeisung hervorgerufenen Spannungserhöhungen müssen alle Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz unabhängig von der Anzahl der einspeisenden Phasen ab einer Wirkleistungsabgabe von mehr als 20 % ihrer Nennleistung mit Verschiebungsfaktoren  $\cos \varphi \neq 1$  betrieben werden können. Die Grenzen des einstellbaren Bereiches sowie die Vorgaben zur Einstellung des Verschiebungsfaktors richten sich wie in Tabelle 2.1 dargestellt nach der Höhe der Anlagennennleistung.

Tabelle 2.1: Vorgaben zur Blindleistungsfähigkeit von Erzeugungsanlagen

Anlagennennleistung	Einstellbereich $\cos \varphi$	Einstellungsart
$S_N \leq 3,68 \text{ kVA}$	$0,95_{\text{ind}}$ bis $0,95_{\text{kap}}$	fest
$3,68 \text{ kVA} < S_N \leq 13,8 \text{ kVA}$	$0,95_{\text{ind}}$ bis $0,95_{\text{kap}}$	Kennlinienvorgabe Netzbetreiber
$S_N > 13,8 \text{ kVA}$	$0,90_{\text{ind}}$ bis $0,90_{\text{kap}}$	Kennlinienvorgabe Netzbetreiber

Die Kennlinienvorgabe bei über Umrichter ans Netz gekoppelten Anlagen wie beispielsweise Photovoltaikgeneratoren erfolgt in der Regel direkt am Umrichter selbst. Bei Erzeugungsanlagen ohne Umrichter wie direkt an das Netz gekoppelte Blockheizkraftwerksgeneratoren kann vom Netzbetreiber im Normalfall aufgrund der fehlenden Möglichkeit zur Blindleistungsregelung keine Kennliniensteuerung gefordert werden. Die Einstellung des dann erforderlichen festen Verschiebungsfaktors kann durch entsprechende Kondensatoren realisiert werden. Bei der Standard-Kennlinie nach der VDE-AR-N 4105 handelt es sich um die in Abbildung 2.8 gezeigte  $\cos \varphi(P)$  - Kennlinie, welche ab einer Wirkleistungsabgabe in Höhe von 50 % der Nennleistung eine lineare Erhöhung der induktiven Blindleistungsbereitstellung bis zum jeweiligen maximalen Verschiebungsfaktor vorsieht.

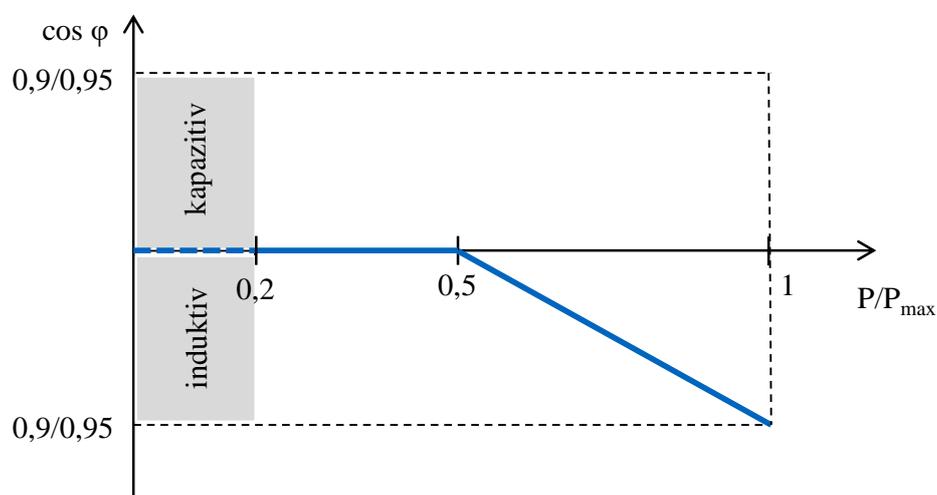


Abbildung 2.8: Standard  $\cos \varphi(P)$  - Kennlinie nach VDE-AR-N 4105

Neben dieser vom VDE empfohlenen Kennlinie kann alternativ auch eine netzspannungsabhängige  $Q(U)$  - Kennlinie eingesetzt werden, welche große Vorteile hinsichtlich eines effizienteren Einsatzes von Blindleistung bietet. Ein zum Zeitpunkt der Erstellung der aktuell gültigen VDE-Anwendungsregel noch nicht vorhandener Nachweis über ein stabiles Verhalten der  $Q(U)$  - Regelung konnte in [Ess12] erbracht werden. Wechselrichter mit integrierter  $Q(U)$  - Kennlinie erhöhen linear ab einer einstellbaren Mindestspannung am Netzanschlusspunkt die bereitgestellte induktive Blindleistung bis zum Erreichen des maximalen Verschiebungsfaktors (siehe Abbildung 2.9).

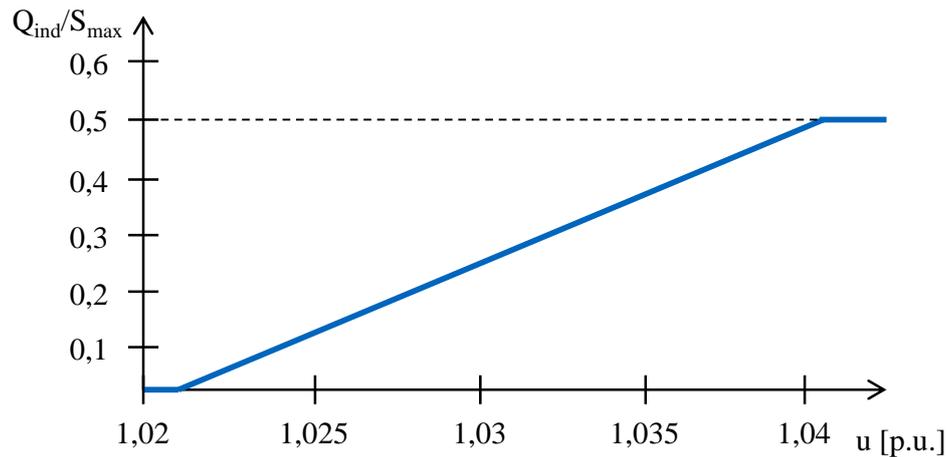


Abbildung 2.9: Beispiel einer  $Q(U)$  - Kennlinie

Generell muss jeder blindleistungsfähige Wechselrichter bei Kennlinienvorgabe durch den Netzbetreiber den geforderten Sollwert innerhalb von 10 Sekunden einstellen können.

## 2.2 Aufbau von Niederspannungsnetzen

Zur Abschätzung des Einflusses von innovativen Betriebsmitteln wie Stromspeichern auf den Ausbaubedarf des Niederspannungsnetzes sind grundlegende Kenntnisse über deren Aufbau erforderlich. In den folgenden Kapiteln wird dieser vor allem hinsichtlich der limitierenden Faktoren bezüglich der Aufnahmefähigkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen erläutert.

### 2.2.1 Betriebsmittel

#### Transformatoren

Niederspannungsnetze zur Versorgung von Endkunden wie Haushalten, Landwirtschaften und kleineren Gewerben werden über einen oder mehrere Transformatoren aus dem Mittelspannungsnetz versorgt. Diese haben in der Regel Bemessungsscheinleistungen zwischen 250 kVA und 2000 kVA mit den Vorzugswerten 250, 400, 630, 1000 und 1600 kVA [Oed11]. Vor allem in ländlich geprägten Netzgebieten sind zudem noch häufig kleinere Niederspannungstransformatoren der Leistungsklassen 50 kVA bis 160 kVA verbaut, bei denen es sich vornehmlich um sogenannte Masttransformatoren handelt. Diese sind nicht wie üblich in einer gesonderten Transformatorstation verbaut, sondern befinden sich direkt auf dem Mast der Mittelspannungsfreileitung. Bei Niederspannungstransformatoren kommt aufgrund der Notwendigkeit eines geerdeten Sternpunktes auf der Unterspannungsseite häufig die Schaltgruppe Dyn5 zum Einsatz. In Deutschland erfolgt der Austausch gemäß einer im Jahr 2015 durchgeführten Analyse nach etwa 30 Jahren Betriebsdauer [FFE15].

#### Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT)

Regelbare Ortsnetztransformatoren sind in der Lage, durch Schalthandlungen unter Last ihr Übersetzungsverhältnis in Abhängigkeit von Spannungsdaten beliebiger Messpunkte im Netz anzupassen (siehe Abbildung 2.10).

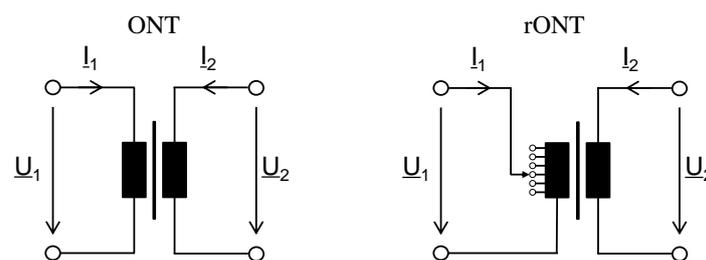


Abbildung 2.10: Schematischer Vergleich zwischen konventionellem und regelbarem Ortsnetztransformator

Dieses Konzept war bis vor einigen Jahren lediglich von den Leistungstransformatoren der höheren Spannungsebenen bekannt, findet jedoch aufgrund der Spannungsanhebung durch dezentrale Erzeugung auch vermehrt in der Verteilnetzebene Anwendung. Durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren kann das Spannungsniveau im gesamten vom rONT versorgten Niederspannungsnetz je nach Belastungsfall angepasst und somit ein Leitungsausbau aufgrund von Überschreitungen der zulässigen Spannungsgrenzwerte vermieden werden. Aufgrund der in etwa doppelten Investitionskosten im Vergleich zu einem konventionellen

Ortsnetztransformator kommen regelbare Systeme bisher nur in Einzelfällen zum Einsatz. Ein weiterer Nachteil von regelbaren Transformatoren besteht in der das gesamte Netzgebiet betreffenden Anpassung des Spannungsniveaus, welche vor allem bei inhomogenen Netztopologien mit sowohl von Last als auch von Einspeisung geprägten Netzstrahlen an lokal begrenzten Stellen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes hervorrufen kann.

### Leitungen

Aufgrund des Landschaftsschutzes und einer geringeren Störanfälligkeit dominiert bei der Stromübertragung auf Niederspannungsebene in Deutschland das Erdkabel deutlich gegenüber der Freileitung. Dabei kommt für die Versorgung der Letztverbraucheranschlüsse hauptsächlich das 50-mm<sup>2</sup>- und für die Hauptleitungen das 150-mm<sup>2</sup>-Al-Kabel zum Einsatz [Ker11] [Lin16]. Die Nutzungsdauer beträgt aufgrund der Resistenz gegen atmosphärische Störungen etwa 40 Jahre [FFE15].

Entlang der Hauptleitungen befinden sich zum Anschluss der Versorgungsleitungen zu den Letztverbrauchern Kabelverteilschränke. Diese aus Kunststoff gefertigten Schränke beinhalten hauptsächlich Sammelschienen zur Kupplung mehrere Leitungsstränge sowie die zugehörigen Sicherungen für die einzelnen Abgänge. Kabelverteilschränke dienen zudem der Verbindung von Freileitungen mit Erdkabeln sowie der Unterbringung von Messgeräten zur Überwachung oder Analyse des Netzes. Ein Austausch erfolgt in etwa alle 30 Jahre [FFE15].

### Längsregler

Längsregler sind seriell zu den Leitungen in das Netz eingebundene Betriebsmittel zur Einspeisung von Spannungen entlang der Leitung. Je nach Bauart und Technik des Längsreglers kann sich diese Spannung entweder in Phase, in Gegenphase oder in beliebiger Phasenlage zum Spannungsfall entlang der Leitung befinden. Mit Längsreglern kann also an deren Installationsort entweder ein spannungssenkender- oder spannungssteigernder Effekt erzielt werden. Das Einkoppeln der Spannung erfolgt dabei in jedem Fall über einen seriell zur Leitung geschalteten Transformator, dessen Spannung je nach eingesetzter Technik durch Leistungselektronik (Static Synchronous Series Compensator) oder magnetisch erfolgt (siehe Abbildung 2.11).

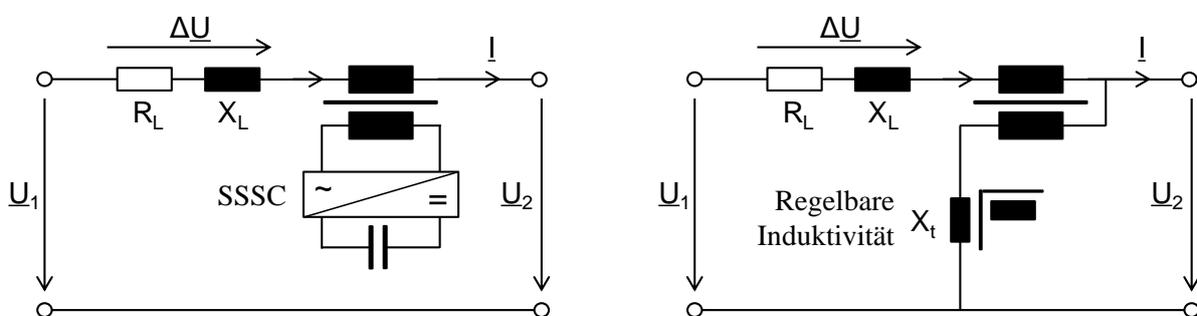


Abbildung 2.11: Schematische Abbildung eines Längsreglers mit leistungselektronischer (links) und magnetischer (rechts) Regelung

Längsregler eignen sich vor allem zum Einsatz zur Spannungsregelung in Netzen mit geringer Leistungsbelastung, da der zur Spannungseinprägung benötigte Blindstrom eine zusätzliche Belastung des Transformators und der Leitungen hervorruft. Aufgrund der noch hohen Kosten und den geringen Erfahrungswerten dieser modernen Betriebsmittel finden sie zum aktuellen Zeitpunkt nur selten Anwendung.

### 2.2.2 Charakteristika

In [Ker11] und [Lin16] erfolgte in den Jahren 2011 bzw. 2015 zur Ermittlung charakteristischer Eigenschaften von Niederspannungsnetzen eine Analyse von 86 bzw. 358 realen Netze verschiedener Verteilnetzbetreiber in Bayern. Diese wurden dabei je nach Anzahl der Verbraucher pro Transformatorstation, mittleren Hausabständen und Transformatorbemessungsscheinleistungen in die drei Klassen Landnetz, Dorfnetz und Vorstadtnetz eingeteilt. Aufgrund des niedrigen Photovoltaik-Dachflächenpotentials und der generell größeren Dimensionierung der Betriebsmittel in Vorstadtnetzen kann vor allem in Land- und Dorfnetzen von einem großen Netzausbaubedarf im Rahmen der Energiewende ausgegangen werden. Aus diesem Grund beschränken sich alle Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit auf die Netzklassen Land und Dorf. Bezüglich der Bemessungsscheinleistungen der Transformatoren zeigen die Untersuchungsergebnisse aus [Ker11] wie in Abbildung 2.12 zu sehen eine deutliche Dominanz von 100 kVA und 160 kVA Transformatoren in den Landnetzen, während die Analyse aus [Lin16] einen deutlichen Trend zu größeren Leistungsklassen von 160 kVA und 250 kVA zeigt. Ursache dafür kann neben der unterschiedlichen Datengrundlage der in den Jahren 2011 bis 2015 durchgeführte Netzausbau aufgrund zunehmender dezentraler Erzeugung sein. In Dorfnetzen kommen vorwiegend die Leistungsklassen 250 kVA und 400 kVA zum Einsatz.

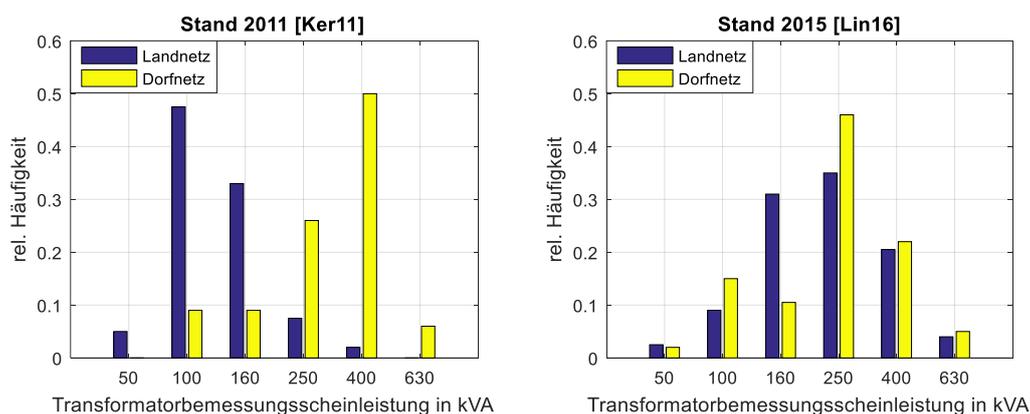


Abbildung 2.12: Relative Häufigkeit verschiedener Transformatorleistungsklassen in den Netzklassen Land und Dorf nach [Ker11] und [Lin16]

Zudem wurde aus den Analysen in [Ker11] und [Lin16] die vorrangige Verwendung von Erdkabeln mit Leitungsquerschnitt  $150 \text{ mm}^2$  in Dorfnetzen und eine in etwa gleiche Häufigkeit von Erdkabeln und Freileitungen in Landnetzen ersichtlich.

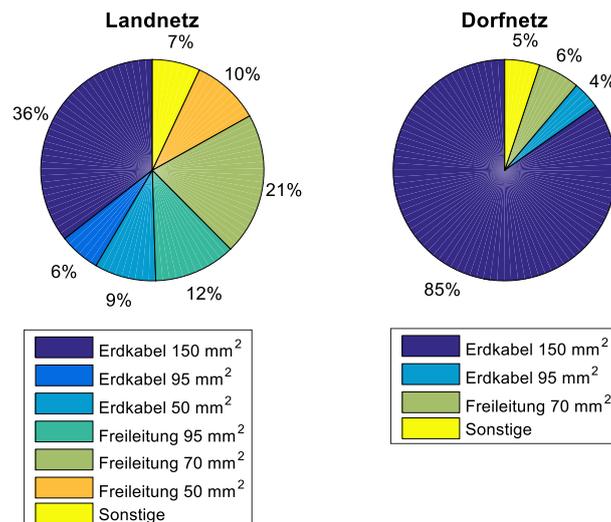


Abbildung 2.13: Häufigkeitsverteilung der Leitungstypen in Netzstrahlen für die Netzklassen Land und Dorf nach [Ker11]

Dabei werden in den Landnetzen bei Erdkabelverlegung aufgrund der dünneren Besiedlung im Durchschnitt kleinere Leitungsquerschnitte verwendet als bei den Dorfnetzen. Die Freileitungen besitzen in der Regel Querschnitte zwischen 50 mm<sup>2</sup> und 95 mm<sup>2</sup> und werden meist als VPE-isolierte Aluminiumleiter ausgeführt. Abbildung 2.13 zeigt die in [Ker11] ermittelten Häufigkeiten der Leitungstypen für beide Netzklassen.

Typische Netzformen für die Klassen Land und Dorf sind Strahlennetze mit null bis drei Verzweigungen pro Netzstrahl (siehe Abbildung 2.14).

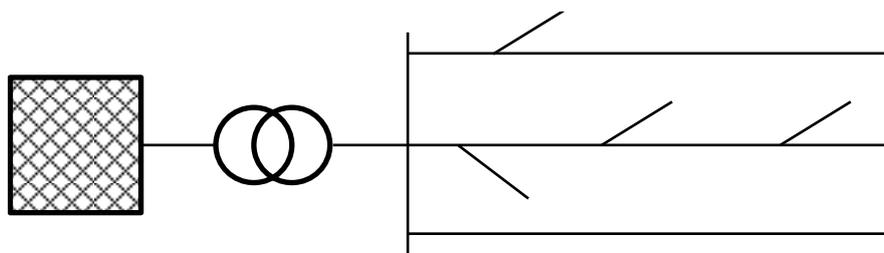


Abbildung 2.14: Schematische Darstellung eines typischen Niederspannungsnetzes der Klassen Land und Dorf

Von den eventuell abzweigenden Nebenstrahlen gehen dabei mit Ausnahme der einzelnen Hausanschlussleitungen in der Regel keine weiteren Abgänge ab [Ker11]. Das Verhältnis von ohmschem zu induktivem Summenwiderstand von Niederspannungsnetzen wird vornehmlich durch die Leitungstypen definiert und besitzt typische Werte von  $R/X = 2,5$  für Kabel- und  $R/X = 2$  für Freileitungsnetze [Ess12].

### 2.2.3 Aufnahmefähigkeit

Die Fähigkeit von Niederspannungsnetzen, Leistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen aufzunehmen und gegebenenfalls in die überlagerten Spannungsebenen abzutransportieren ist im

Wesentlichen durch die Belastungsgrenzen der oben genannten Betriebsmittel und das zulässige Spannungsband begrenzt. Eine Erhöhung dieser Aufnahmefähigkeit kann sowohl durch konventionellen Netzausbau, als auch durch den Einsatz moderner Betriebsmittel wie regelbarer Ortsnetztransformatoren oder Längsregler erzielt werden. Zudem bieten Stromspeicher aller Art die Möglichkeit zur Pufferung von Leistungsspitzen und können bei entsprechender Steuerung ebenfalls zur Entlastung des Netzes beitragen. Im Folgenden werden die einschränkenden Faktoren für die Aufnahmefähigkeit der Netze sowie der damit verbundene Netzausbau näher erläutert.

### **Betriebsmittelauslastung**

Einschränkende Betriebsmittel bezüglich der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen sind vornehmlich Transformatoren und Leitungen. Vor allem im Rückspeisefall können Leistungsflüsse am Transformator auftreten, welche diejenigen im Lastfall betragsmäßig deutlich übersteigen und somit zu einer Überschreitung der Bemessungsscheinleistung des Transformators führen können. Eine solche durch volatile Erzeugung hervorgerufene zeitlich begrenzte Überlastung stellt jedoch generell kein Problem dar, solange die im DIN EN 60076-7 Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren geforderte zulässige Höchsttemperatur von 120 °C bei zyklischer Belastung nicht überschritten wird. Die in [Ker11] durchgeführten Untersuchungen zum Temperaturverhalten von ölgefüllten Netztransformatoren zeigen, dass bezüglich der genannten Norm eine durch Photovoltaikerzeugung hervorgerufene Überlastung des Transformators von bis zu 170 % seiner Bemessungsscheinleistung zulässig ist. Den begrenzenden Faktor stellt somit die Strombelastbarkeit der zum Transformator gehörenden Armaturen und Klemmen dar, welche nach der Norm bei 150 % des Bemessungsstromes liegt. In der Praxis werden Transformatoren in der Regel allerdings nur bis zu einer maximalen Leistung in Höhe von 120 % der Bemessungsscheinleistung betrieben [FNN14]. Dieser Wert dient in allen folgenden Untersuchungen der vorliegenden Arbeit als Belastungsgrenze für Ortsnetztransformatoren.

Bei den Energiekabeln sollte der Bemessungsstrom nach den Untersuchungen in [Ker11] auch durch die zeitlich begrenzte Erzeugungsleistung aus Photovoltaikanlagen nicht überschritten werden. Dies wird in den Annahmen zur Netzausbauberechnung in [den12] und [FNN14] bestätigt. Aus diesem Grund wird in der vorliegenden Arbeit für die Belastungsgrenze von Energiekabeln ein Strom in Höhe von 100 % des Bemessungsstromes angenommen.

### **Zulässige Spannungsgrenzen**

Eine weitere Einschränkung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen stellen die zulässigen Spannungsgrenzen dar. Diese sind in der Norm DIN EN 50160 auf 90 % der Nennspannung für den unteren, sowie auf 110 % der Nennspannung für den oberen Grenzwert definiert. Ausschlaggebend sind hierbei die wöchentlichen 95 %-Quantile der Zehnminutenmittelwerte der Spannung. Zudem muss der in Kapitel 2.1.2 beschriebene maximale Spannungshub durch Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz in Höhe von 3 % der Nennspannung gemäß VDE AR-N 4105 berücksichtigt werden. Sofern der Netzbetreiber in

dem betreffenden Niederspannungsnetz keine Möglichkeiten zur statischen Spannungshaltung zur Verfügung hat, stellt diese Norm das begrenzende Kriterium für die spannungsseitige Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen dar. Eine Verletzung des unteren Spannungsgrenzwertes gemäß DIN EN 50160 im Starklastfall tritt aufgrund einer entsprechend darauf abgestimmten Dimensionierung des Netzes in der Regel nicht auf.

Sind im Niederspannungsnetz Möglichkeiten zur statischen Spannungshaltung wie regelbare Ortsnetztransformatoren, Längsregler oder auch Stromspeicher vorhanden, muss der maximale Spannungshub in Höhe von 3 % der Nennspannung gemäß VDE AR-N 4105 nicht mehr berücksichtigt werden, sofern das zulässige Spannungsband von 90 % bis 110 % der Nennspannung nach DIN EN 50160 durch Einsatz der vorhandenen Optionen eingehalten werden kann. Um auch hier den notwendigen Netzausbau bzw. die Dimensionierung der Betriebsmittel zur statischen Spannungshaltung abschätzen zu können, ist die Definition eines Worst-Case-Szenarios bezüglich der Aufteilung des Spannungsbandes auf die Spannungsebenen im Einspeisefall notwendig, welche in keiner Norm festgelegt ist. In [Par15] werden verschiedene Ansätze zur Aufteilung des Spannungsbandes aus der Literatur zusammengefasst. Diese unterscheiden sich in der Ausgangsspannung des HS/MS-Umspannwerkes und den Spannungsanhebungen entlang der Leitungen der Mittelspannungsebene, der Transformatorimpedanz der Ortsnetzstation und der Leitungen im Niederspannungsnetz im Rückspeisefall. Dabei gehen die meisten Ansätze, mit Ausnahme von [den12], von einer Ausgangsspannung über 100 % der Nennspannung am HS/MS-Umspannwerk aus. Grund dafür ist der bis zum Einsetzen der Energiewende dominierende Lastfall, in dem die Netze als reine Verbrauchernetze mit Spannungsabfall in Richtung Verbraucher in den unteren Spannungsebenen betrieben und deshalb zum Ausgleich in der Regel an den HS/MS-Umspannwerken Spannungen im Bereich von 102 % bis 105 % der Nennspannungen eingestellt wurden. Abbildung 2.15 zeigt die verschiedenen Ansätze aus der Literatur.

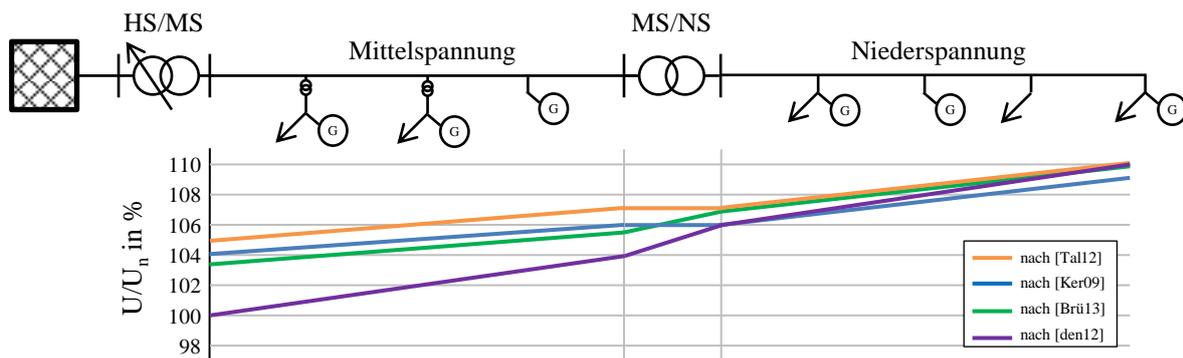


Abbildung 2.15: Schematische Darstellung der Spannungsaufteilung auf die Spannungsebenen nach [Tal12], [Ker09], [Brü13] und [den12]

Verbindliche Randbedingungen für alle Ansätze zur Spannungsaufteilung sind die für Erzeugungsanlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz reservierten Spannungsbänder. Diese betragen nach der VDE AR-N 4105 3 % der Nennspannung für Anlagen am Nieder- und nach der BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ 2 % der Nennspannung für Anlagen am Mittelspannungsnetz. Die Ansätze können sich somit in der Ausgangsspan-

nung am HS/MS-Umspannwerk sowie in dem durch Rückspeisung aus der Niederspannungsebene hervorgerufenen Spannungshub im Mittelspannungsnetz unterscheiden. Auch kann in der Niederspannungsebene ein Spannungsband von mehr als 3 % für die Erzeugungsanlagen vorgesehen werden. Ausschlaggebend für die in dieser Arbeit relevanten Berechnungen zum notwendigen Netzausbau auf Niederspannungsebene ist die anzunehmende Spannung auf der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators, da diese das auf Niederspannungsseite verfügbare Spannungsband eingrenzt. Um diesbezüglich das Worst-Case-Szenario abzubilden, soll für die Untersuchungen in dieser Arbeit derjenige Ansatz mit der höchsten anzunehmenden Spannung an der oberspannungsseitigen Sammelschiene des Ortsnetztransformators gewählt werden. Dabei handelt es sich um den Ansatz nach [Tal12] mit einer Spannung von 107 % der Nennspannung am Eingang des Ortsnetztransformators. Auch in [Ker09] wird der Niederspannungsebene inklusive MS/NS-Umspannung ein Spannungsband von nur 3 % der Nennspannung zugewiesen, da ein Sicherheitsabstand von 1 % der Nennspannung zur oberen Spannungsgrenze eingehalten werden soll. Zudem haben die in [Par15] durchgeführten Untersuchungen in einem bayerischen Netzgebiet gezeigt, dass der durch die Rückspeisung aus der Niederspannungsebene hervorgerufene Spannungshub im Mittelspannungsnetz bis zu 4 % der Nennspannung betragen kann. Zusammen mit dem für Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz reservierten Spannungshub von 2 % bedeutet dies einen Spannungshub von bis zu 6 % der Nennspannung entlang der Mittelspannungsebene. Bei einer Ausgangsspannung von 101 % der Nennspannung am HS/MS-Umspannwerk wäre somit die maximale Spannung am Eingang des Ortsnetztransformators bereits erreicht.

Aus den oben genannten Gründen wird in dieser Arbeit auch bei Berücksichtigung von Möglichkeiten zur statischen Spannungshaltung von einem zulässigen Spannungshub von 3 % der Nennspannung in der Niederspannungsebene ausgegangen. Für alle Berechnungen wird die Eingangsspannung des Ortsnetztransformators deshalb auf 107 % der Nennspannung gesetzt.

### **Netzausbaumaßnahmen**

Sofern die Auslastung der Betriebsmittel oder die Spannungen im Netz die zulässigen Grenzwerte verletzen, erfolgt in der Regel ein Ausbau des Netzes durch den Netzbetreiber. Der konventionelle Netzausbau sieht dabei in der Regel eine Verstärkung der Energieleitungen sowie gegebenenfalls einen Austausch des Ortsnetztransformators vor. Durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Längsreglern kann vor allem der Leitungsausbau verhindert oder verringert werden, während der Einsatz von Stromspeichern durch Verringerung der rückgespeisten Leistung auch den Austausch von Transformatoren verhindern kann. Generell ist der Einsatz dieser modernen Betriebsmittel nur dann von Vorteil, sofern sich deren Installation und Betrieb kostengünstiger darstellt als konventioneller Netzausbau. Aus diesem Grund ist eine Abschätzung des Investitionsbedarfes für den konventionellen Netzausbau in jedem Fall erforderlich.

In [den12] wird ein grundsätzliches Konzept zur Abschätzung des Netzausbaubedarfes auf Niederspannungsebene vorgestellt, welches auch in [FNN14] und weiteren Veröffentlichungen bis heute Anwendung findet. Dabei wird zwischen dem spannungs- und strombedingten

Ausbau des Netzes unterschieden. Sofern in dem betrachteten Netz unter Vernachlässigung der Lasten Verletzungen der zulässigen Spannungsgrenzen auftreten, erfolgt der Zubau einer parallelen Leitung zwischen dem Transformator und 2/3 der Länge zum transformatorfernsten Netzknoten mit kritischer Spannung. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt bis keine Verletzung der Spannungsgrenzen mehr auftreten. Kommt es dagegen zu einer unzulässig hohen Belastung von Leitungen, erfolgt der Zubau einer parallelen Leitung vom Transformator bis zur Hälfte der Länge des überlasteten Netzstranges (siehe Abbildung 2.16).

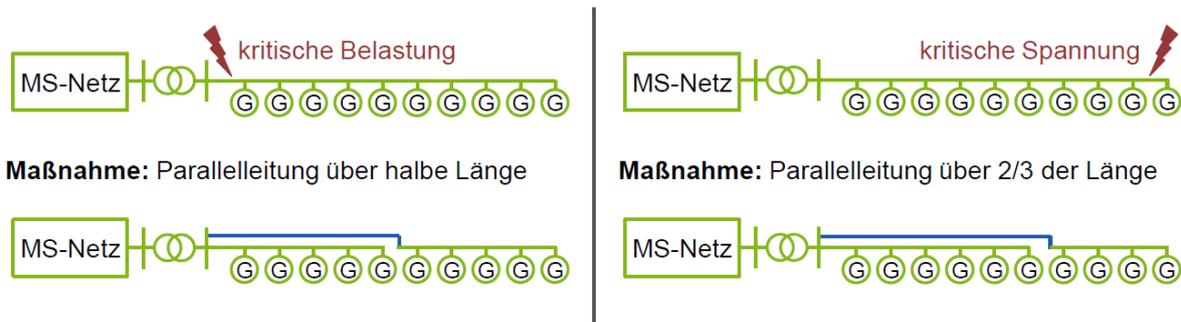


Abbildung 2.16: Netzausbaumaßnahmen durch partielle Parallelleitungen [den12]

Bei den zuzubauenden Leitungen handelt es sich generell um Leitungen mit einem Querschnitt von  $150 \text{ mm}^2$ . Treten an mehreren räumlich benachbarten Netzsträngen kritische Spannungen oder Überlastungen auf, so erfolgt die Installationen einer zusätzlichen Transformatorstation und somit eine Aufteilung in zwei separate Niederspannungsnetze (siehe Abbildung 2.17).

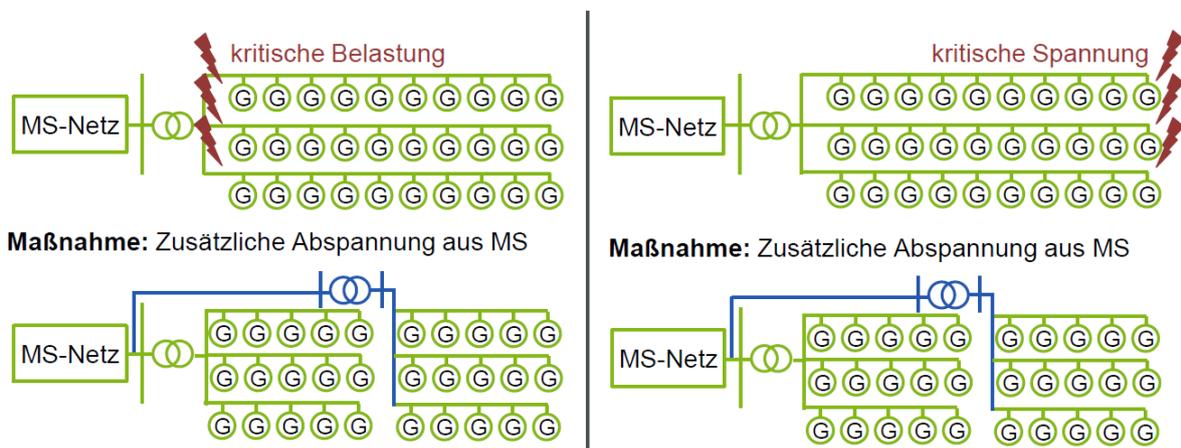


Abbildung 2.17: Netzausbaumaßnahmen durch zusätzliche Transformatorstation [den12]

Bei unzulässig hohen Auslastungen von Transformatoren erfolgt ein Austausch mit einem neuen Transformator der Leistungsklasse 630 kVA.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen zum Netzausbaubedarf auf Niederspannungsebene orientieren sich zum großen Teil an der hier dargestellten Vorgehensweise nach [den12]. Die hierfür anzunehmenden Investitionskosten orientieren sich an den Erhebungen nach [FFE15] und können Anhang 2 entnommen werden.

### 2.3 Lastnachbildung in Niederspannungsnetzen

Für eine realistische Abbildung der Rahmenbedingungen in Niederspannungsnetzen ist je nach Anforderung auch die Berücksichtigung der angeschlossenen Lasten notwendig. Vor allem zur Durchführung von Lastprofilsimulationen, in denen der komplexe Lastfluss für mehrere aufeinanderfolgende Zeitschritte berechnet wird, stellen möglichst realitätsnahe Lastprofile der Verbraucher die Basis für die Durchführung der Simulationen dar. Netzbetreiber greifen hierfür auf die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zur Verfügung gestellten Standardlastprofile zurück, welche sich in den drei Klassen Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe unterscheiden. Bei diesen Profilen handelt es sich um die mittleren Ganglinien für Werktag, Samstag sowie Sonn- und Feiertage einer Vielzahl in [Düw85] ausgewerteter Lastprofile. Die saisonalen Unterschiede werden dabei durch eine Aufteilung in Winter- (01.11. bis 20.03.), Sommer- (15.05. bis 14.09.) und Übergangszeit berücksichtigt. Da es sich bei den Standardlastprofilen lediglich um auf den durchschnittlichen Jahresenergieverbrauch bezogene Mittelwerte handelt, können sie nicht zur Nachbildung einzelner Verbraucher herangezogen werden und eignen sich lediglich zur Nachbildung von Summenlastprofilen ab etwa 150 Verbrauchern [Ker11].

Um möglichst realitätsnahe Ergebnisse bei Lastprofilsimulationen zu erreichen, ist also die Verwendung von gemessenen oder synthetisch generierten Einzellastprofilen notwendig. Da gemessene Lastprofile nicht immer in ausreichender Anzahl zur Verfügung stehen, werden im Rahmen dieser Arbeit synthetisch generierte Lastprofile nach [Wag16] verwendet. Diese basieren auf einem Bottom-Up-Ansatz, welcher aus auf statistischen Daten basierender Überlagerung von einzelnen Lastkurven verschiedener Verbrauchergeräte realistische Einzellastprofile für Haushalte generiert. Die somit erzeugten individuellen Lastprofile streuen in ihrem Jahresenergiebedarf um den Wert eines 2-Personen-Haushaltes. Zur Anpassung an eventuell geforderte Jahresenergieverbräuche kann eine einfache Skalierung der Profile erfolgen. Abbildung 2.18 zeigt zur Verdeutlichung der Unterschiede den Vergleich des Standardlastprofils für Haushalte (H0) mit einem beliebigen synthetisch generierten Haushaltslastprofil nach [Wag16].

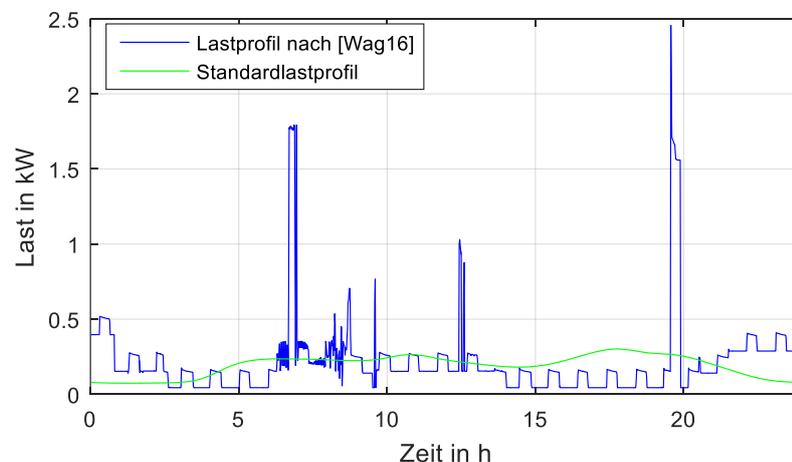


Abbildung 2.18: Vergleich des BDEW-Standardlastprofils H0 mit einem synthetischen Lastprofil nach [Wag16] bei gleichem Energieinhalt

### **2.4 Zusammenfassung**

Die Energieerzeugung in deutschen Niederspannungsnetzen ist stark durch Photovoltaik dominiert, wobei auch die Erzeugung aus Biogaskraftwerken nicht vernachlässigt werden kann. Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung auf Niederspannungsebene im Rahmen der Energiewende erfolgte 2011 eine Novellierung der technischen Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, welche die Rahmenbedingungen für eine optimierte Integration in das Stromnetz definierte. Dennoch führt der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien vor allem auf Niederspannungsebene aufgrund der starken Auslastung von Betriebsmitteln und unzulässig hohen Spannungshüben im Rückspeisefall zu einem erheblichen Ausbaubedarf der Netze. Diese Entwicklung begünstigt die Forschung an und den Einsatz von innovativen Betriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren, Längsreglern und Stromspeichern, welche gegebenenfalls eine kostengünstigere Alternative zu dem nach [den12] abschätzbaren konventionellen Netzausbau darstellen können. Sofern bei Zeitreihenberechnungen auf Niederspannungsebene die Berücksichtigung von Verbrauchern notwendig ist, sollte zugunsten gemessener oder synthetisch generierter Einzellastprofile auf die BDEW-Standardlastprofile verzichtet werden.

### **3 Stationäre elektrische Energiespeicher**

Energiespeichern als Flexibilitätsoption zum Ausgleich der volatilen und nur bedingt steuerbaren Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird mit deren zunehmendem Ausbau im Rahmen der Energiewende in Deutschland eine immer größer werdende Bedeutung zugesprochen. Neben dem bewährten Einsatz zur Bereitstellung von Primärregelleistung oder als Endkundenanlage zur Zwischenspeicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen bieten Energiespeicher zudem vor allem auf Verteilnetzebene Möglichkeiten zur Netzengpass- und somit Netzausbauvermeidung durch Zwischenspeicherung von Erzeugungsspitzen, aber auch ein marktorientierter Einsatz von Speichern zur Glättung von durch volatile Erzeugung hervorgerufenen Strompreisschwankungen kann zu einer besseren Integration erneuerbarer Energien beitragen. Aufgrund der noch hohen Investitionskosten, der geringen Erfahrungswerte und vor allem der bis zum heutigen Zeitpunkt noch undurchsichtigen und markthemmenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen kann das volle Potential von Energiespeichern im deutschen Energiesystem zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht voll ausgeschöpft werden. Dieses Kapitel soll einen Überblick über mögliche Technologien und Anwendungsfelder für stationäre Energiespeicher und deren Rahmenbedingungen beim Anschluss an das öffentliche bzw. private Stromnetz bieten. Besonderer Fokus liegt dabei auf Batteriespeichersystemen im Nieder- und Mittelspannungsnetz.

#### **3.1 Speichertechnologien**

Für eine stationäre Speicherung elektrischer Energie können je nach Anforderung verschiedene Technologien zum Einsatz kommen. Diese unterscheiden sich in mehreren Faktoren wie Energiedichte, Wirkungsgrad, Speichermedium, Ansteuerungsgeschwindigkeit, Verfügbarkeit, Selbstentladungsrate, Zyklenfestigkeit oder kalendarischer Alterung. Im Folgenden werden die gängigen Speichertechnologien vorgestellt und hinsichtlich ausgewählter Kriterien miteinander verglichen.

##### **3.1.1 Mechanische Speicher**

Mechanische Energiespeicher wandeln elektrische Energie in eine beliebige Form der mechanischen Energie um. Dabei handelt es sich je nach Speichertechnologie in der Regel um potenzielle oder kinetische Energie.

##### **Pumpspeicherkraftwerke**

Pumpspeicherkraftwerke werden aufgrund ihrer im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken schnellen Anfahrtschwindigkeit von ein bis drei Minuten auf Nennleistung in der Regel vornehmlich zum Ausgleich der Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch im Energiesystem eingesetzt [Sau06]. Dies beinhaltet vor allem das Bilanzkreismanagement, den Handel an der Strombörse und die Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt, weniger jedoch eine Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt, welcher höhere Anforderung an die Regelgeschwindigkeit stellt [FFE14]. Für Bilanzkreisverantwortliche wie Energieversor-

gungsunternehmen oder Kraftwerksbetreiber stellen Pumpspeicherkraftwerke somit eine wichtige Ressource für ein effizientes Wirtschaften dar.

Die Ein- und Ausspeicherung elektrischer Energie erfolgt dabei durch den Austausch von Wasser zwischen einem Speichersee (Oberbecken) und einem tieferliegenden Reservoir (Unterbecken), welcher bei Einspeicherung durch den Antrieb elektrischer Pumpen und bei Ausspeicherung durch das Durchleiten durch Turbinen erfolgt (siehe Abbildung 3.1).

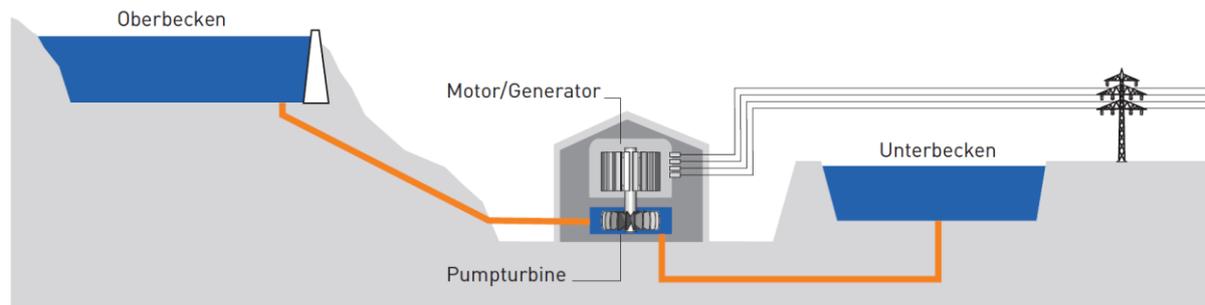


Abbildung 3.1: Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks [EBW16]

Das Volumen der Speicherseen ist gewöhnlich auf eine Erbringungsdauer von 8 Stunden unter Vollast ausgelegt. Die Energiedichte ist stark von der Fallhöhe des Wassers abhängig und beträgt in etwa 0,3 bis 1,4 Wh/kg [Ste14]. Der Wirkungsgrad des Ladevorgangs ist maßgeblich durch die Pumpen definiert und liegt bei etwa 82 %, beim Entladevorgang sind vor allem die Turbinen ausschlaggebend und der Wirkungsgrad beträgt etwa 89 %. Bei Pumpspeicherkraftwerken kann somit von einem Gesamtwirkungsgrad in Höhe von 73 % ausgegangen werden. Die Selbstentladung von Pumpspeichern wird durch Verdunstung oder Versickerung des Wassers im Speichersee hervorgerufen und liegt bei etwa 0 bis 0,05 % pro Tag. Die Lebensdauer ist vor allem durch die Alterung der Pumpen und Turbinen begrenzt und liegt je nach Nutzung zwischen 30 und 60 Jahren. Da das Verschleißverhalten je nach Pumpspeicherkraftwerk stark variiert, können jedoch keine Aussagen über die genaue Zyklenfestigkeit getroffen werden [FFE14]. Nach [Ste14] nimmt diese jedoch Werte zwischen 13000 und 30000 Zyklen an. Die kalendarische Alterung liegt bei Pumpspeicherkraftwerken im Bereich von 40 bis 100 Jahren [Ste14].

Aufgrund der lokal begrenzten Verfügbarkeit durch die Notwendigkeit von großen Gefällen und dem häufigen Anschluss an die Hoch- oder Höchstspannungsebene eignen sich Pumpspeicherkraftwerke unabhängig von der Wirtschaftlichkeit ausschließlich für einen rein strommarktorientierten Betrieb und nicht zur Vermeidung von Netzengpässen oder ähnlichen Anwendungen. Auf Nieder- und Mittelspannungsebene kommen Pumpspeicherkraftwerke deshalb nur selten bzw. in sehr niedrigen Leistungsklassen vor.

#### **Druckluftspeicherkraftwerke**

Druckluftspeicher bedienen aufgrund des vergleichbaren technischen Prinzips ähnliche Anwendungen wie Pumpspeicherkraftwerke, konnten sich jedoch aufgrund der anspruchsvollen aber notwendigen lokalen Gegebenheiten, der hohen Baukosten sowie der niedrigen Wir-

kungsgrade nicht durchsetzen. Als bisher einziges deutsches Druckluftspeicherkraftwerk ist seit 1978 die von E.ON betriebene Anlage Huntorf in Niedersachsen am Netz.

Als Speichermedium dient bei dieser Art von Speicherkraftwerken Luft, welche durch den Einsatz von an einen Motorgenerator gekoppelten Kompressions- und Expansionseinheiten elektrische Energie verbrauchen und wieder erzeugen kann.



Abbildung 3.2: Skizze eines Druckluftspeicherkraftwerks [EBW16]

Hierbei muss zwischen diabaten und adiabaten Kraftwerken unterschieden werden. Bei Einspeicherung in diabaten Anlagen wird dem Netz nicht nur elektrische Energie zum Betrieb von Nieder- und Hochdruckkompressoren, sondern zudem zur Kühlung der Luft während des Kompressionsprozesses entnommen. Dieser Prozess kann bis zum Erreichen des Maximaldrucks in der Speicherkaverne, bei der es sich um ausgehöhlte Salzstöcke oder Bergwerke handeln kann, ausgeführt werden. Die Ausspeicherung erfolgt durch Entspannung der zuvor in Brennkammern durch Zumischung und Zündung von brennbarem Gas aufgeheizten Kavernenluft in einer Hoch- und Niederdruckturbine. Im diabaten Kraftwerksprozess wird somit bei Ausspeicherung zusätzliche Energie durch extern zugeführte Wärme erzeugt, welche dem Netz zuvor nicht entnommen wurde. Aus diesem Grund kann der damit zu erreichende Gesamtwirkungsgrad von bis zu 55 % auch nicht direkt mit klassischen Energiespeichern verglichen werden [Ste14]. Adiabate Druckluftspeicher benötigen im Gegensatz dazu keine externe Wärmezufuhr bei Ausspeicherung und keine gesonderte Kühlung der Luft bei deren Kompression. Vielmehr kann durch Verwendung eines Wärmespeichers die bei Kompression entstehende Abwärme zur Vorwärmung der Kavernenluft bei Expansion in der Turbine genutzt und somit ein höherer Wirkungsgrad von bis zu 70 % erreicht werden [Ste14]. Aufgrund der hohen Anforderungen an den Wärmespeicher und die Temperaturbeständigkeit der Komponenten befindet sich diese Technologie jedoch zum heutigen Zeitpunkt noch im Entwicklungsstadium. Die Selbstentladungsrate ist maßgeblich von der Speicherkaverne abhängig und beläuft sich auf 0 bis 10 % pro Tag. Es können je nach Druckniveau in der Gaskaverne Energiedichten zwischen 2 und 7 kWh/m<sup>3</sup> erreicht werden, was bezüglich der benötigten Fläche einen deutlichen Vorteil gegenüber Pumpspeicherkraftwerken darstellt. Die Lebensdauer von

Druckluftspeichern liegt mit etwa 9000 bis 17000 Zyklen bzw. 40 Jahren aber deutlich unterhalb der Werte für Pumpspeicher [Ste14].

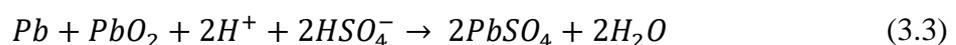
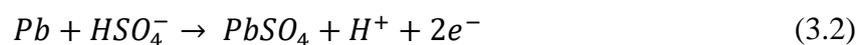
Druckluftspeicherkraftwerke sind ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke an lokale Gegebenheiten gebunden und somit lokal nur begrenzt verfügbar. Zudem würde der Netzanschluss aufgrund der hohen Leistungen vornehmlich auf Hoch- und Höchstspannungsebene erfolgen. Im Nieder- und Mittelspannungsnetze sind diese Speicher somit nicht relevant.

### 3.1.2 Elektrochemische Speicher

Bei elektrochemischen Energiespeichern, welche auch als Akkumulatoren bezeichnet werden, erfolgt die Energiezufuhr und Energieentnahme durch den Ablauf chemischer Reaktionen in einem Elektrolyten zwischen zwei Elektroden. Generell muss bei solchen Speichern zwischen Systemen mit externem Speicher wie Redox-Flow Batterien und klassischen Akkumulatoren mit internem Speicher unterschieden werden. Akkumulatoren mit internem Speicher weisen je nach Materialkombination verschiedenste Eigenschaften auf und können somit eine große Bandbreite von Anwendungsgebieten abdecken. Im Niedertemperaturbereich sind dabei aktuell vor allem Blei-Säure-, Lithium-Ionen- und Nickel-Metall-Hydrid-Batterien von Relevanz.

#### Blei-Säure-Batterien

Bei Blei-Säure-Batterien handelt es sich um eine der bekanntesten Technologien für Akkumulatoren, da sie schon seit etwa Mitte des 19ten Jahrhunderts verwendet und weiterentwickelt wird. Am häufigsten findet sie heute Anwendung als Starter- oder Antriebsbatterie in Fahrzeugen sowie als Option zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV-Anlage) [Ste14]. Der Aufbau einer Blei-Säure-Zelle besteht aus zwei durch einen Separator getrennten Elektroden, welche sich vollständig in dem Elektrolyten aus verdünnter Schwefelsäure befinden. Beide Elektroden besitzen einen Ableiter aus Bleilegierung, wobei die positive Elektrode Bleidioxid und die negative Elektrode sogenanntes Schwammblei als Aktivmasse besitzt. Die gewünschte Kapazität kann durch Parallelschaltung mehrerer Zellen und Anpassung der Elektrodenlänge eingestellt werden. Die Zellanordnung befindet sich in einem Zellgefäß aus Kunststoff. Wird an die Elektroden ein elektrischer Verbraucher angeschlossen, kommt es bei geladenem Akkumulator zu einer Ionenleitung im Elektrolyt, welche den Elektronenfluss durch den Verbraucher ermöglicht (siehe Abbildung 3.3). Bei Entladung läuft an der positiven Elektrode eine chemische Reaktion nach (3.1) und bei der negativen Elektrode nach (3.2) ab. Daraus resultiert für die Gesamtzelle eine Reaktion nach (3.3).



Da dieser Prozess bei Akkumulatoren reversibel ist, laufen die Reaktionen bei einem Ladevorgang genau gegensätzlich ab. Gleichung (3.2) ist zu entnehmen, dass bei Entladen von

Blei-Säure-Batterien teilweise Schwefelsäure in Wasser umgewandelt wird und somit die Säurekonzentration ein Maß des Ladezustandes darstellt [Ste14].

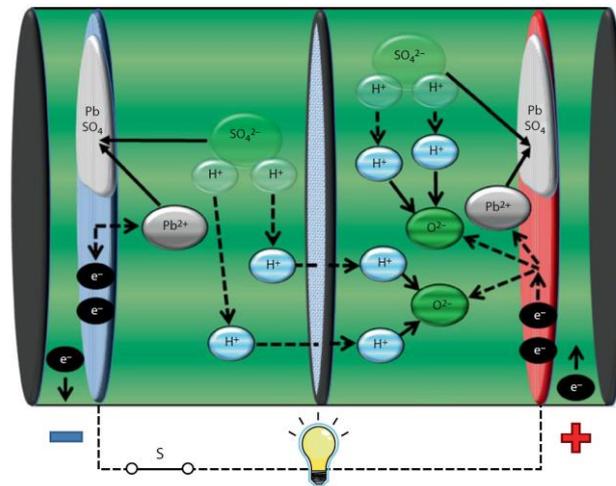


Abbildung 3.3: Zellreaktion bei Entladung [Ste14]

Die Batteriezelle an sich besitzt einen Gesamtwirkungsgrad im Bereich von 80 bis 90 %, bei stationären Speichersystemen mit Anschluss ans das öffentliche Stromnetz muss jedoch zudem der Wirkungsgrad der Leistungselektronik Berücksichtigt werden. Dieser beträgt für einen Zyklus mit Lade- und Entladevorgang in etwa 90 % (siehe Kapitel 2.1.1). Der Gesamtwirkungsgrad für ein schlüsselfertiges stationäres Batteriesystem auf Blei-Säure-Basis liegt somit in etwa zwischen 72 und 81 %. Die Selbstentladungsrate ist aufgrund der Nebenreaktionen an beiden Elektroden mit etwa 0,17 % pro Tag vergleichsweise hoch. Auch bezüglich der Energiedichte von 25 Wh/kg weisen Blei-Säure-Batterien Nachteile gegenüber anderen Niedertemperatur-Batterien auf. Bei einer Zyklenfestigkeit von bis zu 2000 Zyklen und einer kalendarischen Lebensdauer von etwa 10 Jahren erreichen stationäre Bleibatterien in der Regel eine Gesamtlebensdauer von 6 bis 12 Jahren [Sau06] [Ste14].

Da stationäre Speichersysteme auf Basis von Blei-Säure-Technologie weitgehend unabhängig von lokalen Gegebenheiten eingesetzt und zudem in ihrer Leistung bzw. Kapazität nahezu beliebig skaliert werden können, können Standort und Spannungsebene theoretisch frei gewählt werden. Ein Netzanschluss auf Hoch- oder Höchstspannungsebene wäre jedoch aufgrund des hohen Isolations- und Transformationsaufwandes weniger sinnvoll. Blei-Säure-Systeme können also aufgrund ihrer Standortunabhängigkeit und Skalierbarkeit vor allem im Nieder- und Mittelspannungsnetz Anwendungen zur Netzengpassvermeidung oder bei Endkunden zur Verbrauchsoptimierung bedienen. Auch ein rein strommarktorientierter Betrieb bzw. die Bereitstellung von Regelleistung wäre möglich. Der große Nachteil von Blei-Säure-Batterien liegt in deren niedriger Lebensdauer und vor allem geringen Zyklenfestigkeit, welche nicht mit herkömmlichen Betriebsmitteln bzw. mechanischen Speichern konkurrieren kann. Aus diesem Grund kommen für den aktiven Betrieb im Energieversorgungsnetz vermehrt die kostenintensiveren Lithium-Ionen-Batterien zum Einsatz.

### Lithium-Ionen-Batterien

Aufgrund der vergleichsweise hohen Energiedichte von mehr als 150 Wh/kg und dem damit verbundenen geringen Gewicht konnte sich die Lithium-Ionen-Technologie vor allem für portable und mobile Anwendungen durchsetzen [Sau06]. Nahezu alle Smartphones und Laptops werden heute von einem Lithium-Ionen-Akkumulator versorgt, aber auch in der Elektromobilität wird vornehmlich auf diese Technik gesetzt. Auch bei den seit einigen Jahren am Markt befindlichen Heimspeichersystemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikanlagen handelt es sich bereits 2015 bei über der Hälfte der verkauften Systeme um Lithium-Ionen-Speicher [Kai15]. Anders als bei den meisten Niedrigtemperatur-Batterien handelt es sich bei der Lithium-Ionen-Technologie nicht um ein einheitliches Konzept, sondern vielmehr um einen Oberbegriff für eine Vielzahl an unterschiedlichen Kombinationen von Elektrodenmaterialien und Elektrolyten. Diese können sich bezüglich Lebensdauer, Leistungsdichte, Energiedichte und Sicherheit deutlich voneinander unterscheiden. Im Gegensatz zur nahezu vollständig erforschten Blei-Säure-Batterie ist die Lithium-Ionen-Technologie aus diesem Grund heute noch immer Gegenstand der Forschung.

Der prinzipielle Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle gleicht grundsätzlich dem einer Blei-Säure-Zelle und besteht aus zwei durch einen Separator getrennten Elektroden in einem Elektrolyten (siehe Abbildung 3.4).

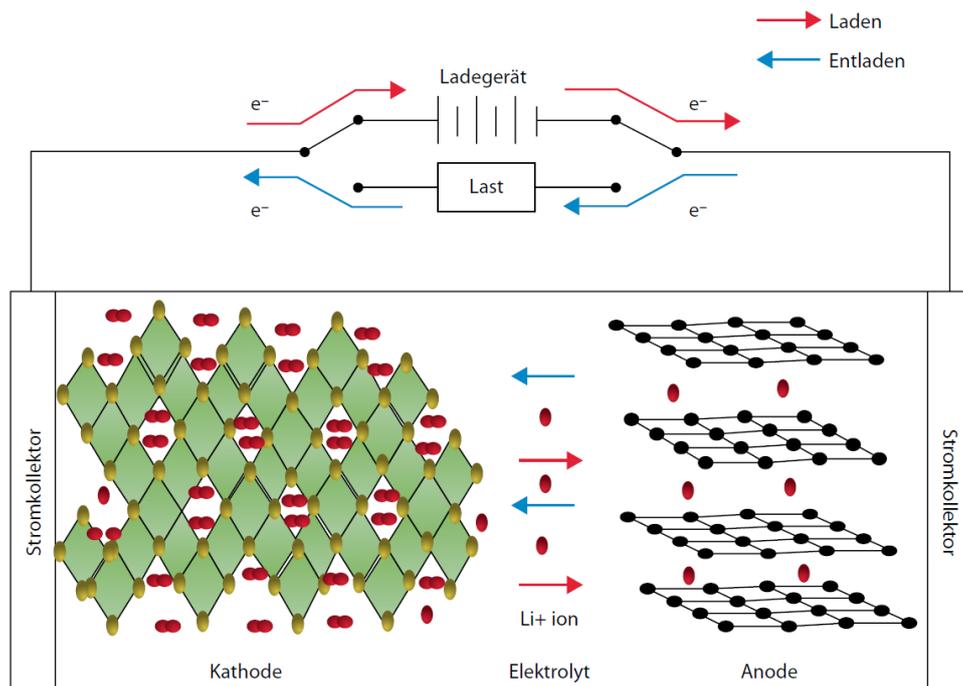


Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau und Reaktionen einer Lithium-Ionen-Zelle [Ste14]

Der Elektrolyt macht dabei die freie Bewegung von Lithium-Ionen zwischen den beiden Elektroden möglich und besteht in der Regel aus einem in Lösungsmittel befindlichen Leitsalz [Ste14]. Bei dem Aktivmaterial der negativen Elektrode (Anode) handelt es sich in den meisten Fällen um Graphit, bei dem der positiven Elektrode (Kathode) in der Regel um Lithium-Metalloxid-Verbindungen [Ste14]. Beide Materialien gewährleisten eine Ein- und Auslagerung von Lithium-Ionen, bei der sie reduziert bzw. oxidiert werden. Wird ein Verbraucher an die Elektroden einer Lithium-Ionen-Zelle mit beliebiger Metalloxid( $MeO_2$ )-Kathode ange-

geschlossen, läuft an der positiven Elektrode eine Reduktion gemäß (3.4) und an der negativen Elektrode eine Oxidation gemäß (3.5) ab. Der Faktor  $x$  in den beiden Gleichungen liegt zwischen 0 und 1. Die Oxidation führt dabei zur Abgabe von Elektronen an der negativen Elektrode, die Reduktion zu deren Aufnahme an der positiven Elektrode. Durch den somit hervorgerufenen Stromfluss durch den Verbraucher kann elektrische Arbeit verrichtet werden.



Auch hier laufen die Reaktionen bei Ladung der Zelle genau gegensätzlich ab. Der Gesamtwirkungsgrad eines solchen Zyklus liegt je nach Materialkombination zwischen 90 % und 97 %. Unter Berücksichtigung der notwendigen Leistungselektronik zum Anschluss an das öffentliche Wechselstromnetz ergibt sich für das schlüsselfertige stationäre Speichersystem auf Lithium-Ionen-Basis ein Gesamtwirkungsgrad von 81 % bis 87 %. Die Selbstentladungsrate beträgt je nach Materialkombination 0,01 % bis 0,04 % pro Tag und ist damit verhältnismäßig niedrig, allerdings muss hier zusätzlich der Stromverbrauch des Batteriemangement-systems (BMS) zur Überwachung der Zellen berücksichtigt werden. Aufgrund ihrer hohen Energiedichte von 110 bis 190 Wh/kg weisen Lithium-Ionen-Batterien im Vergleich zu anderen Batterietechnologien ein geringes spezifisches Gewicht auf. Insbesondere für stationäre Speicheranwendungen sind jedoch vor allem die hohe Zyklenfestigkeit und geringe kalendarische Alterung von großem Vorteil. Im Bereich der Lithium-Ionen-Technologie können zum aktuellen Zeitpunkt (Mitte 2016) Zyklenzahlen von bis zu 14.000 erreicht werden [pvm15a], die kalendarische Lebensdauer beträgt etwa 15 Jahre [Ste14]. Aufgrund den intensiven Entwicklungstätigkeiten auf diesem Gebiet kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sowohl die Zyklenfestigkeit als auch die Energiedichte monatlich um etwa ein Prozent zunimmt [pvm15b].

Da sich die Eigenschaften der Batterien je nach eingesetzter Materialkombination teilweise deutlich unterscheiden, muss diese je nach Anforderungen der Einsatzweise sinnvoll ausgewählt werden. Abbildung 3.5 zeigt hierfür die qualitativen Unterschiede verschiedener Materialkombinationen für Lithium-Ionen-Zellen in Bezug auf Lebensdauer, Kosten, Sicherheit, Energie- und Leistungsdichte. Für stationäre Speichersysteme hat sich aufgrund der hohen Lebensdauer und Sicherheit bei vergleichsweise niedrigen Kosten Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) als Elektrodenmaterial durchgesetzt, während im Bereich der Elektromobilität aufgrund hoher Energiedichte und sehr geringer Kosten auf Nickel-Mangan-Cobalt (NMC) gesetzt wird. Weitere Technologien haben zwar zum aktuellen Zeitpunkt noch keine absolute Marktreife erreicht, könnten aber aufgrund intensiver Forschungs- und Entwicklungsarbeit in naher Zukunft die bisher bewährten Materialkombinationen ablösen. Die Anwendungsmöglichkeiten im Stromnetz gleichen denen der Blei-Säure-Speicher, allerdings können Speichersysteme auf Lithium-Ionen-Basis aufgrund der hohen Lebensdauer annähernd mit den herkömmlichen Betriebsmitteln konkurrieren und stellen somit eine interessante Alternative zum Netzausbau oder auch mechanischen Speichern dar. Zum aktuellen Zeitpunkt sind Lithium-Ionen-

Speicher vor allem zur Bereitstellung von Primärregelleistung oder als Photovoltaik-Heimspeicher in das öffentliche Stromnetz integriert.

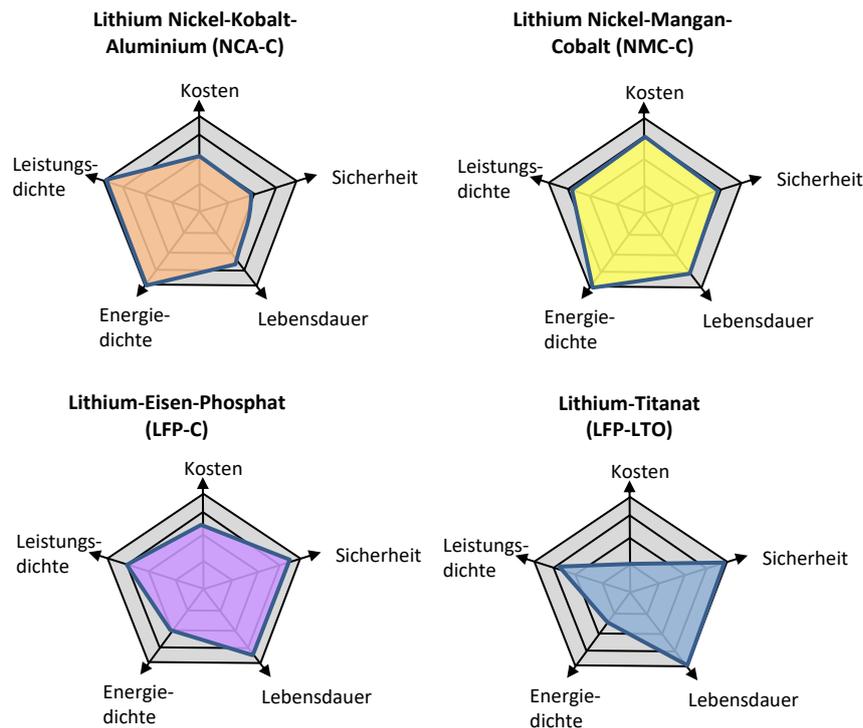


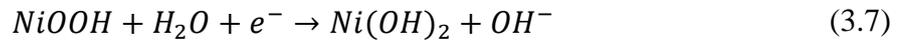
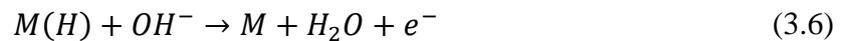
Abbildung 3.5: Qualitative Bewertung verschiedener Materialkombinationen für Lithium-Ionen-Zellen [Hes16].

#### Nickel-Metall-Hydrid-Batterien

Die Entwicklung der Nickel-Metall-Hydrid-Batterien basiert ähnlich wie die der Lithium-Ionen-Technik vor allem auf dem Bedarf nach hohen Energiedichten für den portablen mobilen Einsatz und die Elektromobilität. In diesen Bereichen war der Marktanteil dieser Technologie zeitweise sehr hoch, vor allem in Hybridfahrzeugen wie dem Toyota Prius kam sie bis 2016 standardmäßig zum Einsatz. Aufgrund der zunehmenden Sicherheit und Energiedichte, sowie vor allem der sinkenden Kosten von Lithium-Ionen-Batterien wird die Nickel-Metall-Hydrid-Technologie heute jedoch zunehmend vom Markt verdrängt [Sau06] [Ste14]. So besitzt beispielsweise der Toyota Prius IV ab seiner Markteinführung im Jahr 2016 zum ersten Mal eine serienmäßige Lithium-Ionen-Batterie.

Auch bei der Nickel-Metall-Hydrid-Zelle handelt es sich um zwei durch einen Separator getrennte Elektroden in einem Elektrolyten. Die positive Elektrode besteht in der Regel aus einem Blech aus Nickelhydroxid, die negative Elektrode aus einem Metallgitter mit einer speziellen Legierung aus Laves-Phasen vom AB<sub>2</sub>-Typ oder Nickel-Lanthan vom Typ AB<sub>5</sub>. Diese dient zur Speicherung von Wasserstoff, welcher an der negativen Elektrode umgesetzt wird. Bei dem Elektrolyten handelt es sich um eine alkalische Kaliumhydroxidlösung. Bei Entladen der Zelle wird gemäß (3.6) der in der Legierung der negativen Elektrode als Metallhydrid gebundene Wasserstoff zu Metall und Wasserstoffionen oxidiert, welche mit den Ionen des Elektrolyten zu Wasser reagieren und Elektronen freisetzen. Das Nickelhydroxid der positi-

von Elektrode wird dabei gemäß (3.7) von Oxidationsstufe III auf II reduziert und die freien Elektronen werden gebunden. Somit entsteht ein Elektronenfluss durch den angeschlossenen Verbraucher und es kann elektrische Arbeit verrichtet werden [Ste14].



Bei Ladung der Zelle laufen diese Reaktionen reversibel ab. Um eine Oxidation des Metalls an der negativen Elektrode bei niedrigem Ladezustand zu vermeiden, wird diese Elektrode bei Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulatoren sehr viel größer dimensioniert als das positive Gegenstück, deren Größe somit die nutzbare Kapazität der Zelle definiert. Aufgrund der niedrigen Zellspannung von 1,2 V liegt der Wirkungsgrad dieser Zellen bei nur etwa 70 % [Sau06], für das gesamte stationäre Speichersystem inklusive Umrichterwirkungsgrad von etwa 90 % muss deshalb von einem Wert in Höhe von 63 % ausgegangen werden. Die Selbstentladungsrate ist mit etwa 1 % pro Tag vergleichsweise hoch [Lin02], allerdings kann diese durch spezielle Legierungen der Elektroden um ein Vielfaches verringert werden. So bietet beispielsweise Panasonic spezielle Nickel-Metall-Hydrid-Akkumulatoren mit einer Selbstentladungsrate von weniger als 0,01 % pro Tag an [Pan15]. Die Energiedichte für normale NiMH-Zellen liegt zwischen 55 und 75 Wh/kg und somit zwischen den Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien. Die Zyklenfestigkeit ist vergleichbar mit herkömmlichen Lithium-Ionen-Zellen, allerdings wird weit weniger Aufwand in die Weiterentwicklung dieser Technologie investiert. Bezüglich der kalendarischen Alterung sind keine genauen Werte bekannt, allerdings wird diese in [Ste14] als unproblematisch beschrieben.

Prinzipiell eignen sich Nickel-Metall-Hydrid-Speichersysteme für dieselben Anwendungen wie die bereits beschriebenen elektrochemischen Batteriespeicher. Aufgrund der hohen Selbstentladung und des niedrigen Wirkungsgrades bei vergleichsweise hohen Kosten kann diese Technologie jedoch nicht mit Lithium-Ionen- oder Blei-Säure-Systemen konkurrieren.

#### **Redox-Flow-Batterien**

Bei Redox-Flow-Batterien handelt es sich um elektrochemische Energiespeicher mit externem Speicher, bei welchen die Energiespeicherung und die jeweiligen Umwandlungen zwischen chemischer und elektrischer Energie in voneinander unabhängigen Einheiten vollzogen wird. Das grundlegende Prinzip ist seit den 1950er Jahren bekannt und wurde seitdem kontinuierlich weiterentwickelt, wobei sich die Vanadium-Redox-Flow-Technologie durchsetzen konnte. Der Antrieb für die fortwährende Weiterentwicklung besteht in dem Bedarf an Speichersystemen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) sowie zur Lastverschiebung von Erzeugungsspitzen aus Wind- oder Photovoltaikgeneratoren [Ste14].

Der Umwandlungsprozess zwischen elektrischer und chemischer Energie wird in der Zelle vollzogen, welche durch eine Membran in zwei Hälften unterteilt ist. In jeder Hälfte befindet sich eine der beiden Graphit-Elektroden, an denen die chemischen Reaktionen ablaufen. Dies geschieht durch das Pumpen von flüssigem Elektrolyt durch die beiden Zellhälften, wobei die

beiden separaten Kreisläufe für den notwendigen Ionenaustausch nur über die Membran miteinander verbunden sind. Bei dem Elektrolyten handelt es sich um in organischer oder anorganischer flüssiger Säure gelöste Salze, welche in zwei separaten Tanks außerhalb der Zelle gelagert werden. Sobald die Elektrolyten die beiden Halbzellen durchlaufen, kommt es durch den Ionenaustausch über die Membran in einer Hälfte zur Oxidation und in der anderen Hälfte zur Reduktion und somit zum Elektronenfluss an den Elektroden (siehe Abbildung 3.6).

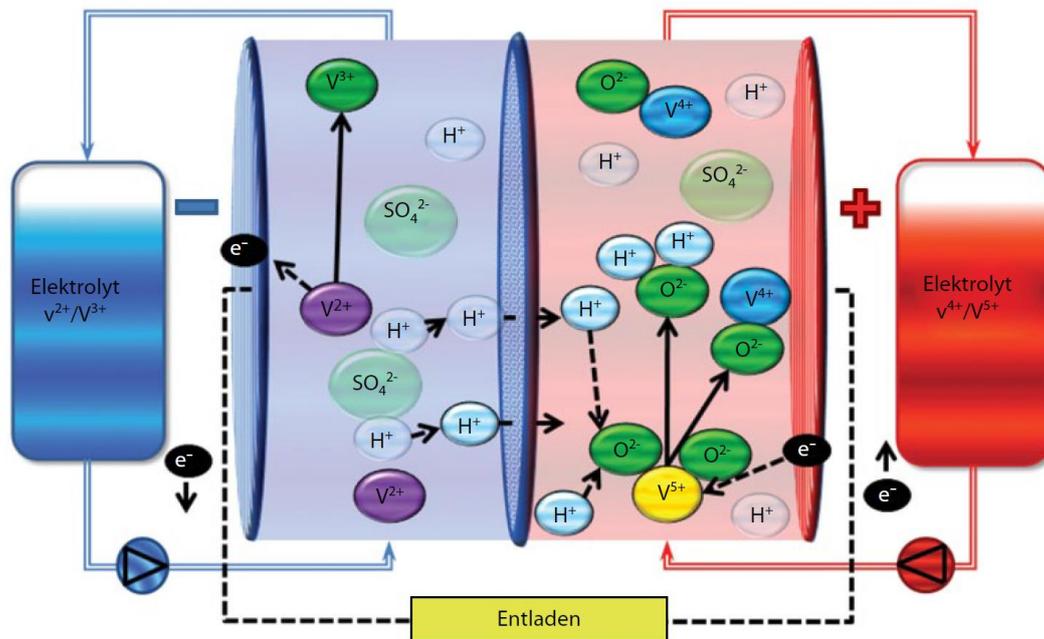
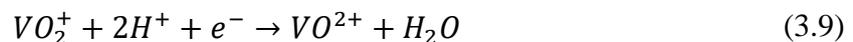


Abbildung 3.6: Schematischer Aufbau einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie [Ste14]

Bei Entladung der Zelle kommt es im Falle einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie in der negativen Halbzelle gemäß (3.8) zu einer Oxidation und in der positiven Halbzelle gemäß (3.9) zu einer Reduktion des Vanadiums im Elektrolyten.



Dieser Prozess ist bei entsprechender Umpolung der Elektroden reversibel und besitzt dabei einen reinen Zellwirkungsgrad von etwa 90 %. Unter Berücksichtigung der elektrischen Leistung von Pumpen und Überwachungselektronik verringert sich der Gesamtwirkungsgrad des Systems auf 75 bis 80 % [Ste14] [Sau06]. Bei Anschluss an das öffentliche Wechselstromnetz über einen entsprechenden Umrichter verringert sich der Wirkungsgrad weiter auf 68 bis 72 %. Ein positiver Nebeneffekt der externen Elektrolyttanks besteht in der Vermeidung von Selbstentladung, welche lediglich durch Leckagen im Pump- und Tanksystem hervorgerufen werden könnte. Die Energiesichte ist allerdings deutlich niedriger als bei elektrochemischen Batteriespeichern ohne externen Tank und liegt zwischen 15 und 50 Wh/kg [Ste14]. Die Zyklenfestigkeit kann aufgrund der nicht vorhandenen strukturellen Änderungen der einzelnen Komponenten mit modernsten Lithium-Ionen-Akkumulatoren konkurrieren und liegt für Va-

nadium-Redox-Flow-Systeme bei bis zu 13.000 Zyklen [Ste14]. Auch die kalendarische Lebensdauer ist mit 15 Jahren vergleichsweise hoch.

Im Bereich der stationären Energiespeicher ist die Redox-Flow-Batterie aufgrund ihrer vergleichbaren Eigenschaften der größte Konkurrent für Lithium-Ionen-Systeme. Lediglich die leicht höheren Kosten, der kompliziertere Betrieb und der niedrige Wirkungsgrad verhindern zum aktuellen Zeitpunkt noch die vollständige Marktreife dieser Systeme. Prinzipiell ist deren Anwendung ebenfalls vor allem im Nieder- und Mittelspannungsbereich denkbar.

### 3.2 Rahmenbedingungen für Energiespeicher im Verteilnetz

Energiespeicher mit Anschluss an das Stromnetz sind mit Ausnahme von den im Normalfall inaktiven Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung vergleichsweise moderne Betriebsmittel. Erst mit Markteinführung der ersten Photovoltaik-Heimspeichersysteme und der Installation der ersten Speichersysteme zur Bereitstellung von Primärregelleistung im Jahre 2012 [Har15] wurde die technische und energiewirtschaftliche Einbindung von Energiespeichern in die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen zunehmend relevant. Im Hinblick auf die technischen Regularien gestaltete sich eine Einbindung von Energiespeichern aufgrund der Möglichkeit zur Orientierung an den bestehenden Richtlinien für Erzeugungs- und Bezugsanlagen als vergleichsweise unkompliziert. Bis heute besteht lediglich eine spezielle VDE-Anwendungsregel für Energiespeicher am Niederspannungsnetz, welche vornehmlich Sicherheitsanforderungen an die Batterien und deren Komponenten enthält. Eine Integration in die gesetzlichen Rahmenbedingungen vor allem in Bezug auf das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Stromsteuergesetz (StromStG) gestaltet sich allerdings bis zum heutigen Zeitpunkt als schwierig, da ein Energiespeicher im energiewirtschaftlichen Sinne weder eine Letztverbraucher-, noch eine Erzeugungsanlage darstellt und somit eine Einordnung in bestehende Strukturen erschwert. In diesem Kapitel werden die für Energiespeicher zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit gültigen technischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen zusammengefasst, welche unabdingbar für ein Verständnis möglicher Geschäftsmodelle für diese modernen Betriebsmittel sind.

#### 3.2.1 Technische Anschlussbedingungen

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) weist in dem im Juni 2013 eingeführten technischen Hinweis zum Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz auf die generelle Anwendung der technischen Regelwerke für elektrische Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz auch auf elektrische Energiespeicher aller Art hin. Bei den dabei zu berücksichtigenden Normen und Vorschriften handelt es sich somit auf Niederspannungsebene um die VDE-AR-N 4105 (siehe Kapitel 2.1.2) und die technischen Anschlussbedingungen für elektrische Anlagen am Niederspannungsnetz (TAB Niederspannung), auf Mittelspannungsebene sind die BDEW-Richtlinie zum Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz sowie die technischen Anschlussbedingungen für elektrische Anlagen am Mittelspannungsnetz (TAB Mittelspannung) zu beachten. Lediglich für den Anschluss am Niederspannungsnetz existiert derzeit die speziell für Speicher gültige VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2510-2. Zudem muss der bereits genannte technische Hinweis zum Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz des FNN berücksichtigt werden.

Die VDE-AR-E 2510-2 regelt vor allem sicherheitsrelevante Aspekte im Umgang mit stationären Batteriespeichersystemen auf Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Basis. Dies beinhaltet die Beförderung und Installation der Speichersysteme sowie deren Betrieb mit Fokus auf Fehlerstrom-Schutz und Inselnetzbetrieb. Der technische Hinweis des FNN hingegen regelt vornehmlich die technisch-bilanziellen Anforderungen für die verschiedenen möglichen Be-

triebsmodi bei Betrieb eines Energiespeichers in Kombination mit einer durch das EEG geförderten dezentralen Erzeugungsanlage. Zudem gibt dieser Hinweis eventuelle Ergänzungen zur geltenden VDE-AR-N 4105 bezüglich der technischen Anforderungen an Speichersysteme vor.

### 3.2.2 Gesetzliche Rahmenbedingungen

Die rechtliche Eingliederung von Energiespeichern in das deutsche Energiesystem gestaltet sich bis heute aufgrund der fehlenden eindeutigen Definition dieser Systeme als schwierig. Vor allem in Bezug auf theoretisch anfallende gesetzliche Umlagen und Abgaben sind derzeit verschiedene vorübergehende Sonderregelungen in Kraft. In diesem Kapitel werden die derzeitige Gültigkeit der gesetzlichen Umlagen und Abgaben in Bezug auf Energiespeicher sowie die aktuellen Definitionen von Energiespeichern im Energierecht erläutert.

#### Rechtliche Definition

Generell existiert bis zum heutigen Zeitpunkt keine gültige Legaldefinition des Energiespeichers. Stattdessen werden im EEG und EnWG Energiespeicher in Abhängigkeit ihrer genauen Funktion unterschiedlich definiert.

So ist ein Speicher nach Auffassung des EEG zunächst wie auch Erzeugungsanlagen als „Anlage“ definiert, kann aber zudem sowohl als „Zwischenspeicher“ für erneuerbare Energien mit Anspruch auf Förderung vor deren Einspeisung in das öffentliche Netz als auch als „Stromspeicher“ mit direktem Anschluss an das öffentliche Netz zur reinen Zwischenspeicherung von Strom fungieren. Handelt es sich um einen „Zwischenspeicher“ im Sinne des EEG besteht für den in das öffentliche Netz ausgespeicherten Strom nach § 19 (4) EEG und dem technischen Hinweis des FNN für Speicher am Niederspannungsnetz ein Vergütungsanspruch nach dem EEG, sofern keine Speicherladung aus dem Netz erfolgt und der Speicher sich hinter dem Hausanschlusskasten und somit im privaten Netz des jeweiligen Endkunden oder Erzeuger befindet. Ein solcher „Zwischenspeicher“ kann gemäß dem technischen Hinweis des FNN auch aus dem öffentlichen Netz geladen werden, allerdings darf in diesem Fall keine Ausspeicherung in selbiges erfolgen. Als „Stromspeicher“ im Sinne des EEG werden Energiespeicher mit direktem Anschluss an das öffentliche Netz bezeichnet, welche Strom in elektrischer, chemischer, mechanischer oder physikalischer Form speichern und diesen abzüglich der speichereigenen Verluste vollständig als elektrische Energie wieder in das öffentliche Netz ausspeichern. Nach § 60 (3) EEG ist die in „Stromspeichern“ eingespeicherte Energie beim Einspeicherungsvorgang vollständig von der EEG-Umlage befreit.

Im Sinne des EnWG sind Energiespeicher ähnlich wie im EEG zusammen mit Erzeugungsanlagen und Anlagen zur Fortleitung und Abgabe von Energie allgemein als „Energieanlagen“ definiert. Zudem existiert nach § 118 (6) EnWG die Definition einer „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“, welcher mit wenigen Einschränkungen bezüglich der Gültigkeitsdauer des Paragraphen selbst und des Zeitpunkts der Inbetriebnahme des Speichers prinzipiell der Definition eines „Stromspeichers“ nach dem EEG entspricht. Nach dem EnWG sind solche Speichersysteme von den Entgelten für den Netzzugang befreit.

### **EEG-Umlage**

Die EEG-Umlage muss von allen Letztverbrauchern entrichtet werden und variiert in ihrer Höhe je nach Verbrauchergruppe. Die aus der EEG-Umlage generierten finanziellen Mittel werden von den Übertragungsnetzbetreibern zum Ausgleich der von ihnen zu finanzierenden EEG-Vergütungen verwendet und die Umlage somit jährlich neu berechnet.

Nach Auffassung des Bundesgerichtshofes mit seinem Urteil vom 09.10.2012 (Az EnVR 47/11) handelt es sich bei Speichern um Letztverbraucher im Sinne des EnWG und somit um Anlagen mit Verpflichtung zur Abgabe der vollen EEG-Umlage bei Einspeicherung durch Bezug aus dem öffentlichen Netz. Um eine damit verbundene Doppelbelastung durch die EEG-Umlage bei einem tatsächlichen Letztverbrauch nach Ausspeicherung der Energie zu vermeiden, werden „Stromspeicher“ im Sinne des EEG nach § 60 (3) EEG von der EEG-Umlage befreit. Sofern es sich um „Zwischenspeicher“ im Sinne des EEG und somit meist um Heimspeicher handelt, würde die Ausnahmeregelung nach § 60 (3) EEG zwar nicht gelten, allerdings fällt in diesem Fall aufgrund der nicht erfolgenden Ladung aus dem öffentlichen Netz bei Einspeicherung der erzeugten erneuerbaren Energie wie auch bei deren direktem Verbrauch prinzipiell keine EEG-Umlage an. Mit der EEG-Novelle 2014 wurde jedoch nach § 61 EEG auch für die Eigenversorgung der Anlagenbetreiber eine anteilige EEG-Umlage in Höhe von 35 % der Gesamtumlage für das Jahr 2016 und 40 % ab dem Jahr 2017 verpflichtend eingeführt, sofern die Leistung der Erzeugungsanlage 10 kW überschreitet. Befindet sich also ein solcher „Zwischenspeicher“ im Sinne des EEG wie üblich im Verbrauchspfad des Anlagenbetreibers, muss gegebenenfalls auch für den eingespeicherten Strom die anteilige EEG-Umlage entrichtet werden. Sobald der „Zwischenspeicher“ allerdings aus dem öffentlichen Netz geladen wird, kommt es zu einem Letztverbrauch und somit für diese Strommenge zur verpflichtenden Abgabe der vollen EEG-Umlage.

### **Netznutzungsentgelt**

Das Netznutzungsentgelt muss wie die EEG-Umlage von allen Letztverbrauchern entrichtet werden und dient zum Ausgleich der von den Netzbetreibern aufzubringenden Kosten für die Instandhaltung und den Ausbau der Energieversorgungsnetze. Das Netznutzungsentgelt wird deshalb für jeden Netzbetreiber und somit jedes Netzgebiet alle 5 Jahre individuell durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Abhängigkeit der Ausgaben der Vorjahre berechnet. Für energieintensive Unternehmen und Verbraucher mit atypischem Lastverhalten kann ein individuelles Netznutzungsentgelt von mindestens 20 % des regulären Entgeltes vereinbart werden.

Um auch beim Netznutzungsentgelt eine Doppelbelastung des aus dem Speicher zum Letztverbrauch entnommenen Stroms durch das Netznutzungsentgelt zu vermeiden, existiert nach § 118 (6) EnWG für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ im Sinne des EnWG bzw. für „Stromspeicher“ im Sinne des EEG eine Ausnahmeregelung zur vollständigen Befreiung des eingespeicherten Stroms vom Netznutzungsentgelt. Für „Zwischenspeicher“ im Sinne des EEG und somit für Heimspeicher gilt diese Ausnahmeregelung zwar nicht, aller-

dings werden diese in der Regel bei Einspeicherung nicht aus dem öffentlichen Netz geladen und stellen somit keinen Letztverbrauch dar.

#### **Stromsteuer**

Die 1999 eingeführte Stromsteuer ist eine Verbrauchssteuer im Sinne der Abgabenordnung und muss somit von jedem Letztverbraucher über den Strompreis an den Staat entrichtet werden. Die drei wichtigsten Ausnahmeregelungen nach § 9 StromStG sind der Verbrauch von regenerativem Strom aus vollständig von regenerativen Quellen gespeisten Stromleitungen, der Verbrauch von regenerativem Strom im räumlichen Zusammenhang mit den entsprechenden Erzeugungsanlagen, welche in diesem Fall eine gesamte Nennleistung von 2 MW nicht überschreiten dürfen, sowie der Verbrauch von Strom, welcher zur Stromerzeugung benötigt wird

Im Fall der Stromsteuer existiert derzeit keine eindeutige Ausnahmeregelung für Energiespeicher, allerdings handelt es sich nach einem unveröffentlichten Urteil des BFH (Az VII R 33/10) bei der Umwandlung von Strom nicht um einen Verbrauch und somit wäre die Entrichtung der Stromsteuer als Verbrauchssteuer nicht notwendig. Auch der Bundesverband Energiespeicher (BVES) sieht in Einklang mit dem Bundesfinanzministerium zumindest bei der Erbringung von Regelleistung (siehe Kapitel 3.3.5) keine Belastung von Batteriespeichern mit der Stromsteuer. Dennoch müssen je nach Einzelfall auch hier die Voraussetzungen mit der erhebenden Behörde, dem Hauptzollamt, geprüft werden. Bei Heimspeichern als „Zwischenspeicher“ im Sinne des EEG spielt die Stromsteuer ebenso wie die Netznutzungsentgelte keine besondere Rolle, da in der Regel kein Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird.

#### **Weitere gesetzliche Umlagen und Abgaben**

Neben den bereits beschriebenen gesetzlichen Strompreisbestandteilen existieren noch weitere für jeden Letztverbraucher verpflichtend zu entrichtende Abgaben. Dabei handelt es sich um die Konzessionsabgabe an die jeweilige Gemeinde, der KWKG-Aufschlag zur Refinanzierung der Förderung von Anlagen gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, die Offshore-Haftungsumlage zur Refinanzierung der Entschädigungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an Betreiber von Offshore-Windparks und die §19-Umlage zur Refinanzierung der individuellen Netznutzungsentgelte.

Für Energiespeicher existieren für diese genannten Abgaben keine Ausnahmeregelungen, vielmehr bestätigt die BNetzA in [BNA12] die Verpflichtung zu deren Zahlung auch im Fall einer Befreiung von den Netznutzungsentgelten nach § 118 (6) EnWG. Bei „Stromspeichern“ im Sinne des EEG bzw. „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ im Sinne des EnWG ist deshalb für den tatsächlichen Letztverbrauch von in den jeweiligen Anlagen aus dem öffentlichen Netz zwischengespeichertem Strom mit einer Doppelbelastung durch die genannten Abgaben zu rechnen. Heimspeicher als „Zwischenspeicher“ im Sinne des EEG beziehen im Normalfall keinen Strom aus dem öffentlichen Netz und sind somit nicht von dieser Doppelbelastung betroffen.

### 3.2 Rahmenbedingungen für Energiespeicher im Verteilnetz

Abbildung 3.7. skizziert zusammenfassend die derzeit gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Abhängigkeit des Anschlusskonzeptes.

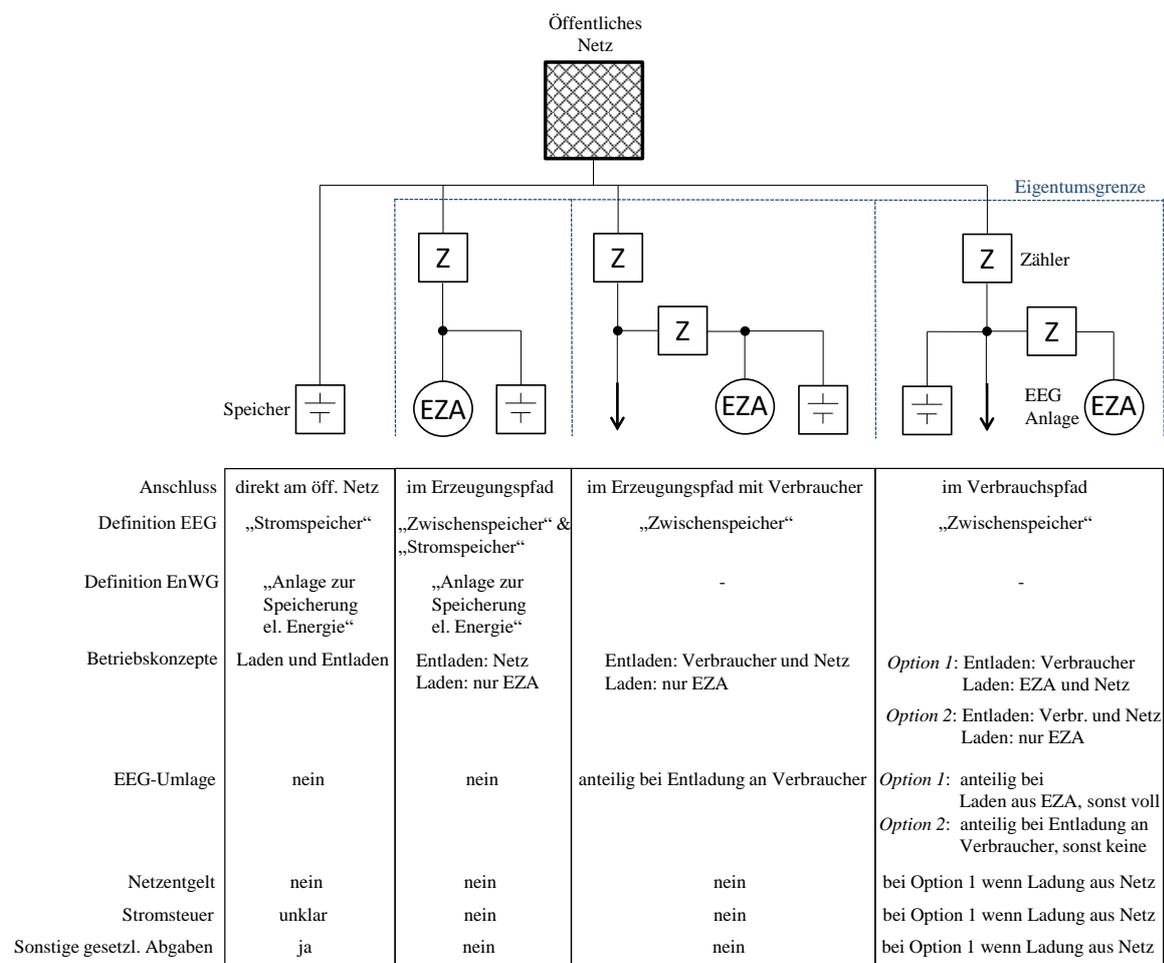


Abbildung 3.7: Gesetzliche Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Deutschland

#### **3.3 Anwendungsmöglichkeiten für Energiespeicher im Verteilnetz**

Auf Verteilnetzebene eignen sich je nach Anwendung vor allem Batteriespeicher auf Basis von Blei-Säure-, Lithium- oder Redox-Flow-Technologie (siehe Kapitel 3.1.2). Als Betreiber kommen dabei sowohl Haushaltsverbraucher, Gewerbe, Netzbetreiber oder andere Energieversorgungsunternehmen in Frage, welche je nach Anforderungen einen marktorientierten, netzdienlichen oder autarkiegradsteigernden Betrieb anstreben.

##### **3.3.1 Unterbrechungsfreie Stromversorgung**

Anlagen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV-Anlagen) dienen der zeitlich begrenzten Überbrückung von Störungen des Stromnetzes der öffentlichen Versorgung. Vor allem bei kritischen Lasten wie Krankenhäusern oder Rechenzentren stellen USV-Anlagen auch bei vollständigem Ausfall des öffentlichen Netzes eine lückenlose Energieversorgung sicher und sind damit für viele dieser Verbraucher ein unverzichtbarer Bestandteil ihrer Infrastruktur. Da USV-Anlagen maximale Umschaltzeiten von nur wenigen Millisekunden besitzen dürfen, kommen hierfür vornehmlich Akkumulatoren zum Einsatz, allerdings existieren auch Anbieter von Schwungradspeichern für diesen Zweck. Wird, wie beispielsweise bei Krankenhäusern, die Möglichkeit zur Notstromversorgung über einen längeren Zeitraum benötigt, erfolgt oftmals eine Ergänzung der USV-Anlagen mit Notstromaggregaten, welche Anlaufzeiten von mehreren Sekunden besitzen.

Im Normalbetrieb handelt es sich bei USV-Anlagen somit um an das Netz gekoppelte und vollgeladene Akkumulatoren im Stand-By-Betrieb, welche bei Ausfall des öffentlichen Netzes die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher übernehmen. Aufgrund der damit einhergehenden geringen Zyklisierung und der wegen ihres stationären Betriebes generell niedrigen Anforderungen an die Energiedichte von USV-Anlagen wird bei diesen aufgrund des großen Kostenvorteils nahezu ausschließlich auf die bewährte Blei-Säure-Technologie gesetzt.

Bei Batteriespeichern zum Betrieb als USV-Anlagen handelt es sich um weitgehend passive Betriebsmittel, deren Einsatz im Regelfall keine Auswirkungen auf das elektrische Energieversorgungsnetz besitzt. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt deshalb keine weitere Behandlung dieser Speicheranwendung.

##### **3.3.2 Erhöhung des Eigenverbrauchs aus dezentralen Erzeugungsanlagen**

Eine mittlerweile ebenfalls bewährte Anwendung für Batteriespeicher ist der sogenannte Heimspeicher (siehe Kapitel 4). Dabei handelt es sich um Batteriespeicher, welche überschüssige Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen wie vor allem Photovoltaikgeneratoren zwischenspeichern und bei Bedarf wieder an den Anlagenbetreiber zu dessen Lastdeckung abgeben können. Bei dem dabei wirkenden Geschäftsmodell handelt es sich um die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote  $R_E$ , also um die Erhöhung des Anteils selbstverbrauchten Stromes an der gesamten Stromerzeugung, welche eine Reduktion der Strombezugskosten zur Folge hat. Die Eigenverbrauchsquote wird dabei in Prozent angegeben und berechnet sich gemäß (3.10). Die Eigenverbrauchsquote wird oft in Zusammenhang mit der Autarkiequote  $R_A$  genannt,

welche den Anteil des selbsterzeugten Stromes am Gesamtstromverbrauch  $W_{\text{ver}}$  wiedergibt und gemäß (3.11) berechnet wird.

$$R_E = \frac{W_{\text{eig}}}{W_{\text{erz}}} \cdot 100 \% \quad (3.10)$$

$$R_A = \frac{W_{\text{eig}}}{W_{\text{ver}}} \cdot 100 \% \quad (3.11)$$

Aufgrund der nicht zu vernachlässigenden Zyklisierung von etwa einem Vollzyklus pro Tag und der im Vergleich zu den Investitionskosten geringen Kosteneinsparungen durch Erhöhung der Eigenverbrauchsquote ist bei Heimspeichern eine optimale Kombination aus hoher Zyklenfestigkeit und möglichst geringen Kosten wichtig. Gemäß einer Erhebung in [Kai15] aus dem Jahre 2015 konnte sich dabei die Lithium-Ionen-Technik durchsetzen, auf welcher Mitte 2014 etwa 57 % der in Deutschland verkauften Heimspeicher basieren. Bei den restlichen 43 % handelte es sich um Blei-Säure-Speicher. Nach den Untersuchungsergebnissen in [Kai16] wurde die Blei-Säure-Technologie bereits Ende 2015 nahezu vollständig vom Markt verdrängt und machte weniger als 10 % der neu installierten Systeme aus, wobei sich auch zunehmend Hersteller von Redox-Flow-Heimspeichern am Markt positionieren [pvm16a]. Die durchschnittliche nutzbare Speicherkapazität lag nach den Untersuchungsergebnissen aus [Kai16] Ende 2015 bei etwa 5,5 kWh für Li-Ionen- und 9,5 kWh für Blei-Säure-Batterien, was mit der geringeren nutzbaren Speicherkapazität bei der Blei-Säure-Technik aufgrund deren schlechterer Zyklenfestigkeit begründet werden kann. Neben Haushaltsverbrauchern mit eigener Photovoltaikanlage können Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauches aber auch von gewerblichen Verbrauchern genutzt werden, allerdings hat sich diese Anwendung für solche Verbraucher aufgrund deren geringen Überschussproduktion von selbsterzeugtem Strom bisher nicht durchgesetzt.

#### 3.3.3 Lastspitzenkappung

Die Lastspitzenkappung, oftmals auch als „Peak-Shaving“ bezeichnet, stellt vor allem für gewerbliche Verbraucher mit hohen Lastspitzen eine zunehmend interessante Anwendung für Batteriespeichersysteme dar. Diese müssen in der Regel ab einem Jahresstromverbrauch von 100.000 kWh zuzüglich zum Arbeitspreis in €/kWh je nach Jahres- oder Monatshöchstlast auch einen jährlichen bzw. monatlichen Leistungspreis in €/kW bezahlen. Sofern es sich bei diesen Höchstlasten um zeitlich stark begrenzte Lastspitzen handelt, können diese anstelle des öffentlichen Netzes aus einem Pufferspeicher bereitgestellt werden. Dies kann je nach Verbraucher ein erhebliches Kostensenkungspotential beherbergen und wird oftmals bereits durch die intelligente Steuerung von Lasten (Demand-Side-Management) oder den Betrieb eigener Stromaggregate durchgeführt. Zum aktuellen Zeitpunkt verhindern die hohen Investitionskosten für Batteriespeicher noch deren Marktreife für diese Anwendung.

Aufgrund der geringen Netzzrückwirkungen und der vergleichsweise simplen Umsetzung von Batteriespeichern zur Lastspitzenkappung erfolgen im Rahmen dieser Arbeit keine Untersuchungen zu diesem Thema.

#### **3.3.4 Erbringung von Netzdienstleistungen**

Netzdienstleistungen tragen zu einer tatsächlichen physikalischen Entlastung des Stromnetzes sowie zu einer Verbesserung der Spannungsqualität bei. Vor allem auf der durch eine hohe Durchdringung mit dezentralen Erzeugungsanlagen charakterisierten Niederspannungsebene können Netzdienstleistungen zu einer Vermeidung von Netzausbau und somit zu einer besseren Integration von erneuerbaren Energien beitragen. Bei den beiden wichtigsten Anwendungen in diesem Kontext handelt es sich um die Entlastung von Netzbetriebsmitteln wie Transformatoren und Leitungen sowie die statische Spannungshaltung.

Batteriespeicher eignen sich mit ihrer Fähigkeit sowohl positive als auch negative Wirk- und Blindleistung bereitstellen zu können hervorragend zur Erbringung von Netzdienstleistungen. Dabei konkurrieren sie mit modernen Betriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren, Längsreglern oder blindleistungsfähigen Wechselrichtern, welche zum aktuellen Zeitpunkt neben dem konventionellen Netzausbau meist die deutlich kostengünstigere Alternative darstellen. Batteriespeicher bieten jedoch die Möglichkeit zur Kombination mehrerer Anwendungen, welche die Kosten für die einzelnen Anwendungen deutlich senken und vor allem im Bereich der Netzdienstleistungen eine Wettbewerbsfähigkeit ermöglichen können. Aufgrund der gesetzlichen Entflechtung zwischen Netzbetrieb, Stromerzeugung und Stromvertrieb gemäß Teil 2 EnWG ist eine solche Kombination in der Realität allerdings nur schwer umsetzbar und verhindert somit die marktwirtschaftlich getriebene Integration von netzdienlichen Batteriespeichern.

#### **3.3.5 Erbringung von Systemdienstleistungen**

Unter Systemdienstleistungen versteht man in der Elektrizitätsversorgung nach Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber diejenigen Leistungen, welche für die Funktionstüchtigkeit des Systems unbedingt erforderlich sind. Im Einzelnen handelt es sich dabei um Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und System-/Betriebsführung.

Dabei stellt vor allem die zur Frequenzhaltung notwendige Bereitstellung von Regelleistung und insbesondere die Primärregelleistung aufgrund deren hohen Vergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber ein attraktives Anwendungsfeld für Batteriespeicher dar (siehe Kapitel 4.4.1). Ein Einsatz zur Spannungshaltung auf Systemebene oder zur Bereitstellung von Schwarzstartenergie zur Wiederherstellung der Versorgung nach Netzausfällen kommt für Batteriespeicher zwar generell ebenfalls als Anwendung in Frage, jedoch ist aufgrund der dafür erforderlichen hohen Speicherkapazität und der fehlenden Vergütung eine Entwicklung von entsprechenden Geschäftsmodellen unwahrscheinlich.

#### **3.3.6 Stromhandel**

Eine klassische Anwendung für Energiespeicher jeglicher Art stellt der Stromhandel an der Börse für Stromspotmärkte EPEX SPOT dar. In Kombination mit der Erbringung von Regel-

leistung handelt es sich dabei schon heute um das übliche Geschäftsmodell für Pumpspeicherkraftwerke. Vor allem mit dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien in Kombination mit der mangelnden Flexibilität konventioneller Kraftwerke kommt es am Spotmarkt zunehmend auch zu negativen Börsenpreisen für Strom (siehe Abbildung 3.8). Die damit einhergehenden großen Preisschwankungen können von Energiespeichern durch entsprechende Lade- und Entladevorgänge zur Erlösgenerierung genutzt werden. Durch diese Art von Stromhandel kann jedoch gemäß den Untersuchungsergebnissen aus [FFE14] selbst in Kombination mit der Erbringung von Sekundärregelleistung keine Wirtschaftlichkeit für Pumpspeicherkraftwerke erreicht werden.

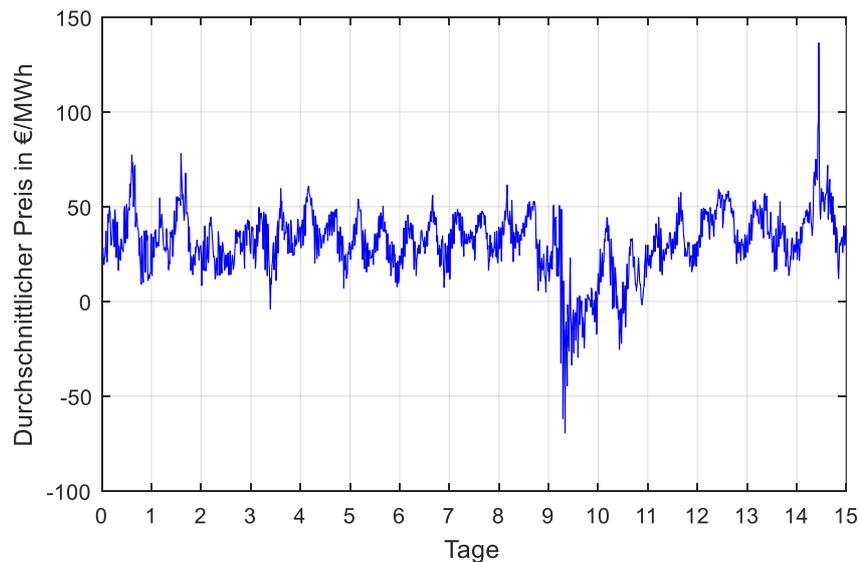


Abbildung 3.8: Durchschnittlicher Börsenpreis für Viertelstundenkontrakte am Intradaymarkt in der ersten Hälfte des Monats September 2015 (Quelle: EPEX SPOT).

Da diese momentan die kostengünstigste Form der elektrischen Energiespeicherung darstellen, ist mit diesem Geschäftsmodell auch für Batteriespeicher keine Wirtschaftlichkeit zu erwarten. Durch eine Kombination mit der deutlich höher vergüteten Primärregelleistung oder anderen Anwendungen wie Netzdienstleistungen oder der Erhöhung des Eigenverbrauches wäre dies jedoch gegebenenfalls möglich.

### **3.4 Zusammenfassung**

Für die Anwendung auf Nieder- und Mittelspannungsebene sind elektrochemische Energiespeicher aufgrund ihrer Skalierbarkeit und Flexibilität bezüglich des Installationsortes besonders gut geeignet. Je nach Anwendung kommen dabei insbesondere Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Akkumulatoren zum Einsatz, welche sich aufgrund ihrer überlegenen Kombination aus niedrigen Investitionskosten und hoher Lebensdauer gegen konkurrierende Technologien durchsetzen konnten.

Vor allem für den Einsatz als USV-Anlagen, als Zwischenspeicher für Photovoltaikstrom und im Bereich der Bereitstellung von Primärregelleistung konnten sich Batteriespeicher bereits am Markt etablieren, allerdings stellen vor allem bei Letzteren die hohen Investitionskosten noch immer ein großes Hemmnis dar. Weitere mögliche Anwendungen wie die Bereitstellung von Netzdienstleistungen, der Handel mit Strom an der Börse oder die gemeinschaftliche Nutzung eines Speichers für verschiedene Anwendungen werden zum aktuellen Zeitpunkt noch durch unklare rechtliche Definitionen, die gesetzliche Entflechtung von Energieversorgungsunternehmen und etwaige Doppelbelastungen durch gesetzliche Abgaben weitgehend verhindert.

### 4 Photovoltaik-Heimspeicher

Photovoltaik-Heimspeicher sind klassische Systeme zur Erhöhung des Eigenverbrauches aus privaten Photovoltaik-Dachanlagen. Mit den kontinuierlich sinkenden Systempreisen und Einführung der Speicherförderung durch die nationale Förderbank KfW im Mai 2013 werden Heimspeicher wirtschaftlich zunehmend attraktiver und somit auch für die breite Masse der Photovoltaikanlagenbetreiber interessant (siehe Abbildung 4.1).

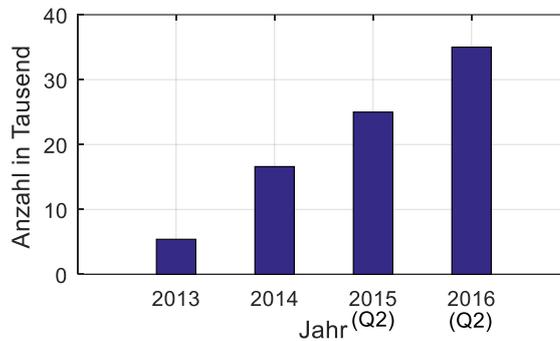


Abbildung 4.1: Anzahl der installierten Heimspeichersysteme in Deutschland nach [Har15] und [pvm16b].

Um die KfW-Förderung an eine Entlastung der Niederspannungsnetze und somit an eine Reduktion des durch Photovoltaikanlagen hervorgerufenen Netzausbaus zu koppeln, ist diese an eine Begrenzung der Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage gebunden (siehe Kapitel 4.1.2). Je nach Höhe der Begrenzung kann dies zu einer deutlichen Reduktion der Ertragsleistung der Photovoltaikanlage und damit der finanziellen Einnahmen durch die Einspeisevergütung führen, welche unter Umständen sogar die Fördersumme übersteigt. Aus diesem Grund wird eine Anpassung der konventionellen Ladestrategie von Heimspeichern für eine Minimierung dieser Verluste zunehmend interessant [Wen16].

In diesem Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern sowohl unter Berücksichtigung als auch unter Vernachlässigung der KfW-Förderung für verschiedene Konstellationen aus Haushaltsgröße, Speichergröße und Photovoltaikanlagenleistung untersucht. Zudem werden verschiedene alternative Ladestrategien zur Reduktion der Einspeiseverluste vorgestellt und ebenfalls hinsichtlich deren Wirtschaftlichkeit untersucht. Ein weiterer Fokus liegt auf den Auswirkungen der Einspeisereduktion bei Heimspeicherförderung durch die KfW auf den notwendigen Netzausbau auf Niederspannungsebene.

#### 4.1 Hintergrund

Seit im Jahr 2012 der durchschnittliche Strompreis in Deutschland einen höheren Betrag als die Einspeisevergütung für neu installierte Photovoltaikanlagen aufweist, ist der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom die wirtschaftlich günstigere Alternative zur Volleinspeisung. Da Erzeugung und Verbrauch aber zeitlich und betragsmäßig nur bedingt zusammenfallen, kann ohne Speichermöglichkeit nur eine bestimmte maximale Eigenverbrauchsquote erreicht werden. Heimspeicher können dabei als sogenannter Zwischenspeicher dienen und die Eigenverbrauchsquote erheblich steigern. Aufgrund der anfangs sehr hohen Systempreise und ge-

ringen Differenz zwischen Strompreis und Einspeisevergütung erfolgte ab Mai 2013 die Einführung der KfW-Förderung, welche 2016 mit leicht geänderten Konditionen verlängert wurde.

### 4.1.1 Strompreis und Einspeisevergütung für Photovoltaik

Die zu Beginn des EEG sehr hohen Vergütungssätze von bis zu 57,4 ct/kWh für Photovoltaikanlagen bis 30 kW<sub>p</sub> auf Gebäuden im Jahr 2004 wurden aufgrund des starken Zubaus von Erzeugungsleistung und der damit einhergehenden sinkenden Modulpreise ab dem Jahr 2010 durch mehrere Novellen des EEG drastisch gekürzt. Im Juni 2016 betrug der Vergütungssatz für Photovoltaikanlagen bis 10 kW<sub>p</sub> auf Gebäuden noch 12,70 ct/kWh. Gleichzeitig stieg der durchschnittliche Strompreis in Deutschland seit 2004 nahezu kontinuierlich von 17,96 ct/kWh auf 28,69 ct/kWh im Jahr 2016 (siehe Abbildung 4.2).

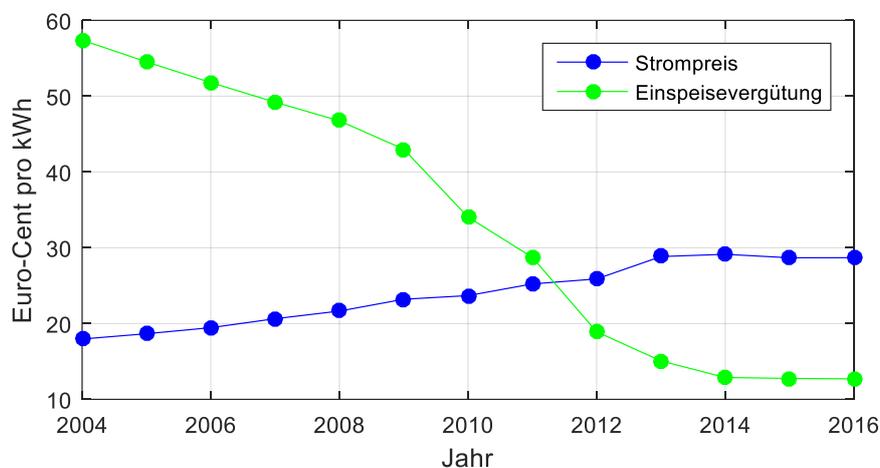


Abbildung 4.2: Jährliche Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises und der Einspeisevergütung für Photovoltaik in Deutschland [BDEW16]

Der Anstieg des Strompreises kann vor allem mit der steigenden EEG-Umlage zur Refinanzierung der Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien sowie mit den steigenden Netzentgelten aufgrund des Ausbaus der Energienetzinfrastruktur begründet werden.

Der durch die Differenz zwischen Strompreis und Einspeisevergütung hervorgerufene durchschnittliche finanzielle Vorteil bei Eigenverbrauch anstelle einer Volleinspeisung betrug somit für den Installationsmonat Juni 2016 bei einer Dachanlage bis 10 kW<sub>p</sub> 15,99 ct/kWh.

### 4.1.2 KfW-Speicherförderung

Die erste Periode des Marktanreizprogrammes für Heimspeicher durch die KfW vom 01. Mai 2013 bis 28. Februar 2016 gewährte einen Tilgungszuschuss in Höhe von 30 % der förderfähigen Kosten, maximal jedoch 600 € pro kW<sub>p</sub> der Photovoltaikanlage bei deren Neuinstallation bzw. 660 € pro kW<sub>p</sub> bei Nachrüstung des Speichers. Bei den förderfähigen Kosten handelt es sich um den Nettopreis des Speichersystems bei Nachrüstung bzw. um die Differenz der Nettopreise von Gesamtinstallation und Photovoltaikanlageninstallation bei Neuinstallation. Für die Kosten der Photovoltaikanlage wird dabei ein einheitlicher Wert von 1.600 €/kW<sub>p</sub> angesetzt. Voraussetzung für eine Förderung war in dieser ersten Periode eine Begrenzung der

Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage an deren Wechselrichter auf 60 % der Modulleistung. Diese Drosselung musste unabhängig von der Betriebsdauer des Speichersystems für mindestens 20 Jahre beibehalten werden, der Speicher musste lediglich für 5 Jahre in Betrieb bleiben.

In der zweiten Förderperiode seit 01. März 2016 gelten größtenteils die gleichen Bedingungen, allerdings wurde die Begrenzung der Erzeugungsleistung auf 50 % der Modulleistung verschärft. Zudem erfolgte eine Reduzierung des Tilgungszuschusses auf 25 %, mit einer halbjährlichen Degression von 3 %. Bei Programmende im zweiten Halbjahr 2018 werden somit nur noch 10 % der förderfähigen Kosten vom Staat übernommen.

### 4.1.3 Speicherpreise

Aufgrund der geringen Stückzahlen und der damit verbundenen geringen Automatisierung bei der Produktion von Heimspeichersystemen waren deren Preise zu Beginn der Markteinführung sehr hoch und machten damit einen wirtschaftlichen Betrieb unmöglich. Die sinkende Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen, die Einführung des KfW-Markanzreizprogrammes sowie die steigende Konkurrenz unter den Herstellern hatte jedoch bis heute stetig steigende Absatzzahlen bzw. einen enormen Preisverfall zur Folge, welcher je nach Anlagenkonstellation bereits einen wirtschaftlichen Betrieb von Heimspeichern ermöglicht. Abbildung 4.3 zeigt zur Verdeutlichung die Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Heimspeichern nach [Kai16].

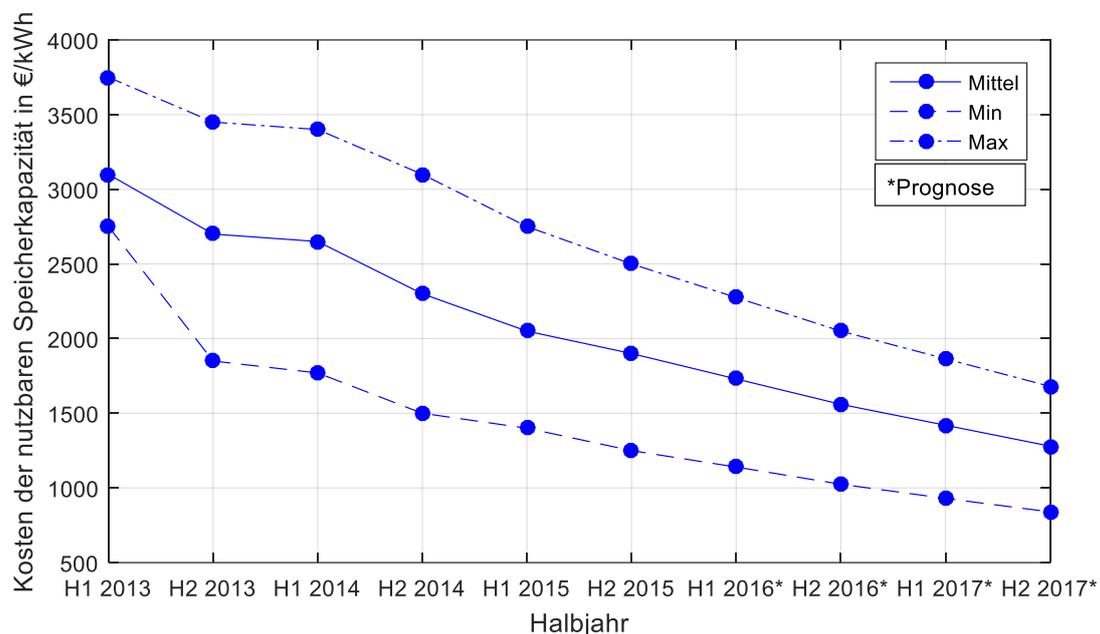


Abbildung 4.3: Kostenentwicklung für Li-Ion-Photovoltaik-Heimspeicher nach [Kai16]

Durch die zunehmende Anzahl von Wettbewerbern aus der Automobilbranche wie beispielsweise Mercedes-Benz oder Tesla kann aufgrund der damit einhergehenden Synergie- und Skaleneffekte auch in Zukunft mit einer weiteren Reduktion der Endverbraucherkosten gerechnet werden.

### 4.2 Konventionelle Ladestrategie

Da der Betrieb von Photovoltaik-Heimspeichern in erster Linie eine Senkung der Strombezugskosten zum Ziel hat, ist eine Maximierung der Eigenverbrauchsquote in der Regel das Ziel des jeweiligen Steuerungsalgorithmus für die Ladestrategie. Die konventionelle Ladestrategie berücksichtigt dabei keine eventuellen Abregelungsvorgänge des Photovoltaik-Wechselrichters bei Durchsetzung der 70 %-Regelung nach § 9 EEG oder der Leistungsbegrenzung bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung und findet zum heutigen Zeitpunkt bei dem Großteil der zum Einsatz kommenden Systeme Anwendung.

#### 4.2.1 Prinzip

Das Prinzip der konventionellen Ladestrategie ist sehr simpel und bedarf keines komplizierten Energie-Management-Systems. Sobald die Photovoltaikanlage mehr Strom erzeugt als durch den Haushalt zeitgleich verbraucht werden kann, wird diese überschüssige Leistung vom Heimspeicher aufgenommen. Wird andererseits mehr Leistung von Haushaltsverbrauchern benötigt als die Photovoltaikanlage erzeugt, wird die benötigte Leistungsdifferenz durch den Speicher bereitgestellt. Lade- bzw. Entladevorgänge können dabei nur so lange ausgeführt werden, wie sich der Ladezustand des Speichers unterhalb der Obergrenze bzw. oberhalb der Untergrenze befindet. Zudem können die Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch immer nur dann vollständig ausgeglichen werden, wenn sie betragsmäßig die Nennleistung des Speicherwechselrichters nicht überschreiten.

#### 4.2.2 Steuerungsalgorithmus

Der für die konventionelle Ladestrategie notwendige Steuerungsalgorithmus kann sowohl für AC- als auch für DC-gekoppelte Speichersysteme angewendet werden, allerdings ist in diesem Fall eine AC-Kopplung aufgrund der somit vermeidbaren Abregelungsvorgänge durch den Photovoltaikwechselrichter vorteilhaft. Photovoltaikanlage und Batteriespeicher sind dabei jeweils über einen separaten Wechselrichter an das Hausnetz des Verbrauchers angeschlossen, wobei in den meisten Fällen der Batteriewechselrichter im Gehäuse des Heimspeichers integriert ist.

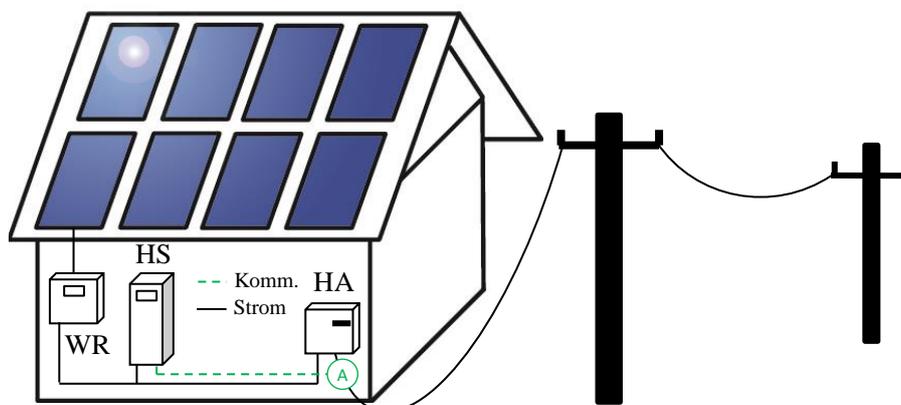


Abbildung 4.4: Installationsschema für Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie

Der Batterieladeregler ist dabei über eine Kommunikationsleitung mit einem Stromsensor verbunden, welcher im Sicherungskasten des Verbrauchers zur Messung des gesamten Stromflusses zwischen dem Hausnetz und dem öffentlichen Netz installiert ist (siehe Abbildung 4.4). Dieser Stromfluss (Netzaustauschleistung) wird vom Laderegler durch Lade- und Entladevorgänge der Batterie zu dem Sollwert  $I_{\text{soll}} = 0 \text{ A}$  geregelt. Sofern es Ladezustand und Nennleistung des Heimspeichers zulassen, wird durch diesen Steuerungsalgorithmus die maximal mögliche Deckung der Last bzw. Aufnahme von überschüssiger Photovoltaikenergie sichergestellt. Der Wechselrichter als leistungsbegrenzendes Element regelt die eingangsseitige Photovoltaikleistung auf seiner Ausgangsseite auf den vorgegebenen Wert ab (siehe Abbildung 4.5). Die abgeregelte Energiemenge ist als graue Fläche dargestellt.

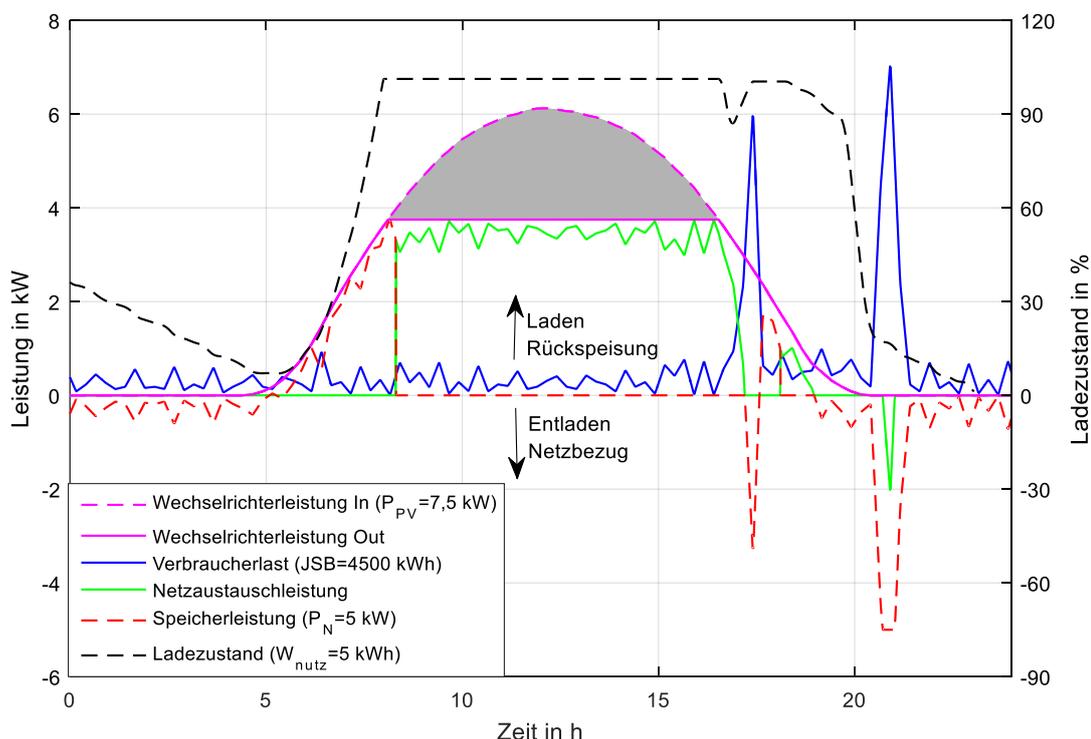


Abbildung 4.5: Leistungsflüsse bei konventioneller Ladestrategie mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag

### 4.2.3 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern kann durch eine Gegenüberstellung von Investitionskosten in das Heimspeichersystem und Stromkosteneinsparungen durch dessen Betrieb bewertet werden. Als einfache Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit von Heimspeichersystemen wird in dieser Arbeit der primäre Return on Investment (primärer ROI) eingesetzt. Gemäß (4.1) gibt dieser die zeitliche Dauer bis zur Amortisation einer Investition wieder.

$$\text{primärer ROI} = \frac{\text{Investitionskosten}}{\text{jährliche Einsparungen}} \quad (4.1)$$

Zudem erfolgt in der Zusammenfassung eines jeden Unterkapitels die Darstellung der notwendigen Speicherpreise für einen primären ROI von 10 Jahren als Zielhorizont der Speicherpreisentwicklung sowie eine Bewertung der jährlich möglichen Einsparungen als Rendite der Investitionskosten.

Um anhand von Simulation allgemein gültige Aussagen zur Wirtschaftlichkeit treffen zu können, ist die Verwendung einer Vielzahl von Verbraucherlast- und Photovoltaikerzeugungsprofilen notwendig. Zudem müssen verschiedene Anlagenkonstellationen hinsichtlich des Verhältnisses zwischen Modulnennleistung und Jahresenergieverbrauch des Verbrauchers berücksichtigt werden. Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit werden in dieser Arbeit Jahresprofilsimulationen in minutengenaue Auflösung durchgeführt. Dabei kommen 50 statistisch generierte Haushaltslastprofile nach [Wag16] und 11 normierte Photovoltaikerzeugungsprofile aus dem Raum Bayern und dem Jahr 2014 zum Einsatz, aus denen insgesamt 550 Simulationsvarianten je Anlagenkonstellation hervorgehen. Zur Variation der Anlagenkonstellation werden sowohl Jahresenergieverbrauch der Haushalte als auch Modulnennleistung der Photovoltaikanlagen variiert. Um eine realistische Bandbreite an Haushalts- und Anlagengrößen abzubilden, werden die Jahresstrombedarfe 2500 kWh, 3500 kWh, 4500 kWh und 5500 kWh sowie die Modulnennleistungen 2,5 kW, 5 kW, 7,5 kW und 10 kW als Anlagenkonstellationen herangezogen. Als Basis zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit werden alle Simulationen ohne Speichereinsatz durchgeführt. Als Anwendungsszenarien werden sowohl ein Speichereinsatz ohne KfW-Förderung, als auch der Speichereinsatz mit alter KfW-Förderung (Drosselung auf 60 %), aktueller KfW-Förderung (Drosselung auf 50 %) und fiktiver KfW-Förderung (Drosselung auf 40 %) simuliert. Als nutzbare Energieinhalte der Heimspeichersysteme werden dabei die Werte 2,5 kWh, 5 kWh, 7,5 kWh und 10 kWh angenommen (siehe Tabelle 4.1). Die Ergebnisse der daraus insgesamt resultierenden 149600 Jahresprofilsimulationen für die konventionelle Ladestrategie werden in diesem Kapitel evaluiert. Für die Simulationen werden zudem folgende Annahmen getroffen:

- Drosselung der PV-Erzeugungsleistung auf 70 % der Modulnennleistung nach § 9 EEG
- Photovoltaik-Wechselrichterwirkungsgrad 95 %
- Heimspeicher-Ladewirkungsgrad 90 %
- Heimspeicher-Entladewirkungsgrad 90 %
- Nennleistung des Heimspeichers 1 c (1 kW je kWh nutzbarer Energieinhalt)
- Einspeisevergütung 12,70 ct/kWh für Photovoltaik im Jahr 2016 bis 10 kW
- Strompreis 29,53 ct/kWh im Jahr 2016
- Speicher- und Photovoltaikanlageninstallation im gleichen Jahr
- Heimspeicher auf Basis von Lithium-Ionen-Technologie

Tabelle 4.1: Simulationsvarianten zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie

Jahresstrombedarf [kWh]	2500				3500				4500				5500					
Anlagenleistung [kW]	2,5	5	7,5	10	2,5	5	7,5	10	2,5	5	7,5	10	2,5	5	7,5	10		
Jahresprofile	50 Haushaltslastprofile x 11 Photovoltaikerzeugungsprofile																	
Vergleichsvarianten	Ohne Speicher		Mit Speicher ohne KfW				Mit Speicher KfW 60 %				Mit Speicher KfW 50%				Mit Speicher KfW 40%			
Speicherkap. [kWh]	-		2,5	5	7,5	10	2,5	5	7,5	10	2,5	5	7,5	10	2,5	5	7,5	10

Zunächst werden anhand der Simulationsergebnisse die spezifischen jährlichen Einsparungen für das Jahr 2016 in Euro je Kilowattstunde nutzbarer Speicherkapazität berechnet. Die absoluten jährlichen Einsparungen  $E_{hs}$  ergeben sich dabei aus der Differenz der jährlichen Stromkosten  $K_{el}$  des Verbrauchers mit Photovoltaikanlage ohne Speichersystem und mit Speichersystem. Zur Berechnung der spezifischen Einsparungen  $e_{hs}$  wird  $E_{hs}$  auf den nutzbaren Energieinhalt  $W_{hs}$  des jeweiligen Heimspeichersystems bezogen (4.2).

$$e_{hs} = \frac{K_{el} - K_{el,hs}}{W_{hs}} \quad (4.2)$$

### Heimspeicher ohne KfW-Förderung

Abbildung 4.6 zeigt diese Einsparungen für alle simulierten Anlagenkonstellationen bei Speichereinsatz ohne KfW-Förderung. Jeder Datenpunkt in den Diagrammen entspricht dabei dem Ergebnis einer der 550 Jahresprofilvarianten je Anlagenkonstellation. Das 5 %-, 50 %- und 95 %-Quantil wird dabei jeweils durch eine schwarze Linie markiert. Die Ergebnisse machen deutlich, dass aufgrund der besseren Ausnutzung vor allem mit kleinen Heimspeichersystemen mit niedrigen Energieinhalten hohe spezifische Einsparungen erzielt werden können. Bei größeren Systemen kann der verfügbare Energieinhalt insbesondere aufgrund der in Deutschland stark ausgeprägten Jahreszeiten nicht immer voll ausgenutzt werden und die spezifischen Einsparungen fallen deutlich niedriger aus. Auch der Jahresstrombedarf des Verbraucherhaushaltes und die Modulnennleistung der Photovoltaikanlage haben einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Einsparungen. Generell gilt für die betrachtete Bandbreite von Haushalts- und Photovoltaikanlagengrößen ein jeweils proportionaler Zusammenhang, da bei höherem Verbrauch bzw. mehr Erzeugungsleistung der Speicher stärker ausgenutzt werden kann. Eine Ausnahme stellen Photovoltaikanlagen mit Modulnennleistungen von weniger als

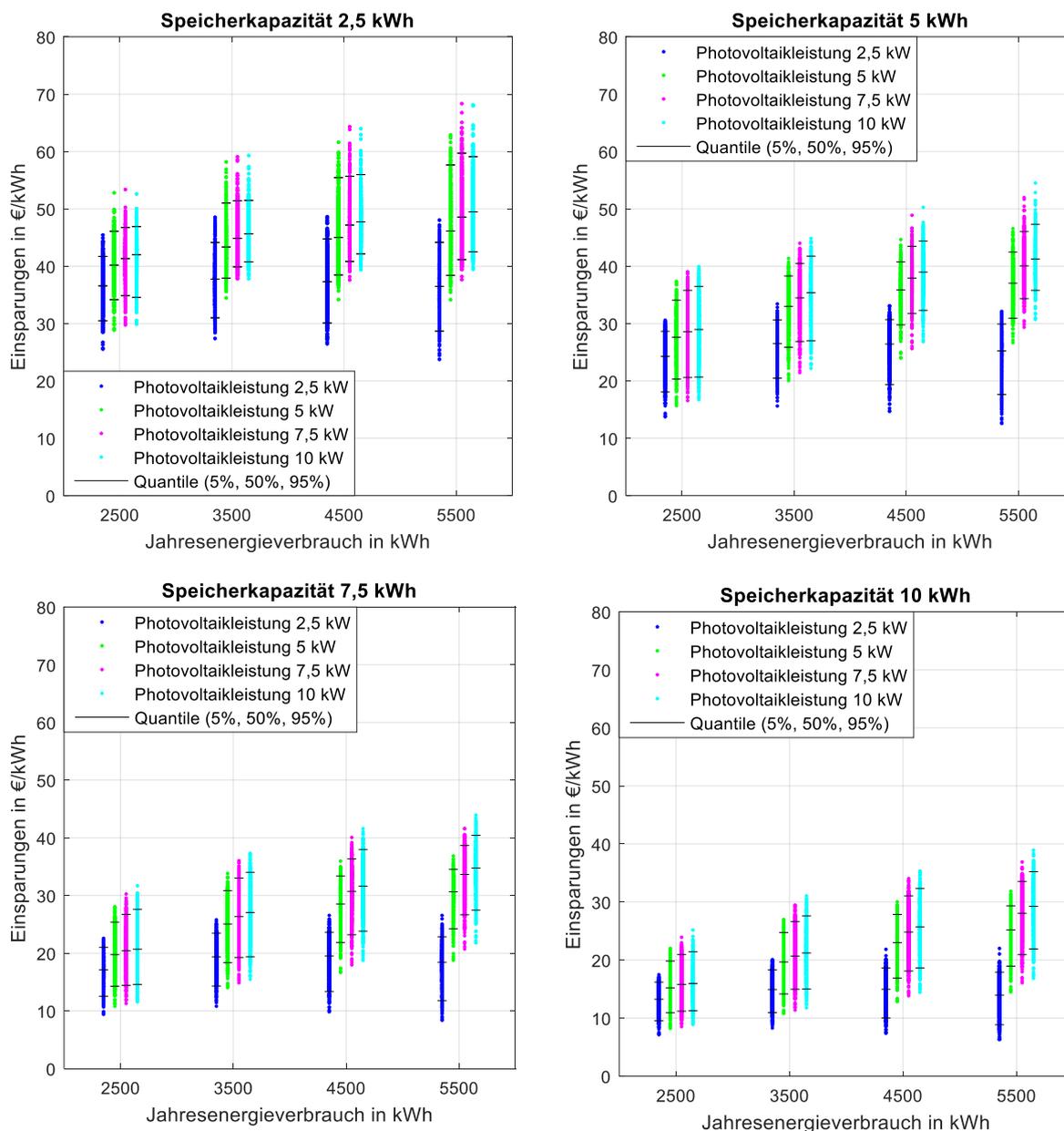


Abbildung 4.6: Spezifische jährliche Einsparungen durch Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie ohne KfW-Förderung bei Installationsjahr 2016

5 kW dar, deren geringe erzeugte Energie auch von Verbrauchern mit sehr geringem Jahresstrombedarf nahezu vollständig direkt verbraucht werden kann und somit einen Heimspeicher in den meisten Fällen überflüssig machen. Das 50 %-Quantil bewegt sich je nach Anlagenkonstellation im Bereich zwischen 15 und 50 €/kWh Einsparungen pro Jahr. Im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kW<sub>p</sub> Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh ist mit jährlichen spezifischen Einsparungen zwischen 25 und 50 €/kWh zu rechnen.

Die spezifischen jährlichen Einsparungen sind maßgeblich von den anzunehmenden Stromkosten abhängig. Zur Berechnung des primären ROI nach (4.1) ist deshalb die Berücksichtigung der jährlichen Strompreisentwicklung erforderlich. Da diese maßgeblich an die Entwicklung der gesetzlichen Abgaben gekoppelt ist, kann hierfür keine verlässliche Prognose

vorgenommen werden. Dennoch geht eine aktuelle Studie der Agora Energiewende von einer Stagnation des Strompreises bis zum Jahr 2035 aus, da auf der einen Seite die EEG-Umlage durch den Vergütungsauslauf der teuren EEG-Anlagen der Anfangsjahre sinken, andererseits jedoch die Kosten für Netzinfrastruktur und weitere notwendige Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende steigen werden [Hal16]. Diese Annahme wird für die Berechnung des primären ROI übernommen und die jährliche Änderung des Strompreises beträgt somit 0 %. Ein weiterer Grund für diese Annahme liegt in der Zielstellung einer möglichst konservativen Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung möglicher zukünftiger Abgaben auf den Eigenverbrauch. Die Berechnung erfolgt sowohl unter Berücksichtigung der mittleren als auch der minimalen spezifischen Speicherpreise gemäß Abbildung 4.3. Es wird dabei zwischen den Installationszeitpunkten Mitte 2016 und Mitte 2017 unterschieden.

Tabelle 4.2 zeigt die 50 %-Quantile der Werte für den primären ROI für jede Anlagenkonstellation. Unabhängig von Anlagenkonstellation und Installationszeitpunkt liegt der primäre ROI deutlich über der kalendarischen Lebensdauer von 15 Jahren (vgl. Kapitel 3.1.2) bei Lithium-Ionen-Speichersystemen. Im grau markierten realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kW<sub>p</sub> Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh ist mit Amortisationszeiten zwischen 32 und 60 (2016) bzw. 26 und 50 Jahren (2017) zu rechnen.

Tabelle 4.2: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren ohne KfW-Förderung für die mittleren Speicherpreise 2016 und 2017

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
2500 kWh	2,5 kW	42	35	65	53	91	75	119	98
	5 kW	39	32	55	46	78	64	103	85
	7,5 kW	38	31	53	44	78	64	97	80
	10 kW	37	30	53	44	74	61	97	80
3500 kWh	2,5 kW	41	34	57	47	82	67	103	85
	5 kW	36	30	47	39	62	51	78	64
	7,5 kW	34	28	46	38	60	49	74	61
	10 kW	34	28	44	37	57	47	74	61
4500 kWh	2,5 kW	42	35	60	49	78	64	103	85
	5 kW	34	28	43	36	53	44	67	56
	7,5 kW	33	27	41	34	50	41	62	51
	10 kW	32	27	40	33	48	40	60	49
5500 kWh	2,5 kW	43	36	62	51	86	71	111	91
	5 kW	34	28	42	35	50	41	62	51
	7,5 kW	32	26	39	32	46	38	55	46
	10 kW	32	26	38	31	44	37	53	44

Vor allem bei großen Speichersystemen liegt die Amortisationsdauer sehr weit über deren möglicher Betriebsdauer. Lediglich bei sehr kleinen Speichersystemen mit Energieinhalten von weniger als 5 kWh in Verbindung mit einem hohen Jahresstrombedarf ab 4500 kWh ist eine Annäherung des primären ROI an die Lebensdauer des Heimspeichers absehbar. Generell kann deshalb die Aussage getroffen werden, dass die Anschaffung eines Heimspeichersystems ohne Inanspruchnahme der KfW-Förderung im Zeitraum bis mindestens Ende 2017 in den meisten Fällen eine unwirtschaftliche Investition darstellt.

Um andererseits auch den bestmöglichen primären ROI abzubilden, wird dieser in Tabelle 4.3 erneut unter Berücksichtigung der 95 %-Quantile der spezifischen jährlichen Einsparungen sowie unter Annahme des minimalen spezifischen Speicherpreises gemäß Abbildung 4.3 dargestellt. Diese Werte stellen somit die kürzeste Amortisationszeit für Heimspeichersysteme in Jahren dar, welche bei idealen Bedingungen in den Installationsjahren 2016 bzw. 2017 erreicht werden können. Es wird deutlich, dass bei optimalen Anlagenkonstellationen mit hohem Jahresstrombedarf und großen Modulnennleistungen in Verbindung mit kleinen Speichersystemen eine Amortisation der Investitionskosten innerhalb der Lebensdauer des Speichers für Installationszeitpunkte ab Mitte 2017 möglich ist. Ein finanzieller Vorteil für den Anlagenbetreiber ist aufgrund des hohen primären ROI dennoch nicht zu erwarten.

Tabelle 4.3: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren ohne KfW-Förderung für die minimalen Speicherpreise 2016 und 2017

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
2500 kWh	2,5 kW	24	20	34	29	48	40	63	53
	5 kW	22	18	29	25	40	34	50	42
	7,5 kW	21	18	28	23	37	31	48	40
	10 kW	21	18	28	23	36	30	48	40
3500 kWh	2,5 kW	23	19	32	27	43	37	56	47
	5 kW	20	16	26	22	32	27	40	34
	7,5 kW	20	16	25	21	30	25	37	31
	10 kW	20	16	24	20	29	25	36	30
4500 kWh	2,5 kW	22	19	32	27	42	35	53	44
	5 kW	18	15	24	20	30	25	36	30
	7,5 kW	18	15	23	20	28	23	32	27
	10 kW	18	15	23	19	26	22	31	26
5500 kWh	2,5 kW	23	19	33	28	43	37	56	47
	5 kW	17	14	24	20	29	24	34	29
	7,5 kW	17	14	22	18	26	22	29	25
	10 kW	17	14	21	18	25	21	29	24

Um zudem unabhängig von aktuellen Speicherkosten  $k_{hs}$ , Strompreisen  $k_{el}$  und Photovoltaik-Vergütungssätzen  $v_{pv}$  eine Berechnungsgrundlage zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von Heimspeichersystemen ohne KfW-Förderung zu erhalten, werden aus den konkreten Simulationsergebnissen die Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  zur Verwendung in einer Berechnungsformel nach (4.3) für die spezifischen jährlichen Einnahmen abgeleitet. Diese unterscheiden sich je nach Anlagenkonstellation und bezeichnen den durch Speichereinsatz jährlich eingesparten Strombezug ( $K_1$ ) und die reduzierte Stromrückspeisung ( $K_2$ ). Die einzusetzenden Zahlenwerte können Anhang A.1 entnommen werden.

$$e_{hs} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{a}} \right] = \frac{k_{el} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \cdot K_1 - v_{pv} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \cdot K_2}{W_{hs} [\text{kWh}]} \quad (4.3)$$

Unter Annahme eines stagnierenden Strompreises kann damit der primäre ROI gemäß (4.4) berechnet werden.

$$\text{primärer ROI} [a] = \frac{k_{hs} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]}{e_{hs} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh} \cdot \text{a}} \right]} \quad (4.4)$$

### Heimspeicher mit KfW-Förderung 2013 (60 % - Regelung)

Sofern für ein Heimspeichersystem die KfW-Förderung mit den Konditionen aus dem Jahr 2013 in Anspruch genommen wird, ist die AC-seitige Leistungsabgabe des Photovoltaikwechselrichters auf 60 % der Modulnennleistung zu begrenzen.

Der Anlagenbetreiber verliert somit einen Teil der eigenerzeugten Energie, wodurch sich die Einnahmen durch die Einspeisevergütung sowie die Eigenverbrauchsquote reduzieren. Der finanzielle Anreiz des Programms besteht in der Förderung des Nettokaufpreises in Höhe von 30 %.

Die in Abbildung 4.7 dargestellten spezifischen jährlichen Einsparungen weisen aus oben genanntem Grund im Vergleich zu ungeförderten Heimspeichern generell ein niedrigeres Niveau auf. Zudem wird deutlich, dass vor allem bei kleinen Speicherkapazitäten die Einsparungen mit zunehmender Modulnennleistung aufgrund der dann hohen Menge abgeregelter Erzeugungenergie stagnieren oder sogar abnehmen. Bei größeren Speicherkapazitäten tritt dieser Effekt weniger deutlich auf, da in diesem Fall die erhöhte Eigenverbrauchsquote über die Erzeugungsverluste dominiert. Das 50 %-Quantil bewegt sich je nach Anlagenkonstellation im Bereich zwischen 10 und 40 €/kWh Einsparungen pro Jahr. Im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kWp Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh ist mit jährlichen spezifischen Einsparungen zwischen 20 und 40 €/kWh zu rechnen.

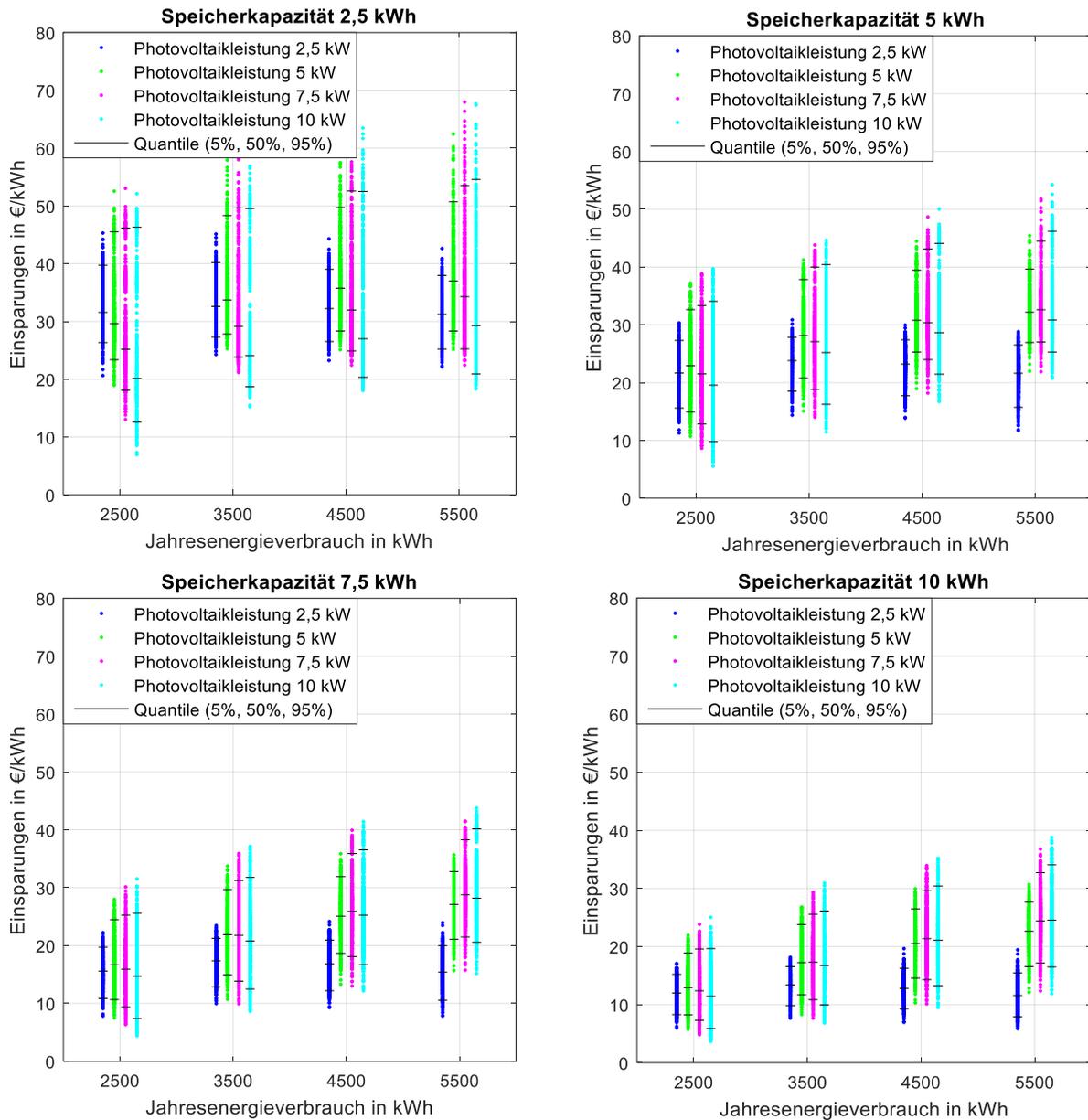


Abbildung 4.7: Spezifische jährliche Einsparungen durch Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie und KfW-Förderung nach 2013 bei Installationsjahr 2016

Zur Berechnung des primären ROI unter Berücksichtigung der KfW-Förderung müssen die Speicherkosten  $k_{hs,KfW}$  entsprechend dem geltenden Fördersatz  $f_{KfW}$  gemäß (4.5) verringert werden. Dieser beträgt für die KfW-Förderung nach 2013  $f_{KfW} = 0,3$ .

$$k_{hs,KfW} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] = k_{hs} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] - \left( \frac{k_{hs} \left[ \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right]}{1,19} \right) \cdot f_{KfW} \quad (4.5)$$

Tabelle 4.4 zeigt die 50 %-Quantile der Werte für den primären ROI für jede Anlagenkonstellation unter Berücksichtigung der reduzierten Speicherkosten gemäß (4.5). Durch Inanspruchnahme der KfW-Förderung nach den Konditionen von 2013 wird der primäre ROI von Heimspeichern bei Energieinhalten ab 5 kWh im Mittel geringfügig reduziert.

Kleine Heimspeichersysteme mit Energieinhalten von weniger als 5 kWh können die Energieverluste durch Abregelung nicht ausgleichen und haben mit KfW-Förderung einen höheren primären ROI zur Folge. Im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kWp Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh ist mit Amortisationszeiten zwischen 34 und 56 (2016) bzw. 28 und 46 Jahren (2017) zu rechnen. Somit stellt die KfW-Förderung nach den Konditionen aus dem Jahr 2013 bei konventioneller Ladestrategie im Mittel keine deutliche finanzielle Entlastung bei der Investition in Heimspeichersysteme dar.

Tabelle 4.4: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2013 für die mittleren Speicherpreise 2016 und 2017

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
2500 kWh	2,5 kW	37	30	54	44	75	61	97	80
	5 kW	39	32	51	42	70	57	90	74
	7,5 kW	46	38	54	44	73	60	94	77
	10 kW	58	47	60	49	79	65	102	84
3500 kWh	2,5 kW	36	29	49	40	67	55	87	71
	5 kW	35	28	41	34	53	44	68	56
	7,5 kW	40	33	43	35	54	44	67	55
	10 kW	48	40	46	38	56	46	70	57
4500 kWh	2,5 kW	36	30	50	41	69	57	91	75
	5 kW	33	27	38	31	47	38	57	47
	7,5 kW	36	30	38	31	45	37	55	45
	10 kW	43	35	41	33	46	38	55	45
5500 kWh	2,5 kW	37	31	54	44	76	62	101	83
	5 kW	32	26	36	30	43	35	52	42
	7,5 kW	34	28	36	29	41	33	48	39
	10 kW	40	33	38	31	41	34	48	39

Wird von einer idealen Anlagenkonstellation gemäß den 95 %-Quantilen der spezifischen jährlichen Einsparungen in Verbindung mit den minimalen Speicherkosten nach Abbildung 4.3 ausgegangen, so ergeben sich die minimal möglichen Werte für den primären ROI gemäß Tabelle 4.5. Die Ergebnisse zeigen, dass sich kleine Speichersysteme unter diesen Idealbedingungen für Installationszeiträume ab Mitte 2017 schon einige Jahre vor Ende der Lebensdauer amortisieren können. Speichersysteme mit Energieinhalten ab 5 kWh stellen allerdings auch unter Idealbedingungen bis mindestens Ende 2017 noch keine wirtschaftliche Investition dar.

Tabelle 4.5: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2013 für die minimalen Speicherpreise 2016 und 2017

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
2500 kWh	2,5 kW	19	16	27	23	38	32	49	41
	5 kW	16	14	23	19	31	26	40	33
	7,5 kW	16	14	22	19	30	25	38	32
	10 kW	16	14	22	18	29	25	38	32
3500 kWh	2,5 kW	19	16	27	23	35	30	45	38
	5 kW	15	13	20	17	25	21	31	26
	7,5 kW	15	13	19	16	24	20	29	25
	10 kW	15	13	19	16	24	20	29	24
4500 kWh	2,5 kW	19	16	27	23	36	30	46	39
	5 kW	15	13	19	16	23	20	28	24
	7,5 kW	14	12	17	15	21	18	25	21
	10 kW	14	12	17	14	20	17	25	21
5500 kWh	2,5 kW	20	17	28	24	37	31	48	41
	5 kW	15	12	19	16	23	19	27	23
	7,5 kW	14	12	17	14	20	16	23	19
	10 kW	14	12	16	14	19	16	22	18

Die Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  zur Berechnung der mittleren spezifischen jährlichen Einsparungen nach (4.3) sind Anhang A.2 zu entnehmen. Bei Berechnung des primären ROI nach (4.4) ist auf eine Anpassung der Speicherkosten gemäß (4.5) zu achten.

#### Heimspeicher mit KfW-Förderung 2016 (50 % - Regelung)

Die aktuelle KfW-Förderung mit den Konditionen aus dem Jahr 2016 sieht eine Begrenzung der AC-seitigen Leistungsabgabe des Photovoltaikwechselrichters auf 50 % der Modulnennleistung vor. Die Erzeugungsverluste für den Anlagenbetreiber befinden sich somit im Vergleich zum vorangegangenen Förderungsmodell auf einem höheren Niveau. Der Tilgungszuschuss beträgt aufgrund der halbjährlichen Degression 22 % bei Installation Mitte 2016 und 16 % bei Installation Mitte 2017.

Die in Abbildung 4.8 gezeigten spezifischen jährlichen Einsparungen bei Inanspruchnahme der aktuellen KfW-Förderung nach 2016 sind im Vergleich zum vorangegangenen Förderungsmodell aufgrund der stärkeren Abregelung deutlich niedriger. Insbesondere für kleinere Speicherkapazitäten unter 5 kWh sind sogar negative Einsparungen aufgrund der geringen Erhöhung der Eigenverbrauchsquote in Verbindung mit hohen Abregelungsverlusten möglich. Mit zunehmender Modulnennleistung sinken die spezifischen Einsparungen aufgrund der dann steigenden Abregelungsverluste im Mittel deutlich ab.

## 4.2 Konventionelle Ladestrategie

Das 50 %-Quantil bewegt sich je nach Anlagenkonstellation im Bereich zwischen -10 und 25 €/kWh Einsparungen pro Jahr. Im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kWp Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh ist

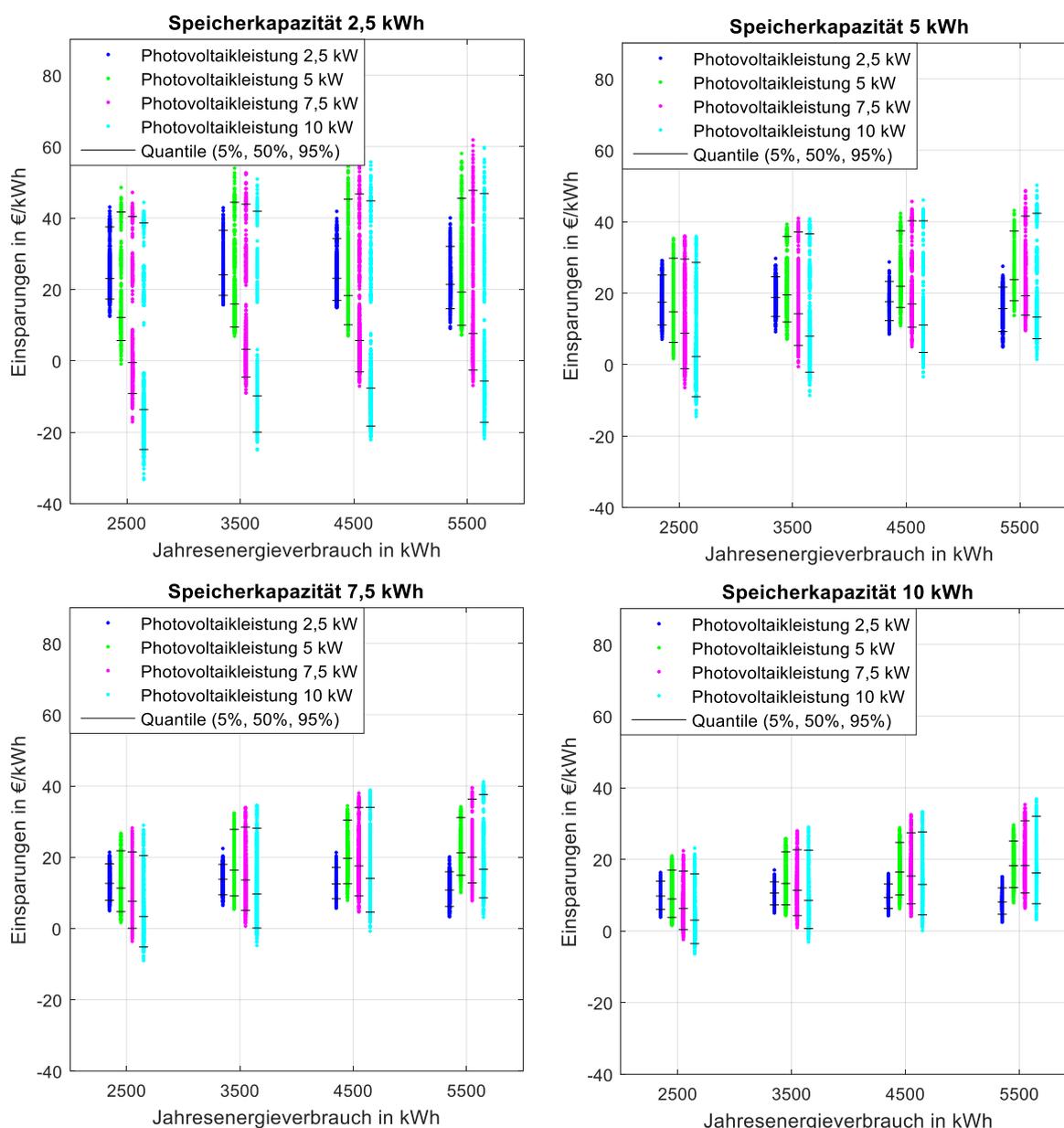


Abbildung 4.8: Spezifische jährliche Einsparungen durch Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016

mit jährlichen spezifischen Einsparungen zwischen -10 und 20 €/kWh zu rechnen.

Tabelle 4.6 zeigt die 50 %-Quantile der Werte für den primären ROI für jede Anlagenkonstellation unter Berücksichtigung der Fördersätze entsprechend dem KfW-Förderprogramm 2016. Durch den verringerten Tilgungszuschuss und die höheren Erzeugungsverluste durch Abregelung sind die Werte für den primären ROI sogar im Vergleich zu ungeforderten Speichersystemen deutlich höher. Aufgrund der teils negativen Werte für die spezifischen jährlichen Ein-

sparungen kann in manchen Fällen sogar kein ROI erreicht werden. Vor allem bei höheren Modulnennleistungen ab 7,5 kW dominieren die Erzeugungsverluste durch Abregelung

Tabelle 4.6: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2016 für die mittleren Speicherpreise 2016 und 2017

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
2500 kWh	2,5 kW	55	48	73	63	100	88	131	114
	5 kW	105	91	86	75	112	98	142	124
	7,5 kW	-	-	145	126	167	146	201	175
	10 kW	-	-	562	490	376	328	418	364
3500 kWh	2,5 kW	53	46	68	59	92	80	120	105
	5 kW	80	70	65	57	78	68	96	84
	7,5 kW	395	344	89	78	93	81	112	98
	10 kW	-	-	160	139	132	115	150	130
4500 kWh	2,5 kW	55	48	72	63	102	89	136	118
	5 kW	70	61	58	51	65	56	77	67
	7,5 kW	224	195	75	65	72	63	83	72
	10 kW	-	-	115	100	90	79	98	85
5500 kWh	2,5 kW	59	52	81	71	118	103	157	137
	5 kW	66	58	54	47	60	52	70	61
	7,5 kW	166	145	66	57	63	55	69	61
	10 kW	-	-	96	83	76	67	78	68

Im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kWp Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh ist mit Amortisationszeiten zwischen 60 und 400 (2016) bzw. 55 und 340 Jahren (2017) zu rechnen. Die Inanspruchnahme der aktuellen KfW-Förderung nach 2016 hat somit bei konventioneller Ladestrategie in den meisten Fällen eine weitere Verringerung der Wirtschaftlichkeit von Heimspeichersystemen zur Folge.

Auch unter Berücksichtigung der Idealbedingungen durch Verwendung der 95 %-Quantilwerte der spezifischen jährlichen Einsparungen sowie der minimalen Speicherkosten liegen die in Tabelle 4.7 gezeigten Werte des primären ROI auf gleichem Niveau mit ungeforderten Speichersystemen. Die aktuelle KfW-Förderung aus dem Jahr 2016 bietet bei der Investition in ein Heimspeichersystem somit auch bei einer optimalen Kombination aus Verbrauchs- und Erzeugungscharakteristik keinen wirtschaftlichen Vorteil für Betreiber von Photovoltaikanlagen.

Die Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  zur Berechnung der mittleren spezifischen jährlichen Einsparungen nach (4.3) sind Anhang A.3 zu entnehmen. Bei Berechnung des primären

ROI nach (4.4) ist auf eine Anpassung der Speicherkosten gemäß (4.5) unter Berücksichtigung der halbjährlichen Degression zu achten.

Tabelle 4.7: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2016 für die minimalen Speicherpreise 2016 und 2017

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
2500 kWh	2,5 kW	22	19	33	29	45	40	59	52
	5 kW	20	17	27	24	37	33	48	43
	7,5 kW	20	18	28	25	38	34	49	44
	10 kW	21	19	29	25	40	35	51	46
3500 kWh	2,5 kW	22	20	33	30	45	40	59	53
	5 kW	18	16	23	20	29	26	37	33
	7,5 kW	19	17	22	20	29	26	36	32
	10 kW	19	17	22	20	29	26	36	32
4500 kWh	2,5 kW	24	21	35	31	47	42	62	56
	5 kW	18	16	22	19	27	24	33	29
	7,5 kW	17	16	20	18	24	21	30	27
	10 kW	18	16	20	18	24	21	29	26
5500 kWh	2,5 kW	25	23	38	34	51	46	68	61
	5 kW	18	16	22	19	26	23	32	29
	7,5 kW	17	15	20	17	22	20	26	24
	10 kW	17	16	19	17	22	19	25	23

### 4.2.4 Netzzrückwirkungen

Neben der klassischen Anwendung als Zwischenspeicher zur Erhöhung der Eigenverbrauchsquote des Anlagenbetreibers wirken sich Heimspeichersysteme zudem auf das Netz der öffentlichen Versorgung aus. Vor allem auf Verteilnetzebene können Speicher durch Entlastung von Betriebsmitteln zu einer besseren Integration erneuerbarer Energien beitragen. Eine hohe Speicherdurchdringung kann andererseits jedoch auch zu nicht planbaren Lastsprüngen im Netz und somit zu einer Komplexitätssteigerung des Netzbetriebs führen. In diesem Kapitel erfolgt eine Untersuchung dieser möglichen Leistungsgradienten sowie eine Abschätzung des Einflusses verteilter Heimspeichersysteme auf den notwendigen Netzausbaubedarf auf Niederspannungsebene unter Berücksichtigung der Konditionen des KfW-Förderprogramms.

### Leistungsgradienten

Heimspeicher können am Netzverknüpfungspunkt Lastsprünge mit hohen Gradienten verursachen, sobald der Ladezustand bei hoher Photovoltaik-Erzeugung sein Maximum erreicht und die Ladeleistung schnell reduziert. Sofern dies bei einer Vielzahl von verteilten Speichern innerhalb eines Netzgebietes zur gleichen Zeit auftritt ist mit verstärkten Rückspeisegradi-

ten zu rechnen, welche weder für den Stromhändler noch für den Netzbetreiber vorhersehbar und erwünscht sind.

Zur Simulation der möglichen maximalen Rückspeisegradien wird ein fiktives Szenario mit 100 % Photovoltaik-Durchdringung erstellt, welches auf den bereits in Kapitel 4.2.3 vorgestellten Erzeugungs- und Lastprofilen beruht. Jedes der 11 Photovoltaik-Erzeugungsprofile repräsentiert dabei ein Ortsnetz mit jeweils 50 Verbrauchern, welche durch die Lastprofile nachgebildet sind. Simuliert wird also ein Netzgebiet mit 11 Ortsnetzstationen und insgesamt 550 Verbrauchern und Photovoltaikanlagen (siehe Abbildung 4.9).

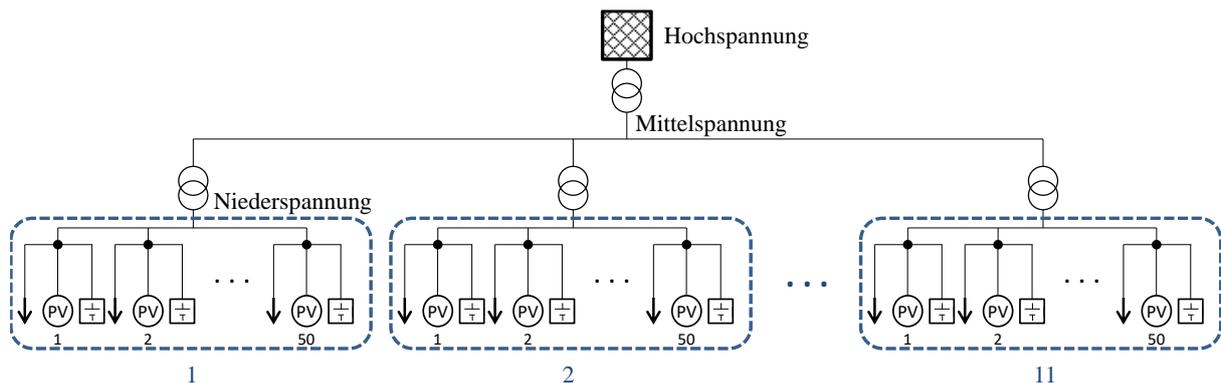


Abbildung 4.9: Simuliertes Netzgebiet zur Untersuchung der Rückspeisegradien

Es werden der mittlere Jahresenergiebedarf für Haushalte in Bayern [BDEW10], die mittlere Modulnennleistung für PV-Dachanlagen bis 10 kW [SMW16] sowie die mittleren nutzbaren Kapazitäten von Heimspeichersystemen auf Basis von Lithium- bzw. Blei-Säure-Technologie nach [Kai16] angesetzt. Tabelle 4.8 zeigt eine entsprechende Zusammenfassung der Simulationsparameter, welche zur Generierung von statistisch gleichverteilten Größen für Modulnennleistung und Speicherkapazität je Verbraucher verwendet werden. Jeder Verbraucher besitzt somit eine individuelle Einspeisecharakteristik, wobei unrealistische Verhältnisse aus Modulnennleistung und Speicherkapazität durch entsprechende Randbedingungen vermieden werden.

Tabelle 4.8: Simulationsparameter zur Untersuchung der Rückspeisegradien bei Heimspeichern

Parameter	Mittelwert	Standardabweichung
Jahresenergiebedarf	3.520 kWh	0 kWh
Modulnennleistung	6,2 kW	2,2 kW
Nutzbare Kapazität Li	5,5 kWh	1,5 kWh
Nutzbare Kapazität Pb	9,5 kWh	4,5 kWh
Verhältnis Li/Pb	10	0

Die Simulation erfolgt unter Berücksichtigung der konventionellen Ladestrategie und in Minutenschritten über den Zeitraum eines vollen Jahres. Das Szenario ohne Heimspeicher dient

dabei als Referenz, mit welchem die Heimspeicherszenarien für den ungeforderten Fall und die geförderten Fälle mit Erzeugungsbegrenzung auf 50 % bzw. 40 % verglichen werden. Auf eine Untersuchung der Gradienten unter Berücksichtigung der alten KfW-Förderung nach 2013 wird aufgrund der mangelnden Aktualität verzichtet.

Abbildung 4.10 zeigt die aus der Simulation resultierende Austauschleistung zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene (vgl. Abbildung 4.9) für die vier betrachteten Szenarien. Der Betrieb von ungeforderten Speichersystemen hat demnach nahezu keine Auswirkungen auf die maximale Rückspeiseleistung (negativer Achsenbereich), da der Großteil der Speicher den maximalen Ladezustand bereits vor dem täglichen solaren Strahlungsmaximum erreicht. Aufgrund der mit einer KfW-Förderung verbundenen Begrenzung der Erzeugungsleistung ist bei deren Berücksichtigung eine deutliche Verringerung der maximalen Rückspeiseleistung zu beobachten. Da die meisten Speicher in der verbrauchsintensiven Abendzeit noch einen hohen Ladezustand aufweisen und somit die Lastspitzen der Verbraucher gut abfangen können, kann die Bezugsleistung aus dem Hochspannungsnetz durch die Heimspeicher in allen Szenarien stark reduziert werden.

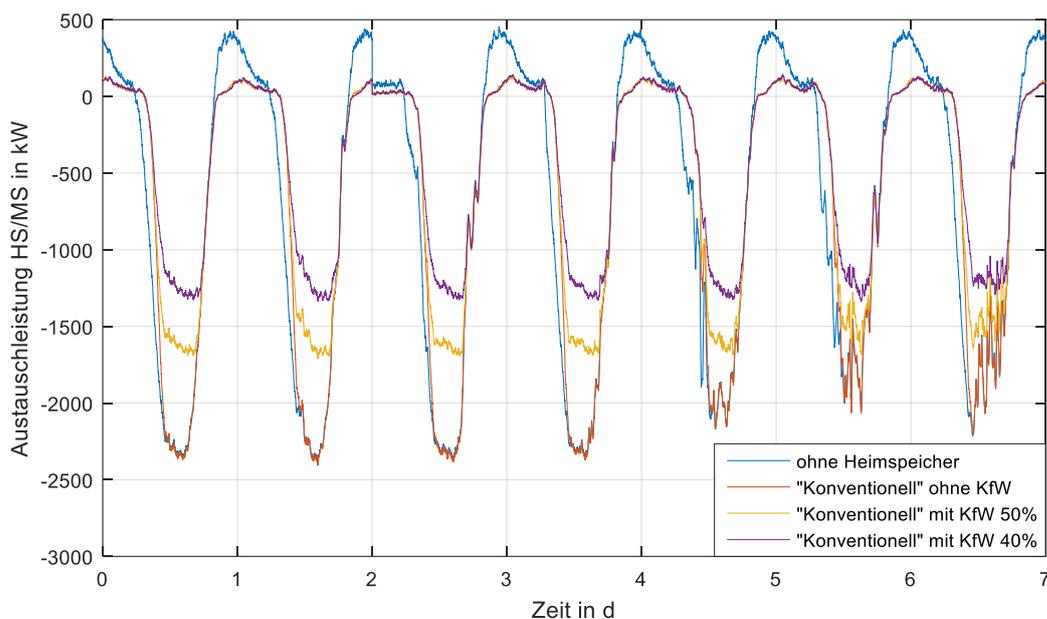


Abbildung 4.10: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei konventioneller Ladestrategie

Die Auswertung der Leistungsgradienten in den Morgenstunden zeigt eine deutliche Verschiebung des Anstiegs der typischen Photovoltaik-Glockenkurve durch das Ladeverhalten der Heimspeicher. Diese Verschiebung des Ausgangspunktes führt bei ungeforderten Speichersystemen zu einer Erhöhung des Steigungsgradienten der Rückspeiseleistung zwischen Sonnenaufgang und Sonnenzenit. Zur Quantifizierung dieser Änderung werden die wichtigen Quantile der Gradienten in dem Zeitraum zwischen 8 und 10 Uhr für alle Szenarien berechnet und in Tabelle 4.9 dargestellt.

Tabelle 4.9: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne HS	4,9	10,1	11,4
HS ohne KfW	1,6	11,4	12,3
HS mit KfW 50 %	1,6	8,8	9,3

Aufgrund der Verschiebung des Ausgangspunktes der Glockenkurve in Verbindung mit einer unveränderten maximalen Rückspeiseleistung bei Sonnenzenit kommt es bei ungeförderten Speichersystemen ohne Leistungsbegrenzung der Photovoltaikanlage zu einer leichten Erhöhung der steilen Gradienten im oberen Quantilbereich. Die Leistungsbegrenzung bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung führt zu einer deutlichen Reduktion der maximalen Rückspeiseleistung bei Sonnenzenit und somit auch zu niedrigeren Leistungsgradienten.

Um zudem den gesamten Zeitbereich hinsichtlich der Leistungsgradienten zu validieren, zeigt Tabelle 4.10 deren wichtige Quantile der Jahressimulationen bezüglich des gesamten Tages.

Tabelle 4.10: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne HS	5,3	20,3	31,6
HS ohne KfW	3,1	16,3	27,9
HS mit KfW 50 %	3,0	14,4	23,6

Generell ist bei dem Betrieb von Heimspeichern mit einer Verringerung der maximalen Leistungsgradienten an der Übergabestelle zwischen Hochspannung und Mittelspannung zu rechnen. Dies kann auf die Ladestrategie der Systeme zurückgeführt werden, welche Lastsprünge der Verbraucher und deren Photovoltaikanlagen unter Voraussetzung eines entsprechenden Ladezustandes schnell ausregeln.

Eine hohe Durchdringung von Heimspeichersystemen hat also nur geringfügige Auswirkungen auf die Leistungsgradienten der Residuallast am Umspannwerk zwischen Hoch- und Mittelspannung. In Verbindung mit einer Leistungsbegrenzung der Photovoltaikanlagen wie bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung ist sogar mit einer deutlichen Reduktion der maximalen Gradienten zu rechnen.

### **Einfluss auf notwendigen Netzausbau**

Um möglichst repräsentative Aussagen bezüglich der möglichen Netzausbauvermeidung durch den Einsatz KfW-geförderter Heimspeichersysteme und der damit verbundenen Begrenzung der Einspeiseleistung treffen zu können, werden mehrere Monte-Carlo-Simulationen zur Bestimmung des Netzausbaubedarfes in Niederspannungsnetzen der Klassen „Land“ und „Dorf“ (vgl. Kapitel 2.2.2) unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen durchgeführt. Um eine ausreichende statistische Genauigkeit zu erzielen, werden für jede der beiden Netzklassen 20 Zufallsnetze gemäß [Lin16] generiert. Für jedes dieser Netze

werden 20 zufällige Verteilungen von Photovoltaikanlagen vorgenommen, deren Anzahl vom jeweiligen PV-Durchdringungsgrad abhängig ist. Dieser wird mit einer Schrittweite von 10 % im Bereich von 20 % bis 80 % variiert und entspricht dem Anteil der Photovoltaikanlagen an der Anzahl aller Hausanschlüsse im Netz. Die Modulnennleistung für jede Anlage wird dabei ebenfalls zufällig generiert, wobei der Mittelwert in Höhe von  $14,6 \text{ kW}_p$  entsprechend dem EEG-Anlagenregister der mittleren Leistung aller Dachanlagen in Bayern bis  $100 \text{ kW}_p$  entspricht, welche den Großteil der Anlagen in den Netzklassen „Land“ und „Dorf“ stellen [SMW16]. Die Standardabweichung in Höhe von  $15 \text{ kW}_p$  kann dabei ebenfalls dem EEG-Anlagenregister entnommen werden. Die resultierende Modulnennleistung wird für die Lastflussberechnung mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor 0,85 aus [Par15] multipliziert, um die verschiedenen Anlagenausrichtungen, Wechselrichternennleistungen, Umsetzungen des Einspeisemanagements und Wolkenzüge zu berücksichtigen. Die Berechnung der Netzausbaukosten erfolgt für den Referenzfall jeweils ohne den Einsatz von Speichern oder modernen Betriebsmitteln wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler. Für die Berechnung der Netzausbaukosten unter Berücksichtigung des Einsatzes KfW-geförderter Heimspeichersysteme werden verschiedene Speicher-Durchdringungsgrade zwischen 20 % und 100 % mit einer Schrittweite von 20 % unterschieden, bei denen es sich um den Anteil der geförderten Heimspeichersysteme an der gesamten Anzahl von Photovoltaikanlagen handelt. Für jeden Speicher-Durchdringungsgrad von weniger als 100 % werden dabei 20 Zufallsverteilungen für deren zugehörige Photovoltaikanlagen generiert. Die Modulnennleistungen der Photovoltaikanlagen mit angeschlossenem geförderten Speichersystem werden für die Berechnung der Netzausbaukosten auf den entsprechenden KfW-Grenzwert reduziert. Als Vergleichsszenarien werden zudem die Netzausbaukosten unter Berücksichtigung des Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren und Längsreglern berechnet. Die genannten Szenarien werden sowohl unter Berücksichtigung, als auch unter Vernachlässigung einer Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter gemäß der Q(U)-Kennlinie aus Abbildung 2.9 simuliert. Eine Übersicht dieser Monte-Carlo-Studie zeigt Tabelle 4.11.

Tabelle 4.11: Übersicht der Monte-Carlo-Studie zur Netzausbauberechnung

Simulationsparameter	Art	Anzahl Varianten
Netze	Land & Dorf	je 20
PV-Durchdringungen	20:10:80 %	je 20
Speicher-Durchdringungen	20:20:100 %	je 20
Vergleichsszenarien	rONT & Längsregler	-
Unterscheidungen	Q(U)-Regelung	-

Die tatsächliche Berechnung der Netzausbaukosten erfolgt durch Anwendung eines an die Lastflussberechnung der Szenarien gekoppeltes Matlab-Skript zur automatisierten Bestimmung des notwendigen Netzausbaubedarfes. Dieses orientiert sich weitgehend an den Empfehlungen aus [den12], wobei die Spannung an der Oberspannungsseite des Ortsnetztransformators auf 107 % der Nennspannung gesetzt wird (vgl. Kapitel 2.2.3). Die Überprüfung der

zulässigen Grenzwerte und entsprechende Durchführung von Ausbaumaßnahmen gemäß [den12] besitzt dabei folgende Priorisierung:

1. Austausch des Transformators bei Auslastung  $> 120\%$
2. Ausbau der Leitung gemäß [den12] bei Spannung  $> 110\%$  der Nennspannung
3. Ausbau der Leitung gemäß [den12] bei Auslastung  $> 100\%$

Abbildung 4.11 zeigt den grundlegenden Ablauf der Netzausbauberechnung nach den Empfehlungen gemäß [den12].

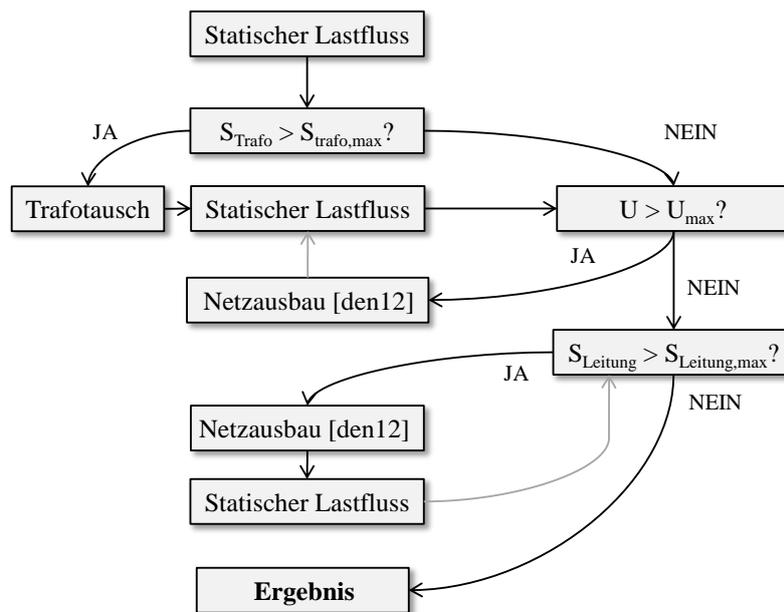


Abbildung 4.11: Ablaufdiagramm der Netzausbauberechnung

Bei Berücksichtigung von rONTs wird im Falle einer Spannungsgrenzwertverletzung zuerst die Ortsnetzstation durch einen rONT ersetzt und anschließend die Lastflussrechnung wiederholt. Anhand des Ergebnisses dieser zweiten Lastflusssimulation erfolgt dann die Berechnung des Netzausbaubedarfes nach den Vorgaben von [den12]. Sofern die daraus resultierenden Netzausbaukosten höher sind als im Referenzszenario ohne Einsatz eines rONT, werden die Netzausbaukosten des Referenzszenarios mit einem entsprechenden Hinweis als Ergebnis ausgegeben. Soll der Einsatz eines Längsreglers für die Berechnung des Netzausbaubedarfes berücksichtigt werden, wird dieser bei Verletzung eines Spannungsgrenzwertes zunächst direkt am trafo-nächsten Knoten mit auftretender Grenzwertverletzung angebracht und die Lastflussrechnung wiederholt. Tritt im Einzugsbereich desselben Hauptstranges nach wie vor eine Grenzwertverletzung auf, wird der Längsregler in Richtung des Transformators verschoben und erneut eine Lastflussberechnung durchgeführt. Dieser Vorgang wird so lange wiederholt, bis sich der Längsregler zwischen dem Transformator und dem trafo-nächsten Abzweig mit auftretender Grenzwertverletzung befindet und somit alle Spannungsgrenzwertverletzungen an einem Hauptstrang vermeidet. Ist dies nicht möglich, werden der Längsregler an seine Ursprungsposition gesetzt und die Netzausbaumaßnahmen in dieser Konstellation nach den Vorgaben von [den12] bestimmt. Dieser Vorgang erfolgt separat für jeden Hauptstrang an der

Transformatorsammelschiene. Sofern die Netzausbaukosten an einem Hauptstrang höher sind als im Referenzszenario, wird der Längsregler an diesem Hauptstrang wieder entfernt.

Zum Vergleich der verschiedenen Netzausbauvarianten erfolgt in Abbildung 4.12 bis Abbildung 4.15 die Darstellung der Mediane der Netzausbaukosten für jede der beiden Netzklassen und Wechselrichter-Annahmen in Abhängigkeit des Photovoltaik-Durchdringungsgrades. Es wird dabei zwischen folgenden Szenarien unterschieden:

- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12]
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] & Einsatz von rONTs
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] & Einsatz von Längsreglern
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] & Heimspeicher 20 bis 100 % (KfW 50 %)
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] & Heimspeicher 20 bis 100 % (KfW 40 %)

Für die Szenarien mit KfW-geförderten Heimspeichern erfolgt die Bestimmung der Netzausbaukosten unter Verwendung des Medianwertes über alle Speicher- und Photovoltaikanlagenverteilungen je Photovoltaik-Durchdringungsgrad.

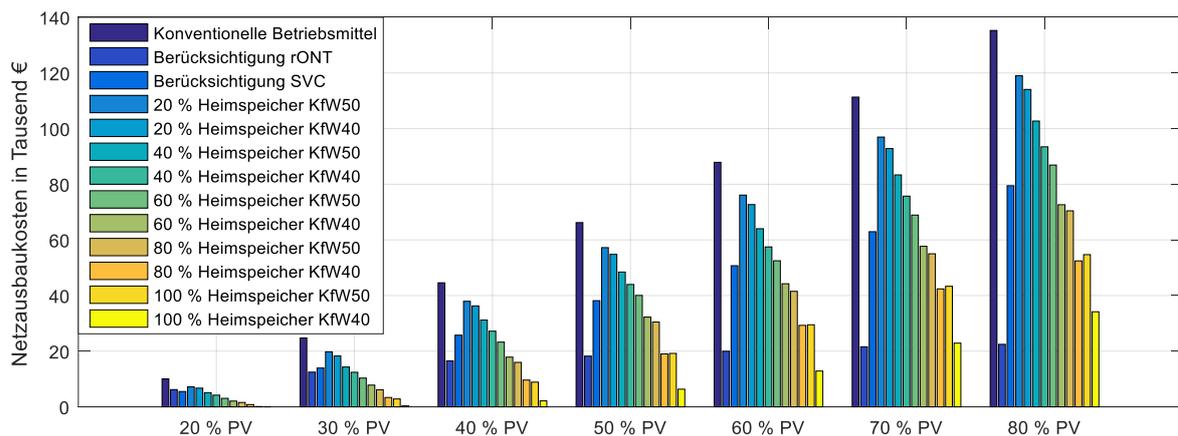


Abbildung 4.12: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ ohne Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter

Ohne statische Spannungshaltung durch die PV-Wechselrichter ist für alle Szenarien mit Ausnahme des rONT ein näherungsweise linearer Zusammenhang zwischen den durchschnittlichen Netzausbaukosten und dem PV-Ausbaugrad erkennbar. Die Netzausbaukosten bei Verwendung von rONTs weisen einen leicht degressiven Verlauf auf und bleiben somit auch bei sehr hohen PV-Ausbaugraden stabil. Der Grund hierfür ist die Notwendigkeit von meist nur einem einzelnen rONT zur Vermeidung jeglicher unzulässiger Spannungshübe in einem Netz, während in der Regel nur selten Leitungen aufgrund von unzulässig hohen Strömen ausgebaut werden müssen (siehe Tabelle 4.12). Generell können durch die Verwendung von rONTs und Längsreglern (LR) die Netzausbaukosten erheblich reduziert werden, wobei der Einsatz eines Längsreglers bis zu einem PV-Ausbaugrad von 20 % die günstigere Alternative darstellt. Da LRs im Gegensatz zu rONTs nur die Spannung an einem einzelnen Netzstrahl

regeln können, sind bei höheren PV-Ausbaugraden mehrere LRs oder zusätzlicher Leitungsausbau erforderlich und somit rONTs im Normalfall die günstigere Alternative (siehe Tabelle 4.12). Durch den Einsatz von KfW-geförderten Heimspeichersystemen kann der Netzausbau mit konventionellen Betriebsmitteln ohne Q(U)-Regelung der Wechselrichter um 12 - 100 % (KfW 50 %) bzw. 16 - 100 % (KfW 40 %) reduziert werden.

Tabelle 4.12: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Dorf“ ohne Q(U)-Regelung durch Wechselrichter

<b>PV-Durchdringung:</b>		<b>20 %</b>	<b>30 %</b>	<b>40 %</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	<b>70 %</b>	<b>80 %</b>
Konventionelle Betriebsmittel	Erdarbeiten [km]	0,10	0,30	0,51	0,75	0,92	1,17	1,41
	Leitung [km]	0,12	0,40	0,67	1,10	1,49	2,11	2,81
	Trafos [Stk.]	0,00	0,02	0,16	0,42	0,50	0,53	0,62
Konventionelle Betriebsmittel & rONT	Erdarbeiten [km]	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Leitung [km]	0,00	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
	Trafos [Stk.]	0,25	0,53	0,68	0,78	0,84	0,90	0,96
Konventionelle Betriebsmittel & LR	Erdarbeiten [km]	0,00	0,01	0,02	0,03	0,06	0,12	0,23
	Leitung [km]	0,00	0,01	0,02	0,03	0,08	0,18	0,43
	Trafos [Stk.]	0,00	0,02	0,16	0,42	0,50	0,53	0,62
	LRs [Stk.]	0,30	0,90	1,53	2,21	2,62	3,21	3,67

Unter Annahme der Teilnahme aller Photovoltaik-Wechselrichter an der statischen Spannungshaltung durch Bereitstellung von Blindleistung nach der Q(U)-Kennlinie gemäß Abbildung 2.9 können sich die durchschnittlich notwendigen Netzausbaukosten um etwa zwei Drittel reduzieren (siehe Abbildung 4.13). Aufgrund der damit einhergehenden niedrigeren Spannungshübe verringert sich der Kostenunterschied zwischen konventionellem Netzausbau und Einsatz von rONTs bzw. Längsreglern deutlich, und auch der Einsatz von KfW-geförderten Heimspeichern hat signifikant höhere Einsparungen der konventionellen Netzausbaukosten

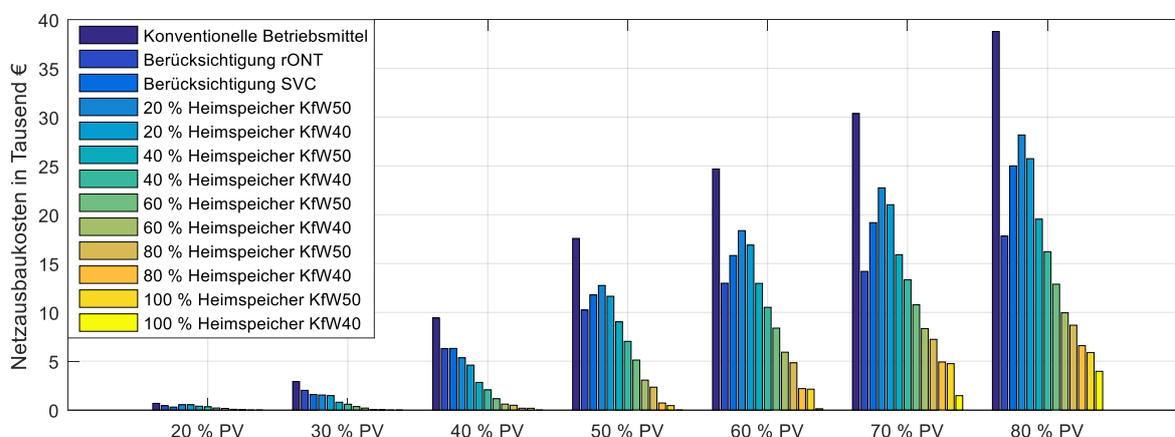


Abbildung 4.13: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ mit Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter

zur Folge. Zudem stellen Längsregler im Durchschnitt eine konkurrenzfähigere Alternative zu rONTs dar, da durch die statische Spannungshaltung weniger Regler im Netz verbaut werden müssen (siehe Tabelle 4.13). Ab Speicherdurchdringungsgraden von 20 % bzw. 40 % können sogar niedrigere konventionelle Netzausbaukosten als durch den Einsatz moderner Betriebsmittel wie rONTs oder Längsregler erzielt werden. Generell kann durch den Einsatz von KfW-geförderten Heimspeichersystemen der Netzausbau mit konventionellen Betriebsmitteln unter Annahme einer Q(U)-Regelung der Wechselrichter um 20 - 100 % reduziert werden.

Tabelle 4.13: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Dorf“ mit Q(U)-Regelung durch Wechselrichter

<b>PV-Durchdringung:</b>		<b>20 %</b>	<b>30 %</b>	<b>40 %</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	<b>70 %</b>	<b>80 %</b>
Konventionelle Betriebsmittel	Erdarbeiten [km]	0,01	0,03	0,08	0,15	0,23	0,30	0,39
	Leitung [km]	0,01	0,03	0,08	0,15	0,23	0,30	0,39
	Trafos [Stk.]	0,00	0,02	0,26	0,47	0,52	0,55	0,70
Konventionelle Betriebsmittel & rONT	Erdarbeiten [km]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03
	Leitung [km]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,03
	Trafos [Stk.]	0,02	0,09	0,36	0,57	0,65	0,67	0,78
Konventionelle Betriebsmittel & LR	Erdarbeiten [km]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	Leitung [km]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01
	Trafos [Stk.]	0,00	0,02	0,26	0,47	0,52	0,55	0,70
	LRs [Stk.]	0,02	0,09	0,22	0,41	0,62	0,81	1,08

In Netzen der Kategorie „Land“ fallen die Netzausbaukosten im Vergleich zur Kategorie „Dorf“ aufgrund der geringeren Anzahl an Netzstrahlen und Hausanschlüssen auch ohne Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter deutlich niedriger aus (siehe Abbildung 4.14). In der Realität kann aber gerade in Netzen der Kategorie „Land“ eine sehr viel höhere mittlere Modulnennleistung als die hier angenommenen 14,6 kW<sub>p</sub> auftreten, weshalb diese Aussage nicht als allgemein gültig zu betrachten ist.

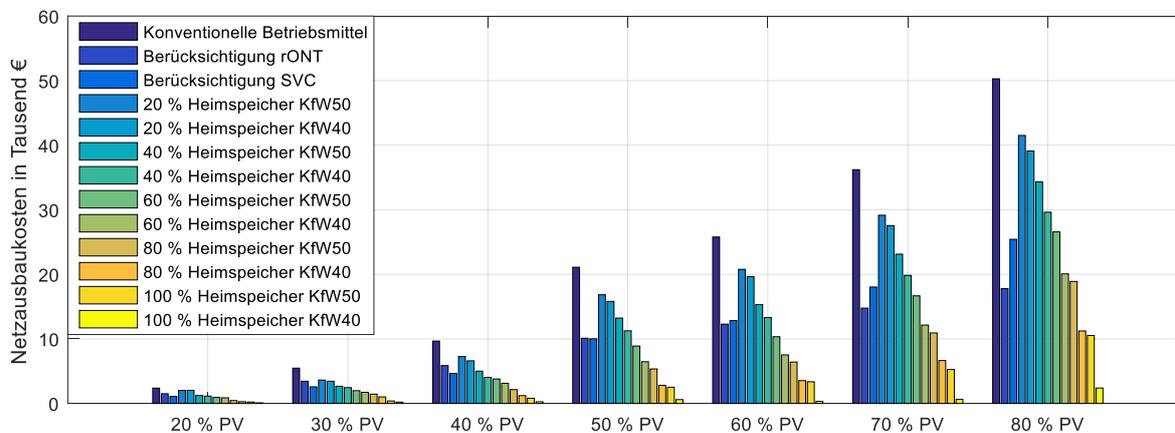


Abbildung 4.14: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ ohne Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter

Bei den modernen Betriebsmitteln stellen Längsregler in Landnetzen bis zu einem PV-Durchdringungsgrad von etwa 50 % aufgrund der geringen Anzahl an Netzsträngen und der daraus resultierenden Notwendigkeit von meist nur einem einzelnen Regler im Durchschnitt die kostengünstigere Alternative zum rONT dar (siehe Tabelle 4.14). Der Einsatz von KfW-geförderten Speichern kann ab einem Speicherdurchdringungsgrad von 40 % bzw. 60 % zu niedrigeren konventionellen Netzausbaukosten führen als der Einsatz moderner Betriebsmittel. Generell kann durch den Einsatz von KfW-geförderten Heimspeichersystemen in Landnetzen der Netzausbau mit konventionellen Betriebsmitteln ohne Q(U)-Regelung der Wechselrichter um 15 % - 93 % (KfW 50%) bzw. 15 % bis 99 % (KfW 40%) reduziert werden.

Tabelle 4.14: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Land“ ohne Q(U)-Regelung durch Wechselrichter

<b>PV-Durchdringung:</b>		<b>20 %</b>	<b>30 %</b>	<b>40 %</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	<b>70 %</b>	<b>80 %</b>
Konventionelle Betriebsmittel	Erdarbeiten [km]	0,03	0,07	0,12	0,25	0,30	0,42	0,57
	Leitung [km]	0,03	0,07	0,13	0,34	0,41	0,61	0,93
	Trafos [Stk.]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03
Konventionelle Betriebsmittel & rONT	Erdarbeiten [km]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01
	Leitung [km]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,01
	Trafos [Stk.]	0,05	0,13	0,23	0,43	0,50	0,61	0,78
Konventionelle Betriebsmittel & LR	Erdarbeiten [km]	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,02	0,05
	Leitung [km]	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04	0,10
	Trafos [Stk.]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,03
	LRs [Stk.]	0,07	0,17	0,31	0,62	0,77	1,06	1,35

Bei Berücksichtigung der Blindleistungsregelung durch die PV-Wechselrichter reduzieren sich der resultierenden Netzausbaukosten in der Kategorie „Land“ um mehr als die Hälfte (siehe Abbildung 4.15). Der Einsatz von Längsreglern stellt unter diesen Voraussetzungen

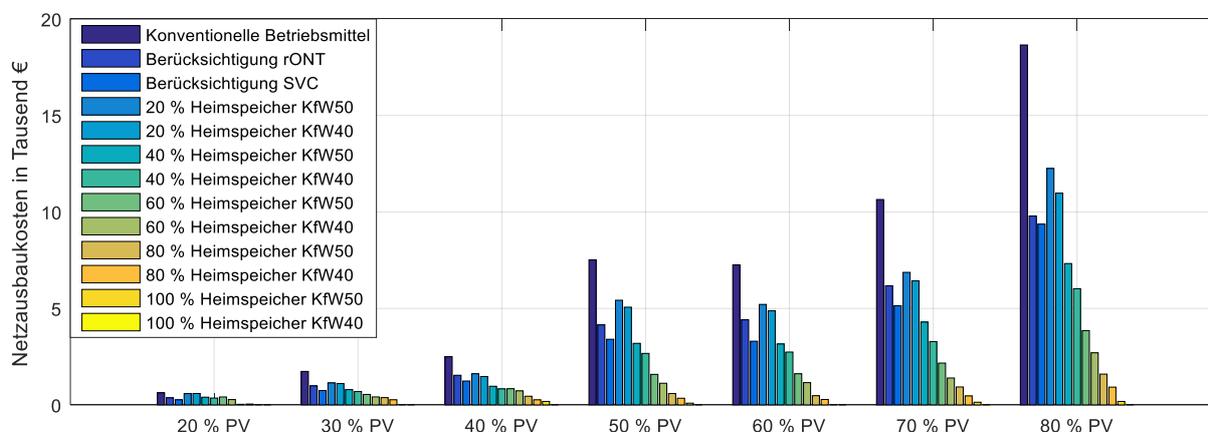


Abbildung 4.15: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ mit Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter

aufgrund der vergleichsweise niedrigen Spannungshübe durch PV-Einspeisung und der damit verbundenen geringen Anzahl an durchschnittlich zu verbauenden Reglern je Netz über alle PV-Durchdringungsgrade hinweg im Durchschnitt die kostengünstigere Option der beiden modernen Betriebsmittel dar (siehe Tabelle 4.15). Der Einsatz von Heimspeichern führt schon ab einem Speicherdurchdringungsgrad von 40 % zu niedrigeren Netzausbaukosten als die Anwendung moderner Betriebsmittel wie rONTs oder Längsregler. Generell kann durch den Einsatz von KfW-geförderten Heimspeichersystemen in Landnetzen der Netzausbau mit konventionellen Betriebsmitteln ohne Q(U)-Regelung der Wechselrichter um 5 % - 100 % reduziert werden.

Tabelle 4.15: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Land“ mit Q(U)-Regelung durch Wechselrichter

<b>PV-Durchdringung:</b>		<b>20 %</b>	<b>30 %</b>	<b>40 %</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	<b>70 %</b>	<b>80 %</b>
Konventionelle Betriebsmittel	Erdarbeiten [km]	0,01	0,02	0,03	0,09	0,09	0,13	0,22
	Leitung [km]	0,01	0,02	0,03	0,09	0,09	0,13	0,23
	Trafos [Stk.]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,06
Konventionelle Betriebsmittel & rONT	Erdarbeiten [km]	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
	Leitung [km]	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01
	Trafos [Stk.]	0,01	0,03	0,05	0,17	0,17	0,23	0,40
Konventionelle Betriebsmittel & LR	Erdarbeiten [km]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Leitung [km]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Trafos [Stk.]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,06
	LRs [Stk.]	0,02	0,05	0,08	0,22	0,22	0,33	0,56

Um den volkswirtschaftlichen Nutzen der KfW-Förderung von Heimspeichersystemen abzuschätzen, erfolgt abschließend eine Gegenüberstellung der durch vermiedenen Netzausbau eingesparten Kosten und der durch die KfW-Förderung anfallenden Ausgaben. Da aufgrund der Vorgaben der VDE-AR-N 4105 im Normalfall alle PV-Wechselrichter Blindleistung bereitstellen müssen, erfolgt dieser Vergleich unter Annahme dieser Voraussetzung. Als Berechnungsgrundlage dienen die folgenden Parameter:

- mittlere Anzahl der Hausanschlüsse je Netz (Dorf: 39; Land: 12) nach [Lin15]
- mittlere Speicherkapazität: 5,5 kWh nach [Kai16]
- mittlerer Speicherpreis Mitte 2016: 1.560 €/kWh nach [Kai16]
- KfW-Förderquote Mitte 2016: 22 %
- Einspeisebegrenzung nach KfW 2016: 50 % der Modulnennleistung

Für jeden PV-Durchdringungsgrad wird in beiden Netzkategorien anhand des Speicherdringungsgrades und der jeweiligen mittleren Anzahl der Hausanschlüsse die mittlere Anzahl der installierten Heimspeicher bestimmt. Unter Verwendung der simulierten Netzausbaukosten aus Abbildung 4.12 bis Abbildung 4.15 können daraus die Einsparungen je Heimspeicher-

## 4.2 Konventionelle Ladestrategie

system bestimmt und mit den entsprechenden Förderungskosten je Speicher verglichen werden. Die entsprechenden Ergebnisse zeigen Abbildung 4.16 und Abbildung 4.17.

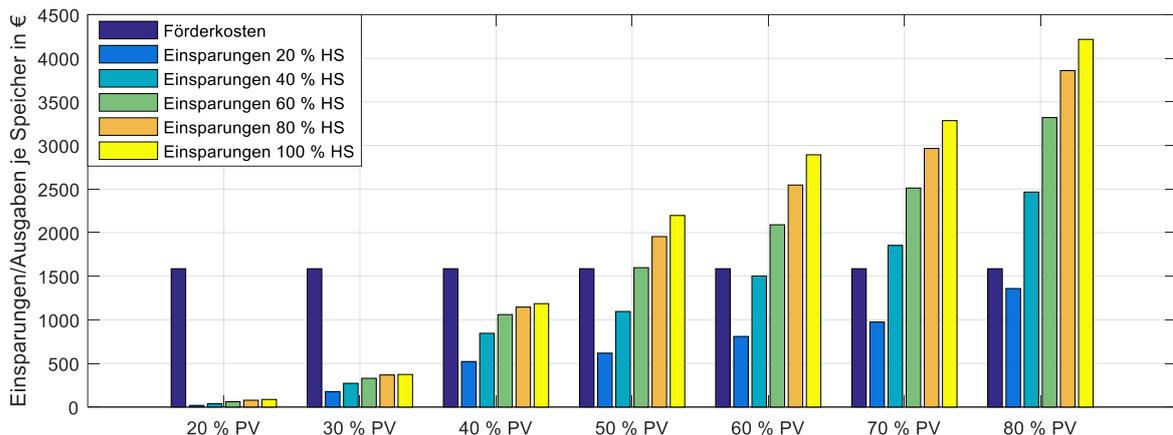


Abbildung 4.16: Eingesparte Netzausbaukosten vs. Förderungskosten je Heimspeichersystem mit KfW-Förderung nach 2016 in Netzen der Kategorie „Dorf“

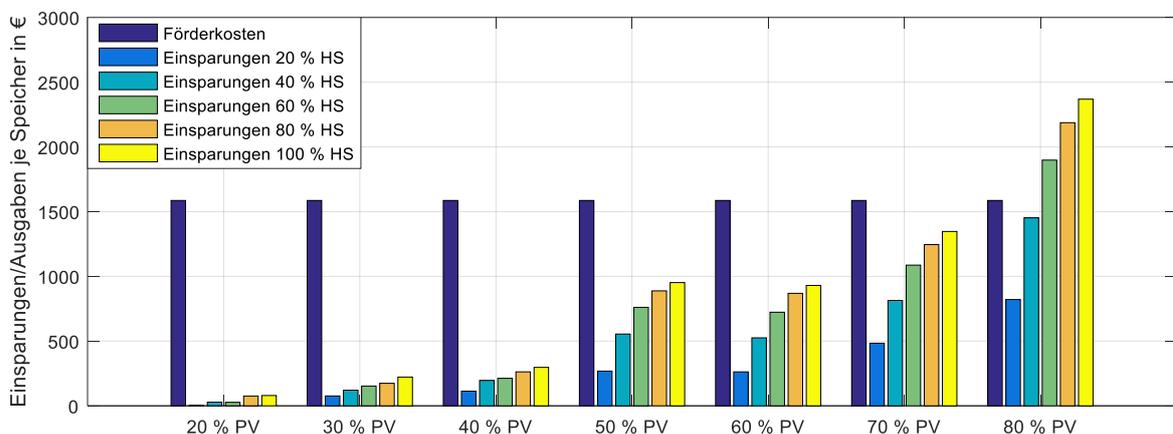


Abbildung 4.17: Eingesparte Netzausbaukosten vs. Förderungskosten je Heimspeichersystem mit KfW-Förderung nach 2016 in Netzen der Kategorie „Land“

In Netzen der Kategorie „Dorf“ können geförderte Heimspeichersysteme ab einem PV-Durchdringungsgrad von 50 % ihre Förderungskosten durch vermiedenen Netzausbau kompensieren. Generell ist für eine solche Kompensation je nach PV-Durchdringungsgrad ein Speicherdurchdringungsgrad von mindestens 40 % erforderlich. In Netzen der Kategorie „Land“ erweist sich die Förderung von Heimspeichersystemen generell als volkswirtschaftlich weniger sinnvoll. Hier können die Förderungskosten erst bei dem höchsten simulierten PV-Durchdringungsgrad von 80 % und unter Voraussetzung eines Speicherdurchdringungsgrades von mindestens 60 % kompensiert werden.

Im Allgemeinen sind diese simulierten Ergebnisse lediglich als Durchschnittswerte anzusehen. In der Realität können die tatsächlichen Netzausbaukosten je nach Netztopologie und Photovoltaikcharakteristik stark von den hier simulierten Werten abweichen.

### 4.2.5 Zusammenfassung

Die konventionelle Ladestrategie stellt zum aktuellen Zeitpunkt den Standard-Steuerungsalgorithmus der meisten kommerziell verfügbaren Heimspeichersysteme dar. Diese berücksichtigt jedoch keine Abregelungsmaßnahmen durch den PV-Wechselrichter gemäß den Bestimmungen des Einspeisemanagements (70 %-Regelung) oder des KfW-Förderprogramms für Heimspeicher. Aus diesem Grund können trotz Zwischenspeicherung der überschüssigen Photovoltaikenergie Vergütungsverluste durch Abregelungsvorgänge auftreten, welche seit Verschärfung des Einspeisegrenzwertes bei KfW-Förderung auf 50 % der Modulnennleistung zeitweise sogar zu Verlusten durch den Speicherbetrieb führen können. Eine weitere Reduktion der zulässigen Einspeiseleistung auf 40 % wäre mit sehr hohen Verlusten verbunden und somit nicht umsetzbar.

Je nach Speichergröße variieren die möglichen jährlichen Einsparungen je Kilowattstunde nutzbarer Kapazität durch Einsatz eines Heimspeichers teils deutlich. Tabelle 4.16 zeigt die entsprechenden Richtwerte bei Annahme der Rahmenbedingungen Mitte 2016.

Tabelle 4.16: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit konventioneller Heimspeichersysteme

Förderung	Einspeisegrenzwert	Förderquote	Jährliche Einsparungen	Primärer ROI	Rendite	Zielpreis
keine	-	0 %	25 – 50 €/kWh	32 – 60 a	1,6 – 3,2 %	250 – 500 €/kWh
KfW 2013	60 % P <sub>PV</sub>	30 %	20 – 40 €/kWh	34 – 56 a	1,8 – 3,7 %	285 – 570 €/kWh
KfW 2016	50 % P <sub>PV</sub>	22 %	-10 – 20 €/kWh	60 – 400 a	bis 1,7 %	bis 255 €/kWh

Um bezüglich der großen Bandbreite an theoretischem Einsparungspotential eine Möglichkeit zur Differenzierung zu schaffen, zeigt Abbildung 4.18 die mittleren, spezifischen Einnahmen pro Jahr in Abhängigkeit des Verhältnisses aus nutzbarer Speicherkapazität zur Modulnenn-

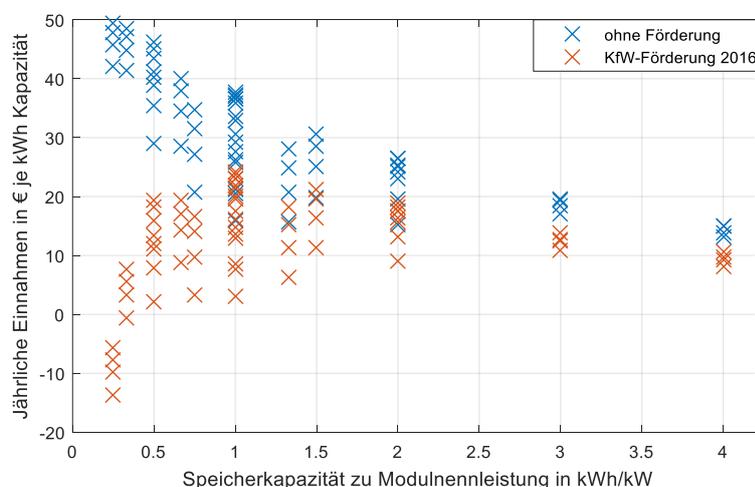


Abbildung 4.18: Ermittlung der idealen Speicherkapazität bei konventioneller Ladestrategie

leistung der Photovoltaikanlage. Aufgrund der mangelnden Aktualität der KfW-Förderung nach 2016 und der unwahrscheinlichen Umsetzung einer Einspeisebegrenzung auf 40 % der Modulnennleistung werden lediglich die Ergebnisse unter Annahme der aktuellen KfW-Förderung berücksichtigt. Aus den Ergebnissen wird ersichtlich, dass die höchsten Einsparungen je nutzbarer Kilowattstunde Speicherkapazität bei ungeförderten Heimspeichern vor allem mit sehr kleinen Verhältnissen erzielt werden können. Grund hierfür ist eine sehr effiziente Nutzung der verfügbaren Speicherkapazität auch bei geringer solarer Einstrahlung, da nur wenig Kapazität zur Zwischenspeicherung von überschüssiger Energie zur Verfügung steht. Unter Berücksichtigung möglicher Skaleneffekte und damit einhergehender hoher spezifischer Speicherkosten bei sehr kleinen Systemen, wird für ungeförderte Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie ein Verhältnis von 0,5 kWh/kW empfohlen. Betrachtet man hingegen die Datenpunkte für KfW-geförderte Speichersysteme, so werden die maximalen Einsparungen bei einem Verhältnis von 1 kWh/kW erzielt. Dies kann mit den Verlusten durch die Einspeisebegrenzung begründet werden, welche die geringe Eigenverbrauchserhöhung durch kleine Speichersysteme kompensiert. Wird hingegen eine zu große Speicherkapazität gewählt, kann diese an Tagen mit geringen PV-Erträgen oder niedrigem Verbrauch nicht vollständig genutzt werden und führt zu geringeren spezifischen Einsparungen.

Des Weiteren haben konventionelle Heimspeichersysteme eine leichte Verschiebung der Rückspeiseleistung in die höheren Spannungsebenen zur Folge, was jedoch hinsichtlich der Versorgungssicherheit als unproblematisch angesehen werden kann. Aus Sicht des Bilanzkreismanagements kann eine solche Verschiebung der Residuallastkurve jedoch ein Hindernis für die Planbarkeit des wirtschaftlich optimierten Stromhandels darstellen und somit finanzielle Nachteile durch die Notwendigkeit von Ausgleichsenergie zur Folge haben. Eine Begrenzung der Einspeiseleistung mildert diesen Effekt nicht ab, sodass eine KfW-Förderung der Speichersysteme hier keinen positiven Einfluss nimmt.

Bezüglich der Netzausbaukosten auf Niederspannungsebene haben ungeförderte Speicher keinen nennenswerten Einfluss, jedoch können die Ausbaukosten bei ausreichender Durchdringung von geförderten Heimspeichern aufgrund der damit verbundenen Einspeisebegrenzung der PV-Anlagen zwischen 15 und 100 % reduziert werden. Aus volkswirtschaftlicher Hinsicht können so die Kosten des Förderprogrammes bei Speicherinstallation in Netzen der Kategorie „Dorf“ und einem PV-Durchdringungsgrad von mindestens 50 % vollständig kompensiert werden. Eine Förderung von Heimspeichersystemen in Netzen der Kategorie „Land“ besitzt hingegen keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert, da die Kosteneinsparungen je Speichersystem im Mittel zu gering ausfallen.

### 4.3 Alternative Ladestrategien

Die Ergebnisse aus Kapitel 4.2.3 und auch bereits erfolgte Untersuchungen in [Wen16] bestätigen die deutliche Verringerung der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Heimspeichern bei Inanspruchnahme der aktuellen KfW-Förderung mit Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % der Modulnennleistung. Eine weitere Verschärfung der Leistungsbegrenzung auf 40 % würde die Einsparungen durch Heimspeicher sogar vollständig kompensieren. Eine DC-seitige Anbindung des Heimspeichersystems in Verbindung mit einer intelligenten Ladestrategie kann diese Verluste durch Zwischenspeicherung der Photovoltaikenergie noch vor dem leistungsbegrenzenden Wechselrichter reduzieren (siehe Abbildung 4.19).

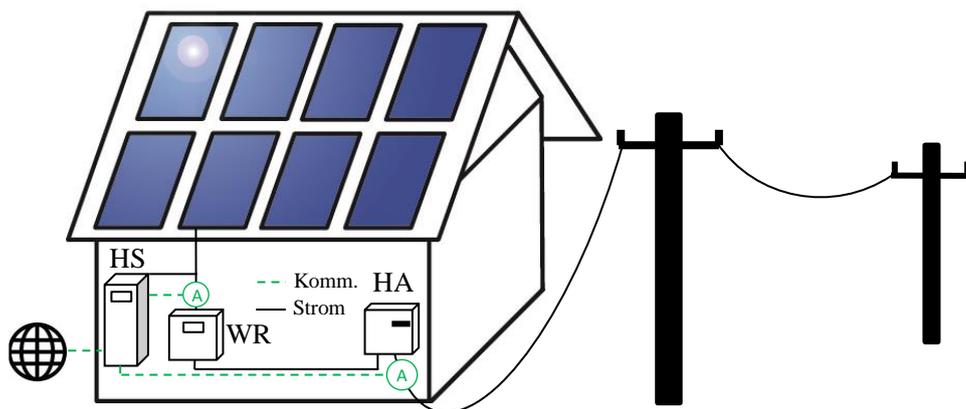


Abbildung 4.19: Installationsschema für Heimspeicher mit alternativer Ladestrategie

Um eine Abregelung der Leistung zu vermeiden und zudem eine maximale Steigerung der Eigenverbrauchsquote zu erzielen, muss der Speicher also möglichst während der gesamten Tageszeit Kapazität zur Zwischenspeicherung von Erzeugungsspitzen vorhalten und dennoch bei Sonnenuntergang einen möglichst hohen Ladezustand besitzen (siehe Abbildung 4.20). Solche Ladestrategien benötigen zur Steuerung der Ladeleistung in der Regel Prognosedaten bezüglich der Photovoltaikerzeugung und somit einen Zugang zum Internet.

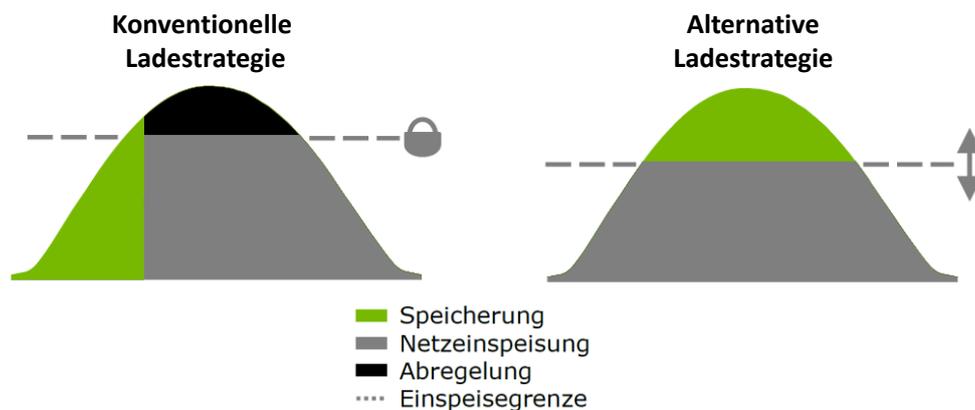


Abbildung 4.20: Unterschiede der konventionellen und alternativen Ladestrategien [Wen16]

In diesem Kapitel werden einige mögliche intelligente Ladestrategien vorgestellt und bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit und Netzurückwirkungen untersucht.

### 4.3.1 Mögliche Steuerungsalgorithmen

Die Steuerungsalgorithmen für intelligente Ladestrategien zur Minimierung der Abregelungsverluste bei Leistungsbegrenzung der Photovoltaikanlage können auf verschiedenen Ansätzen basieren, welche sich in ihrer Komplexität und prinzipiellen Funktionsweise unterscheiden. Im Folgenden werden drei beispielhafte Steuerungsalgorithmen zur weiteren Untersuchung näher beschrieben.

#### Drosselung der Ladeleistung

Dieser Ansatz verfolgt eine vergleichsweise simple Strategie, bei der je nach Höhe der prognostizierten Photovoltaikenergie die Ladeleistung gemäß der konventionellen Ladestrategie reduziert wird. Dies hat eine langsamere Ladung des Speichers und somit freie Kapazität zur Mittagszeit zur Folge, wodurch weniger Leistung durch den Wechselrichter abgeregelt werden muss.

Die Steuerung der Entladeleistung bleibt zur konventionellen Ladestrategie unverändert und erfolgt über eine Regelung des Netzaustauschstromes am Hausanschlusskasten auf einen Sollwert von  $I_{\text{soll}} = 0$  A. Die Ladeleistung wird ebenfalls über den Stromsensor am Hausanschlusskasten bestimmt, allerdings nicht durch Regelung auf einen bestimmten Sollwert. Durch Messung der Netzaustauschleistung am Hausanschlusskasten und der Ladeleistung am Heimspeicher  $P_{\text{laden}}$  kann die theoretische Ladeleistung  $P_{\text{laden,konv}}$  für die konventionelle Ladestrategie berechnet werden. Diese wird anschließend mit dem Reduktionsfaktor  $f_{\text{red}}$  in Abhängigkeit der Erzeugungsprognose multipliziert. Der Reduktionsfaktor ergibt sich aus dem Verhältnis des nutzbaren freien Energieinhalts des Speichers  $W_{\text{nutz}}$  zur erwarteten Photovoltaikenergie des aktuellen Tages  $W_{\text{PV,e}}$  und einem variablen Ladefaktor  $f_{\text{lade}}$ .

$$P_{\text{laden}} = P_{\text{laden,konv}} \cdot \frac{W_{\text{nutz}}}{W_{\text{PV,e}}} \cdot f_{\text{lade}} \quad (4.6)$$

Die zu erwartende Photovoltaikenergie ergibt sich gemäß (4.7) aus der Multiplikation der prognostizierten Photovoltaikenergie  $W_{\text{PV,prog}}$  des aktuellen Tages mit einem Faktor  $f_{\text{prog}}$ , welcher zur Optimierung der Performance angepasst werden kann.

$$W_{\text{PV,e}} = W_{\text{PV,prog}} \cdot f_{\text{prog}} \quad (4.7)$$

Abbildung 4.21 zeigt deutlich den Effekt dieses Steuerungsalgorithmus, den Ladevorgang des Speichers zu entschleunigen und somit auch während der Mittagszeit noch Ladeleistung bereitzustellen. Es wird durch den DC-gekoppelten Speicher somit noch vor dem leistungsbegrenzenden Wechselrichter Photovoltaikenergie zwischengespeichert und so von der Abregelung ausgenommen. Die graue Fläche der abgeregelter Energie ist deshalb deutlich kleiner als bei Anwendung der konventionellen Ladestrategie (vgl. Abbildung 4.5).

Bei Lastdeckung durch den Heimspeicher verhindert eine Leistungsmessung an der Eingangsseite des Wechselrichters die unnötige Abregelung durch zu hohe Entladeleistung des Speichers (siehe Abbildung 4.19).

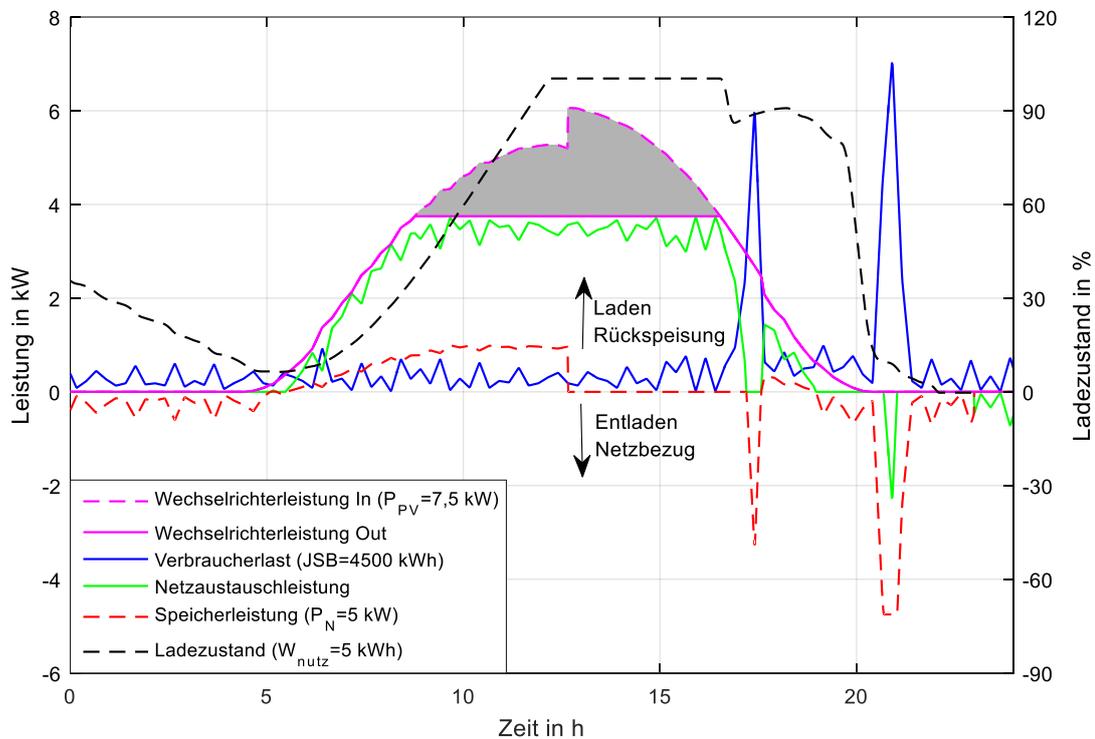


Abbildung 4.21: Leistungsflüsse bei Ladestrategie „Drosselung der Ladeleistung“ mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag

Der Nachteil dieses Steuerungsalgorithmus besteht in einer geringeren Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch langsame Ladung an strahlungsarmen Tagen, welche durch Prognosefehler hervorgerufen werden kann. Zudem ist bei einer teilweisen Speicherentladung noch vor Sonnenuntergang durch plötzlich auftretende Verbrauchsspitzen eine anschließende Speicherladung mit maximaler Geschwindigkeit bis Sonnenuntergang nicht möglich. Diesen Nachteilen kann beispielsweise mithilfe einer jahreszeitenbasierten oder laufenden Anpassung der Faktoren  $f_{\text{prog}}$  und  $f_{\text{lade}}$  sowie einer zeitlichen Begrenzung der Verwendung des Reduktionsfaktors  $f_{\text{red}}$  entgegengewirkt werden (siehe Kapitel 4.3.3).

#### Kappung der Einspeisespitzen

Bei diesem Steuerungsalgorithmus liegt der Fokus auf der Zwischenspeicherung der Erzeugungsspitzen und somit auf einer Minimierung der Abregelungsverluste. Eine Ladung des Speichers erfolgt hierbei gegebenenfalls nur bei Überschreitung eines Grenzwertes  $P_{\text{lim}}$  der Photovoltaikleistung, um deren Abregelung zu vermeiden. Die Maximierung der Eigenverbrauchsquote wird bei diesem Ansatz durch eine prognoseabhängige Anpassung von  $P_{\text{lim}}$  erzielt.

Auch in diesem Fall bleibt die Steuerung der Entladeleistung gegenüber der konventionellen Ladestrategie unverändert. Dies gilt ebenfalls für die Steuerung der Ladeleistung, solange die

zu erwartende Photovoltaikenergie des aktuellen Tages  $W_{PV,e}$  betragsmäßig kleiner ist als der bei Sonnenaufgang im Speicher verfügbare nutzbare Energieinhalt  $W_{nutz}$ . Die zu erwartende Photovoltaikleistung wird gemäß (4.7) unter Berücksichtigung des Prognosefaktors  $f_{prog}$  berechnet, welcher auch hier zur Optimierung der Performance angepasst werden kann. Sofern bei Sonnenaufgang  $W_{PV,e} > W_{nutz}$  gilt, erfolgt eine Anpassung der Steuerung der Ladeleistung. Die Ladeleistung  $P_{laden}$  des Speichers wird dabei gemäß (4.8) aus der Differenz der Photovoltaikleistung  $P_{PV}$  und dem Grenzwert  $P_{lim}$  berechnet.

$$P_{laden}(t) = P_{PV}(t) - P_{lim} \quad (4.8)$$

Der Grenzwert  $P_{lim}$  wird dabei unter Verwendung der tagesaktuellen Prognose des Leistungsverlaufs der Photovoltaikanlage, der Zeitdauer zwischen Sonnenaufgang (SA) und Sonnenuntergang (SU) sowie einer durchschnittlich anzunehmenden Verbraucherlast nach (4.9) iterativ so bestimmt, dass der theoretische Ladezustand  $SoC_{th}$  des Speichers zum Eintritt des Sonnenuntergangs möglichst genau auf 100 % des maximalen Energieinhaltes  $W_{HS,max}$  ansteigt.

$$SoC_{th}(t = SU) = \int_{SA}^{SU} P_{PV}(t) - P_{lim} dt = Max \leq W_{HS,max} \quad (4.9)$$

$P_{lim}$  darf sich dabei nur im Bereich zwischen 0 und dem durch die KfW-Förderung vorgegebenen Leistungsgrenzwert bewegen, da dieser für die Abregelung ausschlaggebend ist und somit in jedem Fall eingehalten werden muss. Zur Verringerung der Auswirkungen potentieller Prognosefehler wird der nach (4.9) bestimmte Grenzwert  $P_{lim}$  bei Abweichung des tatsächlichen Ladezustandes  $SoC(t)$  vom theoretisch berechneten Wert  $SoC_{th}(t)$  gemäß (4.10) laufend angepasst.

$$P_{lim}(t + 1) = \frac{SoC(t)}{SoC_{th}(t)} \cdot P_{lim}(t) \quad (4.10)$$

Der Verlauf der Leistungsflüsse am Beispieltag in Abbildung 4.22 verdeutlicht die Wirkungsweise dieses Steuerungsalgorithmus. Da an dem gewählten Beispieltag eine hohe Photovoltaikerzeugung vorhergesagt wird, befindet sich  $P_{lim}$  auf dem maximal möglichen Wert, in diesem Fall die durch die aktuelle KfW-Förderung bedingten 50 % der Modulnennleistung. Der Speicher begrenzt durch seine Ladeleistung die eingangsseitige Leistung am Wechselrichter somit auf 50 % der Modulnennleistung und speichert bis zum Erreichen seines maximalen Ladezustandes genau die Energiemenge zwischen, die ohne Speicher vom Wechselrichter abgeregelt werden würde.

Auch bei diesem Steuerungsalgorithmus können vor allem an strahlungsarmen Tagen durch ungenaue Prognosen Verluste der Eigenverbrauchserhöhung auftreten, sofern der Wert für  $P_{lim}$  zu hoch angesetzt wird. Ebenfalls nicht möglich ist eine sofortige Ladung mit maximaler

Geschwindigkeit nach Teilentladung des Speichers durch Verbrauchsspitzen vor Sonnenuntergang. Eine Minimierung dieser Verluste kann durch Optimierung des Prognosefaktors  $f_{\text{prog}}$ , die Einführung und Optimierung eines Anpassungsfaktors  $f_{\text{SoC}}$  zur Anpassung des theoretischen Ladezustandes  $\text{SoC}_{\text{th}}$  sowie durch eine zeitliche Begrenzung des Einsatzes von  $P_{\text{lim}}$  erzielt werden (siehe Kapitel 4.3.3).

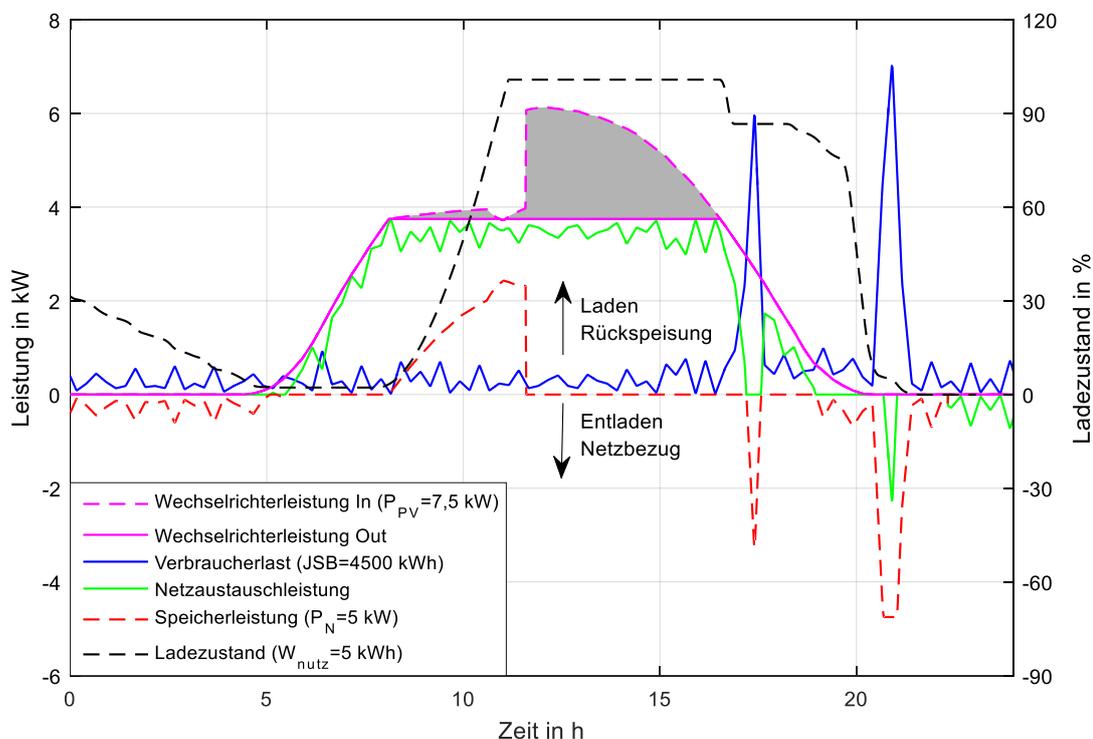


Abbildung 4.22: Leistungsflüsse bei Ladestrategie „Kappung der Einspeisespitzen“ mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag

### Dämpfung der Einspeisespitzen

Das Ziel dieses Steuerungsalgorithmus ist eine möglichst konstante Ladung des Speichers über den gesamten Zeitraum zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang. Durch Berechnung der dafür notwendigen konstanten Ladeleistung kann sichergestellt werden, dass der Speicher trotz vergleichsweise langsamer Ladung am Ende des Tages einen möglichst hohen Ladezustand erreicht. Sofern trotz dieser kontinuierlichen Speicherladung die eingangsseitige Leistung am Wechselrichter das durch die KfW-Förderung vorgegebene Erzeugungslimit überschreitet, erhöht der Speicher seine Ladeleistung um eine Abregelung durch den Wechselrichter zu vermeiden.

Die Steuerung der Entladeleistung bleibt im Vergleich zur konventionellen Ladestrategie ebenfalls unverändert. Wie bei dem Steuerungsalgorithmus „Kappung der Einspeisespitzen“ gilt dies auch für die Steuerung der Ladeleistung, solange die zu erwartende Photovoltaikenergie des aktuellen Tages  $W_{\text{PV,e}}$  nach (4.7) betragsmäßig kleiner ist als der bei Sonnenaufgang im Speicher verfügbare nutzbare Energieinhalt  $W_{\text{nutz}}$ . Nur im Fall von  $W_{\text{PV,e}} > W_{\text{nutz}}$  erfolgt eine Anpassung der Steuerung der Ladeleistung. Diese wird dann unter Berücksichti-

gung der prognostizierten Zeit des Sonnenunterganges und des freien nutzbaren Energieinhaltes des Speichers gemäß (4.11) laufend berechnet. Um eine zu frühe Ladung des Speichers und somit eine unnötige Verringerung der zur Vermeidung von Abregelung um die Mittagszeit notwendigen freien Speicherkapazität zu vermeiden, wird die Ladeleistung erst mit einer Verzögerung  $T_{start}$  ab Sonnenaufgang  $t_{SA}$  berechnet, welcher vom Speicher durch Messung der Photovoltaikleistung detektiert wird. Von der verbleibenden Zeit bis Sonnenuntergang  $T_{SU}$  wird ebenfalls eine Zeitspanne  $T_{stop}$  abgezogen, um bereits vor Sonnenuntergang die maximale Speicherladung zur Abdeckung der auftretenden Verbrauchsspitzen zu erzielen.

$$P_{laden}(t \geq t_{SA} + T_{start}) = \frac{W_{nutz}(t)}{T_{SU}(t) - T_{stop}} \quad (4.11)$$

Überschreitet die Leistung am Eingang des Wechselrichters  $P_{WR,in}$  trotz der kontinuierlichen Ladeleistung nach (4.11) den durch die KfW-Förderung festgelegten Grenzwert  $P_{lim,KfW}$ , wird die Speicherleistung unabhängig vom aktuellen Zeitpunkt zur Vermeidung einer Abregelung entsprechend (4.12) erhöht.

$$P_{laden}(P_{WR,in} > P_{lim,KfW}) = P_{PV} - P_{lim,KfW} \quad (4.12)$$

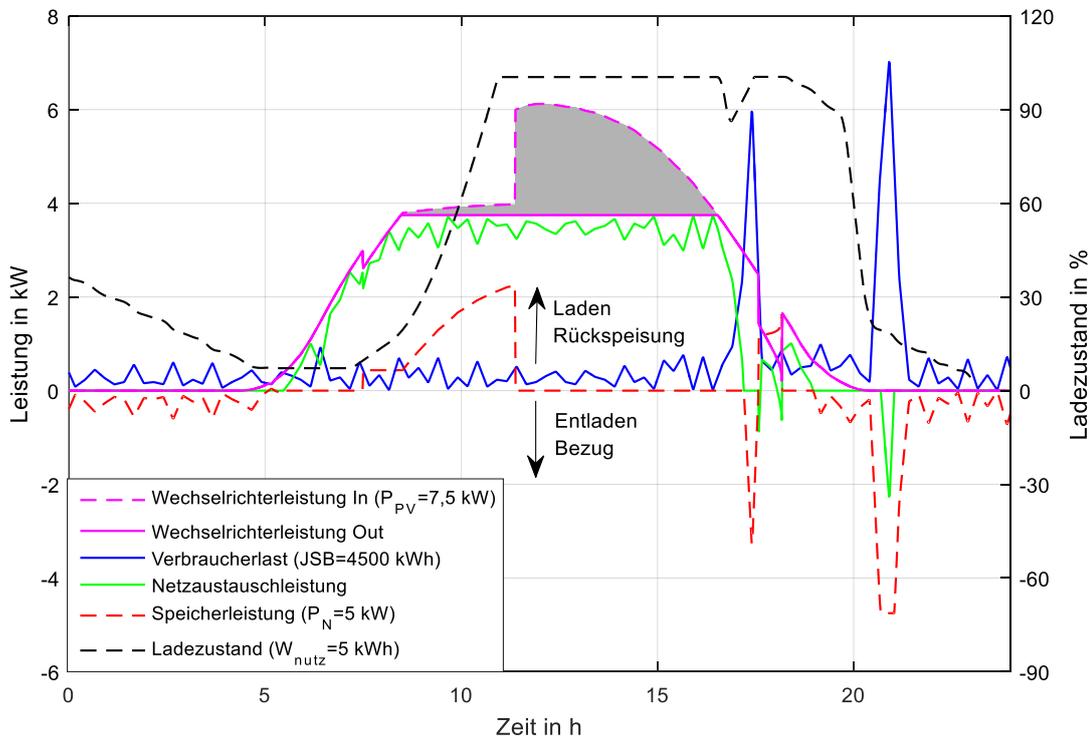


Abbildung 4.23: Leistungsflüsse bei Ladestrategie „Dämpfung der Einspeisespitzen“ mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag

Der Verlauf der Speicherleistung am Beispieltag in Abbildung 4.23 zeigt eine konstante Speicherleistung nach (4.11) ab etwa 7:30 Uhr, bis  $P_{WR,in}$  um etwa 8:30 Uhr den Grenzwert  $P_{lim,KfW}$  übersteigt und die Speicherleistung gemäß (4.12) berechnet wird.

An strahlungsintensiven Tagen wie dem Beispieltag aus Abbildung 4.23 weist diese „Dämpfung der Einspeisespitzen“ gegenüber der „Kappung der Einspeisespitzen“ den Nachteil von höheren Abregelungsverlusten aufgrund des durch die Konstantladungsphase bedingten geringeren freien Energieinhaltes des Speichers zur Mittagszeit auf. An strahlungsärmeren Tagen hat dies jedoch den Vorteil einer höheren Ladung und eines robusteren Verhaltens gegenüber Prognosefehlern zur Folge. Zudem kann der Speicher im Gegensatz zu den vorangegangenen Steuerungsalgorithmen auch nach Teilentladungen durch Verbrauchsspitzen vor Sonnenuntergang mit maximaler Geschwindigkeit nachladen, da die Ladeleistung nach (4.11) in diesen Fällen aufgrund der geringen verbleibenden Zeit bis Sonnenuntergang sehr hohe Werte annimmt. Generell treten auch bei diesem Steuerungsalgorithmus aufgrund von Prognosefehlern im Vergleich zur konventionellen Ladestrategie Verluste des Eigenverbrauches auf, welche durch Optimierung des Prognosefaktors  $f_{prog}$  und der Zeitspannen  $T_{start}$  und  $T_{stop}$  minimiert werden können (siehe Kapitel 4.3.3).

#### 4.3.2 Wirtschaftlichkeit

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der alternativen Ladestrategien erfolgt analog zu Kapitel 4.2.3. Auf eine Auswertung der Anwendung ohne KfW-Förderung bzw. unter Berücksichtigung der alten KfW-Förderung nach 2013 wird dabei aufgrund der fehlenden Relevanz bzw. Aktualität verzichtet.

Für die Durchführung der Simulationen erfolgt eine probabilistische Optimierung der anpassbaren Parameter, deren Ergebnisse Tabelle 4.17 zu entnehmen sind.

Tabelle 4.17: Simulationsparameter der alternativen Ladestrategien zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei KfW-Förderung nach 2016

Parameter	Drosselung	Kappung	Dämpfung
$f_{prog}$	0,1 (Okt. – Mär.) 0,5 (Apr. – Sep.)	0,6 (Okt. – Mär.) 0,9 (Apr. – Sep.)	0,2 (Okt. – Mär.) 0,5 (Apr. – Sep.)
$f_{SoC}$	-	0,9 (Okt. – Mär.) 0,8 (Apr. – Sep.)	-
$f_{lade}$	1,0	-	-
$T_{start}$	-	-	3 h
$T_{stop}$	-	-	3 h
Zeitl. Begrenzung der Ladestrategie	nein	nein	Nein

Um einen direkten Vergleich der alternativen Ladestrategien zu vereinfachen, werden deren spezifische jährliche Einsparungen in Abbildung 4.24 bis Abbildung 4.27 je Speichergröße für jede der drei Ladestrategien nebeneinander dargestellt. Bei Betrachtung der Ergebnisse

### 4.3 Alternative Ladestrategien

wird eine ähnliche Performance der beiden Steuerungsalgorithmen „Kappung“ und „Dämpfung“ deutlich, welche im Vergleich zur konventionellen Ladestrategie (vgl. Abbil-

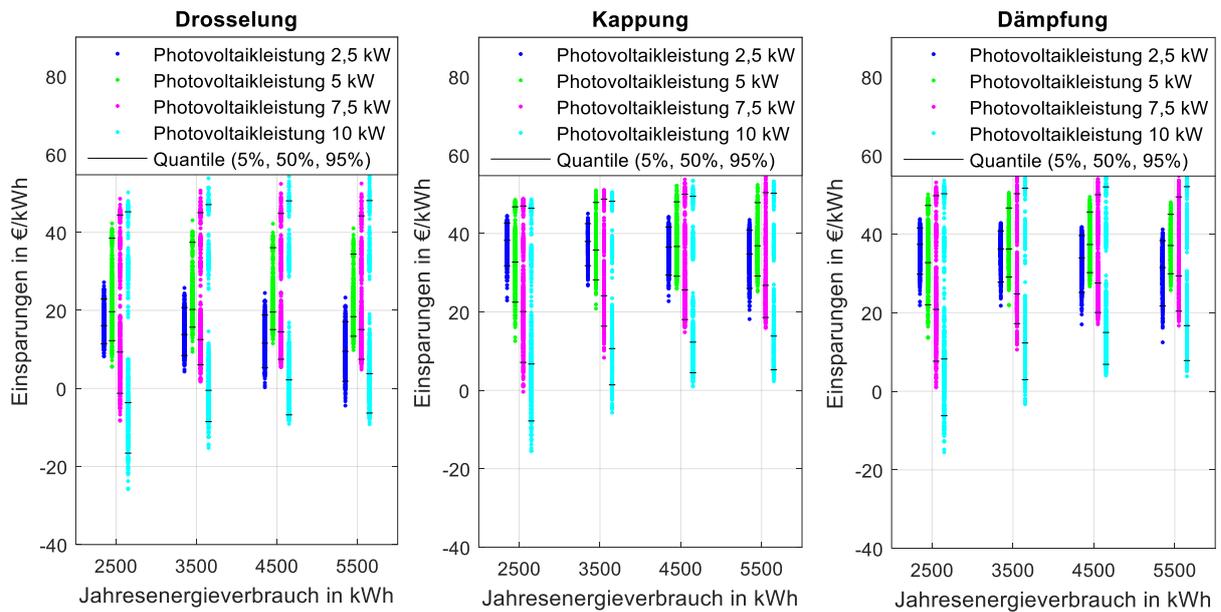


Abbildung 4.24: Spezifische jährliche Einsparungen durch 2,5 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016

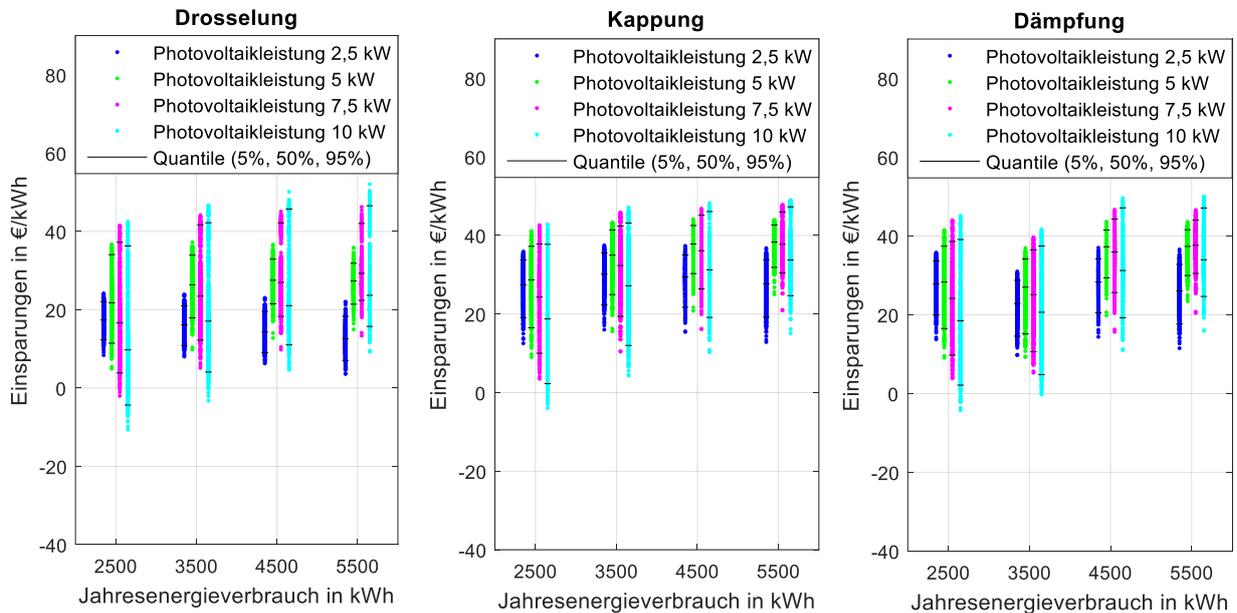


Abbildung 4.25: Spezifische jährliche Einsparungen durch 5 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016

dung 4.8) deutlich höhere Einsparungen zur Folge haben, welche nur geringfügig niedriger sind als bei Anwendung der konventionellen Ladestrategie ohne KfW-Förderung und Leistungsbegrenzung (vgl. Abbildung 4.6).

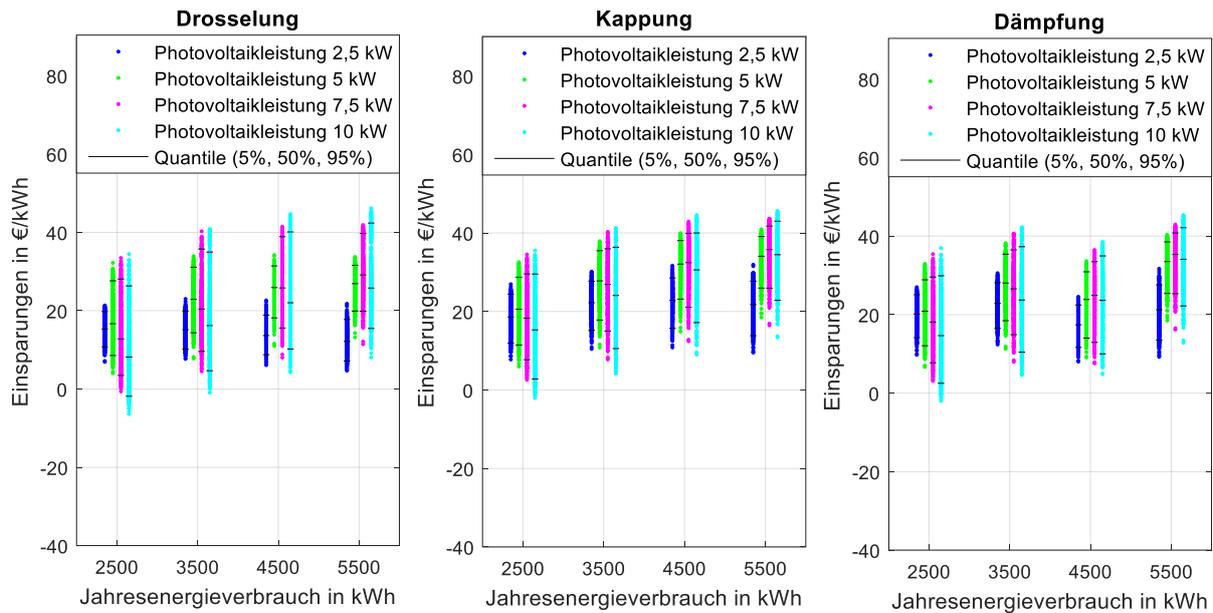


Abbildung 4.26: Spezifische jährliche Einsparungen durch 7,5 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016

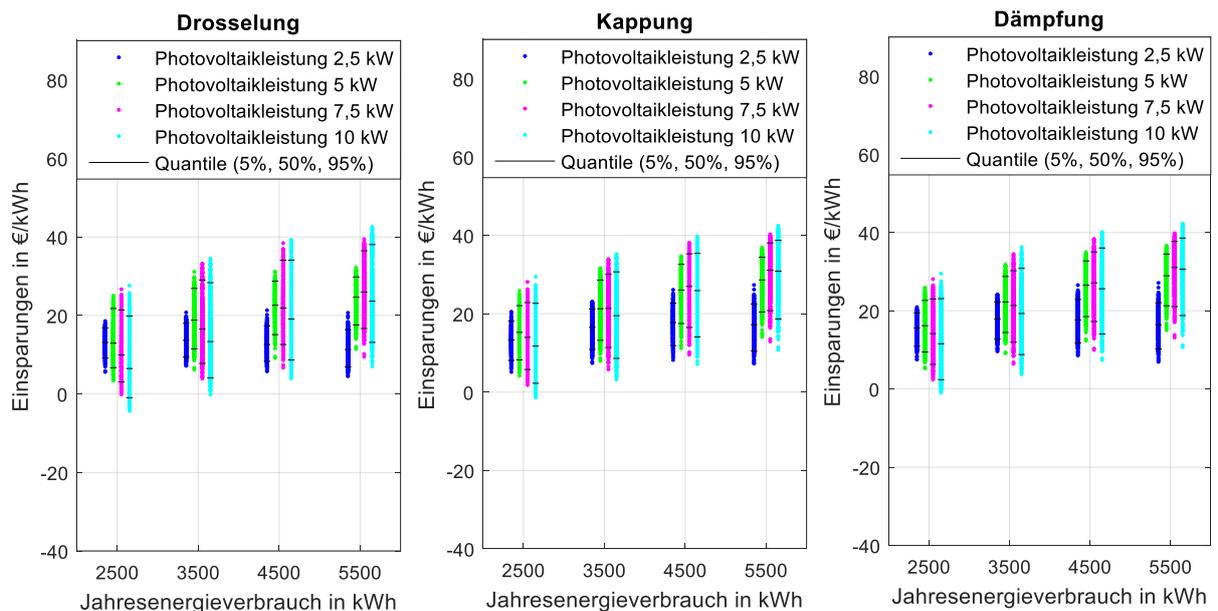


Abbildung 4.27: Spezifische jährliche Einsparungen durch 10 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016

Bei Anwendung des einfachen Steuerungsalgorithmus „Drosselung“ werden vergleichsweise niedrige Einsparungen erzielt, welche geringfügig höhere Werte als bei Anwendung der konventionellen Ladestrategie aufweisen. Insbesondere bei kleinen Speicherkapazitäten in Verbindung mit großen Photovoltaikanlagen bietet die Anwendung dieser alternativen Ladestrategien hinsichtlich der Verluste durch Abregelung große Vorteile. Negative Einsparungen und somit Verluste durch den Einsatz von Speichern können bei Anwendung der Steuerungs-

### 4.3 Alternative Ladestrategien

algorithmen „Kappung“ und „Dämpfung“ nahezu vollständig vermieden werden. Im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kWp Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh werden spezifische jährliche Einsparungen zwischen 0 und 28 €/kWh (Drosselung), 8 und 38 €/kWh (Kappung) bzw. 9 und 38 €/kWh (Dämpfung) erreicht.

Tabelle 4.18: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller und alternativen Ladestrategien in Jahren mit KfW-Förderung nach 2016 für die mittleren Speicherpreise 2016

Energieinhalt:		2,5 kWh				5 kWh				7,5 kWh				10 kWh			
JSB	P <sub>PV</sub>	Ko	Dr	Ka	Dä	Ko	Dr	Ka	Dä	Ko	Dr	Ka	Dä	Ko	Dr	Ka	Dä
2500 kWh	2,5 kW	55	79	33	34	73	73	46	46	100	83	68	63	131	97	96	81
	5 kW	105	65	39	39	86	58	44	45	112	76	62	61	142	98	83	79
	7,5 kW	-	136	63	61	145	76	52	53	167	99	70	70	201	127	91	90
	10 kW	-	-	189	155	562	131	68	69	376	156	83	87	418	196	108	110
3500 kWh	2,5 kW	53	92	34	35	68	79	42	56	92	84	57	56	120	93	77	71
	5 kW	80	63	36	35	65	48	36	47	78	56	46	45	96	68	60	57
	7,5 kW	395	101	53	51	89	54	39	51	93	62	47	48	112	77	60	60
	10 kW	-	-	119	104	160	74	47	62	132	78	53	54	150	95	65	66
4500 kWh	2,5 kW	55	110	35	37	72	89	43	45	102	93	56	73	136	101	72	72
	5 kW	70	65	35	34	58	46	34	34	65	49	40	53	77	56	49	48
	7,5 kW	224	88	50	46	75	47	35	35	72	49	39	51	83	58	47	47
	10 kW	-	577	103	85	115	60	41	41	90	58	42	54	98	67	49	50
5500 kWh	2,5 kW	59	134	37	40	81	101	46	49	118	105	58	60	157	112	74	77
	5 kW	66	69	34	34	54	47	33	34	60	47	37	38	70	52	44	44
	7,5 kW	166	84	48	43	66	43	34	34	63	44	36	36	69	49	41	41
	10 kW	-	335	92	76	96	54	38	37	76	49	37	37	78	54	41	42

Um einen direkten Vergleich mit der konventionellen Ladestrategie zu ermöglichen, werden deren Werte des primären ROI in Tabelle 4.18 als Referenz für die alternativen Ladestrategien eingetragen. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird hierbei auf eine Darstellung der Werte für das Installationsjahr 2017 verzichtet. Die Ergebnisse zeigen eine deutliche Verbesserung des primären ROI bei Anwendung der alternativen Ladestrategien, dessen Werte im realistischen Anwendungsbereich ab 3500 kWh Jahresstrombedarf und 7,5 kWp Modulleistung bei Speichergrößen zwischen 2,5 und 7,5 kWh im Bereich von 43 bis 577 Jahren (Drosselung), 34 bis 119 Jahren (Kappung) bzw. 34 bis 104 Jahren (Dämpfung) liegen.

Die Werte des primären ROI für die optimalen Anlagenkonstellationen unter Berücksichtigung der 95 %-Quantile der spezifischen jährlichen Einsparungen sowie der minimalen Speicherpreise des Jahres 2016 zeigt Tabelle 4.19. Es wird deutlich, dass die alternativen Ladestrategien unter idealen Voraussetzungen in der Regel eine schlechtere Performance und so-

mit höhere Werte für den primären ROI aufweisen als bei Anwendung der konventionellen Ladestrategie. Aufgrund der generell niedrigen Abregelungsverluste unter Idealbedingungen, welche vor allem auf eine Ost-/West-Ausrichtung der Anlagen zurückzuführen sind, dominieren die Einbußen bei der Erhöhung des Eigenverbrauchs bei Anwendung der alternativen Ladestrategien über deren Vorteile bezüglich der förderungsbedingten Abregelung. Besonders deutlich wird dies anhand der vergleichsweise hohen Werte des Steuerungsalgorithmus „Drosselung“, welcher die Abregelungsverluste zwar verringern, ansonsten jedoch durch die reduzierte Ladeleistung hohe Einbußen bei der Erhöhung des Eigenverbrauches hervorrufen kann.

Tabelle 4.19: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller und alternativen Ladestrategien in Jahren mit KfW-Förderung 2016 für die minimalen Speicherpreise 2016

Energieinhalt:		2,5 kWh				5 kWh				7,5 kWh				10 kWh			
JSB	P <sub>PV</sub>	K <sub>0</sub>	Dr	K <sub>a</sub>	D <sub>a</sub>	K <sub>0</sub>	Dr	K <sub>a</sub>	D <sub>a</sub>	K <sub>0</sub>	Dr	K <sub>a</sub>	D <sub>a</sub>	K <sub>0</sub>	Dr	K <sub>a</sub>	D <sub>a</sub>
2500 kWh	2,5 kW	22	46	24	25	33	47	31	31	45	53	43	42	59	62	58	54
	5 kW	20	27	22	22	27	31	28	28	37	38	36	36	48	48	47	46
	7,5 kW	20	23	22	21	28	28	28	27	38	37	35	35	49	49	46	45
	10 kW	21	23	22	21	29	29	28	27	40	40	35	35	51	53	46	45
3500 kWh	2,5 kW	22	50	25	26	33	50	29	36	45	52	38	37	59	58	49	47
	5 kW	18	28	22	22	23	31	25	31	29	34	29	29	37	39	36	36
	7,5 kW	19	23	21	21	22	25	25	29	29	29	29	29	36	36	35	34
	10 kW	19	22	22	20	22	25	24	28	29	30	29	28	36	37	34	34
4500 kWh	2,5 kW	24	55	25	26	35	53	30	30	47	55	37	46	62	60	46	46
	5 kW	18	29	22	23	22	32	25	25	27	33	27	34	33	36	32	32
	7,5 kW	17	23	21	21	20	25	23	24	24	27	26	31	30	31	30	30
	10 kW	18	22	21	20	20	23	23	22	24	26	26	30	29	31	29	29
5500 kWh	2,5 kW	25	61	26	27	38	57	31	32	51	59	38	38	68	64	46	47
	5 kW	18	30	22	23	22	33	24	25	26	33	27	27	32	35	30	30
	7,5 kW	17	24	21	21	20	25	23	24	22	26	25	26	26	29	27	28
	10 kW	17	22	21	20	19	22	22	22	22	25	24	25	25	27	27	27

Die Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  zur Berechnung der mittleren spezifischen jährlichen Einsparungen nach (4.3) sind Anhang A.5 zu entnehmen. Bei Berechnung des primären ROI nach (4.4) ist auf eine Anpassung der Speicherkosten gemäß (4.5) unter Berücksichtigung der halbjährlichen Degression zu achten.

#### 4.3.3 Optimierung durch evolutionäre Algorithmen

Aufgrund des individuellen Verbrauchsverhaltens von Haushalten als elektrische Verbraucher im Niederspannungsnetz besitzt jeder Haushalt an jedem Tag ein anderes nicht vorhersagbares Lastprofil. Aus diesem Grund ist eine allgemein gültige Optimierung der anpassbaren Pa-

parameter der alternativen Ladestrategien (siehe Tabelle 4.17) in der Regel nicht möglich und eventuell vermeidbare Verluste durch Abregelung oder verringerten Eigenverbrauch sind die Folge.

Um die Parameter der Steuerungsalgorithmen auch ohne verlässliche Lastprofilprognosen individuell an das jeweilige Verbrauchsverhalten anzupassen, bietet sich eine laufende und automatisierte Anpassung dieser Parameter während der gesamten Betriebsdauer an. Hierfür kommen vor allem metaheuristische Optimierungsverfahren in Frage, da kein direkter mathematischer Zusammenhang zwischen den Parametern des Steuerungsalgorithmus und den erzielbaren Einsparungen besteht. Bei diesen kann es sich sowohl um simple probabilistische, als auch um komplexere Optimierungsverfahren wie beispielsweise Evolutionäre Algorithmen handeln. Letztere werden in diesem Kapitel zur Optimierung der Steuerungsalgorithmen hinsichtlich einer Minimierung der Stromkosten angewendet.

### Evolutionäre Algorithmen

Evolutionäre Algorithmen in der Informatik bedienen sich des natürlichen Verhaltens der biologischen Evolution von Organismen, welche sich durch Fortpflanzung (Rekombination) und der daraus resultierenden Mutation ihrer Gene an eventuelle Änderungen der Umwelt anpassen können. Dabei werden verschiedene Lösungsmöglichkeiten (Populationen) eines Optimierungsproblems jeweils durch eine Fitnessfunktion hinsichtlich ihrer Güte bewertet (Evaluation), um durch die anschließende Rekombination der selektierten Populationen eine neue, optimierte Generation von Lösungsmöglichkeiten zu erschaffen. Dieser Kreislauf wird bis zum Erreichen eines Abbruchkriteriums wiederholt, bei dem es sich in der Regel um eine maximale Anzahl an Generationen bzw. eine minimale Gütedifferenz zur vorangegangenen Generation handelt. Zu Beginn der Optimierung erfolgt eine einmalige Initialisierung durch die zufällige Generierung einer Anfangsgeneration, deren Mittelwert optional auch manuell festgelegt werden kann (siehe Abbildung 4.28).

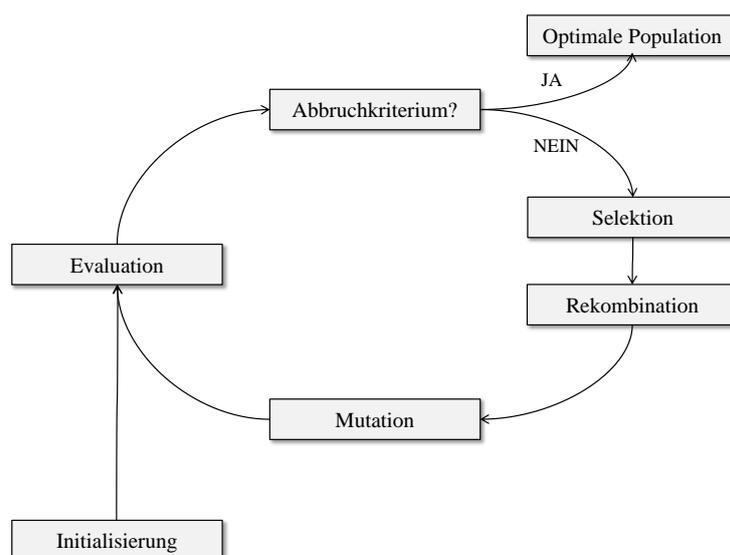


Abbildung 4.28: Grundlegendes Schema eines evolutionären Algorithmus

### **Anwendung auf alternative Ladestrategien für Photovoltaik-Heimspeicher**

Aufgrund der fehlenden Möglichkeit zur Prognose des Verbrauchsverhaltens einzelner Haushalte muss bei der Optimierung auf Erfahrungswerte in der Vergangenheit zurückgegriffen werden. In diesem Fall erfolgt die Optimierung der Parameter für die kommende Woche anhand der Messdaten der vergangenen Woche. Von einer täglichen Optimierung wird aufgrund der Gefahr von Optimierungseinbußen durch ungewöhnliche Tage, sogenannte Ausreißer, abgesehen.

Die Speichersysteme starten ihren Betrieb dabei mit den initialen Optimierungsparametern gemäß Tabelle 4.17, welche zudem als Mittelwerte für die Initialisierung der ersten Generation des Evolutionären Algorithmus verwendet werden. Alle sieben Tage erfolgt durch diesen die Optimierung der Parameter anhand der aufgezeichneten Daten der letzten Tage gemäß Abbildung 4.28 und die daraus resultierenden optimalen Parameter werden für den Betrieb der kommenden Woche angewendet.

Die Simulation dieses Vorgangs erfolgt unter Verwendung der Matlab/Simulink-Modelle für die einzelnen Steuerungsalgorithmen in Verbindung mit der Global Optimization Toolbox von MathWorks. Um ein vernünftiges Verhältnis aus Rechenzeit und Optimierungsgüte zu erzielen, wird sowohl die Anzahl der Populationen je Generation, als auch die maximale Anzahl von Generationen je Durchgang auf den Wert 20 gesetzt. Zur Begrenzung des Simulationsaufwandes werden die Simulationen nur für eine einzige beliebig gewählte Kombination aus Last- und Erzeugungsprofil durchgeführt, das Verhältnis aus Erzeugungsleistung und Speicherkapazität allerdings variiert. Somit können mit geringem Simulationsaufwand qualitative Aussagen über die Performance der verschiedenen Regelalgorithmen unter Berücksichtigung einer laufenden Optimierung bei verschiedenen Anlagenkonstellationen und den Einspeisegrenzwerten 50 % und 40 % der Modulnennleistung getroffen werden. Der Jahresstrombedarf des Lastprofils bleibt für alle Simulationen konstant bei 4500 kWh. Bezüglich der Anlagenkonstellation werden die folgenden Kombinationen aus Modulnennleistung und Speicherkapazität simuliert:

- Speicherkapazität / Modulnennleistung: 5 kWh / 5 kW
- Speicherkapazität / Modulnennleistung: 5 kWh / 7.5 kW
- Speicherkapazität / Modulnennleistung: 7.5 kWh / 5 kW

Bei der Fitnessfunktion zur Bewertung der Güte der einzelnen Parameterkombinationen (Populationen) handelt es sich um die Berechnung der wöchentlichen Stromkosten für den Haushalt, welche durch die Optimierung minimiert werden sollen. Die Bewertung der Simulationsergebnisse erfolgt somit als Darstellung der jährlichen Stromkosten für den durch evolutionäre Algorithmen optimierten Speicherbetrieb, welche mit denen eines nicht-optimierten Speicherbetriebes sowie denen der konventionellen Ladestrategie ohne Erzeugungsbegrenzung durch KfW-Förderung verglichen werden. Zudem werden die idealen Stromkosten unter Voraussetzung der bestmöglichen Parameterkombinationen (perfekte Prognose) als Vergleichswert dargestellt. Abbildung 4.29 zeigt diesen Vergleich unter Annahme der KfW-Förderung nach 2016 mit einer Einspeisebegrenzung auf 50 % der Modulnennleistung. Die

laufende Optimierung der Parameter hat nur eine sehr geringe Reduktion der Stromkosten zur Folge, da die initial voreingestellten Parameter für das verwendete Lastprofil bereits nahezu optimal sind, was der Vergleich mit den jeweiligen idealen Stromkosten zeigt. In allen Fällen werden die Stromkosten durch den Einsatz der alternativen Ladestrategien im Vergleich zur konventionellen Ladestrategie deutlich reduziert. Ab einem Verhältnis aus Speicherkapazität zu Modulnennleistung von größer als Eins können sogar niedrigere Stromkosten als bei konventionellem und ungeförderten Speicherbetrieb ohne KfW-Leistungsbegrenzung erzielt werden. Grund dafür ist die Leistungsbegrenzung gemäß des gesetzlichen Einspeisemanagements (§ 9 EEG) auf 70 % der Modulnennleistung, aufgrund derer bei konventionellem Speicherbetrieb ein Teil der erzeugten Photovoltaikleistung abgeregelt wird. Die alternativen Ladestrategien sind hingegen auf die Vermeidung der KfW-bedingten Abregelung ausgelegt und können somit bei ausreichender Dimensionierung der Speicherkapazität höhere Einsparungen generieren. Auch bei kleineren Speicherkapazitäten mit einem Kapazitäts- zu Modulnennleistungsverhältnis werden unter Anwendung der optimierten Ladestrategie „Dämpfung“ nahezu dieselben Einsparungen erzielt wie durch konventionelle Speicherung ohne Einspeisebegrenzung. Dem Anlagenbetreiber in diesem Beispiel entstehen somit keine finanziellen Nachteile durch die Einspeisebegrenzung gemäß der aktuellen KfW-Förderung während zusätzliche Einsparungen durch den Tilgungszuschuss bei der Investition möglich sind.

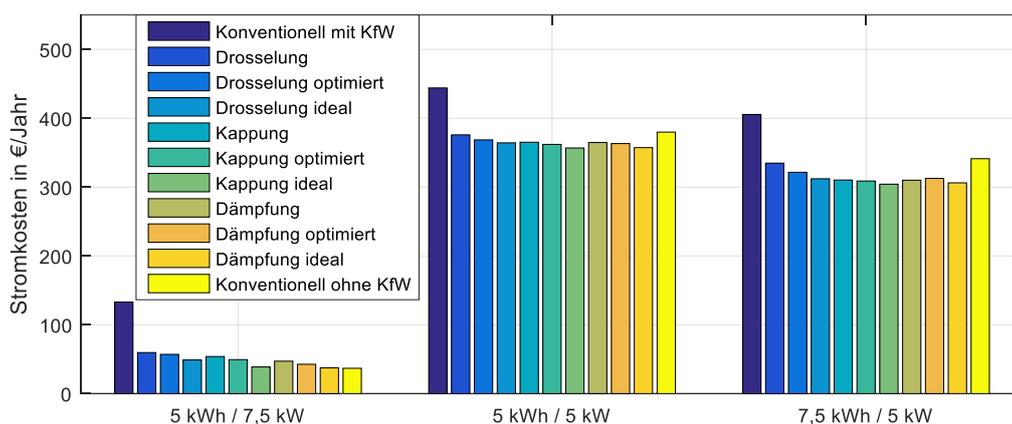


Abbildung 4.29: Vergleich der jährlichen Stromkosten bei verschiedenen Optimierungsszenarien der alternativen Ladestrategien bei Einspeisebegrenzung auf 50 %

Abbildung 4.30 zeigt dieselben Simulationsergebnisse unter Annahme einer KfW-bedingten Einspeisebegrenzung auf 40 % der Modulnennleistung. Vor allem bei einem Verhältnis aus Speicherkapazität zu Modulnennleistung von kleiner als Eins steigen die Stromkosten durch die stärkere Einspeisebegrenzung auch unter Anwendung der alternativen Ladestrategien deutlich über den Referenzwert der konventionellen Speicherung ohne Einspeisebegrenzung. Grund hierfür ist die unzureichende Menge an verfügbarer Speicherkapazität zur Zwischenspeicherung der vollen abzuregelnden Energiemenge.

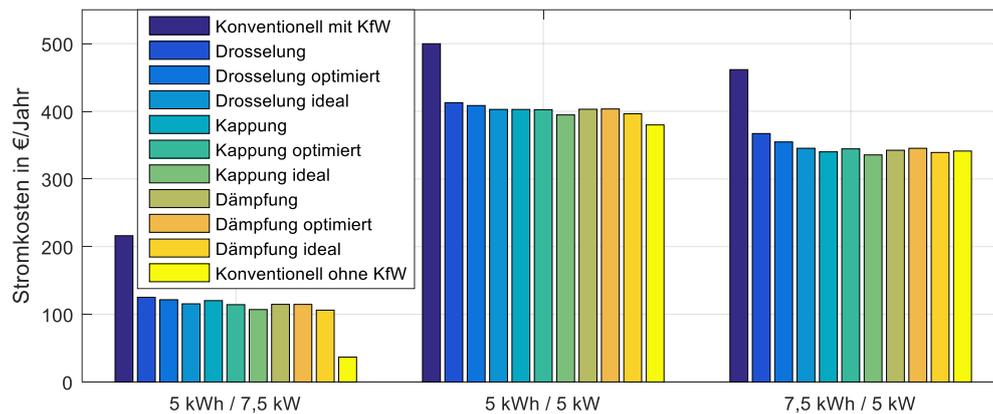


Abbildung 4.30: Vergleich der jährlichen Stromkosten bei verschiedenen Optimierungsszenarien der alternativen Ladestrategien bei Einspeisebegrenzung auf 40 %

Die laufende Optimierung der Parameter hat analog zu Abbildung 4.29 aufgrund der Nähe zum idealen Wert nur eine sehr geringe Verringerung der Stromkosten zur Folge. Für Verhältnisse aus Kapazität zu Modulnennleistung von etwa Eins kann nach wie vor der niedrige Referenzwert der konventionellen Ladung ohne Einspeisebegrenzung nahezu erreicht werden, allerdings hat die Optimierung hier kaum Einfluss auf die Performance. Bei einem Verhältnis von größer als Eins treten durch den Optimierungsvorgang leichte Einbußen der Einsparungen auf, da die verfügbare Speicherkapazität aufgrund der vergleichsweise niedrigen Last über Nacht bei jedem Sonnenaufgang variiert und somit keine Optimierung anhand der vorangegangenen Tage möglich ist.

Generell kann durch eine laufende Optimierung der Steuerungsparameter mit evolutionären Algorithmen die Performance der alternativen Ladestrategien sichtbar verbessert werden. Dies bietet vor allem Vorteile bei einer Anwendung auf unbekannte Last- und Erzeugungsprofile, da der Steuerungsalgorithmus nicht für jede Anlagenkonstellation separat parametrieren werden muss.

### 4.3.4 Netzzrückwirkungen

Analog zu Kapitel 4.2.4 erfolgt in diesem Kapitel eine Untersuchung der möglichen Leistungsgradienten bei Einsatz verteilter Heimspeichersysteme mit KfW-Förderung und alternativen Ladestrategien sowie eine Bewertung des Einflusses solcher Speichersysteme auf den Netzausbaubedarf im Niederspannungsnetz.

### Leistungsgradienten

Zur Bestimmung der maximal möglichen Rückspeisegradien erfolgt die Simulation des bereits in Kapitel 4.2.4 vorgestellten fiktiven Mittelspannungsnetzes aus Abbildung 4.9 mit einer Photovoltaik- und Speicherdurchdringung von 100 % und den Simulationsparametern gemäß Tabelle 4.8. Die Leistungsgradienten der Netzaustauschleistung zwischen Mittel- und Hochspannungsebene werden dabei unter Berücksichtigung der verschiedenen alternativen Ladestrategien für Heimspeicher mit den Einspeisegrenzwerten 50 % (KfW 2016) und 40 % (KfW fiktiv) miteinander verglichen. Als Referenz dienen dabei die Leistungsgradienten ohne

Speichereinsatz sowie bei konventionellem Speichereinsatz ohne KfW-Förderung. In Abbil-

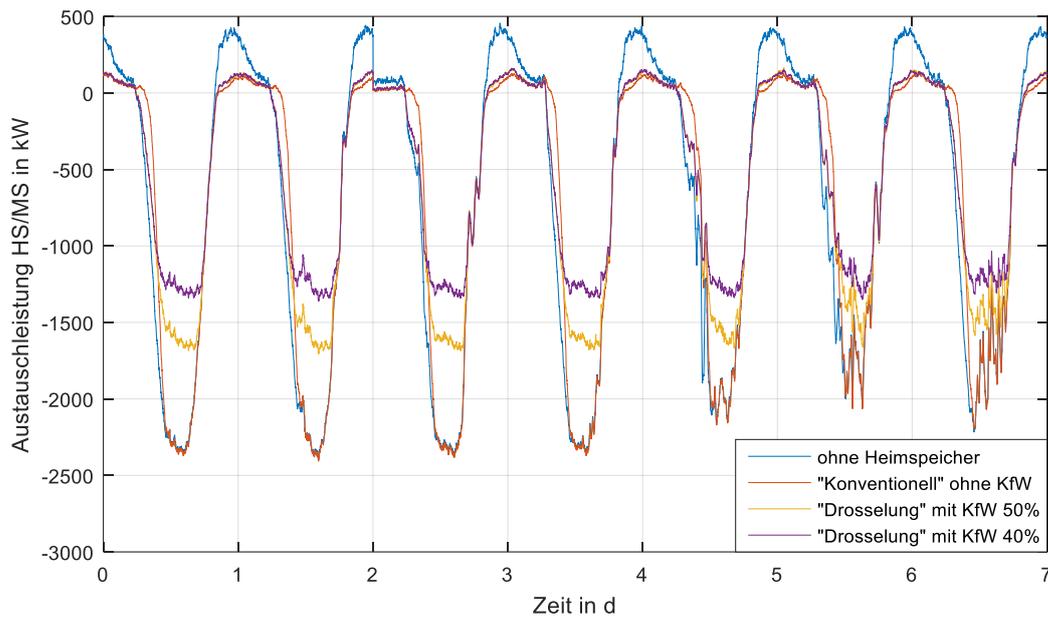


Abbildung 4.32: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei Ladestrategie „Drosselung“

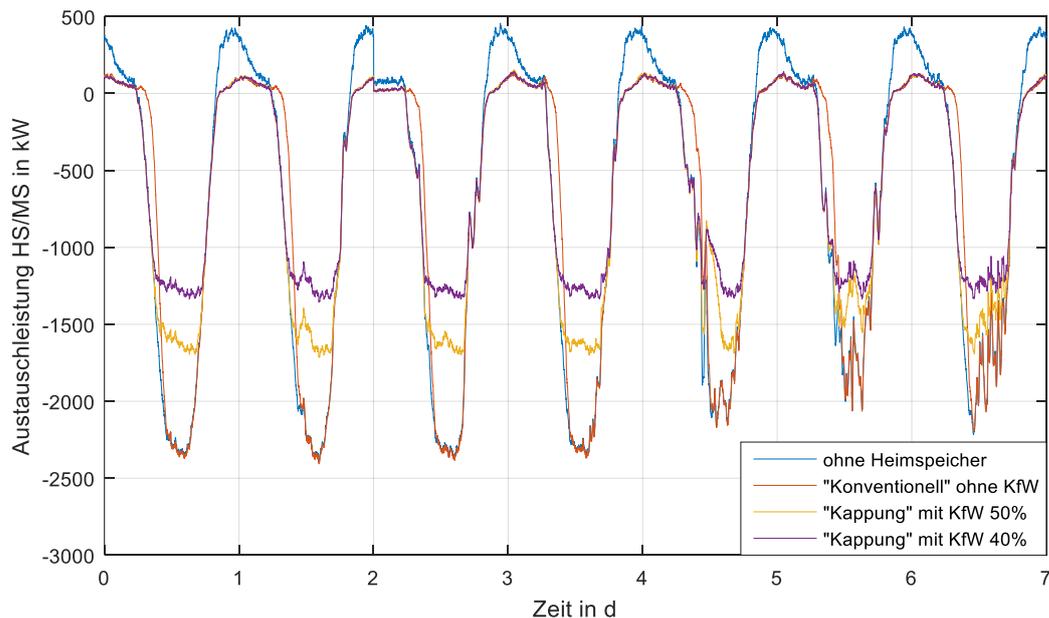


Abbildung 4.31: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei Ladestrategie „Kappung“

dung 4.32 bis Abbildung 4.33 wird dieser Leistungsverlauf analog zu Kapitel 4.2.4 an 7 Beispieltagen dargestellt. Im Vergleich zur konventionellen Ladestrategie (vgl. Abbildung 4.10) erfolgt bei Anwendung der alternativen Ladestrategien keine Verschiebung der typischen Photovoltaik-Glockenkurve mehr, da die Heimspeicher nicht die vollständige Überschussleistung aufnehmen. Der Leistungsverlauf in den Abendstunden verläuft nahezu unverändert, da

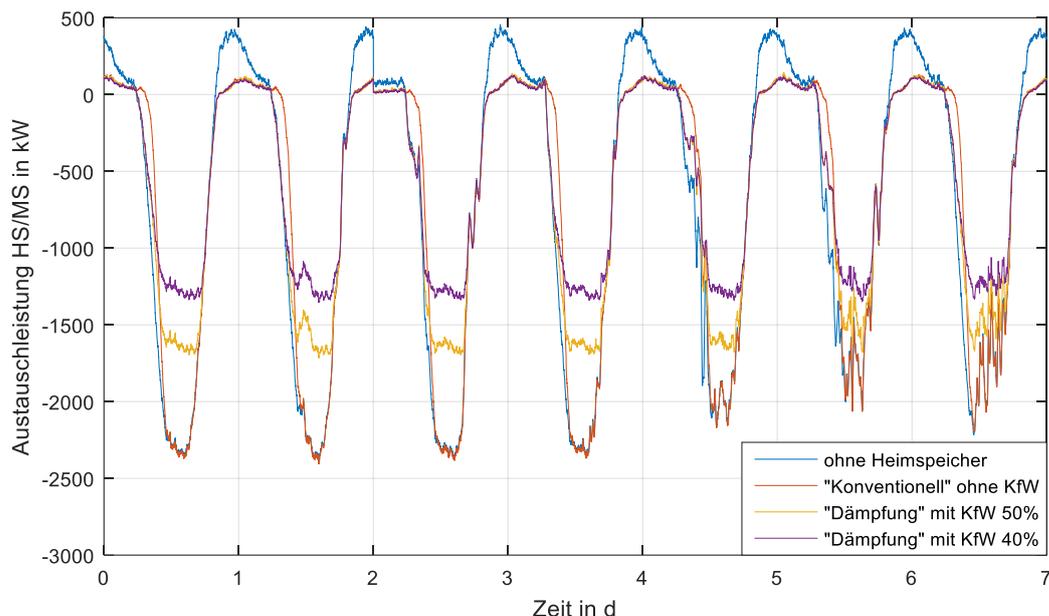


Abbildung 4.33: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei Ladestrategie „Dämpfung“

die Last auch bei Anwendung der alternativen Ladestrategien, wenn möglich, vollständig durch den Speicher gedeckt wird.

Das Ergebnis der Auswertung der Leistungsgradienten in den Morgenstunden zwischen 8 und 10 Uhr zeigt Tabelle 4.20. Analog zu Kapitel 4.2.4 zeigen die 95 %- und 99 %-Quantile eine deutliche Reduktion der hohen Leistungsgradienten durch die Leistungsbegrenzung bei KfW-Förderung. Im Vergleich mit Tabelle 4.9 sind dabei keine signifikanten Unterschiede zwischen der konventionellen und den alternativen Ladestrategien zu erkennen.

Tabelle 4.20: Quantile der Rückspeisegradien zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei alternativen Ladestrategien

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne HS	4,9	10,1	11,4
HS (konv.) ohne KfW	1,6	11,4	12,3
HS (Dross) mit KfW 50 %	2,3	6,8	7,8
HS (Kapp) mit KfW 50 %	2,5	8,6	10,3
HS (Dämp) mit KfW 50 %	3,2	15,0	24,5

Auch bei Betrachtung der Quantile der Leistungsgradienten des gesamten Simulationszeitraumes in Tabelle 4.21 ergeben sich keine nennenswerten Unterschiede zwischen den Ladestrategien. Generell ist somit auch bei den alternativen Ladestrategien mit allgemein niedrigeren Leistungsgradienten aufgrund der Dämpfung von beispielsweise wetterbedingten Leistungssprüngen durch die Speichersysteme zu rechnen.

Tabelle 4.21: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei alternativen Ladestrategien

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne HS	5,3	20,3	31,6
HS (konv.) ohne KfW	3,1	16,3	27,9
HS (Dross) mit KfW 50 %	3,5	14,8	23,4
HS (Kapp) mit KfW 50 %	3,4	15,2	24,3
HS (Dämp) mit KfW 50 %	3,2	15,0	24,5

Durch Anwendung der in dieser Arbeit vorgestellten alternativen Ladestrategien für Heimspeicher kann eine Verschiebung der morgendlichen Anstiegsflanke der Photovoltaik-Glockenkurve vermieden und somit eine bessere Prognostizierbarkeit der Residualleistung bei hoher Speicherdurchdringung erzielt werden. Durch das Abfangen von Leistungssprüngen aufgrund schneller Laständerungen oder Wolkenzüge können bei Anwendung von Heimspeichern mit alternativen Ladestrategien wie auch bei Anwendung der konventionellen Ladestrategie vor allem unter Berücksichtigung der Leistungsbegrenzung durch die KfW-Förderung hohe Leistungsgradienten vermieden werden. Bezüglich der Höhe der Leistungsgradienten ergeben sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Ladestrategien.

### Einfluss auf notwendigen Netzausbau

Bei Einsatz der alternativen Ladestrategien kommt es im Vergleich zur konventionellen Ladestrategie nur zu unwesentlichen Veränderungen der Einspeiseverläufe, während die maximale Einspeiseleistung aufgrund der Begrenzung durch die KfW-Förderung unverändert bleibt. Aus diesem Grund gelten auch für die alternativen Ladestrategien die in Kapitel 4.2.4 ermittelten Simulationsergebnisse zum Netzausbau.

### 4.3.5 Zusammenfassung

In Kapitel 4.3 wurden die drei verschiedene Steuerungsalgorithmen „Drosselung“, „Kappung“ und „Dämpfung“ zur wirtschaftlichen Optimierung von KfW-geförderten Heimspeichern vorgestellt. Diese berücksichtigen unter Verwendung von einfachen Solarleistungsprognosen die Volatilität der Photovoltaikerzeugung und können somit einen großen Teil der durch die Einspeisebegrenzung abzuregelnden Energie zwischenspeichern, ohne dabei signifikante Verringerungen der Eigenverbrauchsquote hervorzurufen. Bei Anwendung auf normale Verbraucherhaushalte ist eine Kenntnis der Lastprofile in der Regel nicht notwendig, allerdings können sich die Steuerungsalgorithmen durch Implementierung einer laufenden Optimierung bestimmter Parameter an die jeweilige Anlagenkonstellation anpassen und somit für jeden individuellen Letztverbraucher eine optimale Performance liefern.

Auch bei den alternativen Ladestrategien variieren die möglichen jährlichen Einsparungen je Kilowattstunde nutzbarer Kapazität durch Einsatz eines Heimspeichers in Abhängigkeit dessen Größe deutlich. Generell sind jedoch bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung und der damit verbundenen Einspeisebegrenzung höhere jährliche Einsparungen möglich als bei An-

wendung der konventionellen Ladestrategie. Tabelle 4.22 zeigt die entsprechenden Richtwerte bei Annahme der Rahmenbedingungen Mitte 2016 für eine Förderung nach den aktuellen Anforderungen des KfW-Programms 2016. Eine laufende Optimierung der alternativen Ladestrategien wird bei dieser Zusammenfassung nicht berücksichtigt. Die jährlichen Einsparungen sowie die Amortisationszeit (primärer ROI) hängen dabei sehr stark von der Kombination aus Modulnennleistung, Speicherkapazität und Jahresstrombedarf ab.

Tabelle 4.22: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit alternativer Steuerungsalgorithmen für Heimspeicher mit KfW-Förderung 2016

Steuerungsalgorithmus	Jährliche Einsparungen	Primärer ROI	Rendite	Zielpreis
konventionell	-10 – 20 €/kWh	60 – 400 a	bis 1,7 %	bis 255 €/kWh
Drosselung	0 – 30 €/kWh	43 – 577 a	bis 2,5 %	bis 385 €/kWh
Kappung	10 – 40 €/kWh	34 – 119 a	0,8 – 3,3 %	128 – 515 €/kWh
Dämpfung	10 – 40 €/kWh	34 – 104 a	0,8 – 3,3 %	128 – 515 €/kWh

Analog zu Kapitel 4.2.5 werden die jährlichen spezifischen Einsparungen für eine differenzierte Betrachtung gemäß deren zugrundeliegenden Verhältnisses aus nutzbarer Speicherkapazität zu Modulnennleistung aufgetrennt. Dabei wird auf die Darstellung der Ergebnisse des Steuerungsalgorithmus „Drosselung“ aufgrund dessen vergleichsweise schlechten Performance verzichtet. Abbildung 4.34 zeigt die entsprechenden Ergebnisse unter Annahme der aktuellen KfW-Förderung 2016. Die maximalen Einsparungen werden bei einem Verhältnis von 1 kWh/kW (Kappung) bzw. 0.65 kWh/kW (Dämpfung) erzielt, da bei zu geringen Kapazitäten die abzuregelnde Energie nicht ausreichend zwischengespeichert und so die Verluste nicht ausreichend reduziert werden können. Dennoch treten auch bei Verhältnissen in diesem Bereich sehr niedrige Einsparungen auf, welche vor allem bei kleinen Verbrauchern mit niedrigem Jahresstrombedarf oder Photovoltaikanlagen mit sehr großen Modulnennleistungen auftreten, bei denen die notwendige Speicherkapazität aufgrund unzureichender Entladung über Nacht in den Morgenstunden nicht zur Verfügung steht. Sollen also bei einer Förderung nach den aktuellen Anforderungen des KfW-Programms möglichst hohe Einsparungen erzielt und der Tilgungszuschuss wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden, sollte der Jahresstrombedarf mindestens 3500 kWh und das Verhältnis aus nutzbarer Speicherkapazität und Modulnennleistung zwischen 0,65 und 1,0 kWh/kW<sub>p</sub> betragen. Von einer nutzbaren Speicherkapazität von mehr als 7,5 kWh in Verbindung mit einem Jahresstrombedarf von weniger als 6000 kWh ist zudem aufgrund der ineffizienten Nutzbarkeit und der damit verbundenen geringen spezifischen jährlichen Einsparungen abzusehen.

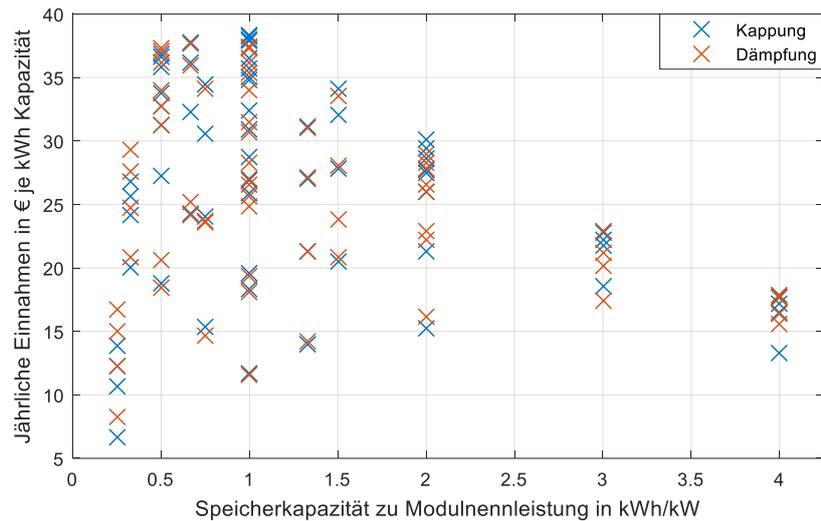


Abbildung 4.34: Ermittlung der idealen Speicherkapazität der alternativen Ladestrategien

Durch Anwendung der alternativen Ladestrategien erfolgt auch bei hohen Speicherdurchdringungen keine Verschiebung der Anstiegsflanke der Photovoltaik-Glockenkurve bei Rückspeisung der kumulierten Erzeugung in höhere Spannungsebenen. Konventionelle Heimspeichersysteme hingegen rufen diesen Effekt durch morgendliche Speicherung der maximal möglichen Erzeugungsleistung hervor und können somit das Bilanzkreismanagement regionaler Energieversorgungsunternehmen erschweren.

Bezüglich der Netzausbaukosten auf Niederspannungsebene unterscheiden sich Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien nicht von denen mit konventioneller Betriebsweise, da in diesem Kontext vor allem die maximale Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage relevant ist. Diese wird ungeachtet der Ladestrategie des Heimspeichers durch die Anforderungen des KfW-Förderprogramms begrenzt. Es gelten somit die entsprechenden Aussagen aus Kapitel 4.2.5.

### 4.4 Erbringung von Primärregelleistung

Spätestens seit Beginn des Projektes „SWARM“ der Kooperationspartner Caterva GmbH, Siemens AG und N-ERGIE AG im Jahr 2015 ist das Thema der Bereitstellung von Primärregelleistung mit verteilten und vernetzten Heimspeichern als virtueller Großspeicher in Fachkreisen häufig Diskussionsgegenstand. Seit Juli 2015 ist die Caterva GmbH mit diesem Modell als präqualifizierter Anbieter von Primärregelleistung gelistet, aufgrund der staatlichen Förderung im Rahmen des Forschungsprojektes „SWARM“ kann allerdings die Wirtschaftlichkeit dieses Modells nicht direkt beurteilt werden. In diesem Kapitel erfolgt deshalb die Untersuchung einer Bereitstellung von Primärregelleistung durch Heimspeichersysteme bezüglich einer möglichen Wirtschaftlichkeit sowie einer Auswirkung auf den notwendigen Netzausbau auf Niederspannungsebene.

#### 4.4.1 Primärregelleistung (PRL)

Bei der Bereitstellung von Regelleistung handelt es sich um eine Netzdienstleistung zum kurzfristigen Ausgleich derjenigen Leistungsdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch, welche nicht mehr durch den zeitdiskreten Intradayhandel an der Europäischen Strombörse EEX ausgeglichen werden kann. Regelleistung wird dabei je nach Erbringungsgeschwindigkeit und Bereitstellungsdauer in die drei Kategorien Primär-, Sekundär- und Minutenreserve eingeteilt, wobei die Primärregelleistung mit einer maximalen Aktivierungszeit von 30 Sekunden am schnellsten und mindestens über den Ausschreibungszeitraum von einer Woche dauerhaft abrufbar sein muss.

Die Steuerung der Primärregelleistung erfolgt automatisiert in Abhängigkeit der Netzfrequenz, welche als Maß für die Leistungsdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch dient. Für Frequenzabweichungen im Bereich von -200 bis +200 mHz erfolgt eine zur Frequenzabweichung direkt proportionale Erbringung der Primärregelleistung, wobei im Totband zwischen 49,99 und 50,01 Hz keine Regelleistung erbracht werden muss (siehe Abbildung 4.35).

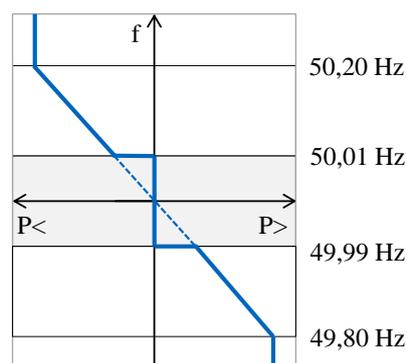


Abbildung 4.35:  $P(f)$ -Kennlinie für die Erbringung von Primärregelleistung

Bei negativen Frequenzabweichungen wird zum Ausgleich der fehlenden Erzeugungsleistung positive Primärregelleistung erbracht, positive Frequenzabweichungen haben entsprechend die Erbringung negativer Regelleistung zur Folge.

Die Vermarktung von Primärregelleistung erfolgt über die Online-Plattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net), auf welcher die Übertragungsnetzbetreiber den für jedes Quartal er-

mittelten Primärregelenergiebedarf in ihrer Regelzone wöchentlich ausschreiben. Präqualifizierte Anbieter von Primärregelleistung können im Rahmen eines Pay-As-Bid-Verfahrens an dieser Ausschreibung teilnehmen, sofern sie die Mindestgebotsgröße von 1 MW einhalten. Die Vergütung erfolgt in Form eines Leistungspreises je Woche und angebotener MW, welcher im vierten Quartal 2016 im Durchschnitt bei etwa 2.000 € lag.

### 4.4.2 Steuerungsalgorithmus

Um mit Heimspeichersystemen die Mindestgebotsgröße von 1 MW anbieten zu können, ist eine Vernetzung zu einem virtuellen Großspeicher erforderlich. Die einzelnen Speichersysteme in den Haushalten werden dabei bezüglich ihrer Primärregelleistungserbringung simultan durch einen präqualifizierten Dienstleister gemäß der vorgegebenen P(f)-Kennlinie angesteuert. Aufgrund mangelnder Prognosemöglichkeiten der Netzfrequenz und damit der anzubietenden Primärregelleistung ist bei diesem Vorgang die Reservierung von Speicherkapazität erforderlich, welche nicht mehr zur Eigenbedarfsoptimierung verwendet werden kann. Zudem muss die begrenzte zeitliche Verfügbarkeit der Primärregelleistung aufgrund der begrenzten Speicherkapazität berücksichtigt werden, welche entweder Korrekturladungen durch zusätzliche Erzeugungsanlagen bzw. durch Intradayhandel an der Strombörse, oder eine Vorhaltung von ausreichender Reservekapazität in Form zusätzlicher abrufbarer Speichersysteme erforderlich macht.

Abbildung 4.36 zeigt ein beispielhaftes Konzept zur Bereitstellung von Primärregelleistung mit Heimspeichern unter Verwendung von Korrekturladungen zur Absicherung der Verfügbarkeit. Der Speicher kann dabei über einen direkten Netzanschluss positive und negative PRL bereitstellen oder Ausgleichsladungen zur Anpassung seines Ladezustandes vornehmen. Zudem wird durch den Speicher eine reguläre Eigenverbrauchsoptimierung durch Zwischenspeicherung von PV-Überschuss und Deckung der Verbraucherlast vorgenommen.

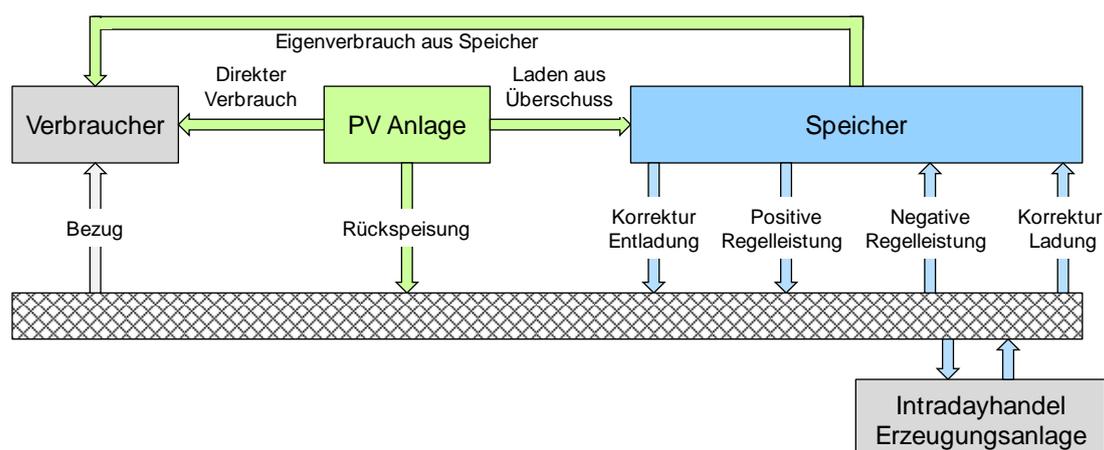


Abbildung 4.36: Beispielkonzept zur Bereitstellung von PRL mit Heimspeichersystemen

Untersuchungen des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) zu diesem Modell haben gezeigt, dass bei Heimspeichersystemen mit einer c-Rate von 1,0 und einer PV-Nennleistung von 7 kW mit einer Reservierung von 80 % der Gesamtkapazität für Primärregelleistung die besten Ergebnisse erzielt werden können [Hol14]. Außerdem können die

Korrekturladungen durch eine eingeschränkte Eigenbedarfsoptimierung für Ladezustände zwischen 60 und 67,5 % (nur Lastdeckung) bzw. 32,5 und 40 % (nur Überschusseinspeicherung) minimiert werden. 60 % der Speichernennleistung ist dabei für die Bereitstellung von PRL reserviert, die restlichen 40 % werden für Ladezustände zwischen 32,5 und 67,5 % für den Betrieb zur Eigenbedarfsoptimierung vorgenommen. Befindet sich der Ladezustand außerhalb dieser Grenzen, erfolgen Korrekturladungen (siehe Abbildung 4.37).

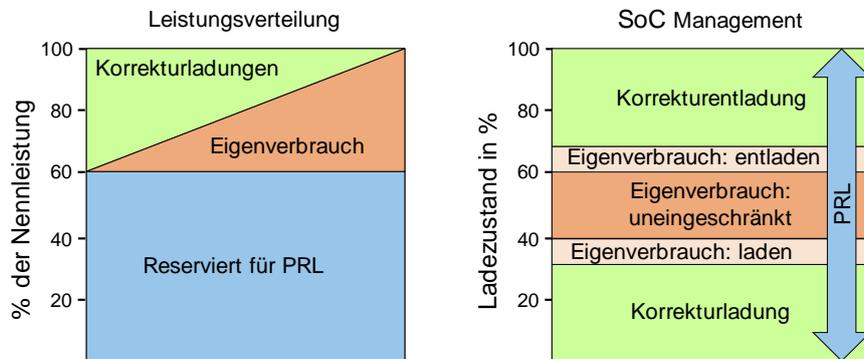


Abbildung 4.37: Leistungsverteilung und Kapazitätsmanagement für Heimspeicher mit Bereitstellung von PRL nach [Hol14]

#### 4.4.3 Wirtschaftlichkeit

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eines solchen Betriebskonzeptes erfolgt zunächst die Berechnung der theoretisch möglichen Umsätze am Regelleistungsmarkt. Unter Voraussetzung einer c-Rate von 1,0 und der erfolgreichen wöchentlichen Teilnahme am Ausschreibungsverfahren können die jährlichen Einnahmen  $E_{PRL}$  unter Berücksichtigung des durchschnittlichen wöchentlichen Leistungspreises von 2000 €/MW und der optimalen Leistungsverteilung nach [Hol14] gemäß (4.13) berechnet werden.

$$E_{PRL} = 52 \frac{w}{a} \cdot 2 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot w} \cdot 0,6 \frac{1}{h} \cdot W_{HS} [kWh] \quad (4.13)$$

Eigene Recherchen haben ergeben, dass Betreiber von virtuellen Kraftwerken bzw. Regelleistungspools gewöhnlich ca. 30 % der Einnahmen zur Deckung der Kosten und als Gewinn einbehalten. Ein Teil der übrigen 70 % der Einnahmen muss zudem noch für die Kosten der Korrekturladungen aufgewendet werden, bei denen es sich in dem Anlagenmodell nach [Hol14] in etwa um 585 kWh/Jahr handelt. Dieser Wert ist von der installierten Modelnnennleistung der PV-Anlage, der Verbraucherlast und vor allem der angebotenen Primärregelleistung abhängig. Zur Vereinfachung wird im Folgenden jedoch von einem linearen Zusammenhang zwischen jährlicher Korrekturladungsmenge  $W_{korr}$  und angebotener Primärregelleistung  $P_{PRL}$  gemäß (4.14) ausgegangen.

$$W_{korr} = 97,5 \frac{kWh}{kW} \cdot P_{PRL} [kW] \quad (4.14)$$

Unter Annahme eines in Besitz des Poolbetreibers befindlichen Gaskraftwerks zur Lieferung der Korrekturladungen mit Stromgestehungskosten in Höhe von 8 ct/kWh [Nes14] ergibt sich

der jährliche spezifische Gewinn  $g_{PRL}$  aus der Bereitstellung von Regelleistung mit Heimspeichern je kWh Speicherkapazität gemäß (4.15).

$$g_{PRL} = 0,7 \cdot \frac{E_{PRL}}{W_{HS}} - W_{korr} \cdot 0,08 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 39 \frac{\text{€}}{\text{kWh}\cdot\text{a}} \quad (4.15)$$

Dieser kann für eine Subventionierung der Speicherkosten für den Endverbraucher aufgewendet werden, um diesem einen Anreiz für das besagte Betriebskonzept zu bieten. Dies kann in Form einer jährlichen Gewinnausschüttung, eines einmaligen Investitionszuschusses oder günstigen Mietkonditionen erfolgen.

Da unter Annahme des Betriebskonzeptes nach [Hol14] nur 20 % der Speicherkapazität vollständig und weitere 15 % teilweise zur Eigenbedarfsoptimierung genutzt werden können, wird im Folgenden von einer äquivalenten nutzbaren Speicherkapazität zur Eigenbedarfsoptimierung in Höhe von 27,5 % der gesamten nutzbaren Kapazität ausgegangen. Um eine Subventionierung dieser äquivalenten Speicherkapazität zu ermöglichen, muss der Gewinn nach (4.15) über die gesamte Lebensdauer von 15 Jahren (siehe Kapitel 3.1.2) ausreichen, um mehr als die 72,5 % zusätzliche Speicherkapazität zu finanzieren. Dies hat einen jährlichen Mindestgewinn aus der Bereitstellung von PRL gemäß (4.16) zur Folge, welcher von den aktuellen spezifischen Heimspeicherkosten  $k_{HS}$  abhängig ist und unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen mit einem Wert von etwa 75 €/kWh nicht erreicht wird.

$$g_{PRL} > k_{HS} \cdot \frac{0,725}{15 \text{ a}} \quad (4.16)$$

Die somit notwendige wöchentliche Mindestvergütung für Primärregelleistung kann gemäß (4.17) berechnet werden und beträgt unter Berücksichtigung des mittleren Speicherpreises im zweiten Halbjahr 2016 in etwa 3,8 €/kW.

$$p_{PRL} > k_{HS} \cdot 0,002 \frac{\text{h}}{\text{w}} + 0,36 \frac{\text{€}}{\text{kW}\cdot\text{w}} \quad (4.17)$$

Ein wirtschaftlicher Betrieb dieses Konzeptes ist unter den aktuellen Rahmenbedingungen unwahrscheinlich. Dennoch können durch die zusätzliche Bereitstellung von PRL höhere spezifische Einnahmen durch Heimspeicher erzielt werden als bei reiner Eigenbedarfsoptimierung, die dafür notwendige zusätzliche Kapazität kann allerdings innerhalb der Lebensdauer nicht refinanziert werden. Zudem sind Investitionen in diesem Bereich durch die schlechte Planbarkeit der Einnahmen wegen des derzeitigen Verfalls der Regelleistungspreise aufgrund einer zunehmenden Anzahl von Marktteilnehmern risikoreich [Bol15].

#### 4.4.4 Netzzrückwirkungen

Die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Heimspeichersysteme kann die Residuallast am Umspannwerk durch die zusätzliche frequenzabhängige Leistungsbereitstellung beeinflussen und zudem die Betriebsmittel auf Niederspannungsebene bei gleichzeitiger Bereitstellung von positiver Primärregelleistung und maximaler Photovoltaikeinspeisung zusätzlich belas-

ten. In diesem Kapitel erfolgt die Quantifizierung dieser möglichen Einflüsse durch Bestimmung der maximalen Leistungsgradienten sowie des eventuell zusätzlich notwendigen Netzausbaus.

### Leistungsgradienten

Die Ermittlung der Leistungsgradienten erfolgt analog zu Kapitel 4.2.4, wobei jedem Heimspeichersystem ein zusätzlicher PRL-Leistungsverlauf gemäß der  $P(f)$ -Kennlinie aus Abbildung 4.35 mit einer Nennleistung in Höhe von 150 % der zur Eigenbedarfsoptimierung verfügbaren Nennleistung  $P_{\text{eig}}$  des Speichers zugeordnet wird. Dieser Wert ergibt sich unter Annahme einer  $c$ -Rate von 1,0 und der Randbedingung  $\frac{P_{\text{PRL}}}{P_{\text{Eig}}} = \frac{0,6}{0,4}$  gemäß [Hol14]. Abbildung 4.38 zeigt den resultierenden Verlauf der Austauschleistung am HS/MS-Umspannwerk für 7 Beispieltage im Sommer.

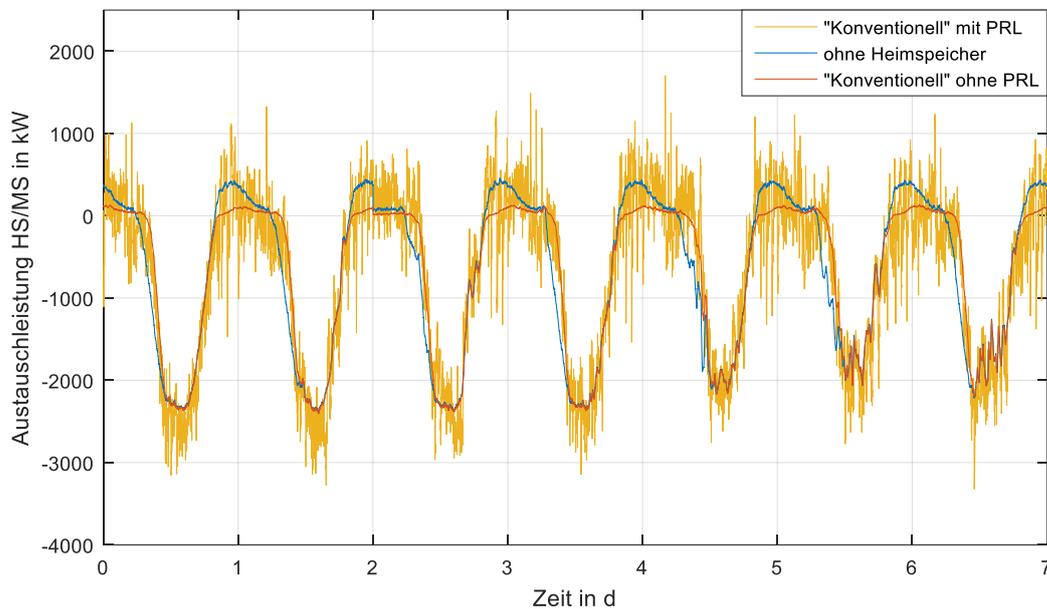


Abbildung 4.38: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei konventioneller Ladestrategie mit PRL

Bedingt durch die frequenzabhängige Regelleistungsbereitstellung kommt es zu starken Schwankungen der Residualleistung. In ungünstigen Fällen können Überlagerungen von hohen negativen Regelleistungen mit Verbrauchsspitzen in den Abendstunden oder Überlagerungen von hohen positiven Regelleistungen mit Erzeugungsspitzen zur Mittagszeit und somit stärkere Belastungen der Transformatoren und Leitungen auf allen Netzebenen auftreten. Auch die Gradienten der Residualleistung können durch Bereitstellung der schnell verfügbaren Primärregelleistung erhöht werden. In Tabelle 4.23 werden zunächst die wichtigen Quantile der Leistungsgradienten der ansteigenden Flanke der PV-Glockenkurve zwischen 8 Uhr und 10 Uhr zusammengefasst.

Tabelle 4.23: Quantile der Rückspeisegradiënten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne HS	4,9	10,1	11,4
HS ohne PRL	1,6	11,4	12,3
HS mit PRL	3,6	11,7	14,3

Entlang der ansteigenden Flanke der PV-Glockenkurve ist durch die Erbringung von Primärregelleistung nur eine geringe Erhöhung der Leistungsgradienten erkennbar, da diese weitgehend unabhängig von der lokalen PV-Erzeugung in Abhängigkeit der Netzfrequenz des gesamten Netzverbundes erbracht wird. Aus diesem Grund müssen die Leistungsgradienten, wie in Tabelle 4.24 dargestellt, über den gesamten Zeitraum betrachtet werden.

Tabelle 4.24: Quantile der Rückspeisegradiënten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne HS	5,3	20,3	31,6
HS ohne PRL	3,1	16,3	27,9
HS mit PRL	108,8	352,4	528,5

Wird auf Niederspannungsebene mit hoher Durchdringung von PRL-Heimspeichern Primärregelleistung erbracht, dominiert dieser Vorgang eindeutig die Höhe der Leistungsgradienten. Solange starke Leistungssprünge allerdings nicht die zulässigen Belastungsgrenzen der Betriebsmittel überschreiten, stellen sie vor allem aus energiewirtschaftlicher Sicht aufgrund der Notwendigkeit hoher Flexibilität in der Erzeugung ein Problem dar. Primärregelleistung stellt jedoch selbst eine Flexibilitätsoption zum Ausgleich von starken Last- und Erzeugungsschwankungen dar und ist somit in dieser Hinsicht als unproblematisch zu betrachten.

### Einfluss auf den notwendigen Netzausbau

Theoretisch kann je Photovoltaikanlage mit angeschlossenem Heimspeicher zur Bereitstellung von PRL nach dem Modell aus Kapitel 4.4.2 eine zur Photovoltaikeinspeisung zusätzliche Leistungseinspeisung in Höhe der gesamten angebotenen Primärregelleistung auftreten, welche in dem betrachteten Fall bei 60 % der Nennleistung des Speichers mit einer c-Rate von 1,0 liegt. Für den notwendigen Netzausbau sind gemäß DIN EN 50160 (siehe Kapitel 2.2.3) aber lediglich die wöchentlichen 95 %-Quantile der Zehnminutenmittelwerte der Spannung ausschlaggebend, welche nicht mehr als 110 % der Nennspannung betragen dürfen. Aus diesem Grund werden zur Bestimmung der maximal anzusetzenden zusätzlichen Einspeisleistung  $P_{\text{zus}}$  durch Bereitstellung von PRL zunächst die Zehnminutenmittelwerte dieser Leistung ermittelt. Dies erfolgt durch Anwendung der P(f)-Kennlinie gemäß Abbildung 4.35 auf die sekundengenauen Frequenzdaten der Jahre 2012 bis 2014 und der anschließenden Mittelwertbildung über jeweils 600 Sekunden der resultierenden Regelleistung. Aufgrund inkonsistenter Frequenzdaten im Oktober 2013 wird die Leistung in dem entsprechenden Zeitraum zu Null gesetzt (siehe Abbildung 4.39).

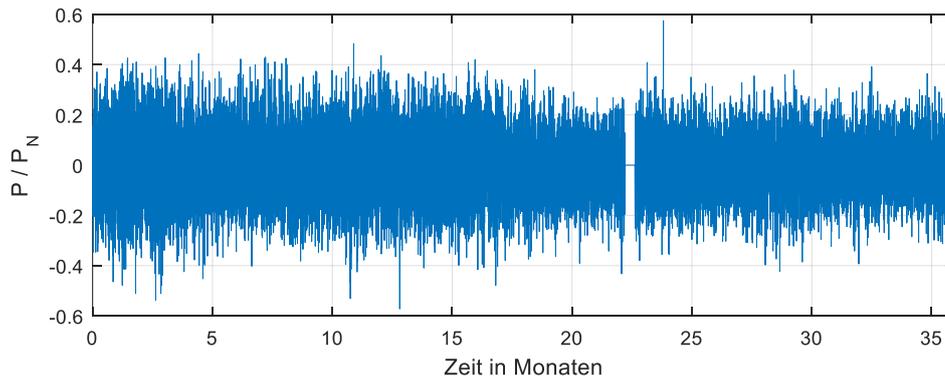


Abbildung 4.39: Zehnminutenmittelwerte der spezifischen PRL zwischen 2012 und 2014

Der anzusetzende Wert  $P_{\text{zus,PRL}}$  für die zusätzliche Einspeisung bei Bereitstellung von positiver PRL wird aus dem Maximum aller wöchentlichen 95 %-Quantile dieser Zehnminutenmittelwerte gebildet und liegt bei etwa 21 % der PRL-Nennleistung  $P_{\text{PRL,N}}$  (siehe Abbildung 4.40).

$$P_{\text{zus,PRL}} = 0,21 \cdot P_{\text{PRL,N}} \quad (4.18)$$

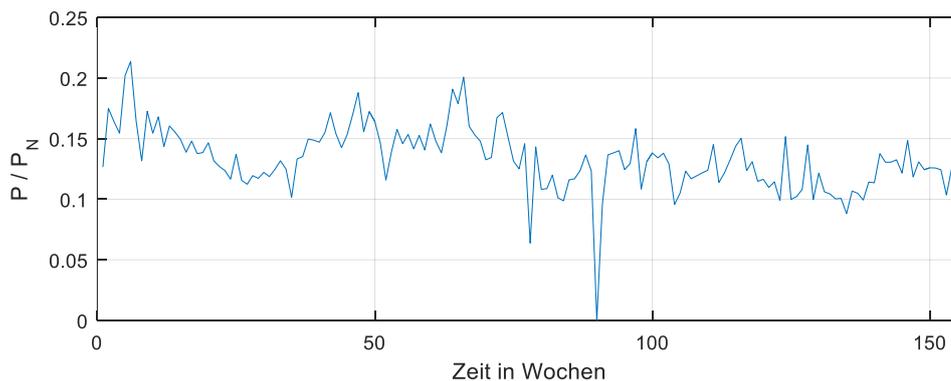


Abbildung 4.40: Wöchentliche 95 %-Quantile der PRL zwischen 2012 und 2014

Neben dieser zusätzlichen Einspeiseleistung durch die reine Bereitstellung von Regelleistung gemäß der P(f)-Kennlinie  $P_{\text{zus,PRL}}$  muss zudem ein möglicher Korrekturladungsvorgang  $P_{\text{zus,Korr}}$  mit 40 % der Nennleistung des Speichers berücksichtigt werden. Unter Annahme des Betriebskonzeptes aus Kapitel 4.4.2 kann somit die gesamte anzusetzende Einspeiseleistung  $P_{\text{zus}}$  durch Bereitstellung von PRL in Abhängigkeit der gesamten nutzbaren Speicherkapazität  $W_{\text{HS}}$  gemäß (4.19) aus der Summe dieser beiden Leistungen berechnet werden.

$$P_{\text{zus}} = 0,6 \cdot W_{\text{HS}} \cdot 0,21 + 0,4 \cdot W_{\text{HS}} = 0,526 \cdot W_{\text{HS}} \quad (4.19)$$

Unter Annahme der durchschnittlichen nutzbaren Speicherkapazität zur Eigenverbrauchsoptimierung in Höhe von 5,5 kWh nach [Kai16] in Verbindung mit einer zur Bereitstellung von PRL notwendigen Überdimensionierung um 72,5 % gemäß [Hol14] ergibt sich je Heimspeicher eine Gesamtkapazität in Höhe von 20 kWh, aus welcher die in (4.20) berechnete anzu-

setzende zusätzliche Leistung  $P_{\text{zus}}$  resultiert. Diese Speichergröße in Verbindung mit einer c-Rate von 1,0 entspricht zudem exakt den Spezifikationen der durch Caterva angebotenen Heimspeichersysteme.

$$P_{\text{zus}} = 0,526 \cdot \frac{5,5 \text{ kWh}}{0,275} = 10,52 \text{ kW} \quad (4.20)$$

Bezüglich der zusätzlichen Einspeiseleistung  $P_{\text{zus,PRL}}$  ist für alle Anlagen innerhalb eines Niederspannungsnetzes aufgrund der Frequenzabhängigkeit von einer Gleichzeitigkeit in Höhe von 100 % auszugehen. Für die Leistung aus Korrekturladungsvorgängen  $P_{\text{zus,Korr}}$  ist jedoch aufgrund unterschiedlicher Konstellationen aus Verbrauchsverhalten und Erzeugungsleistung eine Gleichzeitigkeit von weniger als 100 % wahrscheinlich. Da im Rahmen dieser Arbeit keine ausführlichen Jahressimulationen zum Betriebskonzept nach [Hol14] durchgeführt werden, kann keine allgemein gültige Annahme zu diesem Gleichzeitigkeitsfaktor getroffen werden. Aus diesem Grund erfolgt die Bestimmung des notwendigen Netzausbaubedarfes bei Betrieb von Heimspeichern mit zusätzlicher Bereitstellung von PRL sowohl unter Annahme des Worst-Case-Szenarios mit einer Gleichzeitigkeit von 100 %, als auch unter Annahme des Best-Case-Szenarios ohne Korrekturladungsvorgänge, welches bei ausreichender Besicherung durch eine Vielzahl zusätzlicher Speichersysteme im Stand-By-Modus möglich wäre. Die hierbei anzusetzende zusätzliche Leistung  $P_{\text{zus}}$  beträgt nach (4.19) unter Vernachlässigung der Korrekturladungsleistung 2,52 kW je Heimspeicher.

Die Bestimmung des notwendigen Netzausbaus erfolgt analog zu Kapitel 4.2.4, allerdings wird in diesem Fall auf die Berücksichtigung von Längsreglern verzichtet, da diese im Vergleich zum Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren meistens die kostenintensivere Alternative darstellen. Zudem wird in diesem Fall auch bei der Berechnung der Netzausbaukosten durch PRL-Speicher der Einsatz von rONTs neben dem konventionellen Netzausbau berücksichtigt. Anstelle einer Leistungsreduktion der PV-Anlagen durch statistisch verteilte KfW-geförderte Speicher werden in diesem Fall entsprechende Leistungserhöhungen durch PRL-fähige Heimspeicher vorgenommen. Zudem werden die Simulationen ausschließlich unter Berücksichtigung einer Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter durchgeführt, da dies aufgrund der entsprechenden Vorgaben der VDE-AR-N 4105 den Normalfall darstellt. Die entsprechenden Simulationsparameter sind Tabelle 4.25 zu entnehmen.

Tabelle 4.25: Übersicht der Monte-Carlo-Studie zur Netzausbauberechnung mit PRL-Heimspeichern

Simulationsparameter	Art	Anzahl Varianten
Netze	Land & Dorf	je 20
PV-Durchdringungen	20:10:80 %	je 20
PRL-Speicher-Durchdringungen	0:20:100 %	je 20
Vergleichsszenarien	rONT	1

Es wird somit zwischen folgenden Szenarien unterschieden:

- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] ohne PRL-Heimspeicher
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] & Einsatz von rONTs ohne PRL-Heimspeicher
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] bei PRL-Heimspeichern 0 bis 100 %
- Konventioneller Netzausbau gemäß [den12] & Einsatz von rONTs bei PRL-Heimspeichern 0 bis 100 %

In Abbildung 4.41 bis Abbildung 4.44 werden die entsprechenden mittleren Netzausbaukosten je Netz für die genannten Szenarien als Balkendiagramme dargestellt. Mit zunehmender Durchdringung von PRL-Heimspeichern steigen die Netzausbaukosten für beide Netzkatgorien unabhängig von der Berücksichtigung von rONTs näherungsweise linear an. Dabei ergeben sich große Unterschiede zwischen dem Best- und dem Worst-Case-Szenario bezüglich der Umsetzung einer Nachladestrategie für die Heimspeicher.

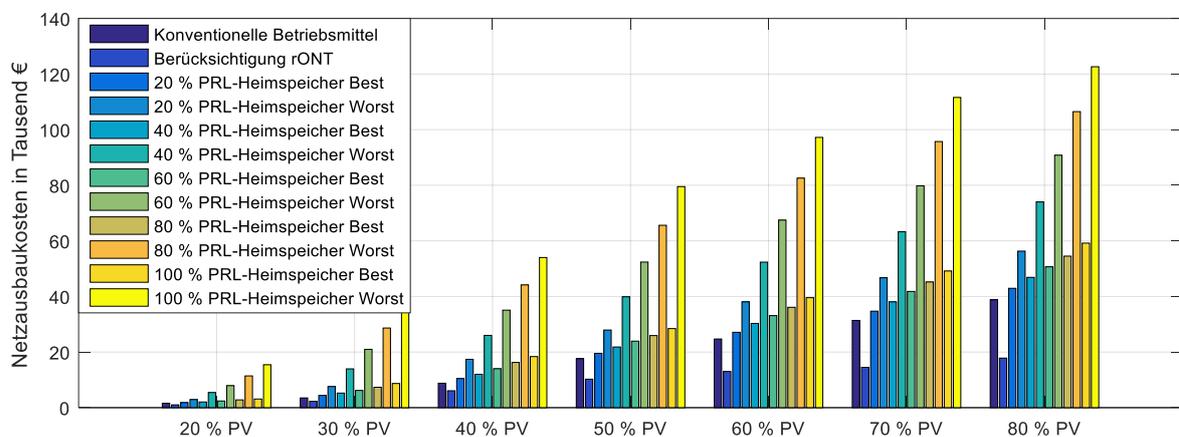


Abbildung 4.41: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ mit PRL-Heimspeichern ohne Berücksichtigung von rONTs

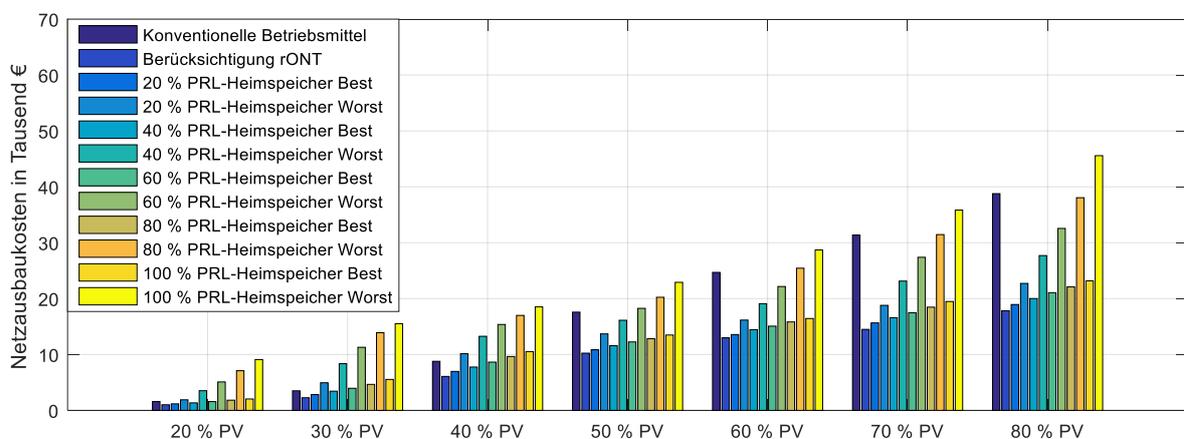


Abbildung 4.42: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ mit PRL-Heimspeichern mit Berücksichtigung von rONTs

#### 4.4 Erbringung von Primärregelleistung

In Netzen der Kategorie „Dorf“ kann unter Berücksichtigung des Speicherdurchdringungsgrades  $p_S$  in Abhängigkeit des PV-Durchdringungsgrades mit dem in Tabelle 4.26 gezeigten Anstieg der Netzausbaukosten  $k_{NA}$  gerechnet werden.

Tabelle 4.26: Orientierungswerte für die Zunahme der Netzausbaukosten je Netz in der Kategorie „Dorf“ durch Bereitstellung von PRL aus Heimspeichern

PV-Durchdringung:		20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %
Ohne rONTs	$\Delta k_{NA}$ [%] Best	$p_S \cdot 85$	$p_S \cdot 130$	$p_S \cdot 100$	$p_S \cdot 60$	$p_S \cdot 55$	$p_S \cdot 55$	$p_S \cdot 50$
	$\Delta k_{NA}$ [%] Worst	$p_S \cdot 600$	$p_S \cdot 800$	$p_S \cdot 500$	$p_S \cdot 330$	$p_S \cdot 290$	$p_S \cdot 255$	$p_S \cdot 220$
Mit rONTs	$\Delta k_{NA}$ [%] Best	$p_S \cdot 90$	$p_S \cdot 130$	$p_S \cdot 70$	$p_S \cdot 30$	$p_S \cdot 30$	$p_S \cdot 35$	$p_S \cdot 30$
	$\Delta k_{NA}$ [%] Worst	$p_S \cdot 700$	$p_S \cdot 650$	$p_S \cdot 250$	$p_S \cdot 130$	$p_S \cdot 120$	$p_S \cdot 150$	$p_S \cdot 140$

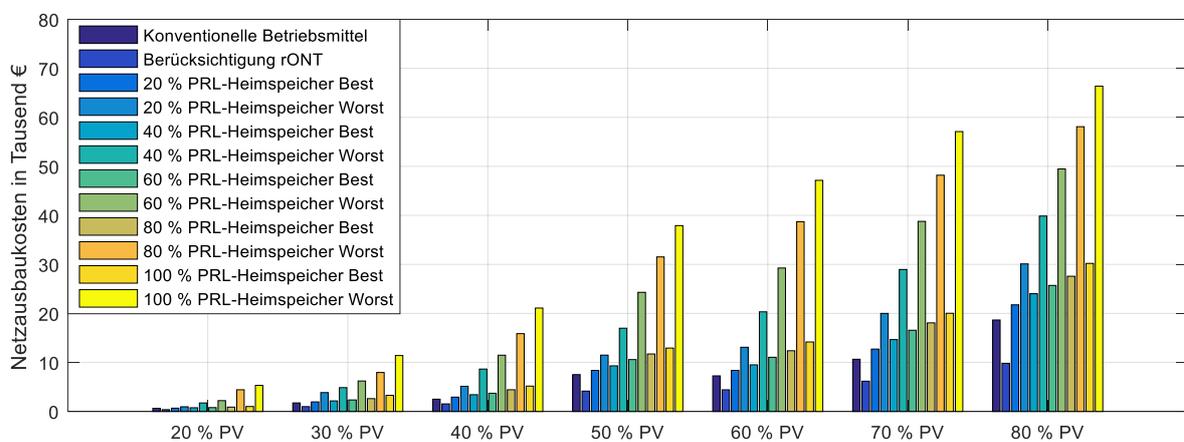


Abbildung 4.43: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ mit PRL-Heimspeichern ohne Berücksichtigung von rONTs

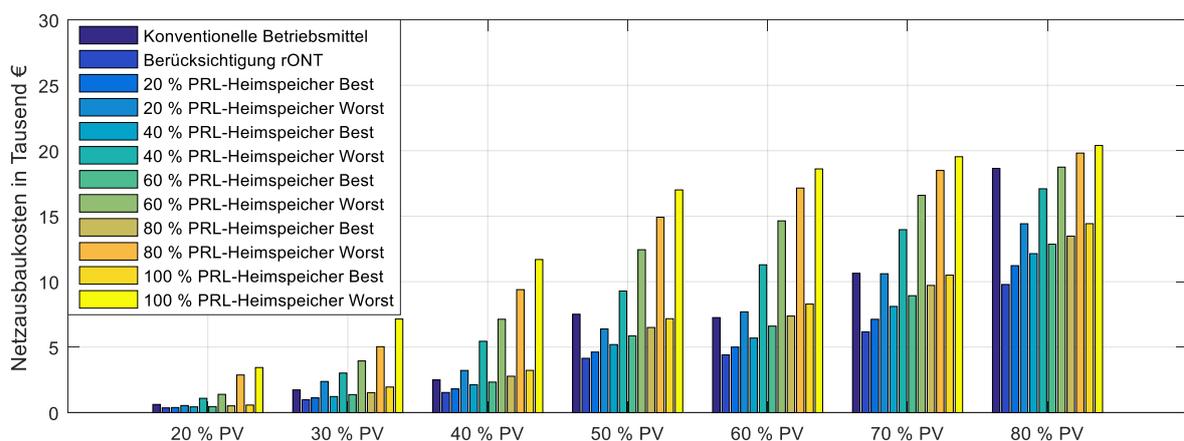


Abbildung 4.44: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ mit PRL-Heimspeichern mit Berücksichtigung von rONTs

In ländlichen Niederspannungsnetzen muss mit einer ähnlichen Zunahme der Netzausbaukosten durch den Einsatz von PRL-Heim speichern gerechnet werden. Die entsprechenden Zahlen hierzu zeigt Tabelle 4.27.

Tabelle 4.27: Orientierungswerte für die Zunahme der Netzausbaukosten je Netz in der Kategorie „Dorf“ durch Bereitstellung von PRL aus Heim speichern

<b>PV-Durchdringung:</b>		<b>20 %</b>	<b>30 %</b>	<b>40 %</b>	<b>50 %</b>	<b>60 %</b>	<b>70 %</b>	<b>80 %</b>
Ohne rONTs	$\Delta k_{NA}$ [%] Best	$p_s \cdot 50$	$p_s \cdot 60$	$p_s \cdot 90$	$p_s \cdot 65$	$p_s \cdot 85$	$p_s \cdot 90$	$p_s \cdot 60$
	$\Delta k_{NA}$ [%] Worst	$p_s \cdot 500$	$p_s \cdot 450$	$p_s \cdot 600$	$p_s \cdot 350$	$p_s \cdot 500$	$p_s \cdot 440$	$p_s \cdot 270$
Mit rONTs	$\Delta k_{NA}$ [%] Best	$p_s \cdot 50$	$p_s \cdot 70$	$p_s \cdot 90$	$p_s \cdot 65$	$p_s \cdot 80$	$p_s \cdot 75$	$p_s \cdot 50$
	$\Delta k_{NA}$ [%] Worst	$p_s \cdot 500$	$p_s \cdot 550$	$p_s \cdot 650$	$p_s \cdot 300$	$p_s \cdot 360$	$p_s \cdot 300$	$p_s \cdot 150$

Die Bereitstellung von Primärregelung durch Heim Speicher auf Niederspannungsebene stellt in jedem Fall eine zusätzliche Belastung für die dortige Netzinfrastruktur dar und kann die notwendigen Netzausbaukosten um ein Vielfaches erhöhen. Vor allem eventuelle Korrekturladungsvorgänge zur Steuerung des Ladezustandes der Heim Speicher können je nach auftretender Gleichzeitigkeit die Notwendigkeit eines intensiven Netzausbaus hervorrufen. Einen entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktor zur genaueren Bestimmung dieser zusätzlich notwendigen Aufwendungen gilt es jedoch noch zu ermitteln.

#### 4.4.5 Zusammenfassung

Die Bereitstellung von Primärregelung ist auf den ersten Blick eine ideale Zusatzanwendung für Photovoltaik-Heim Speicher, da deren ungenutzte Kapazität in Zeiten mit wenig Erzeugungsüberschuss für die Stabilisierung der Netzfrequenz genutzt werden und somit zusätzliche Einnahmen am Regelleistungsmarkt erzielen kann. Tatsächlich muss für diese Systemdienstleistung jedoch gut 70 % der verfügbaren Speicherkapazität dauerhaft reserviert werden und kann somit nicht mehr zur Eigenbedarfsoptimierung genutzt werden. Um dennoch eine ausreichende Kapazität für diese Kernanwendung zur Verfügung zu stellen, ist eine Erweiterung des Heim Speichersystems auf etwa 20 kWh nutzbare Kapazität erforderlich. Die zusätzlichen Einnahmen je nutzbarer Kilowattstunde Speicherkapazität durch Primärregelung sind zwar in der Regel höher als die entsprechenden Einsparungen durch die Eigenbedarfsoptimierung, reichen jedoch unter Berücksichtigung der aktuellen Rahmenbedingungen nicht für eine Refinanzierung der zusätzlich notwendigen Kapazität aus. Ein weiterer Preisverfall der Regelleistung in Kombination mit sinkenden Einspeisevergütungen für Photovoltaikstrom kann somit in naher Zukunft die ohnehin geringen finanziellen Vorteile einer zusätzlichen Bereitstellung von Primärregelung durch Heim Speicher endgültig eliminieren.

Durch Bereitstellung von Primärregelung erhöht sich die theoretische Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt des Speichers vom ursprünglichen Wert der Modulnennleistung der Photovoltaikanlage um die angebotene PRL-Nennleistung  $P_{PRL,N}$ . Dieser Wert beträgt nach den Schätzungen aus Kapitel 4.4.4 in etwa 12 kW. Sofern zur Absicherung der Erbrin-

ungsdauer Korrekturladungen notwendig sind, erhöht sich dieser Wert nochmals um die entsprechende Korrekturladungsnennleistung, welche in einer Gesamtentladeleistung von bis zu 20 kW bei einem 20 kWh Heimspeicher resultieren kann. Bei gewöhnlichen Hausanschlusskabeln vom Typ NAYY 4x50 mm<sup>2</sup> stellt diese Zusatzbelastung kein Problem bezüglich der thermischen Belastbarkeit dar, allerdings muss zur Gewährleistung der Netzstabilität auf die zulässigen Belastbarkeiten der Hauptleitungen und Verteiltransformatoren geachtet werden. Die anzusetzende Entladeleistung durch Korrekturladevorgänge ist hierbei abhängig von deren Gleichzeitigkeit, welche stark von der jeweiligen Betriebsstrategie abhängt und deshalb im Rahmen dieser Arbeit nicht ermittelt wird.

Bezüglich der Spannungshaltung sind gemäß DIN EN 50160 vor allem die wöchentlichen 95 %-Quantile der Zehnminutenmittelwerte der abgegebenen Primärregelleistung relevant. Für die Frequenzverläufe der Jahre 2012 bis 2014 ergibt sich hierfür ein Wert in Höhe von etwa 20 % der PRL-Nennleistung. Zusätzlich müssen auch die Korrekturladungsvorgänge unter Berücksichtigung eines entsprechenden Gleichzeitigkeitsfaktors beachtet werden.

Durch die genannte zusätzliche Belastung bei Bereitstellung von Primärregelleistung durch Heimspeicher im Niederspannungsnetz erhöhen sich die durchschnittlichen Netzausbaukosten auf dieser Spannungsebene je nach Speicherdurchdringung um bis zu 100 % bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von Null bzw. um bis zu 800 % bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor der Korrekturladungsvorgänge von Eins.

Unter Voraussetzung einer höheren zeitlichen Flexibilität bei der Bereitstellung von Primärregelleistung könnten die dann wesentlich geringere Überdimensionierung der Speicherkapazität und die teilweise geringere Netzbelastung zu einer deutlichen technischen und wirtschaftlichen Verbesserung dieses Geschäftsmodells beitragen. Eine Änderung der entsprechenden Rahmenbedingungen könnte somit die Angebotsvielfalt bei der Ausschreibung von Primärregelleistung erhöhen und neue Geschäftsmodelle und Synergieeffekte für Heimspeicher ermöglichen.

### 4.5 Zusammenfassung

Die Degradation der EEG-Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen sowie die sinkenden Kosten für Heimspeichersysteme legen eine Wirtschaftlichkeit dieser Systeme in naher Zukunft nahe. Vor allem das im Jahr 2013 angelaufene KfW-Förderprogramm für Photovoltaik-Speicher konnte entscheidende Anreize für erste Endkunden setzen und leitete so einen starken Konkurrenzkampf mit entsprechendem Preisverfall ein, welcher bis Ende 2016 zu einer Kostenreduktion von rund 50 % geführt hat.

Dennoch stellen Heimspeicher aufgrund der hohen Endkundenpreise zwischen 1000 und 1500 €/kWh bei Lebensdauern um die 15 Jahre noch keine wirtschaftliche Investition für potentielle Betreiber von Photovoltaikanlagen dar, was erst ab Preisen von 500 €/kWh und weniger zu erwarten ist. Zudem ist ein Tilgungszuschuss im Rahmen der KfW-Förderung mit einer Begrenzung der Einspeiseleistung der Photovoltaikanlage auf 50 % der Modulnennleistung verbunden, was zu einer Einnahmenminderung aus der EEG-Vergütung und somit Kompensation des ohnehin degradierenden Tilgungszuschusses führt. Um diesen Zuschuss auch ohne Einspeiseverluste in Anspruch nehmen zu können, ist eine intelligente Steuerung der Heimspeicher unter Anwendung von Solarleistungsprognosen erforderlich, für welche in diesem Kapitel drei verschiedene Konzepte ohne Notwendigkeit von Lastprognosen vorgestellt und evaluiert wurden. Die Simulationsergebnisse haben gezeigt, dass vor allem mit dem Ansatz „Dämpfung der Einspeisespitzen“ (siehe Kapitel 4.3.1) mit simplen und somit frei verfügbaren Solarleistungsprognosen sehr gute Ergebnisse erzielt werden können. Somit kann durch die Einspeisebegrenzung auch ohne finanzielle Verluste der Anlagenbetreiber der notwendige Netzausbaubedarf auf Niederspannungsebene deutlich reduziert werden, was vor allem in dörflichen Netzen eine volkswirtschaftliche Amortisierung des Förderprogrammes zur Folge hat.

Um die derzeit noch schlechte Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern zur Eigenbedarfsoptimierung zu erhöhen, wurden in der Vergangenheit verschiedene Konzepte zur Teilnahme von Speichern am Regelenenergiemarkt entwickelt. Vor allem die Primärregelleistung bietet sich dabei aufgrund der vergleichsweise hohen Vergütungen für eine Bereitstellung durch Heimspeichern an. Aufgrund der dafür notwendigen starken Überdimensionierung der Speicherkapazität und stetig sinkenden Preisen für Regelenergie ist eine langfristig wirtschaftliche Umsetzung dieses Konzeptes allerdings unwahrscheinlich. Zudem führt eine Bereitstellung von Primärregelleistung auf Niederspannungsebene zu einer zusätzlichen Belastung des Netzes und somit zu steigenden Ausbaurkosten, was dem netzentlastenden Prinzip des Förderprogrammes für Speicher widerspricht und bei der Umsetzung der Energiewende zusätzliche Kosten verursachen kann.

## 5 Ortsnetzspeicher

Die Begriffe „Ortsnetzspeicher“, „Quartierspeicher“ oder „Gemeinschaftsspeicher“ sind deutsche Bezeichnungen für den sogenannten „Community Energy Storage“ (CES), bei dem es sich um ein Energiespeichersystem zur gemeinschaftlichen Nutzung durch mehrere Stakeholder handelt. Der Speicher kann hierbei eine beliebige Anzahl verschiedener Aufgaben (siehe Kapitel 5.1.1) erfüllen und zeichnet sich aus diesem Grund in der Regel als multitaskingfähiges System aus. Der Einsatz von Ortsnetzspeichern ist zwar generell an keine Spannungsebene gebunden, allerdings beschränken sich die potentiellen Anwendungen in Deutschland vor allem auf die Nieder- und Mittelspannungsebene.

### 5.1 Hintergrund

Aufgrund der abnehmenden gesetzlichen Vergütungen für regenerative Erzeugungsanlagen wird der Eigenverbrauch und somit die Speicherung von dezentral erzeugtem Strom zunehmend interessant (vgl. Kapitel 4.1.1). Dies gilt in naher Zukunft insbesondere für Bestandsanlagen, deren 20-jähriger EEG-Vergütungsanspruch ausläuft und für deren eingespeiste Energiemengen lediglich vergleichsweise niedrige Börsenpreise durch herkömmliche Direktvermarktung erzielt werden können. Während die ersten Anlagen bereits im Jahr 2020 aus dem Vergütungssystem fallen, kommt es vor allem ab dem Jahr 2024 zu einem spürbaren jährlichen Zuwachs an ungeförderter Photovoltaikleistung, welcher zwischen 2029 und 2032 mit insgesamt rund 27 GW sein Maximum erreicht (siehe Abbildung 5.1).

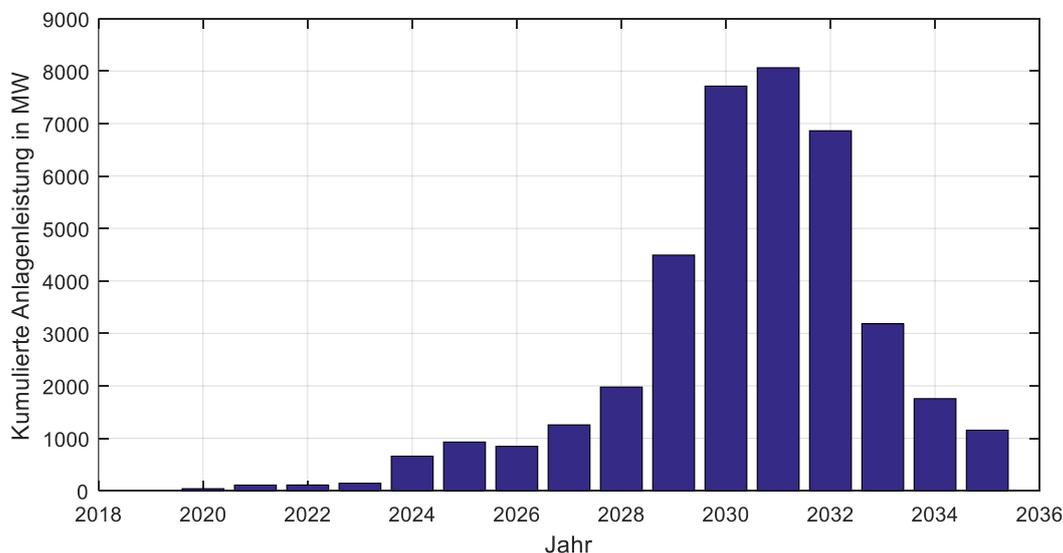


Abbildung 5.1: Jährlicher Zuwachs an ungeförderter Photovoltaikleistung in Deutschland

Um diese großen volatilen Energiemengen weiterhin gewinnbringend einzusetzen, ist deren zeitliche Entkoppelung durch Zwischenspeicherung von großem Vorteil. Neben der herkömmlichen privaten Speicherung in Heimspeichersystemen kann auch eine Zwischenspeicherung mit Ortsnetzspeichern durch externe Dienstleister wie Direktvermarkter oder andere Stromhändler erfolgen. Diese können den erzeugten Photovoltaikstrom durch die zeitliche

Entkoppelung besser an den regionalen Bedarf bzw. an die Börsenpreise anpassen und somit höhere Vergütungen für die eingesetzten Strommengen erzielen.

Zudem können Ortsnetzspeicher bei Installation an strategisch günstigen Standorten die Spannungsqualität vor allem auf Niederspannungsebene erheblich verbessern und Betriebsmittel wie Transformatoren bei zeitlich begrenzter Überbeanspruchung durch volatile Erzeugung entlasten. Somit kann durch den Einsatz von Ortsnetzspeichern unter Umständen der Zubau moderner Betriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler, aber auch konventioneller Betriebsmittel wie Transformatoren oder Leitungen substituiert werden.

Die Systempreise für Großspeicher liegen 2016 laut einer aktuellen Studie von GTM Research bei etwa 620 €/kW und sollen bis 2020 auf 370 €/kW fallen [Ort16]. Bei Großspeichern liegen die c-Raten in der Regel bei 1 bis 2, woraus Kapazitätspreise in Höhe des 1- bis 2-fachen der genannten Leistungspreise abgeleitet werden können.

### **5.1.1 Einsatzmöglichkeiten**

In diesem Kapitel werden die gängigsten Anwendungsmöglichkeiten für Ortsnetzspeicher in Deutschland zusammengefasst. Der Fokus liegt dabei auf der Vermarktung von regenerativ erzeugtem Strom, Netzdienstleistungen und Systemdienstleistungen.

#### **Direktvermarktung von regenerativem Strom**

Der Verzicht auf die gesetzliche EEG-Vergütung in Verbindung mit einer Direktvermarktung des eigenerzeugten Stromes ist generell bereits seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 möglich, wurde aber erst mit der EEG Novelle 2009 durch Einführung des Grünstromprivilegs bzw. mit der EEG Novelle 2012 und Einführung des Marktprämienmodells wirtschaftlich interessant.

Das Grünstromprivileg führte zu einer vollständigen (bis Ende 2011) bzw. auf 2 Cent/kWh beschränkten (ab 2012) Befreiung der stromhandelnden Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) von der EEG-Umlage, sofern mindestens 50 % des an Letztverbraucher gelieferten Stromes aus Erneuerbaren Energien und außerdem 20 % des an Letztverbraucher gelieferten Stromes aus Wind und Photovoltaik erzeugt wurde. Um diese Mindestvorgaben zu erreichen wurden die entsprechenden Strommengen direkt an den jeweiligen Stromhändler vermarktet, welcher durch die daraus resultierende Umlagebefreiung eine höhere Vergütung als den regulären Börsenpreis anbieten konnte. Das Grünstromprivileg wurde mit der EEG Novelle 2014 zum 1. August 2014 abgeschafft und kann aus diesem Grund heute nicht mehr durch den Einsatz von Ortsnetzspeichern und der damit verbunden zeitlichen Entkoppelung volatiler Energiequellen wirtschaftlich optimiert genutzt werden.

Im Gegensatz zum Grünstromprivileg besteht das Marktprämienmodell zur Förderung der Direktvermarktung von regenerativem Strom noch heute. Ziel des Marktprämienmodells ist die Schaffung eines finanziellen Anreizes zur Direktvermarktung, um die marktwirtschaftliche Integration erneuerbarer Energien zu fördern. Hierfür erhält der Anlagenbetreiber je kWh veräußerten Strom eine Marktprämie in Höhe der Differenz aus gesetzlicher EEG-Vergütung und durchschnittlichem Börsenpreis des vorangegangenen Monats. Sofern der Stromhändler

den zu vermarktenden Strom mindestens zu diesem Durchschnittspreis veräußert, entstehen dem Anlagenbetreiber verglichen mit der gesetzlichen EEG-Vergütung keine finanziellen Nachteile. Eventuelle finanzielle Risiken durch Fehlprognosen der Energieerzeugung und damit verbundenen Ausgleichsenergiekosten werden durch zusätzliche Zahlung einer Managementprämie minimiert, welche nach dem EEG 2014 für fernsteuerbare Anlagen seit 2015 0,4 Cent/kWh beträgt. Der finanzielle Anreiz besteht somit vor allem in der Möglichkeit zur Erwirtschaftung von Gewinnen in Höhe der Differenz aus dem durchschnittlichen Börsenpreis und dem tatsächlichen Verkaufspreis, welcher nicht zwingend an der Strombörse erzielt werden muss. Ohne Optionen zur zeitlichen Entkopplung ist dies aufgrund der volatilen Erzeugung allerdings nur bedingt möglich, weshalb der Einsatz von Ortsnetzspeichern die Gewinnmargen in der Direktvermarktung erheblich steigern kann.

Zusätzliche Einnahmen können bisher durch die sogenannte regionale Direktvermarktung erzielt werden, indem Strom aus Anlagen mit einer kumulierten Leistung von weniger als 2 MW direkt an Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang geliefert wird. Dieser regional direktvermarktete Strom kann auf Antrag beim Hauptzollamt von der Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/kWh befreit werden. Die Stromsteuerbefreiung entfällt jedoch nach § 12b Abs. 4 Satz 1 Stromsteuerverordnung (StromStV), sobald der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom durch einen Dritten vermarkten lässt. Somit ist eine regionale Direktvermarktung nur durch den Anlagenbetreiber selbst möglich und die tatsächliche Umsetzung aufgrund der damit verbundenen komplexen Abläufe unwahrscheinlich. Zudem wird mit Inkrafttreten der EEG Novelle 2016 zum 1. Januar 2017 die Marktprämie bzw. EEG-Vergütung nur noch für Anlagen gewährt, welche keine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Stromsteuergesetz (StromStG) in Anspruch nehmen. Eine regionale Direktvermarktung ist für geförderte EEG-Anlagen somit unwirtschaftlich und kann nach aktuellem Stand nur auf ungeforderte Anlagen, welche vom Stromhändler selbst betrieben werden, wirtschaftlich angewendet werden. Um dennoch Anreize für die regionale Direktvermarktung zu schaffen, werden mit Inkrafttreten des EEG 2017 ab 1. Januar 2017 durch das Umweltbundesamt ausgestellte Regionalnachweise für den so vermarkteten Strom eingeführt. Diese können dem Stromhändler für jede Kilowattstunde Strom aus Erneuerbaren Energien ausgestellt werden, welche an Letztverbraucher in Postleitzahlengebieten geliefert wird, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 km um das Postleitzahlengebiet der Erzeugungsanlage befinden. Anstelle eines finanziellen Anreizes erfolgt somit lediglich die Aufwertung zum regionalen Grünstromprodukt, dessen Marktprämie sogar um 0,1 Cent/kWh gekürzt wird.

### **Erbringung von Netzdienstleistungen**

Die Erbringung von Netzdienstleistungen (siehe Kapitel 3.3.4) stellt für Ortsnetzspeicher eine ideale Anwendung dar, da deren Netzanschluss nicht an den Standort von Erzeugungsanlagen gebunden ist und somit zugunsten einer möglichst effizienten Netzstützung frei wählbar ist. Ortsnetzspeicher können dabei vorrangig zur Entlastung von Ortsnetztransformatoren durch Bereitstellung negativer Wirkleistung sowie zur statischen Spannungshaltung durch die Bereitstellung von positiver bzw. negativer Blind- oder Wirkleistung eingesetzt werden.

Eine Vermarktung solcher Netzdienstleistungen ist zum aktuellen Zeitpunkt nicht möglich, allerdings können durch den Netzbetreiber zu leistende Investitionen in Netzbetriebsmittel durch eine entsprechende Investition in Ortsnetzspeicher substituiert werden. Dies ist aktuell allerdings lediglich im sogenannten CAPEX-Modell möglich, in welchem der Netzbetreiber als Eigentümer mit seinem Eigenkapital in den Speicher investiert (capital expenditures) und somit meist sehr viel höhere Kosten zu tragen hat als bei entsprechendem Netzausbau. Eine Verpachtung der Speicherkapazität in ungenutzten Zeiten wäre zwar theoretisch möglich, allerdings aufgrund des damit einhergehenden komplizierten Betreiber- und Steuerungsmodells ungünstig. Das OPEX-Modell sieht die Eingliederung des Speichers in die laufenden Betriebskosten des Netzbetreibers in Form einer Vergütung von entsprechenden Netzdienstleistungen zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen vor. Eigentümer und Betreiber des Speichers wäre in diesem Fall nicht der Netzbetreiber. Da die laufenden Betriebskosten (operational expenditures) des Netzbetreibers nicht verzinst werden und somit keine Gewinne generieren, ist das OPEX-Modell derzeit nicht umsetzbar. Eine entsprechende Anpassung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) zur Etablierung eines Flexibilitätsmarktes ist jedoch denkbar, da sich die Bundesnetzagentur mit dieser Problematik in [BNA15] bereits beschäftigt hat.

### **Erbringung von Systemdienstleistungen**

Unter Systemdienstleistungen versteht man im Kontext der Energiespeicher vor allem die Bereitstellung von Regelleistung zur Frequenzhaltung (siehe Kapitel 3.3.5). Dabei sind vor allem die beiden Produkte Primärregelleistung (siehe Kapitel 4.4.1) und Sekundärregelleistung aufgrund deren im Vergleich zur Minutenreserve hohen Vergütungen für Speicher interessant. Da eine Bereitstellung von Primärregelleistung auf Niederspannungsebene zusätzlichen Netzausbau hervorrufen kann (siehe Kapitel 4.4.4) und somit nur bedingt mit der Bereitstellung von Netzdienstleistungen kombinierbar ist, behandelt diese Arbeit ausschließlich die Bereitstellung von Sekundärregelleistung durch Ortsnetzspeicher. Anders als bei der Primärregelleistung kann hier zwischen verschiedenen Zeitscheiben und den Leistungsflussrichtungen positiv und/oder negativ gewählt werden und die Erbringung von Sekundärregelleistung somit an das typische Erzeugungsverhalten des jeweiligen lokalen Netzgebietes angepasst werden (siehe Kapitel 5.4.1).

#### **5.1.2 Ortsnetzspeicher als Ergänzung oder Alternative zu Heimspeichern**

Die kontinuierlich sinkenden Preise für Heimspeicher in Verbindung mit den auslaufenden EEG-Vergütungen für Photovoltaikanlagen werden ab Mitte der 2020er Jahre (siehe Abbildung 5.1) und somit in weniger als 10 Jahren zu einem rasanten Zubau an privaten Heimspeichersystemen und somit zu einer deutlichen Zunahme der elektrischen Eigenbedarfsoptimierung privater Haushalte führen. Die Folge ist eine Entsolidarisierung bei der Verteilung der gesetzlichen Abgabenlast, welche nur durch eine entsprechende Besteuerung des eigenverbrauchten Stromes vermieden werden kann. Diese Entwicklung ist bereits heute durch Einführung der anteilmäßigen EEG-Umlage auf eigenverbrauchten Strom aus Anlagen mit Nennleistungen von mehr als 10 kW<sub>p</sub> mit dem EEG 2014 erkennbar.

Die daraus für den Letztverbraucher resultierenden wirtschaftlichen Nachteile bei Betrieb eines Heimspeichersystems können zu einer vermehrten Teilnahme an der Direktvermarktung des eigenerzeugten Stromes führen, welche durch Ortsnetzspeicher wirtschaftlich optimiert durchgeführt werden kann. Voraussetzung hierfür ist ein entsprechendes Angebot der lokalen Stromhändler oder Direktvermarkter, welche ein solches Konzept mit eigenen Ortsnetzspeichern umsetzen und somit sinkende Umsatzerlöse aufgrund steigenden Eigenverbrauchs der Kunden vermeiden oder verringern können.

### 5.1.3 Beispielprojekte

Um die Relevanz der Thematik rund um Ortsnetzspeicher zu verdeutlichen und einen kurzen Überblick über die meistdiskutierten Anwendungsmöglichkeiten zu geben, erfolgt in diesem Kapitel eine kurze Zusammenfassung entsprechender Forschungsprojekte in Deutschland.

#### EEBatt

Das Forschungsprojekt EEBatt unter Leitung der Technischen Universität München wurde vom Freistaat Bayern mit rund 30 Mio. € gefördert, um Know-How im Bereich der Batterietechnologie und Netzintegration von erneuerbaren Energien am Standort Bayern aufzubauen.

Im Projektzeitraum vom 01.01.2013 bis 31.12.2016 wurden dabei folgende Projektziele verfolgt:

- Entwicklung eines innovativen dezentralen stationären Energiespeichersystems
- Erhöhung und Sicherstellung der Systemsicherheit
- Optimierung und Weiterentwicklung des „Battery Management Systems“
- Erhöhung der Batterielebensdauer und Zyklenfestigkeit
- Kostenoptimierung, modulares und skalierbares Produktdesign
- Senkung der Produktionskosten
- Erhöhung der Gesamteffizienz
- Entwicklung eines optimal angepassten Energiemanagementsystems

Ein Ergebnis dieser Forschungen stellt der Ortsnetzspeicher-Prototyp „Energy Neighbor“ dar, welcher im oberbayerischen Dorf Moosham (Gemeinde Kirchdorf) mit einer installierten Photovoltaikleistung von über 300 kW<sub>p</sub> installiert ist.



Abbildung 5.2: Der Ortsnetzspeicher „Energy Neighbor“ des Forschungsprojektes EEBatt

Bestehend aus 8 Batterieschränken mit jeweils 13 Batteriemodulen zu je 192 Lithium-Eisenphosphat-Rundzellen übernimmt der Energy Neighbor mit einer Kapazität von 200 kWh und einer Leistung von 250 kW im Niederspannungsnetz von Moosham folgende Aufgaben:

- Zwischenspeicherung des überschüssigen Photovoltaikstromes der Ortschaft Moosham (Vorbereitung auf Direktvermarktung)
- Entlastung des Ortsnetztransformators (Netzdienstleistung)
- Bereitstellung von Sekundärregelleistung (Systemdienstleistung)

### **IRENE / IREN 2**

Aufbauend auf den Ergebnissen des Smart-Grid Projektes IRENE untersucht das Folgeprojekt IREN 2 im Projektzeitraum vom 01.07.2014 bis 31.03.2018 folgende grundlegende Ziele:

- Regulierungskonforme Integration von Netzbetriebsführung und Energiemarkt
- Nachweis der Realisierbarkeit von Microgrids als Inselnetze
- Einsatz und Betrieb von Microgrids als Topologische Kraftwerke

Hierfür werden Untersuchungen in einem gesonderten Teil des Niederspannungsnetzes der Gemeinde Wildpoldsried im Allgäu durchgeführt, bei denen unter anderem auch ein auf Lithium-Ionen-Technologie basierender Ortsnetzspeicher mit 137 kWh Kapazität und 300 kW Leistung zum Einsatz kommt.



Abbildung 5.3: Ortsnetzspeicher im Projekt IRENE / IREN 2 [Wil16]

Dieser Ortsnetzspeicher erfüllt dabei folgende Aufgaben:

- Stützung des Inselnetzbetriebes (Netzdienstleistung)
- Unterstützung eines topologischen Kraftwerks (Direktvermarktung)
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen

### **Ortsnetzspeicher Fehheim**

Um die hohen Spannungshübe auf bis zu 250 V Leiter-Erd-Spannung durch Photovoltaikeinspeisung während der Mittagszeit auszugleichen, wurde durch die SWN Stadtwerke Neustadt

im oberfränkischen Dorf Fechheim mit einer installierten Photovoltaikleistung von 58 kW<sub>p</sub> bereits im Jahr 2012 ein Ortsnetzspeicher installiert. Dieser aus 72 Blei-Gel-Batterien bestehende Speicher mit einer Kapazität von 240 kWh und einer Nennleistung von 45 kW hält seitdem die Spannung durch Wirkleistungsbereitstellung stabil und bietet somit erfolgreich eine Netzdienstleistung an.



Abbildung 5.4: Installation des Ortsnetzspeichers in Fechheim [Ene16]

### SolVer

Das vom Hessischen Umweltministerium geförderte Projekt SolVer beschäftigte sich im Projektzeitraum von März 2013 bis Juni 2015 mit der Entwicklung und dem Test einer Handelsplattform für Speicherdienstleistungen auf Niederspannungsebene. Hierfür kam sowohl ein Lithium-Ionen-Speicher mit 230 kWh Kapazität und 250 kW Leistung als auch ein Redox-Flow-Speicher mit 100 kWh Kapazität und 10 kW Leistung zum Einsatz.



Abbildung 5.5: Li-Ion-Speicher im Projekt SolVer [ADS16]

Diese Ortsnetzspeicher sollten dabei auf der Handelsplattform folgende Dienstleistungen anbieten:

- Frequenzhaltung (Systemdienstleistung)

- Spannungshaltung, Inselnetzversorgung, Phasensymmetrierung, Engpassmanagement (Netzdienstleistungen)
- Energiehandel, Fahrplanoptimierung (Direktvermarktung)

### **Strombank**

Das Mannheimer Energieversorgungsunternehmen MVV Energie startete im Januar 2014 das vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg geförderte Forschungsprojekt Strombank zur Untersuchung eines alternativen Konzeptes zur privaten Eigenbedarfsoptimierung von Photovoltaikanlagenbetreibern.

In der Praxisphase zwischen Dezember 2014 und Dezember 2015 wurde ein auf Lithium-Ionen-Technologie basierender Ortsnetzspeicher mit einer Kapazität von 100 kWh und einer Leistung von 100 kW am Niederspannungsnetz Mannheim Rheinau als virtuelle Bank für Photovoltaikstrom betrieben. Die am Praxistest teilnehmenden 14 Haushalte und vier Gewerbebetriebe konnten überschüssige Energie auf virtuellen Konten im Speicher zwischenspeichern und bei Bedarf kostenfrei selbst nutzen oder verkaufen. Als zusätzliche Funktion war auch eine Entlastung des Niederspannungsnetzes möglich.

Die Ergebnisse des Projektes haben gezeigt, dass aufgrund der Skaleneffekte bei Ortsnetzspeichern im Vergleich zu einer gleichwertigen Anzahl an Heimspeichern weniger Investitionskosten anfallen und zudem aufgrund des streuenden Last- und Erzeugungsverhaltens der Letztverbraucher und dem damit verbundenen Gleichzeitigkeitsfaktor von kleiner Eins weniger effektive Speicherkapazität bereitgestellt werden muss. Dennoch konnte dieses Konzept aufgrund der Doppelbelastung durch die gesetzlichen Abgaben bei Speicherung mit vorheriger Durchleitung des Stromes durch ein öffentliches Netz nicht kommerziell umgesetzt werden (vgl. Kapitel 3.2.2).



Abbildung 5.6: Ortsnetzspeicher „Strombank“ der MVV Energie [MVV16]

## 5.2 Regionale Direktvermarktung

In diesem Kapitel wird ein mögliches Konzept zur speichergestützten Direktvermarktung von Photovoltaikstrom auf Niederspannungsebene untersucht. Dieses bezieht sich auf ein Szenario 2030 mit einer Vielzahl ungeförderter Photovoltaikanlagen am Markt.

### 5.2.1 Geschäftsmodell

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen stellt die Nutzung der gesetzlichen Marktprämie das einzige wirtschaftliche Geschäftsmodell für die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien dar. Im Jahr 2030 werden sich jedoch in Deutschland knapp 20 GW Photovoltaikleistung ohne Förderung nach dem EEG am Netz befinden. Für diese Anlagen kommt eine Direktvermarktung mit Marktprämie somit nicht mehr in Frage, was zu einer starken Zunahme von Eigenverbrauchslösungen mit Heimspeichern führen kann. Da Photovoltaik-Dachanlagen auch unter Anwendung von Heimspeichersystemen oftmals mehr Energie produzieren als vom Verbraucher abgenommen werden kann und zudem ein Anstieg der Abgabenlast auf eigenverbrauchte Energie aufgrund einer drohenden Entsolidarisierung der Netzentgeltfinanzierung bei zunehmendem Eigenverbrauch zu erwarten ist, stellt die Direktvermarktung auch ohne Marktprämie noch ein wichtiges Geschäftsmodell für Photovoltaik- und andere dezentrale Erzeugungsanlagen dar.

### Prinzip

Aufgrund der niedrigen Preise an der Strombörse und deren weiterhin fallender Tendenz ist bei einer dortigen Vermarktung nur mit geringen Vergütungen zu rechnen. Aus diesem Grund bietet sich alternativ die sogenannte regionale Direktvermarktung (*rDV*) an, bei welcher die Photovoltaikenergie direkt an Verbraucher im räumlichen Zusammenhang veräußert wird und somit sowohl die Stromsteuer eingespart, als auch Regionalnachweise für den Strom ausgestellt werden können. Voraussetzung hierfür ist, dass der Direktvermarkter gleichzeitig als Anlagenbetreiber und somit Pächter der privaten Photovoltaikanlagen auftritt (siehe Kapitel 5.1.1). Der Ortsnetzspeicher dient in diesem Fall als Zwischenspeicher des regional erzeugten Grünstroms zur späteren Belieferung der Verbraucher in räumlicher Nähe zu den Erzeugungsanlagen.

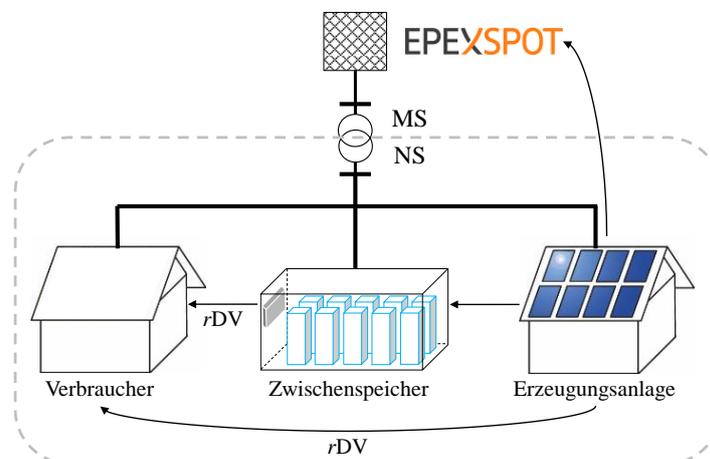


Abbildung 5.7: Prinzip der regionalen Direktvermarktung

Diese räumliche Nähe ist gemäß § 12b Abs. 5 StromStV als Radius von bis zu 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungseinheit definiert. Auch wenn dieser Radius eine Vielzahl von Niederspannungsnetzen beinhalten kann, bietet sich zugunsten der Komplexität vor allem in Netzen mit hoher PV-Durchdringung eine Beschränkung auf das jeweilige Niederspannungsnetz an (siehe Abbildung 5.7).

Da in diesem Fall keine Speicherung von überregional erzeugtem Grünstrom erforderlich ist, ist eine Steuerung des Speichers über den Lastfluss am Ortsnetztransformator möglich. Um die Zwischenspeicherung von reinem regionalen Grünstrom sicherzustellen, kann die Ladeleistung des Speichers zu jedem Zeitpunkt nur um die aktuelle Rückspeiseleistung des Ortsnetztransformators erhöht werden und somit lediglich die Differenz aus Erzeugung und Verbrauch des jeweiligen Niederspannungsnetzes betragen (siehe Abbildung 5.8).

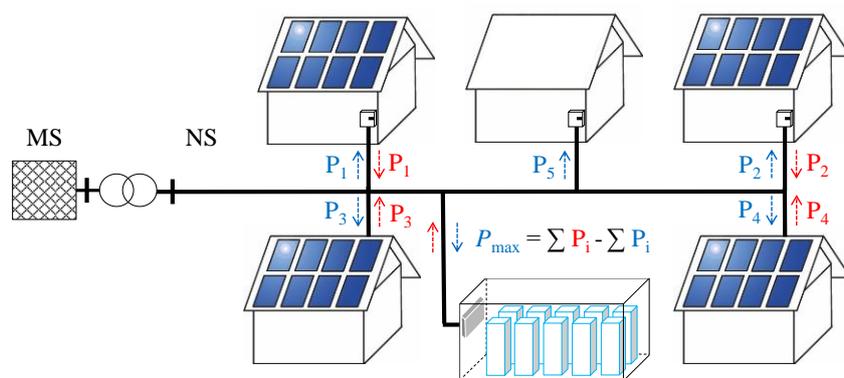


Abbildung 5.8: Steuerungskonzept unter Verwendung des Lastflusses am Transformator

### Steuerungsalgorithmus

Die Steuerung des Speichers bei der regionalen Direktvermarktung basiert in dem hier vorgestellten Modell vor allem auf Messdaten des Ortsnetztransformators und somit des Übergabeknotens zwischen Nieder- und Mittelspannung.

Zunächst erfolgt jedoch die Veräußerung der prognostizierten Überschussleistung des jeweiligen Niederspannungsnetzes für den folgenden Tag in Form von Stundenkontrakten zu einem Mindestpreis  $p_{\min}$  an der Day-Ahead Auktion der EPEX Spot bis 12:00 Uhr des aktuellen Tages. Stundenkontrakte, welche aufgrund eines zu geringen Market Clearing Preises (*MCP*) keinen Zuschlag erhalten, werden in aufsteigender Reihenfolge ihres *MCP* auf die verfügbare Speicherkapazität aufgeteilt. Für die übrigen Stunden ohne Zuschlag, welche aufgrund der begrenzten Speicherkapazität nicht mehr zwischengespeichert werden können, erfolgt bis 15 Uhr des aktuellen Tages die Veräußerung in Form von Viertelstundenkontrakten am Auktionsmarkt des Intradayhandels an der EPEX Spot zu einem Grenzpreis von Null Euro (siehe Abbildung 5.9).

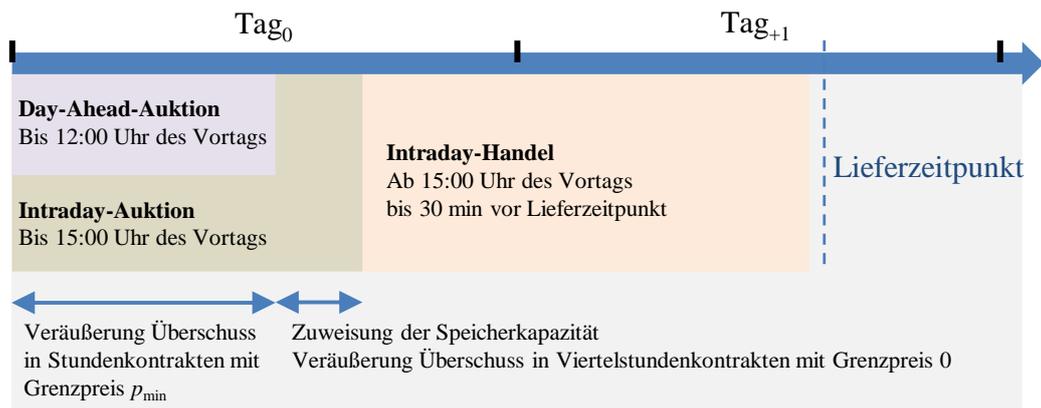


Abbildung 5.9: Ablauf des Handels an der EPEX Spot bei regionaler Direktvermarktung

Durch diese Vorgehensweise kann die vollständige Veräußerung der produzierten Photovoltaikenergie bei positiven Clearingpreisen bzw. deren Zwischenspeicherung bei sehr geringen Börsenpreisen sichergestellt werden. Lediglich für Kontrakte mit negativem Clearingpreis und unzureichender freier Speicherkapazität erfolgt eine Abregelung. Eine Beteiligung am kontinuierlichen Intraday-Handel ist aufgrund des dabei zur Anwendung kommenden Pay-as-Bid-Verfahrens (kein Clearing-Preis) und des dortigen geringen Handelsvolumens (oft keine Nachfrage für entsprechende Angebote) für dieses Geschäftsmodell ungeeignet.

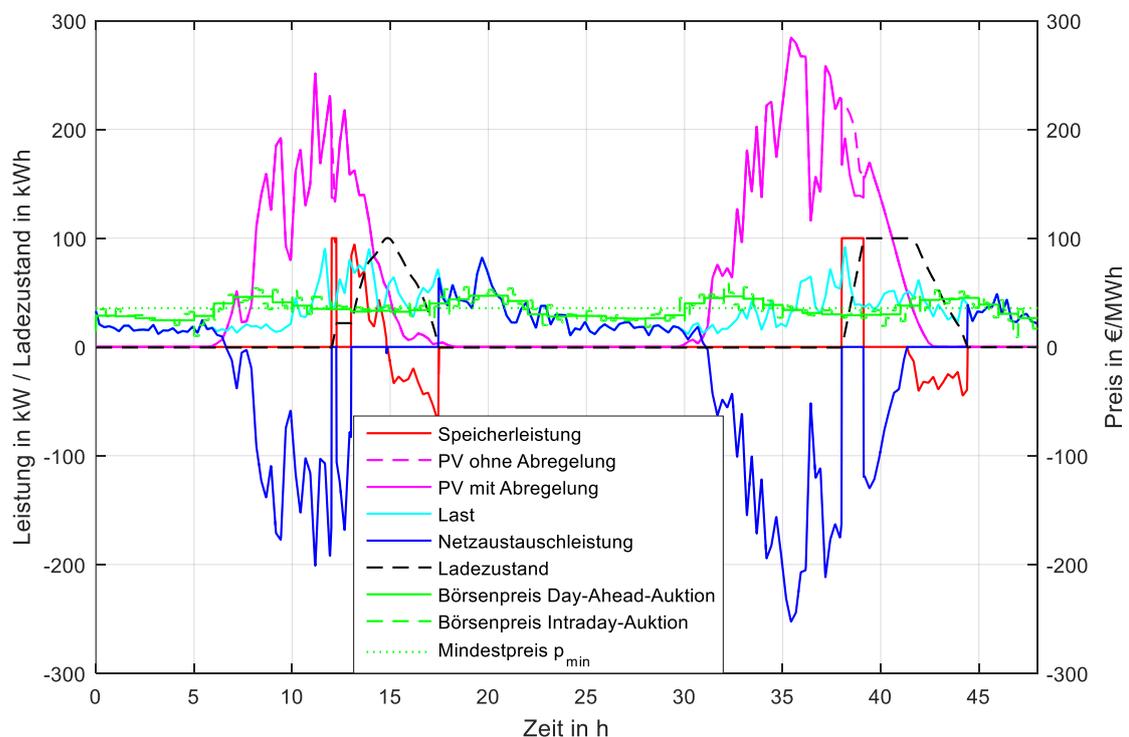


Abbildung 5.10: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei regionaler Direktvermarktung

Das Laden des Speichers in den entsprechenden Stunden des nächsten Tages erfolgt dabei analog zur konventionellen Betriebsweise für Heimspeicher (siehe Kapitel 4.2.2), indem jeg-

liche Erzeugungsüberschüsse des gesamten Ortsnetzes zwischengespeichert und bei Bedarf in der teuren Spitzenlastzeit der Abendstunden wieder an die Letztverbraucher abgegeben werden, welche unabhängig von der Herkunft des Stromes den regulären Endkundenpreis bezahlen. Voraussetzung hierfür ist allerdings die Strombeschaffung für die entsprechenden Niederspannungsnetze am Spotmarkt, um eine ausreichende Flexibilität zu gewährleisten. Dieser bietet einerseits in der Regel niedrigere Beschaffungspreise, welche sich andererseits sehr kurzfristig ändern und somit eine gesicherte Finanzplanung erschweren können.

Abbildung 5.10 zeigt die entsprechenden Verläufe der Photovoltaik- und Speicherleistung in einem beispielhaften Niederspannungsnetz mit einer installierten PV-Leistung von 300 kW und einem Ortsnetzspeicher mit Kapazität 100 kWh und Nennleistung 100 kW an zwei Beispieltagen.

### 5.2.2 Wirtschaftlichkeit

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells dient analog zu Kapitel 4.2.3 der primäre ROI, wobei auch beim Ortsnetzspeicher die Verwendung mehrerer Erzeugungsprofile und Anlagenkonstellationen für eine allgemeingültige Aussage bezüglich der Wirtschaftlichkeit notwendig ist. Lediglich das kumulierte Lastprofil des gesamten Niederspannungsnetzes wird für die Simulationen aufgrund seiner durch die Kumulation bedingten geringen statistischen Variation nicht variiert. Aus diesem Grund erfolgt die Anwendung von 11 verschiedenen Photovoltaikprofilen und einem kumulierten Lastprofil, welches sich aus den einzelnen Lastprofilen von 80 Haushaltsverbrauchern mit einem kumulierten Jahresstrombedarf von 500 MWh zusammensetzt. Zudem werden die kumulierte Photovoltaikleistung und die Speicherkapazität zur Abbildung verschiedener Anlagenkonstellationen innerhalb bestimmter Grenzen variiert.

Das Geschäftsmodell der regionalen Direktvermarktung basiert zum Einen auf dem Verkauf von überschüssiger Solarenergie als Day-Ahead- bzw. Intraday-Auktionen an der Strombörse EPEX Spot und zum Anderen auf der bedarfsgerechten Direktvermarktung an Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang zu den Erzeugungsanlagen. Die regionale Direktvermarktung kann also nur als wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Direktvermarktung an der Strombörse angesehen werden, sofern dabei auch tatsächlich höhere Gewinne erzielt werden.

Aus diesem Grund erfolgt zunächst die Simulation der konventionellen, ungeförderten Direktvermarktung als Referenzszenario. Hierbei stellt vor allem der Börsenkurs am Spotmarkt den ausschlaggebenden Faktor dar, während ansonsten lediglich das Photovoltaik-Erzeugungsprofil einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit besitzt. Zudem wirkt sich bei konventioneller Direktvermarktung die Höhe der kumulierten Photovoltaikleistung direkt proportional auf den Gewinn aus und muss daher für eine allgemeingültige Bewertung der Wirtschaftlichkeit nicht variiert werden. Als Simulationsgrundlage für das Referenzszenario dienen somit lediglich 11 verschiedene Photovoltaikprofile sowie die Market Clearing Preise der Day-Ahead- bzw. Intraday-Auktionen zwischen Januar 2015 und September 2016 an der Strombörse EPEX Spot. Aufgrund der Unabhängigkeit der überregionalen Börsenpreise an

der EPEX von regionalen Photovoltaikerzeugungsprofilen, können diese für die Simulationen bezüglich des Anlagenstandortes und Aufzeichnungsjahres beliebig gewählt werden. Die bei Direktvermarktung entstehenden Kosten für den zusätzlichen Verwaltungsaufwand und die erforderliche Ausgleichsenergie infolge von Prognoseungenauigkeiten werden gemäß einer Studie des Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung zu 0,23 ct/kWh vermarkteter Energie angenommen [Pur14].

Abbildung 5.11 zeigt die unter den gegebenen Rahmenbedingungen je vermarktungsfähigen Kilowatt Photovoltaikleistung im Durchschnitt erzielbaren Umsätze für jeden Monat des betrachteten Zeitraumes. Diese Durchschnittswerte setzen sich aus den Ergebnissen der 11 verschiedenen Erzeugungsprofile zusammen und werden entsprechend als gestapelte Balkendiagramme dargestellt. Zudem erfolgt eine Unterscheidung zwischen der Vermarktung am Day-Ahead- und am Intraday-Auktionsmarkt, um eventuelle Unterschiede bei den zu erzielenden Vergütungen aufzuzeigen.

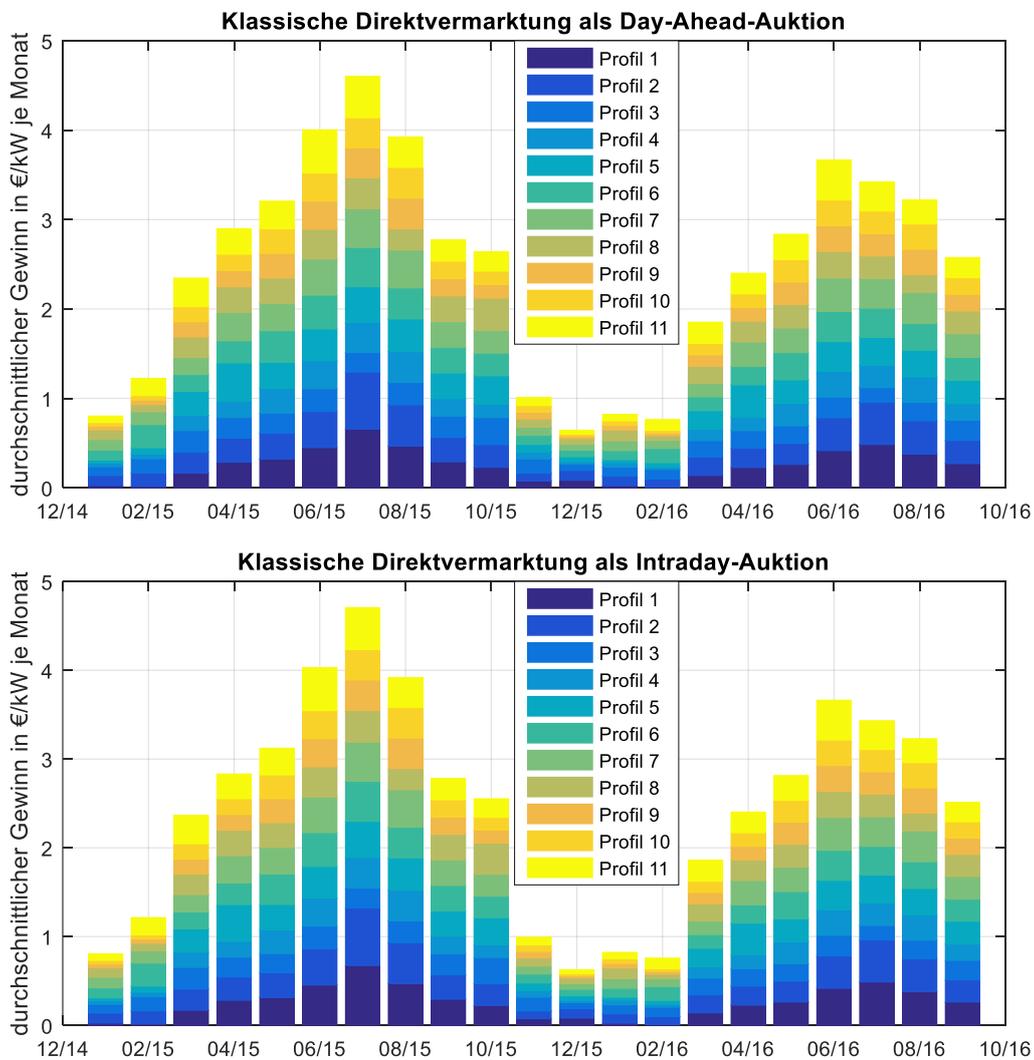


Abbildung 5.11: Durchschnittlicher monatlicher Gewinn je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung bei ungeförderter Direktvermarktung am Spotmarkt

Anhand der Ergebnisse wird der Einfluss des jeweiligen Photovoltaikprofils auf den erzielbaren Gewinn deutlich, da die Größenverhältnisse der Erzeugungsprofile untereinander für jeden Monat stark streuen. Bei der klassischen Direktvermarktung von Photovoltaikstrom muss deshalb immer ein unkalkulierbarer Einfluss der regionalen Strahlungsverhältnisse auf den möglichen Gewinn berücksichtigt werden. Hinsichtlich der Vermarktungsplattform ergeben sich zwischen der Day-Ahead- und der Intraday-Auktion kaum Unterschiede, da die entsprechenden Preise für Stunden- bzw. Viertelstundenkontrakte sehr ähnliche Verläufe aufzeigen. Generell unterscheiden sich die monatlichen Einnahmen vor allem bezüglich der Jahreszeiten und liegen im Bereich zwischen 0,5 und 4,7 €/kW.

Um einen direkten Vergleich zwischen der ungeforderten Direktvermarktung am Spotmarkt und einer zusätzlichen regionalen Direktvermarktung herzustellen, erfolgt zudem die Simulation des Geschäftsmodells der regionalen Direktvermarktung gemäß Abbildung 5.9 unter den gleichen Rahmenbedingungen bezüglich der Börsenpreise, Direktvermarktungskosten und Photovoltaikprofile. Da die Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells unmittelbar von der individuellen Kombination aus Last- und Erzeugungsprofil abhängt, wird neben dem Verlauf des Erzeugungsprofils auch dessen kumulierte Leistung ( $PV$ ) im Bereich zwischen 50 kW und 500 kW variiert. Bei Anwendung des Lastprofils mit einem kumuliertem Jahresstrombedarf ( $JSB$ ) von 500 MWh ergeben sich somit Verhältnisse aus  $PV/JSB$  zwischen 0,1 und 1. Für jede regional direktvermarktete Kilowattstunde Photovoltaikstrom erfolgt aufgrund der Beschaffung am Spotmarkt die Einsparung des entsprechenden Stundenkontraktpreises. Zudem wird für diesen Strom die Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (siehe Kapitel 5.1.1) in Höhe von 2,05 ct/kWh berücksichtigt. Abbildung 5.12 zeigt die resultierenden durchschnittlichen Einnahmen je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung für jeden Monat des betrachteten Zeitraumes über alle elf Erzeugungsprofile. Dabei wird zwischen den zehn verschiedenen Verhältnissen  $PV/JSB$  unterschieden.

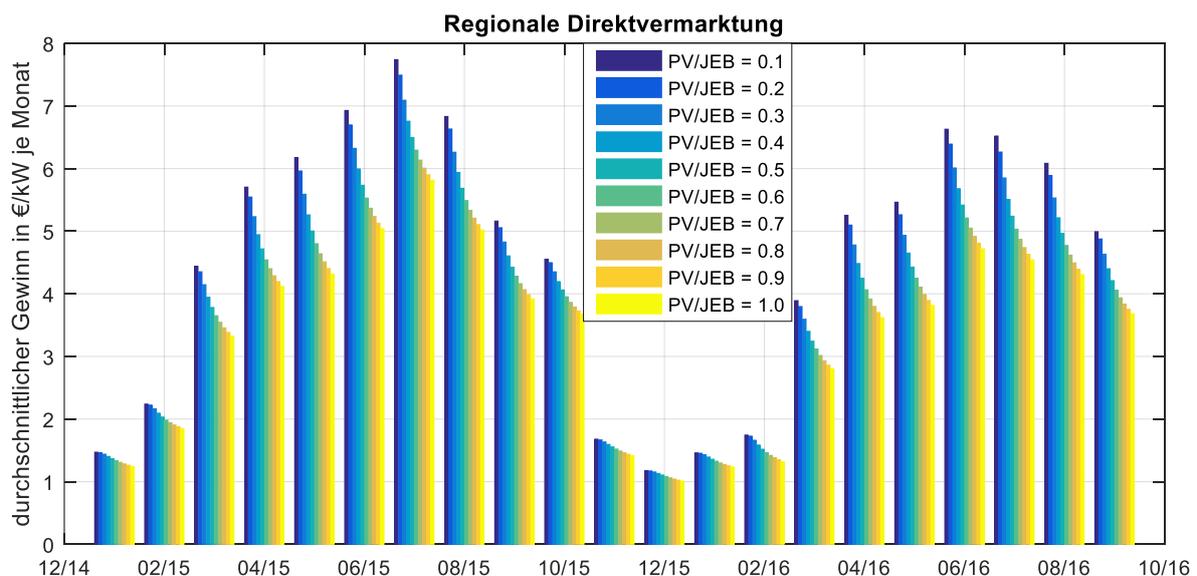


Abbildung 5.12: Durchschnittlicher monatlicher Gewinn je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung bei regionaler Direktvermarktung ohne Speicher

Durch die Einsparung der Stromsteuer können mit einer regionalen Direktvermarktung deutlich höhere Einnahmen je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung erzielt werden. Diese zeigen jedoch vor allem in den Sommermonaten, an denen ein hoher Überschuss an der Strombörse veräußert werden muss, eine exponentielle Abnahme mit zunehmendem Verhältnis  $PV/JSB$ . Grund dafür ist der zunehmende Anteil an börsenvermarktetem Photovoltaikstrom bei steigenden Photovoltaikleistungen, bei welchem lediglich die in Abbildung 5.11 dargestellten Einnahmen möglich sind. Die monatlichen Einnahmen durch regionale Direktvermarktung liegen je nach Jahreszeit bzw. Last- und Erzeugungsverhalten zwischen 1,1 und 7,8 €/kW.

Für die Simulationen unter Berücksichtigung eines Ortsnetzspeichers wird dessen nutzbarer Energieinhalt  $W_{\text{nutz}}$  in Abhängigkeit der kumulierten Photovoltaikleistung im Bereich  $0,5 \leq \frac{W_{\text{nutz}}}{PV} \cdot \frac{kW}{kWh} \leq 1,5$  variiert. Zudem wird zwischen den aktuell gültigen regulatorischen Rahmenbedingungen bezüglich der zu zahlenden Abgaben auf den eingespeicherten Strom (siehe Kapitel 3.2.2) und dem fiktiven Fall ohne Abgabenlast auf den eingespeicherten Strom unterschieden. Die Ende 2016 gültigen Abgaben zeigt Tabelle 5.1.

Tabelle 5.1: Übersicht der Abgaben auf eingespeicherten Strom (Stand 10/2016)

Art der Abgabe	Betrag	Einheit
Konzessionsabgabe	1,660	ct/kWh
KWK-Umlage	0,445	ct/kWh
Offshore-Haftungsumlage	0,040	ct/kWh
§19-Umlage	0,378	ct/kWh

Die Darstellung der Simulationsergebnisse unter Berücksichtigung eines Ortsnetzspeichers erfolgt aus Gründen der Übersichtlichkeit als jährliche spezifische Einnahmen für den Zeitraum Oktober 2015 bis September 2016. Um einen direkten Vergleich zur klassischen Direktvermarktung (kDV) bzw. regionalen Direktvermarktung ohne Speichereinsatz (rDV) zu ermöglichen, werden deren entsprechende jährliche spezifische Einnahmen für jedes Verhältnis  $PV/JSB$  in Abbildung 5.13 als zusätzlicher Balken dargestellt.

Sofern die bei Einspeicherung des Stromes fälligen Abgaben berücksichtigt werden sind keine zusätzlichen Einnahmen durch den Einsatz eines Ortsnetzspeichers bei der regionalen Direktvermarktung möglich, da die Abgabenlast in Höhe von insgesamt 2.523 ct/kWh die Einsparungen der Stromsteuer in Höhe von 2.05 ct/kWh überschreitet. Unter Voraussetzung eines fiktiven Szenarios ohne Abgabenlast auf eingespeicherten Strom sind für Verhältnisse  $PV/JSB > 0,2$  deutliche Mehreinnahmen durch Speichereinsatz möglich. Dies gilt vor allem für Speicher mit nutzbarem Energieinhalt  $W_{\text{nutz}} \leq 0,7 \cdot PV \cdot \frac{kWh}{kW}$ , da die jährlichen Einnahmen mit zunehmender Speichergröße aufgrund der geringeren Ausnutzung einen degressiven Verlauf annehmen.

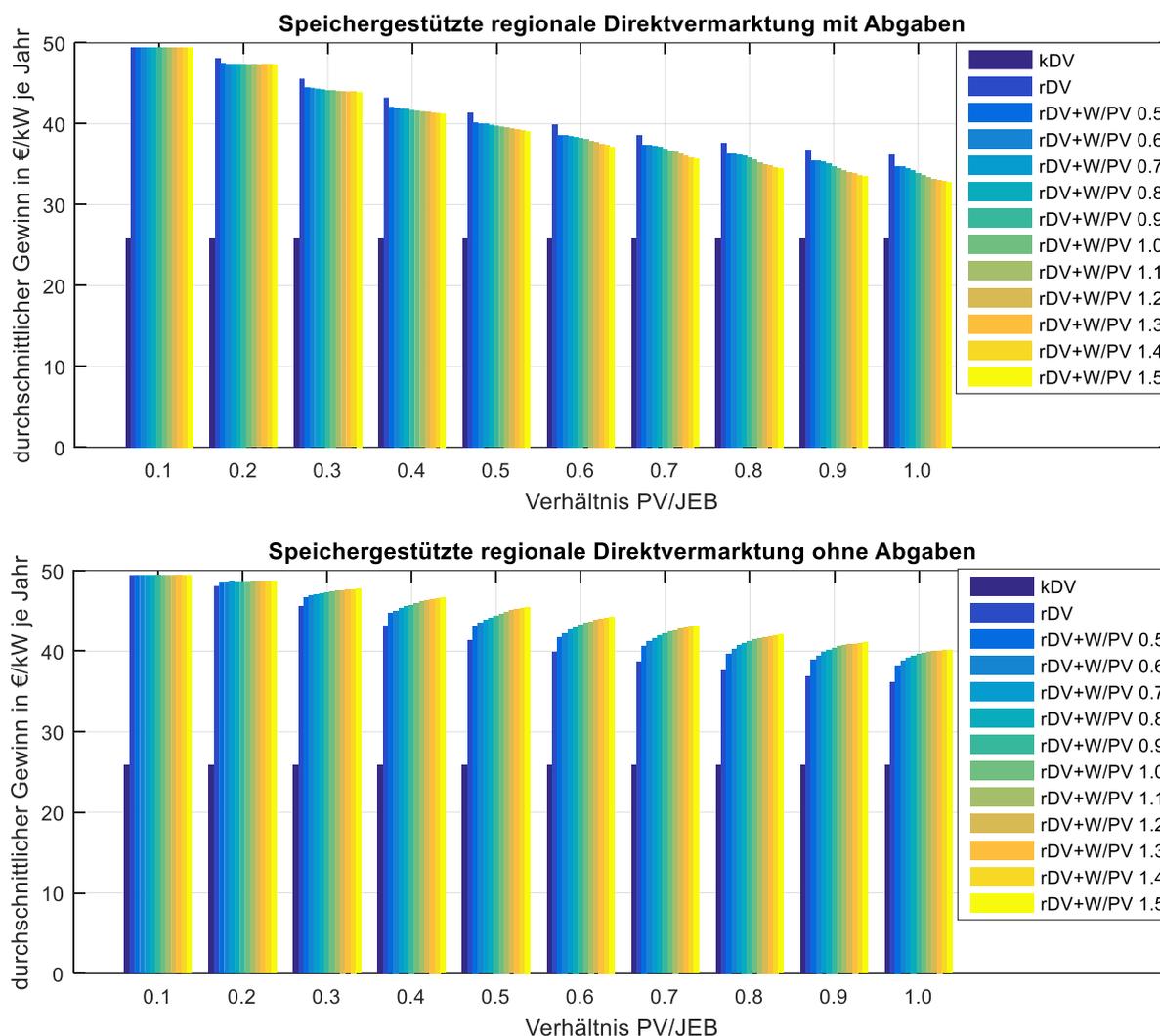


Abbildung 5.13: Durchschnittlicher jährlicher Gewinn je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung bei regionaler Direktvermarktung mit Speicher

Die zur Berechnung des primären ROI notwendigen spezifischen zusätzlichen Einnahmen durch Speichereinsatz werden für jedes Verhältnis  $PV/JSB$  bzw.  $W_{\text{nutz}}/PV$  aus der Differenz der Einnahmen durch speichergestützte und einfache regionale Direktvermarktung berechnet. Da unter Berücksichtigung der aktuellen Abgabenlast für eingespeicherten Strom keine zusätzlichen Einnahmen möglich sind, erfolgt diese Auswertung ausschließlich für das fiktive Szenario ohne jegliche Abgaben. Die entsprechenden Werte der Zusatzeinnahmen zeigt Abbildung 5.14.

Das volle Potential der speichergestützten regionalen Direktvermarktung kann erst für Verhältnisse  $PV/JSB \geq 0,7$  aufgrund der damit einhergehenden großen Überschussmengen genutzt werden. Der optimale Energieinhalt des Speichers liegt in diesem Fall bei etwa  $0,6 \frac{kWh}{kW} \cdot PV$ , da bei kleineren Speichergrößen die teuren Spitzenlaststunden nicht vollständig abgedeckt und größere Kapazitäten nicht mehr effizient ausgenutzt werden können. In diesem Bereich sind jedes Jahr spezifische Einnahmen in Höhe von 4 – 4,5 € je eingesetzter Kilowattstunde Speicherkapazität möglich.

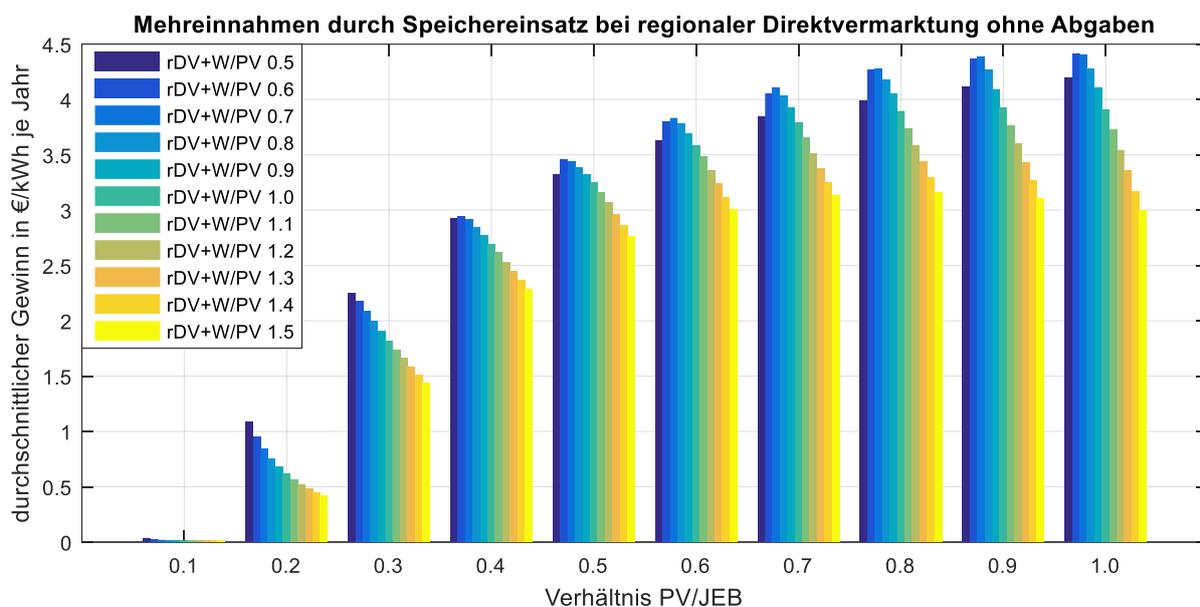


Abbildung 5.14: Durchschnittliche jährliche Mehreinnahmen je eingesetzter Kilowattstunde Speicherkapazität bei regionaler Direktvermarktung

Für die Berechnung des primären ROI wird der in [Ort16] ermittelte Leistungspreis für große Batteriespeichersysteme im Jahr 2016 mit einer c-Rate von 1,5 multipliziert, um eine realistische Abschätzung der spezifischen Kosten für diese Systeme zu erhalten. Der anzusetzende Wert beträgt somit 930 €/kWh und liegt etwa ein Drittel unterhalb des entsprechenden Preises für Heimspeichersysteme. Für die Lebensdauer wird analog zu Heimspeichersystemen ein Wert von 15 Jahren angenommen. Unter Berücksichtigung der Umsatzsteuer in Höhe von 19 % ergeben sich die in Abbildung 5.15 dargestellten Werte für den primären ROI der relevanten Verhältnisse  $PV/JSB \geq 0,7$ .

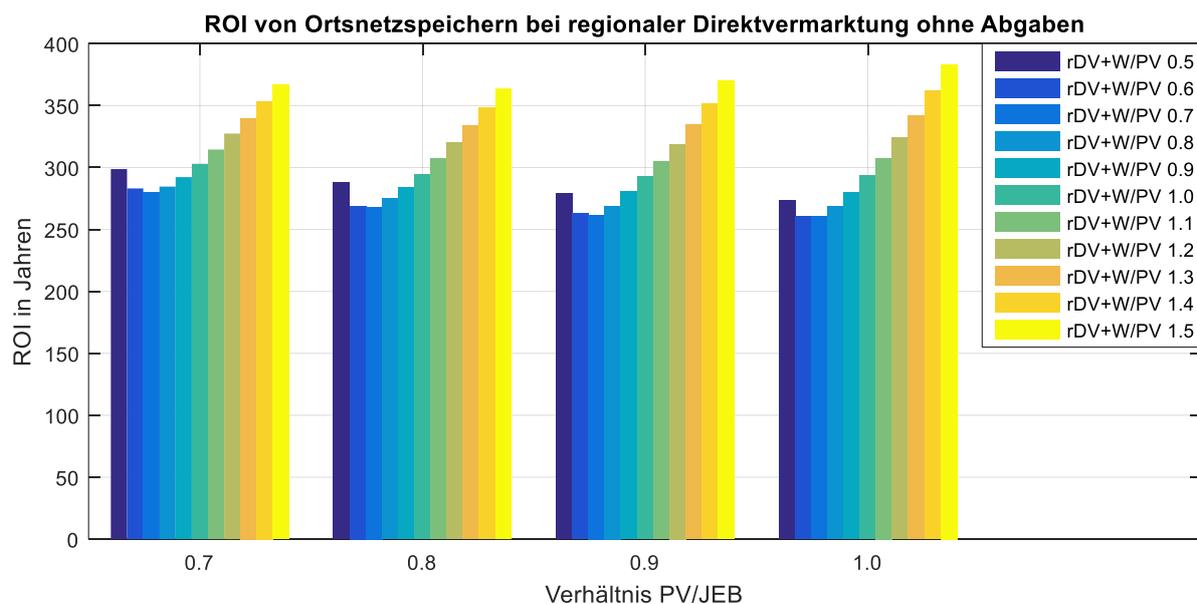


Abbildung 5.15: Durchschnittliche ROI von Ortsnetzspeichern zur regionalen Direktvermarktung von Photovoltaikstrom ohne Abgaben

Aufgrund der geringen Gewinnmargen von nur wenigen Cent je Kilowattstunde regional direktvermarktetem Strom liegt der primäre ROI von Ortsnetzspeichern unter Voraussetzung eines fiktiven Szenarios ohne Abgaben auf den eingespeicherten Strom bei diesem Geschäftsmodell mit 250 bis 400 Jahren weit über der erwarteten Lebensdauer von 15 Jahren. Unter Berücksichtigung der geltenden Abgabenbelastung auf eingespeicherten Strom, der Abhängigkeit der Gewinnmarge von einer durch den Gesetzgeber anpassbaren Stromsteuerbefreiung und der generell geringen Gewinnmargen stellt der Einsatz von Ortsnetzspeichern zur regionalen Direktvermarktung auch langfristig kein wirtschaftliches Geschäftsmodell dar.

Um eine konkurrenzfähige Entschädigung der Anlagenbesitzer für die Pacht und den Betrieb der Photovoltaikanlagen vorauszusetzen, wird im Folgenden von einer Vergütung in Höhe der Einnahmen aus der klassischen Direktvermarktung ausgegangen. Der verbleibende Gewinn für das Energieversorgungsunternehmen vor Steuern (*EBT*) beträgt somit die Differenz aus den gesamten Einnahmen (siehe Abbildung 5.13) und den Einnahmen aus der klassischen Direktvermarktung (siehe Abbildung 5.11). Die entsprechenden Werte des *EBT* für die untersuchten Anlagenkonstellationen und unter Vernachlässigung der Speicherkosten zeigt Abbildung 5.16.

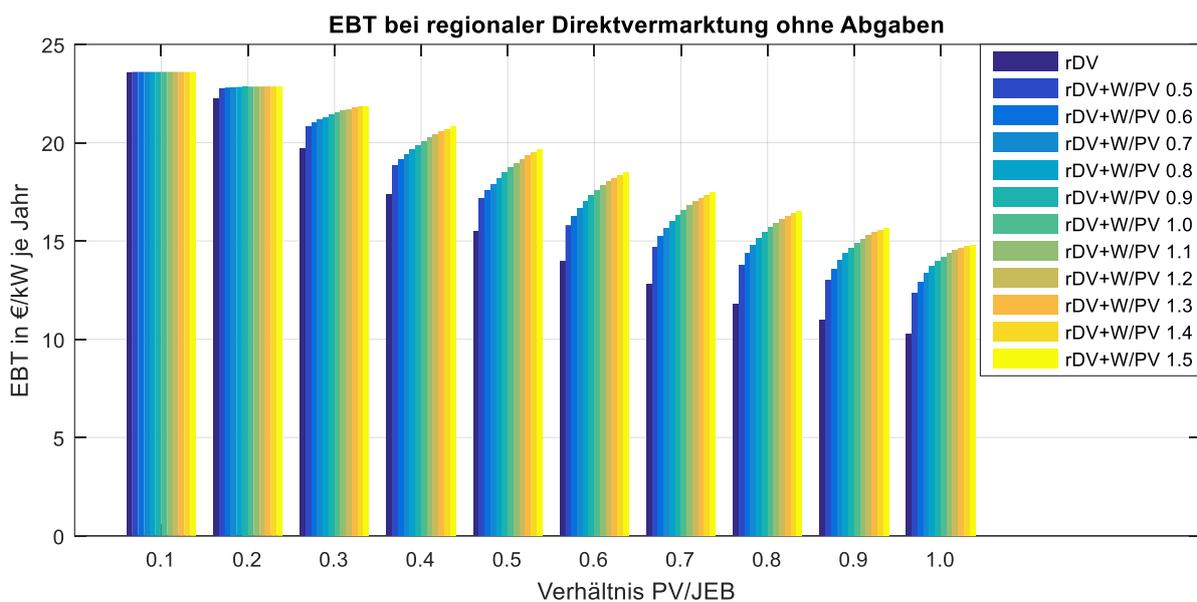


Abbildung 5.16: Durchschnittliche EBT bei regionaler Direktvermarktung von Photovoltaikstrom ohne Abgaben bei Speicherung

Die Ergebnisse zeigen, dass regionale Direktvermarktung ohne Speichereinsatz eine durchaus lukrative Vermarktungsmöglichkeit für Photovoltaikanlagen nach Auslauf der gesetzlichen Vergütung darstellt. Bei Verhältnissen  $PV/JSB \leq 0,1$  und somit vollständiger Vermarktung im räumlichen Zusammenhang können durch das vermarktende Energieversorgungsunternehmen jährliche Gewinne vor Steuern im Bereich von etwa 23 € je Kilowatt vermarkteter Photovoltaikenergie erzielt werden.

### 5.2.3 Netzzrückwirkungen

Aufgrund des durch den *MCP* am Spotmarkt gesteuerten Ladeverhaltens der Ortsnetzspeicher können durch die daraus resultierenden hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Rückspeisereduktion hohe Leistungsgradienten an den Umspannwerken zwischen Hoch- und Mittelspannung austreten. Da die Ortsnetzspeicher zur regionalen Direktvermarktung lediglich temporär und preisbasiert die Rückspeiseleistung aus der Niederspannungsebene reduzieren und in keinem Fall eine zusätzliche Rückspeisung hervorrufen, erfolgt bei deren Einsatz keine Beeinflussung des notwendigen Netzausbaubedarfes. Aus diesem Grund gelten hier die in Kapitel 4.2.4 ermittelten durchschnittlichen Netzausbaukosten.

Die Leistungsgradienten werden im Folgenden anhand des in Kapitel 4.2.4 beschriebenen Szenarios quantifiziert. Hierfür wird in jedem Niederspannungsnetz ein Ortsnetzspeicher mit nutzbarem Energieinhalt in Höhe von  $0,6 \cdot PV \frac{kWh}{kW}$  angenommen, welcher entsprechend des in Kapitel 5.2.1 vorgestellten Steuerungsalgorithmus betrieben wird. Abbildung 5.17 zeigt die entsprechende Netzaustauschleistung zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene. Anhand dieser Leistungsverläufe sind bei Berücksichtigung der Ortsnetzspeicher deutlich die preisgesteuerten Einbrüche der Rückspeiseleistung durch gleichzeitiges Laden aller Speicher im Mittelspannungsnetz erkennbar. Auch die aus dem Hochspannungsnetz bezogene Leistung zur Deckung der Verbraucherlast wird durch die insgesamt große Speicherkapazität deutlich reduziert.

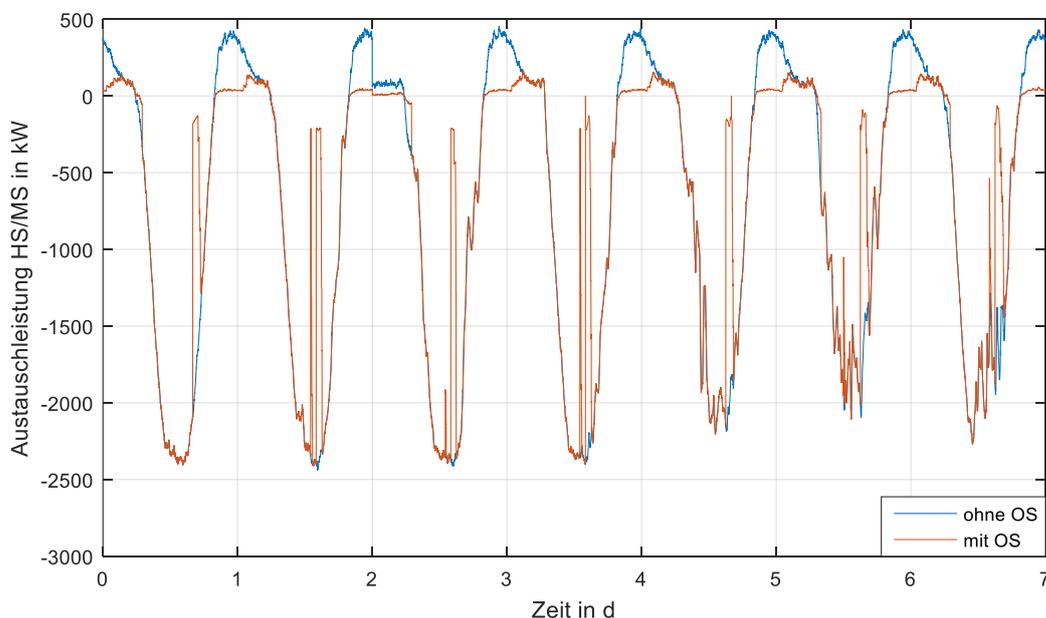


Abbildung 5.17: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei regionaler Direktvermarktung

Die maximale Rückspeiseleistung bleibt durch den Speichereinsatz unverändert bei etwa 2,5 MW, da keine netzdienliche Steuerung der Ortsnetzspeicher erfolgt.

Die wichtigen Quantile der Leistungsgradienten in den Morgenstunden bleiben unter Berücksichtigung der Ortsnetzspeicher nahezu unverändert, da deren Steuerung zeitunabhängig auf Basis des Börsenpreises am Spotmarkt erfolgt (siehe Tabelle 5.2).

Tabelle 5.2: Quantile der Rückspeisegradienten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne OS	4,9	10,4	11,6
mit OS	4,2	10,5	11,9

Bei Betrachtung des gesamten Tageszeitraums wird zwar eine durch die Deckung der Last hervorgerufene Reduktion der mittleren Leistungsgradienten bei Speichereinsatz deutlich, welche jedoch mit einer signifikanten Erhöhung der maximalen Gradienten durch das gleichzeitige Ladeverhalten aller Speicher verbunden ist.

Tabelle 5.3: Quantile der Rückspeisegradienten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne OS	5,3	20,3	31,6
mit OS	3,5	19,6	39,4

Da keine zusätzliche Belastung der Betriebsmittel durch den Speichereinsatz hervorgerufen und dieser marktbasierend durchgeführt wird, sind bei einer speichergestützten regionalen Direktvermarktung auf Niederspannungsebene keine Nachteile bezüglich des Stromhandels oder des Netzbetriebs zu erwarten.

### 5.2.4 Zusammenfassung

Die regionale Direktvermarktung stellt vor allem für dezentrale Erzeugungsanlagen ohne gesetzliche EEG Vergütung bzw. Marktprämie und somit voraussichtlich ab dem Jahr 2030 eine wichtige Vermarktungsstrategie dar. Durch Einsparung der Stromsteuer in Höhe von derzeit 2,05 ct/kWh bei Vermarktung an Verbraucher in einem Umkreis von 4,5 km um die jeweilige Erzeugungsanlage können in der Regel deutliche höhere Gewinne als bei einer reinen Börsenvermarktung erzielt werden. Durch den Einsatz von Ortsnetzspeichern kann die Erzeugung an den Verbrauch angepasst und der Anteil des regional direktvermarkteten Stromes erhöht werden.

Aufgrund der vergleichsweise niedrigen Gewinnmargen bei Direktvermarktung im Allgemeinen ist diese nur in Verbindung mit geringen dafür notwendigen Investitionskosten wirtschaftlich, was einem Einsatz von kostenintensiven Batteriespeichern zur alleinigen Erhöhung des Anteils regional direktvermarkteten Stromes entgegen steht. Die entsprechenden möglichen Einnahmen durch regionale Direktvermarktung und deren Erhöhung durch den Einsatz von Ortsnetzspeichern zeigt Tabelle 5.4. Diesen Werten liegt eine jährliche Vergütung der

Photovoltaikanlagenbesitzer in Höhe von etwa 26 €/kW zugrunde, welche in etwa den möglichen Einnahmen einer reinen Börsenvermarktung abzüglich der dabei entstehenden Kosten für Verwaltungsaufwand und Ausgleichsenergiebeschaffung entspricht.

Tabelle 5.4: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit bei regionaler Direktvermarktung von Photovoltaikanlagen

Interessensgruppe	Jährliche Einnahmen	Primärer ROI Speicher	Rendite	Zielpreis
PV-Anlagenbesitzer	26 €/kW <sub>PV</sub>	-	-	-
Energieversorger	10 - 23 €/kW <sub>PV</sub> + 4 €/kWh <sub>Sp</sub>	260 a	0,4 %	40 €/kWh

Der optimale nutzbare Energieinhalt des Ortsnetzspeichers ist bei der regionalen Direktvermarktung von der kumulierten Photovoltaikleistung  $PV$  [kW] abhängig und beträgt etwa  $0,6 \cdot PV \frac{kWh}{kW}$ . Der Einsatz von Ortsnetzspeichern führt dabei erst für Verhältnisse aus Jahresstrombedarf ( $JSB$ ) der Verbraucher in räumlicher Nähe der Photovoltaikanlagen zu deren kumulierter Leistung  $PV$  von  $\frac{PV [kW]}{JSB [MWh]} \geq 0,7$  zu einer deutlichen Erhöhung des Anteils regional direktvermarkteten Stromes.

Neben den hohen Kosten für Speichersysteme stellt vor allem die Notwendigkeit der teilweisen Strombeschaffung am Spotmarkt und die mit den damit einhergehenden Preisschwankungen verbundenen Risiken bei der Strompreiskalkulation ein großes Hindernis für die zukünftige Einführung dieses Geschäftsmodells dar. Eine entsprechende Studie aus dem Jahr 2013 zeigt allerdings ein deutliches Einsparpotential bei den Strombeschaffungskosten für Energieversorgungsunternehmen auf, sofern der am Spotmarkt eingekaufte Strom auf einen Anteil von etwa 25 % erhöht wird [Göt13]. Zusammen mit einer gewinnbringenden regionalen Direktvermarktung von Photovoltaik- und anderen dezentralen Erzeugungsanlagen könnten somit bei deutlich niedrigeren Speicherpreisen vor allem für regionale Energieversorger und Stadtwerke neue Geschäftsfelder erschlossen werden. Voraussetzung bleibt allerdings die Beibehaltung der Stromsteuerbefreiung für regional direktvermarkteten Strom oder die Einführung eines gleichwertigen Anreizes für dieses Geschäftsmodell.

### 5.3 Zusätzliche Bereitstellung von Netzdienstleistungen

Aufgrund der geringen Mehreinnahmen durch Einsatz eines Ortsnetzspeichers zur Erhöhung des Anteils regional direktvermarkteter Photovoltaikenergie, ist zur Ermöglichung eines wirtschaftlichen Betriebes die Kombination mit weiteren Geschäftsmodellen erforderlich. In diesem Kapitel erfolgt deshalb die Erweiterung der speichergestützten regionalen Direktvermarktung um die Bereitstellung von Netzdienstleistungen (siehe Kapitel 5.1.1).

#### 5.3.1 Möglichkeiten

Auf Verteilnetzebene und vor allem im ländlichen Bereich ist vornehmlich die Vermeidung von Spannungs- und Kapazitätsproblemen durch die Bereitstellung von entsprechenden Netzdienstleistungen von Relevanz, bei denen es sich somit um eine Spannungsregelung mittels Wirk- oder Blindleistung bzw. das Kapazitätsmanagement von Leistungsflüssen über Betriebsmittel wie vor allem Transformatoren aber auch Leitungen handelt.

Bei einem Kapazitätsmanagement erfolgt eine Reduktion des Wirkleistungsflusses über das entsprechende Betriebsmittel auf einen vorgegebenen Sollwert durch einen Lade- (im Fall hoher Erzeugungsleistung) bzw. Entladevorgang (im Fall hoher Bezugsleistung) des Ortsnetzspeichers. Da die Netze in der Regel auf den Starklastfall ausgelegt wurden, sind hierbei vor allem die Ladevorgänge bei hoher Erzeugungsleistung von Relevanz (siehe Abbildung 5.18).

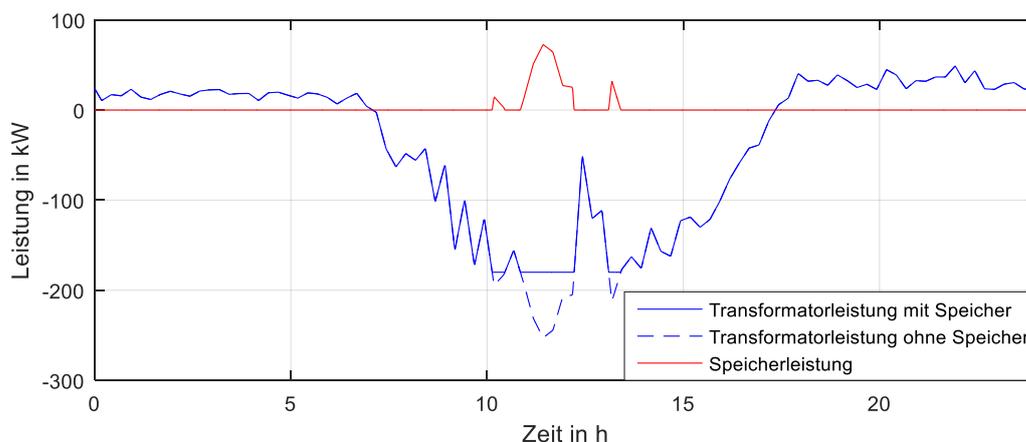


Abbildung 5.18: Kapazitätsmanagement durch Speicher am Beispiel eines Ortsnetztransformators

Handelt es sich bei der zu erbringenden Netzdienstleistung um eine Spannungsregelung zur Vermeidung von unzulässigen Spannungshüben oder Spannungseinbrüchen durch starke Erzeugung bzw. Last, kann der Speicher durch Messung der Spannung an entsprechenden Netzknoten mittels eines Regelalgorithmus und entsprechender Bereitstellung von Wirk- oder Blindleistung die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen halten (siehe Abbildung 5.19). Erfolgt eine Spannungsregelung durch Wirkleistungsbereitstellung, ist die Wahl des Netzanschlusspunktes des Speichers aufgrund des Spannungsabfalls entlang der Leitung auf denjenigen Netzstrang begrenzt, an dem die kritische Spannung zu regeln ist. Treten dabei an mehreren Netzsträngen kritische Spannungen auf, ist dementsprechend der Netzanschluss mehrerer regelnder Speichersysteme erforderlich. Die Spannungsregelung durch Blindleistung bietet

hingegen den Vorteil einer innerhalb des jeweiligen Niederspannungsnetzes verhältnismäßig standortunabhängigen Bereitstellung, da hierbei die gewünschte Spannungsdifferenz vor allem über der Induktivität des Ortsnetztransformators und weniger entlang der Leitungsinduktivitäten abfällt. Ein großer Nachteil dieser Regelungsmöglichkeit sind allerdings die zusätzliche Belastung der Betriebsmittel (v.a. Transformatoren) durch die Blindleistungsflüsse sowie die hohe notwendige Nennscheinleistung der Leistungselektronik des Speichersystems. Eine auf der Bereitstellung von Blindleistung basierende Spannungsregelung durch Ortsnetzspeicher ist deshalb vor allem in Netzen mit ausreichender Überdimensionierung des Ortsnetztransformators und bei vergleichsweise geringen Spannungsbandverletzungen anzuwenden. Deshalb und aufgrund der sehr viel einfacheren Umsetzung einer Blindleistungsregelung durch die Photovoltaik-Wechselrichter (siehe Kapitel 2.1.2) wird diese Form der Spannungsregelung für Ortsnetzspeicher im Folgenden vernachlässigt.

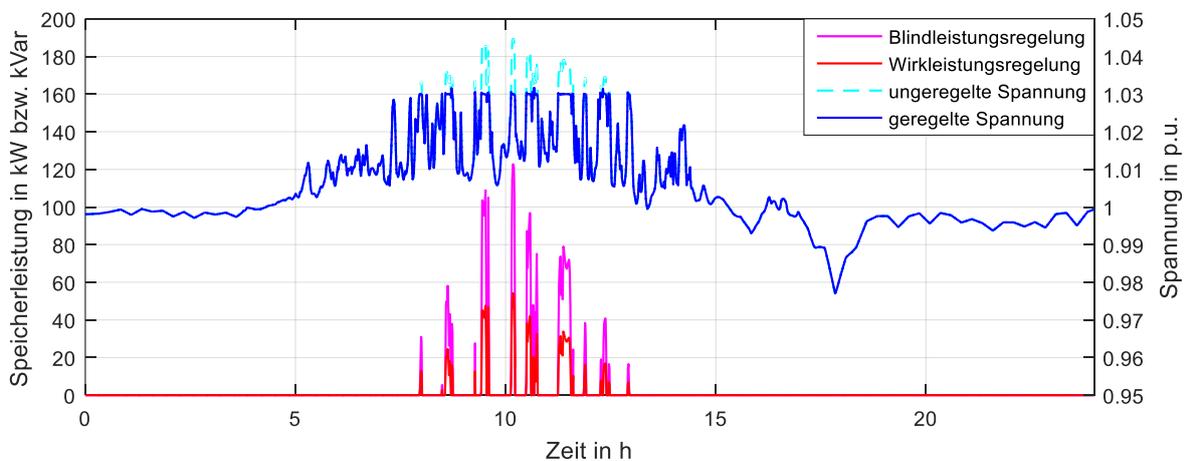


Abbildung 5.19: Spannungsregelung mit Wirk- oder Blindleistung durch Speicher

Um jedoch bei der Bereitstellung von Netzdienstleistungen keine unnötigen Kosten durch Bilanzkreisabweichungen aufgrund spannungsabhängiger und somit im Rahmen des Spotmarkt-Handels unplanmäßiger Wirkleistungsflüsse zu verursachen, sollte bei einer Spannungsregelung mit Wirkleistung die messwertbasierte Regelung um eine prognosebasierte Spannungshaltung mittels Beeinflussung der entsprechenden Wirkleistungsflüsse ergänzt werden (siehe Kapitel 5.3.3).

### 5.3.2 Geschäftsmodell

Eine Vergütung von Netzdienstleistungen durch die entsprechenden Verteilnetzbetreiber ist in der derzeitigen Netzentgeltsystematik bzw. Anreizregulierung nicht vorgesehen, da die hierbei entstehenden OPEX-Kosten nicht verzinst werden (siehe Kapitel 5.1.1). Aufgrund der aktuellen Diskussionen bezüglich entsprechender Änderungen der Anreizregulierungsverordnung muss dieses sogenannte OPEX-Modell neben dem CAPEX-Modell dennoch berücksichtigt werden.

### OPEX-Modell

Das OPEX-Modell sieht eine Ausschreibung notwendiger Netzdienstleistungen durch die Verteilnetzbetreiber in deren jeweiligen Netzgebieten vor. Sofern entsprechende Angebote eine über den Ausschreibungszeitraum günstigere Alternative zur Abschreibung von Betriebsmitteln für den konventionellen Netzausbau über diesen Zeitraum darstellen, erfolgt der Zuschlag für den günstigsten Anbieter. Der Ausschreibungszeitraum sollte für eine möglichst einfache Kostenplanung der Dauer einer Regulierungsperiode (derzeit 5 Jahre) entsprechen. Voraussetzung für eine Angebotsabgabe muss eine vorherige Präqualifizierung der Anbieter sein, um die zuverlässige Bereitstellung der entsprechenden Netzdienstleistungen zu gewährleisten. Die Ausschreibung von Netzdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber im OPEX-Modell verläuft somit nahezu analog zur Ausschreibung von Systemdienstleistungen (Regelleistung) durch die Übertragungsnetzbetreiber. Eine Übersicht der entsprechenden Abläufe zeigt Abbildung 5.20.

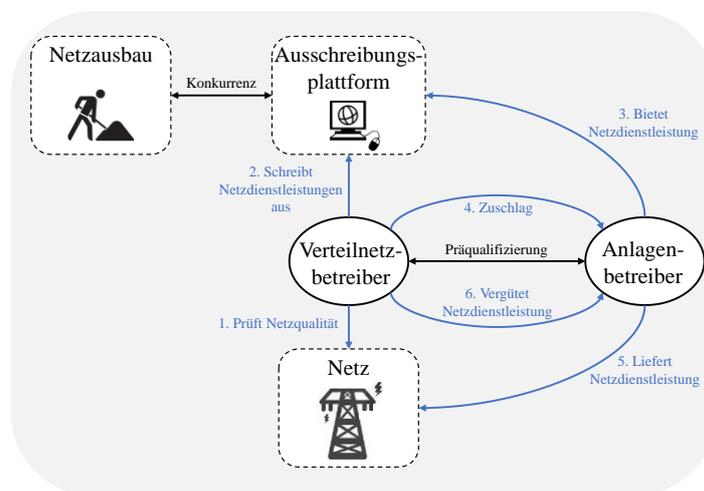


Abbildung 5.20: Übersicht der Abläufe bei der Vermarktung von Netzdienstleistungen nach dem OPEX-Modell

### CAPEX-Modell

Das CAPEX-Modell sieht eine Eigenkapitalfinanzierung durch den Netzbetreiber und somit eine Zuordnung der Investitionskosten in den Ortsnetzspeicher zu den verzinsbaren CAPEX-Kosten vor. Diese dürfen unter Berücksichtigung der entsprechenden Lebensdauern die Kosten für einen entsprechenden konventionellen Netzausbau nicht übersteigen. Aufgrund der hohen Speicherkosten ist dies bei einer ausschließlichen Nutzung zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen meist nicht möglich, weshalb eine Kombination mit zusätzlichen Geschäftsmodellen notwendig ist. Diese dürfen allerdings aufgrund der Entflechtungsvorschriften nicht durch den Netzbetreiber selbst angewendet werden, was den Betrieb des Speichers durch einen externen Dienstleister erfordert. Dieser kann unter Berücksichtigung der geforderten Netzdienstleistungen beliebige Zusatzanwendung zur Generierung von weiteren Einnahmen mit dem Speichersystem durchführen. Der Verteilnetzbetreiber leistet somit nur einen bestimmten Anteil an den tatsächlichen Investitionskosten des Ortsnetzspeichers, während der restliche Anteil von einem externen Dienstleister unter Vorbehalt eines gewissen Eigennut-

zungsrechtlich übernommen wird. Auch hier muss eine vorherige Präqualifikation des Dienstleisters vorausgesetzt werden, welcher im Idealfall auch den Vertrieb des gesamten Speichersystems an den Netzbetreiber übernimmt. Eine Übersicht der entsprechenden Abläufe des CAPEX-Modells zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen mit Ortsnetzspeichern zeigt Abbildung 5.21.

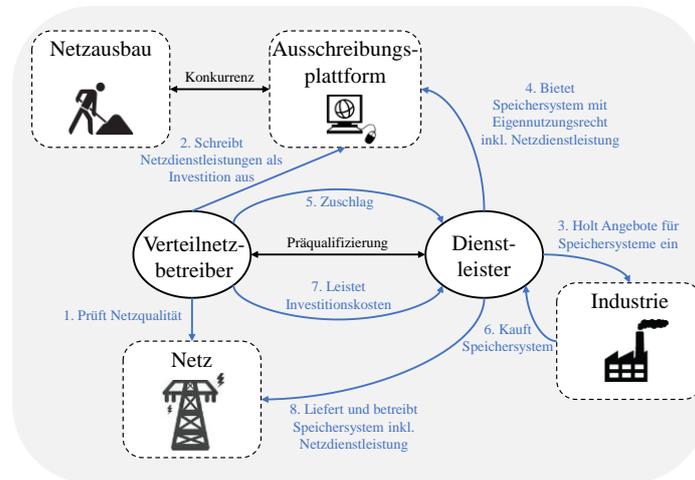


Abbildung 5.21: Übersicht der Abläufe bei der Vermarktung von Netzdienstleistungen nach dem CAPEX-Modell

### 5.3.3 Mögliche Steuerungsalgorithmen

Um die Bereitstellung von Netzdienstleistungen mittels Wirkleistung durch den Ortsnetzspeicher ohne Verursachung von Bilanzkreisabweichungen mit der regionalen Direktvermarktung zu kombinieren, muss diese in der Vermarktung der Photovoltaikenergie am Spotmarkt der Strombörse bereits berücksichtigt werden. Zudem muss der Netzanschlusspunkt des Speichers so gewählt werden, dass die entsprechende Netzdienstleistung auch tatsächlich und möglichst effizient erbracht werden kann.

### Kapazitätsmanagement

Das Kapazitätsmanagement als Netzdienstleistung dient vor allem der Entlastung von Ortsnetztransformatoren, welche aufgrund hoher Erzeugungsleistung auf Niederspannungsebene an ihre Belastungsgrenzen stoßen.

Durch die Verwendung von Erzeugungs- und Lastprognosen können diejenigen Erzeugungstunden, an welchen eine Überlastung des Transformators auftreten würde, bereits im Rahmen der Day-Ahead-Auktion teilweise von der Vermarktung ausgeschlossen und entsprechender Speicherplatz im Ortsnetzspeicher vorgehalten werden. Dieser Vorgang hat dabei in jedem Fall Vorrang vor der entsprechenden Vermarktung gemäß dem Geschäftsmodell der regionalen Direktvermarktung nach Kapitel 5.2.1. Sofern nach Zuweisung der Speicherkapazität für das Kapazitätsmanagement noch nutzbarer Energieinhalt im Ortsnetzspeicher zur Verfügung steht, wird diese gemäß Abbildung 5.9 im Rahmen der regionalen Direktvermarktung verwendet. Sofern aufgrund des Kapazitätsmanagements hierfür keine Speicherkapazität zur Verfügung steht, erfolgt die Veräußerung der restlichen überschüssigen Erzeugung als Day-Ahead-Auktionen zum Grenzpreis 0.

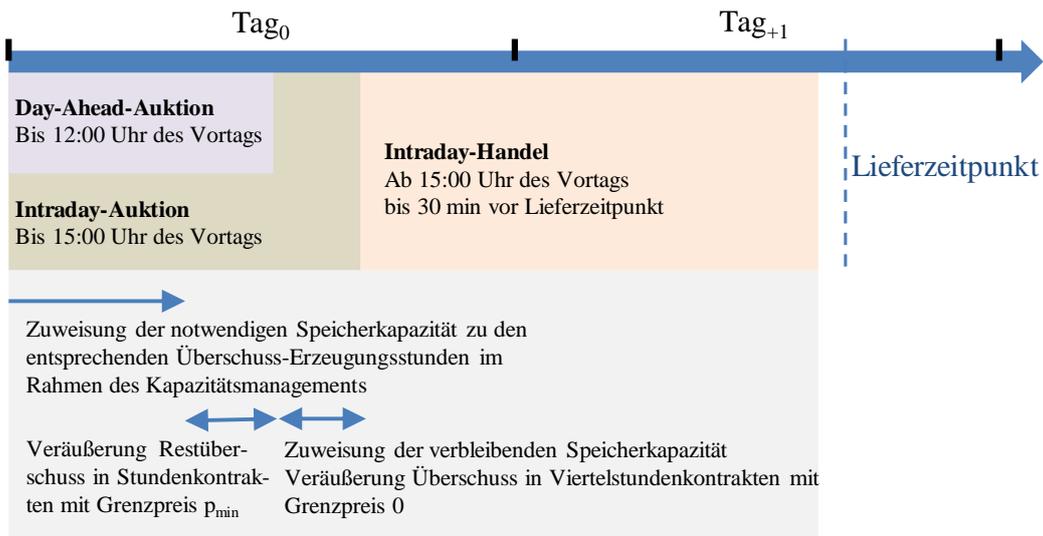


Abbildung 5.22: Ablauf des Handels an der EPEX Spot bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement als Netzdienstleistung

Da bei einem rein prognosebasierten Kapazitätsmanagement aufgrund von Prognoseungenauigkeiten eine zuverlässige Entlastung der entsprechenden Betriebsmittel im Rahmen des Kapazitätsmanagements nicht möglich ist, muss zusätzlich eine von Messdaten gestützte Regelung der entsprechenden Betriebsmittelbelastung erfolgen. Diese stellt sicher, dass die im Rahmen der Day-Ahead-Auktionen veräußerten maximalen Leistungswerte je Stundenkontrakt und somit auch die zulässige Belastungsgrenze des Betriebsmittels nicht überschritten wird.

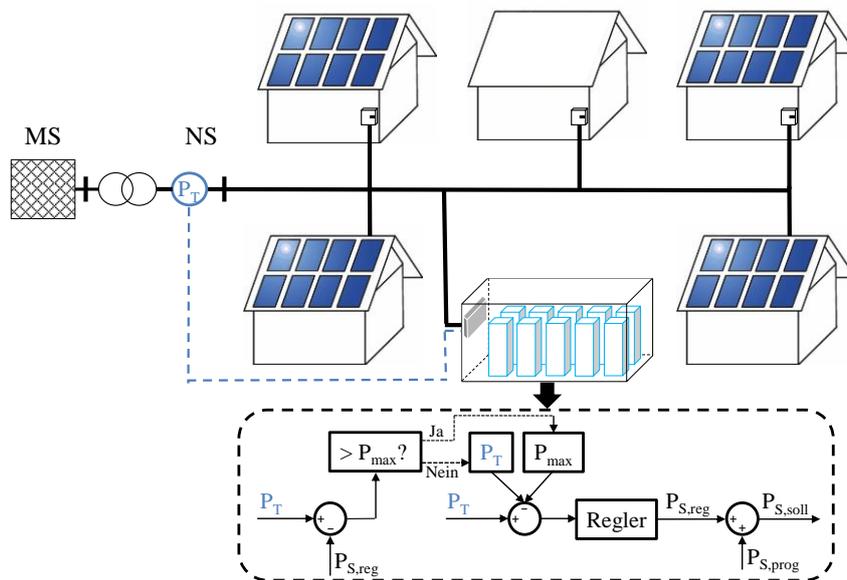


Abbildung 5.23: Regelungskonzept des Ortsnetzspeichers zur Sicherstellung eines zuverlässigen Kapazitätsmanagements

Ein Eingriff dieser messdatengesteuerten Regelung erfolgt ausschließlich im Fall einer Überschreitung der zulässigen Belastung  $P_{max}$  des entsprechenden Betriebsmittels trotz prognosebasiertem Kapazitätsmanagement des Ortsnetzspeichers durch Bereitstellung der Leistung

$P_{S,prog}$ . Die in diesem Fall vom Regler vorgegebene Speicherleistung  $P_{S,reg}$  wird zur Korrektur der Betriebsmittelbelastung  $P_T$  auf die prognosebasierte Speichersollleistung  $P_{S,prog}$  addiert (siehe Abbildung 5.23).

Abbildung 5.24 zeigt die entsprechenden Verläufe der Photovoltaik- und Speicherleistung in einem beispielhaften Niederspannungsnetz mit einer installierten PV-Leistung von 300 kW und einem Ortsnetzspeicher mit Kapazität 100 kWh und Nennleistung 100 kW an zwei Beispieltagen unter Berücksichtigung eines Kapazitätsmanagements für den Ortsnetztransformator mit  $P_{max} = 180$  kW.

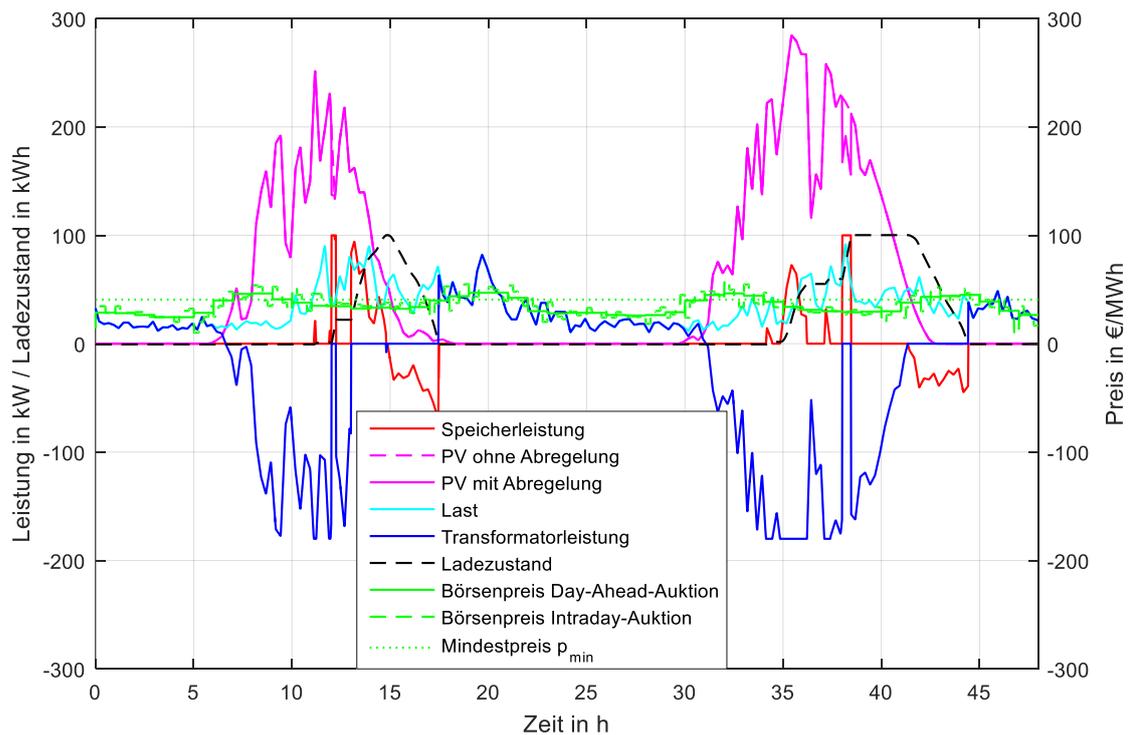


Abbildung 5.24: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement des Ortsnetztransformators

#### Spannungsregelung mit Wirkleistung

Die Spannungsregelung mittels Wirkleistung als Netzdienstleistung kann ebenfalls prognosebasiert in die regionale Direktvermarktung integriert werden. Hierfür ist zunächst eine vom Standort des Ortsnetzspeichers abhängige stationäre Lastflussberechnung zur Bestimmung der maximal möglichen Rückspeiseleistung am Ortsnetztransformator durchzuführen, bei welcher das zulässige Spannungsband am zu regelnden Netzstrang nicht verletzt wird. Überschreitet die für das Netz prognostizierte Bilanzleistung aus Erzeugung und Verbrauch diesen Grenzwert, wird die entsprechende Differenz im Rahmen der regionalen Direktvermarktung vom Verkauf ausgeschlossen und entsprechende Kapazität zur Zwischenspeicherung im Ortsnetzspeicher vorgehalten (vgl. Abbildung 5.22).

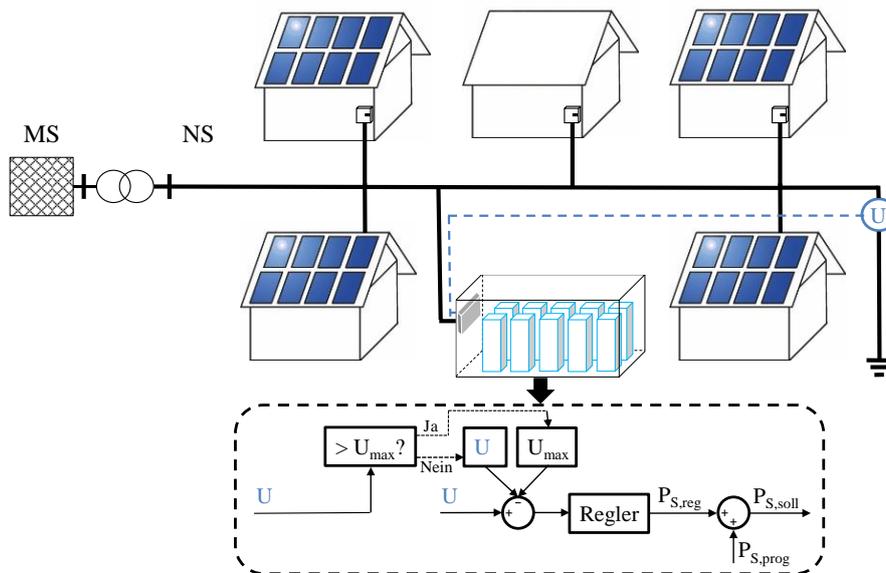


Abbildung 5.25: Regelungskonzept des Ortsnetzspeichers zur Sicherstellung einer zuverlässigen Spannungsregelung

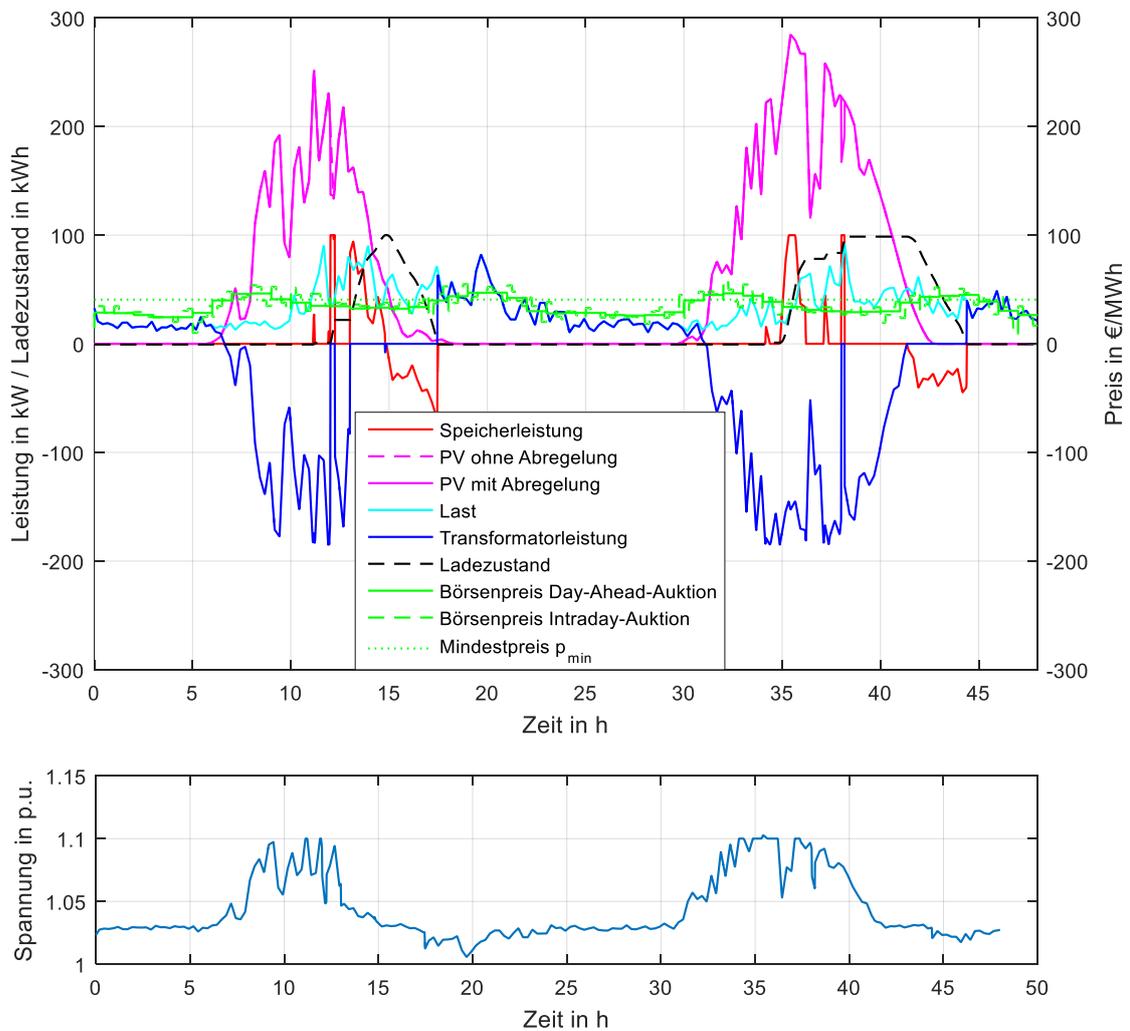


Abbildung 5.26: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei regionaler Direktvermarktung mit Spannungsregelung der Netzspannung

Analog zum Kapazitätsmanagement ist aufgrund der Prognoseungenauigkeiten auch bei der Spannungsregelung der Einsatz von Messgeräten und einem entsprechenden Regelungsalgorithmus zur Sicherstellung einer zuverlässigen Bereitstellung dieser Netzdienstleistung erforderlich (siehe Abbildung 5.25).

Abbildung 5.26 zeigt die entsprechenden Verläufe der Photovoltaik- und Speicherleistung sowie der Netzspannung in einem beispielhaften Niederspannungsnetz mit einer installierten PV-Leistung von 300 kW und einem Ortsnetzspeicher mit Kapazität 100 kWh und Nennleistung 100 kW an zwei Beispieltagen unter Berücksichtigung einer Spannungsregelung mit  $U_{\max} = 1.1$  p.u.

### 5.3.4 Netzurückwirkungen

Um eine zusätzliche Bereitstellung von Netzdienstleistungen durch Ortsnetzspeicher wirtschaftlich bewerten zu können, müssen zunächst die tatsächlichen Netzurückwirkungen der Netzdienstleistungen und somit das Einsparpotential hinsichtlich vermiedenen Netzausbaukosten untersucht werden.

#### Leistungsgradienten

Die Simulation der Leistungsgradienten erfolgt analog zu Kapitel 5.2.3, wobei die Ortsnetzspeicher zusätzlich Netzdienstleistungen bereitstellen. Diese werden für die Simulation auf Kapazitätsmanagement begrenzt, da sich bezüglich der zu erbringenden Speicherleistung in der Regel nur geringfügige Unterschiede zur Spannungsregelung ergeben. Für das Kapazitätsmanagement wird ein von der gesamten je Niederspannungsnetz installierten PV-Leistung  $PV$  abhängiger maximaler Leistungsfluss über den Transformator in Höhe von  $P_{\max} = 0,6 \cdot PV$  angenommen. Abbildung 5.27 zeigt die entsprechende Netzaustauschleistung zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene.

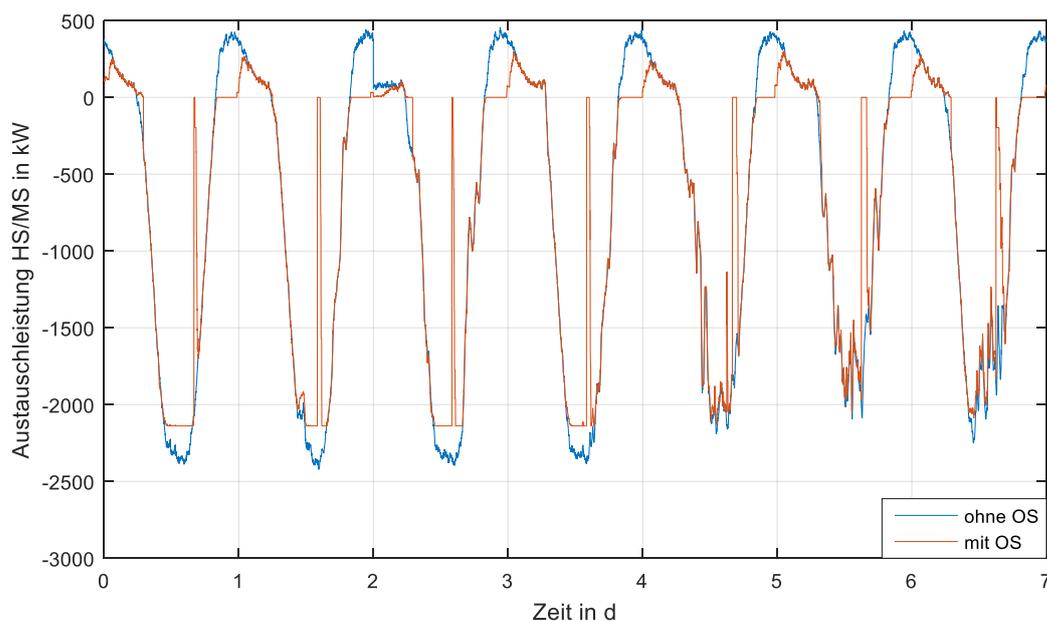


Abbildung 5.27: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei reg. Direktverm. mit Kapazitätsmanagement

Anhand des Leistungsverlaufes ist deutlich die im Rahmen des Kapazitätsmanagements durchgeführte Begrenzung der Rückspeiseleistung auf 60 % der installierten Photovoltaikleistung erkennbar. Zudem wird auch die preisgesteuerte Zwischenspeicherung im Rahmen der regionalen Direktvermarktung anhand der zeitlich begrenzten Einbrüche der Rückspeiseleistung in die Hochspannungsebene deutlich.

Durch die zusätzliche Bereitstellung von Kapazitätsmanagement ändern sich die wichtigen Quantile der Leistungsgradienten in den Morgenstunden im Vergleich zur reinen regionalen Direktvermarktung kaum, da das Kapazitätsmanagement vor allem in den Mittagsstunden bei hoher Erzeugungsleistung aktiviert wird. Aus diesem Grund wirkt sich der Betrieb von entsprechenden Ortsnetzspeichern nur unwesentlich auf die Leistungsgradienten in den Morgenstunden aus (siehe Tabelle 5.5).

Tabelle 5.5: Quantile der Rückspeisegradienten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne OS	4,9	10,4	11,6
mit OS	4,2	10,3	11,5

Bei Betrachtung des gesamten Tageszeitraums wird zwar eine durch die Deckung der Last hervorgerufene Reduktion der mittleren Leistungsgradienten bei Speichereinsatz deutlich, welche jedoch mit einer signifikanten Erhöhung der maximalen Gradienten durch das gleichzeitige Ladeverhalten aller Speicher im Rahmen der preisgesteuerten regionalen Direktvermarktung verbunden ist.

Tabelle 5.6: Quantile der Rückspeisegradienten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne OS	5,3	20,3	31,6
mit OS	3,1	20,0	40,5

Da der Betrieb von Ortsnetzspeichern zur regionalen Direktvermarktung mit Netzdienstleistungen in der Regel Betriebsmittel entlastet und dieser zudem in den Stromhandel eingebunden wird, sind auf Niederspannungsebene keine Nachteile bezüglich des Stromhandels oder des Netzbetriebs bei deren Anwendung zu erwarten.

### **Einfluss auf den notwendigen Netzausbau**

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Netzdienstleistungen ist vor allem der durch deren Bereitstellung vermiedene Netzausbau von Relevanz. Aus diesem Grund wird für die in Kapitel 4.2.4 untersuchten Netzkonstellationen die durchschnittliche Speicherkapazität ermittelt, welche für eine vollständige Kompensation des konventionellen Netzausbaus erforderlich

wäre. Unter Berücksichtigung der Lebensdauer des Speichersystems können damit die spezifischen Einsparungen je kWh eingesetzter Speicherkapazität ermittelt werden.

Für diese Untersuchung ist zunächst die Bestimmung der maximal notwendigen Wirkleistung notwendig, welche im Schwachlastfall bei maximaler Erzeugungsleistung zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelbelastungen vom Ortsnetzspeicher aufzunehmen ist. Hierfür ermittelt ein Suchalgorithmus in jeder generierten Netzvariante der Kategorien „Dorf“ und „Land“ (siehe Tabelle 4.11) die minimal notwendige Speicherleistung zur vollständigen Kompensation des Netzausbaus durch Kapazitätsmanagement und Spannungsregelung. Hierfür können je Netz auch mehrere Ortsnetzspeicher an verschiedenen Knoten angeschlossen werden, während Heimspeicher in diesem Szenario keine Berücksichtigung finden. Die Ortsnetzspeicher werden zur Netzausbauberechnung gemäß Abbildung 4.11 als Lasten mit konstantem Wirkleistungsbezug nachgebildet.

Bei Bestimmungen der notwendigen Speicherkapazität  $W_{os}$  wird zur Abbildung eines möglichst konservativen Ergebnisses davon ausgegangen, dass der oder die Speicher im Schwachlastfall und an einem wolkenlosen Tag die vom gesamten Niederspannungsnetz in die Mittelspannungsebene rückgespeiste Leistung auf die Differenz zwischen der maximalen kumulierten Erzeugungsleistung  $P_{PV,kum}$  und der ermittelten Speicherleistungen  $P_{Sp,na}$  begrenzen (siehe Abbildung 5.28). Die maximale kumulierte Erzeugungsleistung wird dabei gemäß (5.1) in Anlehnung an die in Kapitel 4.2.4 getroffene Annahme zur Gleichzeitigkeit der Nennleistung  $P_{PV}$  der einzelnen Photovoltaikanlagen berechnet.

$$P_{PV,kum} = 0,85 \cdot \sum P_{PV} \quad (5.1)$$

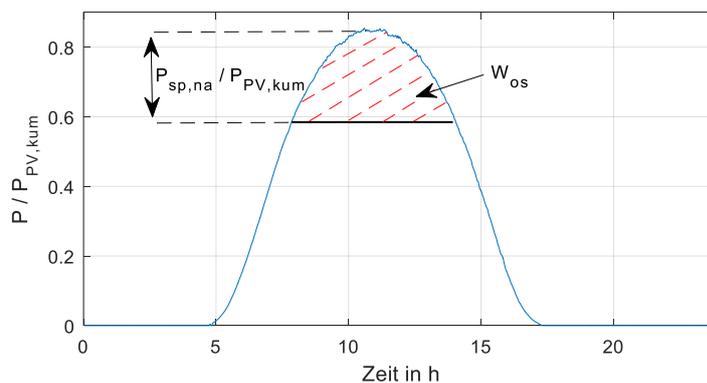


Abbildung 5.28: Vorgehensweise zur Bestimmung der notwendigen Speicherkapazität für eine vollständige Netzausbaukompensation

Unter Verwendung der notwendigen Speicherleistungen  $P_{Sp,na}$  erfolgt so für jede simulierte Netzvariante die Bestimmung der im Durchschnitt notwendigen Speicherkapazität gemäß Abbildung 5.28. Die entsprechenden Ergebnisse zeigen Abbildung 5.29 und Abbildung 5.30. In Netzen der Kategorie „Dorf“ werden die notwendigen Speicherkapazitäten erwartungsgemäß mit zunehmender PV-Durchdringung größer. Hierbei fällt auf, dass die zusätzliche Scheinleistungsbelastung der Ortsnetztransformatoren durch die Blindleistungsbereitstellung

der PV-Wechselrichter bei Q(U)-Regelung ab einer Durchdringung von etwa 50 % zu einer weiteren Erhöhung der notwendigen Speicherkapazität führt. In Netzen der Kategorie „Land“ stellt die Nennleistung der Ortsnetztransformatoren aufgrund der geringen angeschlossenen Verbraucher und somit begrenzten Einspeiserzahl keinen limitierenden Faktor dar. Die Speicherkapazität wird also vornehmlich durch den Spannungshub der Erzeugungsanlagen determiniert, welche mit zunehmender PV-Durchdringung auch höher Speicherkapazitäten fordern. Eine Blindleistungsbereitstellung durch die Wechselrichter kann auch bei hohen PV-Durchdringungen die Spannungshübe begrenzen, sodass im Mittel lediglich eine nahezu konstante, geringe Speicherkapazität von etwa 30 kWh erforderlich ist.

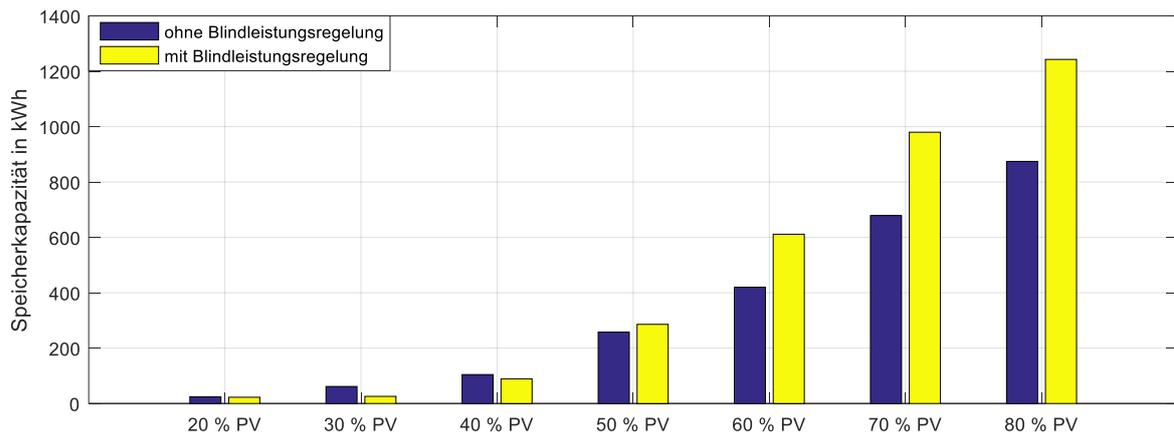


Abbildung 5.29: Durchschnittlich notwendige Speicherkapazität zur vollständigen Netzausbaukompensation je Netz der Kategorie „Dorf“

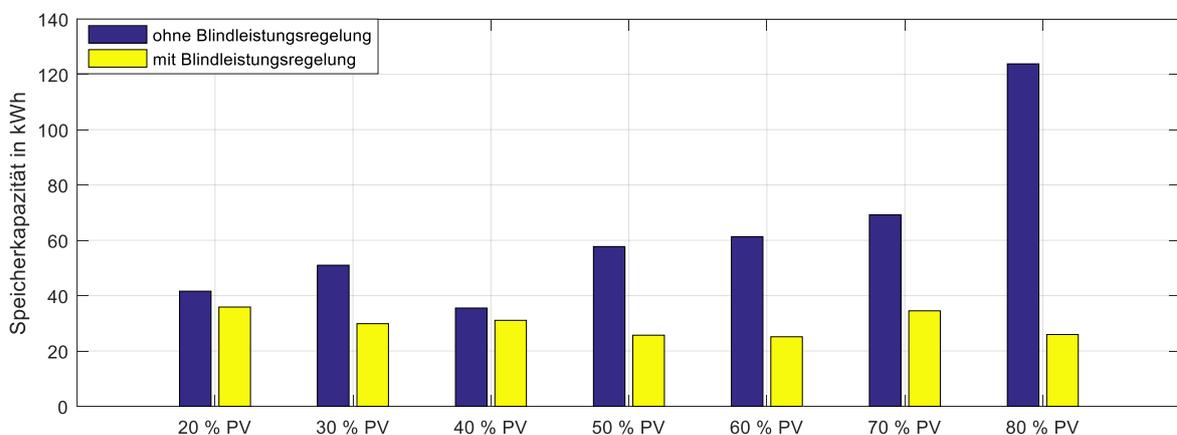


Abbildung 5.30: Durchschnittlich notwendige Speicherkapazität zur vollständigen Netzausbaukompensation je Netz der Kategorie „Land“

### 5.3.5 Wirtschaftlichkeit

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Ortsnetzspeichern zur Unterstützung von regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen müssen sowohl die Einnahmen aus der regionalen Direktvermarktung als auch die Einsparungen durch vermiedenen Netzausbau berücksichtigt werden.

Da durch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen die regionale Direktvermarktung nicht mehr vollständig preisbasiert durchgeführt werden kann und die Speicherkapazität zudem

durch die Anforderungen der Netzdienstleistungen definiert wird, erfolgt zunächst die Berechnung der Zusatzeinnahmen durch Speichereinsatz bei regionaler Direktvermarktung unter Berücksichtigung der Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Die hierfür notwendigen Simulationen werden unter Berücksichtigung der notwendigen Speicherleistungen  $P_{Sp,na}$  entsprechend der Vorgehensweise aus Abbildung 5.22 durchgeführt, wobei die entsprechenden Daten für Last, kumulierte Erzeugungsleistung und Speicherkapazität den Daten aus [Lin16] bzw. Abbildung 5.29 und Abbildung 5.30 entnommen werden. Das jeweilige kumulierte Lastprofil der beiden Netzkategorien wird dabei aus einer Anzahl von generierten Einzellastprofilen in Höhe der entsprechenden Hausanschlussanzahl zusammengesetzt. Abbildung 5.31 und Abbildung 5.32 zeigen die resultierenden, spezifischen jährlichen Mehreinnahmen durch Speichereinsatz bei regionaler Direktvermarktung.

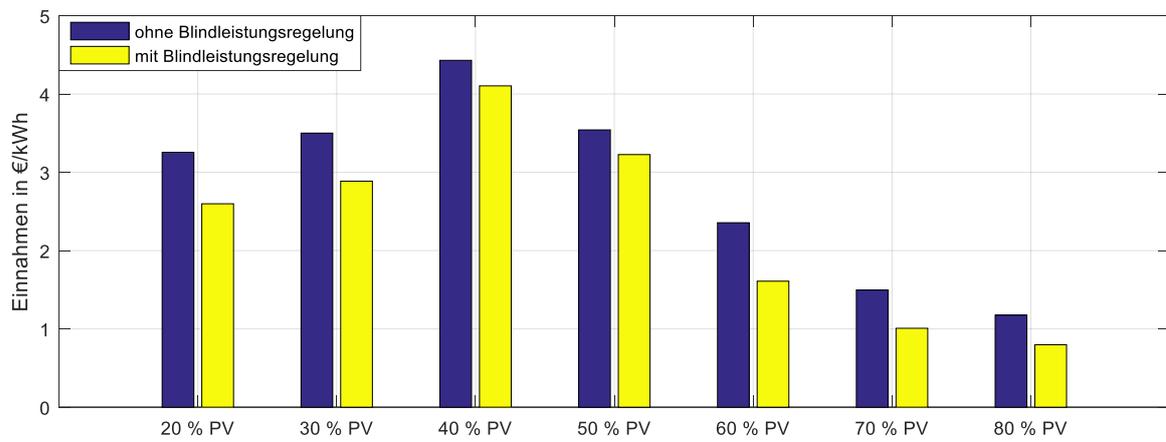


Abbildung 5.31: Durchschnittliche Mehreinnahmen je kWh Speicherkapazität aus reg. Direktverm. bei Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Dorf“

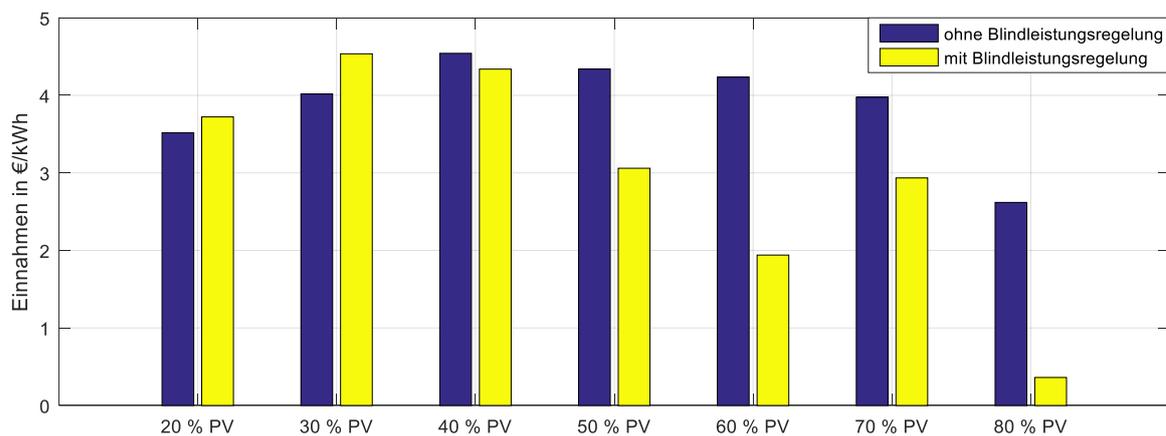


Abbildung 5.32: Durchschnittliche Mehreinnahmen je kWh Speicherkapazität aus reg. Direktverm. bei Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Land“

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Netzdienstleistungen werden die Simulationsergebnisse zur Bestimmung der Netzausbaukosten aus Kapitel 4.2.4 als Referenzwerte herangezogen, wobei zur Sicherstellung einer möglichst konservativen Abschätzung lediglich die vergleichsweise niedrigen Netzausbaukosten unter Berücksichtigung des Einsatzes von regelba-

### 5.3 Zusätzliche Bereitstellung von Netzdienstleistungen

ren Ortsnetztransformatoren betrachtet werden. Aufgrund der im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln geringen Lebensdauer von stationären Batteriespeichersystemen muss ein entsprechender Reduktionsfaktor  $f_{LD}$  zur Anpassung der durch Ortsnetzspeicher eingesparten Netzausbaumaßnahmen bestimmt werden. Mit einer üblichen Lebensdauer konventioneller Betriebsmittel  $T_{BM}$  von etwa 30 Jahren (siehe Kapitel 2.2.1) bzw. stationärer Batteriespeichersysteme  $T_{BS}$  von etwa 15 Jahren (siehe Kapitel 3.1.2) ergibt sich ein Reduktionsfaktor gemäß (5.2).

$$f_{LD} = \frac{T_{BS}}{T_{BM}} = \frac{15}{30} = 0,5 \quad (5.2)$$

Die Netzausbaukosten werden zur Berücksichtigung der Lebensdauer von Batteriespeichersystemen mit diesem Reduktionsfaktor multipliziert und anschließend auf die zur vollständigen Netzausbaukompensation notwendigen Speicherkapazität bezogen. Die daraus resultierenden spezifischen jährlichen Einsparungen durch den Einsatz von Ortsnetzspeichern zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen zeigen Abbildung 5.33 und Abbildung 5.34.

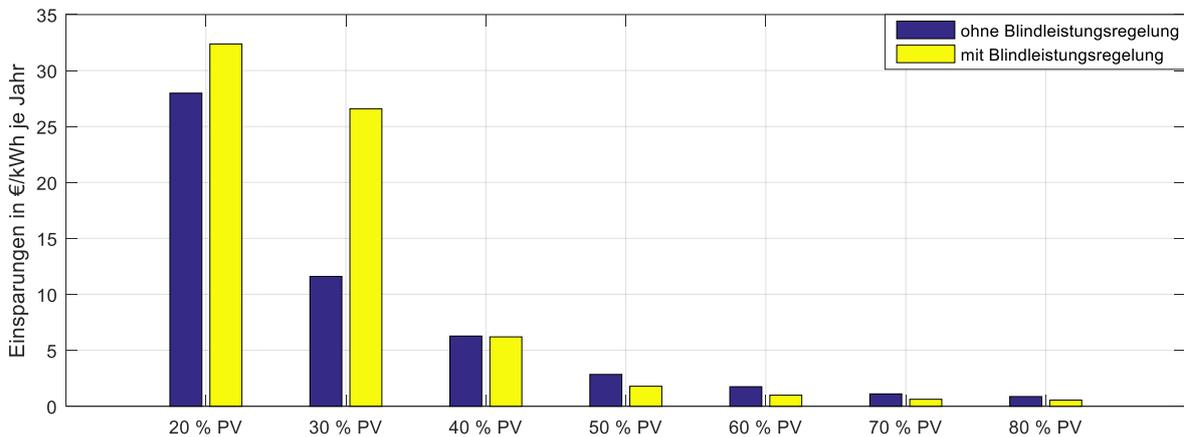


Abbildung 5.33: Durchschnittlich eingesparte Netzausbaukosten durch Bereitstellung von Netzdienstleistungen je Netz der Kategorie „Dorf“

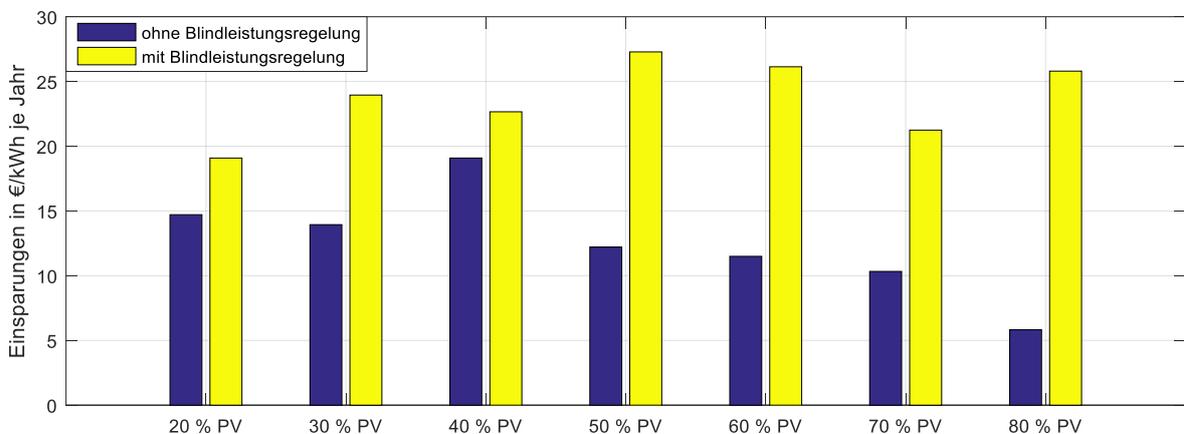


Abbildung 5.34: Durchschnittlich eingesparte Netzausbaukosten durch Bereitstellung von Netzdienstleistungen je Netz der Kategorie „Land“

In Netzen der Kategorie „Dorf“ können lediglich für sehr niedrige PV-Durchdringungsgrade bis 30 % nennenswerte Einsparungen durch Netzdienstleistungen erzielt werden, da hier bereits mit sehr kleinen Speicherkapazitäten bis maximal 50 kWh ein regelbarer Ortsnetztransformator substituiert werden kann. Vor allem bei zusätzlicher Blindleistungsregelung durch die PV-Wechselrichter sind die notwendigen Speicherkapazitäten aufgrund der geringen Spannungshübe vergleichsweise niedrig. Bei PV-Durchdringungsgraden von mehr als 40 % ist die Substitution des regelbaren Ortsnetztransformators durch Netzdienstleistungen aufgrund der hohen notwendigen Speicherkapazitäten wirtschaftlich uninteressant. Zudem erfolgt bei diesen Durchdringungsgraden bei Blindleistungsregelung durch die PV-Wechselrichter aufgrund der höheren Scheinleistung oftmals eine Überlastung der Transformatoren, was die ohnehin hohen Speicherkapazitäten zur Spannungsregelung durch ein Kapazitätsmanagement zusätzlich ansteigen lässt. In den Netzen der Kategorie „Land“ führt die Blindleistungsregelung der PV-Wechselrichter aufgrund der vergleichsweise geringen Anzahl an Hausanschlüssen bzw. Erzeugungsanlagen und somit geringen Zusatzbelastung durch Blindleistung unabhängig vom PV-Durchdringungsgrad zu einer deutlichen Verringerung der notwendigen Speicherkapazität, da in Landnetzen vor allem aufgrund von unzulässigen Spannungshüben und weniger aufgrund von Betriebsmittelüberlastungen ein Netzausbau erforderlich ist. Auch ohne Blindleistungsregelung sind in Landnetzen bis zu einem PV-Durchdringungsgrad von 70 % spezifische Einnahmen von mehr als 10 €/kWh je Jahr möglich.

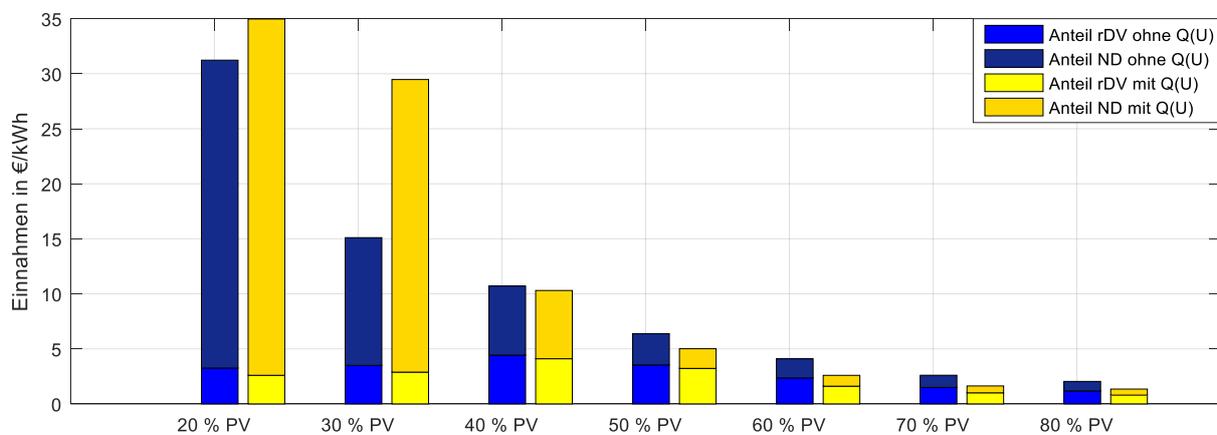


Abbildung 5.35: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Dorf“

### 5.3 Zusätzliche Bereitstellung von Netzdienstleistungen

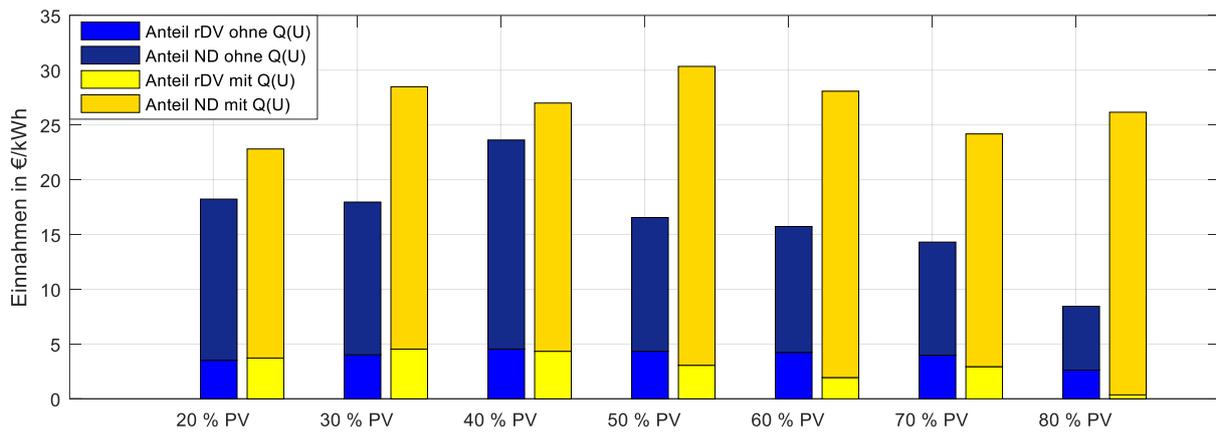


Abbildung 5.36: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Land“

Zur Bestimmung der gesamten spezifischen Einsparungen durch Ortsnetzspeicher zur Unterstützung einer regionalen Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen werden die entsprechenden Werte dieser beiden Anwendungsfälle addiert und in Abbildung 5.35 und Abbildung 5.36 dargestellt.

Die Berechnung des primären ROI erfolgt analog zu Kapitel 5.2.2 unter Annahme spezifischer Speicherkosten in Höhe von 930 €/kWh und unter Berücksichtigung einer abzuführenden Umsatzsteuer von 19 %. Abbildung 5.37 und Abbildung 5.38 zeigen die entsprechenden Werte für jede der beiden Netzkategorien.

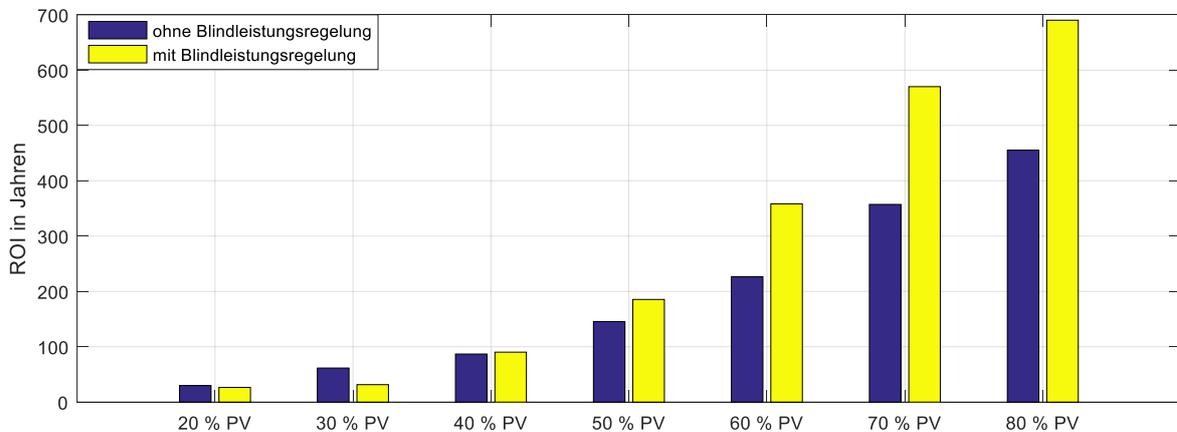


Abbildung 5.37: Durchschnittlicher ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Dorf“

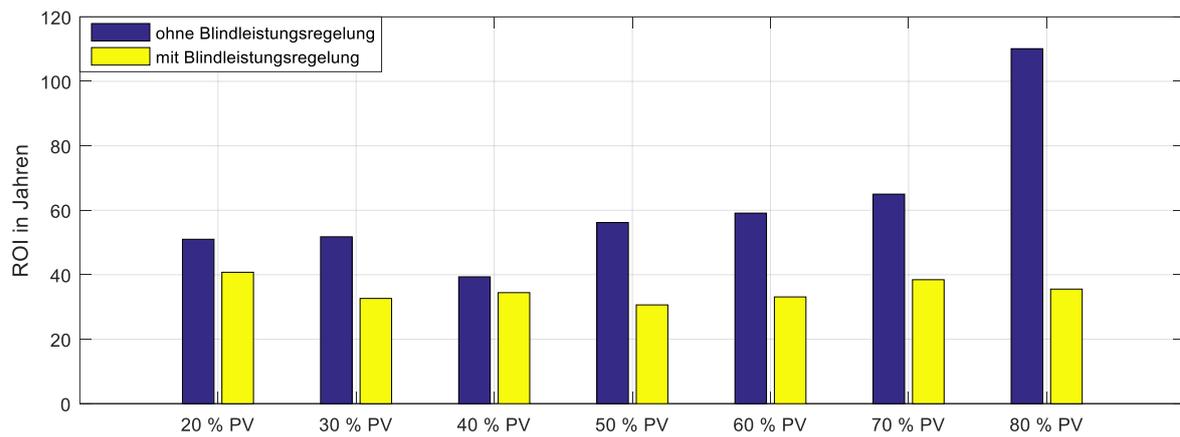


Abbildung 5.38: Durchschnittlicher ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Land“

### 5.3.6 Zusammenfassung

Für beide Netzkategorien liegt der primäre ROI bei mindestens 200 % der erwarteten Lebensdauer von Ortsnetzspeichern in Höhe von ca. 15 Jahren. Vor allem in Netzen der Kategorie Dorf stellt die Nutzung eines Ortsnetzspeichers aufgrund der geringen Einsparungen in Verbindung mit hohen Speicherkosten eine wirtschaftlich unattraktive Anwendung dar. In ländlichen Netzen hingegen können Ortsnetzspeicher mit vergleichsweise geringen Kapazitäten bereits erhebliche Investitionen in konventionelle Netzausbaumaßnahmen substituieren, stellen aufgrund der begrenzten Lebensdauer jedoch noch keine wirtschaftliche Alternative dar. Die spezifischen Zusatzeinnahmen aus der regionalen Direktvermarktung spielen bei diesem Anwendungsmodell eine untergeordnete Rolle und können keinen entscheidenden Beitrag zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit leisten.

Dennoch können stark ländliche Netze grundsätzlich als potentiell Anwendungsgebiet für stationäre Speichersysteme zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen betrachtet werden, in welchen vor allem in Kombination mit blindleistungsfähigen PV-Wechselrichtern mit sehr geringen Speicherkapazitäten und -leistungen nennenswert Netzausbau vermieden werden kann.

Eine Übersicht über die möglichen Einnahmen mit Ortsnetzspeichern zur Unterstützung regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen zeigt Tabelle 5.7.

Tabelle 5.7: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit bei regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen

Interessensgruppe	Jährliche Einnahmen	Primärer ROI	Rendite	Zielpreis
PV-Anlagenbesitzer	26 €/kW <sub>PV</sub>	-	-	-
Energieversorger	10 - 23 €/kW <sub>PV</sub> + 15 - 30 €/kWh <sub>Sp</sub>	30 - 60 a	1,6 – 3,2 %	150 – 300 €/kWh

## 5.4 Zusätzliche Bereitstellung von Sekundärregelleistung

Um die ungenutzte Speicherkapazität in den Nachtstunden möglichst gewinnbringenden zu nutzen, bietet sich die Bereitstellung von Regelleistung durch den Ortsnetzspeicher an. Primärregelleistung bietet sich aufgrund der hohen Vergütung vor allem aus wirtschaftlicher Hinsicht an, allerdings lässt sich deren Erbringung vor allem auf der Niederspannungsebene nicht mit der Erbringung von Netzdienstleistungen kombinieren (siehe Kapitel 4.4.4). Auch eine Kombination mit der speichergestützten regionalen Direktvermarktung wäre schwer umsetzbar, da der Bedarf an zu erbringender Regelleistung und somit auch die vorzuhaltende Speicherkapazität nicht vorhersagbar und somit eine Nutzung gemeinsamer Speicherkapazität nicht möglich ist. Sekundärregelleistung hingegen ist in verschiedene Produktgruppen unterteilt, sodass der Erbringungszeitraum und die Richtung der Leistung in gewissen Grenzen frei gewählt werden kann. Minutenreserve würde sich aufgrund der größeren Produktvielfalt zwar noch besser für einen kombinierten Speicherbetrieb eignen, allerdings ist diese Systemdienstleistung aufgrund der verhältnismäßig geringen Vergütung wirtschaftlich weniger interessant.

### 5.4.1 Sekundärregelleistung

Die Ausschreibung für Sekundärregelleistung erfolgt analog zur Primärregelleistung für einen Erbringungszeitraum von einer Woche. Im Gegensatz zur Primärregelleistung kann hier jedoch vom Anbieter gewählt werden, ob innerhalb dieser Woche ausschließlich negative, positive oder beide Regelleistungsrichtungen erbracht werden sollen. Zudem wird zwischen einem Hochtarif (8:00 bis 20:00 Uhr) und einem Niedertarif (20:00 – 8:00 Uhr) unterschieden, in welchem die gewählte Regelleistungsart erbracht werden soll. Die Vergütung erfolgt sowohl durch einen Leistungspreis für die Vorhaltung der entsprechenden Leistung, als auch durch einen Arbeitspreis für die tatsächlich abgerufene bzw. bereitgestellte Energie. Der Zuschlag im Rahmen der Ausschreibung erfolgt hierbei nach dem Merit-Order-Prinzip, bei welchem ausschließlich der angebotene Leistungspreis berücksichtigt wird.

Der Abruf der notwendigen Sekundärregelleistung erfolgt automatisch durch den Übertragungsnetzbetreiber, welcher den aktuellen Leistungsbedarf zur Rückführung der Frequenz auf 50 Hz mithilfe des *Area Control Errors G* aus der gemessenen Übergabeleistung zwischen den Regelzonen  $P_{mess}$ , der geplanten Übergabeleistung  $P_{prog}$ , einer Konstante  $K_{ri}$  und der gemessenen Frequenzabweichung  $\Delta f$  gemäß (5.3) und (5.4) berechnet.

$$G = P_{mess} - P_{prog} + K_{ri} \cdot \Delta f \quad (5.3)$$

Die Sekundärregelleistung wird durch einen PI-Regler mit P-Glied  $\beta$  und I-Glied  $T_r$  bestimmt.

$$P_{SRL} = -\beta \cdot G - \frac{1}{T_r} \int G \cdot dt \quad (5.4)$$

Aufgrund des Mindestvolumens von 5 MW kann die Erbringung von kleineren Leistungseinheiten lediglich über Direktvermarktungsunternehmen erfolgen, welche mehrere kleine Anlagen zum Erreichen ausreichender Leistungsmengen in einem virtuellen Pool zusammen-

schließen. Die Leistungsanforderung des Übertragungsnetzbetreibers wird dort individuell auf die einzelnen Anlagen aufgeteilt. Für diese Dienstleistung behält sich das Direktvermarktungsunternehmen nach eigenen Recherchen etwa 30 % der Einnahmen ein. Eine Zusammenfassung der Daten zur Sekundärregelleistung zeigt Tabelle 5.8.

Tabelle 5.8: Allgemeine Daten der Sekundärregelleistung in Deutschland

Parameter	Wert
Aktivierungszeit	innerhalb 5 min
Bereitstellung	5 min – 15 min
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich
Vergütung	Leistungs- und Arbeitspreis
Zugriff/Abruf	Automatisch durch ÜNB
Zeitscheiben	Haupt- und Nebenzeit
Mindestangebot	5 MW
Richtung	positiv und/oder negativ

### 5.4.2 Regulatorische Rahmenbedingungen

Die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Erbringung von Sekundärregelleistung sind vornehmlich in Anhang D2 des TransmissionCode 2007 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Form der sogenannten „Präqualifikationsunterlagen“ festgelegt [FNN09]. Hierbei wird zwischen der Präqualifikation einzelner technischer Einheiten und sogenannter Sekundärregelleistungspools unterschieden, welche mehrere kleinere technische Einheiten zur Erbringung des Mindestvolumens von 5 MW virtuell zusammenschließt. Generell müssen alle in einem Pool zusammengeschlossenen technischen Einheiten präqualifiziert sein.

Neben den bereits in Tabelle 5.8 genannten Anforderungen müssen einzelne technische Einheiten zur Erbringung von Sekundärregelleistung eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von mindestens 2 % der Nennleistung pro Minute bereitstellen können. Zudem muss innerhalb der letzten 12 Monate vor Präqualifizierung eine zeitliche Verfügbarkeit von mindestens 95 % für die Dauer eines Ausschreibungszeitraumes nachgewiesen werden.

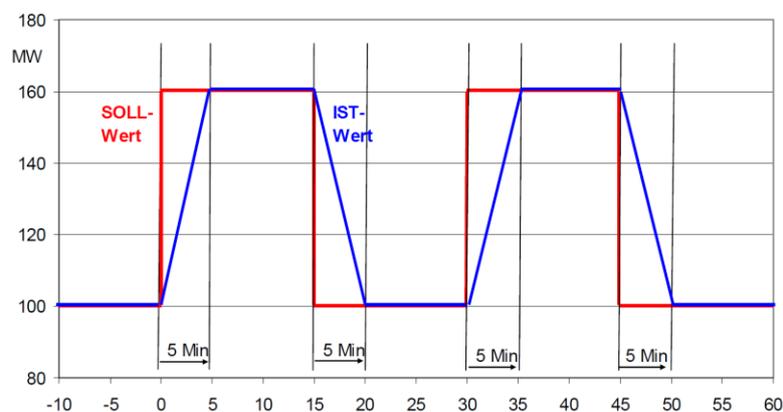


Abbildung 5.39: SRL-Doppelhöckerkurve einer technischen Einheit [FNN09]

Die Höhe der präqualifizierten Sekundärregelleistung für jede technische Einheit wird mittels der sogenannten „SRL-Doppelhöckerkurve“ ermittelt, bei welcher die zu präqualifizierende Regelleistung mit einem zeitlichen Abstand von 15 min für jeweils 15 min erbracht werden muss. Die Sollleistung muss dabei nach spätestens 5 min vollständig erbracht werden (siehe Abbildung 5.39).

Bei der Einbindung eines Ortsnetzspeichers in einen Sekundärregelleistungspool ist die maximal präqualifizierbare Regelleistung somit entsprechend (5.5) durch den nutzbaren Energieinhalt auf eine c-Rate von 2,0 begrenzt.

$$P_{SRL,Pool} = W_{OS} \cdot 2 \frac{1}{h} \quad (5.5)$$

Sofern eine direkte Ansteuerung der technischen Einheit durch den Übertragungsnetzbetreiber und nicht durch einen Poolbetreiber erfolgt, muss die zu präqualifizierende Sekundärregelleistung über einen Zeitraum von mindestens 4 Stunden erbracht werden können und reduziert sich somit gemäß (5.6) auf eine c-Rate von 0,25.

$$P_{SRL,ÜNB} = W_{OS} \cdot \frac{1}{4} \frac{1}{h} \quad (5.6)$$

Da bei dieser direkten Ansteuerung allerdings das in Tabelle 5.8 genannte Mindestvolumen von 5 MW erbracht werden muss, ist eine entsprechende Anwendung auf Ortsnetzspeicher ausgeschlossen.

### 5.4.3 Bestimmung der idealen SRL-Parameter

Durch die zusätzliche Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit Ortsnetzspeichern zur Unterstützung regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen können einerseits zusätzliche Einnahmen generiert werden, andererseits muss aber eine gegenseitige Beeinflussung der einzelnen Anwendungen auf ein Minimum reduziert werden. Aus diesem Grund werden im Folgenden die entsprechenden Parameter bei der Erbringung von Sekundärregelleistung hinsichtlich eines optimierten Mehrfachnutzens des Ortsnetzspeichers ermittelt.

#### Bestimmung des idealen Regelleistungsprodukts

Generell bietet sich für die Kombination mit Netzdienstleistungen und regionaler Direktvermarktung vor allem der Niedertarif zwischen 20 Uhr und 8 Uhr an, da der Speicher in den Nachtstunden verhältnismäßig wenig genutzt wird. Aufgrund der Versorgung der lokalen Verbraucher in den Abendstunden sollte der Speicher im Zeitfenster des Niedertarifs zudem einen niedrigen Ladezustand aufweisen und somit vor allem zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung verfügbar sein (vgl. Abbildung 5.40).

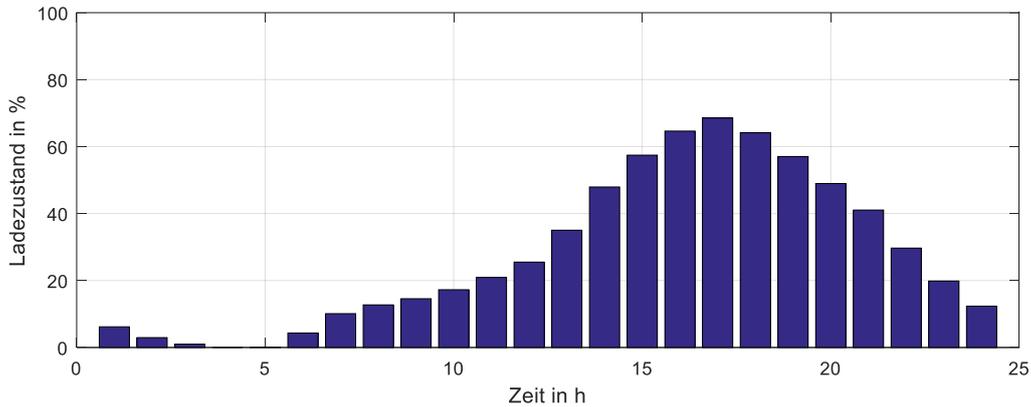


Abbildung 5.40: Beispielhafter Verlauf des durchschnittlichen Ladezustandes eines Ortsnetzspeichers in einem Dorfnetz mit 40 % PV-Durchdringung

Zur Bestimmung der hierfür verfügbaren Speicherkapazität wird der jeweils durchschnittliche maximale Ladezustand des Ortsnetzspeichers zu den Zeitpunkten 8 Uhr und 20 Uhr über ein komplettes Jahr ermittelt, welcher in Abbildung 5.41 und Abbildung 5.42 für beide Netzkategorien dargestellt ist.

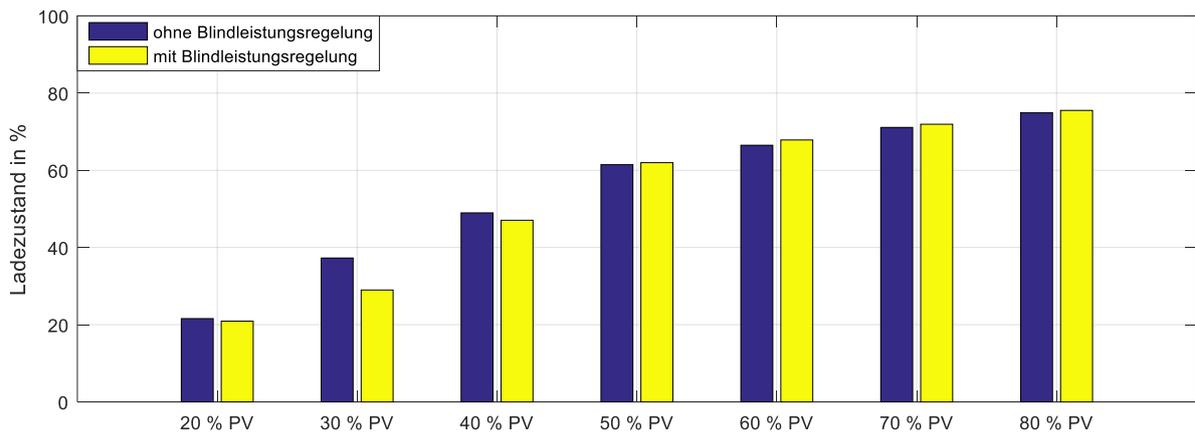


Abbildung 5.41: Durchschnittl. max. Ladezustand zu den Zeitpunkten 8 und 20 Uhr bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Dorfnetzen

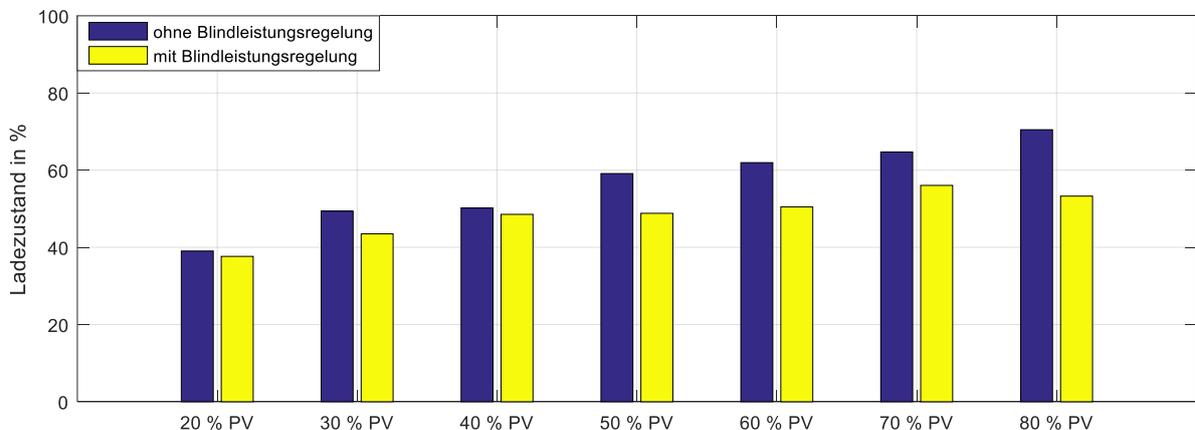


Abbildung 5.42: Durchschnittl. max. Ladezustand zu den Zeitpunkten 8 und 20 Uhr bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Landnetzen

Für die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif stehen demnach je nach PV-Durchdringung in Dorfnetzen 20 – 80 % und in Landnetzen 30 – 60 % des gesamten Energieinhalts des Ortsnetzspeichers zur Verfügung.

### Bestimmung der idealen Angebotsparameter

Zunächst wird die optimale Kombination aus c-Rate, Leistungspreis und Arbeitspreis ermittelt, bei welcher unter Berücksichtigung einer Erbringungszuverlässigkeit von 100 % mit negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif die maximalen Einnahmen erzielt werden können. Als Datengrundlage hierfür dienen der SRL-Bedarf sowie die SRL-Ausschreibungsergebnisse des Jahres 2015, welche durch den Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz bzw. die Ausschreibungsplattform *www.regelleistung.net* bereitgestellt werden. Anhand der Ausschreibungsdaten kann für jede Woche des Jahres der maximale Leistungspreis ermittelt werden, bei dessen Angebot noch Zuschlag erfolgt wäre. Zudem kann mit Hilfe der Ausschreibungsergebnisse bezüglich der Arbeitspreise in Kombination mit dem tatsächlichen deutschlandweiten SRL-Bedarf der arbeitspreisabhängige Leistungsabruf einer einzelnen bezuschlagten technischen Einheit simuliert werden.

Zur Bestimmung der optimalen Parameterkombination erfolgt die Simulation verschiedener Kombinationen aus c-Rate, Leistungspreis und Arbeitspreis, wobei für jede Kombination der entsprechende Gewinn aus Leistungsvorhaltung und -bereitstellung sowie die Zuverlässigkeit der Erbringung ermittelt wird. Die Anzahl der simulierten Kombinationen zeigt Tabelle 5.9.

Tabelle 5.9: Simulierte Kombinationen zur Ermittlung der idealen SRL-Angebotsparameter

Parameter	Wertebereich	Inkrement
c-Rate	0,75 – 2,00	0,05
Leistungspreis	100 – 400 €/MW	50 €/MW
Arbeitspreis	300 – 6000 €/MWh	100 €/MWh

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass generell auch bei der Bereitstellung sehr hoher SRL-Leistungen eine Erbringungszuverlässigkeit von 100 % erreicht werden kann, sofern der Arbeitspreis ausreichend hoch gewählt wird. Somit ergibt sich ein nahezu linearer Zusammenhang zwischen der Angebotenen SRL-Leistung als c-Rate des Speichers und den erzielbaren spezifischen Einnahmen für jedes Jahr (siehe Abbildung 5.43). Da die maximale c-Rate bei der Erbringung von SRL aufgrund der Präqualifikationsanforderungen gemäß (6.5) allerdings auf einen Wert von 2,0 begrenzt ist, wird dieser Wert im Folgenden als ideale Höhe der zu präqualifizierenden Sekundärregelleistung für Ortsnetzspeicher angenommen.

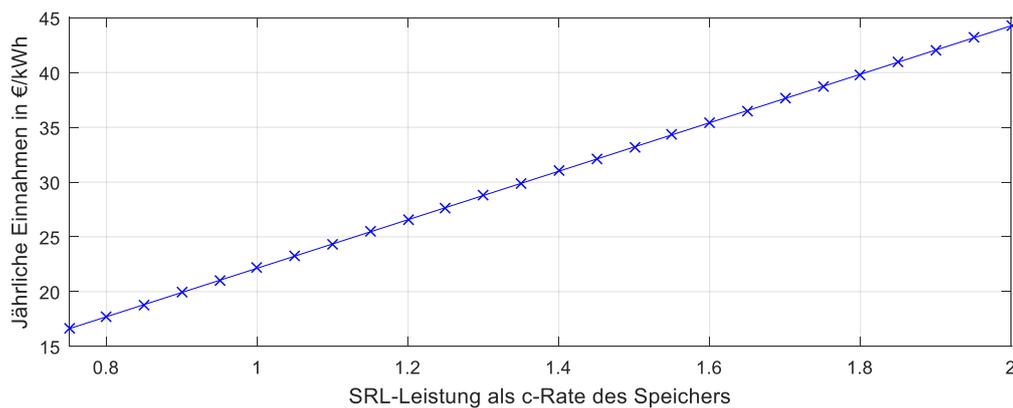


Abbildung 5.43: Spezif. jährl. Einnahmen je kWh Speicherkap. bei der Erbringung neg. SRL als c-Rate des Speichers im NT

Wird bei Angebotsabgabe ein zu geringer Leistungspreis gewählt, erfolgen im Laufe des Jahres sehr viele Zuschläge im Rahmen der Ausschreibung, allerdings wird die vorgehaltene Leistung nur sehr gering vergütet. Bei Wahl eines zu hohen Leistungspreises erfolgt bei Zuschlag eine sehr hohe Vergütung, allerdings erfolgt dieser aufgrund des Merit-Order Verfahrens nur äußerst selten. Der ideale Wert lag im Jahr 2016 bei etwa 200 €/MW (siehe Abbildung 5.44).

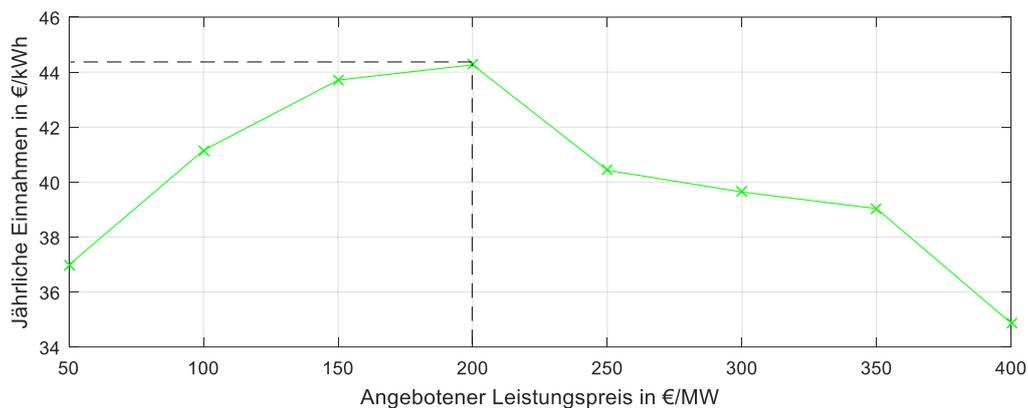


Abbildung 5.44: Spezif. jährl. Einnahmen je kWh Speicherkap. bei der Erbringung neg. SRL mit c-Rate 2,0 im NT in Abhängigkeit des LP

Um unter den genannten Bedingungen eine Erbringungszuverlässigkeit von 100 % sicherzustellen, muss gemäß den Simulationsergebnissen ein Arbeitspreis von mindestens 1600 €/kWh angeboten werden. Bei höheren Arbeitspreisen erfolgt gemäß des Merit-Order Verfahrens eine Reduktion der Abrufhäufigkeit, welche allerdings im Vergleich zur höheren Vergütung nur einen untergeordneten Einfluss auf die erzielbaren Einnahmen besitzt. Der maximal anbietbare Arbeitspreis liegt nach eigenen Recherchen bei einer inoffiziellen Anstandsgrenze von 6000 €/MWh, welcher durch die Ausschreibungsergebnisse der Handelsplattform [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) bestätigt wird. Bei Angebot dieses Grenzpreises sinken die erzielbaren Einnahmen deutlich, da in der Regel alle konkurrierenden Anbieter geringere

Preise anbieten und die eigene Regelleistung somit nur in Extremfällen abgerufen wird (siehe Abbildung 5.45).

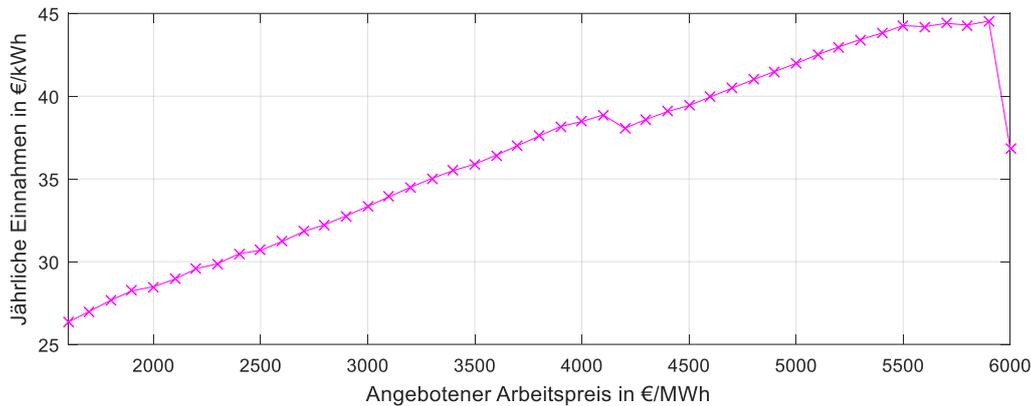


Abbildung 5.45: Spezif. jährl. Einnahmen je kWh Speicherkap. bei der Erbringung neg. SRL mit c-Rate 2,0 im NT bei einem LP von 200 €/MW in Abhängigkeit des AP

Die idealen Angebotsparameter bei der Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif mit Speichern sind somit eine Leistung in Höhe von  $2c$  in Verbindung mit einem Leistungspreis von 200 €/MW und einem Arbeitspreis zwischen 5500 und 5900 €/MWh. Je für die Bereitstellung von SRL nutzbarer kWh Speicherkapazität können damit jährliche Einnahmen von knapp 45 € erzielt werden, wovon in etwa 30 % beim Betreiber des Regelleistungspools verbleiben.

### 5.4.4 Möglicher Steuerungsalgorithmus

Da die Ansteuerung zur Erbringung von Sekundärregelleistung in der Regel durch den Poolbetreiber vorgenommen wird, ist für diese Zusatzanwendung generell kein separater Steuerungsalgorithmus notwendig. Die Erbringung negativer Sekundärregelleistung hat jedoch eine Erhöhung des Ladezustandes und somit eine Verringerung der nutzbaren Speicherkapazität für Netzdienstleistungen und regionale Direktvermarktung zur Folge. Aus diesem Grund muss bei Erbringung negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif eine Neuzuweisung der nutzbaren Speicherkapazität gemäß Abbildung 5.22 durchgeführt werden, sobald um 8 Uhr des aktuellen Tages der Niedertarif ausläuft und die Höhe der nutzbaren Speicherkapazität endgültig bekannt ist. Da zu diesem Zeitpunkt bereits jegliche Spotmarkt- und Intraday-Auktionen durchgeführt wurden, muss die aufgrund der verringerten nutzbaren Speicherkapazität nicht mehr durchführbare Einspeicherung von Photovoltaiküberschuss durch eine entsprechende Abregelung der Erzeugungsanlagen kompensiert werden (siehe Abbildung 5.46).

Zudem muss der Wegfall der Stromsteuerbefreiung bei Versorgung der Letztverbraucher mit aus Bereitstellung negativer Sekundärregelleistung gewonnenem Strom berücksichtigt werden, da es sich dabei nicht um regional erzeugten Strom handelt. Auch wenn es sich hierbei um kostenneutralen Strom handelt, muss eine Entschädigung in Höhe des erzielbaren Börsenpreises an die vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagenbesitzer geleistet werden und es können keine zusätzlichen Einnahmen erzielt werden.

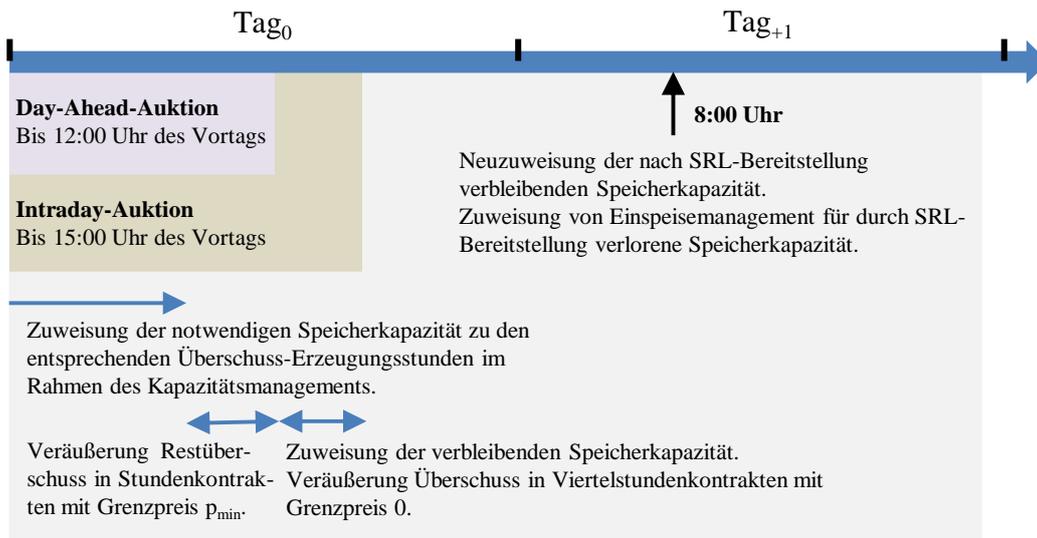


Abbildung 5.46: Ablauf des Handels an der EPEX Spot bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement als Netzdienstleistung und Bereitstellung von SRL

Eine entsprechende Reduktion des Ladezustandes durch kurzfristigen Intraday-Handel am Spotmarkt wäre die wirtschaftlich günstigere Alternative zum Einspeisemanagement, allerdings kann aufgrund des dort praktizierten Pay-as-bid-Verfahrens das Zustandekommen eines Handels und somit die Anpassung des Ladezustandes nicht garantiert werden. Ein entsprechendes Einspeisemanagement muss deshalb in jedem Fall zur Verfügung stehen.

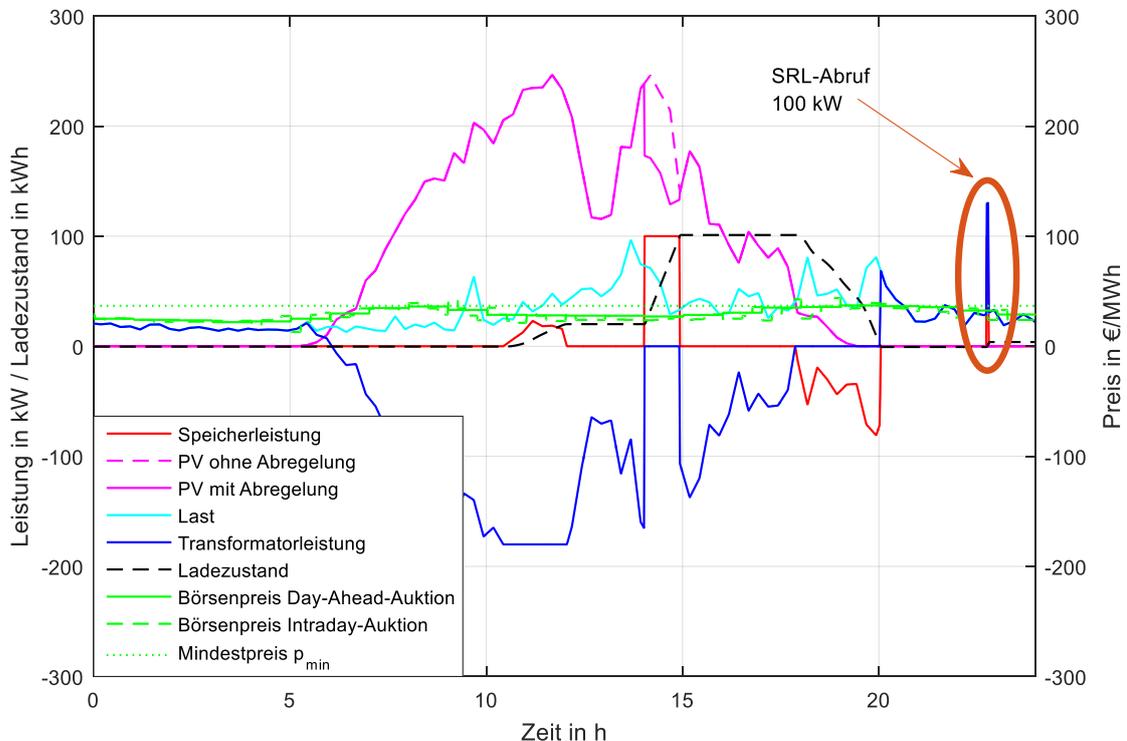


Abbildung 5.47: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei reg. Direktverm. mit Kapazitätsman. des Ortsnetztrafos und Bereitstellung negativer SRL

Bedingt durch den hohen Arbeitspreis erfolgt allerdings im Durchschnitt nur an etwa 250 Minuten des Jahres ein tatsächlicher Leistungsabruf, weshalb nur ein geringer Einfluss auf die regionale Direktvermarktung zu erwarten ist. Die Dauer eines Leistungsabrufes liegt aufgrund dieser Tatsache nur bei wenigen Minuten, was in Abbildung 5.47 an einem beispielhaften Tag dargestellt ist.

### 5.4.5 Wirtschaftlichkeit

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit werden analog zu Kapitel 5.3.5 Jahressimulationen für die verschiedenen PV-Durchdringungsgrade in beiden Netzkategorien durchgeführt. Hierbei wird zudem jeweils der in Kapitel 5.4.3 ermittelte Sekundärregelleistungsabruf durch den Ortsnetzspeicher bereitgestellt und ein Einspeisemanagement der Erzeugungsanlagen (vgl. Abbildung 5.46) bzw. der teilweise Wegfall der Stromsteuerbefreiung für den aus der SRL-Bereitstellung gewonnenen Strom berücksichtigt. Im Vergleich zu Kapitel 5.3 ist somit eine leichte Reduktion der Einnahmen aus der regionalen Direktvermarktung zu erwarten, während die vermiedenen Netzausbaukosten unverändert bleiben. Die entsprechenden Simulationsergebnisse zeigen Abbildung 5.48 und Abbildung 5.49.

Aufgrund der geringen SRL-Bereitstellung durch die hohen Arbeitspreise ist kein nennenswerter Einfluss auf die Einnahmen aus der regionalen Direktvermarktung erkennbar. In Dorfnetzen dominieren die Einnahmen aus der Bereitstellung von SRL ab einem PV-Durchdringungsgrad von etwa 40 %, während die größten Einnahmen in den Landnetzen nach wie vor durch vermiedene Netzausbaukosten erzielt werden können. Die in den Dorfnetzen theoretisch möglichen jährlichen Einnahmen von bis zu 60 € je kWh eingesetzter Speicherkapazität für niedrige PV-Durchdringungsgrade sind aufgrund der damit verbundenen kleinen Speicherkapazitäten bis etwa 20 kWh weniger realistisch. In Dorfnetzen können also mit Ortsnetzspeichern jährliche Einnahmen von 10 bis 30 €/kWh erreicht werden, in Landnetzen etwa 30 bis 50 €/kWh.

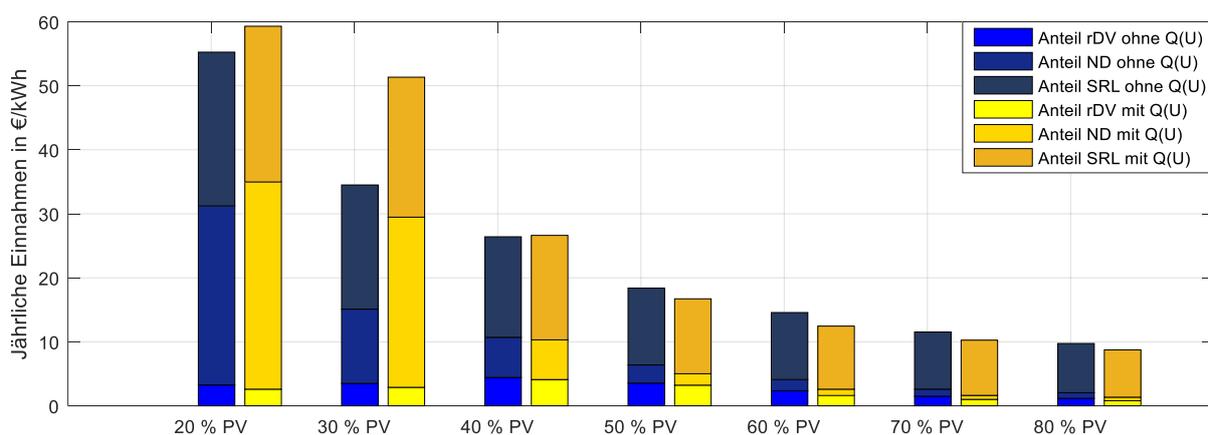


Abbildung 5.48: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. sowie Bereitstellung von Netzdienstl. und SRL in Dorfnetzen

## 5.4 Zusätzliche Bereitstellung von Sekundärregelleistung

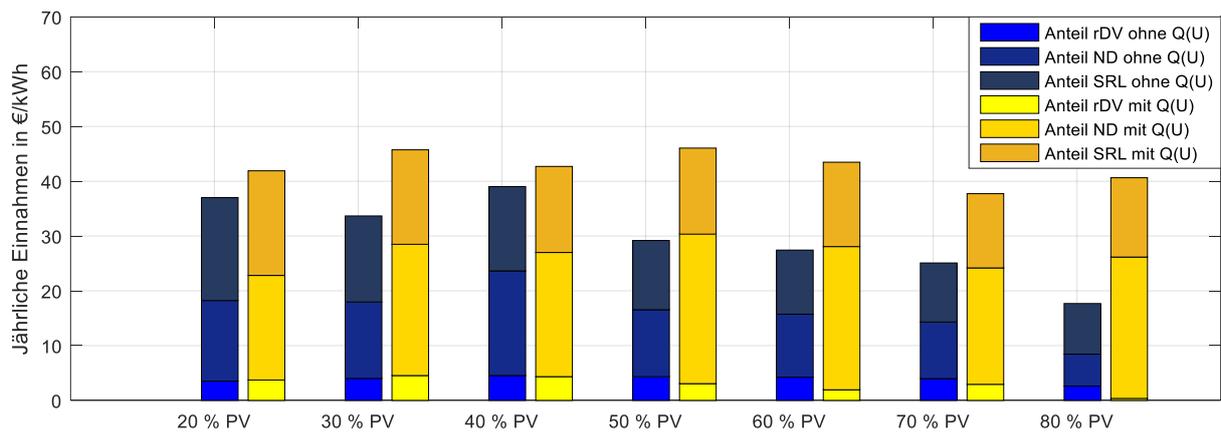


Abbildung 5.49: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. sowie Bereitstellung von Netzdienstl. und SRL in Landnetzen

In Abbildung 5.50 und Abbildung 5.51 wird der aus den simulierten Einnahmen berechnete primäre ROI bei Speicherkosten von 930 €/kWh für die Ortsnetzspeicher dargestellt. Dieser liegt auch bei einer zusätzlichen Bereitstellung von Sekundärregelleistung noch deutlich oberhalb der Lebensdauer von stationären Batteriespeichersystemen in Höhe von etwa 15 Jahren.

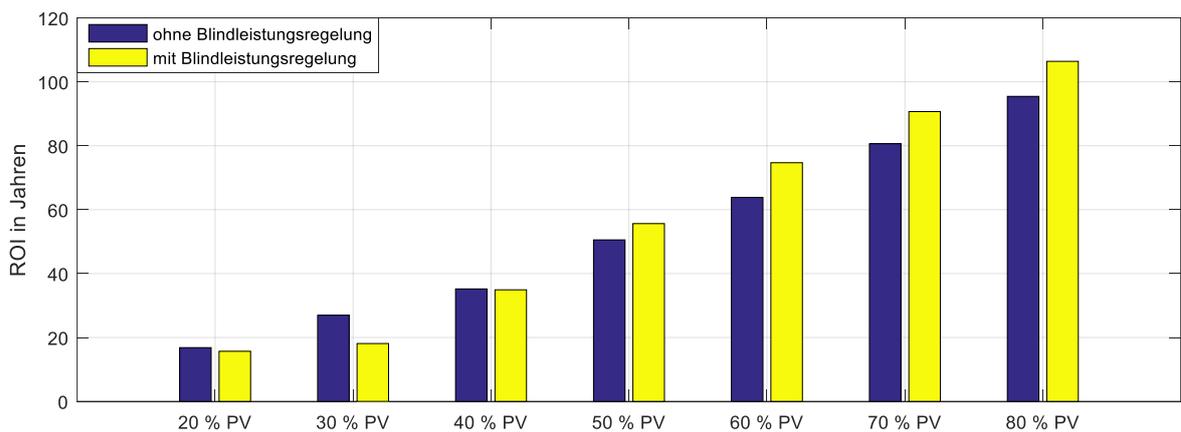


Abbildung 5.50: Durchschnittlicher primärer ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. sowie SRL in Netzen der Kategorie „Dorf“

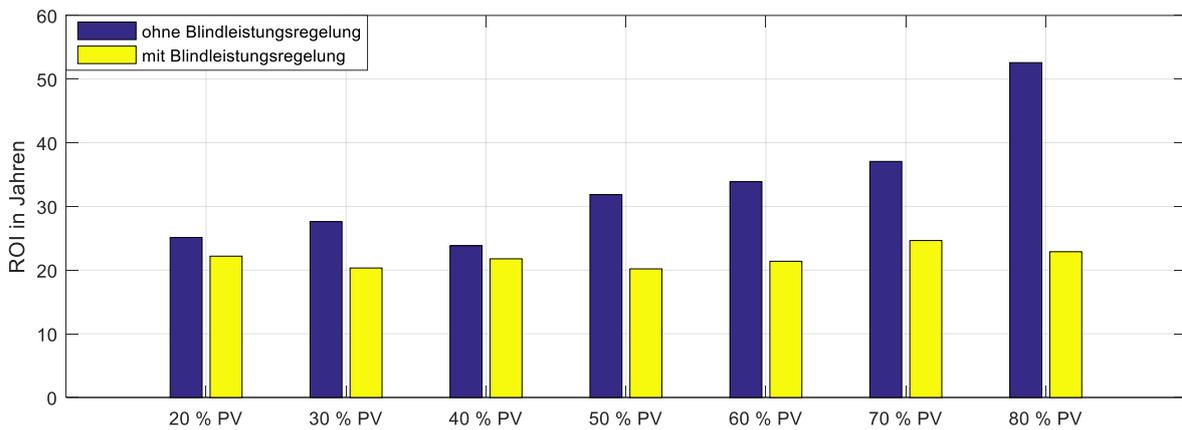


Abbildung 5.51: Durchschnittlicher primärer ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. sowie SRL in Netzen der Kategorie „Land“

### 5.4.6 Netzurückwirkungen

Da durch die Erbringung von negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif keine zusätzliche Belastung der Betriebsmittel auftreten sollte, sind keine Auswirkungen auf den notwendigen Netzausbau zu erwarten.

Bezüglich der Leistungsgradienten werden analog zu den vorangegangenen Kapiteln die Residuallastgänge am Verknüpfungspunkt zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene ausgewertet. Der in Abbildung 5.52 dargestellte Leistungsverlauf einer beispielhaften Woche zeigt neben den durch Preissignale bedingten Einbrüchen der Rückspeiseleistung und dem Kapazitätsmanagement auch einen SRL-Abruf. Da dieser simultan von allen Ortsnetzspeichern im Mittelspannungsnetz bereitgestellt wird, ergibt sich eine sehr hohe Bezugsspitze aus der Hochspannungsebene. Hierbei muss sichergestellt werden, dass die SRL-Bereitstellung auf Mittelspannungsebene keine Überlastungen von Betriebsmitteln zur Folge hat.

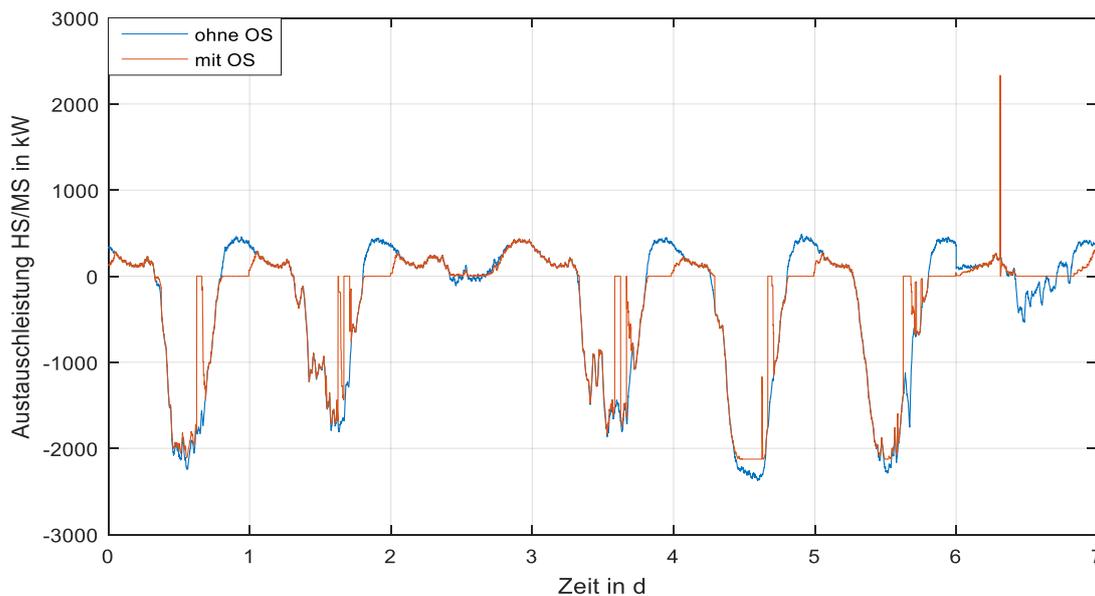


Abbildung 5.52: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Frühling bei reg. Direktverm. mit Kapazitätsman. und SRL

Die Quantile der Leistungsgradienten am Übergabepunkt zwischen Hoch- und Mittelspannung verändern sich durch die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif nicht (siehe Tabelle 5.10 und Tabelle 5.11). Die aus der SRL-Bereitstellung resultierenden sehr hohen Leistungsgradienten von bis zu etwa 2000 kW/s spiegeln sich aufgrund ihrer Seltenheit nicht im 99 %-Quantil wider.

Tabelle 5.10: Quantile der Leistungsgradienten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement und SRL

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne OS	4,9	10,4	11,6
mit OS	4,1	10,3	11,5

Tabelle 5.11: Quantile der Leistungsgradienten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement und SRL

Szenario	Median	95 %-Quantil	99 %-Quantil
ohne OS	5,3	20,3	31,6
mit OS	3,1	20,0	40,5

### 5.4.7 Zusammenfassung

Auch bei einer zusätzlichen Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif liegt der primäre ROI von Ortsnetzspeichern auf Niederspannungsebene mit mindestens 20 Jahren noch deutlich oberhalb der Lebensdauer von stationären Batteriespeichersystemen. Bei weiterhin fallenden Speicherkosten in Verbindung mit höheren Zyklenfestigkeiten könnte jedoch vor allem in ländlichen Netzen mit kleinen Ortsnetzspeichern ein wirtschaftlicher Betrieb möglich sein. Weitere Voraussetzungen hierfür sind die Befreiung von jeglichen Umlagen für die Zwischenspeicherung von Strom sowie die Existenz eines Sekundärregelleistungspools mit den entsprechenden Parametern aus Kapitel 5.4.3.

Unter Voraussetzung stagnierender Preise für Sekundärregelleistung wäre allerdings auch bei sinkenden Speicherpreisen und steigenden Zyklenfestigkeiten der Betrieb eines solchen Multi-Tasking-Speichersystems im Vergleich zur ausschließlichen Bereitstellung von Sekundärregelleistung wirtschaftlich wenig sinnvoll, da allein durch negative Sekundärregelleistung im Niedertarif spezifische Einnahmen von knapp 45 €/kWh je Jahr möglich sind. Sofern also keine deutlichen finanziellen Anreize für eine regionale Direktvermarktung geschaffen werden und somit der Mehrfachnutzen von Speichern gefördert wird, kann das in diesem Kapitel dargestellte Betriebskonzept auch in Zukunft nicht wirtschaftlich umgesetzt werden.

Eine Übersicht über die möglichen Einnahmen mit Ortsnetzspeichern zur Unterstützung regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen und negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif zeigt Tabelle 5.12.

Tabelle 5.12: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit bei regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen

<b>Interessensgruppe</b>	<b>Jährliche Einnahmen</b>	<b>Primärer ROI</b>	<b>Rendite</b>	<b>Zielpreis</b>
PV-Anlagenbesitzer	26 €/kW <sub>PV</sub>	-	-	-
Energieversorger	10 - 23 €/kW <sub>PV</sub> + 30 - 50 €/kWh <sub>Sp</sub>	19 – 30 a	3,2 – 5,4 %	300 – 500 €/kWh

### **5.5 Notwendige Änderungen der rechtlichen Rahmenbedingungen**

Unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen hinsichtlich des Betriebes von stationären Energiespeichersystemen am Netz der öffentlichen Versorgung, der regionalen Direktvermarktung von regenerativem Strom und der Anreizregulierungsverordnung ist mittelfristig auch bei sinkenden Speicherpreisen nicht mit einer Marktfähigkeit von Ortsnetzspeichern auf Niederspannungsebene zu rechnen.

Vor allem aufgrund der derzeitigen Doppelbelastung durch die Konzessionsabgabe, den KWKG-Aufschlag, die Offshore-Haftungsumlage und die §19-Umlage nach [BNA12] (siehe Kapitel 3.2.2) ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Ortsnetzspeichern zur Unterstützung eines regionalen Stromhandels nicht möglich. Stromspeicher mit Anschluss an das öffentliche Netz sollten daher unter Voraussetzung einer Vollständigen Rückspeisung des eingespeicherten Stromes eindeutig von jeglichen Umlagen und Abgaben befreit werden.

Ferner sollten finanzielle Anreize für einen durch Stromspeicher intensivierbaren regionalen Stromverbrauch geschaffen werden, da dieser vor allem die Übertragungsnetze entlastet und die Aufnahmekapazität regenerativer Erzeugungsleistung erheblich steigern kann. Zudem bietet die regionale Direktvermarktung eine sinnvolle Alternative zur Eigenverbrauchssteigerung einzelner Verbraucher durch Heimspeicher, welche das Solidaritätsprinzip bei der Netzentgeltfinanzierung stark belastet.

Um zudem das volle Potential stationärer Stromspeicher zur Entlastung der Verteilnetze nutzen zu können, ist eine entsprechende Anpassung der Anreizregulierungsverordnung zur Ermöglichung einer Umsetzung des OPEX-Modells (siehe Kapitel 5.3.2) notwendig. Andernfalls ist eine Vergütung von Netzdienstleistungen durch den Verteilnetzbetreiber nur schwer umsetzbar und eine entsprechende Nutzung von Ortsnetzspeichern nicht möglich.

Zuletzt wäre für eine möglichst effiziente und flexible Bereitstellung von Regelleistung durch Ortsnetzspeicher eine höhere Fragmentierung der Ausschreibungszeiträume für Primär- und Sekundärregelleistung nach dem Vorbild der Minutenreserve von großem Vorteil, da durch eine größere Auswahl an entsprechenden Zeitscheiben eine optimale Kombination mit weiteren Anwendungen und somit ein möglichst hoher Ausnutzungsgrad des Ortsnetzspeichers möglich wäre.

### 5.6 Zusammenfassung

Ortsnetzspeicher auf Niederspannungsebene eignen sich hervorragend für eine Kombination verschiedener Anwendungsfälle. Vor allem die Etablierung regionaler Stromprodukte, die Vermeidung von konventionellem Netzausbau und die Bereitstellung von Sekundärregelleistung bieten sich als mögliche kombinierbare Anwendungsfälle an.

Durch die Schaffung regionaler Stromprodukte können volkswirtschaftlich günstigere Alternativen zur Eigenverbrauchserhöhung mit Heimspeichern geschaffen werden und so die Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Energieversorgungssystem effizienter gestaltet werden. Bisher existieren allerdings neben einer eventuellen Befreiung von der Stromsteuer keinerlei finanzielle Anreize für eine regionale Direktvermarktung von regenerativer Energie, weshalb dieses Geschäftsmodell für Ortsnetzspeicher aktuell nicht umsetzbar ist.

Durch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zur Vermeidung von Netzausbau können hingegen deutlich höhere Einnahmen erzielt werden, allerdings werden diese aufgrund der begrenzten Lebensdauer der Speichersysteme stark reduziert. Generell ist der Einsatz dieser Anwendung vor allem in stark ländlich geprägten Netzen sinnvoll, in denen bereits mit wenig Speicherkapazität große Längen an Leitungsaustausch zur Spannungshaltung vermieden werden können. In größeren Netzen mit hohem Zubaupotential besteht die Gefahr, dass bei weiterem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen eine Bereitstellung von Netzdienstleistungen mit Ortsnetzspeichern nicht mehr wirtschaftlich darstellbar ist und somit noch vor Ablauf des primären ROI durch konventionellen Netzausbau substituiert werden muss. Doch auch unter wirtschaftlich günstigen Voraussetzungen ist eine Bereitstellung von Netzdienstleistungen aufgrund der geltenden Anreizregulierungsverordnung für Netzbetreiber derzeit kaum möglich. Diese sieht lediglich für CAPEX-Investitionen eine feste Verzinsung über die Netzentgelte vor, während Netzdienstleistungen als OPEX-Kosten abgeschrieben werden müssten (siehe Kapitel 3.3.4).

Sofern eine Kombination mit regionaler Direktvermarktung und der Bereitstellung von Netzdienstleistungen erfolgt, bietet sich für Ortsnetzspeicher als zusätzliche Einnahmequelle die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung im Niedertarif an, da der Ladezustand in dem entsprechenden Zeitfenster zwischen 20 Uhr und 8 Uhr in der Regel ein niedriges Niveau aufweist. Wird diese Regelleistung in einem Sekundärregelleistungspool angeboten, kann Regelleistung bis zu einer Höhe von  $2c$  der im Niedertarif nutzbaren Speicherkapazität bereitgestellt werden, sofern ein Arbeitspreis von mindestens 1600 €/MWh angeboten wird. Bei dieser handelt es sich um das wirtschaftlichste Geschäftsmodell der drei kombinierten Anwendungen, bei welcher unter Berücksichtigung der Abgaben an den Betreiber des Sekundärregelleistungspools Einnahmen von etwa 30 €/kWh je Jahr erzielt werden können.

Aufgrund der fehlenden finanziellen Anreize für regionale Stromprodukte und der begrenzten Lebensdauer von Batteriespeichern in Kombination mit deren hohen Anschaffungskosten kann auch bei einem Mehrfachnutzen und unter Vernachlässigung der auf zwischengespeicherten Strom anfallenden Abgabenlast kein wirtschaftlicher Betrieb abgebildet werden. Die möglichen spezifischen Einnahmen liegen bei etwa 30 bis 50 €/kWh je Jahr und somit leicht

über den möglichen Einsparungen durch Heimspeichersysteme (10 – 40 €/kWh), allerdings liegt der primäre ROI bei derzeitigen Kosten von etwa 930 €/kWh für mittelgroße Batteriespeichersysteme mit 20-30 Jahren noch oberhalb der Lebensdauer in Höhe von etwa 15 Jahren. Wirtschaftliche Werte ergeben sich deshalb auch bei Ortsnetzspeichern erst ab Speicherkosten von 500 €/kWh.

Da eine entsprechende Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Ortsnetzspeichern derzeit nicht absehbar ist, ist die Schaffung eines Marktes für diese Systeme in Deutschland auch mittelfristig unter Annahme eines anhaltenden Preisverfalls für stationäre Energiespeichersysteme unwahrscheinlich.

### 6 Primärregelungsspeicher

Im September 2014 wurde im Netzgebiet des mecklenburgischen Energieversorgungsunternehmens WEMAG ein von Yunicos entwickeltes Batteriekraftwerk mit 5 MWh Batteriekapazität zur Bereitstellung von 5 MW Primärregelung als eines der ersten seiner Art in Deutschland in Betrieb genommen. Nach einer erfolgreichen Testphase soll das Kraftwerk zwischen Oktober 2016 und Juni 2017 um weitere 9,5 MWh Kapazität zur Erhöhung der bereitstellbaren Primärregelung auf 10 MW erweitert werden [WEM16]. Zudem ging Anfang 2016 ein von ads-tec entwickeltes Batteriespeichersystem mit 4 MWh Kapazität zur Bereitstellung von 3 MW Primärregelung für den Kraftwerksbetreiber Statkraft ans Netz, und auch der Kraftwerksbetreiber Steag hat im Oktober 2016 mit der Vermarktung von 45 MW Primärregelung aus drei Batteriespeichersystemen begonnen, auf welche noch weitere 45 MW folgen sollen.

In diesem Kapitel werden die Anforderungen an den Betrieb solcher Primärregelungsspeicher untersucht und ein entsprechender Steuerungsalgorithmus zur Minimierung der erforderlichen Speicherkapazität vorgestellt.

#### 6.1 Hintergrund

Nachdem Ende 2014 der erste Primärregelungsspeicher in Deutschland in Betrieb genommen wurde, erfolgte Anfang 2015 durch die Übertragungsnetzbetreiber die Darlegung eines Anforderungskatalogs an den Betrieb von Batteriespeichern zur Bereitstellung von Primärregelung, welcher in Fachkreisen stark diskutiert wurde [eum16]. Dieser schränkt die Wirtschaftlichkeit dieses Geschäftsmodells für Speicher deutlich ein, trotz der großen Vorteile bei der Erbringung von Primärregelung durch Batterien anstelle von konventionellen Kraftwerken. In diesem Kapitel werden die entsprechenden Hintergründe der Entwicklungen der letzten Jahre bezüglich dieser Thematik näher erläutert.

##### 6.1.1 Primärregelung

Im Vergleich zur Sekundär- oder Minutenreserveleistung bietet die Primärregelung (PRL) die höchsten möglichen Vergütungssätze für eine Leistungsbereitstellung und somit das wirtschaftlich effizienteste Regelleistungsprodukt. Die PRL wird nach der Trägheit der rotierenden Massen von Generatoren in Kraftwerksblöcken als erstes Systemdienstleistungsprodukt zur Stabilisierung der Netzfrequenz eingesetzt und muss deshalb innerhalb von nur 30 Sekunden vollständig aktiviert werden können. Die Bereitstellungsgeschwindigkeit der PRL wird somit vor allem unter Berücksichtigung eines fortschreitenden Rückbaus rotierender Massen im Rahmen der Energiewende zunehmend wichtiger und hat einen direkten Einfluss auf die Netzstabilität.

Der Abruf der PRL erfolgt direkt proportional zur Abweichung der Netzfrequenz vom Sollwert und muss über den gesamten Ausschreibungszeitraum von einer Woche kontinuierlich sowohl in positiver als auch in negativer Richtung erbracht werden. Das vermarktbare Mindestvolumen liegt bei 1 MW (siehe Kapitel 4.4.1).

### 6.1.2 Vorteile bei Erbringung durch Batteriespeicher

Bis Ende des Jahres 2013 wurde der Primärregelungsbedarf in Höhe von etwa 578 MW in Deutschland nahezu ausschließlich durch thermische Kraftwerke gedeckt, bei denen es sich insbesondere um Gas- bzw. Gas- und Dampf Kraftwerke handelt (siehe Abbildung 6.1).

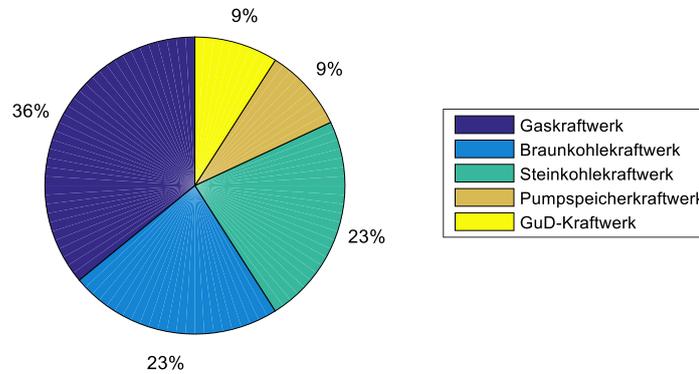


Abbildung 6.1: Kraftwerkseinsatz zur Primärregelung in Deutschland bis 2013 [Web14]

Thermische Kraftwerke besitzen im Vergleich zu Batteriespeichersystemen allerdings sehr langsame Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, welche ausschlaggebend für die Bereitstellungsgeschwindigkeit der PRL sind (siehe Tabelle 6.1). Auch die wesentlich schnelleren Pumpspeicherkraftwerke können diesbezüglich nicht mit Batteriespeichersystemen konkurrieren, deren volle Nennleistung in weniger als einer Sekunde abgerufen werden kann.

Tabelle 6.1: Leistungsänderungsgeschwindigkeiten verschiedener Kraftwerkstypen [Swi06] [Har12]

Kraftwerkstyp	Leistungsänderungsgeschwindigkeit [% von $P_N$ pro min]
Gasturbine	8
Braunkohle	1 bis 2
Steinkohle	2 bis 4
Pumpspeicher	100
Batteriespeicher	bis 100 %/s

Ein zunehmender Anteil an Batteriekraftwerken im Kraftwerksportfolio zur Erbringung von PRL führt somit automatisch zu einer effizienteren Frequenzstabilisierung und kann bei entsprechender Ansteuerung auch den Wegfall rotierender Massen kompensieren.

Ein weiterer Vorteil bei Erbringung von PRL mit Batteriekraftwerken ist die Substitution sogenannter „Must-Run“ Kapazitäten thermischer Kraftwerke, welche bei deren Bereitstellung von PRL zur Erfüllung der mindestens erforderlichen Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 100 % der präqualifizierten PRL innerhalb von 30 Sekunden vorgehalten werden muss. Die prozentuale „Must-Run“ Kapazität  $c_{mr}$  kann mit Hilfe der Leistungsänderungsgeschwindigkeiten  $v_{\Delta P}$  aus Tabelle 6.1 und der notwendigen Erbringungsgeschwindigkeit  $v_{min}$  gemäß den entsprechenden Präqualifikationsrichtlinien für Regelleistung nach (6.1) berechnet wer-

den. Da thermische Kraftwerke in der Regel neben PRL auch SRL bereitstellen, wird für die Berechnung der „Must-Run“ Kapazität der Wert für  $v_{\min}$  aus den SRL-Präqualifikationsunterlagen in Höhe von 5 min verwendet.

$$c_{mr} = 100 \% - v_{\Delta P} \left[ \frac{\%}{\text{min}} \right] \cdot v_{\min} [\text{min}] \quad (6.1)$$

Die entsprechenden prozentualen „Must-Run“ Kapazitäten der thermischen Kraftwerkstypen zeigt Tabelle 6.2. Ohne eine ausreichende Kapazität von Speicherkraftwerken zur Bereitstellung von Regelleistung ist also ein Rückbau von konventionellen Kraftwerken zugunsten eines weiteren Zubaus erneuerbarer Energien nicht möglich. Batteriespeicher zur Bereitstellung von Regelleistung tragen somit neben einer effizienteren Netzstabilität auch zu einer Verbesserung der Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem bei.

Tabelle 6.2: „Must-Run“ Kapazitäten therm. Kraftwerke zur Bereitstellung von PRL u. SRL

Kraftwerkstyp	„Must-Run“ Kapazität [%]
Gasturbine	60
Braunkohle	90
Steinkohle	80

### 6.1.3 Besondere Bestimmungen für die Präqualifikation von Batteriespeichern

Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken oder großen Pumpspeichieranlagen bieten Batteriespeichersysteme nur einen begrenzten Energieinhalt und können somit auch nur zeitlich begrenzt positive oder negative Regelleistung bereitstellen. Da bei der Bereitstellung von PRL sowohl positive als auch negative Leistung vorgehalten und bereitgestellt werden muss und die Frequenz in der Regel kontinuierlich zwischen positiver und negativer Sollwertabweichung schwankt wird die Batterie zwar sowohl aufgeladen als auch entladen, allerdings sind diese Schwankungen nicht symmetrisch. Generell ist im UCTE-Netzverbund eine Tendenz zu negativen Sollwertabweichungen der Frequenz zu beobachten, was über einen bestimmten Zeitraum zu einer Entleerung des Speichersystems führen würde (siehe Abbildung 6.2).

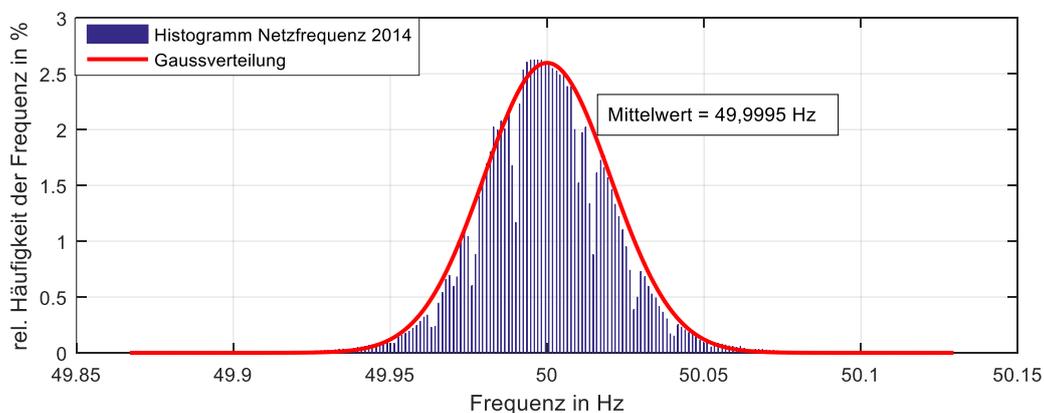


Abbildung 6.2: Histogramm der Netzfrequenz des Jahres 2014

Diesem Vorgang kann zwar durch entsprechende Nachladestrategien des Speichers entgegen gewirkt werden, allerdings können unvorhergesehene Ereignisse wie kurzfristig hohe Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windparks, Kraftwerksausfälle oder Lastabwürfe zu einem vergleichsweise langen Abruf einer Leistungsrichtung führen, welcher nicht kurzfristig durch entsprechende Nachlademechanismen kompensiert werden kann.

Um in diesen Fällen einen Ausfall der PRL-Bereitstellung durch Batteriekraftwerke aufgrund derer begrenzten Energiekapazität und somit eine Gefährdung der Netzstabilität zu vermeiden, wurden im Jahre 2015 von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bestimmte „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung“ definiert [ÜNB15]. In diesen ist das mindestens notwendige Verhältnis von Speicherkapazität zu präqualifizierbarer PRL in Abhängigkeit des zur PRL-Erbringung erlaubten Arbeitsbereichs des Batterieladezustandes definiert. Dieses schreibt für Batteriekraftwerke zur alleinigen Erbringung von PRL oder zur Angebotserhöhung innerhalb eines Regelleistungspools eine zu jedem Zeitpunkt verfügbare Kapazitätsreserve vor, welche zur Erbringung der vollen präqualifizierten PRL für mindestens 30 Minuten ausreichen muss, welches deshalb auch als „30-Minuten-Kriterium“ bezeichnet wird. Im Gegensatz dazu wurde im November 2015 der „Network Code on Load Frequency Control & Reserves (NC LFCR)“ von der EU-Kommission veröffentlicht, welcher lediglich ein entsprechendes einheitliches 15-min-Kriterium für alle Technologien zur Erbringung von PRL vorsieht. Ende 2016 gab es hierzu allerdings noch keine eindeutige Stellungnahme der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber, welche weiterhin am „30-Minuten-Kriterium“ für Batteriespeicher festhalten. Abbildung 6.3 zeigt den für beide Kriterien resultierenden Arbeitsbereich des Ladezustandes in Abhängigkeit des Verhältnisses aus Speicherkapazität zu PRL.

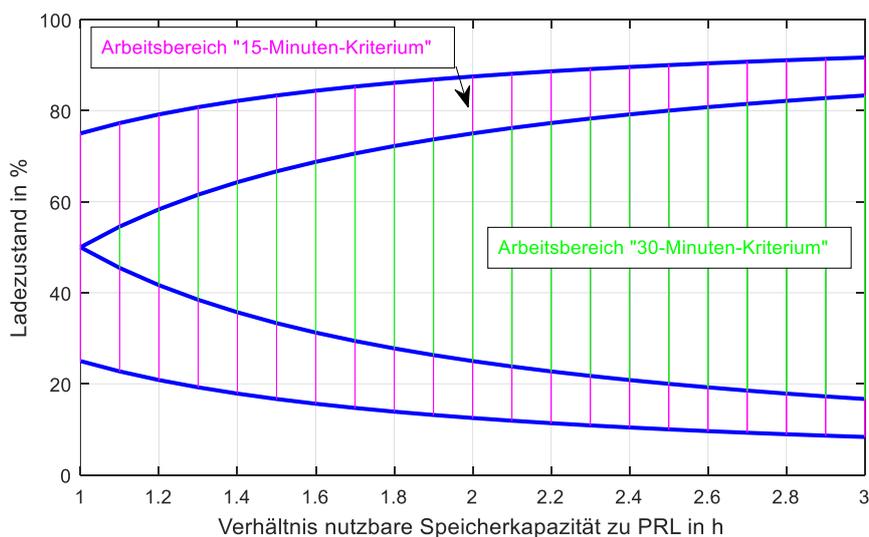


Abbildung 6.3: Zulässiger Arbeitsbereich des Batterieladezustands bei PRL-Erbringung

Eine Abweichung vom zulässigen Arbeitsbereich ist nur dann zulässig, sofern keine normalen Frequenzverläufe vorliegen. Dieser Normalbetrieb gilt für kontinuierliche Frequenzabweichungen von  $< 50$  mHz oder wenn keines der folgenden Kriterien zutrifft [ÜNB15]:

- a) Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb  $\pm 200$  mHz
- b) Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb  $\pm 100$  mHz für länger als 5 min
- c) Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb  $\pm 50$  mHz für länger als 15 min

Bei einer Abweichung des normalen Frequenzverlaufes muss spätestens zwei Stunden nach dessen Rückkehr der zulässige Arbeitsbereich des Ladezustandes wiederhergestellt sein [ÜNB15].

Die Einhaltung des „30-Minuten-Kriteriums“ würde aufgrund der damit verbunden starken Überdimensionierung der Speicherkapazität die Wirtschaftlichkeit von Batteriekraftwerken zur Erbringung von PRL stark einschränken. Im Folgenden werden deshalb jegliche Untersuchungen unter Berücksichtigung beider Kriterien durchgeführt.

### **6.1.4 Vermarktung**

Bei der Ausschreibung von Primärregelleistung können lediglich Leistungspreise für die Vorhaltung der präqualifizierten Leistung geboten werden, eine Vergütung des tatsächlichen Leistungsabrufes in Form eines Arbeitspreises erfolgt nicht. Im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens wird der Primärregelleistungsbedarf in Höhe von etwa 578 MW für Deutschland angefangen mit den günstigsten Angeboten aufgefüllt. Hierbei kommt das Pay-as-bid-Verfahren zum Einsatz, wonach es keinen einheitlichen Clearing-Preis für alle Anbieter gibt sondern für jeden Anbieter mit Zuschlag dessen individuell angebotener Leistungspreis bezahlt wird. Der Angebotspreis muss also ausreichend hoch gewählt werden, um die gewünschte Rendite über die gesamte Lebensdauer des Batteriekraftwerks zu erreichen.

## 6.2 Steuerungsalgorithmus

Neben der grundlegenden Frequenz-Wirkleistungs-Regelung bei der Erbringung von PRL muss bei Batteriekraftwerken zudem eine Beeinflussung des Ladezustands bzw. eine Nachladestrategie zur Vermeidung einer Verletzung des 30- bzw. 15-Minuten-Kriteriums erfolgen. In diesem Kapitel wird ein entsprechender Steuerungsalgorithmus vorgestellt und anhand realer Frequenzdaten evaluiert.

### 6.2.1 Frequenz-Wirkleistungs-Regelung

Die grundlegende Steuerung der Batterieleistung wird bei der Erbringung von PRL durch die Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie vorgegeben. Gemäß dieser Kennlinie muss die präqualifizierte PRL für Frequenzabweichungen ab  $\pm 200$  mHz vollständig bereitgestellt werden, für niedrigere Wert wird diese proportional bis 0 reduziert. In einem Toleranzband bis  $\pm 10$  mHz, auch Totband genannt, muss keine PRL erbracht werden (siehe Abbildung 6.4). Das Energiemanagement-System des Batteriekraftwerks kann somit auf Basis von Frequenzmessungen direkt die entsprechende Sollleistung ermitteln und an das Netz abgeben.

Theoretisch ist der notwendige Steuerungsalgorithmus mit dieser Kennlinie zur Bereitstellung von PRL bereits ausreichend ausgestattet. Um den Ladezustand des Speichers jedoch innerhalb des zulässigen Arbeitsbereiches gemäß den Anforderungen aus [ÜNB15] zu halten, sind zusätzliche Mechanismen zu dessen Beeinflussung notwendig.

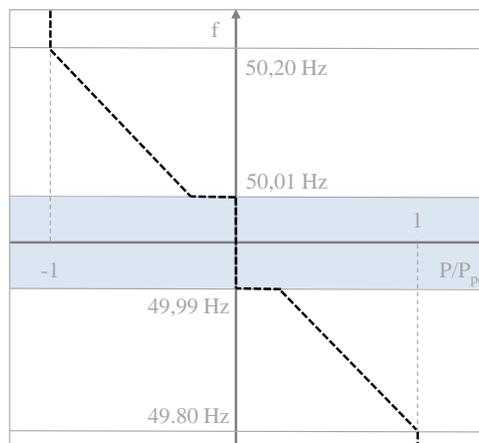


Abbildung 6.4: Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie für die Erbringung von PRL

### 6.2.2 Beeinflussung des Ladezustandes

Sofern die Steuerung des Batteriekraftwerks ausschließlich durch die  $P(f)$ -Kennlinie gemäß Abbildung 6.4 erfolgt, kommt es aufgrund unsymmetrischer Frequenzabweichungen nach kurzer Zeit zu einer vollständigen Entladung der Batterie. Abbildung 6.6 zeigt den beispielhaften Verlauf des Ladezustandes für den in Abbildung 6.5 gezeigten Frequenzverlauf über eine Woche.

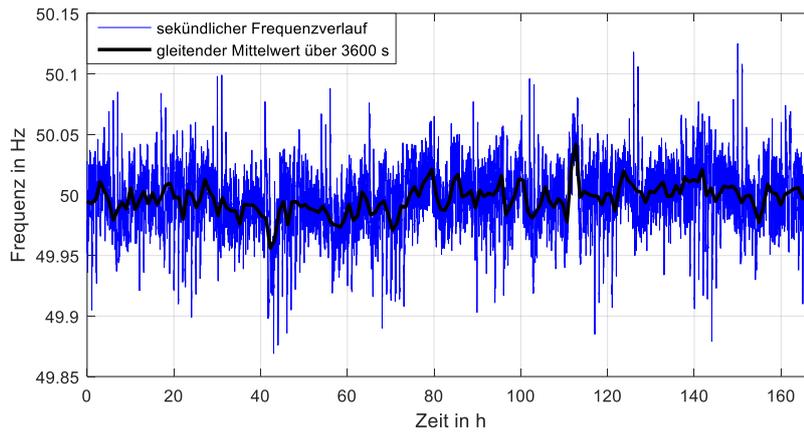


Abbildung 6.5: Beispielhafter Frequenzverlauf über eine Woche des Jahres 2012

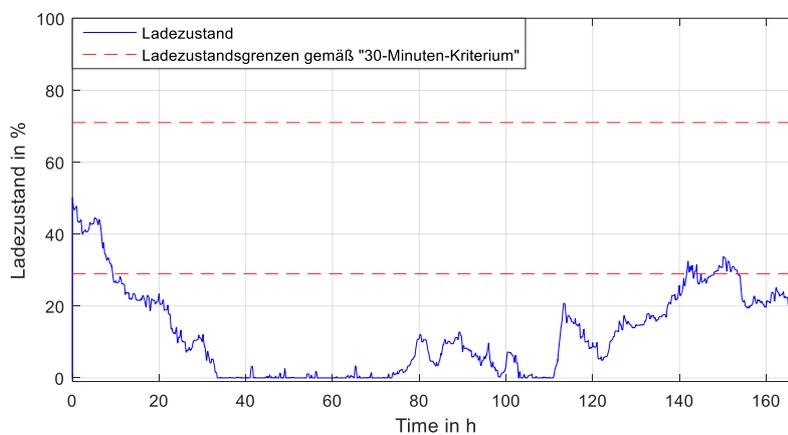


Abbildung 6.6: Ladezustandsverlauf einer PRL-Batterie bei Betrieb gemäß f-P-Kennlinie

Aus diesem Grund gewähren die Deutschen Übertragungsnetzbetreiber gewisse Freiheitsgrade beim Abfahren der  $P(f)$ -Kennlinie sowie die Möglichkeit zur Durchführung von Fahrplangeschäften zur Anpassung des Ladezustands.

### Freiheitsgrade

Die Freiheitsgrade sind in dem Leitfadens „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung“ der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber definiert [ÜNB14]. Hierbei handelt es sich um drei Möglichkeiten, das Abfahren der  $P(f)$ -Kennlinie zugunsten einer Beeinflussung des Ladezustandes zu modifizieren.

Bei der ersten dieser Möglichkeiten handelt es sich um die „optionale Übererfüllung“, welche eine Leistungserbringung von bis zu 120 % der gemäß  $P(f)$ -Kennlinie zu erbringenden PRL erlaubt (siehe Abbildung 6.7). Dies ermöglicht bei Bedarf eine Beschleunigung der Ladezustandsänderung in die gewünschte Richtung.

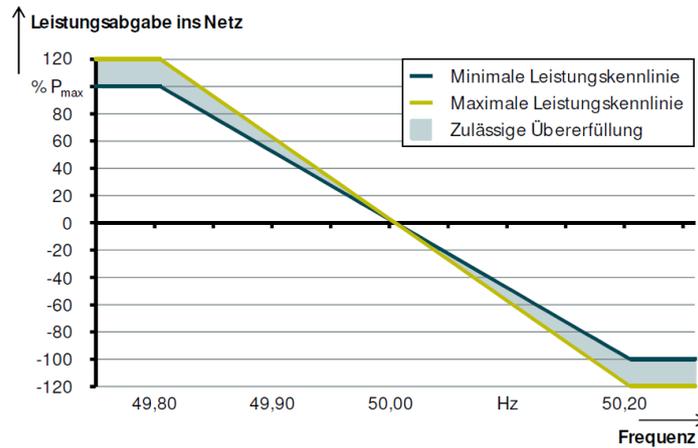


Abbildung 6.7: P(f)-Kennlinie bei optionaler Übererfüllung [ÜNB14]

Eine weitere Möglichkeit zur Beeinflussung des Ladezustandes ist die „Leistungserbringung im Totband“. Diese erlaubt auch im Totband der Netzfrequenz zwischen 49,99 und 50,01 Hz die Erbringung von PRL (siehe Abbildung 6.8). Hiermit kann bei Bedarf der Ladezustand auch während sehr geringer Frequenzabweichung angepasst werden.

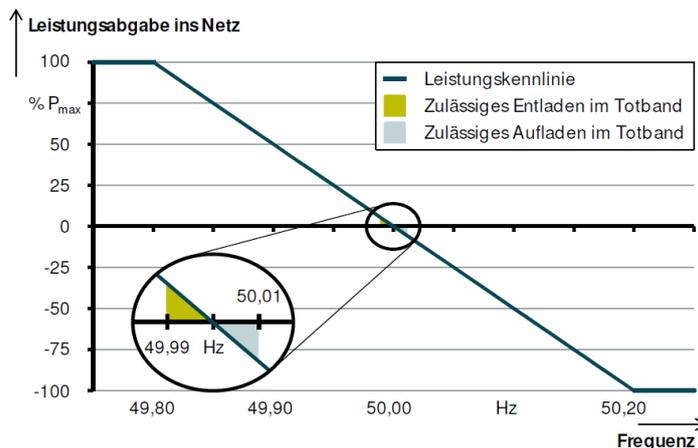


Abbildung 6.8: Zulässige PRL-Bereitstellung innerhalb des Totbandes [ÜNB14]

Die letzte Möglichkeit zur Beeinflussung des Ladezustandes ist der variable Erbringungsgradient. Da die präqualifizierte PRL generell erst nach 30 Sekunden vollständig erbracht werden muss und Batterien dies in der Regel in weniger als einer Sekunde bewältigen können, kann dieser Erbringungsgradient für Batterien entsprechend verringert werden (siehe Abbildung 6.9). Bei Bedarf kann somit die P(f)-Kennlinie mit einer gewissen Verzögerung abgefahren werden, um die Änderung des Ladezustand zu entschleunigen.

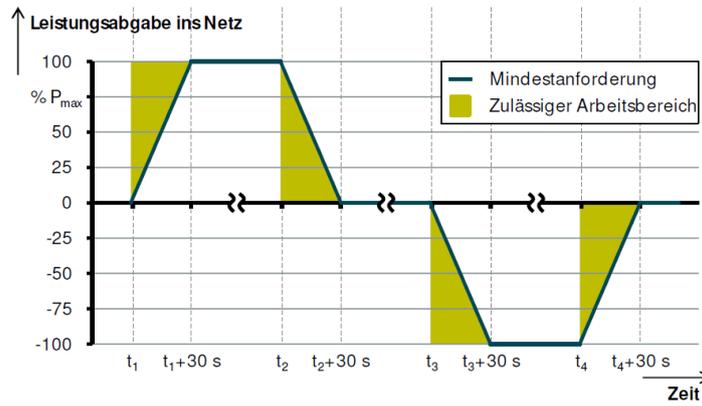


Abbildung 6.9: Zulässiger Erbringungsgradient bei PRL-Bereitstellung [ÜNB14]

Eine Aktivierung der entsprechenden Freiheitsgrade ist nur dann sinnvoll, wenn die aktuell bestehende Leistungsanforderung aufgrund des Ladezustandes gewünscht bzw. unerwünscht ist. Tabelle 6.3 zeigt eine Übersicht aller hierfür relevanten Parameterzustände, welche in Tabelle 6.4 den entsprechenden Aktivierungszuständen der drei Freiheitsgrade zugeordnet sind. Bei den betrachteten Parametern handelt es sich einerseits um den Soll-Ladezustand  $SoC_{soll}$ , welcher bei etwa 50 % liegt und durch die Freiheitsgrade kontinuierlich angestrebt wird. Zudem ist die aktuelle Leistungserbringungsrichtung sowie deren Verlauf von Relevanz.

Tabelle 6.3: Relevante Parameterzustände zur Aktivierung der einzelnen Freiheitsgrade

Ladezustand	Leistungserbringungsrichtung	Anforderungsverlauf	Aktivierungszustand
$>SoC_{soll}$	positiv	zunehmend	2
		abnehmend	1
	negativ	zunehmend	3
		abnehmend	4
$<SoC_{soll}$	positiv	zunehmend	3
		abnehmend	4
	negativ	zunehmend	2
		abnehmend	1

Tabelle 6.4: Aktivierungszustände der Freiheitsgrade bei Erbringung von PRL

Aktivierungszustand	Übererfüllung	Totband	Erbringungsgradient
1	aktiv	aktiv	aktiv
2	aktiv	aktiv	inaktiv
3	inaktiv	inaktiv	aktiv
4	inaktiv	inaktiv	inaktiv

Bei Aktivierung eines Freiheitsgrades wird dieser in jedem Fall zu 100 % ausgenutzt, was bei optionaler Übererfüllung und Totband zu einer Bereitstellung von 120 % der Mindestanforderung sowie bei Variation des Erbringungsgradienten zu einer Leistungsänderungsgeschwindigkeit von  $\frac{P_{pq}}{30s}$  führt. Somit wird die maximal mögliche Beeinflussung des Ladezustandes zur Vermeidung einer Verletzung des zulässigen Arbeitsbereiches gemäß dem 30- bzw. 15-Minuten-Kriterium sichergestellt.

Abbildung 6.10 zeigt den Verlauf des Ladezustandes unter Berücksichtigung der einzelnen Freiheitsgrade sowie deren Kombination. Es wird deutlich, dass allein durch die Freiheitsgrade der Ladezustand nicht ausreichend beeinflusst werden kann. Der Erbringungsgradient hat dabei den geringsten Einfluss, während mit der Leistungserbringung im Totband der Ladezustand am effektivsten gesteuert werden kann.

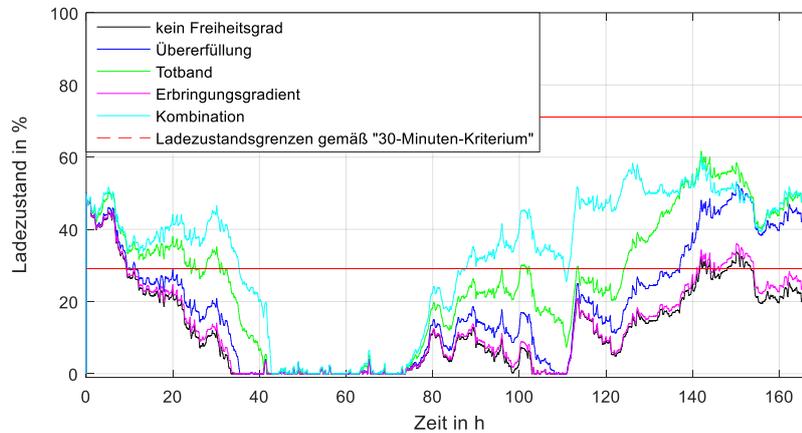


Abbildung 6.10: Ladezustandsverlauf einer PRL-Batterie unter Berücksichtigung der drei Freiheitsgrade

Um dennoch mit Batteriekraftwerken gewinnbringend PRL zu vermarkten, ist eine wirksamere Einflussnahme auf den Ladezustand notwendig. Aus diesem Grund gewähren die Übertragungsnetzbetreiber Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte an der Strombörse bzw. andere Erzeugungsanlagen im selben Bilanzkreis. Im Folgenden wird eine mögliche Nachladestrategie mit Fahrplangeschäften durch Intraday-Handel am Spotmarkt der Strombörse EPEX untersucht.

### Nachladestrategie am Intradaymarkt

Die Übertragungsnetzbetreiber gewähren in [ÜNB14] neben den bereits genannten Freiheitsgraden auch Lade- und Entladevorgänge der Batterie zur zeitlich begrenzten Verschiebung der gemäß der  $P(f)$ -Kennlinie geforderten Erbringungsleistung um einen konstanten Leistungswert. Diese Verschiebungsleistung muss über deren Dauer aus einer anderen Quelle substituiert werden, wofür bei den dabei notwendigen kurzfristigen Vorlaufzeiten ausschließlich der kontinuierliche Intraday-Handel in Frage kommt (siehe Abbildung 6.11). Bei diesem können bis zu 30 min vor Erbringungszeitpunkt Viertelstunden- oder Stundenkontrakte mit einem Mindestvolumen von 100 kW gehandelt werden, welche die Arbeitspunktverschiebung des Batteriekraftwerks substituieren können.

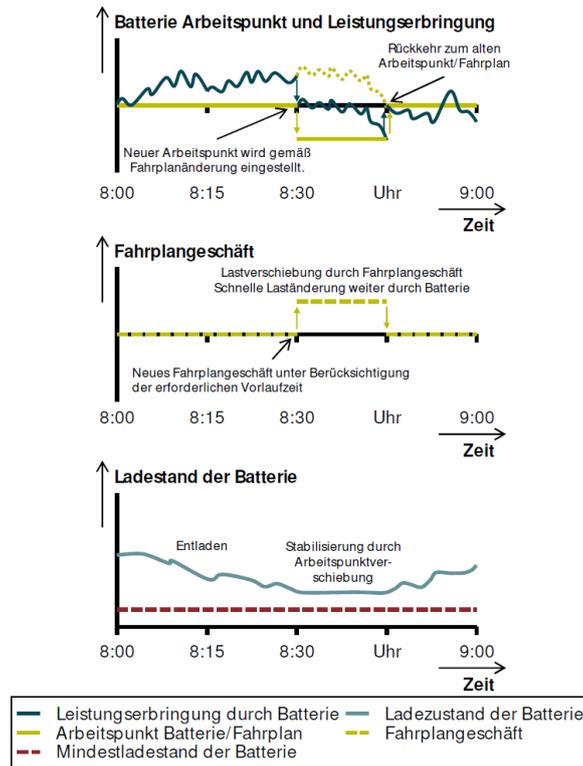


Abbildung 6.11: Arbeitspunktverschiebung durch Fahrplangeschäfte bei PRL-Erbringung mit Batteriespeichern [ÜNB14]

Aufgrund der Vorlaufzeit von mindestens 30 Minuten zwischen Intraday-Handel und tatsächlicher Leistungserbringung muss ein entsprechender Handel bereits vor Erreichen der Ladezustandsgrenzen  $SoC_{\min}$  bzw.  $SoC_{\max}$  gemäß dem 30- bzw. 15-Minuten-Kriterium erfolgen. Zur Bestimmung der entsprechenden Ladezustandsgrenzen  $SoC_{\min, ID}$  bzw.  $SoC_{\max, ID}$  zur Auslösung eines Intraday-Handels muss zunächst ein Worst-Case-Szenario für die Zeitspanne von 30 Minuten zwischen Handel und Erbringung angenommen werden. Bei diesem Worst-Case-Szenario handelt es sich um eine andauernde einseitige Frequenzabweichung, welche sich gerade noch im „normalen Frequenzverlauf“ gemäß den Anforderungen aus [ÜNB15] entspricht (siehe Kapitel 6.1.3). Für die weiteren Untersuchungen wird somit der folgende Frequenzverlauf angenommen:

- (1) 0:01 - 0:15:  $|\Delta f| = 100 \text{ mHz}$
- (2) 0:16 - 0:16:  $|\Delta f| = 50 \text{ mHz}$
- (3) 0:17 - 0:21:  $|\Delta f| = 200 \text{ mHz}$
- (4) 0:22 - 0:30:  $|\Delta f| = 100 \text{ mHz}$

Die aus diesem Frequenzverlauf resultierende Regelenergiemenge  $W_{30}$  ist ausschlaggebend für die Bestimmung der Ladezustandsgrenzen  $SoC_{\min, ID}$  bzw.  $SoC_{\max, ID}$  und berechnet sich in Abhängigkeit der präqualifizierten PRL  $P_{pq}$  gemäß (6.2) bis (6.6) zu  $0,3 \text{ h} \cdot P_{pq}$ .

$$W_1 = \frac{100 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot P_{pq} \cdot \frac{15}{60} \text{ h} = \frac{1}{8} \text{ h} \cdot P_{pq} \quad (6.2)$$

$$W_2 = \frac{50 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot P_{pq} \cdot \frac{1}{60} h = \frac{1}{240} h \cdot P_{pq} \quad (6.3)$$

$$W_3 = \frac{200 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot P_{pq} \cdot \frac{5}{60} h = \frac{1}{12} h \cdot P_{pq} \quad (6.4)$$

$$W_4 = \frac{100 \text{ mHz}}{200 \text{ mHz}} \cdot P_{pq} \cdot \frac{10}{60} h = \frac{1}{12} h \cdot P_{pq} \quad (6.5)$$

$$W_{30} = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 = 0,3 h \cdot P_{pq} \quad (6.6)$$

Zur Bestimmung der Ladezustandsgrenzen  $SoC_{\min, ID}$  bzw.  $SoC_{\max, ID}$  wird der Energiewert  $W_{30}$  auf die Ladezustandsgrenze  $SoC_{\min}$  addiert bzw. von  $SoC_{\max}$  subtrahiert. Für die Berechnung von  $SoC_{\min, ID}$  wird  $W_{30}$  zudem mit einem Worst-Case-Wirkungsgrad des Batteriekraftwerks von 90 % verrechnet, um eine dadurch hervorgerufene mögliche Beschleunigung der Ladezustandsreduktion zu berücksichtigen. Mit den in [ÜNB15] definierten Ladezustandsgrenzen  $SoC_{\min}$  und  $SoC_{\max}$  gemäß (6.7) und (6.8) ergeben sich somit nach (6.9) und (6.10) die Ladezustandsgrenzen, bei deren Überschreitung ein Intraday-Handel zur Korrektur des Ladezustandes ausgelöst wird. Die Werte in Klammern ergeben sich dabei unter Berücksichtigung des 15-Minuten-Kriteriums, während sich der Wert ohne Klammern auf das 30-Minuten-

$$SoC_{\min} = \frac{0,5 (0,25) h \cdot P_{pq}}{W_{Batt}} \cdot 100 \% \quad (6.7)$$

$$SoC_{\max} = \frac{W_{Batt} - 0,5 (0,25) h \cdot P_{pq}}{W_{Batt}} \cdot 100 \% \quad (6.8)$$

$$SoC_{\min, ID} = \frac{[0,33 + 0,5 (0,25)] h \cdot P_{pq}}{W_{Batt}} \cdot 100 \% \quad (6.9)$$

$$SoC_{\max, ID} = \frac{W_{Batt} - [0,3 + 0,5 (0,25)] h \cdot P_{pq}}{W_{Batt}} \cdot 100 \% \quad (6.10)$$

Kriterium bezieht.

Mit Hilfe dieser Nachladestrategie kann der Ladezustand problemlos innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten und somit die Erbringung von PRL gemäß den Präqualifikationsanforderungen auch mit Batteriekraftwerken umgesetzt werden (siehe Abbildung 6.12).

Um sowohl die Freiheitsgrade als auch die Nachladestrategie durch Intraday-Handel möglichst effizient umzusetzen und die Wirtschaftlichkeit eines Batteriekraftwerks zur Erbringung von PRL zu maximieren, müssen die entsprechenden variablen Parameter wie Soll-

Ladezustand, Dimensionierung der Intraday-Kontrakte und vor allem das Verhältnis aus Speicherkapazität zu präqualifizierter PRL simulativ optimiert werden.

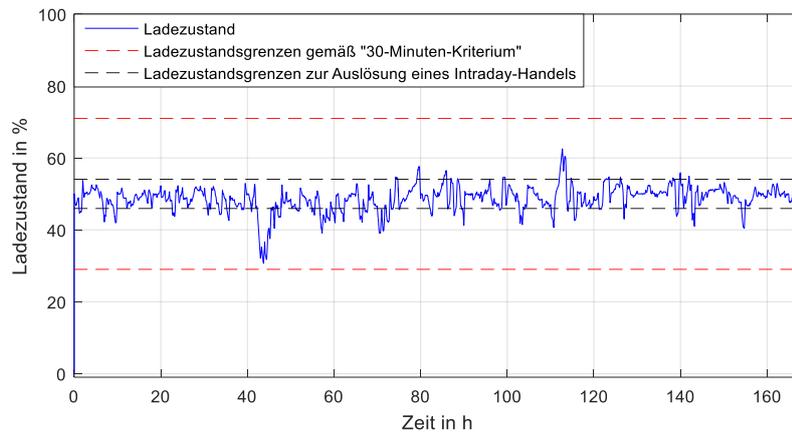


Abbildung 6.12: Ladezustandsverlauf einer PRL-Batterie unter Berücksichtigung der drei Freiheitsgrade und einer Nachladestrategie durch Intraday-Handel

### 6.3 Parametrierung

Zur Bestimmung der idealen Parameterkombination erfolgt eine probabilistische Optimierung mittels Durchführung einer Vielzahl von Jahressimulationen mit verschiedensten Parameterkombinationen. Als Grundlage für die Jahressimulationen dient der Frequenzverlauf des Jahres 2012, welcher im Vergleich zu den Verläufen der Jahre 2013 und 2014 mit einer relativen Standardabweichung von 0,044 % die stärksten Abweichungen von der Nennfrequenz aufweist.

Die einzelnen Parameter werden für die Simulationen in den in Tabelle 6.5 dargestellten Bereichen variiert. Dies erfolgt sowohl unter Annahme des 30- als auch des 15-Minuten-Kriteriums, welche durch die entsprechenden Werte für  $SoC_{\min, ID}$  und  $SoC_{\max, ID}$  repräsentiert werden.

Tabelle 6.5: Simulierte Wertebereiche der Parameter

Parameter	Beschreibung	Bereich	Inkrement
$SoC_{soll}$	Soll-Ladezustand	48% - 54%	1,0 %
$T_{ID,k}$	Zeitspanne ID-Kauf	15 - 45 min	15 min
$T_{ID,v}$	Zeitspanne ID-Verkauf	15 - 45 min	15 min
$P_{ID,k}$	Leistung ID-Kauf	$0,25 P_{pq} - 0,65 P_{pq}$	$0,1 P_{pq}$
$P_{ID,v}$	Leistung ID-Verkauf	$0,25 P_{pq} - 0,85 P_{pq}$	$0,1 P_{pq}$
$P_{pq}$	Präqualifizierte PRL	$0,5 W_{Batt}/h - 0,9 E_{Batt}/h$	$0,1 W_{Batt}/h$

Für die Berechnung der anfallenden Kosten durch das Nachladen am Intradaymarkt wurde neben dem Börsenpreis auch die Verpflichtung zur Zahlung von Konzessionsabgabe, KWKG-Aufschlag, Offshore-Haftungsumlage und § 19-Umlage angenommen. Aufgrund des Pay-as-bid-Verfahrens bei kontinuierlichem Intraday-Handel und der damit verbundenen individuellen Preisgestaltung, wird zur Vereinfachung ein mittlerer Intradaypreis für den gesamten Simulationszeitraum angenommen. Der angebotene Leistungspreis zur Bereitstellung der PRL wird so niedrig gewählt, dass für das Jahr 2016 gemäß den Ausschreibungsergebnissen der Handelsplattform *www.regelleistung.net* in jeder Woche gerade noch so ein Zuschlag erteilt worden wäre. Eine Zusammenfassung der entsprechenden Werte zeigt Tabelle 6.6.

Tabelle 6.6: Angenommene Werte für Parametrierungssimulationen

Variable	Wert
Konzessionsabgabe	1,32 cent/kWh
KWKG-Aufschlag	0,445 cent/kWh
Offshore-Umlage	0,04 cent/kWh
§ 19-Umlage	0,378 cent/kWh
Ø PCR revenue	100 €/kW·a
Ø EPEX Intraday	3,00 cent/kWh
Mehrwertsteuer	19 %

Unter Berücksichtigung dieser Rahmenbedingungen wird für beide Kriterien diejenige Parameterkombination ermittelt, bei welcher ohne Verletzung des zulässigen SoC-

Arbeitsbereiches die maximalen Einnahmen erzielt werden können. Die Ergebnisse dieser Evaluierung zeigt Tabelle 6.7.

Tabelle 6.7: Ideale Parameterkombinationen für beide Kriterien gemäß [ÜNB15]

Parameter	30-Minuten-Kriterium	15-Minuten-Kriterium
$SoC_{soll}$	52 %	51 %
$T_{ID,k}$	15 min	15 min
$T_{ID,v}$	15 min	15 min
$P_{ID,k}$	$0,35 P_{pq}$	$0,45 P_{pq}$
$P_{ID,v}$	$0,55 P_{pq}$	$0,55 P_{pq}$
$P_{pq}$	$0,58 W_{Batt/h}$	$0,82 W_{Batt/h}$
$SoC_{max}$	71 %	79,5 %
$SoC_{min}$	29 %	20,5 %
$SoC_{max,ID}$	53,6 %	54,9 %
$SoC_{min,ID}$	46,4 %	45,1 %

Für eine abschließende Evaluierung des parametrierten Steuerungsalgorithmus erfolgen zusätzliche Jahressimulationen auf Grundlage der Frequenzverläufe der Jahre 2012 und 2014. Die entsprechenden Ladezustandsverläufe für beide Kriterien zeigt Abbildung 6.13.

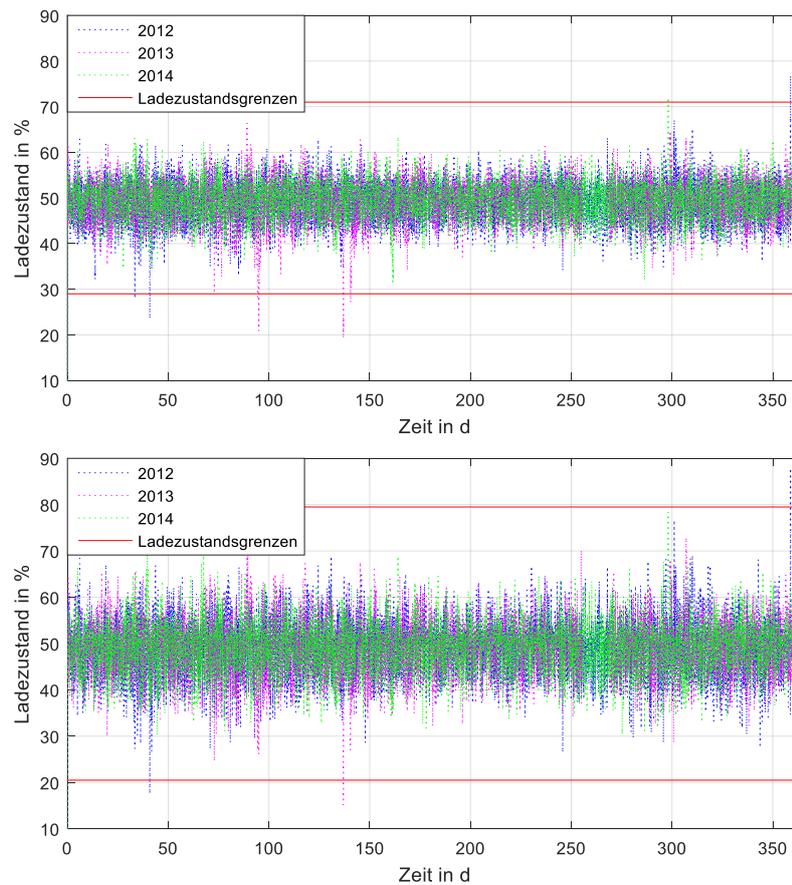


Abbildung 6.13: Ladezustandsverläufe einer PRL-Batterie für die Frequenzen der Jahre 2012 bis 2014 unter Anwendung des parametrierten Steuerungsalgorithmus

Für den Frequenzverlauf des Jahres 2014 bleibt der Ladezustand für beide Kriterien zu jedem Zeitpunkt innerhalb des zulässigen Arbeitsbereiches. Für die Frequenzen der Jahre 2012 und 2013 treten vor allem unter Anwendung des 15-Minuten-Kriteriums vereinzelte Verletzungen des entsprechenden Arbeitsbereiches auf, welche jedoch in keinem Fall zu einer vollständigen Ent- oder Aufladung der Batterie führen. Zudem handelt es sich bei den entsprechenden Zeiträumen um die nach [ÜNB15] tolerierten Zustände aufgrund eines Verlassens des „normalen Frequenzverlaufes“ (siehe Kapitel 6.1.3).

Der parametrisierte Steuerungsalgorithmus erfüllt somit für beide Kriterien die Präqualifikationsanforderungen der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber und kann für weitere Untersuchungen herangezogen werden.

## 6.4 Alterung

Um eine realistische Bewertung der Wirtschaftlichkeit zu ermöglichen, wurden in [Zeh16] entsprechende Untersuchungen zum Alterungsverhalten von PRL-Batterien durchgeführt. Hierfür wurden basierend auf den Modellen aus [Eck14] unter anderem die folgenden vier Szenarien für die Simulation der Kapazitätsdegradation ausgewählt.

*Szenario 1 – schwache Alterung:*      Zyklenfestigkeit 6000 Zyklen bis *SoH* bei 80 %.  
Kalendarische Lebensdauer 15 Jahre.

*Szenario 2 – mittlere Alterung:*      Zyklenfestigkeit 5000 Zyklen bis *SoH* bei 80 %.  
Kalendarische Lebensdauer 15 Jahre.

*Szenario 3 – starke Alterung:*      Zyklenfestigkeit 3000 Zyklen bis *SoH* bei 80 %.  
Kalendarische Lebensdauer 12,5 Jahre.

*Szenario 4 – optimistische Alterung:*      Zyklenfestigkeit 14000 Zyklen bis *SoH* bei 80 %.  
Kalendarische Lebensdauer 20 Jahre.

Die Ergebnisse der Alterungssimulationen auf Basis der Frequenzverläufe der Jahre 2012 bis 2014 für beide Kriterien zeigen Abbildung 6.14 und Abbildung 6.15.

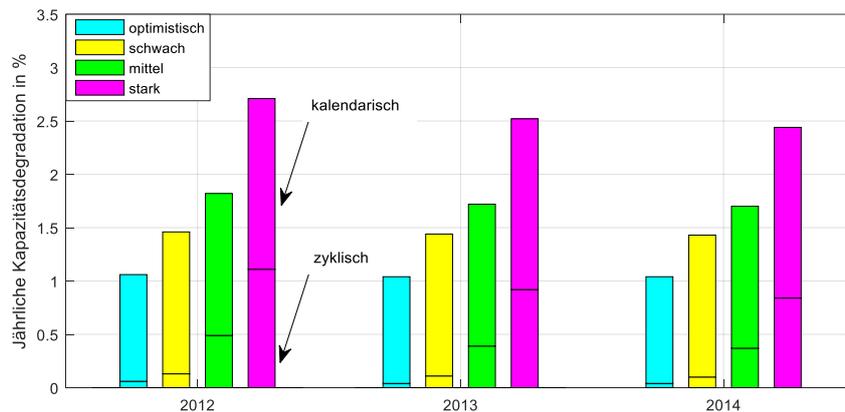


Abbildung 6.14: Jährliche Kapazitätsdegradation für das 30-Minuten-Kriterium

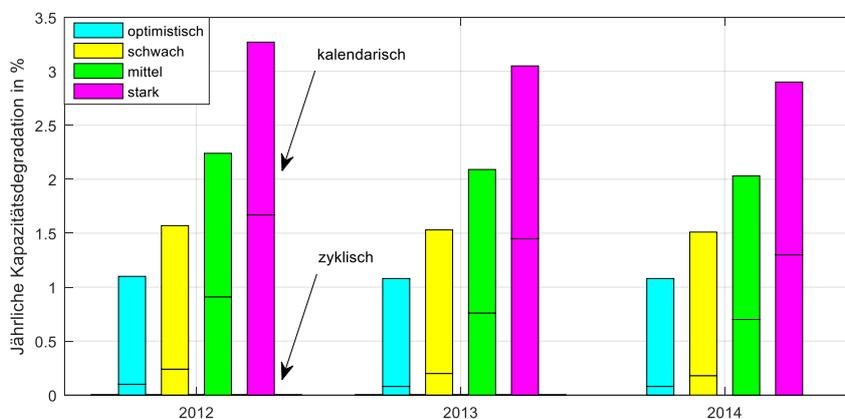


Abbildung 6.15: Jährliche Kapazitätsdegradation für das 15-Minuten-Kriterium

Unter Annahme einer starken Alterung der Batteriezellen tritt eine hohe jährliche Kapazitätsdegradation von 2,5 bis 3 % auf, welche sich in etwa gleichmäßig auf die zyklische und kalendarische Alterung aufteilt. Da aufgrund des aktuellen Entwicklungsstandes in der Batterieforschung bei Lithium-Ionen-Zellen allerdings zunehmend von den Voraussetzungen gemäß dem optimistischen Szenario 4 auszugehen ist (siehe Kapitel 3.1.2), kann auch mit einer entsprechend geringeren Alterung von etwas mehr als 1 % pro Jahr gerechnet werden. Die zyklische Alterung spielt hierbei nur noch eine untergeordnete Rolle, während die Kapazitätsdegradation hauptsächlich vom kalendarischen Alterungsverhalten der Zelle bestimmt ist.

Wird bis zum Ende der Batterielebenszeit bei einer Restkapazität von 80 % von einer näherungsweise linearen Kapazitätsdegradation ausgegangen, sind für beide Kriterien entsprechende Lebensdauern von knapp 19 Jahren zu erwarten.

## 6.5 Wirtschaftlichkeit

Die zu erwartenden jährlichen Einnahmen aus der Vergütung für die bereitgestellte PRL sowie aus der Veräußerung von Energie am Intradaymarkt abzüglich den Ausgaben für die dortige Beschaffung dienen im Folgenden als Grundlage für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von PRL-Batteriekraftwerken. Unter Annahme entsprechender Investitionskosten für Batteriespeicher im MWh-Bereich wird analog zu den Kapiteln 4 und 5 der primäre ROI berechnet.

Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben für den parametrisierten Steuerungsalgorithmus werden zunächst in Abhängigkeit der angebotenen PRL-Leistung angegeben (siehe Tabelle 6.8) und anschließend entsprechend der idealen Verhältnisse von  $P_{pq}/W_{Batt}$  aus Tabelle 6.7 für jedes der beiden Kriterien auf die eingesetzte nutzbare Speicherkapazität bezogen (siehe Tabelle 6.9).

Tabelle 6.8: Einnahmen und Ausgaben bei PRL-Bereitstellung mit Batteriespeichern in Abhängigkeit der angebotenen PRL

Parameter	30-Minuten-Kriterium	15-Minuten-Kriterium
PRL-Vergütung	100,0 €/kW	100,0 €/kW
Einnahmen Intradaymarkt	5,0 €/kW	5,5 €/kW
Ausgaben Intradaymarkt	-11,5 €/kW	-17,0 €/kW
<b>Gesamt</b>	<b>93,5 €/kW</b>	<b>88,50 €/kW</b>

Tabelle 6.9: Einnahmen und Ausgaben bei PRL-Bereitstellung mit Batteriespeichern in Abhängigkeit der eingesetzten Speicherkapazität

Parameter	30-Minuten-Kriterium	15-Minuten-Kriterium
PRL-Vergütung	58,0 €/kWh	82,0 €/kWh
Einnahmen Intradaymarkt	2,9 €/kWh	4,1 €/kWh
Ausgaben Intradaymarkt	-6,7 €/kWh	-13,9 €/kWh
<b>Gesamt</b>	<b>54,2 €/kWh</b>	<b>72,6 €/kWh</b>

Aufgrund der deutlich geringeren notwendigen Überdimensionierung bei Anwendung des „15-Minuten-Kriteriums“ sind hierbei auch entsprechend höhere spezifische Einnahmen möglich. Die Einnahmen und Ausgaben durch den Handel am kontinuierlichen Intradaymarkt im Rahmen der Ladezustandskorrekturen haben keinen signifikanten Einfluss und können für näherungsweise Abschätzungen der Wirtschaftlichkeit vernachlässigt werden.

Zur Abschätzung der Investitionskosten für große Batteriekraftwerke wird mangels entsprechender Daten auf aktuelle Pressemeldungen zum Thema PRL-Batterien zurückgegriffen. So stehen gemäß [WEM16] für den Bau eines 9,5 MWh-Kraftwerks rund 5 Mio. Euro zur Verfügung, die Investitionskosten für das 4 MWh-Batteriekraftwerk des Betreibers Statkraft beliefen sich nach eigenen Angaben des Unternehmens auf etwa 4 Mio. Euro. Die Gesamtkosten für Schlüsselfertige Systeme belaufen sich demnach auf Werte zwischen 500 und 1000 €/kWh, wobei Ersterer für die Erweiterung eines bereits bestehenden Batteriekraftwerks gilt

und Letzterer auf dem Niveau von Heimspeichern liegt und somit als unrealistisch für Systeme im MWh-Bereich betrachtet werden kann. Für die Berechnungen des primären ROI werden deshalb spezifische Kosten in Höhe von 800 €/kWh angenommen. Es ergeben sich damit die in Tabelle 6.10 dargestellten Werte.

Tabelle 6.10: Primärer ROI von Batteriekraftwerken zur PRL-Bereitstellung

	<b>30-Minuten-Kriterium</b>	<b>15-Minuten-Kriterium</b>
primärer ROI	14,8 a	11,0 a

Der primäre ROI liegt für beide Kriterien unterhalb der zu erwartenden Lebensdauer von mindestens 15 Jahren und macht PRL-Batteriekraftwerke somit grundsätzlich zu einer wirtschaftlich interessanten Investition. Da aufgrund der zunehmenden Anzahl von Marktteilnehmern jedoch auch weiterhin mit sinkenden Preisen für Regelleistung gerechnet werden muss, bleibt eine solche Investition riskant. Andererseits können die Batteriezellenmodule der Kraftwerke bei entsprechender modularer Bauweise nach deren Lebensdauer vergleichsweise kostengünstig erneuert werden. Um eine grobe Abschätzung der möglichen spezifischen Einnahmen  $e_{PRL}$  pro Jahr je eingesetzte Kilowattstunde Speicherkapazität durchführen zu können, zeigt (6.11) die entsprechende Berechnungsgrundlage in Abhängigkeit der durchschnittlichen wöchentlichen PRL-Vergütung  $LP_{PRL}$  in €/MW·w. Die Werte in Klammern gelten hierbei für das „15-Minuten-Kriterium“.

$$e_{PRL} = 52 \frac{w}{a} \cdot LP_{PRL} \cdot 0,58 (0,82) \frac{1}{h} \cdot 0,001 \frac{MW}{kW} \cdot 0,9 \quad (6.11)$$

### **6.6 Netzurückwirkungen**

Erzeuger und Verbraucher mit Spitzenlasten im MW-Bereich werden in der Regel auf Mittel- oder Hochspannungsebene an das Stromnetz angeschlossen, weshalb dies auch für PRL-Batteriekraftwerke angenommen werden kann. Eine Beeinflussung der Netzausbaukosten auf Niederspannungsebene ist somit nicht zu erwarten, allerdings können vor allem auf Mittelspannungsebene sowohl die Netzspannung als auch die Belastung von Betriebsmitteln erheblich beeinflusst werden. Aus diesem Grund sollte bezüglich der Spannung mit einer Erzeugungs- und Verbrauchsleistung in Höhe von etwa 21 % der präqualifizierten PRL (siehe Kapitel 4.4.4) gerechnet werden, bezüglich einer Betriebsmittelbelastung muss zur Lastflussberechnung die volle PRL angenommen werden.

Sofern ein entsprechend gut ausgebauter Netzanschlusspunkt vornehmlich in der Nähe bereits existierender Kraftwerke oder großer Verbraucher gewählt wird, ist jedoch nicht mit einer Zunahme der Netzausbaukosten zu rechnen.

Bezüglich der Leistungsgradienten bzw. des Leistungsverlaufes am Übergabepunkt zwischen Hoch- und Mittelspannung gelten bei entsprechend auf Mittelspannungsebene angeschlossenen PRL-Batteriekraftwerken die in Kapitel 4.4.4 gezeigten Ergebnisse.

### 6.7 Zusammenfassung

Batteriekraftwerke zur Bereitstellung von Primärregelleistung bieten hinsichtlich der Regelungsgeschwindigkeit und Integration erneuerbarer Energien im Vergleich zu thermischen Kraftwerken deutliche Vorteile. Aufgrund ihrer begrenzten Energiekapazität wird als Präqualifikationsvoraussetzung allerdings eine gewisse Überdimensionierung gefordert, welche gemäß den Bestimmungen der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber durch das „30-Minuten-Kriterium“ festgelegt ist. Dieses schreibt eine zu jedem Zeitpunkt innerhalb des als „normal“ definierten Frequenzverlaufs verfügbare Kapazitätsreserve zur Bereitstellung der vollen präqualifizierten PRL für 30 Minuten in beide Richtungen vor. Der von der EU-Kommission beschlossene Grid Code sieht lediglich ein entsprechendes „15-Minuten-Kriterium“ vor.

Für beide Kriterien kann durch Nutzung zulässiger Freiheitsgrade bei der Erbringung von PRL und einer entsprechenden Nachladestrategie am Intradaymarkt bzw. durch zusätzliche flexible Erzeugungsanlagen die notwendige Überdimensionierung auf ein Minimum reduziert werden. So kann durch Batteriekraftwerke PRL bis zu einer c-Rate von 0,58 („30-Minuten-Kriterium“) bzw. 0,82 („15-Minuten-Kriterium“) bereitgestellt werden. Simulationen haben gezeigt, dass auch unter Berücksichtigung eines „15-Minuten-Kriteriums“ zuverlässig PRL erbracht und somit eine sehr viel bessere Wirtschaftlichkeit aufgrund geringerer notwendiger Speicherkapazität erreicht werden kann. Die möglichen spezifischen Einnahmen unter Annahme der Regelleistungspreise des Jahres 2016 liegen bei jährlich etwa 54 €/kWh („30-Minuten-Kriterium“) bzw. 73 €/kWh („15-Minuten-Kriterium“), was deutlich oberhalb der entsprechenden Werte für Heim- bzw. Ortsnetzspeicher liegt und bei entsprechend niedrigen Investitionskosten zu einer Wirtschaftlichkeit dieser Anwendung führt. Der primäre ROI liegt je nach angewendetem Kriterium bei knapp 15 bzw. 10 Jahren. Annahmen für zukünftige Einnahmen sind aufgrund der schwankenden und aktuell sinkenden Regelleistungspreise allerdings schwierig. Der starke Zubau von PRL-Batteriekraftwerken im Jahr 2016 bestätigt jedoch die Investitionsbereitschaft für diese Technologie.

Ferner konnte durch Alterungssimulationen unter Annahme moderner Lithium-Ionen-Zellen eine voraussichtliche Lebensdauer von mindestens 15 Jahren bestätigt werden, welche maßgeblich von der kalendarischen Lebensdauer der verwendeten Batteriezelle determiniert wird. Die zyklische Alterung spielt bei Zellen mit Zyklenfestigkeiten von mehr als 10.000 Zyklen lediglich eine untergeordnete Rolle.

## 7 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurden verschiedene Anwendungen für stationäre Batteriespeichersysteme auf Nieder- und Mittelspannungsebene hinsichtlich deren Wirtschaftlichkeit und Netzzrückwirkungen unter Berücksichtigung der jeweils geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen untersucht. Dabei erfolgte eine Unterteilung in die Kategorien Heimspeicher, Ortsnetzspeicher und Regelleistungsspeicher. Für alle drei Kategorien liegt demnach die Preisgrenze zum Erreichen der Wirtschaftlichkeit bei etwa 500 €/kWh.

Heimspeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs aus Photovoltaikanlagen mit Kapazitäten zwischen 2 und 20 kWh stellen in der Regel aufgrund der hohen Anschaffungskosten noch keine wirtschaftliche Investition dar, allerdings kann in naher Zukunft mit einer entsprechenden Wendung aufgrund fallender Speicherpreise und sinkender Einspeisevergütungen gerechnet werden. Konventionelle Heimspeichersysteme ohne intelligente Steuerung des Lade- und Entladeverhaltens haben dabei nahezu keinen Einfluss auf das Niederspannungsnetz, eine Begrenzung der PV-Einspeiseleistung im Rahmen des KfW-Förderprogramms für Heimspeicher kann den durch dezentrale Erzeugungsanlagen bedingten notwendigen Netzausbau auf Niederspannungsebene jedoch deutlich reduzieren. Damit einhergehende Verluste der Einspeisevergütung können durch intelligente Steuerungsalgorithmen auf Basis einfacher Solarleistungsprognosen nahezu vollständig vermieden werden, sofern der Verbraucher einen Jahresstrombedarf von mindestens 3500 kWh aufweist und das Verhältnis aus Speicherkapazität zu Modulnennleistung zwischen 0,65 und 1,0 kWh/kW<sub>p</sub> gewählt wird. Von Heimspeichern mit nutzbaren Kapazitäten von mehr als 7,5 kWh sollte dabei aufgrund der mit zunehmender Kapazität steigenden Ineffizienz des Speichers abgesehen werden. Geschäftsmodelle zur Bereitstellung von Primärregelleistung mit virtuell zusammengeschlossenen Heimspeichern sind aufgrund der dafür notwendigen Überdimensionierung der Speicherkapazität in Verbindung mit sinkenden Regelleistungspreisen nur bedingt wirtschaftlich und können zudem auf Niederspannungsebene zusätzliche Netzausbaumaßnahmen zur Folge haben.

Ortsnetzspeicher mit Kapazitäten zwischen 50 und 500 kWh und Anschluss an das öffentliche Niederspannungsnetz eignen sich besonders zur Anwendung als „Multi-Tasking-Systeme“ zur Schaffung eines Mehrfachnutzens für verschiedene Interessensgruppen. Hierzu zählen insbesondere die Unterstützung regionaler Stromversorgungskonzepte („Quartierspeicher“), die Bereitstellung von Netzdienstleistungen zur Reduktion konventioneller Netzausbaumaßnahmen („Netzspeicher“) sowie die Bereitstellung von Sekundärregelleistung („Regelleistungsspeicher“). Aufgrund unklarer Definitionen des Speicherbegriffs und unzureichender Ausnahmeregelungen für Abgaben und Umlagen beim Stromverbrauch durch Speicher können allerdings vor allem bezüglich regionaler Stromversorgungskonzepte keine wirtschaftlichen Geschäftsmodelle mit Speichern abgebildet werden. Zudem fehlen entsprechende finanzielle Anreize für regionalen Stromverbrauch, dessen Umsetzung mit erheblichem bürokratischem Mehraufwand verbunden wäre. Auch die Bereitstellung von Netzdienstleistungen gestaltet sich aufgrund der vorgeschriebenen Entflechtung zwischen Stromvertrieb und Netzbetrieb sowie aufgrund der aktuellen Anreizregulierungsverordnung schwierig und wird durch

die begrenzte Lebensdauer von Batteriespeichern im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln zusätzlich erschwert. Simulationen haben zudem gezeigt, dass eine Bereitstellung von Netzdienstleistungen lediglich in sehr kleinen und schwach ausgebauten Niederspannungsnetzen bei notwendigen Speicherkapazitäten bis maximal 50 kWh wirtschaftlich interessant ist. Lediglich durch die Bereitstellung von Sekundärregelleistung können verlässlich nennenswerte Einnahmen mit Ortsnetzspeichern erzielt werden. Die Bereitstellung von Primärregelleistung auf Niederspannungsebene ist aufgrund der zusätzlichen Netzbelastung und mangelnder Kombinationsfähigkeit mit weiteren Anwendungen für Ortsnetzspeicher weniger geeignet.

Die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Batteriesysteme im MWh-Bereich auf Mittel- oder Hochspannungsebene stellt Ende 2016 neben USV-Anlagen das einzige wirtschaftlich abbildbare Geschäftsmodell für stationäre Energiespeichersysteme in Deutschland dar. Aufgrund der begrenzten Energiekapazität von Batteriespeichern gelten für diese speziellen Präqualifikationsanforderungen bezüglich des zulässigen Ladezustandsbereiches, welche durch die Anwendung zulässiger Freiheitsgrade und einer intelligenten Nachladestrategie am Intradaymarkt oder in Verbindung mit flexiblen Erzeugungsanlagen erfüllt werden können. Die Präqualifikationsanforderungen unterscheiden sich dabei zwischen den Vorgaben gemäß den Deutschen Übertragungsnetzbetreibern („30-Minuten-Kriterium“) und der EU-Kommission („15-Minuten-Kriterium“). Das maximal mögliche Verhältnis aus präqualifizierter Primärregelleistung und Speicherkapazität hängt vom entsprechenden Kriterium ab und liegt bei 0,58/h bzw. 0,82/h.

In Abbildung 7.1 werden abschließend die maximal möglichen spezifischen Einnahmen je Kilowattstunde eingesetzter Speicherkapazität und Jahr sowie der resultierende primäre ROI für alle drei Speicherkategorien dargestellt. Für Ortsnetzspeicher wurde eine Ausnahme von allen Abgaben und Umlagen vorausgesetzt, bei PRL-Speichern die Deutsche Präqualifikationsanforderung.

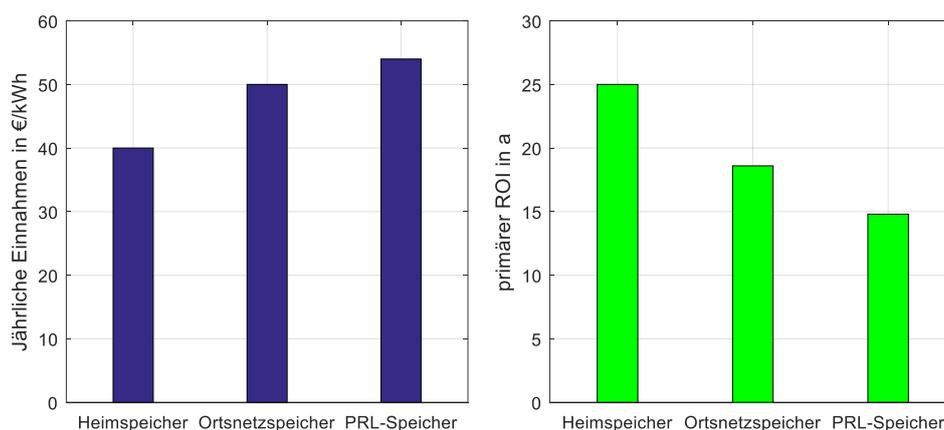


Abbildung 7.1: Mögliche Einnahmen und primärer ROI der drei Speicherkategorien

## Literaturverzeichnis

- [ADS16] ads-tec GmbH: *Speicheroptimierung in lokalen Verteilnetzen*. URL: <http://www.ads-tec.de/unternehmen/news/single/article/solver-forschungsprojekt-gestartet-473.html>, [Stand 16.09.2016]
- [BDEW16] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Strompreisanalyse Januar 2016*. Hrsg. vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2016.
- [BDEW10] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Energieverbrauch im Haushalt*. Hrsg. vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2010.
- [BMWi14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen*. Hrsg. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.
- [BMWi15b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*. Hrsg. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015.
- [BMWi15a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014*. Hrsg. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, August 2015.
- [BMWi15b] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*. Hrsg. vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Juli 2015.
- [BNA12] Bundesnetzagentur: *Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S.2 StromNEV*. Hrsg. von der Bundesnetzagentur, 2012.
- [BNA14] Bundesnetzagentur: *EEG in Zahlen 2014*. Hrsg. von der Bundesnetzagentur, 2014.
- [BNA15] Bundesnetzagentur: *Evaluierungsbericht nach §33 Anreizregulierungsverordnung*. Hrsg. von der Bundesnetzagentur, 2015.
- [Bol15] Josephine Bollinger-Kanne: *Preisverfall bei Regelleistung*. Hrsg. von vdi nachrichten, Ausgabe 47, November 2015.
- [Brü13] Oliver Brückl: *14. Fachgespräch „Netzanschluss: Recht & Technik“ der Clearingstelle: Der Netzanschluss nach dem EEG aus technischer Sicht*. Hochschule Regensburg, hrsg. von Clearingstelle EEG, 2014. URL: <https://www.clearingstelle-eeg.de/fachgespraeche/14> [Stand 19.04.2016].

- [den12] Deutsche Energie-Agentur: *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie)*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur, Dezember 2012.
- [DWD13] Deutscher Wetterdienst: *Globalstrahlungskarten, Mittlere Monats- und Jahressummen*. Deutscher Wetterdienst, 2013.
- [Düw85] Peter Düwall: *Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres*. Hrsg. von Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke, 1985.
- [EBW16] EnBW Energie Baden-Württemberg AG: *Pumpspeicherkraftwerke. Flexible Partner für den Energiemix der Zukunft*. URL: [www.enbw.com](http://www.enbw.com), [Stand 22.04.2016].
- [Eck14] Madeleine Ecker et al.: *Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O<sub>2</sub>-based 18650 lithium-ion batteries*. Journal of Power Sources 2014, Vol. 248, pp. 839–851, 2014
- [Ene16] energynet.de: *Batteriespeicher für Stadtwerke Neustadt zur Stabilisierung des Niederspannungsnetzes*. URL: [http://www.energinet.de/wp-content/uploads/2012/07/IMG\\_0696.jpg](http://www.energinet.de/wp-content/uploads/2012/07/IMG_0696.jpg), [Stand 16.09.2016]
- [Ess12] Peter Esslinger: *Studie Q(U)*. Hrsg. vom Fachgebiet elektrische Energieversorgungsnetze, August 2012.
- [ETG15] Energietechnische Gesellschaft (ETG): *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene*. Hrsg. vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Mai 2015.
- [eum16] Energie & Management GmbH: *Steag-Batterie im Praxistest*. URL: <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/wirtschaft/detail/steag-batterie-im-praxistest-114903>, Stromspeicher, 01.07.2016, [Stand 12.12.2016].
- [FFE14] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*. Hrsg. vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. September 2014.
- [FFE15] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: *Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015*. URL: <https://www.ffe.de/die-themen/speicher-und-netze/566-kostenanalyse-netzstabilisierungsmassnahmen>, [Stand 29.03.2016].
- [FNN09] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN): *TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*. Hrsg. vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), November 2009.

- [FNN14] Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN): *Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung*. Hrsg. vom Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE), Dezember 2014.
- [Göt13] Philipp Götz, Johannes Henkel, Thorsten Lenck: *Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen*. Hrsg. von Energy Brainpool GmbH & Co. KG, März 2013.
- [Hal16] Markus Haller, Charlotte Loreck, Verena Graichen: *Projected EEG Costs up to 2035*, hrsg. von Agora Energiewende, 2016.
- [Har12] Niklas Hartmann et al.: *Stromspeicherpotentiale für Deutschland*. Hrsg. vom Zentrum für Energieforschung Stuttgart, Stuttgart, 2012.
- [Har15] Achim Hartig: *From Generation to Integration: New Business Opportunities in the German Energiewende*. 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2015), Düsseldorf, 2015.
- [Hes16] Holger Hesse: *Kosten- und Technologietrends für stationäre Speicher*. Hrsg. vom Ostbayerischen Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI), OTTI-Seminar Stationäre Energiespeicher in regionalen Netzen, Februar 2016.
- [Hol14] Raphael Hollinger et. al.: *Distributed solar battery systems providing primary control reserve*. Proceedings 4th International Workshop on Integration of Solar into Power Systems 2014, Berlin, November 2014.
- [Ich13] Petra Icha: *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012*. Hrsg. vom Umweltbundesamt, Mai 2013.
- [Web14] Harald Weber et al.: *Einfluss zunehmender Volatilität von Erzeugung und Verbrauch auf die Versorgungssicherheit*. Hrsg. vom Institut für Feuerungs- und Kraftwerkstechnik der Universität Stuttgart, März 2014.
- [Kai15] Kai-Philipp Kairies, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer: *Scientific Measuring and Evaluation Program for Photovoltaic Battery Systems (WMEP PV-Speicher)*. 9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2015), 2015.
- [Kai16] Kai-Philipp Kairies et al.: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher*. Jahresbericht 2016, hrsg. vom Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2016
- [Ker09] Georg Kerber, Rolf Witzmann: *Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz*. Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze – TUM, hrsg. von VBEW, 2009.
- [Ker11] Georg Kerber: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*. Hrsg. von Der Andere Verlag, 2011.

- [Lin02] David Linden, Thomas Reddy: *Handbook of Batteries*. 3. Auflage, The McGraw-Hill Companies, Inc., 2002.
- [Lin16] Marco Lindner et. al.: *Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung*. 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [Mer15] Konrad Mertens: *Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 3. neu bearb. und erw. Aufl. München: Hanser, 2015.
- [MVV16] MVV Energie AG: *Fragen und Antworten zum Forschungsprojekt Strombank*. URL: [https://www.mvv-energie.de/de/mvv\\_energie\\_gruppe/nachhaltigkeit\\_2/innovationen\\_1/strombank/strombank\\_faq.jsp](https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/strombank_faq.jsp), [Stand 16.09.2016]
- [Nes14] Uwe Nestle, Claudia Kunz: *Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien*. Hrsg. Von Agentur für Erneuerbare Energien, 2014
- [NET14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH: *EEG-Anlagenstammdaten Gesamtdeutschland zur Jahresabrechnung 2014*. URL: <https://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>, [Stand 29.03.2016].
- [Oed11] D. Oeding, B.R. Oswald: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer, 2011
- [Ort16] Luis Ortiz: *Grid-Scale Energy Storage Balance of Systems 2015-2020: Architectures, Costs and Players*. Greentech Media, 4. Januar 2016
- [Pan15] Panasonic: *eneloop ready to use Rechargeable Battery – Catalogue 2015-2016*. Hrsg. von Panasonic Energy Europe, 2015.
- [Par15] Robert Pardatscher: *Planungskriterien und Spannungsqualität in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung*. Hrsg. von Verlag Dr. Hut, 2015.
- [Pur14] Alexandra Purkus et. al.: *Der Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration erneuerbarer Energien – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung*. Hrsg. von Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), September 2014.
- [pvm15a] pv magazine Deutschland: *Varta garantiert 14.000 Zyklen für seine Speichersysteme*. URL: [http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/varta-garantiert-14000-zyklen-fr-seine-speichersysteme\\_100019832](http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/varta-garantiert-14000-zyklen-fr-seine-speichersysteme_100019832), Speicher und Netze, 09. Juli 2015, [Stand 10.05.2016]
- [pvm15b] pv magazine Deutschland: *Batteriespeicher: Alle vier Wochen ein Prozent günstiger*. URL: <http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/batteriespeicher-->

- alle-vier-wochen-ein-prozent-gnstiger\_100019927, Speicher und Netze, 21. Juli 2015, [Stand 10.05.2016]
- [pvm16a] pv magazine Deutschland: *Verbesserter Redox-Flow-Speicher fürs Eigenheim entwickelt*.  
URL: [http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/verbesserter-redox-flow-speicher-frs-eigenheim-entwickelt\\_100022536/](http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/verbesserter-redox-flow-speicher-frs-eigenheim-entwickelt_100022536/), Speicher und Netze, 30. März 2016, [Stand 09.06.2016]
- [pvm16b] pv magazine Deutschland: *Intersolar und EES Messen weltweit auf Wachstumskurs*.  
URL: [http://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/details/beitrag/intersolar-und-ees-messen-weltweit-auf-wachstumskurs\\_100022940/](http://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/details/beitrag/intersolar-und-ees-messen-weltweit-auf-wachstumskurs_100022940/), Unternehmensmeldungen, 04. Mai 2016, [Stand 22.06.2016]
- [Sau06] Dirk Uwe Sauer: *Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung*. Solarzeitalter: Politik, Kultur und Ökonomie erneuerbarer Energien, Vol. 18(4), p. 12-34, 2006.
- [Ste14] Michael Sterner, Ingo Stadler: *Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration*. Hrsg. von Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.
- [SMW16] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie: *Energie-Atlas Bayern – Daten und Fakten*. URL: [https://www.energieatlas.bayern.de/thema\\_sonne/photovoltaik/daten.html](https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html), [Stand 08.08.2016].
- [Swi06] Derk Jan Swider: *Handel an Regelenenergie- und Spotmärkten*. Hrsg. vom Deutschen Universitäts-Verlag, Wiesbaden, 2006.
- [Tal12] Gregor Taljan et al.: *Spannungsniveau im 30-kV Netz UW Judenburg/West Lösungsansätze mit Smart Grids*. Alternativen für die Energiezukunft Europas. Hrsg. von Technische Universität Graz. Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2012.
- [UBA14] Umweltbundesamt: *Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013. Vorläufige Ergebnisse aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes*. Hrsg. vom Umweltbundesamt, März 2014.
- [UBA16] Umweltbundesamt: *Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990-2014*. Hrsg. vom Umweltbundesamt, Januar 2016.
- [ÜNB14] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*. Hrsg. von den Deutschen Übertragungsnetzbetreibern URL:

- <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>, [Stand 13.12.2016].
- [ÜNB15] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber: *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung*. Hrsg. von den Deutschen Übertragungsnetzbetreibern URL: <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>, [Stand 13.12.2016].
- [VDI08] VDI-Gesellschaft Energietechnik: *Blockheizkraftwerke 2008*. Hrsg. vom VDI Verlag, Düsseldorf, 2008.
- [Wag16] Marco Wagler, Rolf Witzmann: *Erstellung und Evaluierung eines synthetischen Haushaltslastprofilgenerators für Wirk- und Blindleistung*. 14. Symposium Energieinnovation, Graz, 2016.
- [WEM16] WEMAG AG: *Baustart für Erweiterung des WEMAG-Batteriespeichers*. URL: [http://www.wemag.com/ueber\\_die\\_wemag/presse/pressemeldungen/2016/20161005\\_BatteriespeicherSpatenstichErweiterung](http://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2016/20161005_BatteriespeicherSpatenstichErweiterung), 05. Oktober 2016, [Stand 12.12.2016]
- [Wen16] Johannes Weniger et al.: *Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme*. Hrsg. von der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 2016.
- [Wil16] Website der Gemeinde Wildpoldsried: *Forschungsprojekt IREN 2*. URL: [http://www.wildpoldsried.de/se\\_data/\\_filebank/alte\\_imagebank/\\_\\_battspeich.jpg/549.jpg](http://www.wildpoldsried.de/se_data/_filebank/alte_imagebank/__battspeich.jpg/549.jpg), [Stand 16.09.2016]
- [Zah04] Richard A. Zahoransky: *Energietechnik. Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*. Hrsg. von Vieweg+Teubner Verlag, 2004.
- [Zeh16] Alexander Zeh et al.: *Fundamentals of Using Battery Energy Storage Systems to Provide Primary Control Reserves in Germany*. MDPI Batteries 2016, 2(3), 29, 2016.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Aufbau einer Photovoltaik-Dachanlage zur Volleinspeisung [Mer15].....	4
Abbildung 2.2: Aufbau einer Photovoltaik-Dachanlage zur Überschusseinspeisung [Mer15] .	4
Abbildung 2.3: Globalstrahlungswerte in Deutschland [DWD13] .....	5
Abbildung 2.4: Jahreswirkungsgrade eines traflosen Wechselrichters in Abhängigkeit von $SR_{AC}$ [Mer15] .....	6
Abbildung 2.5: U-I-Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedenen Einstrahlungen und konstanter Temperatur [Mer15] .....	7
Abbildung 2.6: U-I-Kennlinie eines Solarmoduls bei verschiedenen Temperaturen und konstanter Einstrahlung [Mer15] .....	7
Abbildung 2.7: Aufbau eines Biogaskraftwerks (Quelle: HAASE Energietechnik GmbH) .....	8
Abbildung 2.8: Standard $\cos \varphi(P)$ - Kennlinie nach VDE-AR-N 4105 .....	11
Abbildung 2.9: Beispiel einer $Q(U)$ - Kennlinie .....	12
Abbildung 2.10: Schematischer Vergleich zwischen konventionellem und regelbarem Ortsnetztransformator.....	13
Abbildung 2.11: Schematische Abbildung eines Längsreglers mit leistungselektronischer (links) und magnetischer (rechts) Regelung.....	14
Abbildung 2.12: Relative Häufigkeit verschiedener Transformatorleistungsklassen in den Netzklassen Land und Dorf nach [Ker11] und [Lin16] .....	15
Abbildung 2.13: Häufigkeitsverteilung der Leitungstypen in Netzstrahlen für die Netzklassen Land und Dorf nach [Ker11].....	16
Abbildung 2.14: Schematische Darstellung eines typischen Niederspannungsnetzes der Klassen Land und Dorf .....	16
Abbildung 2.15: Schematische Darstellung der Spannungsaufteilung auf die Spannungsebenen nach [Tal12], [Ker09], [Brü13] und [den12].....	18
Abbildung 2.16: Netzausbaumaßnahmen durch partielle Parallelleitungen [den12].....	20
Abbildung 2.17: Netzausbaumaßnahmen durch zusätzliche Transformatorstation [den12] ...	20
Abbildung 2.18: Vergleich des BDEW-Standardlastprofils H0 mit einem synthetischen Lastprofil nach [Wag16] bei gleichem Energieinhalt .....	21
Abbildung 3.1: Funktionsweise eines Pumpspeicherkraftwerks [EBW16].....	24
Abbildung 3.2: Skizze eines Druckluftspeicherkraftwerks [EBW16] .....	25
Abbildung 3.3: Zellreaktion bei Entladung [Ste14] .....	27
Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau und Reaktionen einer Lithium-Ionen-Zelle [Ste14] ..	28
Abbildung 3.5: Qualitative Bewertung verschiedener Materialkombinationen für Lithium- Ionen-Zellen [Hes16]. .....	30
Abbildung 3.6: Schematischer Aufbau einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie [Ste14].....	32
Abbildung 3.7: Gesetzliche Rahmenbedingungen für Energiespeicher in Deutschland .....	38
Abbildung 3.8: Durchschnittlicher Börsenpreis für Viertelstundenkontrakte am Intradaymarkt in der ersten Hälfte des Monats September 2015 (Quelle: EPEX SPOT). .....	42

---

Abbildung 4.1: Anzahl der installierten Heimspeichersysteme in Deutschland nach [Har15] und [pvm16b].	44
Abbildung 4.2: Jährliche Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises und der Einspeisevergütung für Photovoltaik in Deutschland [BDEW16]	45
Abbildung 4.3: Kostenentwicklung für Li-Ion-Photovoltaik-Heimspeicher nach [Kai16]	46
Abbildung 4.4: Installationsschema für Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie	47
Abbildung 4.5: Leistungsflüsse bei konventioneller Ladestrategie mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag	48
Abbildung 4.6: Spezifische jährliche Einsparungen durch Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie ohne KfW-Förderung bei Installationsjahr 2016	51
Abbildung 4.7: Spezifische jährliche Einsparungen durch Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie und KfW-Förderung nach 2013 bei Installationsjahr 2016	55
Abbildung 4.8: Spezifische jährliche Einsparungen durch Heimspeicher mit konventioneller Ladestrategie und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016	58
Abbildung 4.9: Simuliertes Netzgebiet zur Untersuchung der Rückspeisegradien	61
Abbildung 4.10: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei konventioneller Ladestrategie	62
Abbildung 4.11: Ablaufdiagramm der Netzausbauberechnung	65
Abbildung 4.12: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ ohne Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter	66
Abbildung 4.13: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ mit Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter	67
Abbildung 4.14: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ ohne Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter	68
Abbildung 4.15: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ mit Q(U)-Regelung durch PV-Wechselrichter	69
Abbildung 4.16: Eingesparte Netzausbaukosten vs. Förderkosten je Heimspeichersystem mit KfW-Förderung nach 2016 in Netzen der Kategorie „Dorf“	71
Abbildung 4.17: Eingesparte Netzausbaukosten vs. Förderkosten je Heimspeichersystem mit KfW-Förderung nach 2016 in Netzen der Kategorie „Land“	71
Abbildung 4.18: Ermittlung der idealen Speicherkapazität bei konventioneller Ladestrategie	72
Abbildung 4.19: Installationsschema für Heimspeicher mit alternativer Ladestrategie	74
Abbildung 4.20: Unterschiede der konventionellen und alternativen Ladestrategien [Wen16]	74
Abbildung 4.21: Leistungsflüsse bei Ladestrategie „Drosselung der Ladeleistung“ mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag	76
Abbildung 4.22: Leistungsflüsse bei Ladestrategie „Kappung der Einspeisespitzen“ mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag	78
Abbildung 4.23: Leistungsflüsse bei Ladestrategie „Dämpfung der Einspeisespitzen“ mit aktueller KfW-Förderung (50 %-Begrenzung) an einem Beispieltag	79

Abbildung 4.24: Spezifische jährliche Einsparungen durch 2,5 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016 .	81
Abbildung 4.25: Spezifische jährliche Einsparungen durch 5 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016 .	81
Abbildung 4.26: Spezifische jährliche Einsparungen durch 7,5 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016 .	82
Abbildung 4.27: Spezifische jährliche Einsparungen durch 10 kWh-Heimspeicher mit alternativen Ladestrategien und KfW-Förderung nach 2016 bei Installationsjahr 2016 .	84
Abbildung 4.28: Grundlegendes Schema eines evolutionären Algorithmus .....	85
Abbildung 4.29: Vergleich der jährlichen Stromkosten bei verschiedenen Optimierungsszenarien der alternativen Ladestrategien bei Einspeisebegrenzung auf 50 % .....	87
Abbildung 4.30: Vergleich der jährlichen Stromkosten bei verschiedenen Optimierungsszenarien der alternativen Ladestrategien bei Einspeisebegrenzung auf 40 % .....	88
Abbildung 4.31: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei Ladestrategie „Kappung“ .....	89
Abbildung 4.32: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei Ladestrategie „Drosselung“ .....	89
Abbildung 4.33: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei Ladestrategie „Dämpfung“ .....	90
Abbildung 4.34: Ermittlung der idealen Speicherkapazität der alternativen Ladestrategien...	93
Abbildung 4.35: P(f)-Kennlinie für die Erbringung von Primärregelleistung .....	94
Abbildung 4.36: Beispielkonzept zur Bereitstellung von PRL mit Heimspeichersystemen....	95
Abbildung 4.37: Leistungsverteilung und Kapazitätsmanagement für Heimspeicher mit Bereitstellung von PRL nach [Hol14] .....	96
Abbildung 4.38: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei konventioneller Ladestrategie mit PRL .....	98
Abbildung 4.39: Zehnminutenmittelwerte der spezifischen PRL zwischen 2012 und 2014 .	100
Abbildung 4.40: Wöchentliche 95 %-Quantile der PRL zwischen 2012 und 2014.....	100
Abbildung 4.41: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ mit PRL-Heimspeichern ohne Berücksichtigung von rONTs.....	102
Abbildung 4.42: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Dorf“ mit PRL-Heimspeichern mit Berücksichtigung von rONTs .....	102
Abbildung 4.43: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ mit PRL-Heimspeichern ohne Berücksichtigung von rONTs.....	103
Abbildung 4.44: Durchschnittliche Netzausbaukosten je Netz der Kategorie „Land“ mit PRL-Heimspeichern mit Berücksichtigung von rONTs .....	103
Abbildung 5.1: Jährlicher Zuwachs an ungeförderter Photovoltaikleistung in Deutschland.	107
Abbildung 5.2: Der Ortsnetzspeicher „Energy Neighbor“ des Forschungsprojektes EEBatt 111	
Abbildung 5.3: Ortsnetzspeicher im Projekt IRENE / IREN 2 [Wil16] .....	112
Abbildung 5.4: Installation des Ortsnetzspeichers in Fechheim [Ene16] .....	113

Abbildung 5.5: Li-Ion-Speicher im Projekt SolVer [ADS16] .....	113
Abbildung 5.6: Ortsnetzspeicher „Strombank“ der MVV Energie [MVV16].....	114
Abbildung 5.7: Prinzip der regionalen Direktvermarktung .....	115
Abbildung 5.8: Steuerungskonzept unter Verwendung des Lastflusses am Transformator ..	116
Abbildung 5.9: Ablauf des Handels an der EPEX Spot bei regionaler Direktvermarktung ..	117
Abbildung 5.10: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei regionaler Direktvermarktung .....	117
Abbildung 5.11: Durchschnittlicher monatlicher Gewinn je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung bei ungeförderter Direktvermarktung am Spotmarkt.....	119
Abbildung 5.12: Durchschnittlicher monatlicher Gewinn je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung bei regionaler Direktvermarktung ohne Speicher .....	120
Abbildung 5.13: Durchschnittlicher jährlicher Gewinn je vermarktungsfähigem Kilowatt Photovoltaikleistung bei regionaler Direktvermarktung mit Speicher.....	122
Abbildung 5.14: Durchschnittliche jährliche Mehreinnahmen je eingesetzter Kilowattstunde Speicherkapazität bei regionaler Direktvermarktung.....	123
Abbildung 5.15: Durchschnittliche ROI von Ortsnetzspeichern zur regionalen Direktvermarktung von Photovoltaikstrom ohne Abgaben .....	123
Abbildung 5.16: Durchschnittliche EBT bei regionaler Direktvermarktung von Photovoltaikstrom ohne Abgaben bei Speicherung .....	124
Abbildung 5.17: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei regionaler Direktvermarktung.....	125
Abbildung 5.18: Kapazitätsmanagement durch Speicher am Beispiel eines Ortsnetztransformators .....	128
Abbildung 5.19: Spannungsregelung mit Wirk- oder Blindleistung durch Speicher .....	129
Abbildung 5.20: Übersicht der Abläufe bei der Vermarktung von Netzdienstleistungen nach dem OPEX-Modell.....	130
Abbildung 5.21: Übersicht der Abläufe bei der Vermarktung von Netzdienstleistungen nach dem CAPEX-Modell .....	131
Abbildung 5.22: Ablauf des Handels an der EPEX Spot bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement als Netzdienstleistung .....	132
Abbildung 5.23: Regelungskonzept des Ortsnetzspeichers zur Sicherstellung eines zuverlässigen Kapazitätsmanagements .....	132
Abbildung 5.24: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement des Ortsnetztransformators .....	133
Abbildung 5.25: Regelungskonzept des Ortsnetzspeichers zur Sicherstellung einer zuverlässigen Spannungsregelung.....	134
Abbildung 5.26: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei regionaler Direktvermarktung mit Spannungsregelung der Netzspannung .....	134
Abbildung 5.27: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Sommer bei reg. Direktverm. mit Kapazitätsmanagement .....	135
Abbildung 5.28: Vorgehensweise zur Bestimmung der notwendigen Speicherkapazität für eine vollständige Netzausbaukompensation.....	137

Abbildung 5.29: Durchschnittlich notwendige Speicherkapazität zur vollständigen Netzausbaukompensation je Netz der Kategorie „Dorf“ .....	138
Abbildung 5.30: Durchschnittlich notwendige Speicherkapazität zur vollständigen Netzausbaukompensation je Netz der Kategorie „Land“ .....	138
Abbildung 5.31: Durchschnittliche Mehreinnahmen je kWh Speicherkapazität aus reg. Direktverm. bei Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Dorf“ .....	139
Abbildung 5.32: Durchschnittliche Mehreinnahmen je kWh Speicherkapazität aus reg. Direktverm. bei Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Land“ .....	139
Abbildung 5.33: Durchschnittlich eingesparte Netzausbaukosten durch Bereitstellung von Netzdienstleistungen je Netz der Kategorie „Dorf“ .....	140
Abbildung 5.34: Durchschnittlich eingesparte Netzausbaukosten durch Bereitstellung von Netzdienstleistungen je Netz der Kategorie „Land“ .....	140
Abbildung 5.35: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Dorf“ .....	141
Abbildung 5.36: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Land“ .....	142
Abbildung 5.37: Durchschnittlicher ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Dorf“ .....	142
Abbildung 5.38: Durchschnittlicher ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Netzen der Kategorie „Land“ .....	143
Abbildung 5.39: SRL-Doppelhöckerkurve einer technischen Einheit [FNN09] .....	145
Abbildung 5.40: Beispielhafter Verlauf des durchschnittlichen Ladezustandes eines Ortsnetzspeichers in einem Dorfnetz mit 40 % PV-Durchdringung .....	147
Abbildung 5.41: Durchschnittl. max. Ladezustand zu den Zeitpunkten 8 und 20 Uhr bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Dorfnetzen .....	147
Abbildung 5.42: Durchschnittl. max. Ladezustand zu den Zeitpunkten 8 und 20 Uhr bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. in Landnetzen .....	147
Abbildung 5.43: Spezif. jährl. Einnahmen je kWh Speicherkap. bei der Erbringung neg. SRL als c-Rate des Speichers im NT .....	149
Abbildung 5.44: Spezif. jährl. Einnahmen je kWh Speicherkap. bei der Erbringung neg. SRL mit c-Rate 2,0 im NT in Abhängigkeit des LP .....	149
Abbildung 5.45: Spezif. jährl. Einnahmen je kWh Speicherkap. bei der Erbringung neg. SRL mit c-Rate 2,0 im NT bei einem LP von 200 €/MW in Abhängigkeit des AP .....	150
Abbildung 5.46: Ablauf des Handels an der EPEX Spot bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement als Netzdienstleistung und Bereitstellung von SRL .....	151
Abbildung 5.47: Steuerung des Ortsnetzspeichers und der PV-Anlagen bei reg. Direktverm. mit Kapazitätsman. des Ortsnetztrafos und Bereitstellung negativer SRL .....	151
Abbildung 5.48: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. sowie Bereitstellung von Netzdienstl. und SRL in Dorfnetzen .....	152
Abbildung 5.49: Durchschnittliche Einnahmen je kWh Speicherkapazität bei reg. Direktverm. sowie Bereitstellung von Netzdienstl. und SRL in Landnetzen .....	153

---

Abbildung 5.50: Durchschnittlicher primärer ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. sowie SRL in Netzen der Kategorie „Dorf“ .....	153
Abbildung 5.51: Durchschnittlicher primärer ROI bei reg. Direktverm. und Bereitstellung von Netzdienstl. sowie SRL in Netzen der Kategorie „Land“ .....	154
Abbildung 5.52: Simulierte Austauschleistung zwischen Hoch- und Mittelspannung an 7 Beispieltagen im Frühling bei reg. Direktverm. mit Kapazitätsman. und SRL .....	154
Abbildung 6.1: Kraftwerkseinsatz zur Primärregelleistung in Deutschland bis 2013 [Web14] .....	161
Abbildung 6.2: Histogramm der Netzfrequenz des Jahres 2014.....	162
Abbildung 6.3: Zulässiger Arbeitsbereich des Batterieladezustands bei PRL-Erbringung ...	163
Abbildung 6.4: Frequenz-Wirkleistungs-Kennlinie für die Erbringung von PRL.....	165
Abbildung 6.5: Beispielhafter Frequenzverlauf über eine Woche des Jahres 2012.....	166
Abbildung 6.6: Ladezustandsverlauf einer PRL-Batterie bei Betrieb gemäß f-P-Kennlinie .	166
Abbildung 6.7: P(f)-Kennlinie bei optionaler Übererfüllung [ÜNB14] .....	167
Abbildung 6.8: Zulässige PRL-Bereitstellung innerhalb des Totbandes [ÜNB14] .....	167
Abbildung 6.9: Zulässiger Erbringungsgradient bei PRL-Bereitstellung [ÜNB14] .....	168
Abbildung 6.10: Ladezustandsverlauf einer PRL-Batterie unter Berücksichtigung der drei Freiheitsgrade .....	169
Abbildung 6.11: Arbeitspunktverschiebung durch Fahrplangeschäfte bei PRL-Erbringung mit Batteriespeichern [ÜNB14] .....	170
Abbildung 6.12: Ladezustandsverlauf einer PRL-Batterie unter Berücksichtigung der drei Freiheitsgrade und einer Nachladestrategie durch Intraday-Handel .....	172
Abbildung 6.13: Ladezustandsverläufe einer PRL-Batterie für die Frequenzen der Jahre 2012 bis 2014 unter Anwendung des parametrisierten Steuerungsalgorithmus .....	174
Abbildung 6.14: Jährliche Kapazitätsdegradation für das 30-Minuten-Kriterium .....	176
Abbildung 6.15: Jährliche Kapazitätsdegradation für das 15-Minuten-Kriterium .....	176
Abbildung 7.1: Mögliche Einnahmen und primärer ROI der drei Speicherkategorien .....	177

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Vorgaben zur Blindleistungsfähigkeit von Erzeugungsanlagen .....	11
Tabelle 4.1: Simulationsvarianten zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie .....	50
Tabelle 4.2: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren ohne KfW-Förderung für die mittleren Speicherpreise 2016 und 2017 .....	52
Tabelle 4.3: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren ohne KfW-Förderung für die minimalen Speicherpreise 2016 und 2017 .....	53
Tabelle 4.4: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2013 für die mittleren Speicherpreise 2016 und 2017 .....	56
Tabelle 4.5: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2013 für die minimalen Speicherpreise 2016 und 2017 .....	57
Tabelle 4.6: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2016 für die mittleren Speicherpreise 2016 und 2017 .....	59
Tabelle 4.7: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller Ladestrategie in Jahren mit KfW-Förderung 2016 für die minimalen Speicherpreise 2016 und 2017 .....	60
Tabelle 4.8: Simulationsparameter zur Untersuchung der Rückspeisegradien bei Heimspeichern .....	61
Tabelle 4.9: Quantile der Rückspeisegradien zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min .....	63
Tabelle 4.10: Quantile der Rückspeisegradien zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min .....	63
Tabelle 4.11: Übersicht der Monte-Carlo-Studie zur Netzausbauberechnung .....	64
Tabelle 4.12: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Dorf“ ohne Q(U)-Regelung durch Wechselrichter .....	67
Tabelle 4.13: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Dorf“ mit Q(U)-Regelung durch Wechselrichter .....	68
Tabelle 4.14: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Land“ ohne Q(U)-Regelung durch Wechselrichter .....	69
Tabelle 4.15: Orientierungswerte für durchschnittliche Ausbaumaßnahmen je Netz in der Kategorie „Land“ mit Q(U)-Regelung durch Wechselrichter .....	70
Tabelle 4.16: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit konventioneller Heimspeichersysteme .....	72
Tabelle 4.17: Simulationsparameter der alternativen Ladestrategien zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit bei KfW-Förderung nach 2016 .....	80

Tabelle 4.18: 50 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller und alternativen Ladestrategien in Jahren mit KfW-Förderung nach 2016 für die mittleren Speicherpreise 2016 .....	83
Tabelle 4.19: 95 %-Quantilwerte des primären ROI von Heimspeichern mit konventioneller und alternativen Ladestrategien in Jahren mit KfW-Förderung 2016 für die minimalen Speicherpreise 2016 .....	84
Tabelle 4.20: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei alternativen Ladestrategien .....	90
Tabelle 4.21: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei alternativen Ladestrategien .....	91
Tabelle 4.22: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit alternativer Steuerungsalgorithmen für Heimspeicher mit KfW-Förderung 2016.....	92
Tabelle 4.23: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min .....	99
Tabelle 4.24: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min .....	99
Tabelle 4.25: Übersicht der Monte-Carlo-Studie zur Netzausbauberechnung mit PRL-Heimspeichern.....	101
Tabelle 4.26: Orientierungswerte für die Zunahme der Netzausbaukosten je Netz in der Kategorie „Dorf“ durch Bereitstellung von PRL aus Heimspeichern.....	103
Tabelle 4.27: Orientierungswerte für die Zunahme der Netzausbaukosten je Netz in der Kategorie „Dorf“ durch Bereitstellung von PRL aus Heimspeichern.....	104
Tabelle 5.1: Übersicht der Abgaben auf eingespeicherten Strom (Stand 10/2016) .....	121
Tabelle 5.2: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung .....	126
Tabelle 5.3: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung .....	126
Tabelle 5.4: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit bei regionaler Direktvermarktung von Photovoltaikanlagen .....	127
Tabelle 5.5: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement .....	136
Tabelle 5.6: Quantile der Rückspeisegradierten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement .....	136
Tabelle 5.7: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit bei regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen .....	143
Tabelle 5.8: Allgemeine Daten der Sekundärregelleistung in Deutschland.....	145
Tabelle 5.9: Simulierte Kombinationen zur Ermittlung der idealen SRL-Angebotsparameter .....	148
Tabelle 5.10: Quantile der Leistungsgradienten zwischen 8 und 10 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement und SRL .....	155
Tabelle 5.11: Quantile der Leistungsgradienten zwischen 0 und 24 Uhr in kW/min bei regionaler Direktvermarktung mit Kapazitätsmanagement und SRL .....	155
Tabelle 5.12: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse zur Wirtschaftlichkeit bei regionaler Direktvermarktung und Bereitstellung von Netzdienstleistungen .....	156

Tabelle 6.1: Leistungsänderungsgeschwindigkeiten verschiedener Kraftwerkstypen [Swi06] [Har12] .....	161
Tabelle 6.2: „Must-Run“ Kapazitäten therm. Kraftwerke zur Bereitstellung von PRL u. SRL .....	162
Tabelle 6.3: Relevante Parameterzustände zur Aktivierung der einzelnen Freiheitsgrade....	168
Tabelle 6.4: Aktivierungszustände der Freiheitsgrade bei Erbringung von PRL .....	168
Tabelle 6.5: Simulierte Wertebereiche der Parameter .....	173
Tabelle 6.6: Angenommene Werte für Parametrierungssimulationen .....	173
Tabelle 6.7: Ideale Parameterkombinationen für beide Kriterien gemäß [ÜNB15] .....	174
Tabelle 6.8: Einnahmen und Ausgaben bei PRL-Bereitstellung mit Batteriespeichern in Abhängigkeit der angebotenen PRL .....	178
Tabelle 6.9: Einnahmen und Ausgaben bei PRL-Bereitstellung mit Batteriespeichern in Abhängigkeit der eingesetzten Speicherkapazität.....	178
Tabelle 6.10: Primärer ROI von Batteriekraftwerken zur PRL-Bereitstellung.....	179

## A. Anhang

### Anhang 1: Zahlenwerte der Konstanten $K_1$ und $K_2$ zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Heimspeichern

Anhang A.1: Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  in kWh/a in Abhängigkeit der Anlagenkonstellation bei konventioneller Ladestrategie ohne KfW-Förderung

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	$P_{PV}$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$
2500 kWh	2,5 kW	660	820	880	1080	930	1150	960	1180
	5 kW	730	900	1000	1230	1070	1320	1100	1360
	7,5 kW	750	920	1030	1270	1110	1380	1140	1410
	10 kW	760	940	1050	1300	1130	1400	1160	1440
3500 kWh	2,5 kW	680	840	960	1180	1050	1290	1080	1330
	5 kW	780	970	1190	1470	1360	1670	1420	1750
	7,5 kW	810	1000	1250	1540	1430	1770	1490	1850
	10 kW	820	1020	1280	1580	1470	1810	1530	1900
4500 kWh	2,5 kW	670	830	950	1180	1060	1300	1080	1330
	5 kW	810	1000	1290	1600	1550	1910	1660	2050
	7,5 kW	850	1050	1370	1690	1660	2050	1790	2210
	10 kW	860	1060	1410	1740	1710	2110	1860	2300
5500 kWh	2,5 kW	660	810	910	1120	1000	1230	1010	1240
	5 kW	830	1030	1340	1650	1660	2050	1820	2240
	7,5 kW	880	1080	1450	1790	1820	2250	2020	2500
	10 kW	890	1100	1490	1840	1880	2320	2110	2610

Anhang A.2: Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  in kWh/a in Abhängigkeit der Anlagenkonstellation bei konventioneller Ladestrategie mit KfW-Förderung nach 2013

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	$P_{PV}$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$
2500 kWh	2,5 kW	658	907	880	1193	961	1314	1075	1075
	5 kW	731	1115	860	1096	1091	1553	1569	1569
	7,5 kW	769	1292	824	1069	1132	1691	1912	1912
	10 kW	793	1448	1136	1871	1175	1862	2016	2016
3500 kWh	2,5 kW	698	981	884	1118	1029	1367	1407	1407
	5 kW	781	1153	1048	1328	1416	2001	1953	1953
	7,5 kW	850	1402	1241	1818	1227	1567	2341	2341
	10 kW	865	1538	1340	2123	1584	2455	2379	2379
4500 kWh	2,5 kW	697	987	961	1320	1023	1383	1396	1396
	5 kW	819	1201	1347	1918	1363	1688	2286	2286
	7,5 kW	893	1446	1382	2017	1672	2358	2567	2567
	10 kW	845	1433	1392	2108	1430	1834	2755	2755
5500 kWh	2,5 kW	567	702	783	969	944	1286	1325	1325
	5 kW	900	1364	1195	1510	1709	2373	2474	2474
	7,5 kW	913	1448	1462	2114	1918	2760	2859	2859
	10 kW	959	1655	1594	2492	1983	2946	3064	3064

Anhang A.3: Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  in kWh/a in Abhängigkeit der Anlagenkonstellation bei konventioneller Ladestrategie mit KfW-Förderung nach 2016

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	$P_{PV}$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$
2500 kWh	2,5 kW	647	1050	863	1318	980	1530	935	1407
	5 kW	721	1438	1068	1901	1078	1836	1108	1871
	7,5 kW	741	1731	1120	2258	1111	2135	1334	2603
	10 kW	754	2023	1080	2422	1273	2762	1134	2398
3500 kWh	2,5 kW	694	1139	930	1423	1000	1509	1010	1516
	5 kW	791	1524	1287	2224	1384	2248	1496	2433
	7,5 kW	757	1696	1264	2378	1625	2975	1509	2616
	10 kW	749	1936	1213	2507	1593	3134	1796	3506
4500 kWh	2,5 kW	694	1158	710	958	908	1374	715	926
	5 kW	784	1464	1376	2335	1563	2472	1651	2544
	7,5 kW	799	1745	1486	2788	1173	1693	1335	1896
	10 kW	788	1983	1331	2659	1686	3091	1868	3322
5500 kWh	2,5 kW	647	1084	603	786	888	1426	840	1315
	5 kW	858	1617	1360	2228	1302	1771	1780	2704
	7,5 kW	840	1804	1587	2931	1974	3407	2018	3249
	10 kW	1074	2609	1481	2920	1902	3441	2157	3739

Anhang A.4: Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  in kWh/a in Abhängigkeit der Anlagenkonstellation bei konventioneller Ladestrategie mit fiktiver KfW-Förderung

Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	$P_{PV}$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$
2500 kWh	2,5 kW	608	1226	863	1318	620	975	877	1555
	5 kW	665	1768	1068	1901	1048	2236	1081	2282
	7,5 kW	655	2211	1120	2258	1148	2924	1090	2752
	10 kW	763	2950	1080	2422	1390	3978	1388	3929
3500 kWh	2,5 kW	635	1291	930	1423	610	965	851	1522
	5 kW	773	1964	1287	2224	1315	2571	1482	2884
	7,5 kW	807	2505	1264	2378	1523	3454	1617	3571
	10 kW	823	3015	1213	2507	1373	3568	1916	4732
4500 kWh	2,5 kW	604	1257	771	1462	800	1518	859	1657
	5 kW	805	2013	1192	2417	1621	3123	1754	3301
	7,5 kW	845	2560	1350	3184	1591	3382	1756	3588
	10 kW	857	3057	1267	3447	1613	3874	1785	4086
5500 kWh	2,5 kW	559	1199	700	1395	888	1426	689	1366
	5 kW	817	2029	1284	2594	1302	1771	1190	1887
	7,5 kW	870	2595	1334	3060	1974	3407	1940	3806
	10 kW	768	2832	1347	3536	1902	3441	2330	5099

Anhang A.5: Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  in kWh/a in Abhängigkeit der Anlagenkonstellation bei alternativen Ladestrategien mit KfW-Förderung nach 2016

Drosselung									
Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	$P_{PV}$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$
2500 kWh	2,5 kW	355	509	606	724	710	747	869	987
	5 kW	573	944	930	1306	1045	1446	1115	1576
	7,5 kW	739	1536	1045	1775	1175	1977	1208	2024
	10 kW	658	1602	1003	1949	1145	2180	779	1301
3500 kWh	2,5 kW	316	463	505	538	703	738	850	900
	5 kW	614	1029	1044	1389	1089	1181	1430	1843
	7,5 kW	680	1333	1146	1740	1373	1989	1157	1391
	10 kW	687	1608	1189	2091	1422	2353	1597	2661
4500 kWh	2,5 kW	288	441	447	476	633	667	796	858
	5 kW	542	875	992	1222	1377	1672	1584	1905
	7,5 kW	697	1336	1314	1993	1554	2089	1455	1660
	10 kW	820	1863	1388	2398	1623	2474	1999	3142
5500 kWh	2,5 kW	261	421	446	542	572	612	716	773
	5 kW	611	1058	1016	1287	1393	1650	1529	1616
	7,5 kW	733	1407	1340	1962	1405	1545	1925	2432
	10 kW	744	1656	1435	2405	1945	2999	2181	3214

Kappung									
Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	$P_{PV}$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$	$K_1$	$K_2$
2500 kWh	2,5 kW	597	635	853	902	901	998	921	1095
	5 kW	730	1054	987	1165	1056	1243	1097	1350
	7,5 kW	741	1327	1025	1427	918	1055	942	1093
	10 kW	700	1497	1016	1626	876	1133	1154	1758
3500 kWh	2,5 kW	606	661	930	976	1043	1113	1079	1206
	5 kW	708	942	1138	1268	1295	1371	1404	1589
	7,5 kW	759	1290	1214	1550	1274	1375	1527	1870
	10 kW	721	1467	1265	1870	1457	1968	1233	1333
4500 kWh	2,5 kW	591	656	918	977	1071	1142	1152	1278
	5 kW	598	668	1269	1460	1509	1613	1643	1773
	7,5 kW	741	1219	1312	1628	1634	1884	1786	2027
	10 kW	789	1591	1034	1173	1452	1571	1988	2581
5500 kWh	2,5 kW	548	590	864	918	1030	1111	1077	1149
	5 kW	593	652	1196	1272	1560	1616	1763	1844
	7,5 kW	767	1256	1335	1619	1736	1922	1948	2078
	10 kW	740	1447	1412	1953	1810	2175	2089	2426

Dämpfung									
Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>						
2500 kWh	2,5 kW	595	648	853	889	937	991	966	1016
	5 kW	693	967	1061	1354	1102	1330	1133	1361
	7,5 kW	707	1235	1054	1501	1129	1554	1145	1547
	10 kW	707	1484	1164	1981	1128	1760	1171	1814
3500 kWh	2,5 kW	583	642	722	779	1060	1114	1094	1137
	5 kW	725	974	883	991	1350	1479	1415	1537
	7,5 kW	765	1292	858	1005	1432	1762	1547	1914
	10 kW	748	1498	1130	1816	1165	1309	1702	2437
4500 kWh	2,5 kW	539	586	881	935	837	917	1093	1151
	5 kW	592	640	1187	1292	1226	1442	1645	1734
	7,5 kW	805	1331	1290	1585	1425	1842	1786	2017
	10 kW	774	1505	1470	2187	1511	2117	1868	2325
5500 kWh	2,5 kW	505	554	804	844	993	1055	1020	1078
	5 kW	737	984	1200	1320	1557	1641	1784	1868
	7,5 kW	814	1315	1371	1706	1706	1883	1983	2166
	10 kW	815	1568	1505	2160	1815	2207	2130	2543

Anhang A.6: Zahlenwerte der Konstanten  $K_1$  und  $K_2$  in kWh/a in Abhängigkeit der Anlagenkonstellation bei alternativen Ladestrategien mit fiktiver KfW-Förderung

Drosselung									
Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>						
2500 kWh	2,5 kW	611	810	857	976	945	1082	925	989
	5 kW	661	1302	992	1511	840	1021	873	1052
	7,5 kW	710	1882	1050	2091	1308	2516	1171	2154
	10 kW	773	2503	1072	2630	1333	3077	1388	3138
3500 kWh	2,5 kW	580	759	872	944	1053	1175	1073	1162
	5 kW	694	1290	1150	1583	1352	1722	1417	1761
	7,5 kW	746	1884	1219	2142	1446	2272	1539	2351
	10 kW	743	2348	1222	2612	1522	2893	1634	2989
4500 kWh	2,5 kW	555	747	836	926	1028	1136	1071	1179
	5 kW	767	1425	1270	1743	1494	1784	1758	2178
	7,5 kW	847	2057	1304	2173	1650	2369	1463	1664
	10 kW	775	2367	1258	2525	1919	3390	1923	3097
5500 kWh	2,5 kW	504	677	819	987	924	1014	952	1038
	5 kW	745	1362	1254	1689	1448	1581	1780	2027
	7,5 kW	776	1858	1350	2171	1741	2375	1993	2524
	10 kW	794	2375	1305	2522	1935	3191	1621	1974

Kappung									
Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>						
2500 kWh	2,5 kW	609	777	861	988	858	978	951	1258
	5 kW	698	1363	1012	1517	866	1094	1086	1622
	7,5 kW	652	1734	1054	2034	1156	2121	789	1254
	10 kW	774	2505	1114	2647	1225	2737	1259	2787
3500 kWh	2,5 kW	600	763	918	1014	1029	1137	1010	1112
	5 kW	718	1326	1250	1770	1378	1781	1404	1803
	7,5 kW	699	1766	1184	2002	1419	2162	1531	2330
	10 kW	680	2217	1206	2520	1538	2845	1781	3271
4500 kWh	2,5 kW	580	751	888	986	1043	1148	1097	1228
	5 kW	709	1278	1045	1169	1544	1868	1538	1705
	7,5 kW	745	1820	1304	2119	1650	2316	1872	2591
	10 kW	769	2379	1467	2952	1809	3075	1932	3053
5500 kWh	2,5 kW	585	804	851	980	970	1061	1042	1165
	5 kW	678	1202	1066	1193	1589	1849	1690	1817
	7,5 kW	782	1880	1421	2279	1468	1671	1754	1937
	10 kW	725	2248	1422	2721	1992	3248	2085	2968

Dämpfung									
Energieinhalt:		2,5 kWh		5 kWh		7,5 kWh		10 kWh	
JSB	P <sub>PV</sub>	K <sub>1</sub>	K <sub>2</sub>						
2500 kWh	2,5 kW	611	810	857	976	945	1082	925	989
	5 kW	661	1302	992	1511	840	1021	873	1052
	7,5 kW	710	1882	1050	2091	1308	2516	1171	2154
	10 kW	773	2503	1072	2630	1333	3077	1388	3138
3500 kWh	2,5 kW	580	759	872	944	1053	1175	1073	1162
	5 kW	694	1290	1150	1583	1352	1722	1417	1761
	7,5 kW	746	1884	1219	2142	1446	2272	1539	2351
	10 kW	743	2348	1222	2612	1522	2893	1634	2989
4500 kWh	2,5 kW	555	747	836	926	1028	1136	1071	1179
	5 kW	767	1425	1270	1743	1494	1784	1758	2178
	7,5 kW	847	2057	1304	2173	1650	2369	1463	1664
	10 kW	775	2367	1258	2525	1919	3390	1923	3097
5500 kWh	2,5 kW	504	677	819	987	924	1014	952	1038
	5 kW	745	1362	1254	1689	1448	1581	1780	2027
	7,5 kW	776	1858	1350	2171	1741	2375	1993	2524
	10 kW	794	2375	1305	2522	1935	3191	1621	1974

**Anhang 2: Kostentabelle Netzausbau**

Die angegebenen Kosten sind zusammengesetzt aus [FFE15] und inflationsbereinigten Daten aus [Ker11].

<b>Kabelgraben</b>		
Kabelgraben	50 €	pro Meter
<b>NS-Kabel inkl. Material, Montage, Dokumentation, Schaltmaßnahmen und Kabelprüfung</b>		
NAYY-J 4x150	10,5 €	pro Meter
NAYY-J 4x185	12,6 €	pro Meter
NAYY-J 4x50	6,7 €	pro Meter
ggf. Freileitungsrückbau	23 €	pro Meter
<b>Transformatorstation</b>		
Ohne Transformator	15.000 €	
<b>Transformator</b>		
160 kVA	5.700 €	
250 kVA	7.000 €	
400 kVA	8.500 €	
630 kVA	12.000 €	
<b>Regelbarer Ortsnetztransformator</b>		
630 kVA	22.000 €	
<b>Längsregler</b>		
110 kVA	15.000 €	