

Masterthesis

Philipp Eike Janßen

Analyse eines Photovoltaik-Batteriesystems zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Philipp Eike Janßen

**Analyse eines Photovoltaik-Batteriesystems
zur Bereitstellung von
Primärregelleistung**

Masterthesis eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:

Center for Demand Side Integration
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Alexanderstraße 1
20099 Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dr. Thomas Veeseer

Zweitprüfer: Dr. Hans Schäfers

Abgabedatum: 27.02.2015

Zusammenfassung

Philipp Eike Janßen

Thema der Masterthesis

Analyse eines Photovoltaik-Batteriesystems zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Stichworte

Photovoltaik, Batteriespeicher, Systemdienstleistung, Frequenzhaltung, Primärregelleistung, Modellierung eines Photovoltaik-Batteriesystems, Smart Grid, Raspberry Pi,

Kurzzusammenfassung

Die Photovoltaik ist heute ein wichtiges Standbein erneuerbarer Energieversorgung. Damit Deutschland mittelfristig von der hohen installierten Leistung profitiert, müssen Photovoltaikanlagen zur Netzstabilität beitragen. Die Erbringung von Primärregelleistung mit einem Photovoltaik-Batteriesystem wird als ein möglicher Ansatz innerhalb dieser Arbeit untersucht. Dazu wird ein Simulationsmodell entwickelt, parametrisiert und validiert, um das Primärregelleistungspotenzial einer haushaltstypischen Systemkonfiguration technisch zu analysieren und zu bewerten. Weiterhin wird ein Umsetzungskonzept für eine intelligente Steuereinheit auf Basis eines Raspberry Pi vorgestellt.

Philipp Eike Janßen

Title of master thesis

Analysis of a photovoltaic battery system for the provision of primary control

Keywords

Photovoltaics, Battery Storage, System Services, Frequency Control, Primary Control, Modelling of Photovoltaic Battery System, Smart Grid, Raspberry Pi,

Abstract

Today photovoltaics is an important pillar of renewable energy supply. To benefit from the high photovoltaic power installed in Germany, photovoltaic systems have to provide grid stability in the medium term. One possibility to do so is the provision of primary control with a photovoltaic battery system. This approach is presented in this paper. For this purpose a simulation model is developed, parameterised and validated for analysing and evaluating the technical potential of the primary control for a typical household photovoltaic battery system configuration. Furthermore, an implementation concept for an intelligent controller based on a Raspberry Pi is presented.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	ii
Tabellenverzeichnis	v
Abbildungsverzeichnis	vii
Nomenklatur	xii
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation für das Thema.....	1
1.2 Zielstellung und Aufbau der Arbeit	2
2 Grundlagen	3
2.1 Frequenzhaltung als Systemdienstleistung zur Netzstabilisierung	6
2.1.1 Primärregelleistungsmarkt in Deutschland.....	10
2.1.2 Stand der Technik: Batteriespeicher in der Primärregelleistung	11
2.2 Solarenergiespeicher im photovoltaischen Eigenverbrauchssystem	16
2.2.1 Betriebskonzept und Kennzahlen	18
2.2.2 Systemkomponenten und Aufbau.....	22
3 Fragestellung und Lösungsmethodik	28
3.1 Das Photovoltaik-Batteriesystem aus [Ber14] und [Kue11].....	30
3.2 Lösungsmethodik und Simulationsszenarien.....	32
4 Modellentwicklung und Parametrierung	36
4.1 Datenbasis	37
4.1.1 Netzfrequenz.....	37
4.1.2 Photovoltaikprofil.....	38
4.1.3 Lastprofil	39
4.2 Modellentwicklung	41
4.2.1 Parametrierung des Batteriespeichers.....	42
4.2.2 Berechnung Primärregelleistungsanforderung	43
4.3 Berechnung der Ergebnisparameter	45
4.3.1 Trennung der Batterieleistung	46
4.3.2 Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit	49
5 Validierung und Auswertung.....	50
5.1 Validierung	50
5.2 Haushaltstypische Konfiguration ohne Freiheitsgrade	54
5.2.1 Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad ohne PRL	55
5.2.2 Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit	56
5.2.3 Primärregelleistungspotenzial	65
5.3 Zusätzliche Fragestellungen.....	66
5.3.1 Haushaltstypische Konfiguration mit Freiheitsgraden	66
5.3.2 Einsatz des Speichers vom Heizwerk Hafencity im Haushalt.....	69
5.3.3 Einfluss der PRL-Szenarien auf die Batterieladezyklen.....	72
5.3.4 Bewertung des Kennwertes „Primärregelleistungspotenzial“	73

6	Konzept für eine intelligente Steuereinheit (Steuerbox)	75
6.1	Schnittstellenbeschreibung	76
6.2	Skizzierung von PRL Betriebsweisen.....	77
6.2.1	Der lokal primärregelungsoptimierte Betrieb	77
6.2.2	Das systemintegrierte Fahrplanmanagement.....	78
6.3	Umsetzung von Simulationsmodellen auf dem Raspberry Pi.....	79
6.4	Analyse des PV-Batteriespeichersystems am Heizwerk Hafencity.....	82
6.4.1	Analyse des Testbetriebes in der ersten Jahreshälfte 2014.....	82
6.4.2	Validierung des Simulationsmodells	84
7	Zusammenfassung und Ausblick	89
7.1	Zusammenfassung.....	89
7.2	Ausblick	91
	Anhang	A-1
A	Allgemeines	A-1
A.1	Beispiel: Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte	A-1
A.2	Grundsätzliches zu PV-Modulen und deren Wechselrichtern.....	A-2
A.3	Lastprofilbestimmung mittels Standardlastprofil und LoadProfileGenerator	A-8
A.4	Grafische Darstellungen	A-13
A.5	Datenblattauszüge der Solarmodule: HAW-Hamburg und Heizwerk Hafencity	A-16
B	Ergebnisse	A-17
B.1	Grafische Darstellung – Einfluss verschiedener PRL-Szenarien auf den Autarkiegrad	A-17
B.2	Grafische und tabellarische Darstellung – Haushaltskonfiguration mit Freiheitsgraden	A-18
B.3	Grafische und tabellarische Darstellung – Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade.....	A-22
C	Simulink - Modellteile, Eingabemasken und Quellcodes.....	A-26
C.1	Modellteile.....	A-26
C.2	Eingabemasken.....	A-33
C.3	Quellcodes	A-34
D	Beispielsimulation auf einem Raspberry Pi.....	A-43
	Literaturverzeichnis	xv

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Anteil der für Primärregelleistung (PRL) präqualifizierten Anlagen in Deutschland, Stand 2010, eigene Darstellung nach [BuR10]	8
Tabelle 2.2: Übersicht über bestehende Großbatteriespeicher und deren Anwendungsgebiete, eigene Darstellung ohne Anspruch auf Vollständigkeit	15
Tabelle 3.1: Vergleich der Parameter mittlerer Ladezustand, EV und AG einer haushaltstypischen PV-Batteriespeicher-Konfiguration sowie der Umsetzung am Heizwerk Hafencity	29
Tabelle 4.1: Parametrierung des Batteriespeichers. Wesentlich für die Kapazitätsanpassung ist die Anzahl der parallel geschalteten Zellen.	42
Tabelle 5.1: Vergleich der Energiemengen auf Basis einer Jahressimulation zwischen dem Modell aus [Ber14] und dem innerhalb dieser Arbeit entwickelten PRL-Simulationsmodell	50
Tabelle 5.2: Auswirkung unterschiedlicher PRL-Szenarien auf den Eigenverbrauchsanteil (EV), den Autarkiegrad (AG) und die Zeitverfügbarkeit. Simulationszeitraum: Ein Jahr	53
Tabelle 5.3: Monatsweise berechneter EV und AG des Basisjahres ohne PRL ...	55
Tabelle 5.4: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. des Einflusses positiver PRL auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit in %. *Verwendung des Ergebnisses für 6 kW. Für die übrigen Werte gilt die in Klammern gesetzte Leistung.	58
Tabelle 5.5: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. des Einflusses negativer PRL auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit in %. Es gilt jeweils die in Klammern gesetzte Leistung in kW.	61
Tabelle 5.6: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. des Einflusses symmetrischer PRL auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit in %. Es gilt jeweils die in Klammern gesetzte Leistung in kW.	64
Tabelle 5.7: Zeitverfügbarkeit über zwei Monate mit symmetrischer PRL in %. Die Ergebnisse zeigen ein Maximum bei mittleren Leistungen und ihr Minimum jeweils am davon weit entferntesten Rand.	65
Tabelle 5.8: Mögliche PRL-Szenarien einer haushaltstypischen Anlagenkonfiguration in Abhängigkeit unterschiedlicher Zeitverfügbarkeiten....	65
Tabelle 5.9: Auswirkung der Freiheitsgrade auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL in %. Die jeweilige Leistung ist in Klammern in kW angegeben.	67
Tabelle 5.10: Empfohlene PRL-Szenarien für die Nutzung von Freiheitsgraden in einer haushaltsüblichen Systemzusammenstellung	68
Tabelle 5.11: Einfluss eines größeren Batteriespeichers auf den EV, den AG sowie die Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL in %.	70
Tabelle 5.12: Empfohlene PRL-Szenarien für die Nutzung des Heizwerk Hafencity Batteriespeichers in einem Haushalt	71
Tabelle 6.1: Interface 1, Parameter zur Kommunikation zwischen Steuerbox und SPS. WR = Wechselrichter.	76
Tabelle 6.2: Interface 2, Parameter zur Kommunikation zwischen Steuerbox und einer übergeordneten Ebene	77

Tabelle A 1: Wirkungsgrade ausgewählter Siliziumsolarzellen sowie deren prozentualer Anteil am Weltmarkt (eigene Darstellung nach [Mer13], Seite 146)	A-3
Tabelle A 2: Vergleich der Solarmodule der HAW-Hamburg und des Heizwerk Hafencity anhand deren Datenblätter. Die Werte ohne Klammern sind aus [Con11] und [Sol12]. Die Werte in Klammern sind aus [Ber14]. Der Wert in Hochkommata ist berechnet.	A-16
Tabelle A 3: Einfluss positiver PRL mit Freiheitsgraden auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.	A-21
Tabelle A 4: Einfluss negativer PRL mit Freiheitsgraden auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.	A-21
Tabelle A 5: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.	A-25
Tabelle A 6: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.	A-25

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau des bestehenden deutschen Stromnetzes (angepasste Darstellung nach [Heu13], Seite 87)	4
Abbildung 2.2: Territoriale Verteilung der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, Stand: 2013 [Heu13]	5
Abbildung 2.3: Der europäische Netzverbund ENTSO-E mit seinen fünf Teilverbundnetzen: Continental Europe, Nordic, Baltic, UK und Ireland [Heu13] 6	
Abbildung 2.4: Die Regelleistungsarten unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihren Erbringungsbeginn sowie deren Leistungsrampen. Die Momentanreserve (MR) ist keine Regelleistung, aufgrund ihrer Ähnlichkeit zur Regelleistung an dieser Stelle dennoch mit aufgeführt. [Hey12], [Reg14], Bild nach [Hey12]	9
Abbildung 2.5: Die Doppelhöckerkurve ist Bestandteil des Präqualifikationsverfahrens für PRL. Dargestellt ist der Abruf positiver PRL, das grundsätzliche Vorgehen gilt analog für negative PRL [Reg14]	10
Abbildung 2.6: (links) Optionale Übererfüllung von bis zu 120 % der Minimalanforderung, (rechts) Erbringung von PRL im Totband [EFP14].....	12
Abbildung 2.7: Leistungsgradienten sind ein nutzbarer Freiheitsgrad bei der PRL-Erbringung	13
Abbildung 2.8: Einfluss verschiedener Freiheitsgrade auf den Ladezustand während der PRL-Erbringung durch einen Batteriespeicher (Zeitraum ein Jahr) [Ger14]	14
Abbildung 2.9: Aktueller Stand und prognostizierte Entwicklung der Stromgestehungskosten ausgewählter Energieerzeugungsanlagen [ISE13]	17
Abbildung 2.10: Möglichkeiten zur Nutzung der elektrischen Überschüsse aus Photovoltaik-Hausdachanlagen [Qua13].....	18
Abbildung 2.11: Leistungsbezogene Darstellung des heute üblichen eigenverbrauchsoptimierten Betriebskonzepts photovoltaischer Batteriespeichersysteme, eigene Darstellung nach [Qua13]. Der plötzliche Sprung im Batterieladezustand gegen 02:00 Uhr ist nicht abschließend geklärt und nicht typisch für derartige Anlagen.	18
Abbildung 2.12: Eigenverbrauchsanteil über ein Jahr in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikspitzenleistung und der Batteriespeicherkapazität eines typischen Einfamilienhauses in Deutschland mit einem elektrischen Jahresenergieverbrauch von 4.700 kWh [Qua13]	21
Abbildung 2.13: Schematische Darstellung eines Photovoltaik-Batteriesystems mit (links) AC- und (rechts) DC-seitiger Batterieanbindung [Qua13].....	27
Abbildung 3.1: Darstellung der für die Primärregelleistung nutzbaren Batteriekapazität auf Basis von Messdaten des Photovoltaik-Batteriesystems am Heizwerk Hafencity vom 25.05.2014.....	28
Abbildung 3.2: Vergleich der Batterienutzung zwischen dem Heizwerk Hafencity und einer haushaltstypischen Konfiguration über das Jahr 2013	30
Abbildung 3.3: Ersatzschaltbildmodell für Batteriespeicher [QuK13]	31
Abbildung 3.4: Versuchsraum für die Variation der Leistung zur PRL-Erbringung in Abhängigkeit dreier Ergebnisgrößen	34

Abbildung 3.5: Ermittlung der maximalen PRL-Leistung mittels einer Testsimulation	35
Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der Datenbasis und Ergebnisparameter des entwickelten Simulationsmodells	36
Abbildung 4.2: Die Rohdaten der Netzfrequenz von 2013 zeigen Auffälligkeiten wie Frequenzsprünge und vermutete Messfehler	37
Abbildung 4.3: Angepasste Netzfrequenz im Jahr 2013 als Datengrundlage für die PRL-Simulation.....	38
Abbildung 4.4: Skaliertes Photovoltaikprofil von 2013 nach [Ber14] mit einer Spitzenleistung von 5.000 WP mit dem Sunny Tripower 5000TL-20	39
Abbildung 4.5: Synthetisch erzeugtes Lastprofil des LPG einer Familie mit zwei Kindern. Deren elektrischer Jahresenergiebedarf beträgt 4.767 kWh.	41
Abbildung 4.6: Die Berechnung der PRL-Anforderung aus der Netzfrequenz erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird diese mit oder ohne Freiheitsgrad berechnet. Nachfolgend findet die Anpassung entsprechend des gewählten PRL-Szenarios statt.	43
Abbildung 4.7: Schematische grafische Darstellung der Bedeutung des Deckungsanteils. Die für PRL genutzte Batterieleistung ist nicht zwingend gleich der eigentlichen PRL-Anforderung.	47
Abbildung 5.1: Grafischer Vergleich der Netzeinspeisung zwischen PRL- und [Ber14]-Modell.....	51
Abbildung 5.2: Abhängigkeit des mittleren Batterieladezustandes sowie des Batteriewirkungsgrades (ladezustandskorrigiert) von der kontrahierten PRL	53
Abbildung 5.3: Der Batteriewirkungsgradanteil kann nur mit Hilfe der Betrachtung des Start- und Entladezustandes ermittelt werden.	54
Abbildung 5.4: Einfluss positiver PRL auf den EV je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung	56
Abbildung 5.5: Zeitverfügbarkeit positiver PRL-Erbringung je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung	57
Abbildung 5.6: Einfluss negativer PRL auf den EV je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung	59
Abbildung 5.7: Zeitverfügbarkeit der negativen PRL je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung	60
Abbildung 5.8: Einfluss symmetrischer PRL auf EV je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung.	61
Abbildung 5.9: Vergleich zweier symmetrischer PRL-Eigenverbrauchsanteileinflüsse. Der simulierte Einfluss ergibt sich aus den Simulationsergebnissen symmetrischer PRL bei 1.000 W. Der errechnete Einfluss basiert auf den für negative und positive PRL separat berechneten Einflüssen, ebenfalls für 1.000 W.	62
Abbildung 5.10: Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung	63
Abbildung 5.11: Monatliche Verteilung der Batterieladezyklen mit und ohne Einfluss verschiedener PRL-Szenarien.	72
Abbildung 5.12: Vergleich der Batterieladezyklen ohne PRL und mit 1.000 W negativer PRL über ein Jahr.	73

Abbildung 6.1: Die Steuerbox ist eine systemintegrierte Kommunikationseinheit sowie eine lokaloptimierte Steuerungseinheit.	76
Abbildung 6.2: Beispieldarstellung der nötigen Anpassungen des von Simulink erstellten C-Codes für die spätere Nutzung auf einem Raspberry Pi. Die angepassten bzw. hinzugefügten Code-Zeilen sind markiert.	81
Abbildung 6.3: Die Regelung des Batteriespeichers reagiert mit einer Verzögerung von ca. 6 bis 7 Sekunden auf Sprünge in der Photovoltaikleistung. Es entsteht zwischen 08:00 bis 20:00 Uhr eine nicht steuerbare, undefinierte Netznutzung.	83
Abbildung 6.4: Grafischer Vergleich eines simulierten und real gemessenen Batterieladezustandes am 30.05.2014	85
Abbildung 6.5: Sensorpositionierung auf dem Dach des Heizwerkes zur Ermittlung der direkten Globalstrahlung. Erste Messreihe mit Verschattung (rechts), folgende Messreihen ohne Verschattung (links). Die Verschattung löst sich gegen 10:00 Uhr auf.....	85
Abbildung 6.6: Vergleich der Photovoltaikerzeugungsleistung aus dem Simulationsmodell nach [Ber14] mit den realen Messdaten am Heizwerk Hafencity.	87
Abbildung 6.7: Absolute Höhe der Abweichungen je Leistungsklasse	87
Abbildung 6.8: Relative Häufigkeit der Abweichungen je Leistungsklasse.....	88
Abbildung A.1: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Nutzung von Fahrplangeschäften für die Stabilisierung des Ladezustandes in der PRL [EFP14]A-2	
Abbildung A.2: Vereinfachtes Modell einer Solarzelle durch eine Diode (links) sowie deren Erweiterung, das Standardmodell, mit je einem Serien- und Parallelwiderstand (rechts) [Mer13].....	A-4
Abbildung A.3: Exemplarische Darstellung des Standardlastprofils für Haushalte an unterschiedlichen Tagen mit saisonalen Einflüssen [Ric14].....	A-10
Abbildung A.4: Darstellung des dynamischen Faktors zur Berücksichtigung saisonaler Einflüsse auf das Standardlastprofil eines Haushaltes [Ric14].....	A-10
Abbildung A.5: Autarkiegrad über ein Jahr in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikspitzenleistung und der Batteriespeicherkapazität eines typischen Einfamilienhauses in Deutschland mit einem elektrischen Energieverbrauch von 4700 kWh im Jahr. [Qua13].....	A-13
Abbildung A.6: Undefinierte Netzeinspeisung durch die verzögerte Batteriereaktion in Viertelstunden-Mittelwerten. Es zeigt sich, dass eine energiewirtschaftliche Relevanz besteht.	A-13
Abbildung A.7: Aufgrund von Leistungsgrenzen im Batteriespeichermodell entstehen Leistungsspitzen bei der Anfrage hoher Batterieentladeleistungen. Die Darstellung zeigt das Ergebnis einer Jahressimulation ohne Primärregelleistung.	A-14
Abbildung A.8: Die Leistungsspitzen nehmen mit steigender Leistungsanforderung zu und sind vor allem in der Batterieentladung zu erkennen. Die Darstellung zeigt das Ergebnis einer Jahressimulation mit einer symmetrischen PRL von 15.000 W.....	A-14
Abbildung A.9: Schema der Trennung von Batterieleistung für Eigenverbrauch bzw. Eigenverbrauchsanteil und Primärregelleistung.....	A-15

Abbildung A.10: Anstieg des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit positiver PRL auf Grund der Zunahme undefinierter Leistungsspitzen des Batteriespeichers.	A-15
Abbildung A.11: Anstieg des Autarkiegrads in Abhängigkeit positiver PRL auf Grund der Zunahme undefinierter Leistungsspitzen des Batteriespeichers.	A-16
Abbildung A.12: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit positiver PRL.....	A-17
Abbildung A.13: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit negativer PRL.....	A-17
Abbildung A.14: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit symmetrischer PRL.	A-17
Abbildung A.15: Monatsweiser Verlauf des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit positiver PRL mit Freiheitsgraden.....	A-18
Abbildung A.16: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit positiver PRL mit Freiheitsgraden.	A-18
Abbildung A.17: Monatsweiser Verlauf der Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit positiver PRL mit Freiheitsgraden.	A-18
Abbildung A.18: Monatsweiser Verlauf des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit negativer PRL mit Freiheitsgraden.....	A-19
Abbildung A.19: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrads in Abhängigkeit negativer PRL mit Freiheitsgraden.....	A-19
Abbildung A.20: Monatsweiser Verlauf der Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit negativer PRL mit Freiheitsgraden.....	A-19
Abbildung A.21: Monatsweiser Verlauf des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit symmetrischer PRL mit Freiheitsgraden.	A-20
Abbildung A.22: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrads in Abhängigkeit symmetrischer PRL mit Freiheitsgraden.	A-20
Abbildung A.23: Monatsweiser Verlauf der Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit symmetrischer PRL mit Freiheitsgraden.	A-20
Abbildung A.24: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Eigenverbrauchsanteil.....	A-22
Abbildung A.25: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Autarkiegrad	A-22
Abbildung A.26: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf die Zeitverfügbarkeit	A-22
Abbildung A.27: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Eigenverbrauchsanteil.....	A-23
Abbildung A.28: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Autarkiegrad	A-23
Abbildung A.29: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf die Zeitverfügbarkeit	A-23
Abbildung A.30: Einfluss symmetrischer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Eigenverbrauchsanteil.....	A-24
Abbildung A.31: Einfluss symmetrischer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Autarkiegrad	A-24

Abbildung A.32: Einfluss symmetrischer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf die Zeitverfügbarkeit	A-24
Abbildung A.33: Modellübersicht: das entwickelte Modell besteht aus zwei Teilen. Einem angepassten Batteriespeichermodell sowie der Berechnung der Ergebnisparameter.....	A-26
Abbildung A.34: Dieser Überblick zeigt den Berechnungsblock zur Ermittlung der Ergebnisparameter.....	A-27
Abbildung A.35: Berechnung der Primärregelleistungsanforderung auf Basis der Netzfrequenz und weiterer Parameter wie z. B. des gewählten Szenarios.	A-28
Abbildung A.36: Übersichtsausschnitt der Berechnungsebenen: Ausschnitt aus der ersten Simulationsebene. Die vom Batteriespeicher abgegebene Leistung wird mit der theoretisch berechneten verglichen und in einen Leistungsanteil für PRL sowie für Eigenverbrauch separiert.	A-28
Abbildung A.37: Erste Ebene der Batterienutzungsberechnung für den Eigenverbrauchsanteil, den Autarkiegrad sowie für die Primärregelleistungsbereitstellung.....	A-29
Abbildung A.38: Ausgabe wesentlicher Parameter wie Netzeinspeisung, Netzbezug oder gesamte Photovoltaikerzeugung im Simulationszeitraum.	A-30
Abbildung A.39: Finale Berechnung von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil. Für ersten wird die Batterieladung aus Zwecken der Primärregelleistung nicht mit Bilanziert.	A-30
Abbildung A.40: Berechnung des PRL-Erbringungsanteils, innerhalb der Arbeit Zeitverfügbarkeit genannt, auf Basis aufsummierter „Zustandswerte“ aus der Simulation	A-31
Abbildung A.41: Simulink-Zusammenstellung für die Berechnung der Vollladezyklen bzw. der gesamten Batteriebe- und Entladung.....	A-31
Abbildung A.42: Überlagerung von Photovoltaikerzeugung, Last und Primärregelleistungsanforderung zu einer Leistungsanfrage an den Batteriespeicher	A-31
Abbildung A.43: Auszug aus der Ladezustandsbestimmung des Batteriemodells aus [Kue11]. Die Änderung von Minutenzeitschritten in eine sekundliche Auflösung erfordert die Anpassung der Faktoren von 60 min auf 3600 s.	A-32
Abbildung A.44: Parametrierungsoptionen des Batteriespeichermodells über Eingabemasken in Simulink.....	A-33
Abbildung A.45: Auswahl der Freiheitsgrade für die Berechnung der Primärregelleistungsanforderung	A-33
Abbildung A.46: Implementation von Modbus/TCP in einem Python Skript. Dieses startet die Beispielsimulation, ruft über Modbus Startwerte ab und gibt Ergebniswerte zurück. Der Code wurde in Zusammenarbeit mit dem Autor aus [Far14] entwickelt und ist keine vollständige Eigenleistung.	A-43

Nomenklatur

Verwendete Formelzeichen

Symbol	Bedeutung	Einheit
A	Fläche	m
C	Kapazität	Wh
c_0	Koeffizient zur Berechnung des Photostroms	-
D	Deckungsanteil	-
E	Globalstrahlung	W/m ²
F	Dynamischer Faktor für die Standardlastprofile	-
f	Frequenz (hier Netzfrequenz)	Hz
FF	Füllgrad bzw. Füllfaktor	-
I	Strom	A
m	Diodenfaktor	-
P	Leistung	W
Q	Blindleistung	var
R	Widerstand	Ω
S	Scheinleistung	VA
t	Zeit	s
U	Spannung	V
x	Faktor für PRL-Potenzial / elektrischer Energiebedarf	- / kWh
η	Wirkungsgrad	-
φ	Verschiebungsfaktor	-

Verwendete Indizes

Symbol	Bedeutung
0, 1, 2, ...	Laufende Nummerierung
5%, 10%, ...	Prozentualer Teillastbetriebspunkt
AG	Autarkiegrad
angefordert	angefordert
Batterie	Batterie
Batterie,Entladen	Batterieentladung
Batterie,Laden	Batteriebeladung
BatterieentladungFürPRL	Batterieentladung für Primärregelleistung
BatterieFürEV	Anteil der Batterieleistung für EV und AG
BatterieFürPRL	Anteil der Batterieleistung für PRL
BatterieladungFürPRL	Batteriebeladung für Primärregelleistung
D	Diode
d	Tag des Jahres
erbracht	erbracht
erforderlich	erforderlich
Erzeugungsleistung	Photovoltaik-Erzeugungsleistung
Euro	Europäisch
EV	Eigenverbrauchsanteil
Gesamt	Gesamt
Ist	Ist-Wert
K	Kurzschluss
Last	Last
Max	Maximum
MPP	Maximum Power Point
Netzeinspeisung	Netzeinspeisung
Netznutzung	Netznutzung
ohnePRL	Ohne Primärregelleistung
P	Parallelwiderstand
Ph	Photo (-strom)
Pot	Potenzial
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
PV,eigen	Eigenverbraucher Anteil
S	Serienwiderstand

Soll Soll-Wert
T Temperatur

Verwendete Abkürzungen

Symbol	Bedeutung
---------------	------------------

AG	Autarkiegrad
EV	Eigenverbrauchsanteil
PRL	Primärregelleistung
TE	Technische Einheit
SoC	Batterieladezustand
SDL	Systemdienstleistung
SRL	Sekundärregelleistung

1 Einleitung

1.1 Motivation für das Thema

Die Photovoltaik ist ein festes Standbein der erneuerbaren elektrischen Energieversorgung [Qua13]. Gemäß der Pläne der Bundesregierung ist deren stetiger Ausbau auch zukünftig zu erwarten, denn bis 2050 sollen 80% des elektrischen Energiebedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden [BMU10].

Bereits heute entstehen durch die Integration großer Photovoltaikleistungen in das elektrische Netz besondere Herausforderungen - z. B. durch die erwartete Sonnenfinsternis am 20. März 2015.

Nach Berechnungen der *HTW Berlin* wird an einem sonnigen Tag zu Beginn der Sonnenfinsternis um 09:37 Uhr eine solare Erzeugungsleistung von ca. 17,5GW vorhergesagt. Im Verlauf der Sonnenfinsternis reduzieren sich diese auf 6,2GW um bis 11:57 Uhr auf 24,6GW zu steigen. Der deutsche elektrische Gesamtenergiebedarf wird in dieser Zeit zwischen 60 und 80 GW liegen. [Die15], [Ago15]

Im Jahr 2015 werden wie bisher konventionelle Kraftwerke die Leistungsschwankungen durch so genannte Systemdienstleistungen ausgleichen.

Auch deshalb, weil der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung mit 25,8% (Stand 2014 [AGE14a], davon entfallen 4,9% auf die Photovoltaik [AGE14]) verglichen mit den Ausbauzielen niedrig ausfällt.

Zukünftig bedeutet das Wachstum erneuerbarer Energieversorgung einen Rückgang konventioneller Kraftwerke.

Daher sind mittelfristig Lösungen gefragt, die nicht nur wie heute in Ansätzen umgesetzt, den Einfluss der Photovoltaik auf das elektrische Netz reduzieren sondern vielmehr in der Lage sind, das elektrische Netz auf Grundlage erneuerbarer Energieversorgung zu stabilisieren.

Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich Deutschland bezogen auf die Installationszahlen zum „Musterland der Photovoltaik“ [Qua13] entwickelt.

Es muss sich zeigen ob Deutschland durch die Netzintegration photovoltaischer Systeme unter Zuhilfenahme von Energiespeichern den flächendeckenden Photovoltaikausbau nutzt und sich zu einem Musterland des netzstützenden Photovoltaikbetriebs entwickelt.

1.2 Zielstellung und Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist Teil des Projektes PINT: Photovoltaik Integration Netz, welches ein Kooperationsprojekt des *Center for Demand Side Integration der HAW-Hamburg* und der *Vattenfall Innovation GmbH* ist. Die Fragestellungen im Projekt untersuchen Integrationsmöglichkeiten photovoltaischer Systeme in die bestehende elektrische Netzstruktur.

Ein Ansatz ist die Bereitstellung von Primärregelleistung durch Photovoltaik-Batteriesysteme der in dieser Arbeit analysiert wird.

Dabei werden folgende Teilpunkte durch die Aufgabenstellung abgedeckt:

- Entwicklung eines Simulationsmodells in Matlab/Simulink mit geeigneten Ergebnisparametern.
- Parametrierung des Modells gemäß eines fiktiven Referenzhaushaltes.
- Analyse und Bewertung des Primärregelleistungspotenzials.
- Skizzierung eines Umsetzungskonzeptes für eine reale Steuereinheit (Steuerbox) auf Basis eines Raspberry Pi.

Kapitel 2 thematisiert die Grundlagen bzgl. der Frequenzhaltung als Systemdienstleistung und führt in den Stand der Technik photovoltaischer Batteriespeichersysteme ein.

Nachfolgend zeigt Kapitel 3 die Kernfragestellung sowie ein Lösungskonzept auf. Dieses beruht auf der Berechnung des Primärregelleistungspotenzials, einem innerhalb dieser Arbeit entwickelten Kennwert.

Kapitel 4 beschreibt die Entwicklung des Simulationsmodells in Matlab/Simulink sowie die Parametrierung gemäß eines typischen Referenzhaushaltes.

Zu Beginn von Kapitel 5 wird das entwickelte Modell validiert und für die Bewertung des Primärregelleistungspotenzials genutzt. Zusätzlich werden weitere Fragestellungen, z. B. eine Batteriespeichervariation betrachtet.

Kapitel 6 wechselt thematisch zur Umsetzung einer Steuerungseinheit auf einem Raspberry Pi für ein bestehendes Photovoltaik-Batteriesystem. Neben einer grundsätzlichen Anlagenbetrachtung werden zukünftig interessante Betriebsweisen skizziert.

Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung sowie einem Ausblick im siebten Kapitel.

2 Grundlagen

Der Beginn der elektrischen Energieversorgung in Deutschland reicht zurück bis zum Beginn des 20. Jahrhunderts. Viele dezentrale Energieerzeugungsanlagen erlaubten eine punktuelle Versorgung einzelner Standorte. Ein flächendeckendes Versorgungsnetz bestand jedoch nicht. Mangels fehlender Leitungsverknüpfungen musste der Stromverbrauch in unmittelbarer Nähe zum Erzeuger erfolgen. Gleichzeitig konnte keine Versorgungssicherheit gewährleistet werden: der Ausfall einer Erzeugungsanlage bedeutete einen kompletten Zusammenbruch der Energieversorgung. [Her14]

Bis zum Beginn des Ersten Weltkrieges waren 4040 Unternehmen mit einer installierten Leistung von 2096 MW im Einsatz. Der kontinuierlich steigende elektrische Energiebedarf und die damit gestiegenen Anforderungen an die Versorgungssicherheit führten zur Bildung erster Niederspannungsnetze. Um nach und nach größere Entfernungen überbrücken zu können wurden einzelne Niederspannungsnetze über höhere Spannungsebenen wie Mittel-, Hoch- oder Höchstspannung verknüpft. Die erste deutsche Höchstspannungsleitung wurde 1930 in Betrieb genommen¹. [Her14]

Heute ist der deutsche Netzverbund geprägt durch diese historischen Entwicklungen und weist den Aufbau entsprechend Abbildung 2.1 auf. Große konventionelle Kraftwerke wie Kohle- oder Kernkraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von mehreren Gigawatt gewährleisten durch ihre Anbindung an die Höchstspannungsebene (220 oder 380 kV) eine überregionale elektrische Grundversorgung. [DEA12]

Während auf der Höchstspannungsebene ausschließlich elektrische Energieerzeugungsanlagen angeschlossen sind, werden auf der Hochspannungsebene (110 kV) neben mittelgroßen Kraftwerken auch große Verbraucher wie beispielsweise die „Deutsche Bahn“ oder andere energieintensive Industriekunden angeschlossen.

¹ Die Nord-Süd-Leitung, auch Rheinlandleitung genannt, ist eine Verbundleitung zwischen den Höchstspannungsnetzen in Nord- und Süddeutschland. Die Idee war die Nutzung landesweiter Überkapazitäten im energieintensiven Ruhrgebiet. [Amp14]

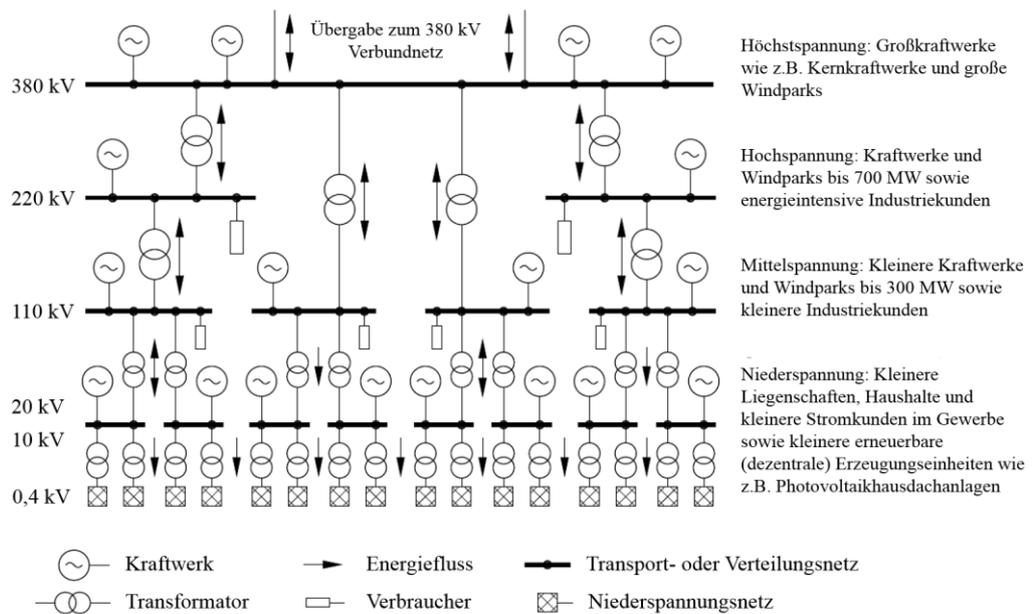


Abbildung 2.1: Schematischer Aufbau des bestehenden deutschen Stromnetzes (angepasste Darstellung nach [Heu13], Seite 87)

Die Mittelspannungsebene dient im Wesentlichen der regionalen Verteilung in unterschiedliche Ortsnetze sowie der Versorgung kleinerer Industriekunden. Auf dieser Ebene sind darüber hinaus kleinere städtische Kraftwerke aber auch Wind- und Solarparks angeschlossen. Das Niederspannungsnetz dient schließlich der Versorgung von kleineren Liegenschaften, Haushalten oder kleineren Energiekunden. Auf dieser Netzebene befinden sich die landläufig bekannte Versorgungsspannung von 230 V für einphasige bzw. 400 V für Drehstromverbraucher sowie der mengenmäßig größte Anteil elektrischer Energieverbraucher. Kleinere Photovoltaikanlagen speisen üblicherweise in das Niederspannungsnetz ein [Sch12]. ([Heu13], Seite 82-84)

Historisch mit der Netzstruktur sind auch die Energieversorgungsunternehmen gewachsen. In der Vergangenheit wurden die elektrische Energieerzeugung, die Energieverteilung und der Vertrieb als Ganzes durch einzelne große Unternehmen realisiert. Diese Monopolstellung wurde im Februar 1997 auf Initiative der Europäischen Kommission mit der Binnenmarkttrichtlinie für Elektrizität (EltRL) aufgebrochen. Als Folge mussten die traditionellen Unternehmensstrukturen der großen Unternehmen entflochten werden.

Heute besteht in den Bereichen Energieerzeugung und Vertrieb ein reguliertes Marktgeschehen. Die Energieverteilung innerhalb der Übertragungsnetze unterliegt weiterhin einem natürlichen Monopol, welches durch die Bundesnetzagentur

überwacht und in Deutschland entsprechend der territorialen Verteilung aus Abbildung 2.2 durch folgende Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) umgesetzt wird:

- (1) TennetTSO GmbH (ehemals E.ON)
- (2) 50Hertz Transmission GmbH (ehemals Vattenfall)
- (3) Amprion GmbH (ehemals RWE)
- (4) TransnetBW GmbH (ehemals EnBW)

[Heu13][Rid03]

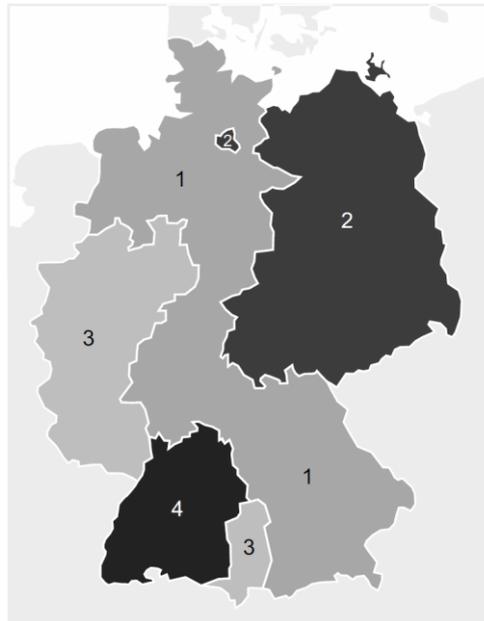


Abbildung 2.2: Territoriale Verteilung der Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, Stand: 2013 [Heu13]

Die einzelnen Netzgebiete werden als Regelzonen bezeichnet. Innerhalb ihrer Regelzone sind die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber für die Netzstabilität verantwortlich. Das bedeutet neben den Netzdienstleistungen, wie z. B. Instandhaltung oder Störungsbeseitigung, im Wesentlichen die Einhaltung einer zulässigen Netzspannung und Netzfrequenz.

Der deutsche Netzverbund ist Teil eines europäischen Gesamtnetzes, welches seinen Ursprung nach dem zweiten Weltkrieg in einem zunächst westeuropäischen Netzverbund nahm, dem UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité). Im Jahr 2009 wurden die länderseitig bestehenden Netzverbände von 34 Ländern im ENTSO-E (European Network Transmission System Operators for Electricity) gebündelt. Der ENTSO-E-Netzverbund besteht aus fünf separaten Verbundnetzen und erlaubt einen europaweiten Stromhandel, setzt jedoch

auch eine europaweite Kompensation von Netzstörungen wie z.B. Frequenzschwankungen voraus. Abbildung 2.3 zeigt den europäischen Netzverbund (ENTSO-E) mit seinen Teilverbundnetzen: Continental Europe, Nordic, Baltic, UK und Ireland.



Abbildung 2.3: Der europäische Netzverbund ENTSO-E mit seinen fünf Teilverbundnetzen: Continental Europe, Nordic, Baltic, UK und Ireland [Heu13]

2.1 Frequenzhaltung als Systemdienstleistung zur Netzstabilisierung

Einer der Gründe für die stetige Zusammenführung einzelner Verbundnetze bis hin zum ENTSO-E ist die Versorgungssicherheit. In der heutigen Gesellschaft ist elektrische Energie nicht wegzudenken. Im Gegenteil: bereits kurze Ausfälle der elektrischen Energieversorgung können einen hohen volkswirtschaftlichen Schaden nach sich ziehen [DEA14]. Aus diesem Grund formuliert das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Pflicht für Netzbetreiber einen sicheren,

leistungsfähigen und diskriminierungsfreien Netzbetrieb zu gewährleisten [EWG05]. Die allgemeine Versorgungssicherheit wird dabei vielfach entsprechend des (n-1)-Ausfallkriteriums umgesetzt ([Heu13], Seite 82). Das bedeutet, dass die Netzstabilität auch beim Auftreten eines einzelnen Fehlers sichergestellt sein muss. Erst bei Auftreten eines zweiten Fehlers zur gleichen Zeit dürfen Störungen entstehen ([Heu13], Seite 82). Aufgrund der an Netzfrequenz und Versorgungsspannung angepassten elektrischen Verbraucher spielt neben der Versorgungssicherheit auch die Netzqualität im Sinne der Netzfrequenz und der Versorgungsspannung eine wesentliche Rolle. Der Verband der Netzbetreiber (VDN)² hat zur einheitlichen Qualitätssicherung netzstützende Maßnahmen, so genannte Systemdienstleistungen im TransmissionCode definiert [VDN07]. Diese umfassen folgende vier Bereiche:

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau
- Betriebsführung

Während die Versorgungsspannung im Wesentlichen durch Blindleistung stabilisiert wird, ist die Netzfrequenz ein Maß für die Wirkleistung im elektrischen Netz. Letztere beträgt im gesamten ENTSO-E Verbundnetz 50 Hz und ist das Resultat des Verhältnisses von elektrischem Energieangebot zu -nachfrage. Um bei Kraftwerksausfällen oder Prognoseabweichungen ein Gleichgewicht zwischen elektrischem Energieangebot und elektrischer Energienachfrage zu gewährleisten steht den Übertragungsnetzbetreibern neben dem 5-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch³ ([VDN07] Seite 65), der Wirkleistungsreduktion von EEG-Energieerzeugungsanlagen⁴ und Kraft-Wärme gekoppelten

² Heute ist der VDN in die Nachfolgeorganisationen Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft geteilt (BDEW). [Bau07], [Wik14]

³ Der 5-Stufen-Plan beginnt ab einer Unterfrequenz von 49,8 Hz. Zunächst wird nach Möglichkeit weitere Erzeugungsleistung mobilisiert. Bis zu einer Netzfrequenz von 48,4 Hz erfolgt in drei Stufen ein Lastabwurf von jeweils 10 bis 15 %. Der fünfte Schritt ab 47,5 Hz ist die Trennung aller Erzeugungsanlagen vom Netz. Es folgt ein Wiederaufbau des Netzes. ([VDN07] Seite 65)

⁴ Die Reduktion von Wirkleistung bei Photovoltaik- oder Windenergieanlagen erfolgt auf Grund eines hohen Durchdringungsanteil im Elektrizitätsmix nicht mehr schlagartig ab 50,2 Hz (vgl.

Energieerzeugungsanlagen, die Regelleistung zur Verfügung [VDN07]. Es gilt:

- Netzfrequenz oberhalb 50 Hz: Überschuss an elektrischer Energie, Kompensation durch zusätzliche Verbraucher oder Wirkleistungsreduktion
- Netzfrequenz unterhalb 50 Hz: elektrischer Energiebedarf nicht gedeckt, Kompensation durch Abschaltung von Verbrauchern oder Aktivierung zusätzlicher Wirkleistung

Systemdienstleistungen im Allgemeinen und Regelleistung im Speziellen werden heute vielfach durch konventionelle Kraftwerke entsprechend Tabelle 2.1 und z. T. durch flexibel steuerbare Lasten erbracht [DEA12], [DEA14a].

Tabelle 2.1: Anteil der für Primärregelleistung (PRL) präqualifizierten Anlagen in Deutschland, Stand 2010, eigene Darstellung nach [BuR10]

Art des Kraftwerks	Anteil für PRL präqualifizierter TE in %
Braunkohle	30,77
Gas	3,85
Kernenergie	8,33
Öl	3,85
Steinkohle	21,79
Pumpspeicher	31,41

Dabei erfolgt der Abruf von Regelleistung entsprechend der in Abbildung 2.4 dargestellten Arten.

Als schnellste Maßnahme zur Stabilisierung der Netzfrequenz steht die Momentanreserve (MR) zur Verfügung. Sie ist kein Produkt im Sinne der Regelleistung sondern vielmehr der Bauart konventioneller Kraftwerke geschuldet. Die Trägheit der rotierenden Schwungmassen netzgekoppelter Synchrongeneratoren wirkt frequenzstabilisierend [DEA14b]. Eine weitere Möglichkeit zur Bereitstellung von Momentanreserve sind netzsynchrone Energiespeicher wie Schwungräder [DEA14b]. Alternativ sieht ein modernes Konzept der *Technischen Universität Clausthal* den Einsatz einer virtuellen Synchronmaschine vor [Tur14].

50,2 Hz Problem) sondern linear mit einer Wirkleistungsreduktion von 40 % je Hertz Frequenzabweichung. Bei einer Netzfrequenz oberhalb 51,5 Hz bzw. unterhalb 47,5 Hz werden Photovoltaik- oder Windenergieanlagen vom Netz getrennt. ([VDN07] Seite 35)

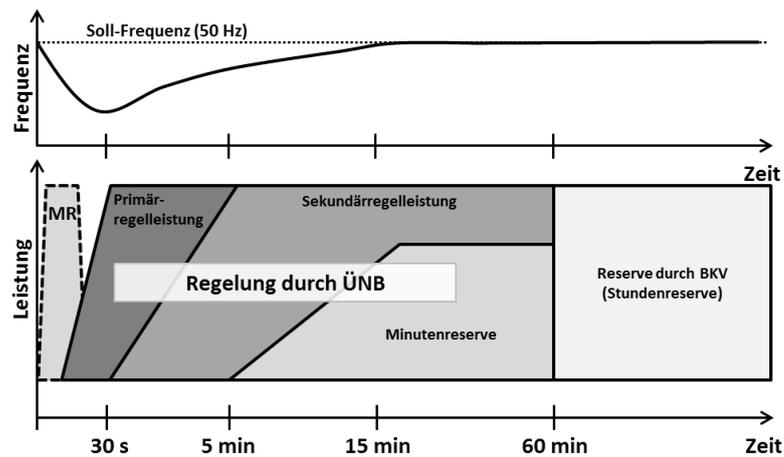


Abbildung 2.4: Die Regelleistungsarten unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihren Erbringungsbeginn sowie deren Leistungsrampen. Die Momentanreserve (MR) ist keine Regelleistung, aufgrund ihrer Ähnlichkeit zur Regelleistung an dieser Stelle dennoch mit aufgeführt. [Hey12], [Reg14], Bild nach [Hey12]

Um Abweichungen der Netzfrequenz zuverlässig auf 50 Hz zurückzuführen wird die Momentanreserve nach wenigen Sekunden von der PRL abgelöst. Diese ist die schnellste Art der Regelleistungserbringung bei der die leistungserbringenden Anlagen (auch technische Einheiten, TE, genannt) in Abhängigkeit der Netzfrequenz automatisiert innerhalb von 30 Sekunden ihre maximale Leistung aktivieren und für maximal 15 Minuten bereitstellen⁵. Der PRL-Abruf erfolgt im ENTSO-E Verbundnetz gleichmäßig verteilt, d. h. unabhängig vom gestörten Netzabschnitt. Insgesamt steht im ENTSO-E eine PRL von ca. ± 3000 MW zur Verfügung. Diese wird entsprechend der Erzeugungskapazitäten auf einzelne Regelzonen verteilt. Auf Deutschland entfiel 2013 beispielsweise eine PRL von 576 MW. [Reg14]

30 Sekunden nach Beginn der Frequenzabweichung wird die Sekundärregelleistung aktiviert. Damit wird die ENTSO-E-weite PRL durch eine lokale bzw. eine regelzonenweite Sekundärregelleistung abgelöst. Diese muss innerhalb von 5 Minuten nach Beginn der Frequenzabweichung vollständig aktiviert sein und regelt diese bis zum Bilanzkreisausgleich nach einer Stunde. Die Sekundärregelleistung wird im Verlauf der Frequenzabweichung durch die Minutenreserve unterstützt.

Wurde die Frequenzabweichung eine Stunde nach Beginn nicht durch die Regel-

⁵ Bei Frequenzabweichungen zwischen 49,8 bis 50,2 Hz wird die PRL linear von 0 bis 100 % skaliert. Weitere Details in Kapitel 2.1.2.

leistung ausreichend kompensiert, wird das Leistungsungleichgewicht durch Fahrplanänderungen angepasst. [Reg14]

2.1.1 Primärregelleistungsmarkt in Deutschland

In Deutschland besteht für die Beschaffung von Regelleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber ein ausschreibungsbasierter Markt. Dieser ist seit 2007 über eine gemeinsame Internetplattform, www.regelleistung.net, organisiert. Zur Wahrung der Systemstabilität wird bei den Ausschreibungen zwischen einem deutschlandweiten Bedarf und einem so genannten Kernanteil unterschieden. Letzterer bezieht sich auf eine regelzonenspezifische Mindestleistung. [Reg14]

Voraussetzung für die Teilnahme eines Anbieters am PRL-Markt ist die Präqualifikation seiner zur Erbringung vorgesehenen TE entsprechend der ÜNB-Anforderungen aus [VDN07] und [VDN03]. [Reg14]

Beispielsweise wird von der TE eine Zeitverfügbarkeit von 100% sowie eine Frequenzmessgenauigkeit unterhalb 10 mHz gefordert. [Reg14]

Leistungsgradienten und Erbringungskapazitäten werden z. T. mittels der Doppelhöckerkurve geprüft. Innerhalb einer Stunde (vier Viertelstunden) muss die TE in der Lage sein die maximale Abrufanforderung entsprechend Abbildung 2.5 zu erfüllen.

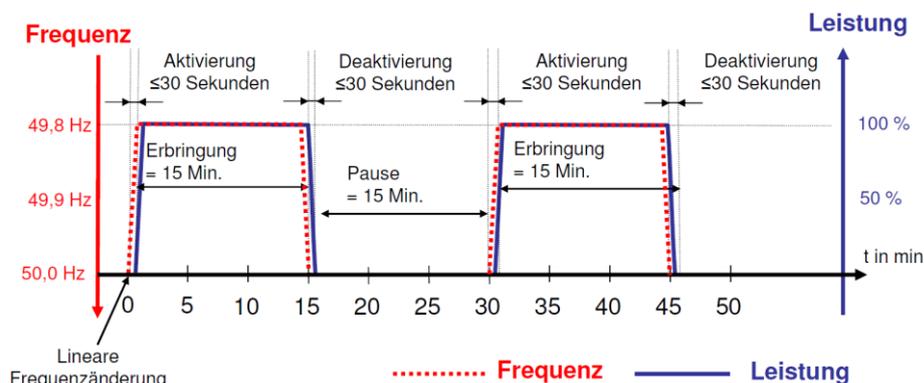


Abbildung 2.5: Die Doppelhöckerkurve ist Bestandteil des Präqualifikationsverfahrens für PRL. Dargestellt ist der Abruf positiver PRL, das grundsätzliche Vorgehen gilt analog für negative PRL [Reg14]

Die TE muss innerhalb von 30 Sekunden ihre volle Leistung erbringen und diese eine Viertelstunde aufrechterhalten sowie folgend innerhalb von 30 Sekunden abschalten können. Diese Abfolge wird mit einem Abstand von 15 Minuten wiederholt. Die Teilnahme am Markt für Sekundärregelleistung oder Minutenreserve

erfordern andere Präqualifikationsbedingungen welche in [Reg14] vertieft werden können.

Alle PRL-Marktteilnehmer können für ihre präqualifizierten TE jeweils dienstags ein verdecktes Angebot für die am Montag um 00:00 Uhr beginnende ausgeschriebene Folgewoche abgeben [BNA11]. Dabei wird die PRL in symmetrischen Scheiben von einem Megawatt gehandelt und über einen Leistungspreis vergütet. Dieser betrug im Jahr 2013 für Deutschland durchschnittlich 3000€/MW [Reg14]. Die anbieterseitig abgegebenen Angebote werden beim niedrigsten Preis beginnend ausgewählt bis die ausgeschriebene Leistung erreicht ist. Bei Bedarf wird das letzte benötigte Angebot anteilig wahrgenommen. Die Kosten für das letzte Angebot zur Erfüllung der ausgeschriebenen Leistung werden als Grenzkosten bezeichnet. [Reg14]

Die regelzoneninterne Poolung präqualifizierter TE ist möglich [BNA11]. So wird heute beispielsweise von Braunkohlekraftwerken vornehmlich negative PRL erbracht, während Pumpspeicherwerke überwiegend positive PRL anbieten [Vaf14]. Die poolinterne Anlagenzuordnung kann zum Beginn jeder Viertelstunde geändert werden. Die Besicherung eigener TE durch einen präqualifizierten Dritten zur Erreichung einer Zeitverfügbarkeit von 100% ist zulässig. [BNA11]

2.1.2 Stand der Technik: Batteriespeicher in der Primärregelleistung

Die Energiewirtschaft steht vor einem Umbruch. Energieerzeuger wollen zunehmend unrentable Kraftwerke stilllegen. Aus Gründen der Systemstabilität wurden entsprechende Anträge 2014 jedoch erstmals durch die Bundesnetzagentur auf Basis ihrer Befugnisse aus [BnA13] unterbunden. [HaB14], [Foc14], [Wet14]

Mit dem Fortschreiten der Ausbauziele erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und dem damit verbundenen Rückgang konventioneller Energieerzeugungsanlagen entsteht die Notwendigkeit, alternative Möglichkeiten zur Erhaltung der Systemstabilität zu schaffen. Die folgende Betrachtung bezieht sich aufgrund der thematischen Einordnung dieser Arbeit auf die bereits beschriebene Systemdienstleistung „Frequenzhaltung“ mittels Primärregelleistung.

Mit Beschluss [BNA11] vom 12.04.2011 forciert die Bundesnetzagentur einen ersten Schritt in Richtung Verlagerung der PRL-Bereitstellung. Kürzere Ausschreibungszeiten sowie Poolingmöglichkeiten sorgen für eine Flexibilisierung zugunsten von Energiespeichern (abseits der Pumpspeicherwerke) und steuerbarer

Verbrauchseinrichtungen. Zusätzlich haben die Übertragungsnetzbetreiber Anfang 2014 mit [EFP14] einen Leitfaden veröffentlicht, welcher vier wesentliche Freiheitsgrade für die Erbringung von PRL auf Basis eines Batteriespeichers beschreibt. Dieser Leitfaden ist kein neues Regelwerk, sondern fasst bestehende Regularien⁶.

Optionale Übererfüllung

Die TE muss die PRL-Anforderung jederzeit entsprechend der definierten Leistung-Frequenz-Kennlinie ($P(f)$ -Kennlinie), d.h. linear bis zur kontrahierten Maximalleistung erfüllen. Nach aktuellem Rahmenvertrag darf diese Leistungsanforderung nicht unterschritten werden. Eine Übererfüllung entsprechend Abbildung 2.6 (links) ist dagegen möglich. Im gesamten Kennlinienbereich (einschließlich Totband) darf diese 120 % der Minimalanforderung betragen. In Bezug auf Batteriespeicher kann dieser Freiheitsgrad genutzt werden um die Batterie gezielt zu laden oder zu entladen und damit das Batteriemangement zu unterstützen. [EFP14]

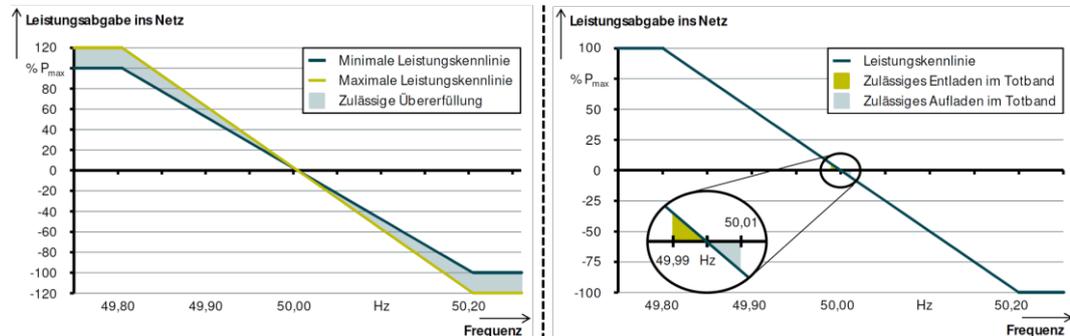


Abbildung 2.6: (links) Optionale Übererfüllung von bis zu 120 % der Minimalanforderung, (rechts) Erbringung von PRL im Totband [EFP14]

Erbringung im Totband

Als Totband wird der Bereich von ± 10 mHz um die Nennfrequenz von 50 Hz nach Abbildung 2.6 (rechts) verstanden. Durch den Nachweis hinreichend sensibler

⁶ Aktuelle Dokumente mit Relevanz für die Primärregelung: UCTE Operation Handbook Policy 1, Transmission Code 2007 inkl. Anhand D1 ([VDN07], [VDN03]), Beschluss der Bundesnetzagentur: BK6-10-097 ([BNA11]), Regelungen des Rahmenvertrages. [EFP14]

Mess- und Regeleinrichtungen, d. h. durch die Gewährleistung eines systemkonformen Regelverhaltens⁷, steht dem PRL-Anbieter frei auch im Totband PRL zu erbringen und damit z.B. Energiespeicher zu be- oder entladen. [EFP14]

Nutzung des Leistungsgradienten

PRL ist automatisiert, kontinuierlich und in Abhängigkeit der kontrahierten Leistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig zu aktivieren. Ist eine TE in der Lage steilere Leistungsrampen zu nutzen ist dies zulässig. Damit ergibt sich, wie in Abbildung 2.7 gezeigt, ein zulässiger Arbeitsbereich zwischen einer verzögerungsfreien Sprungantwort sowie der Mindestanforderung von 30 Sekunden.

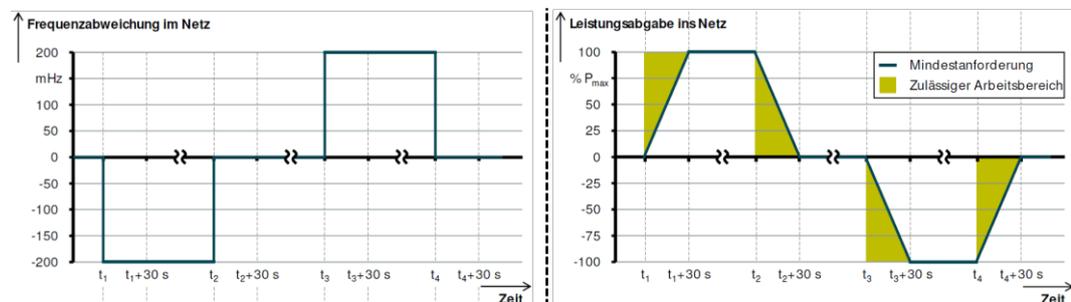


Abbildung 2.7: Leistungsgradienten sind ein nutzbarer Freiheitsgrad bei der PRL-Erbringung

Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte

Die Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte sind ein vierter möglicher Freiheitsgrad und beziehen sich speziell auf die Stabilisierung des Energiespeicherladezustandes mittels gezielter Energiemengen An- und Verkäufe über Börsen- oder Over-the-Counter- (OTC) Geschäfte. Diese unterliegen den Rahmenbedingungen für Handelsgeschäfte sowie denen für die Erbringung von PRL. Die kleinstmögliche handelbare Zeiteinheit beträgt 15 Minuten und muss spätestens 15 Minuten vor der physischen Lieferung angekündigt sein um unnötige Regelleistungserbringung zu vermeiden. Die PRL-Erbringung muss energetisch vom Lademanagement getrennt sein und ist immer entsprechend der kontrahierten PRL zu erbringen. Die vorher beschriebenen Freiheitsgrade sind nutzbar. [EFP14]

In Anhang A.1 werden die Fahrplangeschäfte an einem Beispiel verdeutlicht.

⁷ Es ist Anbieterseitig zu gewährleisten, dass zu keiner Zeit kontraproduktive PRL erbracht wird.

Bedeutung der Freiheitsgrade im realen Energiespeicherbetrieb

In [Ger14] wird eine Betriebsstrategie für Batteriespeicher zur Teilnahme am PRL-Markt entworfen. Damit werden die beschriebenen Freiheitsgrade in einer Simulation eines Batteriespeichers mit theoretisch unbegrenzter Kapazität umgesetzt. Dieser nimmt über den Zeitraum von einem Jahr an der PRL teil. Ein zentrales Ergebnis der Simulationen zeigt Abbildung 2.8.

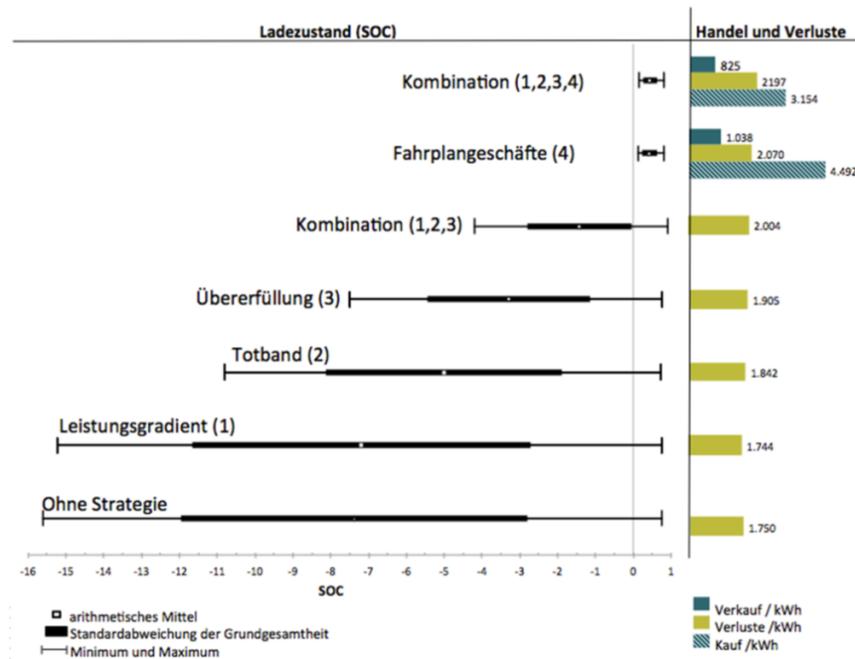


Abbildung 2.8: Einfluss verschiedener Freiheitsgrade auf den Ladezustand während der PRL-Erbringung durch einen Batteriespeicher (Zeitraum ein Jahr) [Ger14]

Es zeigt sich, dass die Ausnutzung des Leistungsgradienten, des Totbandes sowie die Übererfüllung jeweils einzeln oder kombiniert wenig Potenzial für eine Ladezustandsstabilisierung bieten. Im Gegensatz dazu stehen die Fahrplangeschäfte mit denen es möglich ist, den Batteriespeicher ganzjährig in der PRL zu betreiben. Die Kombination aller vier Freiheitsgrade bietet in Bezug auf die gehandelten Energiemengen die beste Bilanz. [Ger14]

Weiterhin zeigt [Ger14] drei wesentliche Kriterien bei der Auslegung von Batteriespeichern zur PRL-Teilnahme auf. Neben einem Wirkungsgrad von mehr als 90% sollte ein Energiespeicher mit kurzer Reaktionszeit und einem hohen Leistungsgradienten gewählt werden. Darüber hinaus sollte ein optimales Verhältnis aus Leistung zu Batteriekapazität von 1,5 (z.B. 45kW mit 30kWh) bestehen um die Investitionskosten zu reduzieren und gleichzeitig die Erlöse aus der PRL zu maximieren. Die Anforderungen an die Batterie bzgl. technischer Machbarkeit,

Erfüllung der PRL-Anforderungen (z.B. Doppelhöckerkurve) sowie eine Betriebsstrategie welche die vollständige Batterieladung bzw. Entladung verhindert müssen erfüllt sein. [Ger14]

Systemübersicht

Auch wenn Anbieter realer Systeme sich bzgl. ihrer Betriebsstrategie bedeckt halten, wird vermutet dass diese ebenfalls Fahrplangeschäfte nutzen um Batteriespeicher kommerziell einzusetzen. Die folgende Übersicht in Tabelle 2.2 zeigt bekannte Großspeicherprojekte z. T. mit der Teilnahme am Regelleistungsmarkt oder aber der Nutzung als Verschiebespeicher fluktuierender Energieerzeugungsanlagen. Eine Auflistung älterer Großspeicherprojekte ohne Regelleistungsteilnahme ist in [Dou10] zu finden.

Tabelle 2.2: Übersicht über bestehende Großbatteriespeicher und deren Anwendungsgebiete, eigene Darstellung ohne Anspruch auf Vollständigkeit

Beteiligte Unternehmen	Leistung in MW	Kapazität in MWH	Systemdienstleistung	Verschiebung von Erzeugung und Verbrauch	In Betriebnahme	Standort	Quelle
BYD & Fenecon	20	40	Frequenzhaltung	Ja	Oktober 2014	Hongkong (CN)	BaS01
Ernegiequelle GmbH	10	10	Frequenzhaltung	-	vs. Ende 2014 Anfang 2015	Feldheim	BaS02
S&C Electric Europe Samsung SDI Yunicos	6	10	Frequenzhaltung + verschiedene andere SDL	Ja	Dezember 2014	Leighton Buzzard (GB)	BaS03
WEMAG Yunicos Samsung SDI	5	5	Frequenzhaltung (PRL), Schwarzstartfähigkeit Blindleistung	Ja	September 2014	Schwerin	BaS04
Steag	1	0,67	Frequenzhaltung (PRL),	-	Juni 2014	Völklingen-Fenne	BaS05
Belectric Vattenfall	0,8	0,948	Frequenzhaltung (PRL),	Ja	Kommerzielles Produkt erste Inbetriebnahme Nov. 2014 mit 2 Einheiten	Alt Daber	BaS06
LichtBlick	20 VW e-Up (Elektroautos)	-	Frequenzhaltung (SRL)	-	Projektzeitraum 2012 bis 2015	Berlin	BaS07
Sunnic	1	-	-	Ja	2015	Neuhardenberg	BaS08
AEG Power Solutions Technalia Iberdrola	-	0,6	-	Ja	vs. Januar 2015	-	BaS09
MVV Energie	-	0,1	-	Ja	Dezember 2014	Mannheim	BaS10

Diese Übersicht in Zusammenhang mit der beschriebenen Betriebsstrategie aus [Ger14] zeigt, dass Großspeicher für die Bereitstellung von PRL bereits heute kommerziell einsetzbar sind. In Bezug auf häuslich genutzte Energiespeicher wie Solarenergiespeicher besteht derzeit noch keine zuverlässige Regelleistungsbetriebsstrategie. Dabei wird Schwarm- und Poolkonzepten die größte Bedeutung zugeschrieben, da die intelligente Energiespeicherkopplung in Summe große Leistungen und Kapazitäten, ähnlich einer Großbatterie, zur Verfügung stellen

kann. Nach Kenntnis des Autors gibt es derzeit bereits erste regionale Projekte und Forschungsvorhaben wie z.B. das Schwarmkonzept von *Caterva* [Cat14] oder PV-Regel vom *SMA* [SMA14] jedoch noch keine flächendeckende Lösung.

Grundsätzlich gilt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Solar-energiespeicher nach Auffassung des *Bundesverband Solarwirtschaft* (BSW-Solar) als eine Schlüsselkomponente in der Energiewende. [PVM14]

2.2 Solarenergiespeicher im photovoltaischen Eigenverbrauchssystem

Seit Beginn des geförderten Photovoltaikausbaus in Deutschland mit dem Tausend Dächer Programm⁸ im Jahr 1990 steigt dessen jährlicher Ausbau stetig. So wurden im Jahr 1990 2 MW_p, im Jahr 2000 45 MW_p und im Jahr 2012 bereits 7.600 MW_p Leistung neu installiert [BSW14]. Kumuliert bedeutete das Ende 2013 eine installierte Gesamtleistung von 36.000 MW_p⁹ [BMW14] die bereits 69% des Gesamtausbauziels geförderter Photovoltaikanlagen, welches bei 52.000 MW_p liegt, entspricht [BMU12]. Der Anteil an der erneuerbaren Energiebereitstellung durch photovoltaische Systeme lag 2013 bei 20,4% und ist neben der Windenergie (34,2%), der Biomasse (27,9%) und der Wasserkraft (13,8%) ein wichtiges Standbein in der regenerativen Energiegewinnung [BMW14a]. Der Anteil der Photovoltaik an der Bruttostromerzeugung betrug 2013 4,9% [AGE14].

Bislang dominieren in Deutschland einfache, netzgekoppelte Systeme welche die erzeugte PV-Leistung direkt ins elektrische Netz einspeisen und damit von den Energieflüssen im Haushalt vollständig entkoppelt sind ([Qua13], Seite 240). Aufgrund der jüngsten Entwicklungen im Bereich der EEG-Förderungsmechanismen (EEG = Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien) sowie der Entwicklung der Stromgestehungskosten wird dieses Betriebskonzept für Hausanlagen zunehmend unattraktiv. Wie Abbildung 2.9 zeigt, lagen die Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen im dritten Quartal 2013 zwischen 0,078 und 0,142 €/kWh und werden zukünftig weiter sinken [ISE13].

⁸ Das Tausend Dächer Programm war eines der ersten Förderprogramme für den Ausbau netzgekoppelter Photovoltaikanlagen in Deutschland. Ziel war damals die Ermittlung des Stands der Technik sowie die Identifizierung des bestehenden Entwicklungsbedarfes. [PVL14], [Qua13], [Wik14a]

⁹ Vorläufig. Stand: Februar 2014

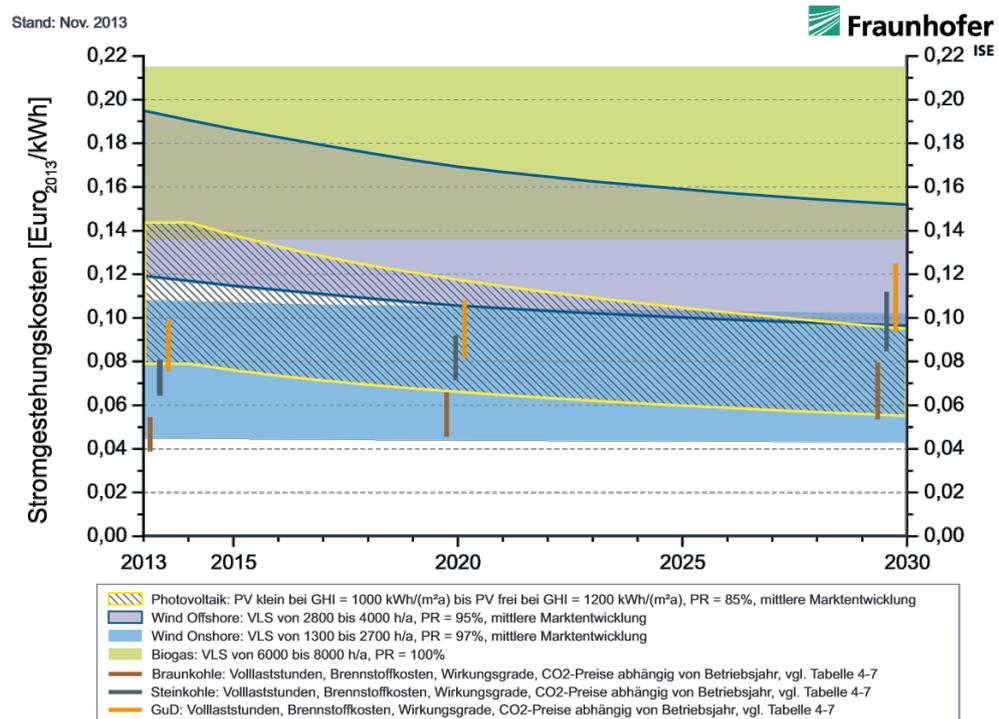


Abbildung 2.9: Aktueller Stand und prognostizierte Entwicklung der Stromgestehungskosten ausgewählter Energieerzeugungsanlagen [ISE13]

Damit liegt die Erzeugung von Photovoltaikstrom bereits heute an der Grenze zur Netzparität (vgl. [ec13], [IÖW11] und [Wik14b]). Nach [Qua13] wurde sie bereits im Jahr 2012 in ganz Deutschland erreicht. Im Gegensatz dazu zeigt eine Betrachtung der Endkundenstrompreise seit dem Jahr 2000 eine kontinuierliche Preissteigerung von ursprünglich 0,1394 €/kWh bis 0,2884 €/kWh im Jahr 2013 [Wik14c] und [ISE13].

Es ist zu erwarten, dass diese zukünftig weiter steigen und damit die Differenz zwischen Stromgestehungskosten durch Photovoltaikanlagen und dem Endkundenstrompreis wächst. Für den Photovoltaikanlagenbetreiber bedeutet das, dass jede eigenverbrauchte Kilowattstunde elektrischer Photovoltaikenergie durch den vermiedenen Netzbezug höhere Erlöse bringt als die bisher gängige EEG-Einspeisevergütung bei direkter Einspeisung. Aus diesem Grund werden Photovoltaikanlagen heute i. d. R. mit der Haushaltslast gekoppelt, sodass diese zunächst durch die Photovoltaikerzeugung gedeckt wird. Erzeugungüberschüsse werden dabei nach Abbildung 2.10 genutzt.

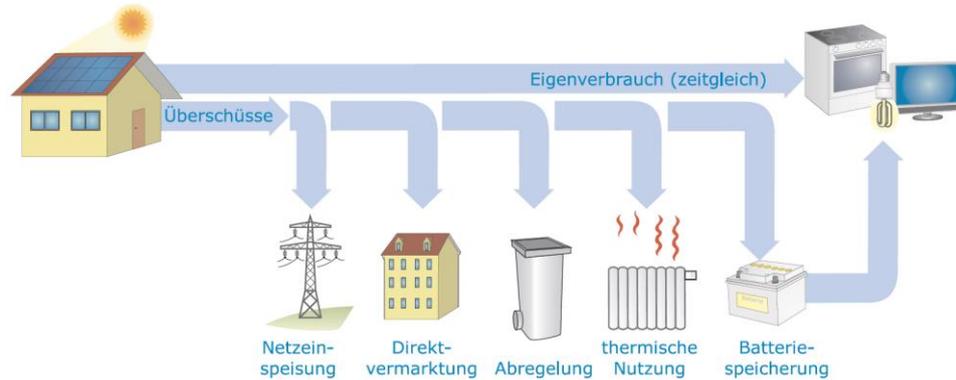


Abbildung 2.10: Möglichkeiten zur Nutzung der elektrischen Überschüsse aus Photovoltaik-Hausdachanlagen [Qua13]

Die thematische Ausrichtung dieser Arbeit fokussiert nachfolgend nur die Batteriespeicherung der Überschüsse da diese Option den heutigen Trend des photovoltaischen Eigenverbrauches berücksichtigt.

2.2.1 Betriebskonzept und Kennzahlen

Der Einsatz von Energiespeichertechnologien in Photovoltaik-Hausanlagen ermöglicht die zeitliche Asymmetrie zwischen elektrischer Energieerzeugung sowie deren Verbrauch. Ein einfaches und in bestehenden Anlagen umsetzbares Betriebskonzept sieht das Vorgehen entsprechend Abbildung 2.11 vor.

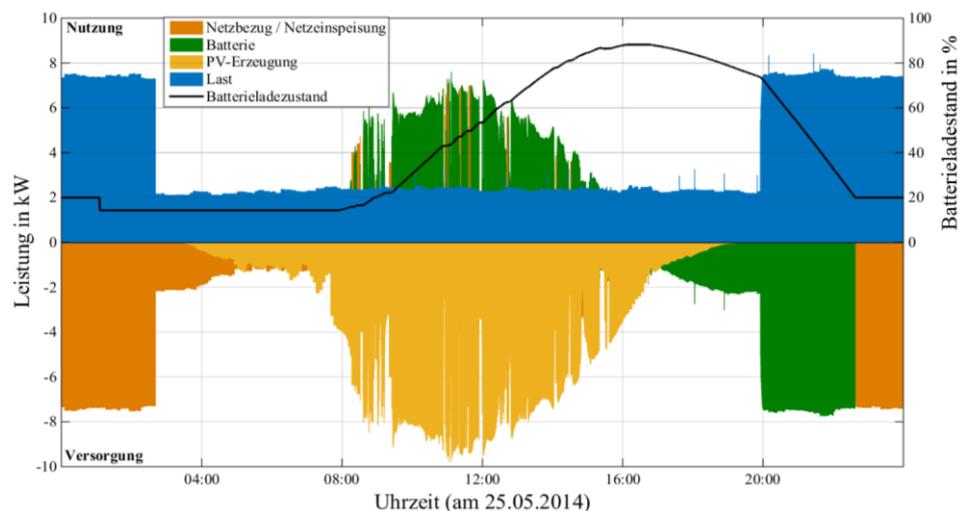


Abbildung 2.11: Leistungsbezogene Darstellung des heute üblichen eigenverbrauchsoptimierten Betriebskonzepts photovoltaischer Batteriespeichersysteme, eigene Darstellung nach [Qua13]. Der plötzliche Sprung im Batterieladestand gegen 02:00 Uhr ist nicht abschließend geklärt und nicht typisch für derartige Anlagen.

Bei Tagesbeginn ist der Energiespeicher maximal entladen¹⁰ und die elektrische Last wird durch einen Netzbezug gedeckt. Mit der Morgendämmerung setzt die photovoltaische Energieerzeugung ein, welche vollständig zur Lastdeckung genutzt wird und den Netzbezug kontinuierlich reduziert. Übersteigt die photovoltaische Energieerzeugung die momentane Last wird der Energiespeicher beladen, weshalb dessen Ladezustand ab ca. 09:00 Uhr stetig steigt. Am frühen Abend geht die photovoltaische Energieerzeugung zurück. Der Energiespeicher wird solange zur Lastdeckung genutzt, bis dieser um ca. 23:00 Uhr vollständig entladen ist. Die Last wird wieder durch Netzbezug gedeckt.

Dieses eigenverbrauchsoptimierte Betriebskonzept ermöglicht die Steigerung der jährlich eigenverbrauchten elektrischen Photovoltaikerzeugung von ca. 30 auf 60% [BWK12]. Details zu den typischen Kennzahlen Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad folgen im nächsten Unterkapitel.

Im Sinne einer Netzentlastung konnte [Ber14] zeigen, dass das vorhergehend beschriebene Betriebskonzept die absoluten Energiemengen bzgl. Netzbezug und Netzeinspeisung reduziert, das bestehende Problem bzgl. vorhandener Einspeisepitzen zur Mittagszeit und damit ausgelöster Spannungsschwankungen aber nicht löst. [Ber14] stellt heraus, dass dies ein wesentliches Problem der Batteriebeladung am Vormittag ist. Diese ist oft derart hoch, dass der Energiespeicher bereits vormittags voll beladen ist und deswegen keine elektrischen Überschüsse mehr aufnehmen kann.

Aus diesem Grund werden in [Ber14] alternative Betriebskonzepte wie eine angepasste Speicherbeladung aufgezeigt. Hierbei wird die Energiespeicherbeladung vormittags gezielt gesteuert um Kapazität für die Mittagsstunden freizuhalten. Aufgrund unzureichender Solarstrahlungsprognosen bietet dieses Konzept heute jedoch noch keinen Mehrwert, da fehlerhafte Prognosen den Eigenverbrauch sowie die Autarkie des Anlagenbesitzers reduzieren und damit letztendlich den Erlös mindern.

Auch [Qua13] führt an, dass die bisher gängige Betriebsstrategie keine finale

¹⁰ Es ist nicht für jede Anwendung erforderlich die Batterie bereits zu Tagesbeginn vollständig entladen zu haben. Gerade bei großen Speicherkapazitäten und saisonalen Speichern ist dies oft nicht der Fall.

Lösung ist aber dennoch Potenzial für intelligente Steuerungskonzepte wie beispielsweise eine gezielte Lastverlagerung bietet.

Gleichzeitig stellt [Qua13] heraus, dass Photovoltaik-Batteriespeicher zur Stabilisierung des öffentlichen elektrischen Netzes beitragen können. Wie genau ein solches Betriebskonzept umgesetzt werden kann zeigt [Qua13] nicht. Dahingehend findet innerhalb dieser Arbeit eine Betrachtung von Photovoltaik-Batteriesystemen in der Primärregelleistung statt.

Bewertung photovoltaischer Batteriesysteme

Zur Bewertung unterschiedlicher Photovoltaik-Batteriespeichersysteme sind heute zwei Kennwerte wichtig, die bereits in den vorangegangenen Kapiteln erwähnt wurden: dies sind der Eigenverbrauchsanteil (EV) und der Eigendeckungsanteil bzw. der Autarkiegrad (AG). Diese beziehen sich immer auf einen Zeitraum zwischen t_1 und t_2 und sind auf Energiemengen ausgelegt. Dabei beschreibt der EV entsprechend (2.1) den Anteil der photovoltaisch erzeugten elektrischen Energie die innerhalb des Haushaltes im Zeitraum t_1 bis t_2 selbst genutzt wird.

$$EV = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{PV,EV}(t)dt + \int_{t_1}^{t_2} P_{Batterie,Laden}(t)dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{PV,Gesamt}(t)dt} \quad (2.1)$$

Der Autarkiegrad beschreibt den Anteil des Eigenverbrauchs am gesamten elektrischen Energieverbrauch des Haushaltes im selben Zeitraum.

$$AG = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{PV,EV}(t)dt + \int_{t_1}^{t_2} P_{Batterie,Entladen}(t)dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_{Last,Gesamt}(t)dt} \quad (2.2)$$

EV	Eigenverbrauchsanteil
AG	Autarkiegrad
$P_{PV,EV}(t)$	Eigenverbraucher Anteil der PV-Erzeugung
$P_{Batterie,Laden}(t)$	Batterieladung
$P_{Batterie,Entladen}(t)$	Batterieentladung
$P_{PV,Gesamt}(t)$	PV-Erzeugung
$P_{Last,Gesamt}(t)$	Haushaltslast

Beide Parameter bieten in der Theorie zunächst verlässliche Kennwerte, die es ermöglichen unterschiedliche Systemzusammenstellungen miteinander zu vergleichen. Aufgrund des saisonalen Einflusses auf die Globalstrahlung ist es üblich EV und AG auf den Zeitraum von einem Jahr zu beziehen [Qua13]. Es ist festzuhalten, dass beide Kennwerte systemspezifischen Maximalwerten unterliegen. Abbildung 2.12 soll dies anhand des EV in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikspitzenleistung (nachfolgend auch als Photovoltaik-Leistung oder PV-Leistung bezeichnet) sowie der Energiespeichergröße an einem typischen Einfamilienhaus mit einem Jahresenergiebedarf von 4.700 kWh verdeutlichen.

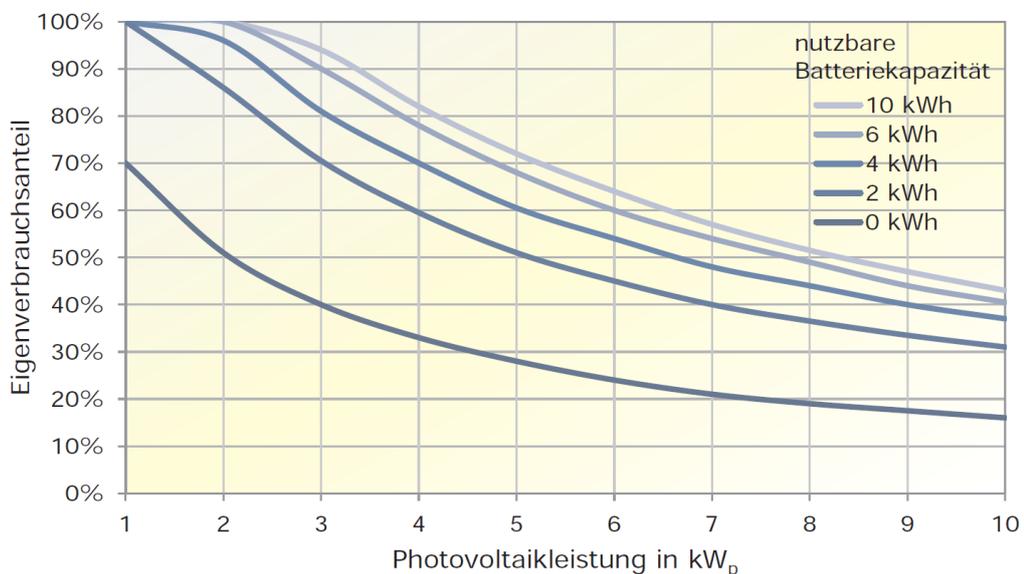


Abbildung 2.12: Eigenverbrauchsanteil über ein Jahr in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikspitzenleistung und der Batteriespeicherkapazität eines typischen Einfamilienhauses in Deutschland mit einem elektrischen Jahresenergieverbrauch von 4.700 kWh [Qua13]

Es zeigt sich, dass der EV einer Photovoltaikanlage ohne Energiespeicher mit einer PV-Leistung von einem Kilowatt bei maximal 70% liegt und mit steigender PV-Leistung auf unter 20% abnimmt. Dies liegt in den erhöhten Überschüssen sowie der damit verbundenen Netzeinspeisung begründet und ändert sich durch den Energiespeichereinsatz nicht grundsätzlich. Dennoch steigt der Eigenverbrauchsanteil mit zunehmender Speicherkapazität da dieser Erzeugungüberschüsse aufnimmt.

Können die Überschüsse zeitlich vollständig auf den Energiespeicher verlagert werden ist ein EV von 100% möglich. Tendenziell ergibt sich dafür ein Verhältnis aus kleiner PV-Anlage zu großer Speicherkapazität.

Eine analoge Betrachtung lässt sich über den AG durchführen. Auch dort entstehen systembedingte Maximalwerte wie Abbildung A.5 zeigt.

Bei der Systemdimensionierung liegt der Fokus auf einem gewünschten und wirtschaftlich umsetzbaren Zielwert bzgl. EV und AG, in den auch Parameter wie die Speicherdauer (Kurzzeitspeicher für wenige Tage, saisonale Speicher für die Überbrückung von Wintermonaten) und andere mit einfließen. Im Bereich der innerhalb dieser Arbeit betrachteten Kurzzeitspeicher wird folgende Zielrichtung festgehalten: Haushaltskunden agieren nach dem Unabhängigkeitsprinzip und wünschen einen möglichst hohen AG. In der finalen Systemzusammenstellung bedeutet das, dass der EV in etwa dem AG entspricht. [Kre14]

Im Gewerbebereich wird vornehmlich entsprechend eines Grundlastprinzips agiert. Dieses bezieht sich auf eine Systemdimensionierung bei der die Leistungsspitzen aus der Photovoltaikerzeugung die Grundlast nur selten übersteigen. Damit wird ein EV von 100% erreicht. [Kre14]

Ein solches System ist am Heizwerk Hafencity von Vattenfall installiert.

2.2.2 Systemkomponenten und Aufbau

Heutige Photovoltaik-Batteriesysteme beinhalten als Kernkomponenten: Photovoltaikmodule, einen Batteriespeicher, einen PV- und ggf. Batteriewechselrichter, Stromzähler sowie eine Steuereinheit.

Grundlegendes über Photovoltaikmodule ist in Anhang A.2 dargestellt. An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass im Verlauf dieser Arbeit auf ein entwickeltes Photovoltaikmodulmodell aus [Ber14] zurückgegriffen, welches dem Standard-Berechnungsmodell nachempfunden ist (vgl. Anhang A.2).

Für den netzentlastenden bzw. netzstützenden Betrieb sind der Wechselrichter sowie der Batteriespeicher wesentlich welche im Folgenden thematisiert werden.

Wechselrichter

Moderne Solarwechselrichter erfüllen heute wesentlich umfangreichere Funktionen als die alleinige Transformation einer Gleichspannung in Wechselspannung. Aus elektrischer Netzsicht gilt dabei vor allem die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105, landläufig auch als Niederspannungsrichtlinie bekannt, die folgende Anforderungen an Solarwechselrichter gemäß [VDE12] fordert:

- Wirkleistungsreduzierung bei Überfrequenz
- Zulässige Schiefllast
- Abschaltung zum Netz- und Anlagenschutz

Details bezüglich der Anforderung sind in Anhang A-2 dargestellt.

Neben diesen Anforderungen müssen Solarwechselrichter heute Blindleistung (als eine Systemdienstleistung) bereitstellen.

Während sich die Leistung in einem Gleichstromnetz über den linearen Zusammenhang $P=U \cdot I$ berechnen lässt, folgt diese im öffentlichen dreiphasigen Stromnetz dem sinusförmigen Verlauf von Strom und Spannung. Da diese beiden Parameter einer, sich im zeitlichen Verlauf ändernden, Phasenverschiebung unterliegen wird die Leistung im dreiphasigen Stromnetz als Scheinleistung S bezeichnet und in Volt-Ampere (VA) angegeben. Diese setzt sich entsprechend (2.3) aus Wirk- (P) und Blindleistung Q zusammen welche in Watt (W) bzw. Var (var) angegeben werden. [SMA11]

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2.3)$$

Um in einem elektrischen Netz die Spannung zu stabilisieren wird Blindleistung als Systemdienstleistung eingesetzt (vgl. Kapitel 2.1). Heutige Photovoltaikwechselrichter müssen ab einer Scheinleistung von 3,68 kVA sowohl kapazitive als auch induktive Blindleistung¹¹ bereit stellen. Zur Bewertung der Höhe der zu bereitstellenden Blindleistung wurde der so genannte Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ eingeführt welcher einen Bezug zwischen Schein- und Wirkleistung nach (2.4) herstellt. [SMA11]

$$S = \frac{P}{\cos(\varphi)} \quad (2.4)$$

Nach [VDE12] müssen heutige Solarwechselrichter einen kapazitiven sowie induktiven Verschiebungsfaktor von 0,95 bereitstellen. Photovoltaikwechselrichter mit einer Scheinleistung größer 13,8 kVA müssen 0,9 realisieren.

Da Photovoltaikwechselrichter durch die fortwährend schwankende Solarstrah-

¹¹ Bei der kapazitiven Blindleistung eilt die Stromphase der Spannungsphase voraus. Die induktive Blindleistung verhält sich umgekehrt, die Stromphase folgt der Spannungsphase. [SyM15]

lung selten in ihrem Nennleistungsbereich arbeiten, müssen diese über ihren gesamten Leistungsbereich hohe Wirkungsgrade aufweisen. Um diese vergleichen zu können ist der Euro-Wirkungsgrad eingeführt worden. Dieser ist ein entsprechend typischer durchschnittlicher Strahlungsverhältnisse in Europa gewichteter Mittelwert mit Wirkungsgraden unterschiedlicher Teillastbetriebspunkte nach (2.5). [Mer13], [Qua13]

$$\eta_{\text{Euro}} = 0,03 \cdot \eta_{5\%} + 0,06 \cdot \eta_{10\%} + 0,13 \cdot \eta_{20\%} + 0,1 \cdot \eta_{30\%} + 0,48 \cdot \eta_{50\%} + 0,2 \cdot \eta_{100\%} \quad (2.5)$$

Batteriespeicher

In der Definition bezeichnet der Begriff Batterie eine Zusammenschaltung von mindestens zwei galvanischen Zellen zur chemischen Speicherung elektrischer Energie. Es bestehen heute drei unterschiedliche Zellarten die sich im Wesentlichen durch die Art und Weise ihrer chemischen Umwandlung unterscheiden. Während die Abgabe elektrischer Energie bei der Primärzelle irreversibel verläuft, bietet die Sekundärzelle ebenso wie die Tertiär- oder Brennstoffzelle einen reversiblen Prozess. An dieser Stelle wird nur die Sekundärzelle weiter vertieft. Eine Batterie bestehend aus zwei Sekundärzellen kann sowohl ent- als auch beladen werden. [PBe14]

Der Zusammenschluss mehrerer Sekundärzellen wird Sekundärbatterie genannt, im weiteren Verlauf der Arbeit jedoch als Batterie bezeichnet. [PBe14]

Zur Beurteilung der Leistungsfähigkeit unterschiedlicher Batteriespeicher werden folgend einige Grundbegriffe erläutert. Dabei ist stets zwischen der Nennkapazität und der nutzbaren Kapazität einer Batterie zu unterscheiden.

Erstere beschreibt die gesamte entnehmbare Energiemenge der Batterie und wird üblicherweise in Amperestunden (Ah) angegeben. Multipliziert mit der Batteriespannung ergibt sich die Nennkapazität in Wattstunden (Wh). Aufgrund des physikalischen Aufbaus einer Batterie ist die vollständige Ausnutzung der Nennkapazität nicht möglich. Stattdessen steht eine modell- und technologiespezifische nutzbare Kapazität tatsächlich für die regelmäßige Be- und Entladung zur Verfügung. Die Einhaltung dieser Kapazitätsgrenzen wird ebenso wie der Ladestrom bzw. die Ladespannung über einen Laderegler gesteuert. Üblicherweise wird in Lithium-Ionen-Batterien heute das Konzept der Strom-Spannung-Ladung (*UI-Ladung*) eingesetzt. Dabei wird die Ladung in zwei Phasen unterteilt. Die

CC-Ladung (constant current, konstante Stromstärke) und die CV-Ladung (constant voltage, konstante Spannung). Charakteristisch für die Beschreibung der CC-Ladung bzw. Entladung ist die C-Rate (Charge-Rate) der Batterie. Diese beschreibt, mit welchem Strom die Batterieladung bzw. –entladung erfolgt. Die C-Rate wird entsprechend (2.6) als Quotient der Nennkapazität zur ent- oder beladenen Energiemenge innerhalb einer Stunde ausgedrückt. [PBe14], [Kue11]

$$C - Rate = \frac{C_{\text{Batterie}}}{C_{\text{geladen/entladen}}} \quad (2.6)$$

Bei einer C-Rate von zwei ist die Batterie in einer halben Stunde vollständig geladen bzw. entladen.

Ein weiterer wesentlicher Kennwert ist der Ladezustand bzw. State of Charge (SoC) der Batterie. Dieser beschreibt das Verhältnis aus verbleibender Kapazität zur Nennkapazität und wird in Prozent angegeben. In direkter Verbindung zum SoC steht der Entladezustand oder Depth of Discharge (DoD). Dieser Wert ist weniger gebräuchlich und stellt den Gegenwert zum SoC dar. Er zeigt die aus der Batterie entnommene Energiemenge bezogen auf die Gesamtenergiemenge. Als Beispiel: bei einem SoC von 40% beträgt der DoD 60%. [ItW15], [Kue11]

Heute sind eine Vielzahl unterschiedlicher elektrischer Energiespeicher am Markt vorhanden. Nicht alle eignen sich für die Nutzung in Photovoltaik-Batteriesystemen. Während in Gebieten ohne Netzanschluss häufig Langzeitspeicher wie z.B. Vanadium-Redox-Flow-Batterien eingesetzt werden um saisonale Schwankungen wie beispielsweise die Wintermonate zu überbrücken werden in netzgekoppelten Systemen aus Kostengründen heute i. d. R. Kurzzeitspeicher zur Überbrückung von Schlechtwetterperioden oder Nachtstunden genutzt [You14], [BMW15]. Die Speicherdauer solcher so genannter Verschiebespeicher beträgt in der Regel Minuten bis hin zu wenigen Tagen¹² [BMW15]. Die Nennkapazität bei elektrischer Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen beträgt zwischen 4.400 und 13.200kWh [Kre14]. [Qua13]

Erste elektrochemische Batteriespeichersysteme wurden aus wirtschaftlichen Gründen heraus mit Blei-Säure-Batterien realisiert. Aufgrund der höheren Ener-

¹² Als Faustregel wird dabei empfohlen die nutzbare Speicherkapazität entsprechend einem Tausendstel des Jahresstromverbrauchs in kWh auszulegen. [Ber14]

giedichte von bis zu 250 Wh/kg, des höheren Wirkungsgrades und der höheren Zyklenfestigkeit¹³ im Vergleich zu Blei-Säure-Batterien werden heute, trotz der hohen Investitionskosten zunehmend Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt [You14]. Weitere positive Effekte sind die geringe Selbstentladung sowie ein geringer Memory Effekt. Lithium-Ionen-Batterien werden bereits heute flächendeckend in Mobilgeräten wie Notebooks usw. verwendet. Im Laufe der letzten Jahre wurde diese Technologie für die Mobilität mit Pedelecs oder Elektroautomobilen weiterentwickelt. Weiterhin wird die Nutzung von Li-Ionen-Batterien zunehmend für den Einsatz als stationärer Energiespeicher interessant.

Dies zeigt auch eine Marktübersicht aus [PVM14a]. Die Datenbank umfasst insgesamt 268 Energiespeicher von 43 Herstellern mit unterschiedlichen Batterietechnologien. Dabei entfallen 102 Produkte auf herkömmliche Lithium-Ionen-Batteriespeicher (38%), 83 auf Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeicher (LiFePo, 31%), 39 auf Blei-Gel-Batteriespeicher (15%). Damit stellen diese drei Batterietechnologien etwa 84% der am Markt vorherrschenden Technologien dar und Lithium-Ionen- bzw. Lithium-Eisenphosphat-Batteriespeicher zusammen 69%. Mit zunehmender Technologiereife ist eine Reduktion der heute noch hohen Investitionskosten zu erwarten.

Gleichzeitig gibt es Bestrebungen die Second Life Nutzung, also eine Wiederverwendung von beispielsweise Elektroautobatterien voran zu treiben. Die steigende Verbreitung der Elektromobilität führt in Kombination mit einer hohen Batteriebeanspruchung zu einem steigenden Anteil an Altbatterien. In den USA wird ein Marktanteil für Elektroautos von 45% für das Jahr 2025 prognostiziert [Wol10]. Elektroautobatterien werden häufig bei einer Restkapazität von ca. 80% ausgetauscht um die Reichweitenreduktion zu kompensieren. Dieser Wert ist bereits nach fünf bis zehn Jahren erreicht. Bei einer Second Life Nutzung besteht die Möglichkeit diese Altbatterien ca. 20 weitere Jahre als stationäre Batteriespeicher als Ergänzung zu einer Photovoltaikanlage zu betreiben und damit deren Lebenszyklus zu verlängern. [PBe14]

¹³ Die Firma Leclanché hat in [Pho14] eine Batterie auf Lithiumbasis vorgestellt welche eine Lebensdauer von 15.000 Vollladezyklen aufweist. Herkömmliche Lithium-Ionen-Batterien liegen bei 5.000 bis 7.000, Bleiakumulatoren bei etwa 1.500 bis 2.000 Vollladezyklen. [PVW14]

Anschluss des Batteriespeichers

Heute werden aus Sicht des Batteriespeichers zwei Anschlussarten unterschieden. Die wechselstromseitige (AC) sowie die gleichstromseitige (DC) Einbindung entsprechend Abbildung 2.13.

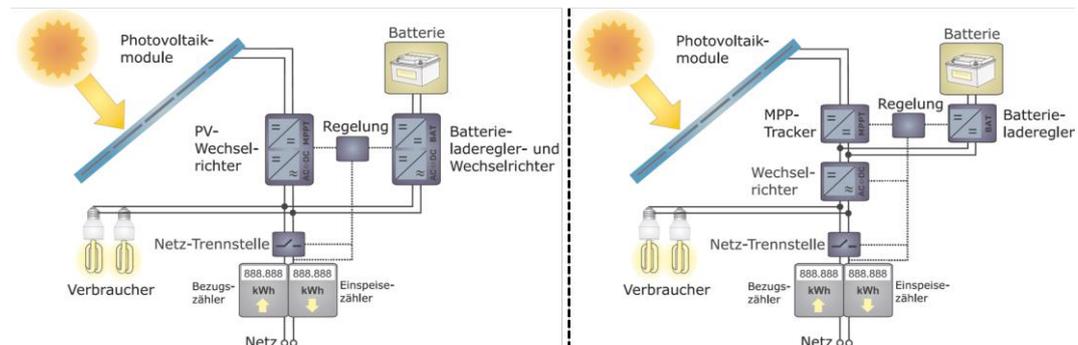


Abbildung 2.13: Schematische Darstellung eines Photovoltaik-Batteriesystems mit (links) AC- und (rechts) DC-seitiger Batterieanbindung [Qua13]

Die AC-seitige Einbindung des Batteriespeichers wird zukünftig vermutlich die größte Anwendung erfahren, da sie leicht in bestehenden Systemen nachgerüstet werden kann. Der für den Batteriespeicher erforderliche zusätzliche Wechselrichter ist gleichermaßen Vor- und Nachteil. Er ermöglicht eine Entkoppelung der installierten PV-Leistung von der Batterieleistung wodurch die Leistung des Batteriewechselrichters „frei“ bestimmt werden kann. Dies kann sich positiv auf eine potenzielle PRL-Bereitstellung auswirken. Weiterhin lassen sich an solar-schwachen Tagen ggf. tageszeitabhängige Stromtarife ausnutzen um die Batterie mit Netzstrom bereits vorzeitig für eine spätere Nutzung zu beladen. Auf der anderen Seite bringt der zusätzliche Wechselrichter elektrische Verluste durch die zweifache Transformation in das System ein.

Eine DC-seitige Verschaltung bietet sich bei Neuanlagen an. Der Wechselrichter kann entsprechend des Photovoltaik-Batteriesystems dimensioniert werden. Nach [Qua13] und [PW15] ist die Neuinstallation von DC-Systemen kostengünstiger als ein entsprechendes AC-Pendant. Gleichzeitig steigt der Gesamtwirkungsgrad durch die Reduktion auf einen Wechselrichter.

3 Fragestellung und Lösungsmethodik

Mit einer Sonnenscheindauer von 10,7 Stunden und ohne Niederschlag war das Solarstrahlungsangebot am 25. Mai 2014 vergleichsweise hoch [WeK14]. Dies zeigt auch der Verlauf des Batterieladezustands des Photovoltaik-Batteriesystems am Heizwerk Hafencity von *Vattenfall* in Abbildung 3.1. Die Batteriebeladung des eigenverbrauchsoptimierten Systems beginnt ab ca. 08:00 Uhr und endet am Nachmittag. Die Batterieentladung ist gegen 23:00 Uhr abgeschlossen. Ein theoretischer Eigenverbrauchsanteil von 97,2% wird erreicht¹⁴.

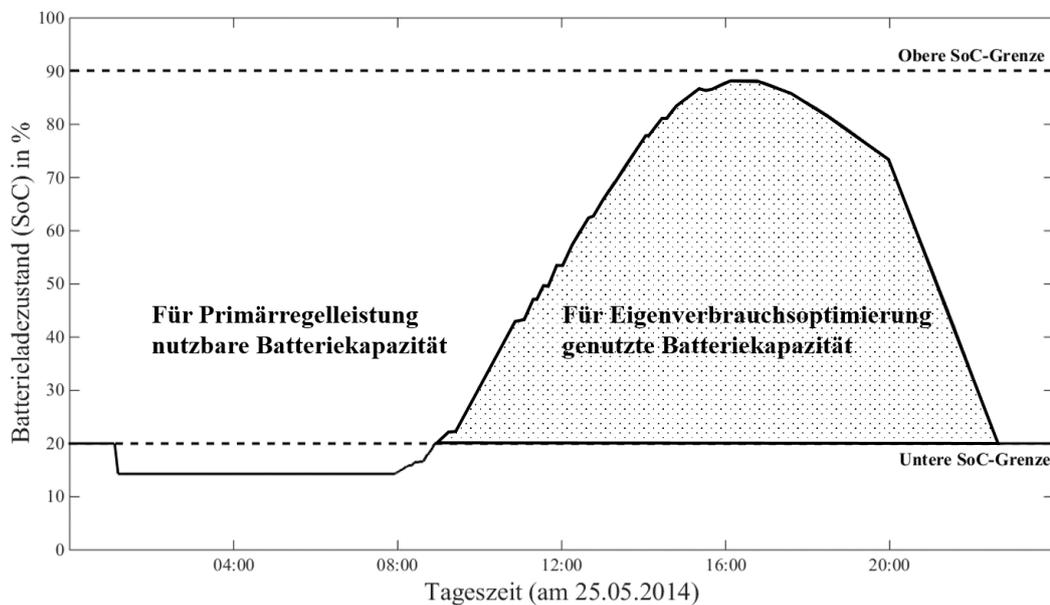


Abbildung 3.1: Darstellung der für die Primärregelleistung nutzbaren Batteriekapazität auf Basis von Messdaten des Photovoltaik-Batteriesystems am Heizwerk Hafencity vom 25.05.2014

Zusätzlich zeigt sich, dass die Batterie im betrachteten Zeitraum von ca. 00:00 bis 08:00 Uhr nicht bzw. zwischen ca. 08:00 bis 23:00 Uhr nur teilweise beladen ist. Es ist denkbar diese ungenutzte Kapazität für weitere Zwecke wie z. B. die PRL zu nutzen.

Die Photovoltaikanlage am Heizwerk Hafencity besteht aus 2 · 20 SW250poly Photovoltaikmodulen von *SolarWorld* mit einer Spitzenleistung von 10 kW_P. Der

¹⁴ Aufgrund einer fehlerhaften Regelungseinheit erzeugen schnelle Schwankungen in der solaren Einstrahlung ungewollte Netzeinspeisungen bzw. Netzbezüge im realen System. Der reale Eigenverbrauchsanteil beträgt 86,1%. Der theoretische Eigenverbrauchsanteil entstammt einer Simulation.

Lithium-Ionen-Batteriespeicher stammt aus einem BMW i3 und hat eine Nennkapazität von 42.600 kWh die zu einer nutzbaren Kapazität von 29.800 kWh in einem zulässigen Ladezustandsbereich von 20 bis 90 % führt.

Eine Jahressimulation mit ausgewählten Testdaten vom Heizwerk Hafencity konnte zeigen, dass die eigenverbrauchsbedingte Batterienutzung am 25. Mai 2014 vergleichsweise hoch ist. An regnerischen Tagen sowie in den Wintermonaten November bis Februar wird die Batterie beinahe nicht genutzt. Daher ist eine Zusatznutzung des Batteriespeichers mindestens in den Wintermonaten zu empfehlen.

Aufgrund der erwarteten Relevanz einer Batteriespeicherzusatznutzung im wachsenden Haushaltsspeichermarkt mittels Schwarmkonzepten sowie dem Projektinteresse von *Vattenfall* löst sich diese Arbeit von der Betrachtung des bestehenden realen Industriesystems am Heizwerk und fokussiert sich auf ein haushaltstypisches Photovoltaik-Batteriesystem. Die Bedeutung dieser Zielrichtung ergibt sich im Wesentlichen aus den in Kapitel 2.2.1 genannten Auslegungsgrundsätzen bzgl. EV und AG. Aufgrund der geringen häuslichen Grundlast fällt ersterer oft niedriger und letzterer oft höher aus als in Industriesystemen. Tabelle 3.1 verdeutlicht diesen Zusammenhang auf Basis einer Jahressimulation beider Systemzusammensetzungen.

Tabelle 3.1: Vergleich der Parameter mittlerer Ladezustand, EV und AG einer haushaltstypischen PV-Batteriespeicher-Konfiguration sowie der Umsetzung am Heizwerk Hafencity

Parameter	haushaltstypische Konfiguration	Heizwerk Hafencity
Mittlerer Ladezustand in %	41,0	23,2
Standardabweichung in %	27,4	10,4
Eigenverbrauchsanteil in %	60,8	97,7
Autarkiegrad in %	54,3	20,0

Darüber hinaus ist ein weiteres Unterscheidungskriterium die jährliche Batterienutzung im Sinne der Nutzungshäufigkeit und der absolut genutzten Speicherkapazität. Letztere kann nur indirekt aus EV und AG abgelesen werden. Der mittlere Ladezustand einer haushaltstypischen Systemkonfiguration beträgt 41,0% wohingegen die Umsetzung am Heizwerk Hafencity 23,2% aufweist. In Kombination mit der Darstellung beider Ladezustandsverläufe in Abbildung 3.2 wird deutlich, dass die Batteriekapazität einer haushaltstypischen Systemkonfiguration im Ver-

gleich zur Industrienumsetzung besser ausgenutzt wird und die Batterie darüber hinaus, vor allem im Winter, häufiger genutzt wird.

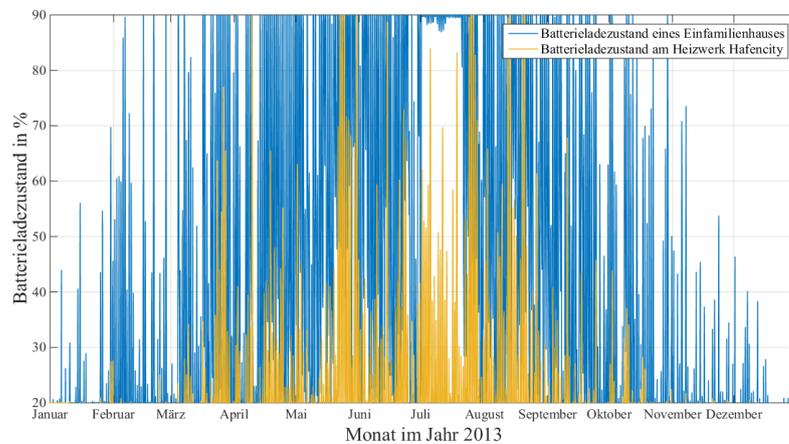


Abbildung 3.2: Vergleich der Batterienutzung zwischen dem Heizwerk Hafencity und einer haushaltstypischen Konfiguration über das Jahr 2013

Die Quantifizierung des Potenzials ungenutzter Batteriekapazität für die PRL wird anhand zweier Fragestellungen betrachtet.

Der Besitzer eines Photovoltaik-Batteriesystems hat dieses in erster Linie bzgl. eines EV und eines AG entsprechend einer gewünschten Wertschöpfung ausgewählt. Die Teilnahme in der PRL kann diese negativ beeinflussen.

Überschlägige Berechnungen aus [Vaf14] zeigen, dass Erlöse aus der PRL nicht ausreichen um größere Einschränkungen im EV bzw. AG wirtschaftlich zu kompensieren. Aus diesem Grund wird innerhalb dieser Arbeit die Auswirkung der PRL-Teilnahme auf EV und AG untersucht.

Bei konventionellen Kraftwerken sind die Erlöse aus der PRL maßgeblich abhängig von der angebotenen Leistung welche durch Brennstofflager und technische Redundanzen bezogen auf die wöchentlichen Ausschreibungen weitgehend sichergestellt ist. Wie Kapitel 2.1.2 bzw. [Ger14] zeigt ist die Leistungserbringung bei Batteriespeichern aufgrund deren begrenzter Speicherkapazität nicht immer gewährleistet. Daher wird die zeitliche Verfügbarkeit eines Photovoltaik-Batteriesystems in der PRL thematisiert.

3.1 Das Photovoltaik-Batteriesystem aus [Ber14] und [Kue11]

Zur Untersuchung der beschriebenen Fragestellung wird im Rahmen dieser Arbeit ein Simulationsmodell in Matlab/Simulink entwickelt welches auf zwei vorange-

gangenen Abschlussarbeiten aufbaut.

In der Literatur sind diverse Modellierungen für Batteriespeicher bekannt wobei zwischen physikalisch-chemischen- und Ersatzschaltbildmodellen unterschieden wird. Letztere bilden das Batterieverhalten entsprechend einer Blackbox ab und erlauben keinerlei Rückschlüsse auf physikalische Zusammenhänge innerhalb der Batteriezelle. Aufgrund ihres geringeren Entwicklungs- und Rechenaufwandes bei oft ausreichender Genauigkeit haben sich Ersatzschaltbildmodelle in ingenieurwissenschaftlichen Betrachtungen durchgesetzt. [QuK13]

Das Batteriespeichermodell innerhalb dieser Arbeit fußt auf dem Ersatzschaltbildmodell zweiter Ordnung welches in Abbildung 3.3 dargestellt ist und 2011 in [Kue11] am *C4DSI* entwickelt wurde. Es basiert auf einer realen Lithium-Ionen-Zelle vom Typ PL-383562 der Firma *AA Portable Power* und kann entsprechend der Batterie am Heizwerk Hafencity parametrisiert werden.

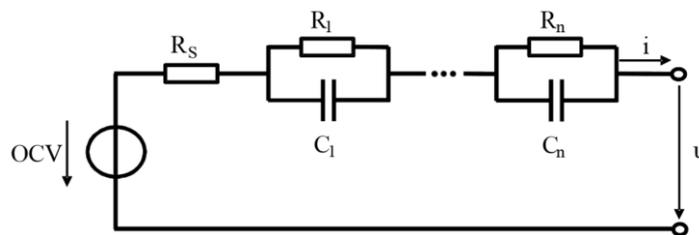


Abbildung 3.3: Ersatzschaltbildmodell für Batteriespeicher [QuK13]

Dabei bildet die Spannungsquelle die Leerlaufspannung (auch OCV: open circuit voltage) ab. Mit dem seriellen Widerstand R_s wird der ohmsche Innenwiderstand der Zelle beschrieben. Die Widerstand-Kondensator-Glieder (RC-Glieder) bilden das dynamische Spannungsverhalten der Zelle ab. [QuK13]

Im Modell zweiter Ordnung werden zwei RC-Glieder implementiert. Zur Bestimmung der Kennwerte zeigen [Kue11] und [QuK13] die experimentelle Ermittlung mittels der Spannungsantwort auf einen Stromsprung auf welche für geringe Modellgenauigkeiten praktikabel ist [QuK13]. Diese ermöglicht in ([Kue11], Seite 34) die Leerlaufspannung OCV , den seriellen Widerstand R_s sowie die RC-Glieder in Abhängigkeit des Batterieladezustandes zu berechnen.

Zusätzlich verfügt das Batteriespeichermodell über einen Laderegler welcher die Strom-Spannung-Ladung (CC- und CV-Ladung) unterstützt. Ein Wechselrichter entsprechend der Parameter des Ladereglers ist ebenfalls implementiert. Weitere

Informationen zur Umsetzung dieser Komponenten sind in [Kue11] zu finden.

Eine weitere vorgelagerte Untersuchung in [Ber14] befasste sich mit der Reduktion von Netzeinspeisespitzen durch photovoltaische Batteriesysteme. Dazu wurde ein Simulationsmodell entwickelt welches z. T. die Datenbasis dieser Arbeit darstellt.

Ein zentrales Element der Modellierung in [Ber14] ist das Photovoltaik-Batteriesystem am Heizwerk-Hafencity. Mangels Betriebsdaten des Heizwerk-Systems wurde das Modell um die auf dem Dach der *HAW-Hamburg* installierten Photovoltaikmodule von *Conergy Powerplus 220P* erweitert und mit diesen validiert. Das Modell ermöglicht u. a. die Berechnung der photovoltaischen Erzeugungsleistung auf Basis der horizontalen oder geneigten Globalstrahlung mithilfe standortspezifischer Parameter. Diese wird im Rahmen dieser Arbeit genutzt um ausgehend auf Globalstrahlungsdaten von 2013 die photovoltaische Erzeugungsleistung zu simulieren.

3.2 Lösungsmethodik und Simulationsszenarien

Die Beurteilung des technischen Potenzials der PRL-Erbringung durch Photovoltaik-Batteriesysteme ist Hauptziel dieser Arbeit. Die Umsetzung einer marktreifen Lösung findet nicht statt. Aus diesem Grund werden vor allem regulatorische Freiheitsgrade gewährt. Diese setzen die Präqualifikation des Photovoltaik-Batteriesystems ebenso voraus wie dessen Befreiung von einem symmetrischen Leistungsangebot. Dieses kann einseitig und losgelöst von der 1 MW-Handelsgrenze erbracht werden. Der Batteriespeicher darf aus der Photovoltaikanlage oder dem elektrischen Netz geladen bzw. durch die Last oder das elektrische Netz entladen werden.

Da sich öffentlich zugängliche Literatur bisher nicht hinreichend mit dem PRL-Potenzial photovoltaischer Batteriespeicher befasst hat, wird innerhalb dieser Arbeit das Primärregelleistungspotenzial PRL_{Pot} nach (3.1) als Kennwert definiert. Dieses soll im Rahmen der Lösungsmethodik helfen, ein technisch umsetzbares Betriebskonzept zu bestimmen.

$$PRL_{\text{Pot}} = \left(x_1 \cdot \frac{AG_{\text{PRL}}}{AG_{\text{ohnePRL}}} + x_2 \cdot \frac{EV_{\text{PRL}}}{EV_{\text{ohnePRL}}} \right) \cdot \left(\frac{t_{\text{PRL,erbracht}}}{t_{\text{PRL,angefordert}}} - t_{\text{erforderlich}} \right) \quad (3.1)$$

PRL_{Pot}	Primärregelleistungspotenzial ohne Einheit
x_1, x_2	Gewichtungsfaktoren zur Anlagendifferenzierung
AG_{PRL}, EV_{PRL}	Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil mit PRL in %
$AG_{ohnePRL}, EV_{ohnePRL}$	Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil ohne PRL in %
$t_{PRL,erbracht}$	Zeit in der PRL erbracht wurde in s
$t_{PRL,angefordert}$	Zeit in der PRL angefordert wurde in s
$t_{erforderlich}$	Erforderliche Zeitverfügbarkeit in %

Das PRL-Potenzial PRL_{Pot} beschreibt den Einfluss der PRL auf den AG sowie den EV mit Bezug zur Zeitverfügbarkeit des Systems. Mittels der Gewichtungsfaktoren x_1 und x_2 kann eine Anpassung an Industrie- (z. B. Auslegungsfokus auf Eigenverbrauchsanteil: $x_1 = 0, x_2 = 1$) oder Haushaltssysteme (z. B. Gleichwertigkeit von AG und EV: $x_1 = 0,5, x_2 = 0,5$) erfolgen. Es ist zu prüfen ob die hier angenommenen Gewichtungen korrekt sind bzw. in wie weit diese überhaupt Anwendung finden sollten. Die Zeitverfügbarkeit der Anlage setzt sich aus der erbrachten PRL in Bezug zur Erbringungsanforderung zusammen. Um mit dem Kennwert einfache Aussagen zu ermöglichen wird die mindestens geforderte Zeitverfügbarkeit des Systems mit einbezogen. Ist diese zu gering ergibt sich ein negatives PRL-Potenzial. In diesem Fall muss geprüft werden inwieweit diese PRL trotz abweichender Zeitverfügbarkeit sinnvoll sein kann. Das höchste PRL-Potenzial wird durch den höchsten positiven Maximalwert ausgedrückt.

Zur Bestimmung der mindestens erforderlichen Zeitverfügbarkeit $t_{erforderlich}$ wird in [Vaf14] 95,0% als ausreichend definiert. Ein Vergleich mit bestehenden Systemen und einem ähnlichen Forschungsprojekt im Windenergiebereich weist eine erforderliche Zeitverfügbarkeit von 0,99994 (99,994 %) aus [Bin14]. Diese erscheint in Bezug auf Photovoltaik-Batteriesysteme als nicht erreichbar wird jedoch im Allgemeinen als plausibel eingestuft. Die Auswertung dieser Arbeit bezieht sich auf die „unsichere“ Auslegungsvariante nach [Vaf14].

Die drei Parameter des Primärregelleistungspotenzials - Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil und Zeitverfügbarkeit - werden separat entsprechend des in Abbildung 3.4 gezeigten Versuchsraumes in einem Simulationsmodell betrachtet.

Der Versuchsraum in Bezug auf die Abszisse (x-Achse) wird auf die Betrachtung eines Jahres festgelegt um saisonale Schwankungen der Solarstrahlung zu berücksichtigen. Eine Ausdehnung auf mehrere Jahre oder ein statistisches Basisjahr wird an dieser Stelle nicht durchgeführt. Aufgrund der vorhandenen Datenbasis

wird das Jahr 2013 als Referenz festgelegt. Die erwarteten saisonalen Schwankungen in der Solarstrahlung und der Batterienutzung werden durch monatsweise Simulationen berücksichtigt. Eine feinere Auflösung z.B. wochenweise¹⁵ ist ebenfalls denkbar. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Tendenz in der Betrachtung der Monatsmittelwerte sehr ähnlich zu einer Betrachtung von Wochenmittelwerten ist. Die monatsweise Simulation wird zugunsten der Simulationsgeschwindigkeit als hinreichend genau bewertet.

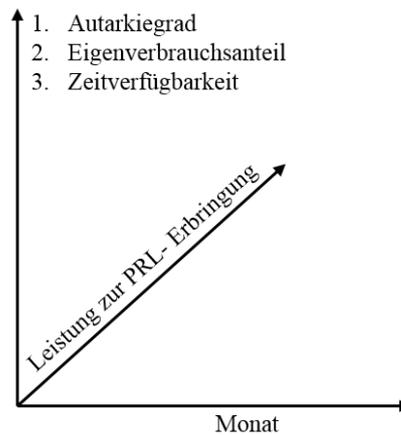


Abbildung 3.4: Versuchsraum für die Variation der Leistung zur PRL-Erbringung in Abhängigkeit dreier Ergebnisgrößen

In Bezug auf die Dimensionierung der Ordinate (y-Achse) wird im Vorfeld eine Testsimulation durchgeführt. Grundsätzlich besteht die Frage an welcher Stelle der Versuchsraum endet, also welche Leistung für die PRL-Erbringung maximal genutzt wird. Hierbei besteht die Möglichkeit einer wirtschaftlichen oder technischen Herangehensweise. Während der wirtschaftliche Trend im Bereich der Wechselrichterleistung dahingehet, diese entsprechend der Batteriekapazität zu dimensionieren, kann die technische Betrachtung innerhalb dieser Arbeit andere Grenzen definieren. Für dessen Festlegung werden die Extrembereiche des Batterieladezustandes während des Sommerurlaubs (beinahe ohne Last) sowie während der Wintermonate (kaum Photovoltaikerzeugung) in einer Testsimulation betrachtet. In Abbildung 3.5 ist das Ergebnis für negative PRL dargestellt.

¹⁵ Die Ausschreibungsdauer für PRL beträgt eine Woche. Das ist die kleinste (heute) sinnvolle Zeiteinheit in der ein Wechsel der Betriebsart möglich ist.

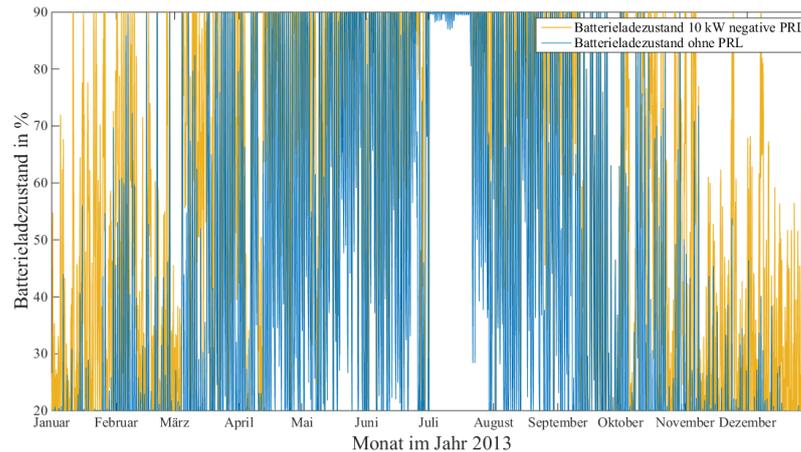


Abbildung 3.5: Ermittlung der maximalen PRL-Leistung mittels einer Testsimulation

Die Bereitstellung negativer Primärregelleistung erhöht sowohl die Häufigkeit der Batterienutzung als auch den mittleren Batterieladezustand über das Jahr 2013 von 41,0 auf 58,5%¹⁶. Da die negative PRL-Erbringung mit 10.000 W bereits teilweise die Kapazitätsgrenzen des Batteriespeichers erreicht, wird eine weitere Leistungserhöhung die Zeitverfügbarkeit reduzieren. Der Versuchsraum wird deshalb auf die Erbringung symmetrischer PRL mit maximal 10.000 W begrenzt. Um die Einflüsse der PRL gleichmäßig zu erfassen, wird diese in 1.000 W Schritten von 1.000 bis 10.000 W gesteigert. Dabei werden die drei Ergebnisgrößen EV, AG und Zeitverfügbarkeit separat erfasst.

Um das technische Potenzial photovoltaischer Batteriespeicher umfassend zu beschreiben werden drei Simulationsszenarien genutzt, die sich hinsichtlich ihrer PRL-Richtung unterscheiden. Es wird je ein Fall folgender PRL simuliert:

- nur positive,
- nur negativer sowie
- symmetrische.

Über das PRL-Potenzial wird jeweils der Bezug zum Basisfall „eigenverbrauchsoptimierter Betrieb ohne PRL“ hergestellt. Es ist denkbar die Simulationen auf asymmetrische PRL, z. B. 70% positive, 30% negative PRL, auszuweiten. Es wird davon ausgegangen, dass diese Werte innerhalb der bereits betrachteten Grenzen liegen und für die Potenzialbeurteilung keine Relevanz aufweisen.

¹⁶ Die positive PRL reduziert den mittleren Batterieladezustand im gleichen Zeitraum auf 33,4%.

4 Modellentwicklung und Parametrierung

Die für das PRL-Potenzial (vgl. (3.1), Seite 32) wesentlichen Parameter EV und AG hängen nach (2.1) und (2.2) (Kapitel 2.2.1, Seite 20) direkt von der Photovoltaikerzeugung bzw. dem Photovoltaikprofil sowie vom Lastprofil ab. Für die Zeitverfügbarkeit sind sowohl der Zeitpunkt als auch die Höhe der PRL-Anforderung entscheidend. Diese sind direkt abhängig von der Netzfrequenz. Es ergeben sich für das Simulationsmodell die Datenbasis und Ergebnisparameter entsprechend Abbildung 4.1.

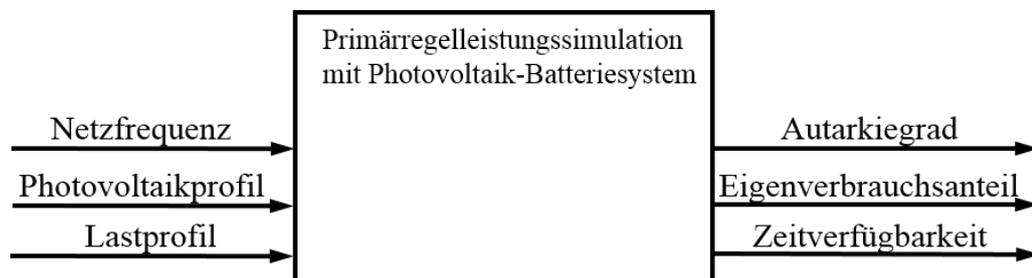


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der Datenbasis und Ergebnisparameter des entwickelten Simulationsmodells

Ein wesentliches Simulationskriterium ist die zeitliche Auflösung die zu Beginn auf Sekundenintervalle festgelegt wird. Dies ergibt in Matlab/Simulink eine Simulationszeit von 30 Minuten je Parameterzusammenstellung und damit eine Gesamtzeit für alle Simulationen von ca. 8 Tagen.

Mit dem, bei mehreren Simulationen, schnelleren „Rapid Accelerator“-Simulationsmodus ist eine Modellbildung mangels Arbeitsspeicher nicht möglich.

Eine Testsimulation zeigt bzgl. der Energiemengen am Jahresende nur marginale Ergebnisunterschiede zwischen einer minütigen und einer sekundlichen Simulation weshalb letztere verworfen wird. Daraus ergibt sich die Möglichkeit viele Simulationsdurchläufe praktikabel auszuführen.

Um mehrere Simulationsdurchläufe automatisiert per Matlab-Skript starten zu können, wird bei variablen Parametern auf Parametrierungsmasken in Simulink verzichtet. Stattdessen werden diese Parameter als simulationsspezifische Konstanten vor jedem Durchlauf erneut definiert. Darüber hinaus besteht seitens *Vattenfall* die Anforderung für eine ggf. spätere Nutzung die bekannten Freiheitsgrade Übererfüllung, Totband und Leistungsgradient in das Modell zu integrieren.

4.1 Datenbasis

Wesentlich für den Fortgang der Simulationsentwicklung ist die Kenntnis der Datenbasis. Neben der Netzfrequenz wird dazu folgend das verwendete Photovoltaikprofil sowie das Lastprofil im Hinblick auf Datenherkunft und Datenaufbereitung thematisiert.

4.1.1 Netzfrequenz

Die Netzfrequenz des Jahres 2013 stand bis Ende 2014 in sekundlicher Auflösung auf [Her14a] zur Verfügung. Die Betrachtung des Gesamtverlaufes in Abbildung 4.2 in Kombination mit den Rohdaten zeigt sekundliche Frequenzsprünge.

Insgesamt stehen über das Jahr 2013 31.536.367 Datenpunkte zur Verfügung welche wie folgt aufbereitet werden.

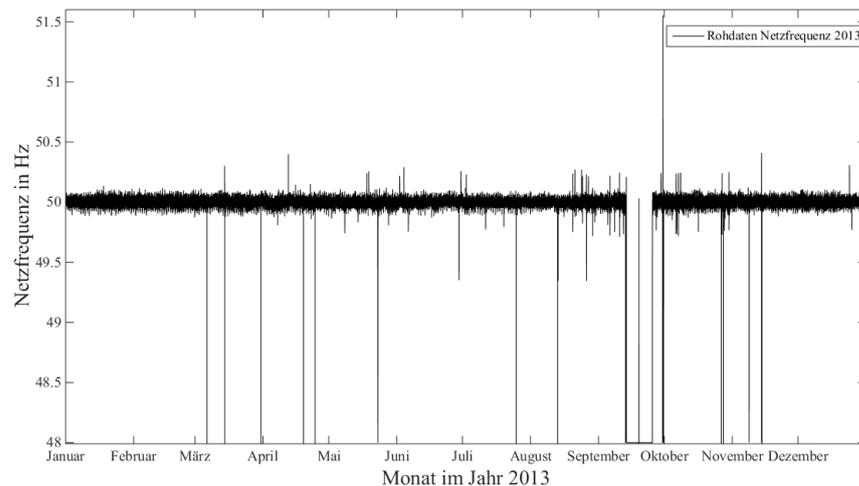


Abbildung 4.2: Die Rohdaten der Netzfrequenz von 2013 zeigen Auffälligkeiten wie Frequenzsprünge und vermutete Messfehler

Ein Jahr mit 365 Tagen weist rechnerisch 31.536.000 Sekunden auf. Es ist nicht erkennbar aus welchem Grund die Rohdaten insgesamt 367 Sekunden mehr aufweisen. Dieser Anteil an den Gesamtdatenpunkten beträgt 0,0012% und wird als vernachlässigbar eingestuft. Die letzten 367 Sekunden werden abgeschnitten.

Folgende Datenpunkte werden durch die Sollnetzfrequenz von 50 Hz ersetzt:

- drei Datenpunkte ohne Zahlenwert sowie 260 mit einer Frequenz von 0 Hz
- deutliche sekundliche Über- oder Unterfrequenzen
- Netzfrequenz ohne erkennbares Regelverhalten im September 2013, 1.093.229 (3,47%) Datenpunkte mit einer Netzfrequenz von 48,0 Hz.

Daraus ergibt sich der endgültige Verlauf der Netzfrequenz wie er in dieser Arbeit verwendet wird entsprechend Abbildung 4.3.

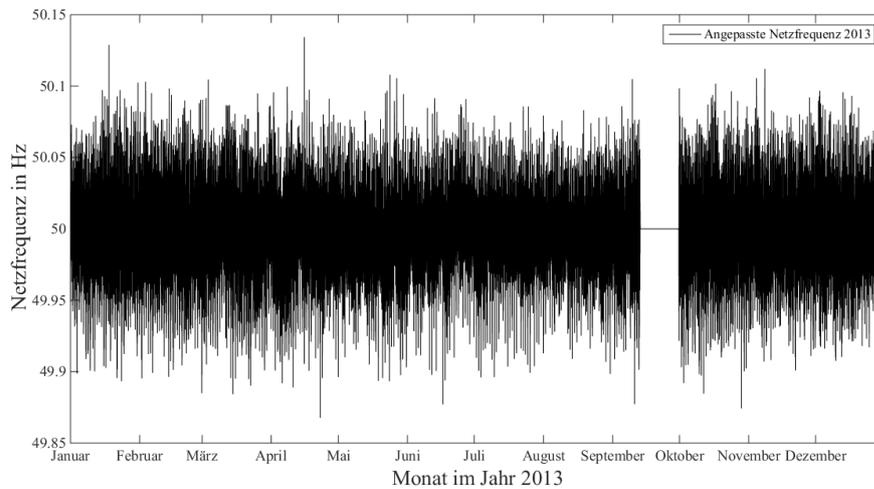


Abbildung 4.3: Angepasste Netzfrequenz im Jahr 2013 als Datengrundlage für die PRL-Simulation

4.1.2 Photovoltaikprofil

Ausgangsbasis des innerhalb dieser Arbeit genutzten Photovoltaikprofils sind Solarstrahlungsdaten des Jahres 2013 in Kombination mit einer Photovoltaikanlagenmodellierung aus [Ber14]. Diese ist mit validierten Solarmodulen der *HAW-Hamburg* in einer Schaltung entsprechend des Aufbaus am Heizwerk Hafencity mit einer Spitzenleistung von $10.000 W_P$ parametriert.

Da sich die Photovoltaikmodule der *HAW-Hamburg* nach [Ber14] kaum von denen am Heizwerk Hafencity unterscheiden und der Modultyp für den Fortgang dieser Arbeit keine Rolle spielt wird die bestehende Simulation nur in Bezug auf die Spitzenleistung angepasst. Anhang A.5 zeigt die Modulparameter.

Nach [SMA14b] werden im Haushaltssektor heute vielfach Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von $5.000 W_P$ installiert. Nach [EAB12] beträgt die heute durchschnittlich in Bayern installierte Spitzenanlagenleistung $5.800 W_P$. Für eine haushaltstypische Referenzanlage wird innerhalb dieser Arbeit eine Spitzenleistung von $5.000 W_P$ gewählt.

Zur Anpassung des Photovoltaikprofils aus [Ber14] für die Nutzung in dieser Arbeit wird dieses ohne Leistungsbegrenzung durch den Solarwechselrichter genutzt. Das Profil wird über den gesamten Verlauf halbiert um von $10.000 W_P$ auf $5.000 W_P$ zu skalieren.

Der am Heizwerk Hafencity installierte Solarwechselrichter ist der Sunny Tripower 10000TL von SMA mit einer gleichstromseitigen Eingangsleistung von 10.200W sowie einem europäischen Wirkungsgrad von 97,7% [SMA14c]. Entsprechend der Skalierung wird dieser durch den Sunny Tripower 5000TL-20 mit einer gleichstromseitigen Eingangsleistung von 5.100 W und einem europäischen Wirkungsgrad von 97,1% ausgetauscht [SMA14d]. Mit den Daten aus [Ber14] und dem gewählten Solarwechselrichter ergibt sich das Photovoltaikprofil aus 2013 nach Abbildung 4.4, welches innerhalb dieser Arbeit genutzt wird und eine Jahreserzeugung von 4.219kWh sowie eine Spitzenleistung hinter dem Solarwechselrichter von 4.952 W aufweist. Zum Vergleich ist der Anteil ohne Leistungsbegrenzung durch den Solarwechselrichter mit aufgezeigt. Dieser ist marginal und führt zu einer über das Jahr erzeugten Energiemenge von 4.220kWh.

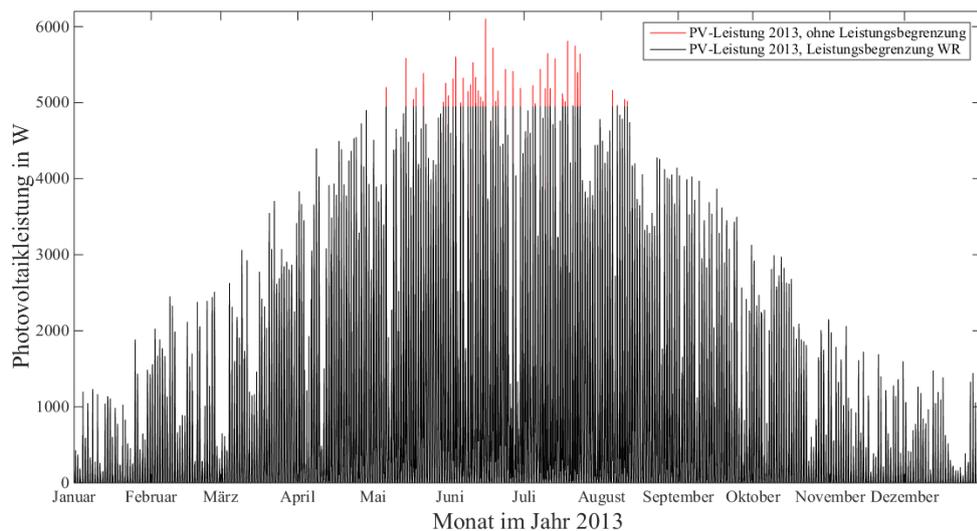


Abbildung 4.4: Skaliertes Photovoltaikprofil von 2013 nach [Ber14] mit einer Spitzenleistung von 5.000 WP mit dem Sunny Tripower 5000TL-20

4.1.3 Lastprofil

Die Ermittlung eines Lastprofils entsprechend eines Referenzhaushaltes ist aufgrund fehlender realer Daten schwieriger als die Anpassung des PV-Profiles.

Durch erste Betriebserfahrungen des Photovoltaik-Batteriesystems am Heizwerk Hafencity steht für dieses ein fast vollständiges Jahreslastprofil zur Verfügung. Aufgrund der konstant hohen Grundlast (z. B. nachts durch Beleuchtungseinrichtungen) und der Tatsache, dass es sich um einen nur werktags genutzten Gewer-

bebetrieb handelt, ist dieses nicht geeignet um ein haushaltstypisches Lastprofil durch Skalierung abzubilden.

Da Haushalte aufgrund ihres geringen elektrischen Energiebedarfes keine leistungsgemessenen Kunden sind und öffentlich keine realen Haushaltslastprofile zur Verfügung stehen werden zwei synthetische Erstellungsmöglichkeiten in Anlehnung an [Ric14] betrachtet: die Standardlastprofile sowie der LoadProfile-Generator.

Die Ermittlung eines Haushaltslastprofils mittels des Standardlastprofils praktikabel gemäß Anhang A.2 möglich. Problematisch ist jedoch dass die Standardisierung jegliche Individualität eines Haushaltes konterkariert. Dies spiegelt sich auch in den genutzten Viertelstundenmittelwerten wieder die keine kurzzeitigen Lastsprünge wie z.B. Haartrockner oder Wasserkocher erfassen. Nach [Ric14] bietet sich die Nutzung des Standardlastprofils nicht an, um spezifische Haushaltskonfigurationen zu betrachten. Vielmehr ist dieses aussagekräftig, sobald eine statistisch signifikante Anzahl an Haushalten beteiligt ist, wodurch sich spezifische Besonderheiten ausgleichen. Aus diesem Grund wird der Ansatz des Standardlastprofils zur Abschätzung eines haushaltstypischen Lastprofils nicht weiter verfolgt.

Der LoadProfileGenerator (LPG) ist im Rahmen eines Forschungsprojektes an der *Technischen Universität Chemnitz* entstanden und seit Projektende in freiwilliger Weiterentwicklung durch Noah Pflugradt im Rahmen seiner Promotion. Das Hauptziel ist die Generierung hoch spezifischer elektrischer Haushaltslastprofile in Abhängigkeit der Hausbewohner. [LPG15]

Der LPG gibt die Lastprofile in Minuten-, Viertelstunden- oder Stundenmittelwerten aus. [LPG15], [Ric14]

Die Funktionsweise des LPG ist in Anhang A.3 erläutert.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein vorgefertigtes LPG-Lastprofil entsprechend eines Referenzhaushaltes nach [Vaf14] ausgewählt. Dieser besteht aus einer vierköpfigen Familie. Ein der Elternteil arbeitet, das Zweite ist für den Haushalt und die Kinderbetreuung zuständig. Im LPG wird dieses Profil als H63 bezeichnet.

Die Familie lebt in einem freistehenden Einfamilienhaus mit einem jährlichen Heizenergiebedarf von 15.000 kWh der durch eine Gasheizung gedeckt wird. Im LPG wird dieses Haus als „HT06 Normal house with 15.000 kWh Heating, Gas

Heating“ bezeichnet. Das Haus befindet sich in Hamburg, die Grundlage bilden die hinterlegten Wetterdaten des *Deutschen Wetterdienstes* von 2007.

Der LPG berechnet das in Abbildung 4.5 dargestellte Jahreslastprofil. Insgesamt hat die Familie einen elektrischen Energiebedarf von 4.767 kWh pro Jahr und verbringt im Juli einen Sommerurlaub.

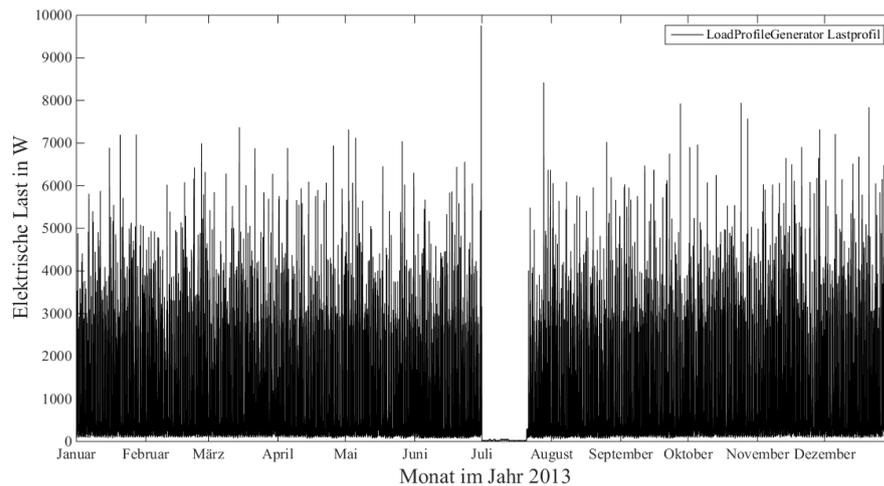


Abbildung 4.5: Synthetisch erzeugtes Lastprofil des LPG einer Familie mit zwei Kindern. Deren elektrischer Jahresenergiebedarf beträgt 4.767 kWh.

4.2 Modellentwicklung

Das innerhalb dieser Arbeit entwickelte Simulationsmodell besteht aus zwei Teilen: einem angepassten Batteriespeichermmodell aus [Kue11] sowie einem innerhalb dieser Arbeit entwickelten Algorithmus zur Ermittlung des PRL-Potenzials. Abbildung A.33 zeigt diese in einem Überblick über die erste Modellebene.

Der Simulationsstartpunkt ist die Berechnung einer Leistungsanforderung an den entsprechend Kapitel 4.2.1 parametrisierten Batteriespeicher. Diese Leistungsanforderung setzt sich aus der eigenverbrauchsoptimierten Kombination von Photovoltaik- und Lastprofil sowie deren Überlagerung mit der PRL-Anforderung zusammen (vgl. Simulink-Darstellung in Anhang C, Abbildung A.42).

Während Photovoltaik- und Lastprofil bereits durch die Datenbasis festgelegt sind, erfolgt die Berechnung der PRL-Anforderung auf Basis der Netzfrequenz in Kapitel 4.2.2.

4.2.1 Parametrierung des Batteriespeichers

Das Batteriespeichermodell aus [Kue11] wurde bereits durch [Ber14] entsprechend des am Heizwerk Hafencity installierten Batteriespeichers parametriert.

Dieser hat eine Nennkapazität von 42.600 Wh sowie eine nutzbare Kapazität von 29.800 Wh und entspricht damit keiner haushaltstypischen Größenordnung. [SoB15] zeigt eine haushaltstypische nutzbare Kapazität von etwa 5.700 Wh auf. In Absprache mit dem Projektpartner *Vattenfall* wird für diese Arbeit eine nutzbare Kapazität von 5.000 Wh festgelegt.

Um die Bereitstellung von PRL nicht durch eine Leistungsbegrenzung des Batteriewechselrichters einzuschränken wird dessen Nennleistung gemäß der am Heizwerk Hafencity bestehenden Anlage auf 17.000 W belassen. Der Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters wird gemäß des Sunny Island 8.0H von *SMA* auf 96% festgelegt [SMA14e]. Aufgrund sinkender Preise für Energiespeicher verschiebt sich die Installationstendenz langfristig in Richtung größerer Nennkapazität. Welchen Einfluss das auf die PRL-Bereitstellung hat wird optional geprüft. Einen Überblick über die Parametrierung des Batteriespeichermodells gibt Tabelle 4.1.

Tabelle 4.1: Parametrierung des Batteriespeichers. Wesentlich für die Kapazitätsanpassung ist die Anzahl der parallel geschalteten Zellen.

Parameter	Wert
Obere / Untere SoC-Grenze	90% / 20%
Anfangs SoC	20%
Leistungsbedarf BMS	10 W
Lade- / Entladeschlussspannung	786 V / 518 V
Kapazität einer Zelle	1,132 Ah
Nominelle Spannung einer Zelle	3,7 V
Zellen in Serie	192
Zellen parallel	9
Nennkapazität	7.238 Wh
Nutzbare Kapazität	5.067 Wh
Wechselrichterleistung	17.000 W
Wirkungsgrad Batteriewechselrichter	96% [SMA14e]

Um die Nennkapazität des Batteriespeichers zu variieren wird entweder die Anzahl der parallel geschalteten Zellen oder die Eingangsleistung in den Batteriespeicher angepasst. Eine Testsimulation zeigte identische Ladezustandsverläufe beider Varianten.

Innerhalb dieser Arbeit wird die Variation der parallel geschalteten Zellen genutzt. Dabei ergibt die Festlegung auf neun Zellen eine Nennkapazität von 7.238 Wh sowie eine nutzbare Kapazität von 5.067 Wh. Zusätzlich wird ein Anfangsladezustand von 20%, d.h. ein bis zur unteren Grenze entladener Batterie-speicher bei Simulationsbeginn definiert. Aufgrund der Vielzahl an erwarteten Ladezyklen spielt dies für das Simulationsergebnis eine untergeordnete Rolle.

4.2.2 Berechnung Primärregelleistungsanforderung

Die Berechnung der PRL-Anforderung folgt dem Schema aus Abbildung 4.6 und erfolgt zunächst ohne Freiheitsgrade. Sie basiert auf der maximal kontrahierten Primärregelleistung $P_{PRL,Max}$ die im Rahmen des gewonnenen Auktionsverfahrens erbracht werden muss sowie auf der Ist-Netzfrequenz f_{Ist} .

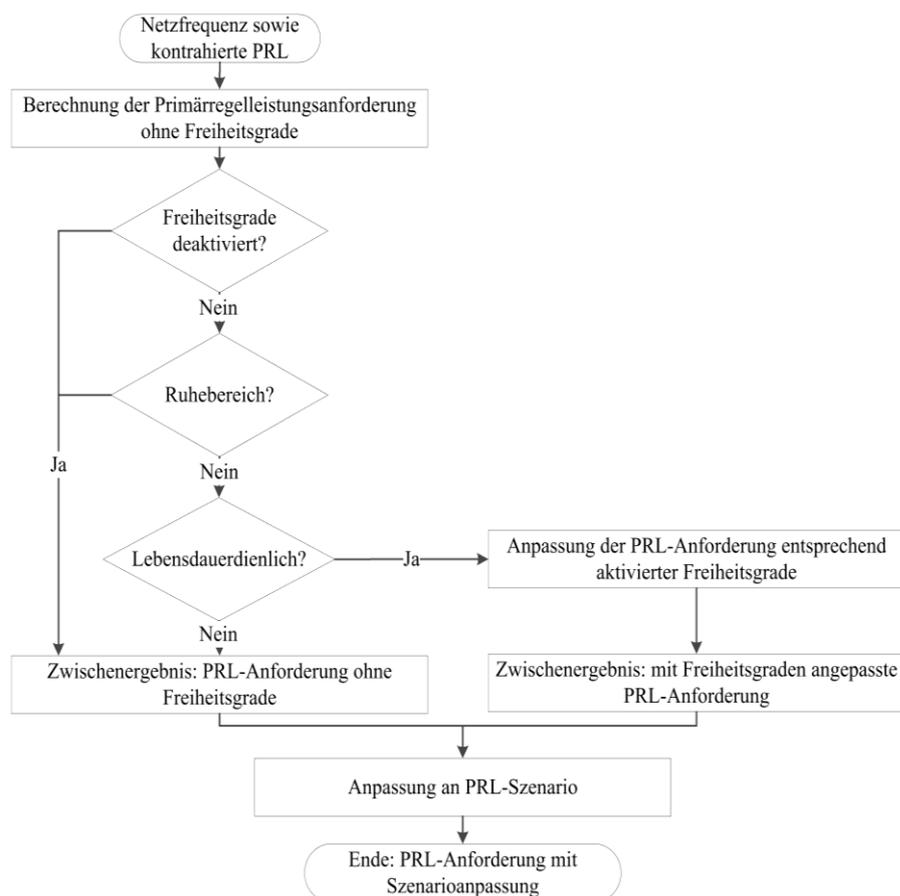


Abbildung 4.6: Die Berechnung der PRL-Anforderung aus der Netzfrequenz erfolgt in zwei Schritten. Zuerst wird diese mit oder ohne Freiheitsgrad berechnet. Nachfolgend findet die Anpassung entsprechend des gewählten PRL-Szenarios statt.

Beträgt die Ist-Netzfrequenz mehr als 50,2 Hz oder weniger als 49,8 Hz ist die maximal kontrahierte negative bzw. positive PRL zu erbringen. Im dazwischen-

liegenden Netzfrequenzbereich erfolgt die Berechnung linear nach (4.1) (vgl. hierzu Abbildung 2.6 auf Seite 12).

$$P_{\text{PRL}} = \frac{(f_{\text{Soll}} - f_{\text{Ist}})}{0,2\text{Hz}} \cdot P_{\text{PRL,Max}} \quad (4.1)$$

P_{PRL}	PRL-Anforderung in Abhängigkeit der Netzfrequenz in Hz
f_{Soll}	Soll-Netzfrequenz, im ENTSO-E: 50 Hz
f_{Ist}	Ist-Netzfrequenz in Hz
$P_{\text{PRL,Max}}$	maximal kontrahierte PRL der technischen Einheit
0,2 Hz	Frequenzabweichung bis zu der die positive und negative PRL linear berechnet wird

Im Totband, welches Messabweichungen der Netzfrequenzmessung kompensiert und damit kontraproduktive Regeleingriffe verhindert, wird zwischen 50,01 und 49,99 Hz ohne Freiheitsgrade keine PRL erbracht.

Da innerhalb der Datenbasis keine Frequenzabweichungen auftreten, die zu einer Netzentkopplung des Systems führen (Netzfrequenzen von mehr als 51,5 bzw. weniger als 47,5 Hz, vgl. Kapitel 2.2.2), werden diese in der Simulation nicht berücksichtigt.

Auf die Berechnung der PRL-Anforderung ohne Freiheitsgrade folgt bei Bedarf dessen Anpassung an die Freiheitsgrade. Dazu wird eine lebensdauerdienliche Nutzung der Freiheitsgrade außerhalb des Ruhebereichs genutzt.

Lebensdauerdienlich ist dabei ein durch den Batteriehersteller definierter Ladezustand welcher sich positiv auf die Batterielebensdauer auswirkt¹⁷ [Ger14]. Zur Rückführung des Ladezustands auf den lebensdauerdienlichen Ladezustand können die Freiheitsgrade in Abhängigkeit des Ruhebereichs genutzt werden. Dieser gibt einen Bereich in Prozentpunkten um den lebensdauerdienlichen Ladezustand an, indem die Freiheitsgrade noch nicht aktiviert werden. Der Ruhebereich wird innerhalb dieser Arbeit auf 0% belassen.

¹⁷ Die Ladezyklen bei Lithium-Ionen-Batterien weisen bzgl. der Batterielebensdauer je nach Entladetiefe und Ladezustandsbereich unterschiedliche Auswirkungen auf. Ein Ladezustand zwischen 50 bis 70% wirkt sich positiv auf die Batterielebensdauer aus, weshalb eine Rückführung in diesen Bereich wünschenswert ist. [Ger14] Im Rahmen dieser Arbeit wird dieser lebensdauerdienliche Ladezustand auf 50% festgelegt.

Damit ist die Berechnungsgrundlage für die Ermittlung der PRL-Anforderung mit und ohne Freiheitsgrade gelegt. Nachfolgend wird das berechnete Zwischenergebnis in einem separaten Berechnungsblock an das gewählte PRL-Szenario

- (1) keine,
- (2) positive,
- (3) negative oder
- (4) symmetrische Primärregelleistung

angepasst.

Die Berechnung der PRL-Anforderung kann anhand eines Auszugs aus dem Simulinkmodell in Anhang C, Abbildung A.35 sowie dessen Quellcode in Anhang C.3 nachvollzogen werden.

4.3 Berechnung der Ergebnisparameter

Der Batteriespeicher wird im Rahmen seiner (Ladezustands-) Grenzen die durch Photovoltaikprofil, Lastprofil und Primärregelleistungsanforderung an ihn gestellte Leistungsanforderung erbringen. Ist der Ladezustand größer als 20% kann positive PRL erbracht werden, ist dieser kleiner als 90% kann negative PRL erbracht werden. Außerhalb der Ladezustandsgrenzen ist die Erbringung von PRL nicht möglich.

Die erbrachte Gesamtleistung des Batteriespeichers unterscheidet dabei nicht zwischen einer Batterieleistung für

- Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad oder
- Primärregelleistung.

Diese Trennung ist für die Berechnung von EV und AG jedoch wesentlich, da sich diese auf die Energiemengen aus der Photovoltaikerzeugung beziehen.

In die Berechnung des AG darf beispielsweise die Batterieentladung aus einer vorherigen Batteriebeladung zum Zweck negativer PRL nicht mit einbezogen werden (vgl. (2.2) auf Seite 20). Analog gilt dieser Zusammenhang für die Berechnung des EV.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Nulllinie bezogen auf die Erbringung von PRL auf eine Netzeinspeisung bzw. einen Netzbezug von 0 W definiert. Dies entspricht einem eigenverbrauchsoptimierten Photovoltaik-Batteriespeicherbetrieb. Unter

der Voraussetzung eines zulässigen Ladezustandsbereiches je nach PRL-Richtung kann der Batteriespeicher die PRL-Erbringung aktiv steuern. Aus diesem Grund wird die Erbringung negativer PRL sowohl durch die Last als auch durch den Batteriespeicher zugelassen. Gleichmaßen ist die Erbringung positiver PRL durch die Photovoltaikanlage als auch durch den Batteriespeicher zulässig.

4.3.1 Trennung der Batterieleistung

Die Trennung der Batterieleistung wird in einem ersten Berechnungsansatz in der Form umgesetzt, dass in einem zulässigen Ladezustandsbereich die für PRL genutzte Batterieleistung immer der PRL-Anforderung entspricht. Aufgrund der Leistungsverschiebung von der Nulllinie durch Photovoltaik- und Lastprofil berechnen sich so Energiemengen für die Be- und Entladung der Batterie zur PRL, welche höher ausfallen als die tatsächliche Be- und Entladung des Batteriespeichers. Der finale Berechnungsansatz sieht die Ermittlung eines Deckungsanteils D , gemäß (4.2), vor.

$$\frac{P_{\text{PRL}}}{P_{\text{Batterie}} - (P_{\text{PV}} - P_{\text{Last}})} = D \quad (4.2)$$

P_{PRL}	Primärregelleistungsanforderung in Abhängigkeit der Netzfrequenz
P_{Batterie}	Batterieleistung in W
P_{PV}	Photovoltaikleistung in W
P_{Last}	Last in W
D	Deckungsanteil ohne Einheit

Der Deckungsanteil D bezieht die aktuelle Primärregelleistungsanforderung P_{PRL} auf dessen Kompensation durch Batterieleistung P_{Batterie} , Photovoltaikleistung P_{PV} und Last P_{Last} . Dabei gleicht der Batteriespeicher die Abweichung zwischen der eigenverbrauchsoptimierten Kombination aus Photovoltaikleistung und Last in Bezug auf die PRL-Anforderung aus. Dies zeigen schematisch die durchgezogene PRL-Anforderungskurve sowie die gestrichelte Eigenverbrauchskurve (EV) in Abbildung 4.7. Dabei zeigt die Eigenverbrauchskurve die Differenz aus Photovoltaik- und Lastprofil.

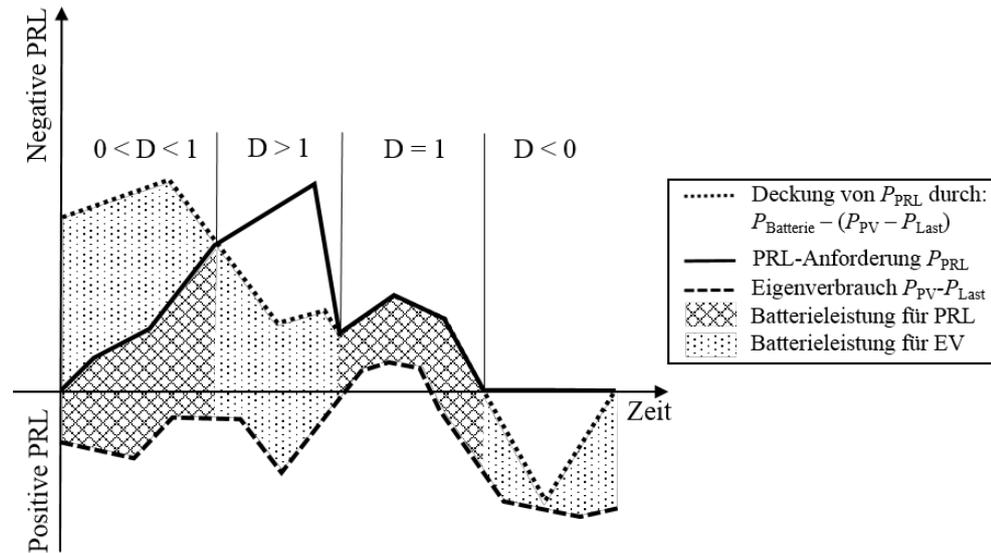


Abbildung 4.7: Schematische grafische Darstellung der Bedeutung des Deckungsanteils. Die für PRL genutzte Batterieleistung ist nicht zwingend gleich der eigentlichen PRL-Anforderung.

Die Differenz aus PRL-Anforderungskurve zu Eigenverbrauchskurve zeigt die Batterieleistung für PRL (karierte Fläche). Die Batterieleistung für EV zeigt die gepunktete Fläche.

In Abhängigkeit des Deckungsanteils D erfolgt die Trennung der Batterieleistung. Gilt für den Deckungsanteil $0 \leq D \leq 1$ ¹⁸ wird die PRL-Anforderung erfüllt. Die Batterieleistung für PRL $P_{\text{BatterieFürPRL}}$ und EV $P_{\text{BatterieFürEV}}$ ergibt sich aus:

$$P_{\text{BatterieFürPRL}} = P_{\text{Batterie}} \cdot D \quad (4.3)$$

$$P_{\text{BatterieFürEV}} = P_{\text{Batterie}} \cdot (1 - D) \quad (4.4)$$

P_{Batterie}	Batterieleistung in W
$P_{\text{BatterieFürPRL}}$	Batterieleistung für PRL in W
$P_{\text{BatterieFürEV}}$	Batterieleistung für Eigenverbrauch in W
D	Deckungsanteil ohne Einheit

Ist der Deckungsanteil $D > 1$ oder $D < 0$ kann die PRL-Anforderung nicht erfüllt

¹⁸ Um rechnerische Ungenauigkeiten sowie kleine Abweichungen der erbrachten Leistung durch den Batteriespeicher zu berücksichtigen wird im Modell 1,01 als obere Grenze festgelegt. Damit lassen sich plausible Ergebnisse berechnen. Der Wert 1,00 ergibt weder einen plausiblen Eigenverbrauchsanteil bzw. Autarkiegrad, noch eine plausible Zeitverfügbarkeit. Durch die Erhöhung auf 1,01 übersteigt die rechnerische Batterieleistung die tatsächliche batterieleistung geringfügig.

werden. Etwaige Batterienutzung wird dem Eigenverbrauch zugeschrieben. Im Fall $D > 1$ entsteht dadurch ein Berechnungsfehler, da das Modell im eigenverbrauchsoptimierten Betrieb die Deckung der PRL-Anforderung anstrebt¹⁹.

Diese Deckung ist aufgrund der Kapazitätsgrenzen des Batteriespeichers nicht immer möglich was wiederum zu einer nicht zulässigen anteiligen Primärregelleistungserbringung führen kann. Diese wird fälschlicherweise dem Eigenverbrauch zugeschrieben. Da dieser Modellfehler nur in den Ladezustandsgrenzbereichen auftritt wird dessen Auswirkung auf das Endergebnis als gering eingestuft. Dennoch wird eine Anpassung des Modells im Nachgang dieser Arbeit empfohlen.

Die Lösung kann eine vorgeschaltete Batteriesimulation vorsehen, welche erkennt ob die PRL-Anforderung gedeckt werden kann und die Leistungsanfrage an den „realen“ Batteriespeicher entsprechend anpasst. Im Rahmen dieser Arbeit wird dieser Lösungsansatz nicht weiter verfolgt.

Berechnung der Zeitverfügbarkeit

Die vorangestellte Betrachtung der Trennung der Batterieleistung greift z. T. die Berechnung der Zeitverfügbarkeit auf. Hierzu nutzt das Modell drei Parameter in Bezug auf die PRL-Erbringung:

- nicht erforderlich,
- nicht erbracht,
- erbracht.

In jedem Simulationsschritt wird für diese Parameter der Wert null oder eins festgelegt. Dabei gilt die PRL als erbracht wenn sich der Batterieladezustand in einem zulässigen Bereich befindet und der Deckungsanteil D zwischen null und eins liegt.

Ist die PRL-Anforderung gleich null ist die Erbringung nicht erforderlich.

Ist der Deckungsanteil kleiner als null bzw. größer als eins ist die Primärregelleistung nicht erbracht.

¹⁹ Im herkömmlichen eigenverbrauchsoptimierten Betrieb ist eine Reduktion der Netzeinspeisung bzw. des Netzbezuges zu Null angestrebt.

Der Quotient aus erbrachter zu angeforderter PRL ergibt die Zeitverfügbarkeit.

Zusammenfassend ist die Trennung der Batterieleistung und die Berechnung der Zeitverfügbarkeit schematisch in Abbildung A.9 dargestellt. Der Quellcode ist in Anhang C.3 zu finden.

4.3.2 Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit

Die Berechnung von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad nach (2.1) und (2.2) basiert auf folgenden Parametern:

- Photovoltaik- und Lastprofil,
- Batteriebeladung und Batterieentladung für EV und AG sowie
- batteriebeladung und Batterieentladung für PRL.

Dabei wird zunächst aus der Überlagerung von Photovoltaik- und Lastprofil der direkt eigenverbrauchte Anteil der Photovoltaikerzeugung berechnet.

Zusätzlich geht in die Berechnung die aufsummierte Jahresenergiemenge von Last- und Photovoltaikprofil ein.

Bei der Berechnung der Batteriebeladung bzw. Batterieentladung werden die jeweiligen Anteile jeweils separat für EV, AG sowie für PRL bilanziert.

Ziel ist es, die finale Berechnung von EV und AG ohne Berücksichtigung der Batterieleistung aus der PRL durchzuführen, da vor allem die Batteriebeladung aus negativer PRL später für die Lastdeckung genutzt wird.

Dieser Anteil darf jedoch nicht einer Batterieentladung im Sinne des Autarkiegrades zugeschrieben werden.

Im Simulationsmodell wird daher der Anteil der Batteriebeladung durch negative PRL an der gesamten Batteriebeladung in einen entsprechenden Anteil zur Batterieentladung umgerechnet. Dies wird mittels des Batteriespeicherwirkungsgrades umgesetzt welcher sich aus dem Quotienten der gesamten Batterieentladung zur gesamten Batteriebeladung ergibt.

Daraus wird der AG in Abhängigkeit der Photovoltaikerzeugung berechnet.

Analog wird die Berechnung für positive PRL durchgeführt.

Die Simulinkdarstellungen in Anhang C.1 sowie dessen Quellcodes in Anhang C.3 zeigen diese Berechnungen detailliert.

5 Validierung und Auswertung

Das vorliegende Kapitel thematisiert die Validierung des Simulationsmodells anhand eines Vergleiches mit den Simulationsergebnissen aus [Ber14]. Weiterhin erfolgt eine Plausibilitätskontrolle der Berechnungsergebnisse.

Im zweiten Teil des Kapitels werden die Simulationsergebnisse aufgezeigt. Dabei steht zunächst die Auswertung entsprechend der in Kapitel 3 aufgeworfenen Fragestellung im Fokus. Nachfolgend werden der Einfluss eines größeren Batteriespeichers sowie der Einfluss der Freiheitsgrade thematisiert.

Das Kapitel endet mit einer Betrachtung des PRL-Einflusses auf die Batterielebensdauer sowie der Bewertung des Kennwertes „Primärregelleistungspotenzial“.

5.1 Validierung

Für die Validierung der Berechnung von Eigenverbrauchsanteil (EV) und Autarkiegrad (AG) wird das Simulationsmodell aus [Ber14] gemäß der hier genutzten haushaltstypischen Anlagenkonfiguration aus Tabelle 4.1 von Seite 42 parametrisiert. Beide Simulationsmodelle ergeben in einer Jahressimulation einen EV von 62,64% sowie einen AG von 54,32%. Weiterhin erfolgt ein Abgleich auf Basis der Tabelle 5.1.

Tabelle 5.1: Vergleich der Energiemengen auf Basis einer Jahressimulation zwischen dem Modell aus [Ber14] und dem innerhalb dieser Arbeit entwickelten PRL-Simulationsmodell

Parameter	PRL-Modell in kWh	[Ber14]-Modell in kWh
Batteriebeladung		1206
Batterieentladung		1153
PV _{eigenverbraucher_Anteil}		1437
PV _{Erzeugungsleistung}		4219
Last		4767
Netzeinspeisung	1576	1584
Netzbezug	2178	2186

Deutlich wird die um 8 kWh geringere jährliche Netznutzung des PRL-Modells. Deren Ursache liegt in den unterschiedlichen Berechnungsansätzen der beiden Modelle.

Während [Ber14] zunächst die gesamte Netznutzung gemäß (5.1) berechnet, bezieht sich die Berechnung innerhalb dieser Arbeit auf die von Beginn an separa-

te Berechnung von Netzeinspeisung und Netzbezug sowie auf die Einbeziehung der PRL gemäß (5.2) und (5.3). Dabei ist die Batterienutzung zur PRL für die Validierung irrelevant.

$$P_{PV} - P_{Last} - P_{Batterie} = P_{Netznutzung} \quad (5.1)$$

$$P_{PV} + P_{BatterieentladungFürPRL} - P_{PV,eigen} - P_{BatterieladungFürEV} = P_{Netzeinspeisung} \quad (5.2)$$

mit

$$P_{PV,eigen} = \begin{cases} P_{PV} \geq P_{Last} = P_{Last} \\ P_{PV} < P_{Last} = P_{PV} \end{cases} \quad (5.3)$$

P_{PV}	Photovoltaikleistung in W
P_{Last}	Last in W
$P_{Batterie}$	Batterieleistung in W
$P_{Netznutzung}$	Netznutzung in W
$P_{BatterieentladungFürPRL}$	Batterieentladung für PRL in W
$P_{PV,eigen}$	Eigenverbraucher Anteil an P_{PV} in W
$P_{BatterieladungFürEV}$	Batterieladung für Eigenverbrauch in W
$P_{Netzeinspeisung}$	Netzeinspeisung in W

Die Bedeutung der unterschiedlichen Ansätze wird am Beispiel der Netzeinspeisung mit Hilfe von Abbildung 5.1 erläutert.

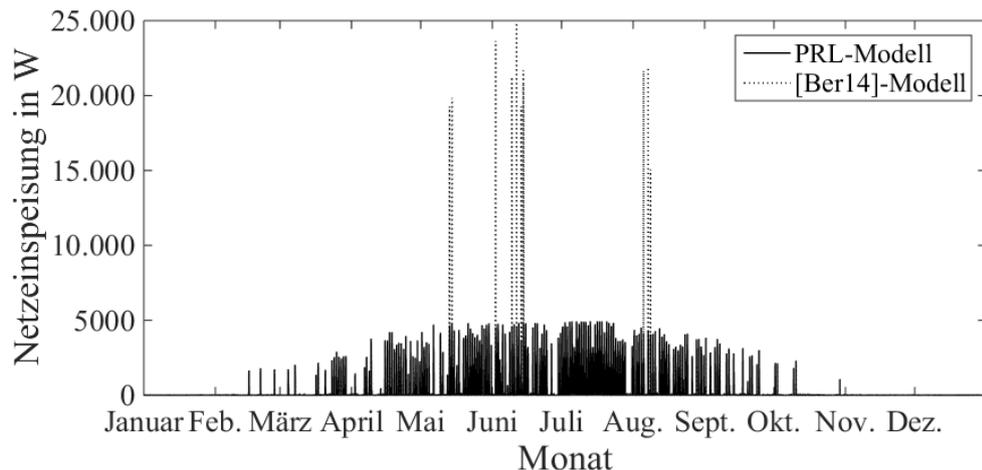


Abbildung 5.1: Grafischer Vergleich der Netzeinspeisung zwischen PRL- und [Ber14]-Modell.

Im Jahresverlauf zeigen die beiden Netzeinspeiseverläufe Unterschiede. Auffällig sind die Leistungsspitzen von beinahe 25.000 W von Mai bis August. Diese sind auf das Batteriespeichermodell zurückzuführen. Obgleich die Photovoltaikerzeug-

gung die momentane Last übersteigt gibt der Batteriespeicher elektrische Leistung ab. Diese hat eine Höhe von bis zu 20.000 W (vgl. Anhang A.4, Abbildung A.7 und Abbildung A.8). Weshalb diese Leistungsspitzen entstehen ist unklar. Tests haben gezeigt, dass diese in Abhängigkeit der angeforderten Leistung zunehmen. So sind beispielsweise Simulationen mit PRL-Leistungen von mehr als 15.000 W nicht möglich, da sich die Leistungsspitzen dort zunehmend häufen.

Zur abschließenden Beurteilung der im PRL-Modell verwendeten Berechnungsvariante werden die Simulationsergebnisse aus Tabelle 5.1 herangezogen. Es ergibt sich für die Netzeinspeisung

$$(4219 - 1437 - 1206) \cdot kWh = 1576 kWh \quad (5.4)$$

sowie für den Netzbezug

$$(4767 - 1437 - 1153) \cdot kWh = 2177 kWh \quad (5.5)$$

Die anhand der Einzelwerte berechneten Ergebnisse stimmen unter Berücksichtigung einer Rundungsungenauigkeit mit der simulativ ermittelten Netznutzung überein. Die Berechnung der Netznutzung im PRL-Modell ist plausibel.

Beurteilung der Größenordnung und Tendenz von Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit

Die Validierung der Ergebnisparameter EV, AG und Zeitverfügbarkeit kann innerhalb dieser Arbeit aufgrund fehlender Erfahrungs- und Literaturwerte nur hinsichtlich deren Größenordnungen sowie deren grundsätzlichen Verläufe durchgeführt werden. Hierbei werden jeweils Jahressimulationen genutzt. Es ist zu erwarten, dass sowohl die Erbringung positiver wie auch negativer Regelleistung den EV bzw. den AG senken, da beide die eigenverbrauchsoptimierte Nutzung des Batteriespeichers einschränken²⁰. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass mit steigender kontrahierter Primärregelleistung die Zeitverfügbarkeit abnimmt. Tabelle 5.2 zeigt die Ergebnisse von Jahressimulationen der drei PRL-Szenarien jeweils mit einer PRL von 5.000 W und 10.000 W sowie das Basisszenario.

²⁰ Positive PRL bewirkt die Entladung der Batterie, sodass sich die zum Eigenverbrauch nutzbare Energiemenge reduziert. Umgekehrt bewirkt negative PRL die Batteriebeladung, sodass weniger Batteriekapazität für die Speicherung von solaren Überschüssen zur Verfügung steht.

Tabelle 5.2: Auswirkung unterschiedlicher PRL-Szenarien auf den Eigenverbrauchsanteil (EV), den Autarkiegrad (AG) und die Zeitverfügbarkeit. Simulationszeitraum: Ein Jahr.

PRL-Szenario	PRL-Leistung in kW	EV in %	AG in %	Zeitverfügbarkeit in %
-	0	62,6	54,3	-
positiv	5	51,0	44,4	42,4
	10	48,6	42,1	35,6
negativ	5	51,9	44,8	86,0
	10	47,4	40,7	77,2
symmetrisch	5	44,4	38,6	71,6
	10	42,2	36,6	71,0

Die Ergebnisse spiegeln die Erwartung im Hinblick auf sinkende Werte bei steigender PRL wieder. Die Größenordnung der Werte erscheint plausibel.

Betrachtung des Batteriewirkungsgrads

Während der Modellbetrachtung fällt auf, dass der Quotient aus Batterieentladung zu Batteriebeladung, also der Batteriewirkungsgrad, leistungsabhängig ist.

Abbildung 5.2 zeigt zur Verdeutlichung den leistungsabhängigen Anteil des Batteriewirkungsgrads in Abhängigkeit des Regelleistungsszenarios und der kontrahierten PRL.

Dabei sind alle Werte ladezustandskorrigiert, d. h. die Abweichung des Ladezustands zwischen Simulationsbeginn und Simulationsende wird herausgerechnet. Darüber hinaus ist der Batteriewechselrichterwirkungsgrad nicht berücksichtigt und muss für den Gesamtwirkungsgrad entsprechend multipliziert werden.

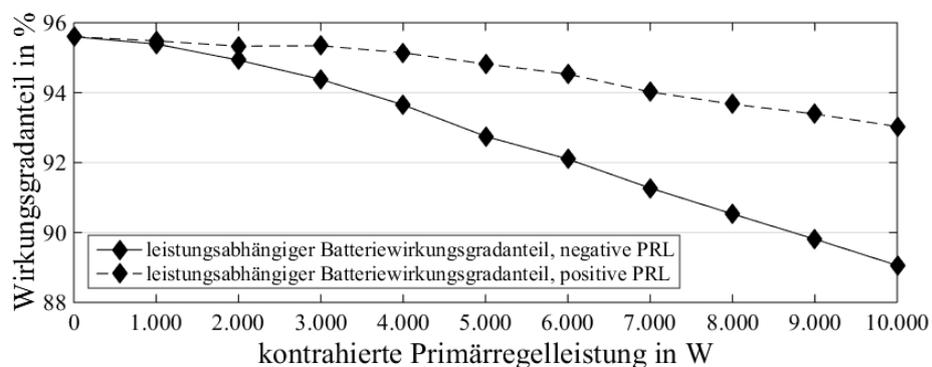


Abbildung 5.2: Abhängigkeit des mittleren Batterieladezustandes sowie des Batteriewirkungsgrades (ladezustandskorrigiert) von der kontrahierten PRL

Auffällig ist, dass der Einfluss positiver PRL auf den Batteriewirkungsgrad verglichen mit negativer PRL geringer ausfällt. So beträgt dieser bei 10.000 W nega-

tiver PRL 89,04 % und bei 10.000 W positiver PRL noch 93,03 %.

Es wird vermutet, dass aufgrund dieses Effektes ein erster umgesetzter Simulationsansatz auf Basis eines Vergleichs von angeforderter zu erbrachter Batterieleistung keine plausiblen Ergebnisse lieferte.

Eine weitere Betrachtung soll mit Hilfe von Abbildung 5.3 die Grenze des entwickelten Simulationsmodells verdeutlichen.

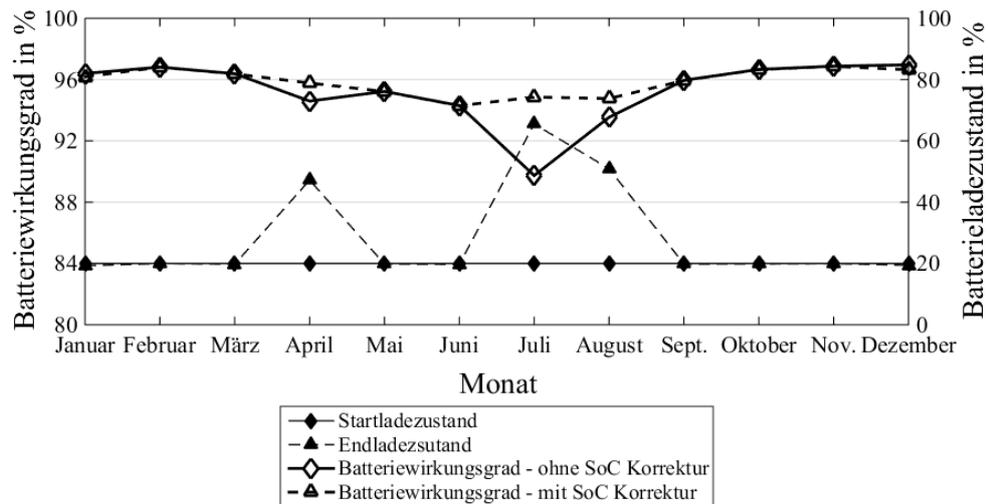


Abbildung 5.3: Der Batteriewirkungsgradanteil kann nur mit Hilfe der Betrachtung des Start- und Entladezustandes ermittelt werden.

Dargestellt ist der leistungsabhängige Anteil des Batteriewirkungsgrads einer monatsweisen Simulation ohne PRL. Darüber hinaus sind jeweils die Ladezustände zu Beginn sowie zum Ende der Simulation dargestellt. Es zeigt sich, dass vor allem im Juli der leistungsabhängige Anteil am Batteriewirkungsgrad durch die nicht vollständige Entladung am Monatsende auf ca. 89,74 % reduziert wird. Die Ladezustandskorrektur ermöglicht die Berechnung eines leistungsabhängigen Wirkungsgrades von 94,86 %. Im entwickelten Modell findet aufgrund des nacheinander durchgeführten Simulationsablaufes diese Korrektur nicht statt. Der Ladezustand vom Monatsende wird nicht als Startwert in den nächsten Monat übernommen. Diese Abweichung wird toleriert, da sie nur für wenige Sommermonate erwartet wird. Dennoch sollte dies in einer späteren Modellanpassung berücksichtigt werden.

5.2 Haushaltstypische Konfiguration ohne Freiheitsgrade

Die Auswertung der Simulationsergebnisse wird zunächst entsprechend der Me-

thodik aus Kapitel 3 anhand der Berechnungsparameter EV, AG, Zeitverfügbarkeit sowie anhand des PRL-Potenzials durchgeführt.

5.2.1 Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad ohne PRL

Die Auswertungsergebnisse beziehen sich immer auf die Basisberechnung ohne PRL. Tabelle 5.3 zeigt monatsweise sowohl den Basis-EV als auch den Basis-AG.

Tabelle 5.3: Monatsweise berechneter EV und AG des Basisjahres ohne PRL

Monat	Eigenverbrauchsanteil	Autarkiegrad
Januar	98,7	16,4
Februar	98,1	37,3
März	97,2	68,1
April	87,3	86,6
Mai	60,3	97,9
Juni	67,7	96,4
Juli	26,4	98,3
August	70,2	97,8
September	97,6	85,0
Oktober	98,0	47,5
November	98,5	18,2
Dezember	99,0	10,9

Die Monate September bis April weisen Eigenverbrauchsanteile nahe 100 % auf. Der AG variiert zwischen 10,9 bis 86,6%. Von Mai bis August wird ein EV von 26,4 bis 70,2% sowie ein AG nahe 100 % erreicht.

Das bedeutet, die gewählte Kombination aus Photovoltaikerzeugung, Batteriespeicher und Last erreicht von Mai bis August seine Kapazitätsgrenzen. In dieser Zeit können solare Überschüsse nicht vollständig genutzt oder zwischengespeichert werden.

In den Wintermonaten November bis Januar verbleibt der Batteriespeicher oftmals ungenutzt. Solare Überschüsse entstehen kaum. Daraus resultieren ein EV zwischen 98,5 bis 99,0% sowie ein AG von 10,9 bis 18,2%.

Die Monate Februar bis April sowie September und Oktober bilden die Übergangsphase. In dieser Zeit werden solare Überschüsse überwiegend im Batteriespeicher zwischengespeichert. Daraus ergeben sich ein EV zwischen 87,3 bis 98,1% sowie ein AG von 37,3 bis 86,6%.

Mai, Juni, Juli und August bilden die Sommermonate. Die Batteriespeicherkapazi-

tätsgrenze ist häufig erreicht, solare Überschüsse können nicht vollständig zwischengespeichert werden. Aus diesem Grund sinkt der EV auf 26,4 bis 70,2%. Der AG ist durchgängig hoch: 96,4 bis 98,3%.

Nachfolgend werden die angesprochenen Zeiträume jeweils getrennt betrachtet. Dem Urlaubsmonat Juli kommt dabei eine separate Betrachtung zu, da dort die Hauslast beinahe vollständig entfällt (vgl. Abbildung 4.5 auf Seite 41). Der September wird aufgrund der fehlerhaften Netzfrequenz (vgl. Abbildung 4.3 auf Seite 38) in den Grafiken und Tabellen aufgeführt, jedoch in der Auswertung nicht berücksichtigt. Aufgrund der nahezu symmetrischen Ergebnisse um den Juli ist dies unkritisch. Im September werden märzähnliche Ergebnisse erwartet.

5.2.2 Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit

Die monatsweisen Simulationen bringen je PRL-Szenario drei Kurvenscharen hervor. In einer ersten Betrachtung fällt auf, dass der Einfluss der PRL auf den EV qualitativ den gleichen Verlauf aufweist wie der PRL Einfluss auf den AG. Die quantitativen Unterschiede sind gering. Aus diesem Grund wird die Grafik des Autarkiegrades im Anhang dargestellt.

Positive Primärregelleistung

Die monatsweise Simulation des Einflusses positiver PRL auf EV und AG bringt zwei Kurvenscharen gemäß Abbildung 5.4 und Abbildung A.12 hervor.

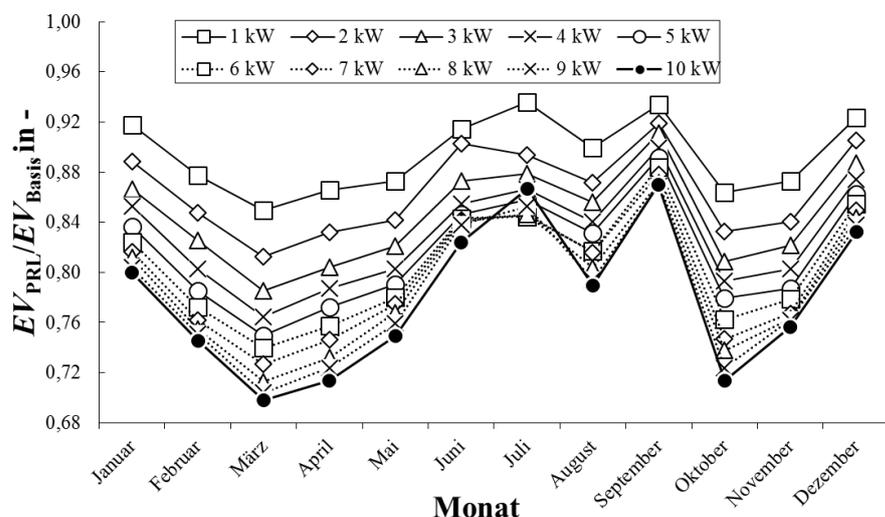


Abbildung 5.4: Einfluss positiver PRL auf den EV je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung

In beiden Darstellungen sind die Ergebnissprünge des 10.000 W-Juli-Wertes

auffällig. Diese liegen auf dem Niveau der 4.000 W-Werte. Weiterhin verringert sich die Spreizung der Juli-Werte von 7.000 bis 9.000 W im Verhältnis zu den übrigen Monaten.

Der Grund dafür liegt im Batteriespeichermodell, welches undefinierte Be- und Entladespitzen (vornehmlich Entladung) in Abhängigkeit der Leistungsanforderung erzeugt.

Als Resultat zeigen die Simulationsergebnisse in Abbildung A.10 und Abbildung A.11, dass EV und AG bis zu einer positiven PRL von 6.000 W stetig fallen und ab einer positiven PRL von 7.000 W steigen. Gleichzeitig steigen die Leistungsspitzen der Batteriebe- und Entladung. Dies zeigt u. a. die Zunahme der Leistungsspitzen in Abbildung A.8.

Da sich der Effekt vornehmlich auf positive PRL auswirkt wird für dessen Auswertung sowie für die symmetrische PRL Auswertung im Juli das Ergebnis gemäß 6.000 W genutzt. Der Einfluss der Batterieleistungsspitzen in den übrigen Monaten sowie in der negativen PRL ist aufgrund der höheren Eigenverbrauchsanteile bzw. Autarkiegrade gering. Dort werden die 10.000 W-Simulationsergebnisse berücksichtigt.

Zur finalen Bewertung der positiven PRL Ergebnisse ist die Darstellung der Zeitverfügbarkeit gemäß Abbildung 5.5 sowie die Ergebniszusammenfassung in Tabelle 5.4 hilfreich.

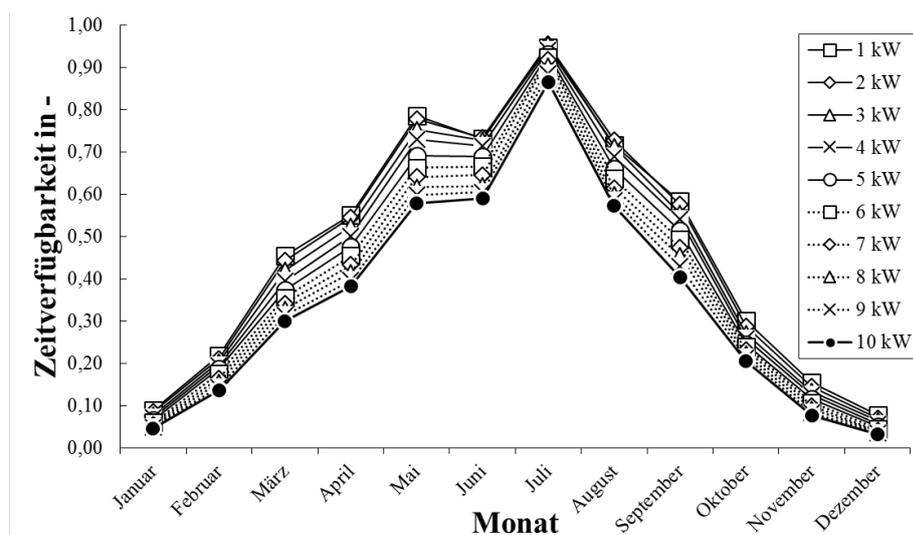


Abbildung 5.5: Zeitverfügbarkeit positiver PRL-Erbringung je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung

Tabelle 5.4: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. des Einflusses positiver PRL auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit in %. *Verwendung des Ergebnisses für 6kW. Für die übrigen Werte gilt die in Klammern gesetzte Leistung.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)
Januar	80,0	91,8	79,8	91,9	4,5	8,8
Februar	74,6	87,8	74,4	88,0	13,5	21,8
März	69,8	84,9	69,9	85,2	30,0	45,3
April	71,4	86,6	71,9	87,1	38,2	55,0
Mai	74,9	87,3	75,2	87,6	57,9	78,5
Juni	82,4	91,4	82,3	91,7	58,9	73,2
Juli	84,4*	93,6	86,3*	94,1	92,3*	94,6
August	79,0	89,9	79,6	90,4	57,3	71,5
September	87,0	93,4	86,8	93,5	40,2	58,3
Oktober	71,4	86,4	71,3	86,6	20,6	30,1
November	75,7	87,3	75,5	87,5	7,6	15,4
Dezember	83,2	92,4	83,1	92,5	3,3	7,7

In den Wintermonaten November, Dezember und Januar ergeben sich ohne PRL Eigenverbrauchsanteile zwischen 98,5 bis 99,0% sowie Autarkiegrade zwischen 10,9 bis 18,2%. Der Batteriespeicher wird wenig genutzt. Solare Überschüsse entstehen kaum. Die Zeitverfügbarkeit von 3,3 und 15,4% zeigt, dass PRL nur selten erbracht werden kann. Aus diesem Grund ist dessen Einfluss auf EV mit 75,7 bis 92,4% bzw. auf den AG mit 75,5 bis 92,5%, verglichen mit den übrigen Monaten gering.

In den Monaten Februar, März, April und Oktober steigen die solaren Überschüsse und damit die Batteriespeichernutzung. Daraus resultieren Autarkiegrade ohne PRL zwischen 37,3 bis 86,6%. Der PRL-Einfluss auf EV und AG ist mit 69,8 bis 87,8% bzw. 69,9 bis 87,9% verhältnismäßig hoch. Das zeigt, dass Last und PRL um die gespeicherte Energiemenge konkurrieren. Entsprechend der Priorisierung beeinträchtigt dies den EV und AG oder die Zeitverfügbarkeit. Letztere liegt zwischen 13,5 bis 45,3%.

In den Monaten Mai, Juni und August liegen EV und AG zwischen 60,3 bis 70,2% bzw. 96,4 und 97,8%. Die Batteriespeicherkapazitätsgrenze wird erreicht, dadurch reduziert sich der EV. Solare Überschüsse werden nicht mehr vollständig genutzt. Die Photovoltaikanlage wird entweder abgeregelt, oder die Überschüsse werden ins elektrische Netz gespeist.

Durch positive PRL kann die Abregelung bzw. die Netzeinspeisung unterbunden werden. Damit trägt positive PRL zur künstlichen Lasterhöhung bei. Der Einfluss der PRL auf EV und AG ist mit 74,9 bis 91,4% und 75,2 bis 91,7% gering. Aufgrund des konstant hohen Batteriespeicherladezustandes liegt die Zeitverfügbarkeit zwischen 57,3 bis 78,4%.

Im Juli zeigt sich die Auswirkung der Lastreduktion durch den Sommerurlaub. Der EV beträgt 26,4%, der AG 98,3%. Der Einfluss positiver PRL ist mit 86,7 bis 93,6% für EV und 88,2 bis 94,0% für AG niedrig.

Gleichzeitig weist der Juli eine vergleichsweise hohe Zeitverfügbarkeit von 94,6% auf. Es ergibt sich, dass positive PRL und Last eingeschränkt miteinander konkurrieren. Die solaren Überschüsse werden überwiegend für PRL genutzt.

Der September wird aufgrund der fehlerhaften Netzfrequenz nicht weiter thematisiert.

Negative Primärregelleistung

Abbildung 5.6 zeigt den Einfluss negativer PRL auf den EV. Abbildung A.13 zeigt das Äquivalent für den AG. Die Zeitverfügbarkeit ist in Abbildung 5.7 dargestellt.

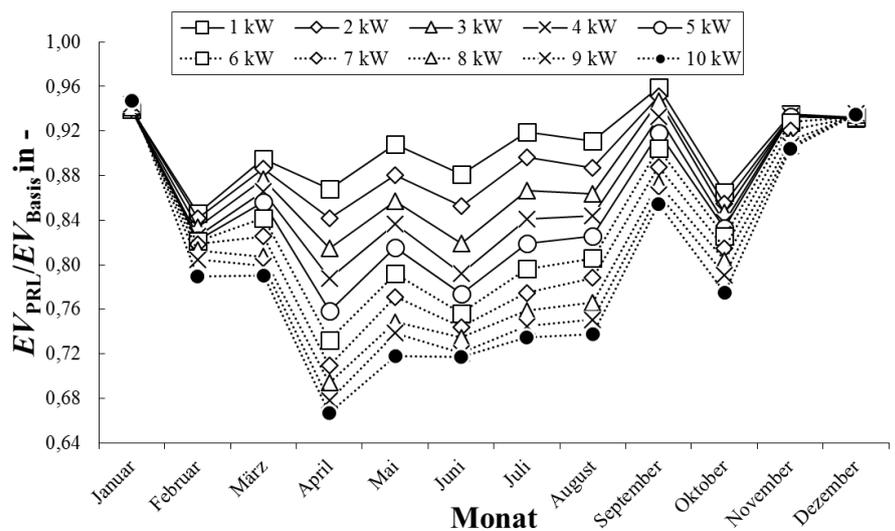


Abbildung 5.6: Einfluss negativer PRL auf den EV je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung

Die Betrachtung der negativen PRL Ergebnisse zeigt für die Wintermonate November, Dezember und Januar eine hohe Zeitverfügbarkeit zwischen 95,8 bis 99,8%. Aufgrund der geringen Batterienutzung ergibt sich darüber hinaus ein geringer Einfluss auf EV und AG. Ersterer liegt zwischen 90,4 bis 94,7%, letzterer zwischen 88,3 und 94,0%.

Die Betrachtung der Übergangsmonate Februar bis April sowie Oktober zeigt dass der Einfluss negativer PRL direkt abhängig von der solaren Einstrahlung ist. Während die solaren Überschüsse im Februar noch gering ausfallen, sorgen die steigenden Überschüsse und damit die steigende Batteriespeichernutzung im

Jahresverlauf für eine größere Beeinträchtigung des Eigenverbrauchsanteils. Diese liegt zwischen 66,7 und 89,5%. Bezüglich des Autarkiegrades ergibt sich ein Bereich von 66,2 bis 89,7%.

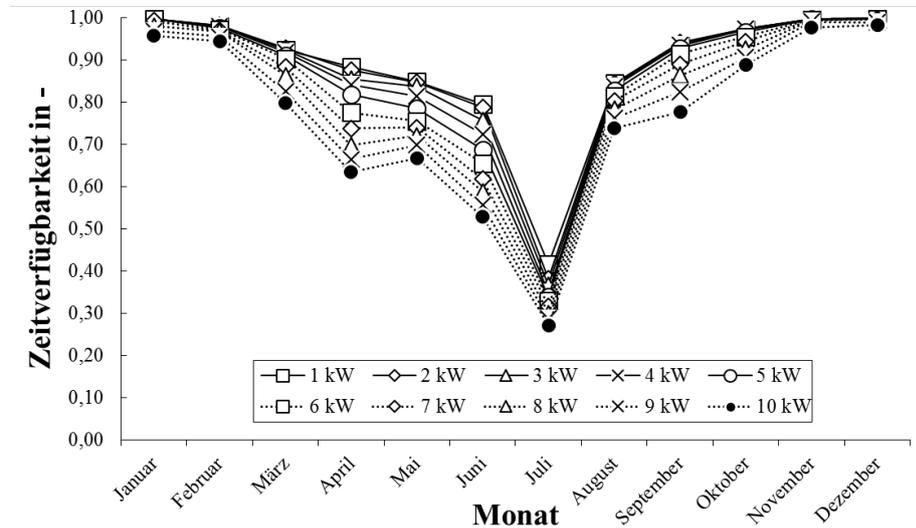


Abbildung 5.7: Zeitverfügbarkeit der negativen PRL je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung

In den Sommermonaten Mai, Juni und August sinkt der EV, da die solaren Überschüsse nicht mehr vollständig gespeichert werden können. Während die positive PRL hier künstlich zur Lasterhöhung und damit zur Batterieentladung beitragen konnte, zeigt die zunehmende negative PRL durch ihre Batteriebeladung Werte zwischen 71,7 bis 91,1% bzgl. des Einflusses auf den EV sowie 70,9 bis 91,2% bzgl. des Einflusses auf den AG. Gleichzeitig sinkt die Zeitverfügbarkeit in diesen Monaten auf einen Wert zwischen 52,9 bis 85,0% aufgrund des tendenziell häufiger hoch beladenen Batteriespeichers.

Auch bei der negativen PRL zeigt der Juli seine Sonderstellung. Dessen Einfluss auf EV oder AG ist mit 73,5 bis 91,9% und 73,3 bis 92,0% nicht auffällig hoch. Das liegt an der geringen Zeitverfügbarkeit von 27,1 bis 41,6%. Durch den über lange Zeiten vollständig beladenen Batteriespeicher kann im Juli nur begrenzt negative PRL erbracht werden.

Der September wird nicht betrachtet. Tabelle 5.5 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 5.5: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. des Einflusses negativer PRL auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit in %. Es gilt jeweils die in Klammern gesetzte Leistung in kW.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)
Januar	94,0 (1)	94,7 (10)	92,5	94,0	95,9	99,7
Februar	79,0	84,6	77,7	84,9	94,5	98,0
März	79,1	89,5	77,6	89,7	79,8	92,4
April	66,7	86,8	66,2	87,0	63,4	88,5
Mai	71,8	90,8	71,6	91,0	66,8	85,0
Juni	71,7	88,1	71,0	88,4	52,9	79,6
Juli	73,5	91,9	73,4	92,1	27,2	41,7
August	73,8	91,1	73,0	91,2	73,9	84,6
September	85,5	95,9	83,8	96,0	77,7	93,3
Oktober	77,5	86,5	75,7	86,7	88,8	97,2
November	90,4	93,5	88,4	93,5	97,7	99,5
Dezember	93,2 (1)	93,5 (10)	92,0	93,1	98,3	99,8

Symmetrische Primärregelleistung

Die Simulation symmetrischer PRL weist bzgl. des Einflusses auf den EV die Kurvenschar gemäß Abbildung 5.8 auf. Abbildung A.14 stellt die Ergebnisse des Autarkiegradeinflusses dar.

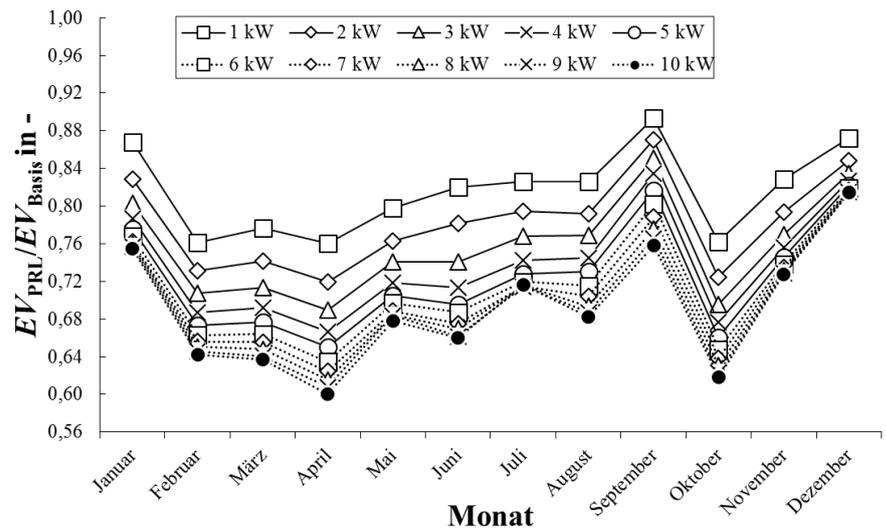


Abbildung 5.8: Einfluss symmetrischer PRL auf EV je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung.

Der Einfluss symmetrischer PRL auf den EV zeigt, dass sich die Kombination aus positiver und negativer PRL nicht kompensiert. Der Einfluss auf EV und AG wird im Verhältnis zur separaten PRL größer und liegt beispielsweise bei 60,1 % für 10.000 W symmetrische PRL im April, wohingegen negative PRL 66,7% und positive PRL 71,4% erreicht. Im Januar ergibt sich für 1.000 W symmetrische PRL der niedrigste Einfluss und damit der höchste Wert mit 86,8%. Das negative PRL-Äquivalent beträgt 94,0%, das positive PRL-Äquivalent 91,8%.

Über den gesamten Simulationszeitraum ist zu erkennen, dass der Einfluss auf EV

und AG von symmetrischer PRL verglichen mit separater PRL höher ausfällt und damit niedrigere Werte aufweist. Diese Erkenntnis ist plausibel, da der Batteriespeicher durch symmetrische PRL im Vergleich zu separater PRL seltener für den eigenverbrauchsoptimierten Betrieb genutzt werden kann.

Folgend wird exemplarisch mit Hilfe der 1.000 W Ergebnisse anhand des EV gezeigt, inwieweit positive und negative PRL durch ihre Kombination in der symmetrischen PRL voneinander profitieren. Dafür werden positive und negative PRL durch Addition in einen berechneten symmetrischen Einfluss auf EV überführt. Dieser wird mit dem simulativen symmetrischen PRL-Ergebnis verglichen. Das Ergebnis ist in Abbildung 5.9 dargestellt.

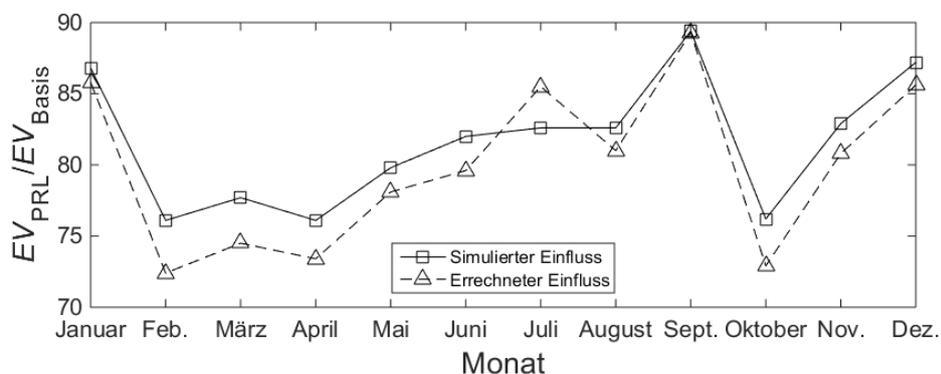


Abbildung 5.9: Vergleich zweier symmetrischer PRL-Eigenverbrauchsanteileinflüsse. Der simulierte Einfluss ergibt sich aus den Simulationsergebnissen symmetrischer PRL bei 1.000 W. Der errechnete Einfluss basiert auf den für negative und positive PRL separat berechneten Einflüssen, ebenfalls für 1.000 W.

Es zeigt sich, dass der simulative Einfluss auf den EV beinahe durchgehend niedriger ausfällt (höhere Werte) als der separat berechnete.

Der Juli bildet dabei eine Ausnahme, da dort die Zeitverfügbarkeit reiner negativer PRL niedrig ist. Wie später detailliert gezeigt wird steigt diese im Juli mit symmetrischer PRL an, sodass der Batteriespeicher weniger für eine Eigenverbrauchsoptimierung genutzt wird.

Auf den ersten Blick wirft diese Begründung die Frage auf, weshalb der Effekt in den Wintermonaten nicht auftritt, da zu der Zeit positive PRL vornehmlich durch vorherige negative PRL möglich wird. Als Grund sind die niedrigen solaren Überschüsse zu nennen durch die der Batteriespeicher, anderes als im Sommer, ohnehin wenig eigenverbrauchsoptimiert genutzt wird.

Grundsätzlich wird festgehalten, dass der simulative Einfluss auf den EV in den Monaten November bis Januar sowie Mai, Juni und August zwischen 1,0 bis 2,5

Prozentpunkte über dem rechnerischen Ergebnis liegt. In den übrigen Monaten ergeben sich 2,7 bis 3,7 Prozentpunkte.

Das bedeutet, dass sich positive und negative PRL in der symmetrischen Kombination zum Teil unterstützen, jedoch nicht vollständig kompensieren. Es wird vermutet, dass eine asymmetrische PRL-Verteilung (z. B. 3.000 W negativ, 2.000 W positiv) Potenzial für eine Kompensation liefern kann. Dieses wird direkt abhängig von den solaren Überschüssen und der Last sein. Diese Asymmetrie wird innerhalb dieser Arbeit nicht weiter untersucht, bietet aber Potenzial zur Weiterentwicklung.

Der Einfluss symmetrischer PRL auf den EV ist größer als deren separate Äquivalente und kleiner als deren rechnerische Kombination. Zur abschließenden Bewertung symmetrischer PRL stellt Abbildung 5.10 die Zeitverfügbarkeit dar.

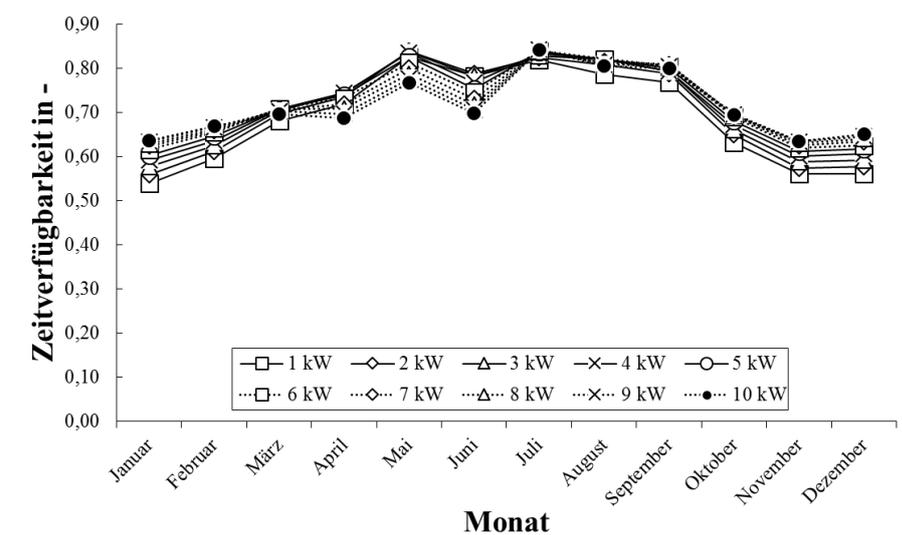


Abbildung 5.10: Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL je Monat in Abhängigkeit der PRL-Leistung

Die Zeitverfügbarkeit wird durch symmetrische PRL im Vergleich mit den Ergebnissen aus reiner positiver oder negativer PRL auf einem niedrigeren Niveau über alle Monate geglättet. Dabei werden sowohl die Spitzen als auch die Täler ausgeglichen. Der Kurvenverlauf ähnelt dem positiver PRL. In den Sommermonaten ist die Zeitverfügbarkeit tendenziell höher als in den Wintermonaten. Es ist eine Symmetrie erkennbar.

Insgesamt erreicht die Zeitverfügbarkeit Werte zwischen 54,0% im Februar bei 1.000 W und 84,2% im Juli bei 9.000 W und damit zu keinem Zeitpunkt die von *Vattenfall* geforderten 95,0%.

Tabelle 5.6 fasst die Ergebnisse unter Angabe der jeweiligen Leistung zusammen.

Tabelle 5.6: Zusammenfassung der Ergebnisse bzgl. des Einflusses symmetrischer PRL auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit in %. Es gilt jeweils die in Klammern gesetzte Leistung in kW.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)	Minimum (10 kW)	Maximum (1 kW)	Minimum	Maximum
Januar	75,5	86,8	75,5	87,0	54,0 (1)	63,7 (10)
Februar	64,2	76,1	64,2	76,5	59,6 (1)	66,9 (10)
März	63,7	77,7	63,7	78,1	68,0 (1)	70,9 (6)
April	60,1	76,1	60,7	76,7	68,7 (10)	74,4 (4)
Mai	67,8	79,8	68,1	80,4	76,7 (10)	83,8 (2)
Juni	66,0	82,0	66,1	82,4	69,8 (10)	78,8 (2)
Juli	71,5 (7)	82,6	73,0 (9)	83,7	81,9 (1)	84,2 (9)
August	68,3	82,6	68,7	83,2	78,5 (1)	82,2 (5)
September	75,8	89,4	75,0	89,6	76,8 (1)	80,8 (7)
Oktober	61,8	76,2	61,8	76,6	63,2 (1)	69,6 (9)
November	72,8	82,9	72,5	83,1	56,1 (1)	63,4 (9)
Dezember	81,4	87,2	81,3	87,3	56,1 (1)	65,1 (10)

Auffällig ist, dass die Zeitverfügbarkeit in den Monaten Dezember, Januar und Februar mit steigender PRL-Leistung zunimmt (Maximum bei 10.000 W) und in den Monaten April, Mai und Juni mit steigender PRL-Leistung abnimmt (Minimum bei 1.000 W).

Darüber hinaus wird das Zeitverfügbarkeitsminimum in neun Monaten bei einer Leistung von 1.000 W berechnet, wohingegen drei Monate das Minimum bei 10.000 W aufweisen. Es zeigt sich, dass sich die PRL mit maximaler Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit der solaren Überschüsse bzw. des Batterieladezustandes ändert.

Symmetrische PRL erbringt in den Wintermonaten vornehmlich negative PRL, im Juli vornehmlich positive PRL. Um die Zeitverfügbarkeit in diesen Monaten zu maximieren ist die hohe PRL-Leistung von 10.000 W erforderlich.

In den übrigen Monaten ergeben sich die Zeitverfügbarkeitsmaxima für PRL-Leistungen zwischen 2.000 und 9.000 W.

In den Übergangsmonaten wie z.B. im April oder August kann eine Symmetrie festgestellt werden. Diese ist in Tabelle 5.7 gezeigt. Die Zeitverfügbarkeiten fallen um die Maxima (April bei 4.000 W, August bei 5.000 W) in beiden Richtungen ab. Die Minima ergeben sich entsprechend der Entfernung vom Maximum. Beispielsweise liegt das Zeitverfügbarkeitsmaximum im April mit 74,4% bei 4.000 W, das Zeitverfügbarkeitsminimum mit 68,7% bei 10.000 W.

Tabelle 5.7: Zeitverfügbarkeit über zwei Monate mit symmetrischer PRL in %. Die Ergebnisse zeigen ein Maximum bei mittleren Leistungen und ihr Minimum jeweils am davon weit entfernten Rand.

Leistung in W		1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	9.000	10.000
Zeitverfügbarkeit	April	72,0	73,5	74,3	74,4	73,9	73,2	71,8	70,8	69,7	68,7
	August	78,5	80,8	82,0	82,0	82,2	82,1	81,6	81,2	80,9	80,6

5.2.3 Primärregelleistungspotenzial

Die Betrachtung des Primärregelleistungspotenzials erfolgt gemäß der Berechnung (3.1) von Seite 20. Dabei wird jeweils die berechnete optimale Betriebsart in Abhängigkeit der Zeitverfügbarkeit ausgegeben. Während 99,994 % für bestehende Anlagen realistisch ist wird eine derart hohe Zeitverfügbarkeit in der Simulation nicht erreicht [Bin14]. Von Seiten des Projektpartners wird 95,00 % als ausreichend zuverlässig definiert weshalb dieser Wert im Folgenden zur Auswertung genutzt wird. Eine weitere Abstufung erfolgt solange, bis in jedem Monat ein mögliches PRL-Szenario errechnet werden kann. Tabelle 5.8 zeigt die Ergebnisse. Der Spiegelstrich “-“ bedeutet das die PRL mit der geforderten Zeitverfügbarkeit nicht möglich ist.

Tabelle 5.8: Mögliche PRL-Szenarien einer haushaltstypischen Anlagenkonfiguration in Abhängigkeit unterschiedlicher Zeitverfügbarkeiten.

Zeitverfügbarkeit in %	95,0		79,5	
	PRL	Szenario	PRL	Szenario
Januar	2000	negativ	2000	negativ
Februar	2000	negativ	2000	negativ
März	-	-	2000	negativ
April	-	-	1000	negativ
Mai	-	-	1000	negativ
Juni	-	-	1000	negativ
Juli	2000	positiv	2000	positiv
August	-	-	1000	negativ
September	-	-	2000	negativ
Oktober	3000	negativ	1000	negativ
November	4000	negativ	4000	negativ
Dezember	2000	negativ	2000	negativ

Es zeigt sich, dass die geforderte Zeitverfügbarkeit von 99,5 % vornehmlich in

den Monaten mit geringerem Solarstrahlungsangebot durch 2.000 bis 4.000 W negative PRL erbracht werden kann. Die solaren Überschüsse im Urlaubsmonat Juli erlauben positive PRL mit 2.000 W. Symmetrische PRL ist aufgrund der geringen Zeitverfügbarkeit keine Option. Mit der sukzessiven Senkung der Zeitverfügbarkeit bis zu einem Wert von 79,5 % kann PRL in allen Monaten erbracht werden.

Abschließend wird das Simulationsmodell in einer Jahressimulation für die Betrachtung extrem niedriger PRL, z.B. 100 W symmetrische PRL, genutzt. Die erwartete Zeitverfügbarkeit von 100 % über ein Jahr ergibt sich nicht, da die Batteriekapazitätsgrenzen durch solare Überschüsse sowie eine vollständige Batterieentladung bestehen bleiben.

5.3 Zusätzliche Fragestellungen

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Simulationsmodell für die Betrachtung weiterer Fragestellungen genutzt.

Zunächst wird der Einfluss der Freiheitsgrade, die bei der Erbringung von PRL verfügbar sind, auf das PRL-Potenzial der haushaltstypischen Anlagenkonfiguration betrachtet.

Nachfolgend wird die Erhöhung der Batteriespeicherkapazität untersucht. Abschließend stehen die Betrachtung der Batterieladezyklen sowie die Bewertung des entwickelten Kennwertes „Primärregelleistungspotenzial“.

5.3.1 Haushaltstypische Konfiguration mit Freiheitsgraden

Die Auswirkung der Freiheitsgrade wird mittels der Simulationsergebnisse symmetrischer PRL in Tabelle 5.9 und dessen Vergleich mit den Ergebnissen ohne Freiheitsgrade von Tabelle 5.6 auf Seite 64 bewertet.

Für eine vollständige Darstellung werden zusätzlich alle Grafiken und Tabellen in Anhang B.2 aufgeführt.

Zunächst werden die Leistungsänderungen thematisiert bei denen die jeweiligen Parameter ihr Minimum oder Maximum erreichen, d.h. die eingeklammerten Werte.

Dabei ist eine Verschiebung des Autarkiegradeinflusses im Juli von 9.000 W ohne Freiheitsgrade auf 7.000 W mit Freiheitsgraden zu erkennen. Diese wird auf die

Veränderung der Zeitverfügbarkeit zurückgeführt, welche ohne Freiheitsgrade bei 9.000 W und mit Freiheitsgraden bei 7.000 W maximal ist.

Tabelle 5.9: Auswirkung der Freiheitsgrade auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL in %. Die jeweilige Leistung ist in Klammern in kW angegeben.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Januar	72,0 (10)	80,8 (1)	72,5 (10)	81,1 (1)	66,4 (1)	79,2 (10)
Februar	61,1 (10)	71,8 (1)	61,6 (10)	72,3 (1)	69,7 (1)	83,3 (10)
März	60,1 (10)	73,7 (1)	60,6 (10)	74,2 (1)	74,6 (1)	81,7 (7)
April	57,2 (10)	72,2 (1)	58,2 (10)	73,0 (1)	75,8 (1)	80,3 (5)
Mai	63,9 (10)	76,8 (1)	64,6 (10)	77,3 (1)	84,3 (1)	87,0 (4)
Juni	61,9 (10)	78,1 (1)	62,7 (10)	78,7 (1)	78,8 (10)	81,7 (3)
Juli	69,3 (7)	81,1 (1)	71,3 (7)	82,1 (1)	86,6 (1)	89,5 (7)
August	62,9 (10)	78,4 (1)	63,9 (10)	79,1 (1)	81,2 (1)	87,6 (8)
September	71,6 (10)	87,1 (1)	71,3 (10)	87,3 (1)	80,5 (1)	89,2 (8)
Oktober	58,9 (10)	71,7 (1)	59,3 (10)	72,2 (1)	72,0 (1)	83,7 (10)
November	69,8 (10)	78,8 (1)	70,0 (10)	79,1 (1)	68,0 (1)	78,7 (10)
Dezember	79,0 (10)	83,4 (1)	79,2 (10)	83,7 (1)	68,7 (1)	80,4 (10)

Die erhöhte Zeitverfügbarkeit erhöht auch die PRL-Leistungsanforderung an den Batteriespeicher wodurch der PRL-Einfluss auf den AG steigt und dessen Zahlenwert sinkt.

Die Betrachtung der Zeitverfügbarkeit zeigt weitere Leistungsänderungen der PRL. Das Minimum von April bis Juni liegt ohne Freiheitsgrade bei 10.000 W. Mit Freiheitsgraden liegt dieses im Juli bei 10.000 W, in den übrigen Monaten bei 1.000 W.

Die Zeitverfügbarkeitsmaxima verschieben sich von März bis November (ausgenommen Juli und September) um mindestens eine Leistungsklasse nach oben.

Vermutlich entsteht diese Verschiebung gemäß einer durch die Freiheitsgrade gestiegenen Batteriebeladung unterhalb des lebensdauerdienlichen Batterieladezustandes von 50%. Gleichzeitig erfährt die Batterieentladung durch positive PRL im gleichen Ladezustandsbereich keine Veränderung durch die Freiheitsgrade. Dies lässt vermuten, dass ein asymmetrisches PRL-Angebot zur gegenseitigen Kompensation von positiver und negativer PRL führen kann.

Die absoluten Ergebnisse zeigen, dass sich die Minima bzgl. PRL-Einfluss auf den EV und AG im Mittel um $3,7 \pm 1,1$ bzw. $3,8 \pm 1,1$ reduzieren.

Die Maxima reduzieren sich um $3,0 \pm 0,8$ beim PRL-Einfluss auf den EV und um $3,4 \pm 0,9$ beim PRL-Einfluss auf den AG.

Das bedeutet, der PRL-Einfluss auf EV und AG wird durch Freiheitsgrade erhöht.

Weiterhin erhöhen die Freiheitsgrade durch eine zeitweise asymmetrische PRL die Zeitverfügbarkeit. Dessen Minimum steigt im Mittel um $8,1 \pm 3,2$ Prozentpunkte, das Maximum um $9,9 \pm 5,0$ Prozentpunkte.

Diese Ergebnisse spiegeln sich in den empfohlenen PRL-Szenarien gemäß Tabelle 5.10 wieder, wengleich symmetrische PRL aufgrund ihrer im Verhältnis niedrigen Zeitverfügbarkeit, von maximal 89,5 % im Juli, keine Option ist.

Tabelle 5.10: Empfohlene PRL-Szenarien für die Nutzung von Freiheitsgraden in einer haushaltsüblichen Systemzusammenstellung

Zeitverfügbarkeit in %	95,0		82,9	
	PRL	Szenario	PRL	Szenario
Januar	2000	negativ	7000	negativ
Februar	2000	negativ	2000	negativ
März	-	-	2000	negativ
April	-	-	1000	negativ
Mai	-	-	1000	negativ
Juni	-	-	1000	negativ
Juli	3000	positiv	2000	positiv
August	-	-	2000	negativ
September	-	-	2000	negativ
Oktober	2000	negativ	2000	negativ
November	2000	negativ	2000	negativ
Dezember	1000	negativ	1000	negativ

Durch die Freiheitsgrade steigt die erforderliche Zeitverfügbarkeit mit der für alle Monate ein PRL-Szenario identifiziert wird von 79,5 auf 82,9 %.

Im Vergleich zu den Empfehlungen ohne Freiheitsgrade zeigen sich bei einer Zeitverfügbarkeit von 95,0 % die gleichen möglichen Monate mit teilweise veränderten Leistungen. Im Juli erhöht sich die PRL-Empfehlung von 2.000 auf 3.000 W. Im Oktober und Dezember sinkt die Empfehlung jeweils um 1.000 W auf 2.000 und 1.000 W. Im November sinkt die Empfehlung um 2.000 W auf 2.000 W.

Dies liegt darin begründet, dass die Reduktion des EV und des AG durch die Freiheitsgrade einen größeren Einfluss auf das PRL-Potenzial hat als durch die Erhöhung der Zeitverfügbarkeit kompensiert wird. Dies gilt auch für die Verände-

rungen bei 82,9% im August, Oktober, November und Dezember.

Der Sprung im Januar bei 82,9% auf 7.000 W kann mit Hilfe des Verlaufs von EV und AG gemäß Abbildung A.18 und Abbildung A.19 erläutert werden. Mit steigender PRL-Leistung sinkt der Einfluss auf EV und AG, der Zahlenwert steigt. Dies ist verwunderlich, da durch steigende PRL-Leistung grundsätzlich ein höherer Einfluss auf EV und AG erwartet wird.

Im gleichen Zuge sinkt jedoch die Zeitverfügbarkeit von 99,3% bei 1.000 W auf 97,9% bei 7.000 W.

Es ist denkbar, dass die Reduktion um 1,4 Prozentpunkte ausschlaggebend für die Erhöhung des EV sowie des AG ist.

Weiterhin ist denkbar, dass der Effekt einer teilweisen PRL-Erbringung, welche durch die Modellentwicklung dem Eigenverbrauch zugerechnet wird, den EV und AG erhöht. Aufgrund der plausiblen übrigen Ergebnisse und der hohen Zeitverfügbarkeit gilt letzteres als unwahrscheinlich, kann jedoch nicht abschließend ausgeschlossen werden.

5.3.2 Einsatz des Speichers vom Heizwerk Hafencity im Haushalt

Aufgrund zukünftig fallender Batteriespeicherkosten wird davon ausgegangen, dass in Haushalten zunehmend Speicher größerer Kapazität installiert werden. Um die Auswirkung eines größeren Energiespeichers auf das PRL-Potenzial zu betrachten und möglichst deutlich herauszustellen, wird der bestehenden Simulationskonfiguration ein Batteriespeicher gemäß der Parametrierung des Heizwerk Hafencity zur Verfügung gestellt. Dieser hat im Vergleich zum bereits betrachteten Batteriespeicher eine ca. 6-fach höhere nutzbare Kapazität von 29.800 Wh. Die Ergebnisse der Simulation sind grafisch und tabellarisch in Anhang B.3 dargestellt.

Die Auswirkungen des größeren Batteriespeichers werden exemplarisch anhand symmetrischer PRL mit Hilfe von Tabelle 5.11 erläutert. Abschließend wird eine PRL-Szenarioempfehlung aufgezeigt.

Tabelle 5.11: Einfluss eines größeren Batteriespeichers auf den EV, den AG sowie die Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL in %.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Januar	73,6 (10)	85,3 (1)	73,6 (10)	85,4 (1)	54,5 (1)	66,7 (10)
Februar	61,7 (10)	72,6 (1)	61,6 (10)	72,8 (1)	62,5 (1)	71,5 (10)
März	53,1 (10)	96,6 (1)	54,6 (10)	70,9 (1)	79,6 (1)	81,7 (4)
April	50,1 (10)	67,9 (1)	53,8 (10)	70,1 (1)	93,7 (1)	87,6 (7)
Mai	59,5 (10)	72,9 (1)	62,7 (10)	75,0 (1)	93,7 (1)	96,5 (7)
Juni	58,2 (10)	74,2 (1)	60,5 (10)	75,6 (1)	83,6 (10)	89,2 (2)
Juli	60,2 (10)	77,5 (1)	69,6 (10)	82,4 (1)	84,3 (1)	86,8 (10)
August	59,0 (10)	76,6 (1)	62,5 (10)	77,8 (1)	92,8 (1)	95,8 (9)
September	67,0 (10)	85,3 (1)	66,1 (10)	85,3 (1)	92,9 (10)	96,8 (4)
Oktober	58,1 (10)	71,7 (1)	57,9 (10)	71,9 (1)	67,3 (1)	75,0 (10)
November	70,9 (10)	80,3 (1)	70,6 (10)	80,4 (1)	56,9 (1)	65,3 (10)
Dezember	80,2 (10)	86,3 (1)	80,1 (10)	86,3 (1)	56,4 (1)	67,1 (10)

Der Einfluss des größeren Batteriespeichers zeigt sich kaum in den „einseitigen“ PRL-Monaten wie z.B. von November bis Januar. Zugunsten der Zeitverfügbarkeit, dessen Minimum steigt um $1,1 \pm 1,0$ Prozentpunkte und dessen Maximum steigt um $2,9 \pm 1,1$ Prozentpunkte, sinken EV und AG im Minimum um jeweils $1,9 \pm 0,5$ Prozentpunkte und im Maximum um $2,1 \pm 1,0$ bzw. $2,3 \pm 1,0$ Prozentpunkte. Ähnliches zeigt sich im Juli, wenngleich der Einfluss symmetrischer PRL mit 11,3 Prozentpunkten im Minimum bzw. 5,1 Prozentpunkten im Maximum höher ausfällt.

Die Monate März bis August (ausgenommen Juli) zeigen, dass der größere Speicher die Zeitverfügbarkeit im Minimum um $16,3 \pm 4,7$ Prozentpunkte und im Maximum um $12,1 \pm 1,3$ Prozentpunkte steigert. Dies erhöht den Einfluss auf EV und AG und senkt damit die Zahlenwerte im Minimum um $9,2 \pm 1,0$ und $6,6 \pm 1,3$ Prozentpunkte und im Maximum um $7,4 \pm 0,8$ und $6,2 \pm 0,7$ Prozentpunkte.

Diese Ergebnisse sind plausibel und zeigen erneut, dass sich der positive und negative PRL-Anteil symmetrischer PRL nicht kompensieren.

Abschließend werden neue PRL-Empfehlungen gemäß Tabelle 5.12 aufgeführt. Dabei kann PRL in elf Monaten bereits mit einer Zeitverfügbarkeit von 95,0% und mehr angeboten werden. Die Reduktion auf 94,8% erlaubt PRL in jedem Monat anzubieten.

Tabelle 5.12: Empfohlene PRL-Szenarien für die Nutzung des Heizwerk Hafencity Batteriespeichers in einem Haushalt.

Zeitverfügbarkeit in %	95,0		94,8	
	PRL	Szenario	PRL	Szenario
Januar	4000	negativ	4000	negativ
Februar	4000	negativ	4000	negativ
März	2000	negativ	2000	negativ
April	-	-	1000	negativ
Mai	3000	positiv	3000	positiv
Juni	5000	positiv	5000	positiv
Juli	6000	positiv	6000	positiv
August	5000	positiv	5000	positiv
September	1000	negativ	1000	negativ
Oktober	8000	negativ	8000	negativ
November	2000	negativ	2000	negativ
Dezember	7000	negativ	7000	negativ

Durch die gestiegene Batteriekapazität wechselt die PRL-Szenarioempfehlung in den Monaten Mai, Juni und August auf positive PRL, da die vollständige Speicherung der solaren Überschüsse dies ermöglicht. Weiterhin erhöht sich die Zeitverfügbarkeit über alle Monate.

Negative PRL wird in den Winter- und Übergangsmonaten favorisiert.

Symmetrische PRL ist aufgrund der nach wie vor geringen Zeitverfügbarkeit keine Option.

Die Art Kombination aus Reduktion von Zeitverfügbarkeit und PRL-Einfluss auf EV bzw. AG im Kennwert „Primärregelleistungspotenzial“ führt dazu, dass für keinen Monat PRL mit 10.000 W empfohlen wird (vgl. Kapitel 5.3.4).

Abschließend wird eine weitere Simulation durchgeführt, die den größeren Batteriespeicher mit den Freiheitsgraden kombiniert. Die Ergebnisse werden nicht detailliert ausgewertet sondern im Hinblick auf symmetrische PRL betrachtet.

Nur die Monate Mai und August erreichen dabei jeweils eine Zeitverfügbarkeit oberhalb von 95,0%. Damit ist symmetrische PRL mit einem großen Batteriespeicher und Freiheitsgraden keine Option.

Ein größerer Batteriespeicher stabilisiert den Batterieladezustand und damit die

Zeitverfügbarkeit nicht. Das bestätigt die These aus [Ger14] welche in Kapitel 2.1.2 angesprochen ist.

5.3.3 Einfluss der PRL-Szenarien auf die Batterieladezyklen

Ohne PRL ergeben sich 239,0 Batterieladezyklen²¹ pro Jahr die gemäß Abbildung 5.11 auf die Monate verteilt sind.

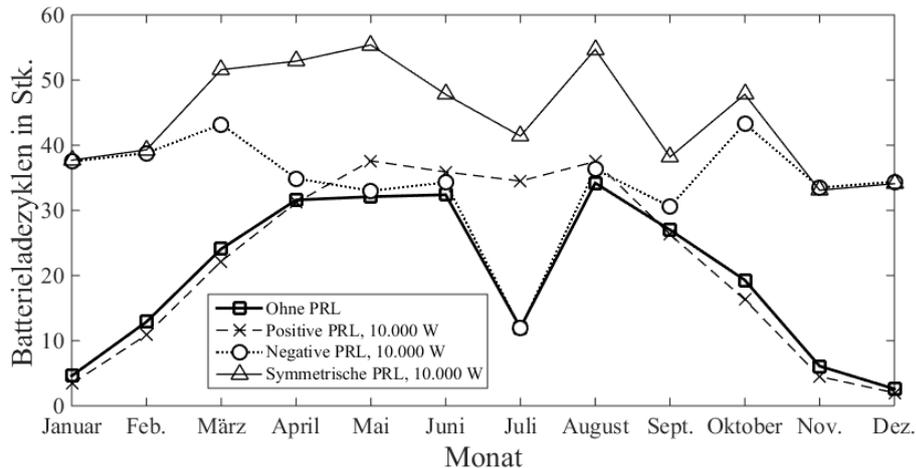


Abbildung 5.11: Monatliche Verteilung der Batterieladezyklen mit und ohne Einfluss verschiedener PRL-Szenarien.

Die Batterieladezyklen erhöhen sich durch positive PRL verglichen mit dem Basisfall ohne PRL in den Monaten Mai, Juni, Juli und August. Negative und symmetrische PRL erhöhen diese in allen Monaten.

Es ergeben sich jährliche Batterieladezyklen jeweils für die PRL-Leistungen 1.000 und 10.000 W wie folgt:

- Positive PRL: 242,2 / 262,4
- Negative PRL: 239,0 / 411,3
- Symmetrische PRL: 242,9 / 534,0

Es zeigt sich, dass die Batterieladezyklen mit steigender PRL in Abhängigkeit des PRL-Szenarios auf bis zu 534,0 steigen. Gleichzeitig zeigt sich, dass der Einfluss niedriger PRL wie z. B. 1.000 W gering ist. Gemäß den berechneten Ergebnissen wirkt sich 1.000 W negative PRL nicht auf die Anzahl der jährlichen Batterieladezyklen aus.

²¹ Ein Zyklus umfasst dabei die vollständige Be- und Entladung der nutzbaren Batteriekapazität.

Dies wird mit Hilfe von Abbildung 5.12 veranschaulicht.

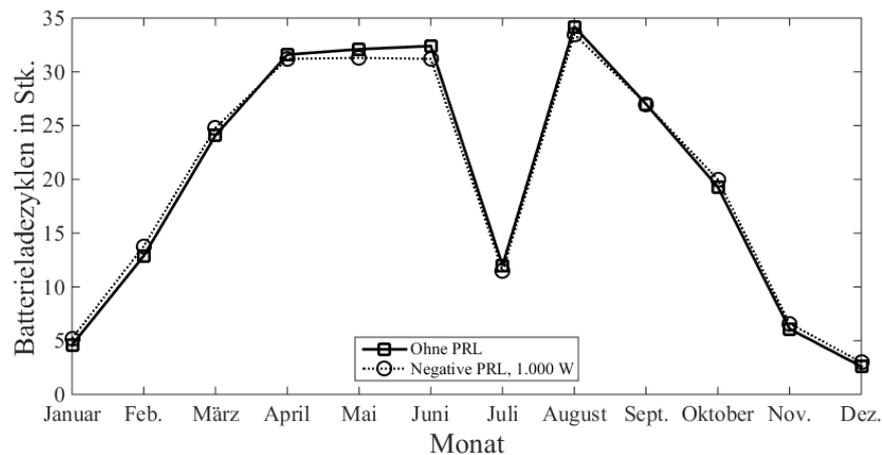


Abbildung 5.12: Vergleich der Batterieladezyklen ohne PRL und mit 1.000 W negativer PRL über ein Jahr.

1.000 W negative PRL erhöht die Batterieladezyklen in den Wintermonaten geringfügig. Gleichmaßen werden diese in den Sommermonaten gesenkt. In der Jahressumme kompensieren sich diese Änderungen.

Das Simulationsmodell lässt die Erbringung negativer PRL durch Last zu, solange der Batterieladezustand weniger als 90% beträgt. Das verringert die Batterieladezyklen.

Abschließend ergeben sich für beide empfohlenen PRL-Szenariokombinationen 263,1 (Zeitverfügbarkeit 95,0%) und 258,4 (Zeitverfügbarkeit 79,5%) Batterieladezyklen. Damit erhöht PRL die Batterieladezyklen um das 1,08 bis 1,10-fache.

Mit einer minimal erwarteten Batterie Lebensdauer von ca. 5.000 Vollladezyklen [PVW14] ergibt sich ohne PRL eine Batterie Lebensdauer von 20,9 Jahren. Je nach empfohlenem PRL-Szenario verkürzt sich die Lebensdauer auf 19,0 bis 19,4 Jahre. Mit 10.000 W symmetrischer PRL verkürzt sich diese auf 9,4 Jahre. Das zeigt, dass hohe negative und symmetrische PRL die Batterie Lebensdauer verkürzt, sodass der Batteriespeicher innerhalb der Lebensdauer einer Photovoltaikanlage zu erneuern ist. Aufgrund heutiger Batteriespeicherpreise scheint dies nicht wirtschaftlich.

5.3.4 Bewertung des Kennwertes „Primärregelleistungspotenzial“

Durch das Vorgehen innerhalb dieser Arbeit konnten erste Erfahrungen mit dem entwickelten Kennwert „Primärregelleistungspotenzial“ gesammelt werden. Die

Trennung in ein positives und negatives PRL-Potenzial in Abhängigkeit der Zeitverfügbarkeit vereinfacht die Auswertung.

Die bisherige Gestaltung des Kennwertes fußt auf der Aussage, dass ein höherer positiver Wert ein höheres PRL-Potenzial aufweist. Dabei fehlt ein Bezug zu einem möglichen Maximalwert weshalb das PRL-Potenzial gemäß (5.7) normiert wird. Unter der Voraussetzung, dass für die Gewichtungsfaktoren gilt:

$$x_1 + x_2 = 1 \quad (5.6)$$

ergibt sich ein positiver Maximalwert von eins.

$$PRL_{\text{Pot}} = \frac{(x_1 \cdot \frac{AG_{\text{PRL}}}{AG_{\text{ohnePRL}}} + x_2 \cdot \frac{EV_{\text{PRL}}}{EV_{\text{ohnePRL}}}) \cdot (\frac{t_{\text{PRL,erbracht}}}{t_{\text{PRL,angefordert}}} - t_{\text{erforderlich}})}{1 - t_{\text{erforderlich}}} \quad (5.7)$$

PRL_{Pot}	Primärregelleistungspotenzial
x_1, x_2	Gewichtungsfaktoren zur Anlagendifferenzierung
$AG_{\text{PRL}}, EV_{\text{PRL}}$	Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil mit PRL
$AG_{\text{ohnePRL}}, EV_{\text{ohnePRL}}$	Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil ohne PRL
$t_{\text{PRL,erbracht}}$	Zeit in der PRL erbracht wurde in s
$t_{\text{PRL,angefordert}}$	Zeit in der PRL angefordert wurde in s
$t_{\text{erforderlich}}$	Erforderliche Zeitverfügbarkeit, ohne Einheit

Weiterhin stellt sich die Frage inwieweit die Zeitverfügbarkeit richtig gewichtet wird. Die bisherige Definition des Kennwertes ermöglicht einer hohen Zeitverfügbarkeit einen niedrigeren EV oder AG auszugleichen. Aus diesem Grund ergeben sich überwiegend negative PRL-Ergebnisse im unteren Leistungsbereich als empfohlene Szenarien. Ein Änderungsansatz kann sein, die Zeitverfügbarkeit gemäß eines „Wenn-Dann-Ansatzes“ aus der Bewertung auszuschließen sobald die erforderliche Zeitverfügbarkeit überschritten wird.

Ein dritter Aspekt bezieht sich auf die Gewichtungsfaktoren x_1 und x_2 . Die Kombinationsmöglichkeiten ermöglichen die Berechnung eines beliebigen PRL-Potenzials. Grundsätzlich ist die Gleichwertigkeit von EV und AG, wie sie innerhalb dieser Arbeit genutzt wird, zu diskutieren. Es ist denkbar den Eigenverbrauchsanteil höher zu gewichten, da dieser durch den vermiedenen Netzbezug maßgeblich für die Erlöse ist.

6 Konzept für eine intelligente Steuereinheit (Steuerbox)

Im vorangegangenen Kapitel stellte sich heraus, dass ein einzelnes Photovoltaik-Batteriesystem gemäß der untersuchten Betriebsweise eingeschränkt für PRL geeignet ist. Dies kann sich mit einer Neuregelung des PRL-Marktes, die voraussichtlich 2017/2018 stattfindet [Vaf14], ändern. Weiterhin kann die Integration in einen Anlagenpool in Kombination mit einer intelligenten Betriebsweise ein Marktpotenzial eröffnen. Das zeigen erste Ansätze und potenzielle Interessenten.

Am Markt existiert nach Kenntnis des Autors bisher ein umgesetztes Konzept von *Caterva* zur Nutzung von (Photovoltaik-) Batteriespeichern in der Regelleistung. Dieses ist bisher jedoch auf die Netzregion von *N-Ergie* beschränkt und nutzt ein Schwarmkonzept zur intelligenten Kopplung mehrerer Batteriespeicher. [Cat14]

Aktuell großes Potenzial zur Umsetzung eines flächendeckenden ähnlichen Konzeptes bietet *Next-Kraftwerke* sowie deren Next-Box. Diese Steuereinheit vermarktet bereits heute einen Kraftwerkspool aus Biogas-, Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerken (BHKW) und anderen, teilweise auch in der Regelleistung. Ausgewählte Energieerzeugungseinheiten wie z. B. Blockheizkraftwerke sind in den Regelleistungsmarkt eingebunden. Batteriespeicher sind bisher nicht im Kraftwerkspool integriert. [Nex15]

Ein ähnliches Konzept wie *Caterva* verfolgt *Lichtblick SE*. Die Vermarktung eines Photovoltaik-Batteriespeicher-Schwarms an der Börse wird bereits umgesetzt. Die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist bereits im Endkundenvertrag angekündigt jedoch bisher nicht praktisch umgesetzt. [LiB15]

Andere Anbieter wie z. B. *SMA* bieten hauptsächlich intelligente Energiemanagementlösungen und damit die Umsetzung eines lokal eigenverbrauchsoptimierten Betriebskonzeptes. Wie das aktuelle Forschungsprojekt PV-Regel zeigt, ist jedoch mindestens *SMA* mittelfristig an vernetzten Regelleistungskonzepten interessiert. [SMA14]

Zur Umsetzung intelligenter Betriebsweisen in einem Anlagenpool ist eine intelligente Steuereinheit, folgend Steuerbox, genannt notwendig.

Anhand eines bestehenden Photovoltaik-Batteriesystems von *Vattenfall* am Heizwerk Hafencity wird ein Steuerboxkonzept skizziert.

Die derzeitige Steuerung des Systems erfolgt lokal eigenverbrauchsoptimiert über eine Speicherprogrammierbare Steuerung (SPS), d. h. sie kommuniziert nicht mit

einer übergeordneten Ebene wie beispielsweise einer Leitstelle. Die SPS ist nicht in der Lage komplexe Algorithmen umzusetzen.

Damit versteht sich die Steuerbox gemäß Abbildung 6.1 als Bindeglied zwischen der lokalen Anlagensteuerung und einer systemintegrierten Betriebsweise.

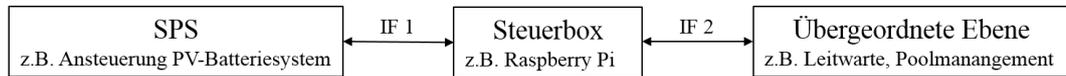


Abbildung 6.1: Die Steuerbox ist eine systemintegrierte Kommunikationseinheit sowie eine lokaloptimierte Steuerungseinheit.

6.1 Schnittstellenbeschreibung

Die Kommunikation zwischen der Steuerbox und der SPS bzw. zwischen der Steuerbox und einer übergeordneten Ebene gemäß der Schnittstellen Interface 1 (IF 1) und Interface 2 (IF2) ist für die Umsetzung essenziell. Tabelle 6.1 und Tabelle 6.2 spezifizieren die mindestens erforderlichen Schnittstellen für einen Steuerboxprototyp.

Tabelle 6.1: Interface 1, Parameter zur Kommunikation zwischen Steuerbox und SPS. WR = Wechselrichter.

Parameter, Komponente	Zugriff	Bemerkung
AC-Wirkleistung, solar WR	Steuerbox ← SPS	Steuerung Energieflüsse in / aus Batteriespeicher / Netz, ggf. Berechnung EV und AG
Netzbezug & Netzeinspeisung		
Last		
Ist-Ladezustand, Batterie	Steuerbox ↔ SPS	Batterie- oder Batterieentladung möglich? Prognose Tagesverlauf, ggf. Berechnung EV und AG
Begrenzung Wirkleistung, solar WR		
Blindleistung oder $\cos(\varphi)$, solar WR & Batterie		
Batterie- und Batterieentladung, Batterie		

Die Schnittstellen des Interface 1 spiegeln im Wesentlichen den Funktionsumfang der bestehenden SPS wieder und ermöglichen u. a. einen lokal eigenverbrauchsoptimierten Betrieb.

Komplexe Algorithmen fußen auf den über Interface 2 zugänglichen Parametern. Die Prognose und Abfrage eines Einspeise- und Entnahmefahrplans mit möglicher PRL-Flexibilität kann ein wesentliches Standbein neuer Betriebsweisen sein.

Tabelle 6.2: Interface 2, Parameter zur Kommunikation zwischen Steuerbox und einer übergeordneten Ebene

Parameter	Zugriff	Bemerkung
Temperaturprognose	Steuerbox ← Überg. Ebene	Für PV-Leistungsprognose
Globalstrahlungsprognose		
Lastprognose	Steuerbox ↔ Überg. Ebene	Für Fahrplanerstellung, kann lokal erfolgen oder von einer Überg. Ebene bezogen werden
Einspeisefahrplan (Prognose)	Steuerbox → Überg. Ebene	Prognose Netzeinspeisung & -bezug: Basis PV- & Lastprognose (z.B. wöchentlich, täglich), Angabe einer PRL-Flexibilität
Entnahmefahrplan (Prognose)		
PRL-Soll-Leistungsanforderung	Steuerbox ↔ Überg. Ebene	lokale Frequenzmessung oder Anforderung von Überg. Ebene (dann Rückmeldung: "PRL möglich" oder "PRL nicht möglich".
PRL-Ist-Leistung	Steuerbox → Überg. Ebene	Poolplanung der erbrachten PRL
Präqualifizierte Leistung	Steuerbox ← Überg. Ebene	Maximale zur PRL vorgesehene Leistung
Sperrzeiten / Soll-Fahrplan	Steuerbox ← Überg. Ebene	Übermittlung eines Soll-Fahrplans, beinhaltet Sperrzeiten mit "harten" Leistungsgrenzen oder unreguliertem Betrieb.
Ist-Ladezustand und Ladezustandsprognose	Steuerbox → Überg. Ebene	Weitergabe Batterieladezustand mit Prognose für übergeordnete Einsatzplanung.

6.2 Skizzierung von PRL Betriebsweisen

Die Steuerbox muss jederzeit eigenständig einen lokalen eigenverbrauchsoptimierten Betrieb gewährleisten. Darüber hinaus sind zwei im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Konzepte für eine PRL-Teilnahme vorstellbar. Diese werden im Folgenden erläutert. Eine Kombination beider Konzepte sowie weitere Betriebsweisen sind denkbar.

Die skizzierten Betriebsweisen sind heute nicht zwingend umsetzbar. Deren Potenziale sind im Vorfeld z. B. in einer Simulation zu bewerten.

6.2.1 Der lokal primärregelleistungsoptimierte Betrieb

Die Betrachtungen dieser Arbeit zeigen, dass die erforderlichen Zeitverfügbarkeiten mit einer haushaltstypischen Konfiguration aufgrund der Batteriespeicherkapazitätsgrenzen nicht erreicht werden.

Mittels einer Ladezustandsstrategie (SoC-Strategien) kann sich dies ändern. Die Idee ist die Entkopplung der PRL vom eigenverbrauchsoptimierten Betrieb.

Dies kann mittels eines PRL-Ladezustandsbandes oder Batteriekapazitätstrennung umgesetzt werden. Das Potenzial beider Varianten ist im Vorfeld zu bewerten.

Das PRL-Ladezustandsband sieht eine Kapazitätsreserve um den aktuellen Batterieladezustand für PRL von z. B. ± 5 Prozentpunkten vor.

Damit bestehen für die eigenverbrauchsoptimierte Batteriebeladung und -entladung harte Leistungsbegrenzungen am maximalen und minimalen Batterieladezustand.

Die Batteriekapazitätstrennung separiert die jeweils verfügbare Batteriekapazität

für PRL und Eigenverbrauch und kann z. B. jeweils 50% betragen. Da symmetrische PRL sich nicht kompensiert muss zusätzlich ein Batteriebeladekonzept und -entladekonzept entwickelt werden, dass die Zeitverfügbarkeit positiv beeinflusst.

Bei beiden Strategien sollte eine definierte Anzahl an Grenzwertverletzungen zugunsten der PRL zugelassen werden, die es ermöglichen die Batterieladezustandsgrenzen zeitweise zu überschreiten. Hierbei ist zu prüfen welcher Einfluss in Bezug auf die Batterielebensdauer besteht.

Eine asymmetrische PRL sollte, wenn möglich, in beiden Betriebsweisen angedacht werden. Auch wenn diese gemäß heutiger PRL-Rahmenbedingungen nicht umsetzbar ist.

6.2.2 Das systemintegrierte Fahrplanmanagement

Diese Betriebsweise erfordert die Systemintegration des Photovoltaik-Batteriesystems in einen Anlagenpool welcher an der PRL teilnimmt.

Voraussetzung für die folgenden Überlegungen ist, dass eine Nicht-Erbringung von PRL des Photovoltaik-Batteriesystems poolintern toleriert wird. Dabei wird angenommen, dass sich der Ausfall durch andere Anlagen im Pool kompensiert.

Für die Planung der PRL-Kapazität des Anlagenpools ist von Seiten der Steuerbox ein Einspeise- und Entnahmefahrplan auf Basis der Prognose von Last, Globalstrahlung, Außentemperatur und Netzfrequenzverlauf zu erstellen²². Der Fahrplan soll zusätzlich eine mögliche PRL-Flexibilität aufzeigen, auf die das Poolmanagement bei Bedarf zurückgreift.

Der Prognosezeitraum sollte dabei aufgrund komplexer Wetterprognosen einen Tag nicht überschreiten (vgl. [Ber14], Seite 51-55).

Folgende Konzepte sind für die Fahrplanerstellung denkbar:

- eigenverbrauchsoptimiert oder
- lokal primärregelleistungsoptimiert (vgl. 6.2.1).

Der Fahrplan wird an ein übergeordnetes Poolmanagement übermittelt und gemäß des Bedarfs im Pool sowie der lokal verfügbaren PRL-Flexibilitäten ange-

²² Die Globalstrahlung sowie die Außentemperatur werden gemäß des Photovoltaikmodulmodells aus [Ber14] genutzt, um die resultieren Photovoltaikleistung zu berechnen.

passt. Der angepasste Soll-Fahrplan wird von der Steuerbox angerufen und lokal umgesetzt.

Die Fahrplanerstellung erfordert ein Konzept in Bezug auf die Identifikation von PRL-Flexibilitäten, da diese von der Batteriekapazität abhängen. Die Planung sollte derart erfolgen, dass die PRL-Flexibilität auch einseitig über den gesamten Fahrplanzeitraum erbracht werden kann. Weitere Konzepte sind vorstellbar.

6.3 Umsetzung von Simulationsmodellen auf dem Raspberry Pi

Die Umsetzung derartiger Konzepte auf einer externen Hardware wie dem Raspberry Pi wurde in [Far14] entwickelt. Dabei bietet es sich an, für die finale Umsetzung der Steuerbox zusätzlich einen Raspberry Pi mit einem Photovoltaik-Batteriespeichermodell umzusetzen. Dies erlaubt den Algorithmentest zunächst an einem simulierten System, sodass in die reale Anlage eine nahezu fehlerfreie Steuerbox implementiert wird. Diese Art des Vorgehens wird „Hardware in the Loop“ genannt.

Die Umsetzung eines Simulationsmodells wird folgend anhand eines einfachen Matlab/Simulink Modells erläutert.

Das verwendete Simulationsmodell soll einen Eingabewert in Echtzeit zweimal verdoppeln und das Ergebnis ausgeben. Die Kommunikation zum Raspberry Pi erfolgt dabei mit Modbus/TCP, einem Quasi-Standard-Kommunikationsprotokoll für industrielle Anwendungen [Any15].

Für die Umsetzung wird Windowsseitig der Modbus Master genutzt. Auf Seiten des Raspberry Pi steht der genutzten Programmierumgebung Python eine Modbus-Bibliothek zur Verfügung.

Das beschriebene Beispielmmodell sowie die zur Umsetzung notwendigen Einzelschritte befinden sich auf der beigelegten CD-Rom.

Matlab/Simulink bietet die Option ein entwickeltes Simulationsmodell als C-Code zu exportieren. Die dafür notwendigen Einstellungen sind in [Far14], Seite 28-33, beschrieben. Folgende Schritte sind für die Modellumsetzung auf einem Raspberry Pi notwendig:

- (1) Simulinkmodell gemäß ([Far14], Seite 28-33) exportieren.
- (2) C-Code vor dem Kompilieren aufbereiten.
- (3) Zusätzlich benötigte Dateien aus Matlabverzeichnis entnehmen.²³
- (4) Dateien kompilieren, Modell mit Python aufrufen.
- (5) Herstellen der Kommunikation über Modbus/TCP, u. a. Anhang D.

C-Code vor dem Kompilieren aufbereiten

Der Modellexport von Matlab/Simulink ergibt eine Vielzahl an Dateien. Nicht alle werden für die Modellnutzung auf dem Raspberry Pi benötigt.

Die Datei „Modellname.c“ umfasst die Hauptfunktionen des Simulationsmodells und teilt sich in drei Unterfunktionen auf:

- Initialize: wird beim Modellaufruf aktiv, z. B. Variablen Initialisierung.
- Step: Kernfunktion die bei jedem Simulationsschritt durchlaufen wird, z. B. Abfrage von Eingangswerten und Rückgabe von Ergebnissen.
- Terminate: wird beim Beenden des Modells aktiv, beispielsweise Herunterfahren von Anlagen (bleibt im Beispielmodell ungenutzt).

Simulink generiert die Bestandteile dieser drei Funktionen in Abhängigkeit der Modellparameter. Nachfolgende Abbildung 6.2 zeigt einen Ausschnitt des Beispielmodells.

Simulink initialisiert weder die Rückgabewerte zum Beginn des Codes noch integriert es diese in die Stepfunktion, weshalb diese Anpassung händisch durchzuführen ist. Weiterhin müssen Simulink-Parameter aus einer weiteren Datei „Modellname_data.c“ sowie die C-Standardbibliothek „stdio.h“ eingebunden werden. [Far14]

Simulink erstellt im Rahmen des C-Code-Exports weitere Dateien die indirekt mit „Modellname.c“ verknüpft sind. Diese müssen nicht händisch angepasst werden, sind jedoch für die Kompilierung erforderlich.

²³ Es ist zu prüfen inwieweit diese Dateien unter Berücksichtigung des Lizenzvertrages für einen kommerziellen Modellexport verwendet werden dürfen.

```

1  #include "MalZweiMalZwei.h"
2  #include "MalZweiMalZwei_private.h"
3  #include "MalZweiMalZwei_data.c"           // angepasste Zeile
4  #include <stdio.h>                       // angepasste Zeile
5
6  ExtU_MalZweiMalZwei_T MalZweiMalZwei_U;
7  ExtY_MalZweiMalZwei_T MalZweiMalZwei_Y;
8  RT_MODEL_MalZweiMalZwei_T MalZweiMalZwei_M;
9  RT_MODEL_MalZweiMalZwei_T *const MalZweiMalZwei_M = &MalZweiMalZwei_M;
10 real_T Ausgabe;                          // angepasste Zeile
11
12 // void MalZweiMalZwei_step(void)         // Simulink-Code gibt keinen Wert zurück.
13 real_T MalZweiMalZwei_step(real_T LeistungIn) // angepasste Zeile
14 {
15     MalZweiMalZwei_U.LeistungIn = LeistungIn;
16     MalZweiMalZwei_Y.LeistungOUT = MalZweiMalZwei_P.Gain_Gain *
17     |   MalZweiMalZwei_U.LeistungIn * 2.0;
18     Ausgabe = MalZweiMalZwei_Y.LeistungOUT; // angepasste Zeile
19     return Ausgabe;                       // angepasste Zeile
20 }
21
22 void MalZweiMalZwei_initialize(void)
23 {
24     rtmSetErrorStatus(MalZweiMalZwei_M, (NULL));
25     MalZweiMalZwei_U.LeistungIn = 0.0;
26     MalZweiMalZwei_Y.LeistungOUT = 0.0;
27 }
28
29 void MalZweiMalZwei_terminate(void)
30 {
31 }
32

```

Abbildung 6.2: Beispieldarstellung der nötigen Anpassungen des von Simulink erstellten C-Codes für die spätere Nutzung auf einem Raspberry Pi. Die angepassten bzw. hinzugefügten Code-Zeilen sind markiert.

Dateien kompilieren und Modell aufrufen

Die Kompilierung erfolgt auf dem Raspberry Pi. Dieser wird im Vorfeld mit dem aktuellen Raspbian-Betriebssystem gestartet, mit einer festen IP-Adresse in ein bestehendes TCP/IP Netzwerk eingebunden und enthält alle zur Kompilierung benötigten Dateien.

In Anlehnung an [Far14] wird zur Kompilierung des Beispielsmodells folgende Befehlszeile genutzt:

```
„gcc -c -fPIC Modellname.c rtwtypes.h Modellname.h Modellname_data.c Modellname_types.h“.
```

Um die kompilierten Dateien nachfolgend mittels Python als ausführbares Programm umzusetzen wird mittels

```
„gcc -shared -o libMalZweiMalZwei.so MalZweiMalZwei.o“
```

eine Objektdatei erzeugt, die über ein Python Skript gestartet werden kann. Details zu den Hintergründen der Befehle finden sich in [Far14].

Herstellen der Kommunikation über Modbus / TCP

Die Kommunikation des Modells auf dem Raspberry mit einem zweiten Raspber-

ry Pi bzw. einer anderen Hardware erfolgt mit Modbus/TCP.

Wesentlich dabei ist die Einbindung eines Modbus-Moduls in Python auf dem Raspberry Pi. Der Quellcode des umgesetzten Testprogramms ist in Anhang D dargestellt und zeigt die genutzten Befehle. Dabei stellt ein Quellcode aus [Far14] die Grundlage dar.

6.4 Analyse des PV-Batteriespeichersystems am Heizwerk Hafencity

Zur finalen Umsetzung der Steuerbox ist die Kenntnis über das vorhandene System essenziell. Dazu werden im Folgenden erste Betriebserfahrungen des Photovoltaik-Batteriespeichersystems am Heizwerk Hafencity auf Basis von Messdaten aus dem Jahr 2014 aufgezeigt. Nachfolgend steht eine Betrachtung des Photovoltaikmodells von [Ber14] in Bezug zu realen Messdaten dieses Systems. Es sei vorweg genommen, dass eine abschließende Modellanpassung nicht durchgeführt wird.

6.4.1 Analyse des Testbetriebes in der ersten Jahreshälfte 2014

Das Photovoltaik-Batteriespeichersystem am Heizwerk Hafencity ging am 25.03.2014 in Betrieb. Nach anfänglichen Tests und Einstellungen können valide Messdaten ab dem 01.04.2014 bezogen werden. Ein Ausfall des Batteriemanagementsystems führt dazu, dass ab dem 24.06.2014 nur eingeschränkt Messdaten zur Verfügung stehen²⁴. Die Wiederinbetriebnahme erfolgt Ende des Jahres 2014. Damit steht für die Analyse des Testbetriebs innerhalb dieser Arbeit ein Zeitraum von ca. zweieinhalb Monaten zur Verfügung.

Um vornehmlich Tage zu betrachten, in denen der Batteriespeicher durch solare Überschüsse mindestens halb beladen²⁵ wird werden die Messdaten gefiltert. Zusätzlich fallen häufige manuelle Ladezyklen mit Netzbezug oder die zeitweise Deaktivierung des Batteriespeichers auf.

Insgesamt werden im vorhanden Messzeitraum 19 zulässige Messtage identifi-

²⁴ Die Messwertaufzeichnung erfolgt in zwei Intervallen. Wird der Batteriespeicher genutzt, werden sekundliche Werte aufgezeichnet. Wird dieser nicht genutzt (auch Leerlauf, z.B. in der Nacht) werden fünfminütige Momentanwerte erfasst. Dies sind keine 5-Minuten-Mittelwerte.

²⁵ Freie Wahl des Autors.

ziert. Etwa die Hälfte liegen an Wochenenden und ergeben sich wie folgt:

- April 2014: 12., 13., 25., 26., 27.
- Mai 2014: 20., 21., 24., 25., 29., 30., 31.
- Juni 2014: 02., 06., 07., 08., 09., 10., 15.

An diesen Tagen beträgt die tägliche Last im Mittel 93.100 ± 14.400 Wh. Durch den Einsatz des Photovoltaik-Batteriesystems verbleiben 45.700 ± 11.600 Wh als Netzbezug. Gleichzeitig ergibt sich, trotz nicht vollständig beladenem Batteriespeicher eine Netzeinspeisung von 5.400 ± 3.700 kWh.

Diese wird anhand von Abbildung 6.3 verdeutlicht. Der Sprung im Batteriespeicherladezustand gegen 02:00 Uhr tritt an allen betrachteten Tagen zu unterschiedlichen Zeiten in unterschiedlichen Höhen auf. Bis zum Ende der Bearbeitungszeit konnte die Ursache nicht abschließend geklärt werden. Es wird vermutet, dass es sich um eine Art Rekalibrierung handelt.

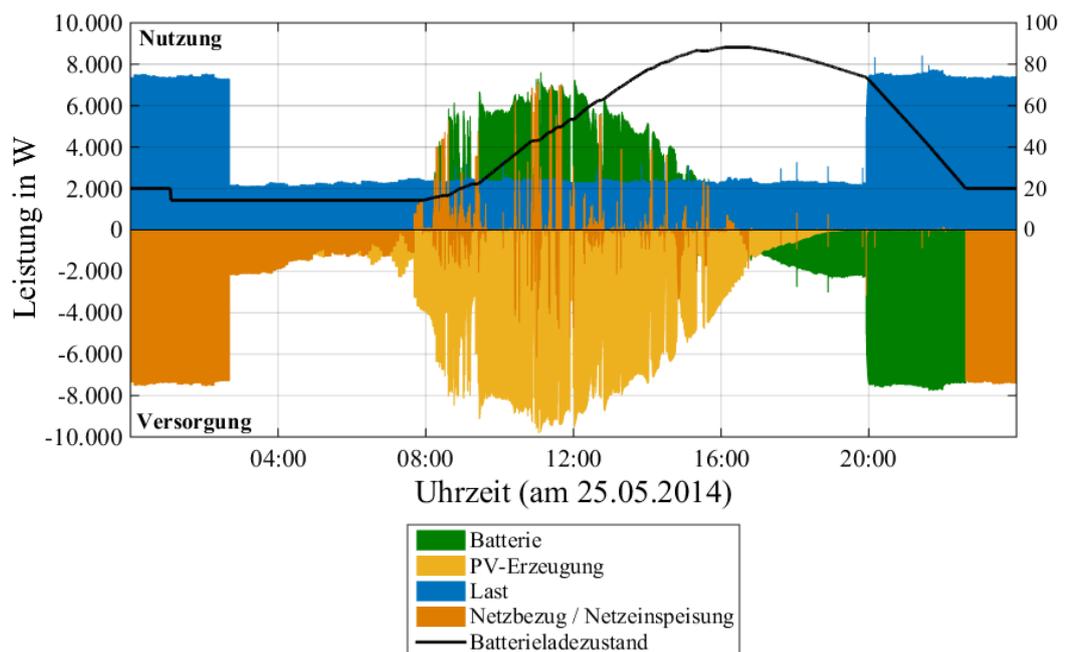


Abbildung 6.3: Die Regelung des Batteriespeichers reagiert mit einer Verzögerung von ca. 6 bis 7 Sekunden auf Sprünge in der Photovoltaikleistung. Es entsteht zwischen 08:00 bis 20:00 Uhr eine nicht steuerbare, undefinierte Netznutzung.

Der Verlauf der Netzeinspeisung bzw. des Netzbezuges zeigt in der Zeit zwischen 08:00 bis 20:00 Uhr Leistungsspitzen in beide Richtungen obgleich Batteriespeicherkapazität zur Batteriebe- und zur Batterieentladung zur Verfügung steht.

Die Messdaten zeigen, dass der Batteriespeicher etwa 6 bis 7 Sekunden verspätet auf Sprünge in der Photovoltaikleistung reagiert. Letztere kann sich innerhalb

dieses Zeitraums um ca. 5.000 Wh, entspricht 50% der Spitzenleistung, ändern.

Folglich kompensiert der Batteriespeicher einen Einbruch in der Photovoltaikleistung z. T. dann, wenn diese ihre vorherige Höhe erreicht. Es entsteht eine nicht steuerbare undefinierte Netzeinspeisung. Gleichmaßen gilt dies umgekehrt für einen Netzbezug.

Die nicht steuerbare Netznutzung führt dazu, dass im Sinne der PRL keine definierte Nulllinie besteht auf die sich im PRL-Abruffall bezogen wird. Es besteht die Möglichkeit, dass PRL zufällig erbracht bzw. nicht erbracht wird. Ein derartiges Regelverhalten ist aus Sicht der PRL nicht zulässig.

Am 25.05.2014, dem Beispielstag der vorherigen Darstellung, beträgt die nicht steuerbare Netzeinspeisung 4.400 Wh. Der Gesamtnetzbezug beträgt 38.000 Wh. Es ergibt sich ein EV von 86% sowie ein AG von 58%. Eine Simulation berechnet einen EV von 100%.

Dies zeigt, dass die nicht steuerbare Netznutzung auch in Bezug auf Energiemengen und in Bezug auf die energiewirtschaftlich genutzten Viertelstundenmittelwerte relevant ist (vgl. Abbildung A.6).

Der 25.05.2014 ist ein Tag mit niedriger Photovoltaikdynamik, d. h. überwiegend wolkenlos. An Tagen mit höherer Photovoltaikdynamik, z. B. am 30.05.2014 beträgt die undefinierte Netzeinspeisung 11.500 Wh, der Netzbezug 31.000 Wh. Das ergibt einem EV von 72,8% und einem AG von 61,1%. Damit wird deutlich: je höher die Photovoltaikdynamik desto größer die undefinierte Netznutzung.

Für das bestehende Photovoltaik-Batteriespeichersystem ist eine Zusatznutzung des Batteriespeichers, z. B. für PRL vor allem in den Wintermonaten zu empfehlen. Eine Jahressimulation sowie ein Vergleich zwischen Last und Photovoltaikleistung haben gezeigt, dass der Batteriespeicher von Oktober bis Februar keinen Einfluss auf den AG hat, d. h. nur wenig genutzt wird.

6.4.2 Validierung des Simulationsmodells

Für die Umsetzung eines Photovoltaik-Batteriespeicher Simulationsmodells auf einem Raspberry Pi sind dessen Komponenten zu validieren. [Kue11] hat gezeigt, dass das verwendete Batteriespeichersmodell einen realen Batteriespeicher abbildet. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher ein grafischer Abgleich am 30.05.2014 (sowie an anderen Tagen) gemäß Abbildung 6.4 herangezogen.

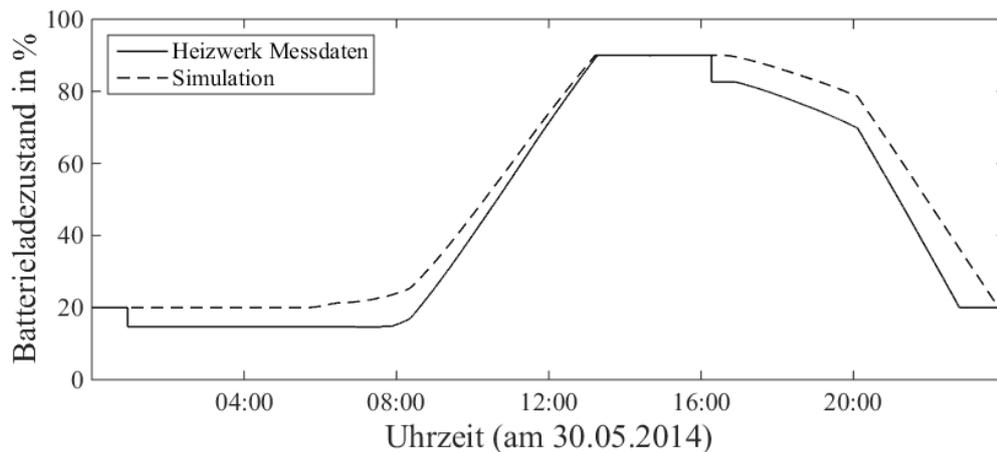


Abbildung 6.4: Grafischer Vergleich eines simulierten und real gemessenen Batterieladezustandes am 30.05.2014

Deutlich wird, dass sich simulierter und gemessener Ladezustandsverlauf im Wesentlichen aufgrund der realen Ladezustandssprünge unterscheiden und zeitgleich den maximalen Ladezustand erreichen. Daher wird im realen System von einem Fehler in der Ladezustandsberechnung ausgegangen. Die Betrachtungen mehrerer Tage ergeben analoge Ergebnisse. Damit zeigt sich, dass das Batteriespeichermodell den realen Batteriespeicherladezustand abbilden kann. Für eine finale Umsetzung ist die Bewertung der Ladezustandssprünge erforderlich.

Für den Abgleich der Solarmodule wird am Heizwerk Hafencity eine Solarstrahlungsmessung gemäß Abbildung 6.5 installiert.



Abbildung 6.5: Sensorpositionierung auf dem Dach des Heizwerkes zur Ermittlung der direkten Globalstrahlung. Erste Messreihe mit Verschattung (rechts), folgende Messreihen ohne Verschattung (links). Die Verschattung löst sich gegen 10:00 Uhr auf.

Die werkskalibrierte Fotodiode „Silizium Pyranometer-Smart-Sensor –

S-LIB-M003“ der Firma *Onset Computer Corporation* mit passendem Datenlogger misst in Modulebene²⁶ in sekundlicher Auflösung die Solarstrahlung in folgendem Zeitraum:

- August 2014: 18. bis 23., 23. bis 25., 26. bis 30.
- Oktober 2014: 01. bis 05., 07. bis 09.

Die Messgenauigkeit des Sensors beträgt $\pm 5\%$ vom Messwert, mindestens aber $\pm 10 \text{ W/m}^2$. [OCC14]

Die am Heizwerk Hafencity aufgenommenen Solarstrahlungsdaten sowie Temperaturdaten der Wetterstation in Bergedorf dienen einem in [Ber14] entwickelten Photovoltaikmodulmodell als Datenbasis. Dabei liegen letztere als 10-Minuten-Werte vor. Dessen Nutzung ist aufgrund der geografischen Standortabweichung kritisch.

In einer nachfolgenden Arbeit sollte anhand einer Temperaturmessung am Heizwerk Hafencity geprüft werden inwieweit die Daten aus Bergedorf nutzbar sind.

Die 10-minütigen Temperaturdaten werden über die beschriebenen Messzeiträume der Solarstrahlungsmessung mittels linearer Interpolation in Sekundenwerte umgerechnet.

Aufgrund des Batteriemanagementsystemausfalls ab dem 24.06.2014 stehen von Seiten der Messdatenerfassung am Heizwerk Hafencity hauptsächlich 5-Minuten-Momentanwerter zur Verfügung.

Diese sind für einen Abgleich zwischen Simulation und Realität nicht nutzbar.

Ab dem 02.10., 12:30:00 Uhr wird auf Nachfrage bis 10.10. 00:00 Uhr die sekundliche Messwerterfassung aktiviert.

Für die Validierung werden deshalb nur Messwerte aus diesem Zeitraum genutzt. Der grafische Vergleich ist in Abbildung 6.6 gezeigt.

²⁶ Aufgrund der einfachen Sensorhalterung sowie dem Kiesuntergrund kann eine exakte Winkeleinstellung nicht erfolgen. Es wird erwartet, dass die eine Winkelvariation von wenigen Grad hinreichend genaue Messergebnisse liefert.

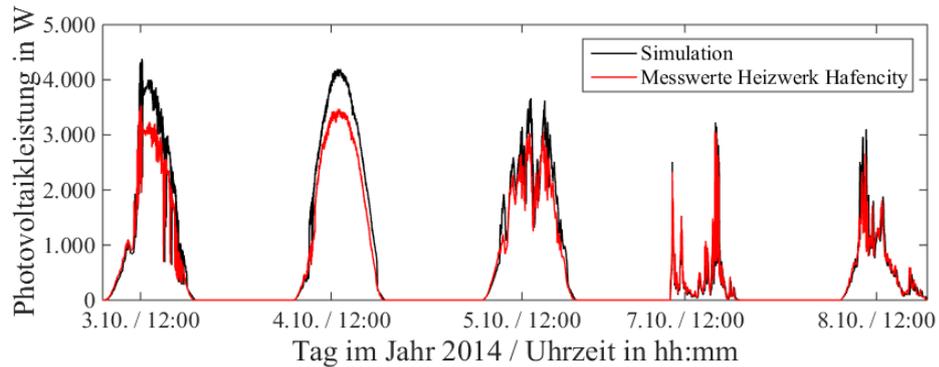


Abbildung 6.6: Vergleich der Photovoltaikerzeugungsleistung aus dem Simulationsmodell nach [Ber14] mit den realen Messdaten am Heizwerk Hafency.

Die simulierten Ergebnisse überschätzen die reale Photovoltaikleistung. Im Mittel ergibt die Simulation über den betrachteten Zeitraum eine Photovoltaikleistung von 1.257 W wohingegen die real gemessene Photovoltaikleistung 1063 W beträgt. Um diese Differenzen genauer zu spezifizieren wird die absolute Höhe der Abweichungen in verschiedenen Leistungsklassen in Abbildung 6.7 aufgezeigt.

Es ist zu berücksichtigen, dass insgesamt 429.183 Messpunkte zur Verfügung stehen. Bei 219.001 (51,0%) ergibt sich die Leistung Null, z.B. nachts. Diese Messpunkte werden aus der Betrachtung ausgeschlossen. Damit beziehen sich die absoluten Abweichungen sowie die relative Häufigkeit der Abweichungen auf 210.182 Messpunkte, also auf 49,0% der vorliegenden gesamten Messpunkte.

Die Klassenbreite beträgt dabei $\pm 0,25$ kW um den angegebenen Leistungswert. Die jeweils obere Grenze wird der aktuellen Klasse zugeschrieben, d. h. exemplarisch für die Klasse 4,25 kW:

$$4 < x \leq 4,5 \quad (6.1)$$

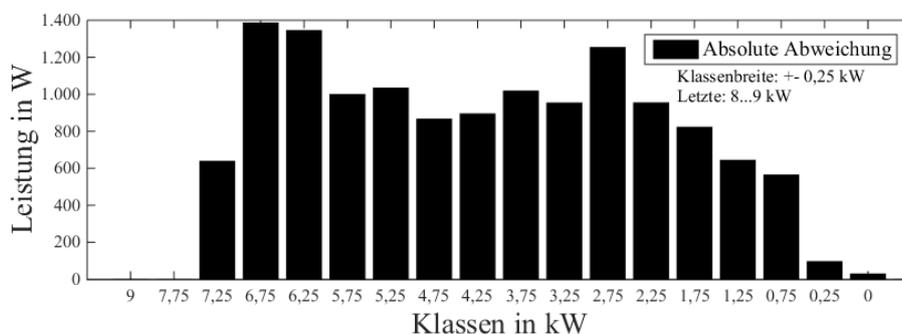


Abbildung 6.7: Absolute Höhe der Abweichungen je Leistungsklasse

Die absoluten Abweichungen sind nicht linear, vielmehr sind diese im mittleren

Leistungsbereich von ca. 2,25 bis 5,75 kW mit Ausnahme des 2,75 kW Wertes beinahe konstant mit Werten zwischen 865 W bis 1.033 W. Mit 1.252 bis 1.385 W bilden die Leistungsklassen 2,75 kW, 6,25 kW und 6,75 kW die Spitzen der Abweichungen. Für eine abschließende Modellanpassung wird empfohlen, die Leistungskorrektur Klassenweise durchzuführen. Weiterhin sollten diese Ergebnisse anhand einer größeren Messreihe genauer spezifiziert werden.

Abschließend zeigt Abbildung 6.8 die relative Häufigkeit der Abweichungen.

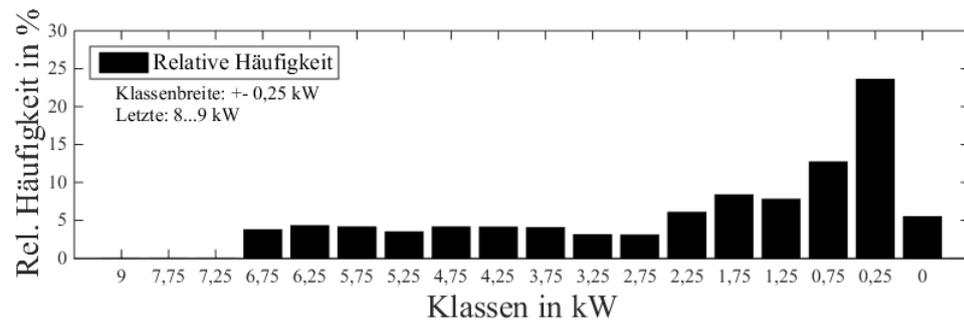


Abbildung 6.8: Relative Häufigkeit der Abweichungen je Leistungsklasse

Die relative Häufigkeit mit der Abweichungen auftreten ist in der Klasse 0,25 kW mit 24,1% am größten und fällt nachfolgend ab. Grundsätzlich fällt auf, dass diese mit zunehmender Leistungsklasse sinkt und ab ca. 2,75 kW nahezu konstant bleibt.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit war die Analyse und Bewertung des Primärregelleistungspotenzials eines Photovoltaik-Batteriesystems.

Dazu wurde der Kennwert „Primärregelleistungspotenzial“ gebildet. Dieser basiert auf den zur Bewertung von Photovoltaik-Batteriesystemen heute üblichen Kennwerten Eigenverbrauchsanteil (EV) und Autarkiegrad (AG) welche mit der PRL-Zeitverfügbarkeit, dem Verhältnis zwischen erbrachter zu angeforderter PRL, kombiniert werden.

Gemäß der Kennwertparameter wurde ein Simulationsmodell in Matlab/Simulink entwickelt, welches in einer minütigen Jahressimulation jeweils monatsweise den PRL-Einfluss auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit herausstellte.

Die Ergebnisse zeigten, dass die monatsweise Abstufung der Simulation hinreichend genau ist um saisonale Einflüsse zu berücksichtigen.

Im Rahmen dieser Arbeit stand die technische Machbarkeit im Vordergrund, weshalb die heute bestehenden Regularien der PRL-Bereitstellung keine Restriktionen in Hinblick auf Simulationsszenarien bildeten.

So wurde eine präqualifizierte Leistung für PRL in einem Leistungsbereich zwischen 1.000 und 10.000 W betrachtet. Weiterhin wurden PRL-Szenarien definiert die neben der symmetrischen PRL auch die einseitige positive oder negative PRL zulassen.

Das Simulationsmodell wurde hinsichtlich eines Referenzhaushaltes parametrisiert. Deren Photovoltaikanlage wies eine Spitzenleistung von 5.000 W_P auf. Die nutzbare Batteriespeicherkapazität betrug 5.067 Wh. Der elektrische Jahresenergiebedarf belief sich auf 4.767 kWh.

In beinahe allen untersuchten PRL-Szenarien wirkte sich eine PRL-Leistungssteigerung negativ auf EV, AG und Zeitverfügbarkeit aus.

Eine Ausnahme bildete die Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL in den Monaten November bis Januar, welche mit zunehmender PRL-Leistung stieg.

Ein Ergebnis im Sinne der Lösungsmethodik sollte eine monatsweise PRL-Strategie zeigen. Dafür wurde in Absprache mit dem Projektpartner als ausreichende Zeitverfügbarkeit 95,0% definiert.

Dieser Grenzwert konnte mit negativer PRL von Oktober bis Februar sowie im lastreduzierten Juli mit positiver PRL überschritten werden. In den übrigen Monaten war kein PRL-Szenario möglich.

Es zeigte sich, dass Photovoltaik-Batteriesysteme vornehmlich für negative PRL geeignet sind, dessen Potenzial, respektive Zeitverfügbarkeit, im Wesentlichen von der absoluten Höhe sowie der Kontinuität der Last abhängt, da diese durch die Batteriespeicherentladung sowohl solare Überschüsse als auch die PRL-Anforderung kompensiert.

Nur in Monaten mit geringer Last und damit einem durchschnittlich hohen Batterieladezustand, z. B. im Urlaubsmonat Juli, war positive PRL zu empfehlen.

Die Simulationen zeigten, dass symmetrische PRL die Zeitverfügbarkeit verglichen mit der einseitigen PRL auf einem geringeren Niveau nivelliert.

Die haushaltstypische Systemkonfiguration erreichte eine Zeitverfügbarkeit symmetrischer PRL von maximal 84,2% im Juli. Positive PRL erreichte im gleichen Monat 94,6%. Negative PRL erreichte in anderen Monaten bis zu 99,8%.

Da sich positive und negative PRL nur teilweise stützten und nicht kompensierten, ist symmetrische PRL für Photovoltaik-Batteriesysteme keine Option.

Im weiteren Verlauf der Arbeit konnte gezeigt werden, dass die Erhöhung der Speicherkapazität auf eine nutzbare Kapazität von 29.800 Wh die Zeitverfügbarkeit zu Lasten von Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad vornehmlich in den Übergangs- und Sommermonaten (ausgenommen Juli) erhöhte. Die Zeitverfügbarkeit von 95,0% konnte in elf Monaten überschritten werden. Mit einer Zeitverfügbarkeit von 94,8% war in allen Monaten ein PRL-Szenario denkbar.

Es wird jedoch erwartet, dass eine haushaltsübliche Batteriespeicherkapazitätssteigerung von z. B. 5.000 auf 7.000 Wh keine relevanten Auswirkungen bzgl. des kritischen Parameters Zeitverfügbarkeit aufweist.

Weiterhin wurden in das Simulationsmodell Freiheitsgrade bei der Erbringung von Primärregelleistung wie die Übererfüllung, die Erbringung im Totband sowie der Leistungsgradient implementiert (vgl. Kapitel 2.1.2).

Es konnte gezeigt werden, dass diese die Zeitverfügbarkeit geringfügig steigerten, jedoch nicht dazu beitragen den Batterieladezustand langfristig zu stabilisieren. Damit sind die Freiheitsgrade ein nutzbarer Bonus und kein kritischer Parameter für Photovoltaik-Batteriesysteme.

Im Rahmen der Auswertung wurde gezeigt, dass die Batteriebelastung im Sinne der Batterieladezyklen maßgeblich von der PRL-Leistung und dem gewählten PRL-Szenario abhängig ist.

10.000 W symmetrische PRL reduzierte die Batterielebensdauer im ungünstigsten Fall auf 9,4 Jahre. In einem empfohlenen haushaltstypischen PRL-Szenario wurde eine Batterielebensdauer von 19,0 Jahren berechnet.

Alles in allem besteht damit gemäß der betrachteten Szenarien heute kein nutzbares PRL-Potenzial für das untersuchte Photovoltaik-Batteriesystem.

Gemäß der Aufgabenstellung wurde innerhalb dieser Arbeit die Umsetzung einer intelligenten Steuereinheit (Steuerbox) für ein Photovoltaik-Batteriesystem am Heizwerk Hafencity mit zwei, auf Basis der Simulationsergebnisse entwickelter, Betriebsweisen aufgezeigt.

Die Unterscheidung der Betriebsweisen erfolgte dabei zwischen einem lokalen primärregelleistungsoptimierten Betrieb sowie einem systemintegrierten Fahrplanmanagement.

Ersteres versucht durch Batteriespeichermanagement die PRL-Zeitverfügbarkeit zu maximieren, letztere bindet ein Photovoltaik-Batteriesystem über ein Fahrplanmanagement in einen PRL-Anlagenpool ein.

Die Fahrplanerstellung kann dabei u. a. eigenverbrauchsoptimiert oder primärregelleistungsoptimiert erfolgen. Auch andere Konzepte sind denkbar.

In Bezug auf die konkrete Umsetzung der Steuerbox wurde die Portierung eines Matlab/Simulink-Beispielmodells auf einen Raspberry Pi mittels der dort integrierten Programmierumgebung Python gezeigt.

Abschließend zeigten Betriebserfahrungen des Photovoltaik-Batteriesystems am Heizwerk Hafencity, dass über die betrachteten Tage eine nicht steuerbare Netzeinspeisung von 5.400 ± 3.700 Wh bestand. Die Messdaten ergaben, dass der Batteriespeicher auf Leistungsschwankungen der Photovoltaik etwa 6 bis 7 Sekunden verspätet reagiert. Die Erbringung von PRL ist mit einer solchen Regelung nicht möglich.

7.2 Ausblick

Der in dieser Arbeit entwickelte Kennwert „Primärregelleistungspotenzial“ vereinfachte die Auswertung der Simulationsergebnisse. Als diskussionswürdig

stellte sich der Einfluss der Zeitverfügbarkeit heraus. In Rahmen dieser Arbeit kompensiert eine höhere Zeitverfügbarkeit einen höheren Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad, weshalb für PRL-Szenarien überwiegend kleinere Leistungen und damit höhere Zeitverfügbarkeiten empfohlen wurde.

Eine mögliche Anpassung des PRL-Potenzials kann dahingehend erfolgen, die Zeitverfügbarkeit bei überschrittener Mindestanforderung nicht für die Potenzialbeurteilung zu nutzen.

Weiterhin wurde in dieser Arbeit eine einfache PRL-Betriebsweise untersucht. Es ist denkbar, dass das komplexere Betriebsweisen z.B. mit einem intelligenten Batteriespeichermanagement in Kombination mit einer Poolintegration ein PRL-Potenzial eröffnen können. Derartige Konzepte sollten durch eine Anpassung des entwickelten Simulationsmodells untersucht werden. In diesem Zuge kann die teilweise PRL-Erbringung entfernt werden (vgl. Kapitel 4.3.1). Weiterhin kann die Übernahme des Batterieladezustandes in den Folgemonat implementiert werden (vgl. Kapitel 5.1, Ende).

Um Photovoltaik-Batteriesysteme als festes Standbein der Primärregelleistung zu etablieren, müssen die regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst werden was für 2017/2018 erwartet wird [Vaf14].

Dabei kann asymmetrische PRL Photovoltaik-Batteriesystemen den Markteintritt erleichtern. Denkbar ist, dass für jede Photovoltaik-Batteriespeicherkonfiguration ein spezifisches asymmetrisches PRL-Verhältnis besteht, bei der sich positive und negative PRL ausgleichen.

Weiterhin sollten PRL-Ausschreibungen täglich erfolgen. Durch zuverlässigere Strahlungsprognosen erleichtert das die Fahrplanerstellung photovoltaischer Batteriesysteme und dadurch die Integration von Flexibilität für PRL.

In Bezug auf die reale Umsetzung ergibt sich heute eine Vergütungsproblematik. Negative PRL erhöht, durch die Wirkungsgradverluste des Batteriespeichers, indirekt der Endkundenstrompreis. Weiterhin ist die Vergütung der Batterieentladung ins elektrische Netz bei positiver PRL nicht definiert. Hier gilt es zukünftig ein mögliches Konzept zu entwickeln, mit dem Haushaltskunden durch die PRL-Teilnahme Erlöse erwirtschaften, die die Kosten einer reduzierten Batterielebensdauer, oder zusätzlicher Hardware (z. B. eine Steuerbox) kompensieren.

Anhang

A Allgemeines

A.1 Beispiel: Lade- und Entladevorgänge durch Fahrplangeschäfte

Der obere Teil aus Abbildung A.1 zeigt die abgegebene bzw. aufgenommene Leistung des Energiespeichers zwischen 08:00 und 09:00 Uhr. Die Anforderung positiver PRL entlädt die Batterie ab 08:00 Uhr. Während dieser Zeit sind in der mittleren Grafik noch keine Fahrplangeschäfte aktiv. Die kontinuierliche Energiespeicherentladung ergibt den Ladezustandsverlauf der unteren Darstellung. Die rote Gerade ist dabei der minimal zugelassene Ladezustand. Durch die Energiespeicherentladung wird innerhalb der ersten Viertelstunde (08:00 bis 08:15 Uhr) eine definierte Ladezustandsgrenze unterschritten. Auf dieser Basis wird ein Kaufsignal für Energiemengen gesendet. Mit einem Vorlauf von 15 Minuten zu Beginn der Lieferviertelstunde um 08:30 Uhr wird diese Energiemenge physisch geliefert. Das Fahrplangeschäft der mittleren Darstellung sieht in der Zeit von 08:30 bis 08:45 Uhr einen Energiebezug, d. h. eine Batteriebeladung vor. Diese verschiebt die Leistungserbringung der Batterie entsprechend der oberen Darstellung. Statt über den Zeitraum wie vorgesehen entladen zu werden (gestrichelte Linie) wird der Energiespeicher zeitweise be- und entladen. Das führt zu einer Stabilisierung des Ladezustandes (untere Grafik).

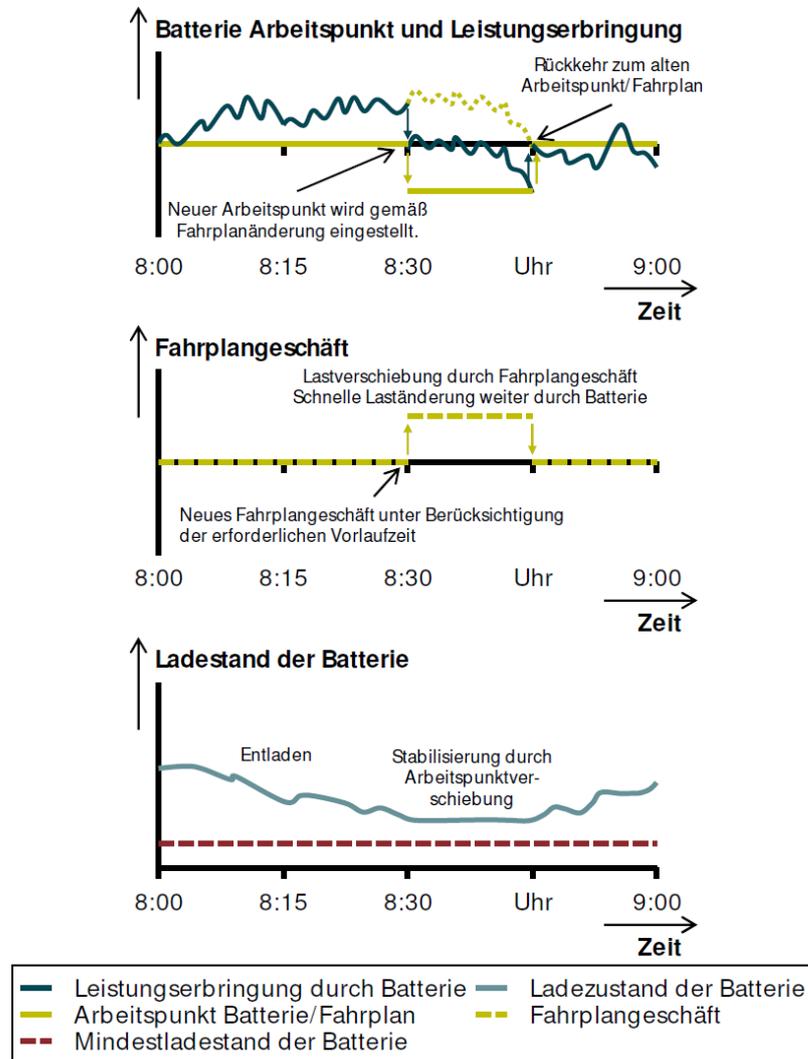


Abbildung A.1: Schematische Darstellung der Vorgehensweise zur Nutzung von Fahrplangeschäften für die Stabilisierung des Ladezustandes in der PRL [EFP14]

A.2 Grundsätzliches zu PV-Modulen und deren Wechselrichtern

PV-Module

Eine wesentliche Komponente in Photovoltaik-Batteriesystemen sind die eigentlichen Photovoltaikmodule. Diese wandeln die auftreffende Globalstrahlung unter Ausnutzung des Photoeffekts in elektrische Energie um. Dabei werden die aus je einem n- und p-dotierten Halbleiter bestehenden Solarzellen durch innerhalb der Raumladungszone auftreffende Photonen energetisch in der Art angeregt, dass freie Elektronen aus dem Valenzband in das so genannte Leitungsband angehoben werden.

Dadurch wird ein Ladungstransport innerhalb der Solarzellen möglich. Der An-

schluss eines elektrischen Verbrauchers an die Halbleiterschichten ermöglicht bei fortwährender solarer Bestrahlung einen Stromfluss. [Qua13]

Grundsätzlich ist die Nutzung vieler Halbleiter für die Herstellung von Solarzellen denkbar. Silizium ist nach Sauerstoff das zweithäufigste Element in der Erdkruste und ist heute das gängige Material für die Herstellung von Solarzellen [Qua13]. Siliziumsolarzellen werden in Dick- und Dünnschichtzellen unterschieden. Erstere umfassen mono- und multikristalline Solarzellen die sich in der Höhe ihres Wirkungsgrades von den amorphen und mikrokristallinen Siliziumzellen unterscheiden.

Tabelle A 1 zeigt exemplarisch ausgewählte Wirkungsgrade unterschiedlicher Zelltypen sowie deren weltweite Verbreitung. Deutlich wird, dass multikristalline Siliziumzellen mit 57% Marktanteil zusammen mit den monokristallinen Siliziumzellen, 30,9%, am weitesten verbreitet sind. Die amorphen Siliziumzellen haben einen vergleichsweise kleinen Anteil mit 3,4%. Solarzellen, die nicht auf Siliziumbasis hergestellt wurden, bilden den Restanteil von 8,7%. [Mer13]

Tabelle A 1: Wirkungsgrade ausgewählter Siliziumsolarzellen sowie deren prozentualer Anteil am Weltmarkt (eigene Darstellung nach [Mer13], Seite 146)

Zelltechnologie	Wirkungsgrad Laborzelle in %	Wirkungsgrad Modul in %	Anteil am Weltmarkt in %
mono-c-Si	25	20	30,9
multi-c-Si	20,4	17	57
a-Si (Single)	10,1	7	3,4
a-Si (Tandem)	-	8	
a-Si (Triple)	13	8,2	
a-Si / μ c-Si	11,7	10	

Die elektrische Beschreibung einer Solarzelle basiert auf dem physikalisch ähnlichen Modell einer Fotodiode in Abbildung A.2 (links) welche entsprechend Abbildung A.2 (rechts) um einen zusätzlichen Serienwiderstand R_S sowie einen Parallelwiderstand R_P erweitert wird.

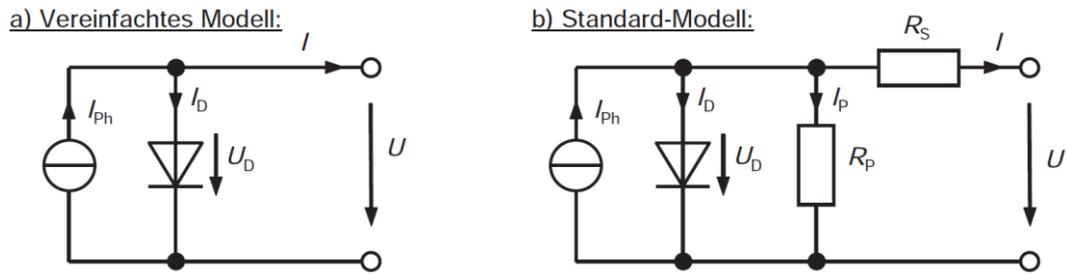


Abbildung A.2: Vereinfachtes Modell einer Solarzelle durch eine Diode (links) sowie deren Erweiterung, das Standardmodell, mit je einem Serien- und Parallelwiderstand (rechts) [Mer13]

I	Solarzellenstrom in A
I_{Ph}	Photostrom in A
I_{D}	Diodenstrom in A
I_{P}	Strom durch Parallelwiderstand R_{P} in Ω
U	Solarzellenspannung in V
U_{D}	Diodenspannung in V
R_{S}	Serienwiderstand in Ω
R_{P}	Parallelwiderstand in Ω

Mit dem Serienwiderstand R_{S} werden die ohmschen Verluste in den Frontkontakten sowie am Metall-Halbleiterübergang der Module beschrieben. Leckströme an den Kanten sowie punktuelle Kurzschlüsse im pn-Übergang werden durch den Parallelwiderstand R_{P} erfasst.

Zur Beschreibung der Kennlinie wird der Solarzellenstrom I nach der Kirchhoff'schen Knotenregel betrachtet.

$$I = I_{\text{Ph}} - I_{\text{D}} - I_{\text{P}} \quad (\text{A.1})$$

Dieser setzt sich zusammen aus dem Photostrom I_{Ph} , dem Diodenstrom I_{D} sowie dem Strom durch den Parallelwiderstand I_{P} .

Dabei erzeugt die Zelle den Photostrom I_{Ph} welcher mittels eines Koeffizienten c_0 von der globalen Bestrahlung E abhängig ist.

$$I_{\text{Ph}} = c_0 \cdot E \quad (\text{A.2})$$

Der Diodenstrom I_{D} für das Standardmodell ergibt sich aus dem Sättigungsstrom in Diodensperrrichtung I_{S} , dem Diodenfaktor m sowie der Zell- und Temperaturspannung U bzw. U_{T} und der Spannung über den Serienwiderstand R_{S} : $I \cdot R_{\text{S}}$.

$$I_D = I_S \cdot \left(e^{\frac{U+I \cdot R_S}{m \cdot U_T}} - 1 \right) \quad (\text{A.3})$$

In realen Zellen beträgt der Serienwiderstand wenige Milliohm wohingegen der Parallelwiderstand R_P i. d. R. 10Ω übersteigt. Die Temperaturspannung U_T beträgt bei einer Temperatur von 25°C $25,7\text{mV}$. Der Sättigungsstrom I_S entspricht in etwa 10^{-10} A. Für eine ideale Diode gilt ein Diodenfaktor m von eins. Die Variation zwischen eins bis fünf liefert eine bessere mathematische Beschreibung einer realen Solarzelle. [Qua13]

Der Strom über den Parallelwiderstand I_P ergibt sich zu:

$$I_P = \frac{U_D}{R_P} = \frac{U + I \cdot R_S}{R_P} \quad (\text{A.4})$$

Zusammengesetzt ergibt sich aus (A.1), (A.3) und (A.4) folgende, nur numerisch lösbare, Kennliniengleichung²⁷ die es ermöglicht eine reale Solarzelle anzunähern. [Qua13]

$$I = I_{\text{ph}} - I_S \cdot \left(e^{\frac{U+I \cdot R_S}{m \cdot U_T}} - 1 \right) - \frac{U + I \cdot R_S}{R_P} \quad (\text{A.5})$$

Die nähere Betrachtung der Kennlinie zeigt eine Temperaturabhängigkeit der Solarzelle durch die Temperaturspannung U_T . Bei steigender Zelltemperatur erhöht sich das energetische Niveau aller sich im Valenzband befindenden Elektronen. Das führt zu einer Reduktion des energetischen Abstandes zwischen Valenz- und Leitungsband wodurch mehr Elektronen in das Leitungsband angehoben werden. Hieraus resultiert eine Erhöhung des Sättigungsstrom I_S und damit eine Verringerung der Leerlaufspannung U_L . ([Mer13], Seite 94ff.)

Die Kennlinie nach dem Standardmodell bildet die Grundlage des innerhalb dieser Arbeit genutzten Photovoltaikmodells, da sie auch dem in [Ber14] entwickelten Simulationsmodell zugrunde liegt. Das weiterführende Zwei-Dioden-Modell wird an dieser Stelle nicht weiter thematisiert obgleich es eine sehr gute Beschreibung kristalliner Solarzellen ermöglicht und mittels eines Erweiterungsterms auch für Dünnschichtzellen genutzt werden kann. [Qua13]

²⁷ Das gebräuchlichste Verfahren für die numerische Lösung ist das Newton-Verfahren zur Bestimmung einer Nullstelle. [Qua13]

Eine charakteristische Größe heutiger Solarmodule die den Wirkungsgrad beeinflussen sind Verluste während des Energieumwandlungsprozesses. Diese haben optische Gründe wie Reflexionen an der Frontabdeckung die durch Antireflexbeschichtungen oder Texturierung der Zelloberfläche reduziert werden können. Weiterhin ergeben sich durch die Frontkontakte auf den Zellen Abschattungsverluste von etwa 6 bis 10%. Ein weiteres optisches Phänomen das z. B. in der Solarthermie nicht auftritt ist eine Durchstrahlung aufgrund der geringen Siliziumschichtdicke, die so genannte Transmission der Zelle. Diese reduziert die Absorption vor allem im langwelligen Strahlungsbereich um 1000nm und kann ebenfalls durch eine Texturierung oder aber eine Reflexionsschicht am Modulboden reduziert werden. [Mer13]

Neben den optischen Verlusten sind noch elektrische Verluste vorhanden. Diese sind zum einen durch ohmsche Widerstände in den Halbleitermaterialien und Kontakten begründet. Zum anderen treten Verluste aufgrund der Rekombination auf. Das bedeutet den Rückfall der Elektronen vom Leitungsband in das Valenzband unter Abgabe von Energie. Mit einem so genannten Front- oder Back-Surface-Field werden oberflächennahe Rekombinationen reduziert. Erstere durch eine Passivierung mit einer Oxidschicht und letztere mit einer stark p-dotierten Halbleiterschicht am Halbleiter-Metall-Übergang auf der Rückseite der Zelle. [Mer13]

Der Wirkungsgrad einer Zelle ist ein modulspezifischer Parameter und im Wesentlichen von der Dicke der n-dotierten Halbleiterschicht, von dem verwendeten Halbleitermaterial sowie von den Verlusten abhängig. Er gibt entsprechend (A.6) an wie groß der elektrische Leistungsanteil in Bezug auf die gesamte Einstrahlung auf die Modulfläche ist. [Mer13], [Qua13]

$$\eta_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{MPP}}}{E \cdot A} = \frac{FF \cdot U_{\text{L}} \cdot I_{\text{K}}}{E \cdot A} \quad (\text{A.6})$$

Dabei wird neben der Leerlaufspannung U_{L} , dem Kurzschlussstrom I_{K} , der Globalstrahlung E sowie der Modulfläche A , der Füllfaktor FF in die Berechnung einbezogen. Dieser ist ein Maß für die Qualität der Zelle und beschreibt das Verhältnis aus tatsächlich erreichbarer MPP-Leistung zur theoretisch maximalen Kurzschlussleistung nach (A.7). [Mer13]

$$FF = \frac{U_{MPP} \cdot I_{MPP}}{U_L \cdot I_K} \quad (\text{A.7})$$

Als Näherungsformel kann in Abhängigkeit der Leerlaufspannung U_L folgender Füllfaktor definiert werden:

$$FF \approx 1 - \frac{1 + \ln\left(\frac{U_L}{U_T} + 0,72\right)}{\frac{U_L}{U_T} + 1} \quad (\text{A.8})$$

Typische Werte liegen bei mono- und multikristallinen Siliziumzellen zwischen 0,75 und 0,85 und für Dünnschichtzellen bei 0,60 bis 0,75. [Mer13]

Wechselrichter

Um das 50,2Hz Problem zu umgehen müssen Photovoltaikwechselrichter die eingespeiste Leistung von 100% ab einer Frequenz von 50,2Hz stufenlos linear auf 48% bei einer Netzfrequenz von 51,5Hz reduzieren.

Eine Trennung vom elektrischen Netz erfolgt bei einer Überschreitung von 51,5Hz [Qua13]. Sinkt die Netzfrequenz wieder ab, schalten sich die Wechselrichter entsprechend der Kennlinie wieder auf das elektrische Netz auf und stellen ab 50,2Hz die maximal mögliche Leistung bereit. Maßgeblich für die Kennlinienbildung ist die Leistung zum Zeitpunkt der Überschreitung von 50,2Hz. Verbessert sich die Globalstrahlungssituation zwischenzeitlich, darf die Anlage nicht ohne weiteres von ihrer definierten Kennlinie abweichen. [VDE12]

Weiterhin ist in neueren Wechselrichtern mit einer Scheinleistung von mehr als 100kVA eine vom Netzbetreiber fernsteuerbare Leistungsbegrenzung zu ermöglichen. Für kleinere Anlagen besteht die Pflicht einer Beteiligung am Einspeisemanagement²⁸ bzw. alternativ besteht für Photovoltaikanlagen kleiner 30kWp die Möglichkeit einer pauschalen Einspeiseleistungsbegrenzung auf 70% der installierten Spitzenleistung. [VDE12], [PVG15]

Um Schäden an herkömmlichen Kraftwerksgeneratoren und Transformatoren zu

²⁸ Das Einspeisemanagement bezeichnet eine Wirkleistungssteuerung erneuerbare Energieerzeuger zugunsten der Netzstabilität. Etwaige Ertragsausfälle können bei berechtigten Anlagen entsprechend EEG zu 95% erstattet werden. [SMA14a]

vermeiden müssen alle drei Leiterphasen im Stromnetz gleichmäßig belastet werden. Für Photovoltaikwechselrichter bedeutet das eine maximal zulässige Scheinleistungsabweichung zwischen zwei Phasen von 4,6 kVA. Daraus ergibt sich eine maximale Anlagenscheinleistung für einphasige ungekoppelte Wechselrichter von 13,8 kVA ($3 \cdot 4,6 \text{ kVA}$). Bei höheren Anlagenscheinleistungen müssen entsprechend gekoppelte Wechselrichter oder dreiphasige Wechselrichter eingesetzt werden. Solange die potenzielle Schiefast 4,6 kVA nicht überschreitet sind alle Wechselrichterkombinationen denkbar. [VDE12]

In Zusammenhang zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz sind für Solarwechselrichter mit einer Scheinleistung unter 30 kVA Abschaltgrenzen bzgl. der Netzspannung und der Netzfrequenz definiert. Die Anlage muss für Spannungsgrenzwerte von 184 bis 253 V und Netzfrequenzen von 47,5 bis 51,5 Hz ausgelegt sein. Bei Unter- oder Überschreitung dieser Grenzen muss die Anlage abschalten. Bei vorhandenen Parametern im erlaubten Bereich kann die Anlage automatisch wieder zuschalten. Einzig im Bereich der Spannung ist ein Zuschalten erst bei Überschreitung von 195,5 V (Abschaltung bei 184 V) erlaubt. [VDE12]

A.3 Lastprofilbestimmung mittels Standardlastprofil und LoadProfileGenerator

Lastprofilbestimmung mit dem Standardlastprofil

Die Standardlastprofile entstanden Ende der 1990er Jahre und werden heute noch vielfach durch Verteilnetzbetreiber genutzt. Die damaligen wie heutigen Gegebenheiten auf dem Strommarkt erfordern weniger die Fokussierung auf einen jährlichen Gesamtenergiebedarf kleinerer Energiekunden. Vielmehr ist es erforderlich, Lastprognosen in kurzen Zeitabschnitten, z. B. tageweise in Viertelstundenmittelwerten (auch: 15-Minuten Mittelwerte) zu bestimmen.

Der *Verband der Elektrizitätswirtschaft* (VDEW), heute *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW), hat deshalb durch die *Brandenburgische Technische Universität Cottbus* Lastprofile von 1.500 Energiekunden im Haushalt (332), in der Landwirtschaft (260) und im Gewerbe (617) messen und hinsichtlich

dessen Standardisierungspotenzial untersuchen lassen²⁹. [Ric14]

Die Ergebnisse werden in [VDE99] aufgezeigt. Da die Originalquelle weder im Internet noch in der Bibliothek der *HAW-Hamburg* gelistet ist, wird der folgende Teil anhand zweier Sekundärquellen erläutert. [Lue07] und [Ric14] zeigen, dass eine tageweise Unterscheidung der gesamten Woche nicht zweckmäßig ist. Vielmehr ist es ausreichend zwischen der üblichen Arbeitswoche von Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag zu unterscheiden. An gesetzlichen Feiertagen gilt das Sonntagsprofil. Am 24.12. sowie dem 31.12. werden Samstagsprofile verwendet wenn diese Tage nicht auf einen Sonntag fallen [Lue07]. Weiterhin findet eine saisonale Unterscheidung in Sommer (15.05. bis 14.09.), Winter (01.11. bis 20.03.) sowie Übergangszeit (21.03. bis 14.05. und 15.09. bis 31.10.) statt. Im Rahmen der Untersuchung definiert der *VDEW* folgende Standardlastprofile: [Lue07], [Ric14]

- H0: Haushalt allgemein
- G0 bis G6: verschiedene Gewerbe
- L0 bis L2: verschiedene Landwirtschaftsbetriebe

Die Profile werden jeweils auf einen elektrischen Jahresenergiebedarf von 1000kWh normiert und können für den realen elektrischen Energiebedarf umgerechnet werden. Sie stehen als Viertelstundenmittelwerte zur Verfügung. [Lue07]

Um der Verlauf eines Standardlastprofils für Haushalte zu verdeutlichen ist dieser in Abbildung A.3 dargestellt.

Grundsätzlich gilt im häuslichen Bereich, das abrupte Lastsprünge an den Übergängen von einer Saison in die nächste nicht der Realität entsprechen. Vielmehr sind Schwankungen durch die kontinuierliche Verschiebung des Sonnenauf- und Sonnenuntergangs begründet. Deshalb wird das Haushaltslastprofil i. d. R. entsprechend Abbildung A.4 dynamisch an den jeweiligen Tag in seiner Höhe angepasst. [Lue07], [Ric14]

²⁹ Aufgrund von Ausreißern und Messfehlern konnten nur 1.209 der 1.500 gemessenen Lastkurven verwendet werden. [Ric14]

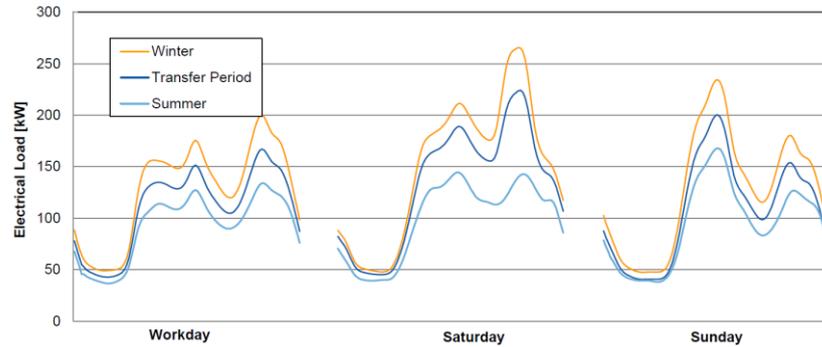


Abbildung A.3: Exemplarische Darstellung des Standardlastprofils für Haushalte an unterschiedlichen Tagen mit saisonalen Einflüssen [Ric14]

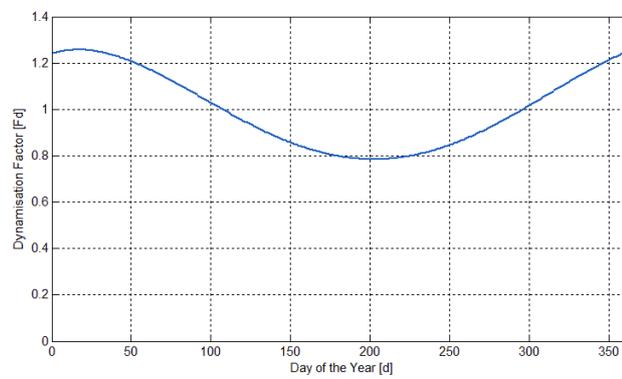


Abbildung A.4: Darstellung des dynamischen Faktors zur Berücksichtigung saisonaler Einflüsse auf das Standardlastprofil eines Haushaltes [Ric14]

Die Höhe des tatsächlichen elektrischen Energiebedarfs ergibt sich aus:

$$x = x_0 \cdot F_d \quad (\text{A.9})$$

mit

$$F_d = -3,92 \cdot 10^{-10} \cdot d^4 + 3,20 \cdot 10^{-7} \cdot d^3 - 7,02 \cdot 10^{-5} \cdot d^2 + 2,10 \cdot 10^{-3} \cdot d + 1,24 \quad (\text{A.10})$$

x	dynamisch angepasster elektrischer Energiebedarf
x_0	elektrischer Energiebedarf nach Standardlastprofil
F_d	dynamischer Faktor
d	Tag des Jahres

Weiterhin spezifizieren [Ric14] und [Lue07] eine vertikale und horizontale Verschiebung des Standardlastprofils aus Gründen geographischer (z. B. Temperaturunterschiede verschiedener Regionen) und demografischer Strukturen (z. B. Zusammensetzung der Bevölkerung). Weitere Details in [Ric14] und [Lue07].

Lastprofilbestimmung mit dem LoadProfileGenerator

Die Berechnungen innerhalb des LPG basieren auf einem vereinfachten Modell des homo oeconomicus nach Dietrich Dörner welches das Verhalten der Hausbewohner simuliert. In der Theorie hat jeder Bewohner zu jeder Zeit spezifische Bedürfnisse wie z.B. „Hunger stillen“ oder „Sport treiben“. Gleichzeitig steht jedem Bewohner in Abhängigkeit dieser Bedürfnisse eine Auswahl an Aktionen zu dessen Befriedigung zur Verfügung. Dabei bildet das Modell mit Hilfe logarithmischer mathematischer Beziehungen eine Art Drang für die Durchführung einer bestimmten Aktion ab. Beispielsweise wiederholt sich das Bedürfnis „Hunger stillen“ etwa alle 6 Stunden. Unmittelbar nach dem Essen ist der Magen gefüllt, das Bedürfnis erneut zu essen ist niedrig. Mit fortschreitendem Abstand von der Mahlzeit steigt das Hungergefühl wieder an, sodass das Bedürfnis „Hunger stillen“ erneut in den Vordergrund rückt. [LPG15]

Für die Berechnung eines Haushaltslastprofils ist es erforderlich sowohl die Bedürfnisse der Bewohner als auch die vorhandenen elektrischen Geräte zu spezifizieren. Die Bewohner werden dabei sowohl bzgl. ihrer Arbeitszeiten, ihres Geschlechts und Alters sowie ihres Bedarfs nach Hygiene, Ernährung, Schlaf u. a. spezifiziert. Zusätzlich spielen individuelle Eigenschaften wie die Sportlichkeit oder ähnliches eine entscheidende Rolle. Ebenfalls integriert das Modell Krankheitstage sowie Urlaubsreisen.

Im LPG sind mehr als 100 verschiedene elektrische Geräte implementiert welche Pflugradt entsprechend statistischer Auswertungen und Befragungen zusammengestellt hat. Dabei stehen diese den Bewohnern raumabhängig zur Verfügung und sind zahlenmäßig begrenzt. [Pfl13], [Ric14]

Die Nutzung der elektrischen Geräte ist in Aktionen aufgeteilt. Beispielsweise ermöglicht ein Herd mit Backofen den Hunger mittels eines Kuchens, einer Pizza oder Pasta zu stillen. Weitergehend ist für die Zubereitung eines Pastagerichtes definiert, dass zwei Herdplatten sowie zehn Liter Wasser genutzt werden.

Der LPG berücksichtigt ebenfalls die zwangsweise Kombination mehrerer Geräte. So erfordert der DVD-Abend die gleichzeitige Nutzung des DVD-Players sowie des Fernsehers. [Pfl13], [Ric14]

Das elektrische Gesamtlastprofil ergibt sich aus der Addition aller Personenlastprofile eines Haushalts.

Nach [Pfl13] ist der Vorteil des LPG gegenüber den Standardlastprofilen oder anderen Berechnungstools die häufig auf Wahrscheinlichkeiten beruhen, das hohe Maß an Individualisierungsmöglichkeiten³⁰. So lassen sich insbesondere die im Haushalt lebenden Personen leicht austauschen und „parametrieren“. Beispielsweise lässt sich der Sprung einer 20-stündigen Teilzeitarbeit in eine Vollzeitstelle einfach bewerkstelligen. Gleichzeitig bietet sich die Möglichkeit neben einem Studentenhaushalt, eine Großfamilie, ein älteres Ehepaar und viele weitere Bewohnerkombinationen und Haushaltsgerätezusammenstellungen zu untersuchen.

Die hohen Individualisierungsmöglichkeiten sind jedoch auch ein Nachteil des LPG. So wurden dessen synthetische Lastprofile bislang kaum mit realen Messdaten validiert. Ein Ansatz dazu ist in [Pfl13] bzgl. der Untersuchung eines Niederspannungsnetzes mit ca. 800 Haushalten zu finden. Nach [Pfl13] wäre diese Untersuchung ohne den LPG nicht möglich da derart umfangreiche reale Haushaltslastprofile nicht zur Verfügung stehen. Gleichzeitig kann gezeigt werden, dass die mit dem LPG erzeugten Lastprofile in Summe das reale Lastverhalten des Niederspannungsnetzes an dessen Knotenpunkten abbilden können. [Pfl13]

Der LPG stellt keine validierten Lastprofile zur Verfügung weshalb diese insbesondere bzgl. Lastspitzen und anderer Effekte mit Vorsicht betrachtet werden müssen. [Ric14] gibt an, dass die fest mit Aktionen verknüpften Zeitfenster gerade bei mehreren Personen Lastspitzen hervorrufen können.

Zur Verdeutlichung: im LPG ist hinterlegt, dass z. B. die Aktion „Kuchen backen“ täglich zwischen 08:00 und 20:00 Uhr durchgeführt wird. Im selben Zeitfenster besteht auch die Möglichkeit „Wäsche waschen“ oder „Bad reinigen“.

Damit besteht die Möglichkeit das derartige Aktionen zeitgleich durch mehrere Personen um 08:00 Uhr gestartet werden. Übertragen auf andere Aktionen kann dieser Effekt über den ganzen Tag auftreten.

Weiterhin führt [Ric14] an, dass der LPG keine Beziehung zwischen künstlichem Lichtbedarf und saisonal variierendem natürlichem Lichtangebot herstellt. Künstliches Licht ist im LPG immer an spezifische Aktionen gebunden.

³⁰ Wahrscheinlichkeitsbasierte Berechnungsmodelle bilden die Realität umso besser ab, je mehr Haushalte simuliert werden. Für den einzelnen spezifischen Haushalt können die Abweichungen groß sein.

A.4 Grafische Darstellungen

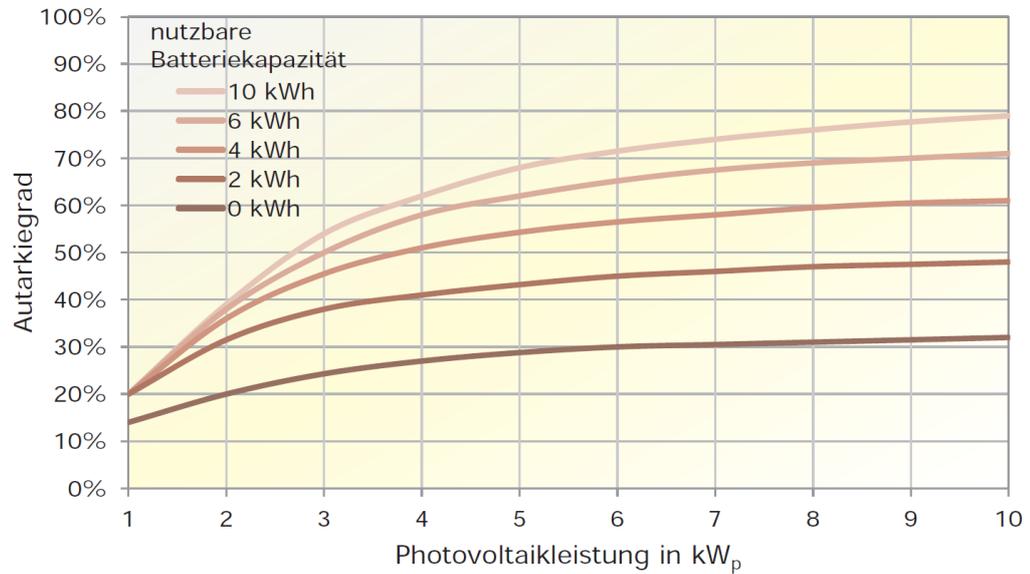


Abbildung A.5: Autarkiegrad über ein Jahr in Abhängigkeit der installierten Photovoltaikspitzenleistung und der Batteriespeicherkapazität eines typischen Einfamilienhauses in Deutschland mit einem elektrischen Energieverbrauch von 4700 kWh im Jahr. [Qua13]

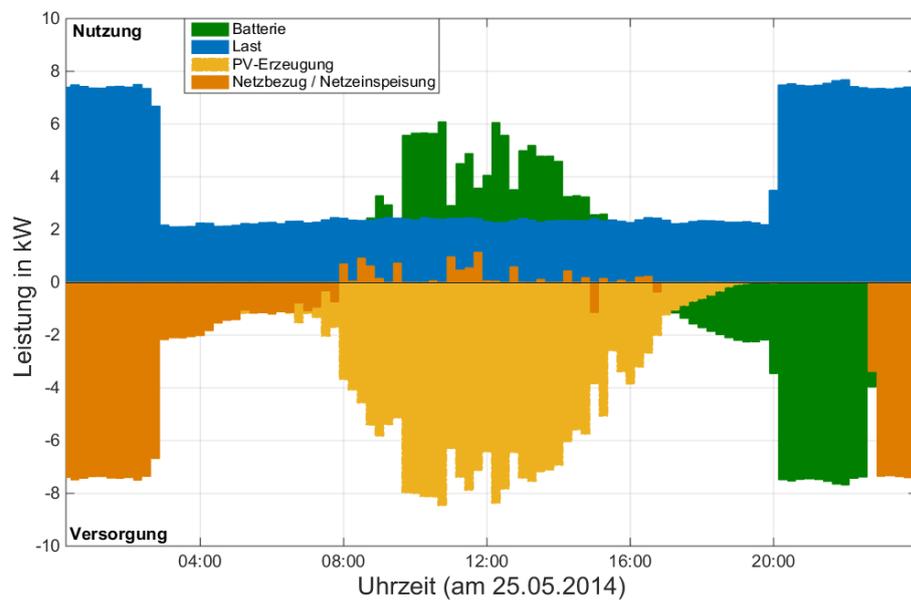


Abbildung A.6: Undefinierte Netzeinspeisung durch die Verzögerte Batteriereaktion in Viertelstunden-Mittelwerten. Es zeigt sich, dass eine energiewirtschaftliche Relevanz besteht.

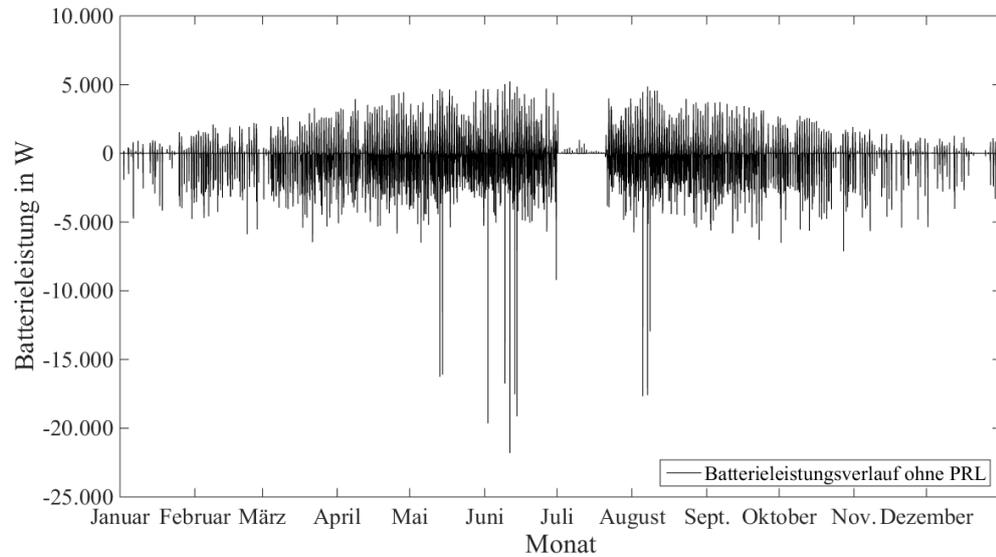


Abbildung A.7: Aufgrund von Leistungsgrenzen im Batteriespeichermodell entstehen Leistungsspitzen bei der Anfrage hoher Batterieentladeleistungen. Die Darstellung zeigt das Ergebnis einer Jahressimulation ohne Primärregelleistung.

Zum Vergleich zeigt Abbildung A.8 den Verlauf mit einer symmetrischen PRL von 15.000 W. Dort häufen sich die negativen Lastspitzen und nehmen gleichzeitig in ihrer absoluten Höhe zu. Positive Lastspitzen bestehen auch, sind jedoch nicht eindeutig zu erkennen.

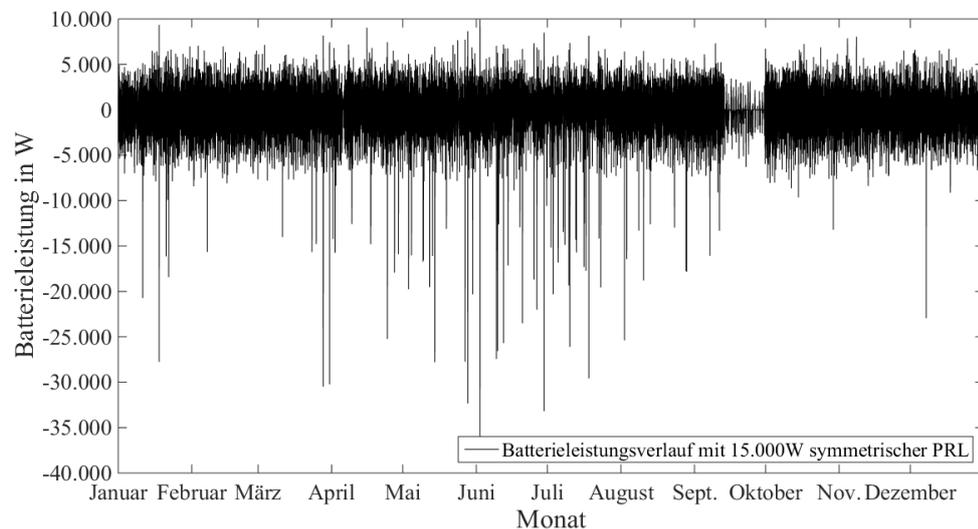


Abbildung A.8: Die Leistungsspitzen nehmen mit steigender Leistungsanforderung zu und sind vor allem in der Batterieentladung zu erkennen. Die Darstellung zeigt das Ergebnis einer Jahressimulation mit einer symmetrischen PRL von 15.000 W

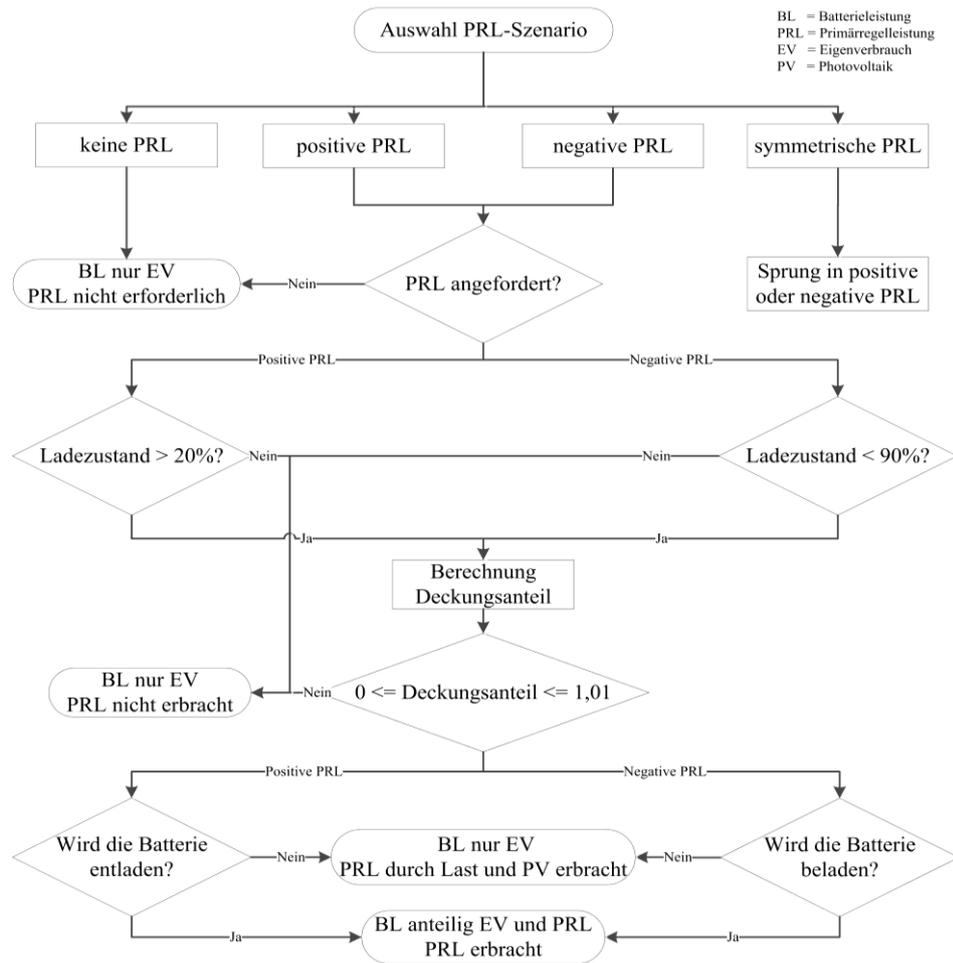


Abbildung A.9: Schema der Trennung von Batterieleistung für Eigenverbrauch bzw. Eigenverbrauchsanteil und Primärregelleistung

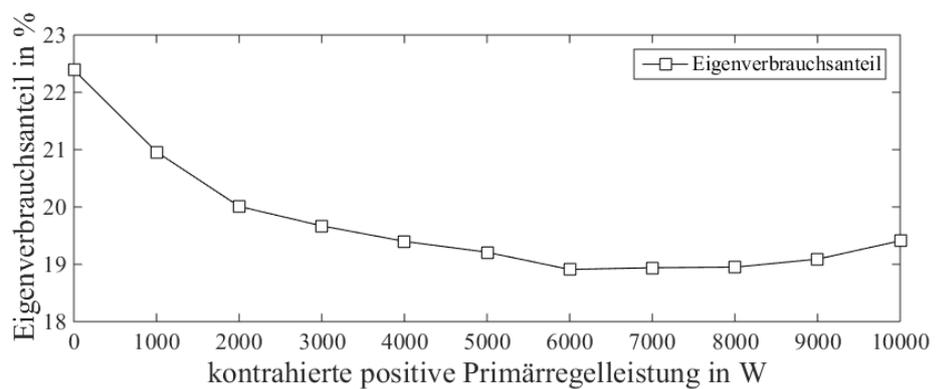


Abbildung A.10: Anstieg des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit positiver PRL auf Grund der Zunahme undefinierter Leistungsspitzen des Batteriespeichers.

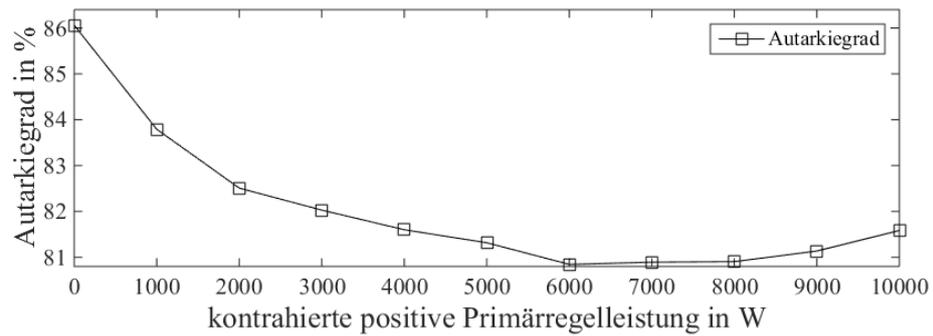


Abbildung A.11: Anstieg des Autarkiegrads in Abhängigkeit positiver PRL auf Grund der Zunahme undefinierter Leistungsspitzen des Batteriespeichers.

A.5 Datenblattauszüge der Solarmodule: HAW-Hamburg und Heizwerk Hafencity

Tabelle A 2: Vergleich der Solarmodule der HAW-Hamburg und des Heizwerk Hafencity anhand deren Datenblätter. Die Werte ohne Klammern sind aus [Con11] und [Sol12]. Die Werte in Klammern sind aus [Ber14]. Der Wert in Hochkommata ist berechnet.

Modultyp	Conergy Powerplus 220P	SolarWorld Sunmodule 250 poly	Einheit
maximale Leistung (STC)	220	250	W _P
MPP-Spannung	28,82 (29,50)	30,8	V
MPP-Strom	7,74 (7,47)	8,12	A
Leerlaufspannung	36,60 (36,60)	37,6	V
Kurzschlussstrom	8,20 (8,00)	8,64	A
Temperaturkoeffizient (P _{MPP})	-0,44 (-0,45)	-0,45 (-0,48)	%/°C
Temperaturkoeffizient (U _{OC})	-0,118 (-0,13)	‘-0,139‘	V/°C
Temperaturkoeffizient (U _{OC})	-0,33 (-0,35)	-0,37 (-0,34)	%/°C
Temperaturkoeffizient (I _{SC})	4,78 (2,10)	-	mA/°C
Temperaturkoeffizient (I _{SC})	0,059 (0,027)	0,081 (0,034)	%/°C
Zellentyp	polykristallin	polykristallin	-
Modulwirkungsgrad	13,51 (13,51)	-	%

B Ergebnisse

B.1 Grafische Darstellung – Einfluss verschiedener PRL-Szenarien auf den Autarkiegrad

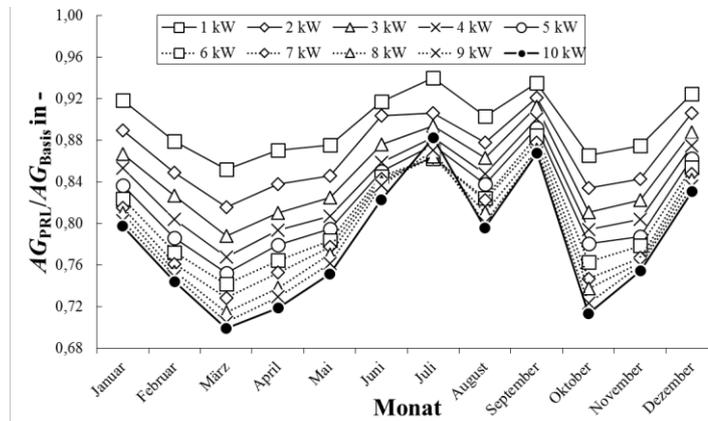


Abbildung A.12: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit positiver PRL.

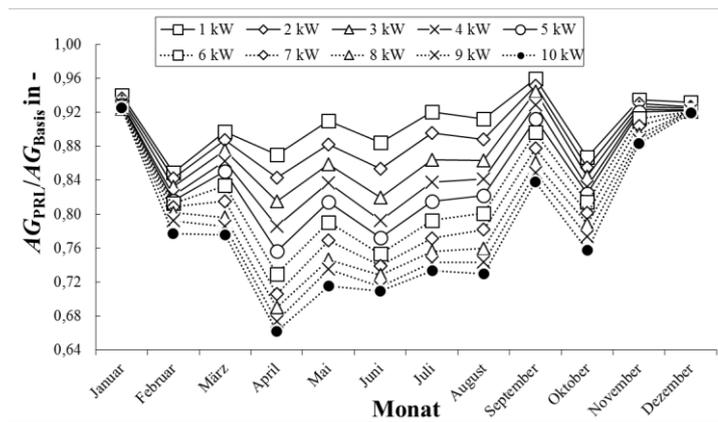


Abbildung A.13: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit negativer PRL.

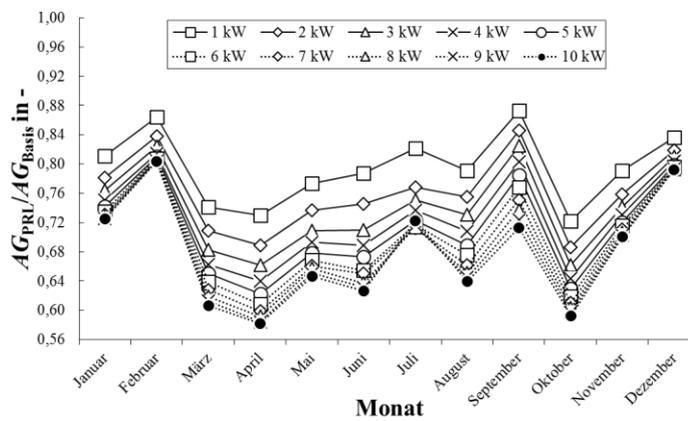


Abbildung A.14: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit symmetrischer PRL.

B.2 Grafische und tabellarische Darstellung – Haushaltskonfiguration mit Freiheitsgraden

Positive Primärregelleistung

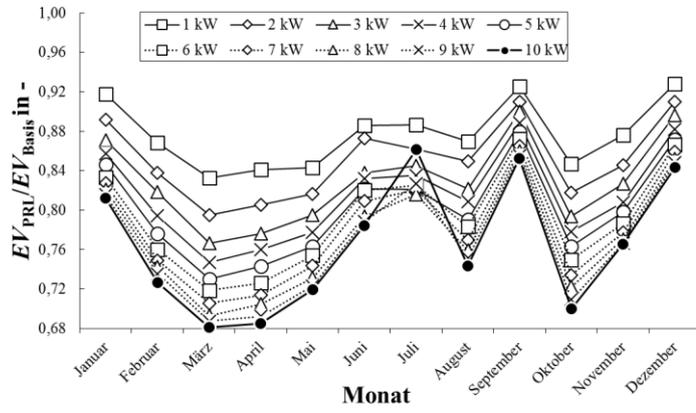


Abbildung A.15: Monatsweiser Verlauf des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit positiver PRL mit Freiheitsgraden.

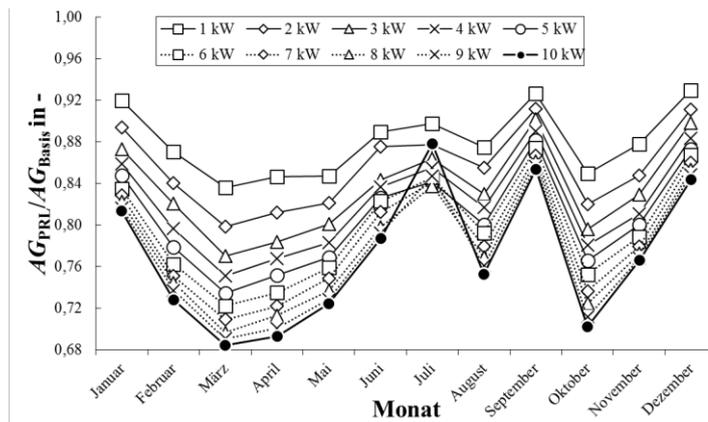


Abbildung A.16: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrades in Abhängigkeit positiver PRL mit Freiheitsgraden.

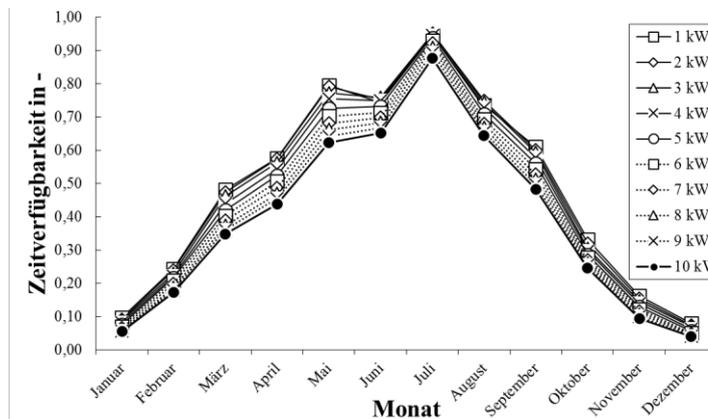


Abbildung A.17: Monatsweiser Verlauf der Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit positiver PRL mit Freiheitsgraden.

Negative Primärregelleistung

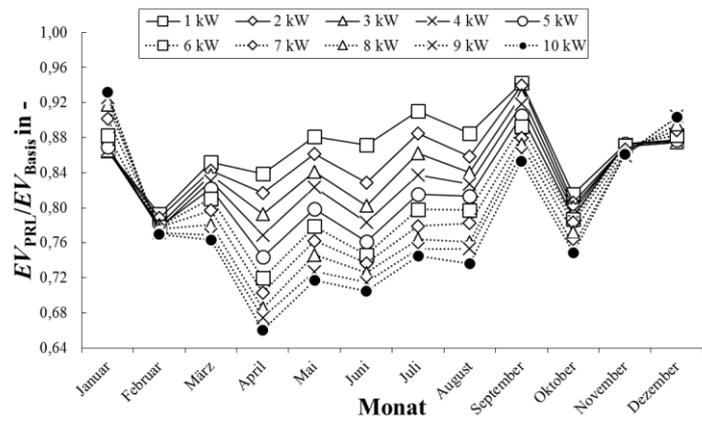


Abbildung A.18: Monatsweiser Verlauf des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit negativer PRL mit Freiheitsgraden.

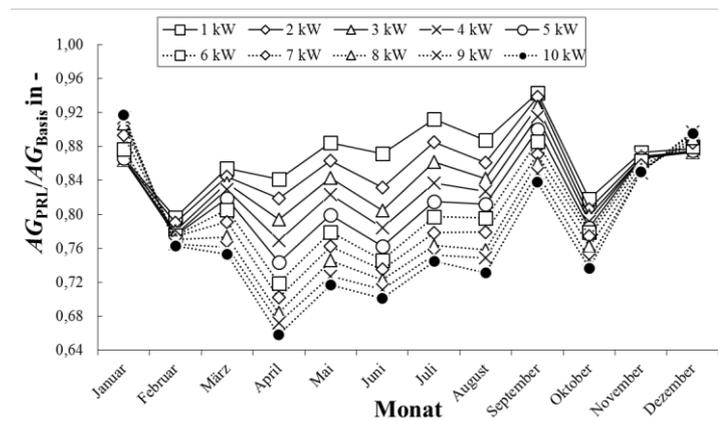


Abbildung A.19: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrads in Abhängigkeit negativer PRL mit Freiheitsgraden.

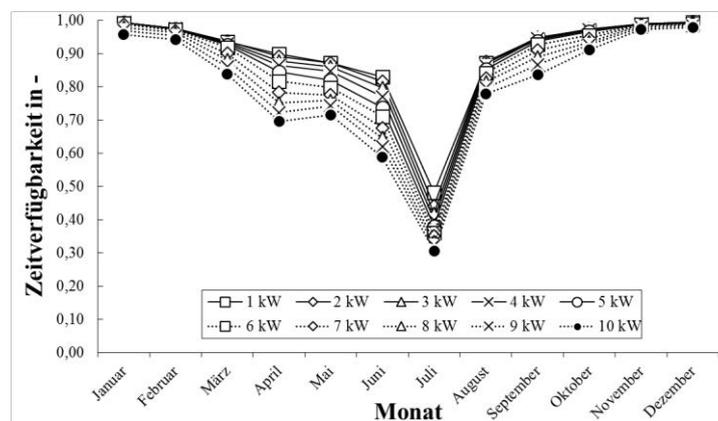


Abbildung A.20: Monatsweiser Verlauf der Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit negativer PRL mit Freiheitsgraden.

Symmetrische Primärregelung

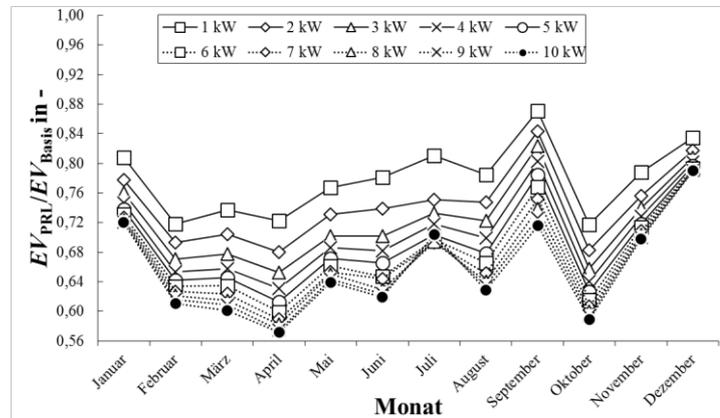


Abbildung A.21: Monatsweiser Verlauf des Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit symmetrischer PRL mit Freiheitsgraden.

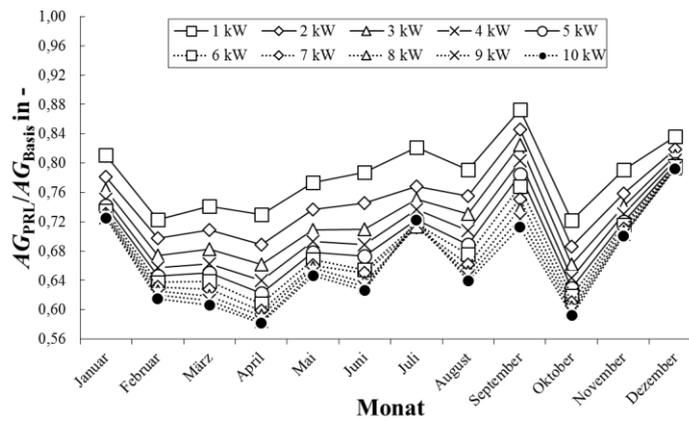


Abbildung A.22: Monatsweiser Verlauf des Autarkiegrads in Abhängigkeit symmetrischer PRL mit Freiheitsgraden.

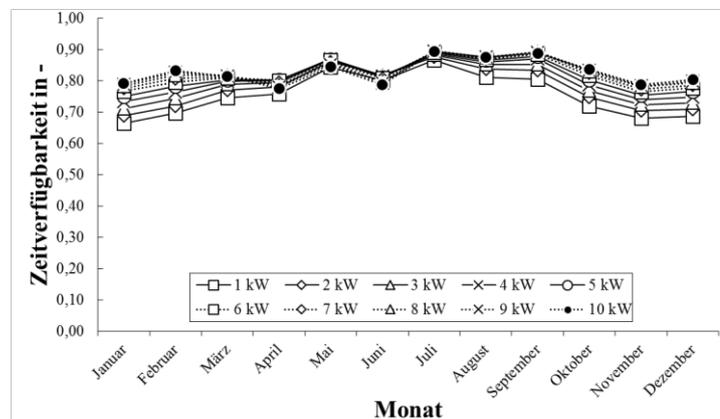


Abbildung A.23: Monatsweiser Verlauf der Zeitverfügbarkeit in Abhängigkeit symmetrischer PRL mit Freiheitsgraden.

Tabelle A 3: Einfluss positiver PRL mit Freiheitsgraden auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Januar	81,2 (10)	91,8 (1)	81,4 (10)	92,0 (1)	5,5 (10)	9,7 (1)
Februar	72,7 (10)	86,9 (1)	72,8 (10)	87,1 (1)	17,2 (10)	24,3 (1)
März	68,1 (10)	83,3 (1)	68,5 (10)	83,6 (1)	34,8 (10)	48,1 (1)
April	68,5 (10)	84,1 (1)	69,3 (10)	84,7 (1)	43,8 (10)	57,6 (1)
Mai	71,9 (10)	84,3 (1)	72,5 (10)	84,8 (1)	62,3 (10)	79,4 (1)
Juni	78,4 (10)	88,6 (1)	78,8 (10)	89,0 (1)	65,1 (10)	75,8 (3)
Juli	81,6 (8)	88,7 (1)	83,8 (8)	89,8 (1)	87,7 (10)	95,06 (3)
August	74,4 (10)	87,0 (1)	75,3 (10)	87,5 (1)	64,3 (10)	74,8 (2)
September	85,3 (10)	92,5 (1)	85,4 (10)	92,8 (1)	48,3 (10)	60,9 (1)
Oktober	70,0 (10)	84,7 (1)	70,3 (10)	85,0 (1)	24,6 (10)	33,1 (1)
November	76,5 (10)	87,6 (1)	76,7 (10)	87,8 (1)	9,3 (10)	16,2 (1)
Dezember	84,3 (10)	92,8 (1)	84,4 (10)	93,0 (1)	3,9 (10)	8,0 (1)

Tabelle A 4: Einfluss negativer PRL mit Freiheitsgraden auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Januar	86,5 (1)	93,2 (10)	86,4 (3)	91,7 (10)	95,8 (10)	99,3 (2)
Februar	77,0 (10)	79,3 (1)	76,28 (10)	79,6 (1)	94,2 (10)	97,7 (2)
März	76,3 (10)	85,2 (1)	75,3 (10)	85,5 (1)	83,8 (10)	93,7 (2)
April	66,0 (10)	83,9 (1)	65,8 (10)	84,1 (1)	69,9 (10)	90,0 (1)
Mai	71,7 (10)	88,1 (1)	71,7 (10)	88,4 (1)	71,6 (10)	87,2 (1)
Juni	70,5 (10)	87,1 (1)	70,1 (10)	87,2 (1)	58,8 (10)	83,0 (1)
Juli	74,5 (10)	91,0 (1)	74,4 (10)	91,3 (1)	30,6 (10)	49,2 (1)
August	73,6 (10)	88,5 (1)	73,2 (10)	88,8 (1)	77,9 (10)	87,5 (2)
September	85,3 (10)	94,2 (1)	83,8 (10)	94,3 (1)	83,7 (10)	94,8 (3)
Oktober	74,9 (10)	81,5 (1)	73,7 (10)	81,8 (1)	91,2 (10)	97,3 (2)
November	85,9 (9)	87,2 (1)	84,9 (9)	87,3 (1)	97,3 (10)	99,0 (2)
Dezember	87,47 (3)	90,4 (9)	87,3 (3)	89,8 (9)	98,0 (10)	99,5 (1)

B.3 Grafische und tabellarische Darstellung – Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade

Positive Primärregelleistung

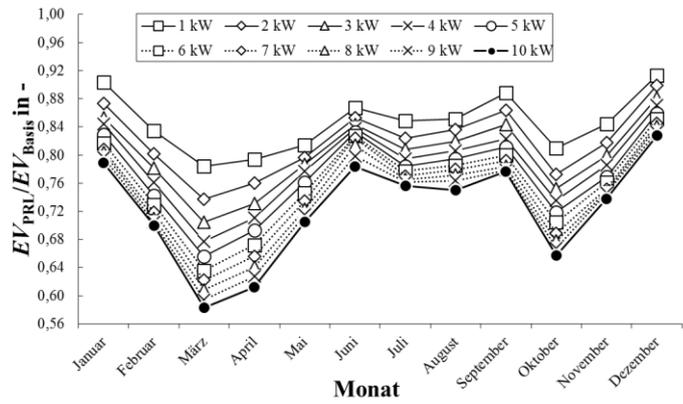


Abbildung A.24: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Eigenverbrauchsanteil

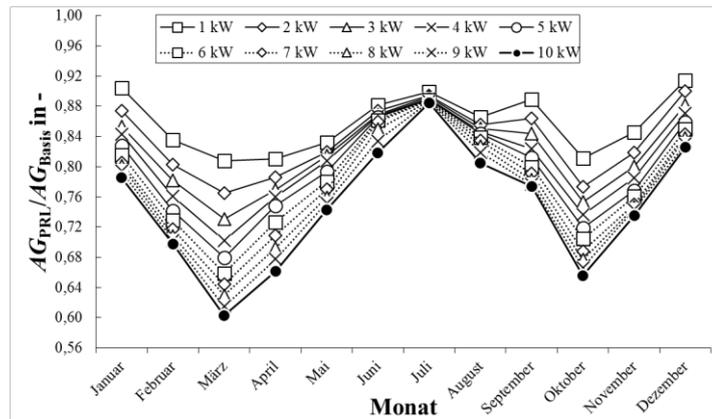


Abbildung A.25: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Autarkiegrad

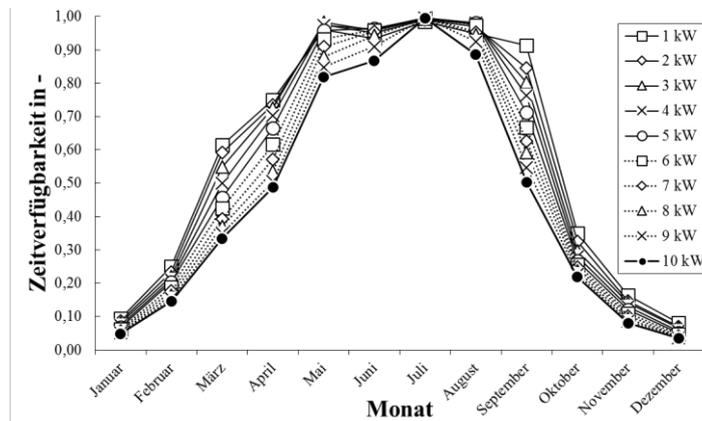


Abbildung A.26: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf die Zeitverfügbarkeit

Negative Primärregelleistung

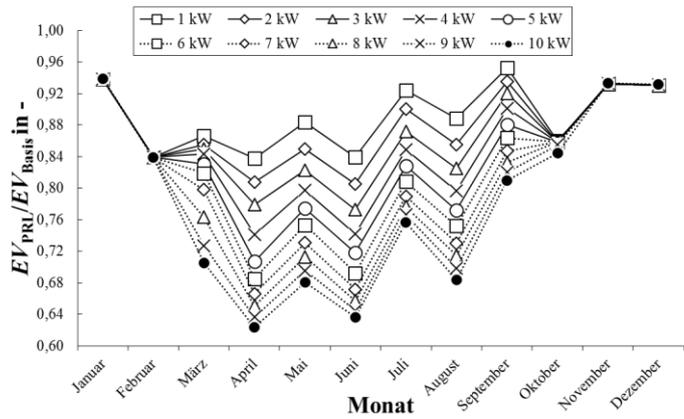


Abbildung A.27: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Eigenverbrauchsanteil

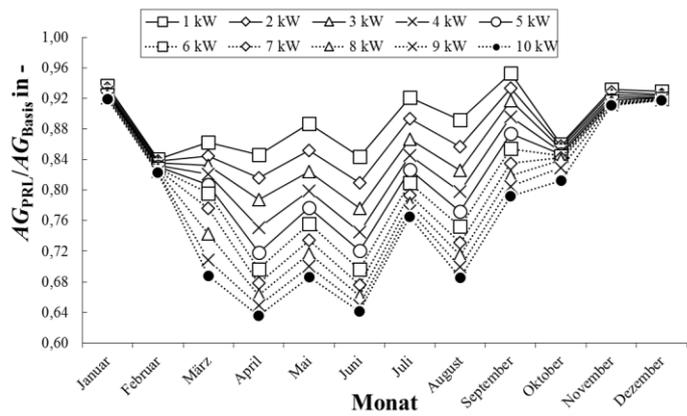


Abbildung A.28: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Autarkiegrad

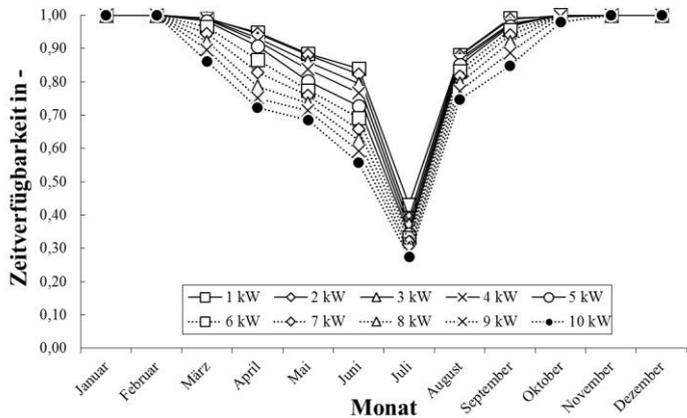


Abbildung A.29: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf die Zeitverfügbarkeit

Symmetrische Primärregelung

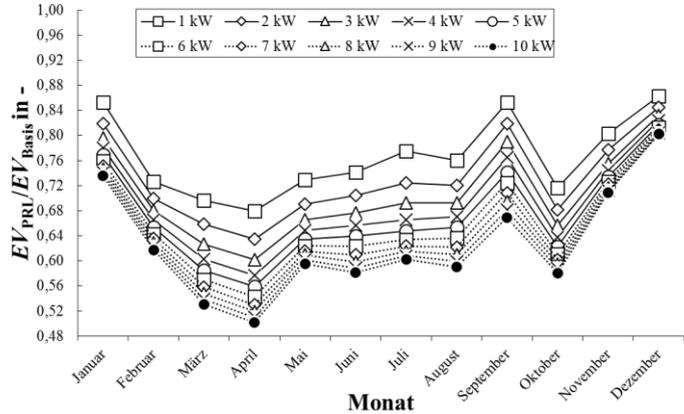


Abbildung A.30: Einfluss symmetrischer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Eigenverbrauchsanteil

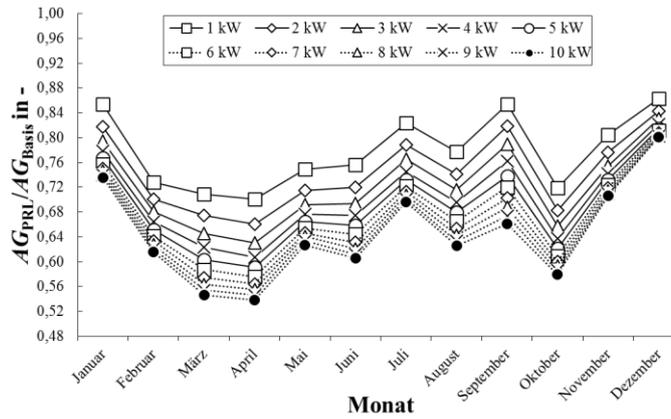


Abbildung A.31: Einfluss symmetrischer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf den Autarkiegrad

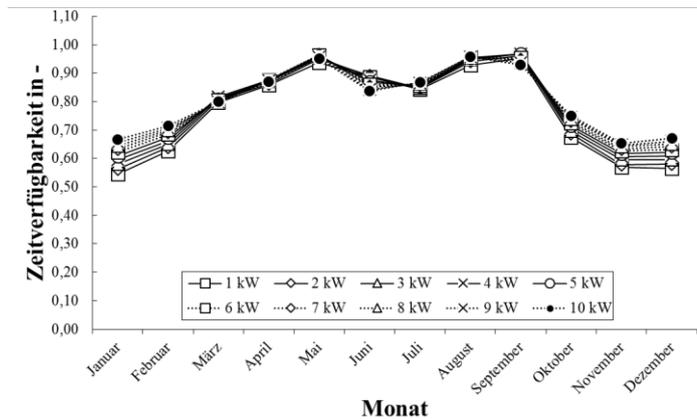


Abbildung A.32: Einfluss symmetrischer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf die Zeitverfügbarkeit

Tabelle A 5: Einfluss positiver PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Januar	78,9 (10)	90,3 (1)	78,6 (10)	90,4 (1)	4,7 (10)	9,4 (1)
Februar	70,0 (10)	83,5 (1)	69,8 (10)	83,6 (1)	14,5 (10)	25,0 (1)
März	58,3 (10)	78,4 (1)	60,3 (10)	80,8 (1)	33,4 (10)	61,5 (1)
April	61,2 (10)	79,4 (1)	66,1 (10)	81,0 (1)	48,8 (10)	75,0 (1)
Mai	70,5 (10)	81,4 (1)	74,3 (10)	83,2 (1)	81,8 (10)	96,0 (1)
Juni	78,3 (10)	86,7 (1)	81,8 (10)	88,1 (1)	86,8 (10)	93,4 (1)
Juli	75,7 (10)	84,9 (1)	88,5 (10)	89,9 (1)	99,5 (10)	98,5 (1)
August	75,1 (10)	85,2 (1)	80,5 (10)	86,6 (1)	88,5 (10)	95,0 (1)
September	77,6 (10)	88,8 (1)	77,4 (10)	88,9 (1)	50,2 (10)	91,3 (1)
Oktober	65,7 (10)	81,0 (1)	65,6 (10)	81,1 (1)	21,9 (10)	35,0 (1)
November	73,8 (10)	84,5 (1)	73,5 (10)	84,6 (1)	8,1 (10)	16,5 (1)
Dezember	82,8 (10)	91,3 (1)	82,6 (10)	91,5 (1)	3,4 (10)	8,0 (1)

Tabelle A 6: Einfluss negativer PRL mit Heizwerk Hafencity Batteriespeicher ohne Freiheitsgrade auf Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und Zeitverfügbarkeit in %. In Klammern steht der Leistungswert in kW.

Monat	Einfluss auf Eigenverbrauchsanteil		Einfluss auf Autarkiegrad		Zeitverfügbarkeit	
	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Januar	93,8 (1)	93,9 (10)	91,9 (10)	93,7 (1)	100,0 (1...10)	100,0 (1...10)
Februar	83,9 (3)	84,0 (1)	82,3 (10)	84,1 (1)	99,8 (1)	100,0 (1)
März	70,5 (10)	86,6 (1)	68,8 (10)	86,2 (1)	86,1 (10)	99,8 (1)
April	62,3 (10)	83,8 (1)	63,6 (10)	84,6 (1)	72,3 (10)	94,8 (1)
Mai	68,1 (10)	88,4 (1)	68,6 (10)	88,7 (1)	68,4 (10)	88,4 (1)
Juni	63,6 (10)	83,9 (1)	64,1 (10)	84,4 (1)	55,8 (10)	83,9 (1)
Juli	75,7 (10)	92,4 (1)	76,5 (10)	92,1 (1)	27,4 (10)	43,0 (1)
August	68,4 (10)	88,8 (1)	68,5 (10)	89,2 (1)	74,6 (10)	88,1 (1)
September	80,9 (10)	95,3 (1)	79,2 (10)	95,3 (1)	84,8 (10)	99,1 (1)
Oktober	84,4 (10)	86,0 (1)	81,3 (10)	86,0 (1)	97,9 (10)	99,6 (1)
November	93,2 (1)	93,3 (10)	91,1 (10)	93,2 (1)	99,9 (1)	100,0 (2...10)
Dezember	93,1 (1)	93,1 (10)	91,7 (10)	93,0 (1)	100,0 (1...10)	100,0 (1...10)

C Simulink - Modellteile, Eingabemasken und Quellcodes

C.1 Modellteile

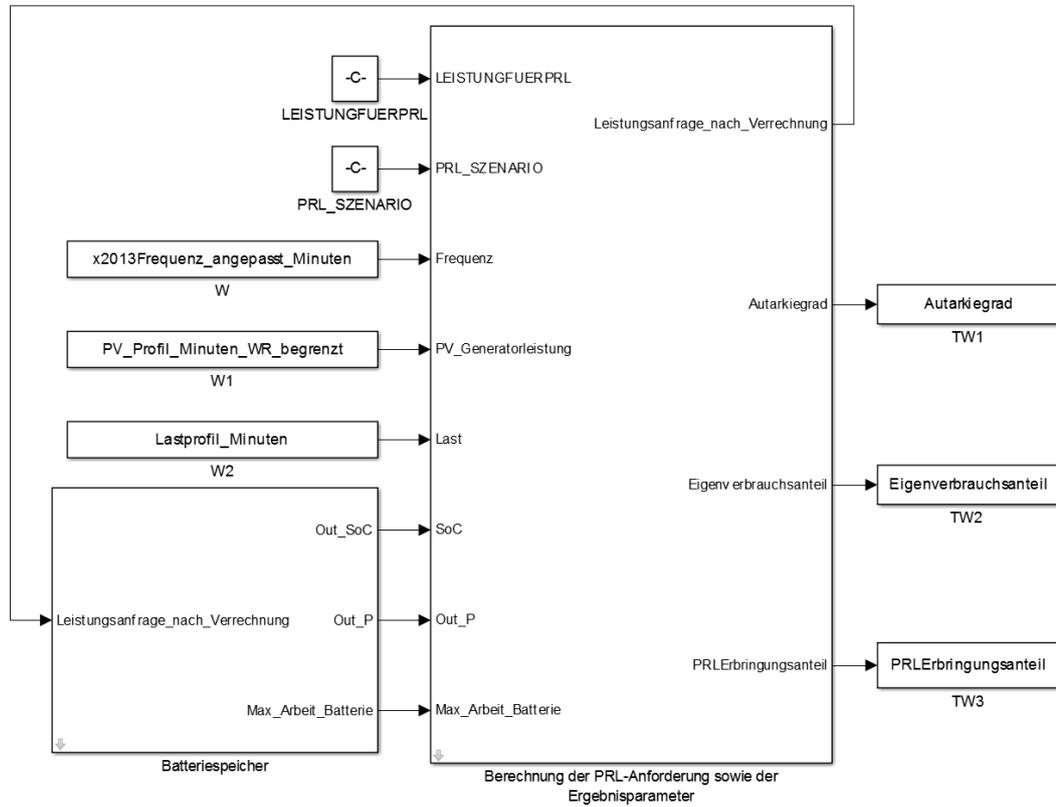


Abbildung A.33: Modellübersicht: das entwickelte Modell besteht aus zwei Teilen. Ein angepassten Batteriespeichermodell sowie der Berechnung der Ergebnisparameter.

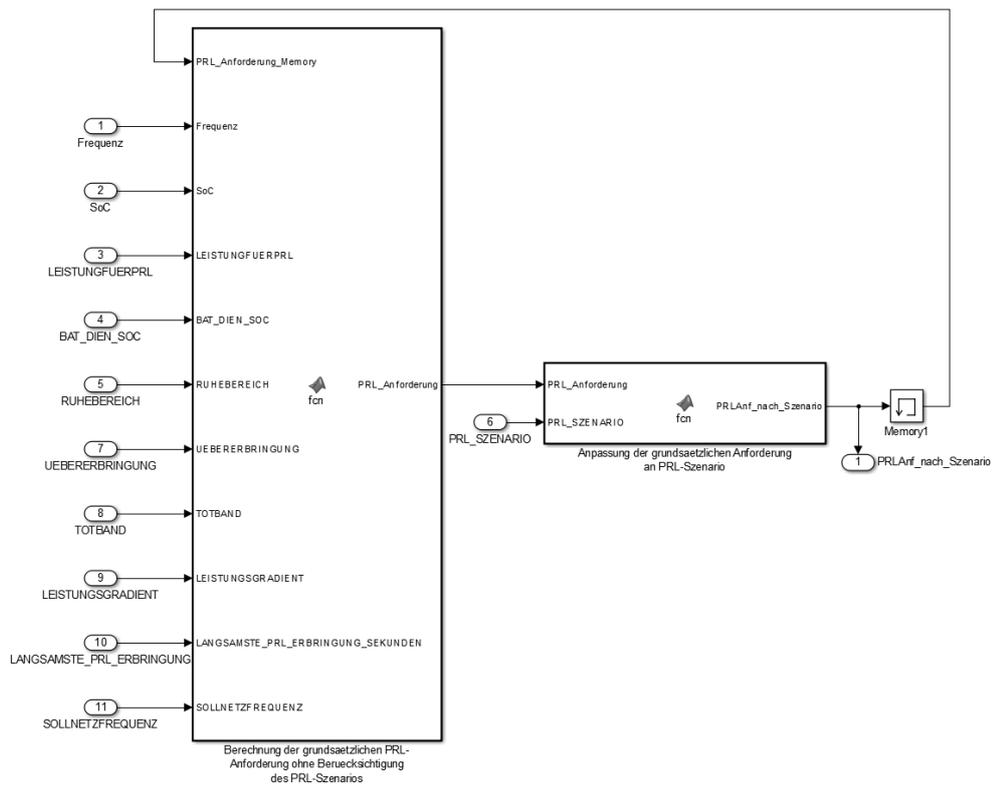


Abbildung A.35: Berechnung der Primärregelleistungsanforderung auf Basis der Netzfrequenz und weiterer Parameter wie z. B. des gewählten Szenarios.

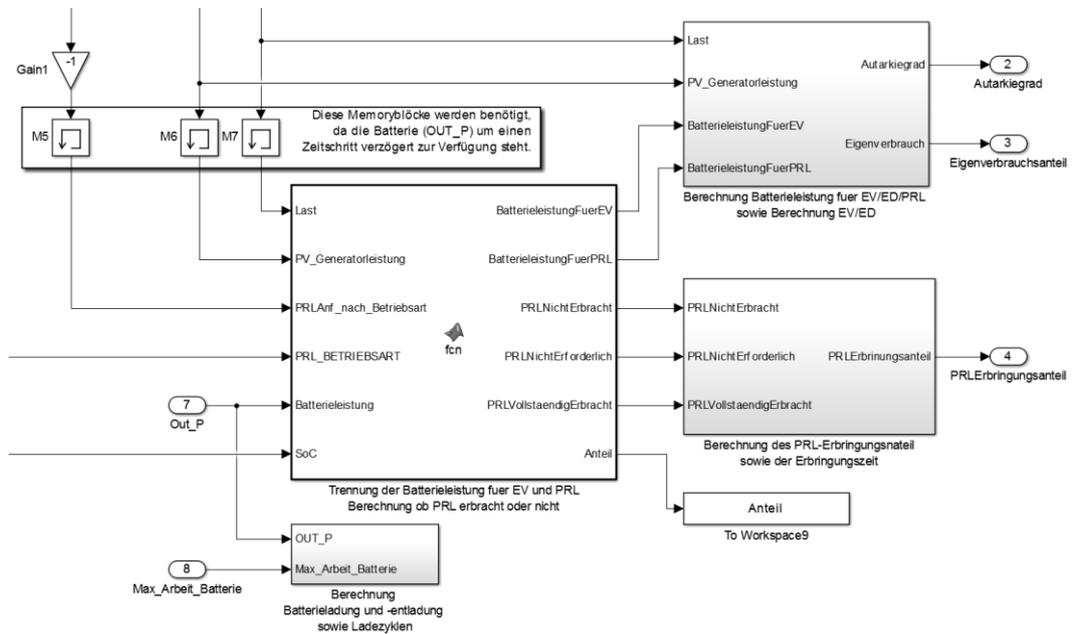


Abbildung A.36: Übersichtsausschnitt der Berechnungsebenen: Ausschnitt aus der ersten Simulationsebene. Die vom Batteriespeicher abgegebene Leistung wird mit der theoretisch berechneten verglichen und in einen Leistungsanteil für PRL sowie für Eigenverbrauch separiert.

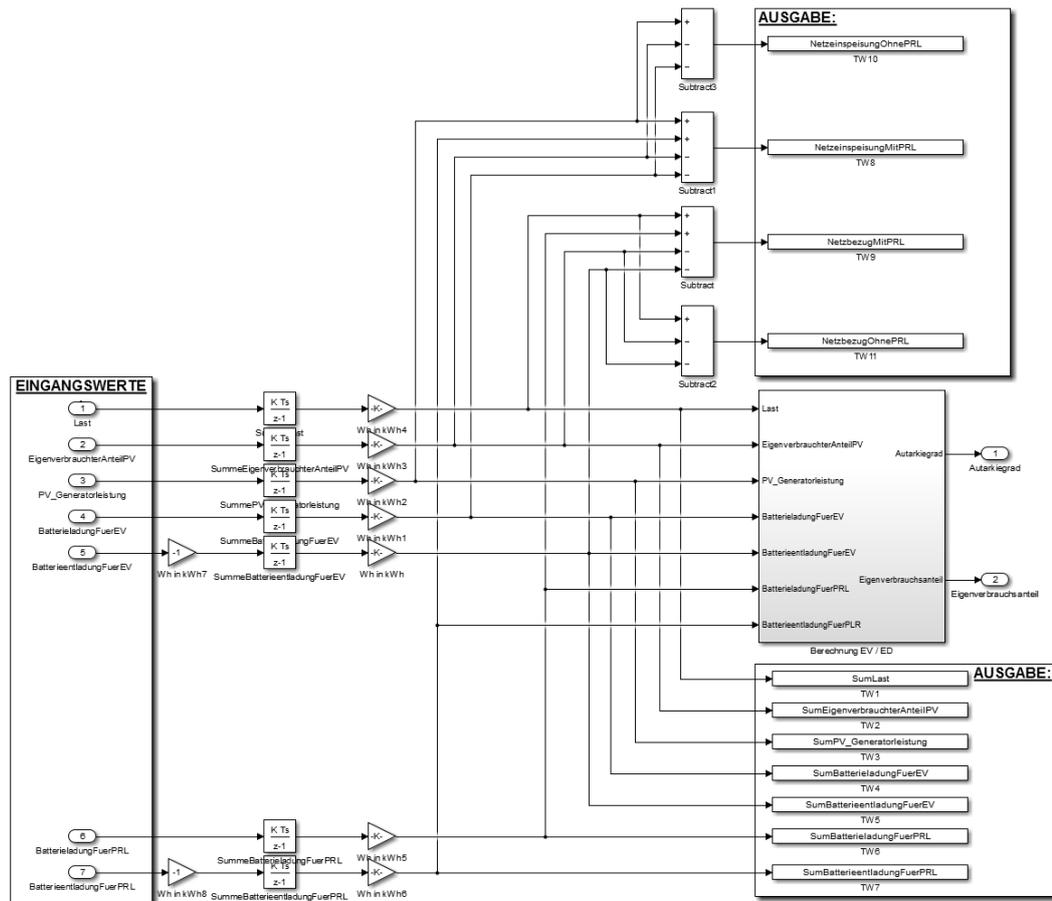


Abbildung A.38: Ausgabe wesentlicher Parameter wie Netzeinspeisung, Netzbezug oder gesamte Photovoltaikerzeugung im Simulationszeitraum.

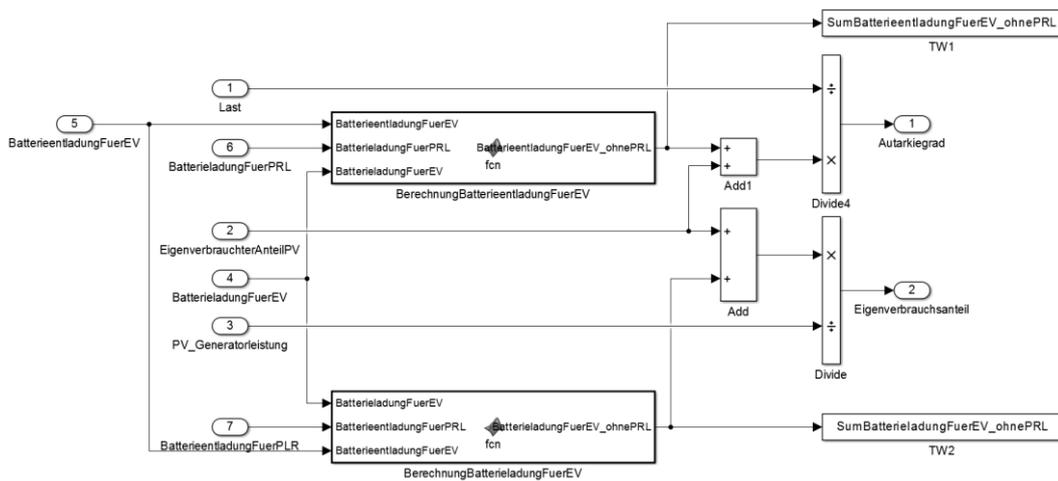


Abbildung A.39: Finale Berechnung von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil. Für ersten wird die Batterieentladung aus Zwecken der Primärregelung nicht mit Bilanziert.

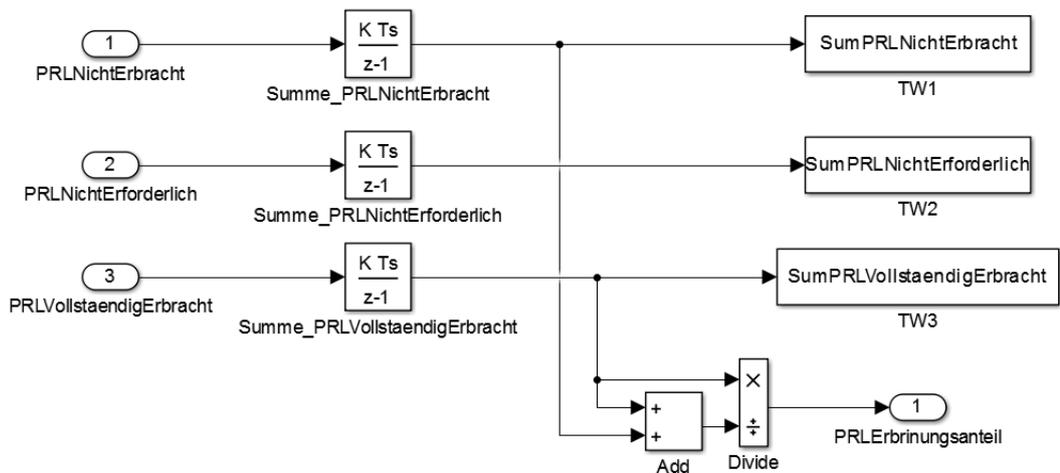


Abbildung A.40: Berechnung des PRL-Erbringungsanteils, innerhalb der Arbeit Zeitverfügbarkeit genannt, auf Basis aufsummierter „Zustandswerte“ aus der Simulation

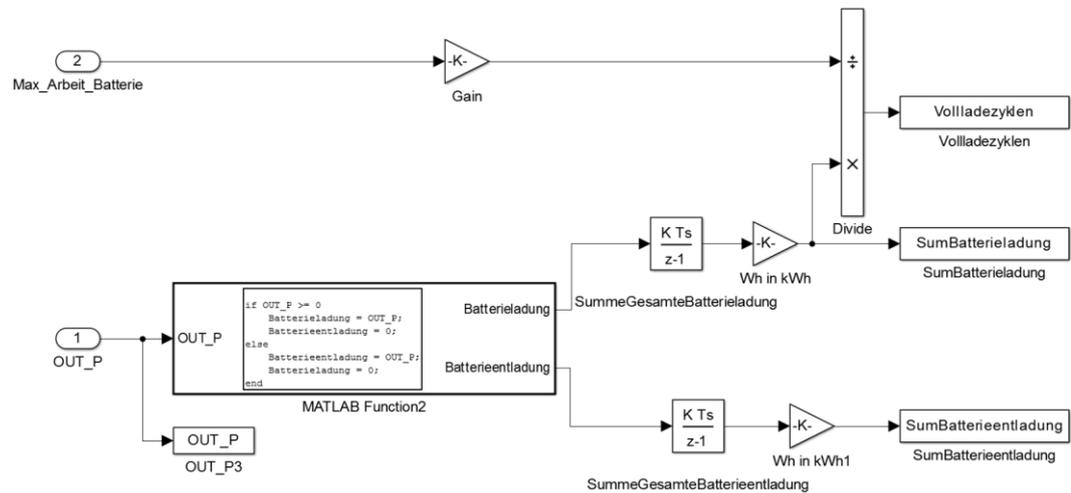


Abbildung A.41: Simulink-Zusammenstellung für die Berechnung der Vollladezyklen bzw. der gesamten Batterie- und Entladung

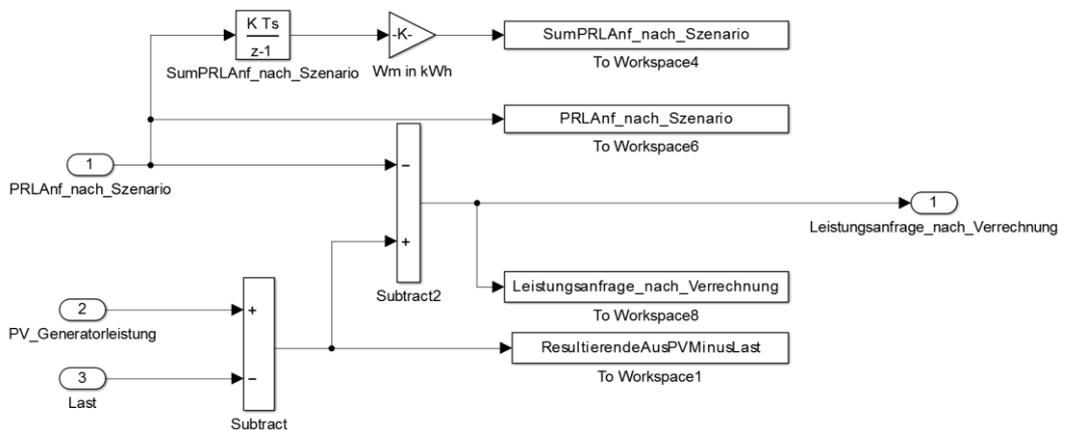


Abbildung A.42: Überlagerung von Photovoltaikerzeugung, Last und Primärregelleistungsanforderung zu einer Leistungsanfrage an den Batteriespeicher

Batteriespeichermodell: Ladezustandsermittlung des Batteriespeichers

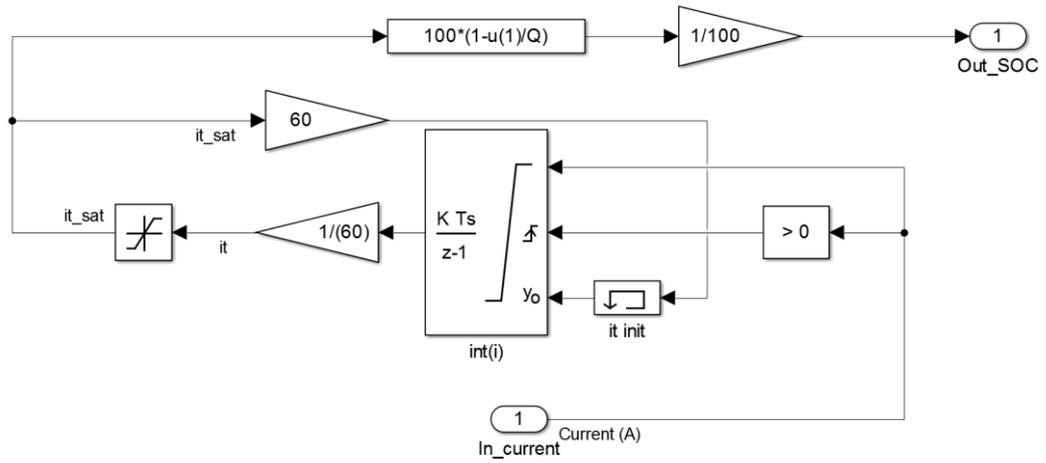


Abbildung A.43: Auszug aus der Ladezustandsbestimmung des Batteriemodells aus [Kue11]. Die Änderung von Minutenzeitschritten in eine sekundliche Auflösung erfordert die Anpassung der Faktoren von 60 min auf 3600 s.

C.2 Eingabemasken

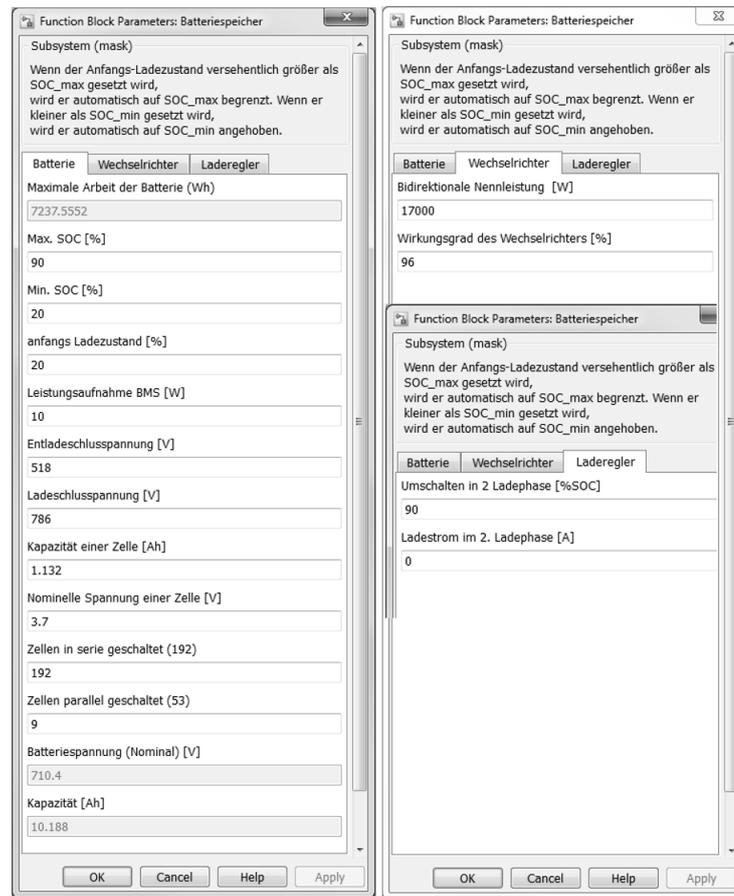


Abbildung A.44: Parametrierungsoptionen des Batteriespeichermodells über Eingabemasken in Simulink

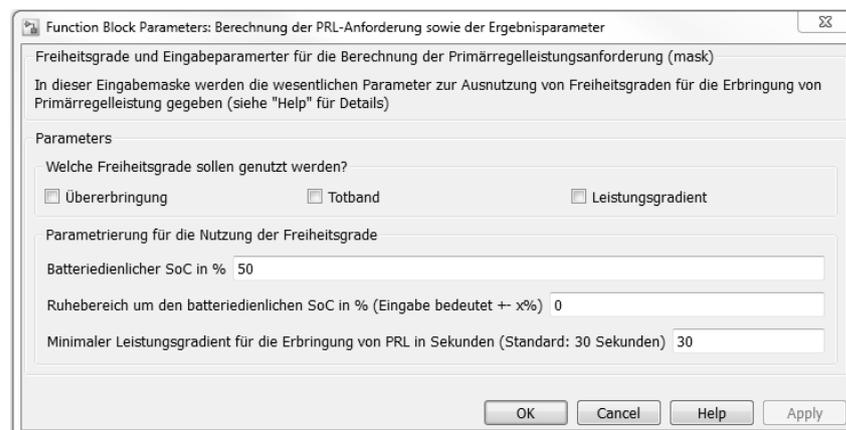


Abbildung A.45: Auswahl der Freiheitsgrade für die Berechnung der Primärregelleistungsanforderung

C.3 Quellcodes

Berechnung der Primärregelleistungsanforderung in Abhängigkeit der Netzfrequenz (Block 1)

```

% Berechnung der Primärregelleistungsanforderung in Abhängigkeit der
% Netzfrequenz
%
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015
%
% Das Ziel dieser Berechnung ist die Berechnung der
% Primärregelleistungsanforderung in Abhängigkeit der Netzfrequenz. Dazu
% sind die kontrahierte Leistung (LEISTUNGFUERPRL) sowie die gewählten
% Freiheitsgrade und der damit verbundene batteriedienliche SoC bzw. der
% Ruhebereich wesentlich.
% Grundsätzlich erfolgt zunächst eine Berechnung ohne etwaige
% Freiheitsgrade die bei bedarf an diese angepasst wird.

function PRL_Anforderung = fcn(PRL_Anforderung_Memory, Frequenz, SoC, ...
    LEISTUNGFUERPRL, BAT_DIEN_SOC, RUHEBEREICH, UEBERERBRINGUNG,
    TOTBAND, ...
    LEISTUNGSGRADIENT, LANGSAMSTE_PRL_ERBRINGUNG_SEKUNDEN,
    SOLLNETZFREQUENZ)
%#codegen

% Definition des SoC-Ruhebereichs
OBERER_RUHE_SOC = BAT_DIEN_SOC + RUHEBEREICH;
UNTERER_RUHE_SOC = BAT_DIEN_SOC - RUHEBEREICH;

% Berechnung der grundsätzlichen PRL-Anforderung ohne Freiheitsgrade:
if Frequenz >= 50.20000
    PRL_Prozentsatz = -100;
elseif Frequenz <= 49.80000
    PRL_Prozentsatz = 100;
elseif Frequenz >= 49.99000
    if Frequenz <= 50.01000
        PRL_Prozentsatz = 0;
    else
        PRL_Prozentsatz = (SOLLNETZFREQUENZ-Frequenz)/0.2*100;
    end
else
    PRL_Prozentsatz = (SOLLNETZFREQUENZ-Frequenz)/0.2*100;
end

% Einbindung der Freiheitsgrade in die ohnehin vorgeschriebene Erbringung:

% WENN DER AKTUELLE SOC KLEINER IST ALS DER BATTERIEDIENLICHE SOC
% MUSS
% DIE BATTERIE GELADEN WERDEN BZW. ES MUSS NEGATIVE PRL ERBRACHT
% WERDEN (d.h.: nur aktiv werden wenn f>50 Hz)
if SoC < UNTERER_RUHE_SOC
    if Frequenz > SOLLNETZFREQUENZ
        if UEBERERBRINGUNG == 1
            LEISTUNGFUERPRL = 1.2 * LEISTUNGFUERPRL;
        end
        if TOTBAND == 1
            if Frequenz >= 50.20000

```

```

        PRL_Prozentsatz = -100;
    elseif Frequenz <= 49.80000;
        PRL_Prozentsatz = 100;
    else
        PRL_Prozentsatz = (SOLLNETZFREQUENZ-Frequenz)/0.2*100;
    end
end
end
elseif SoC > OBERER_RUHE_SOC
    % ENTLADEN BZW. NUR POSITIVE PRL (d.h.: aktiv werden wenn f<50 Hz)
    if Frequenz < SOLLNETZFREQUENZ
        if UEBERERBRINGUNG == 1
            LEISTUNGFUERPRL = 1.2 * LEISTUNGFUERPRL;
        end
        if TOTBAND == 1
            if Frequenz >= 50.20000
                PRL_Prozentsatz = -100;
            elseif Frequenz <= 49.80000;
                PRL_Prozentsatz = 100;
            else
                PRL_Prozentsatz = (SOLLNETZFREQUENZ-Frequenz)/0.2*100;
            end
        end
    end
end
else % SOC im Ruhebereich --> Nichts machen!
    PRL_Prozentsatz = 0;
end

% Berechnung der PRL Anforderung in Abhängigkeit von LEISTUNGFUERPRL und
% PRL_Prozentsatz.
PRL_Anforderung = LEISTUNGFUERPRL * PRL_Prozentsatz/100;

% Einbeziehung des Freiheitsgrades: Leistungsgradient

% Hierfür wird die aktuelle Leistung mit der im Zeitschritt vorher
% stehenden verglichen. Ist der größer als der minimal vereinbarte, wird
% die PRL Erbringung begrenzt.
if LEISTUNGSGRADIENT == 1
    Minimaler_Gradient = LEISTUNGFUERPRL /
LANGSAMSTE_PRL_ERBRINGUNG_SEKUNDEN;
    if SoC < UNTERER_RUHE_SOC
        if Frequenz < SOLLNETZFREQUENZ
            if PRL_Anforderung > 0
                if abs(PRL_Anforderung - PRL_Anforderung_Memory) > Minimaler_Gradient;
                    if PRL_Anforderung > PRL_Anforderung_Memory
                        PRL_Anforderung = PRL_Anforderung_Memory + Minimaler_Gradient;
                    else
                        PRL_Anforderung = PRL_Anforderung_Memory - Minimaler_Gradient;
                    end
                end
            end
        end
    end
end
elseif SoC > OBERER_RUHE_SOC
    if Frequenz > SOLLNETZFREQUENZ
        if PRL_Anforderung < 0
            if abs(PRL_Anforderung - PRL_Anforderung_Memory) > Minimaler_Gradient;
                if PRL_Anforderung > PRL_Anforderung_Memory
                    PRL_Anforderung = PRL_Anforderung_Memory + Minimaler_Gradient;
                else
                    PRL_Anforderung = PRL_Anforderung_Memory - Minimaler_Gradient;
                end
            end
        end
    end
end
end
end

```

```

        PRL_Anforderung = PRL_Anforderung_Memory - Minimaler_Gradient;
    end
end
end
end
end
end
end
end

```

Anpassung an das Primärregelleistungsszenario (Block 2)

```

% Anpassung der Primärregelleistungsanforderung an das gewählte Szenario
%
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015
%
% In Abhängigkeit des gewählten Primärregelleistungsszenarios
% (1) keine PRL
% (2) nur positive PRL
% (3) nur negative PRL
% (4) symmetrische PRL
% wird die vorher berechnete PRL Anforderung angepasst.

function PRLAnf_nach_Szenario = fcn(PRL_Anforderung, PRL_SZENARIO)
%#codegen
if PRL_SZENARIO == 1
    PRLAnf_nach_Szenario = 0;
elseif PRL_SZENARIO == 2
    if PRL_Anforderung >= 0
        PRLAnf_nach_Szenario = PRL_Anforderung;
    else
        PRLAnf_nach_Szenario = 0;
    end
elseif PRL_SZENARIO == 3
    if PRL_Anforderung <= 0
        PRLAnf_nach_Szenario = PRL_Anforderung;
    else
        PRLAnf_nach_Szenario = 0;
    end
else % als 4. Wahlmöglichkeit gibt es nur die kombinierte PRL
    PRLAnf_nach_Szenario = PRL_Anforderung;
end
end

```

Trennung der Batterieleistung - Finale Berechnung

```

% Trennung von Batterieleistung für Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und
% Primärregelleistung
%
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015
%
% Dieses Berechnung hat zum Ziel in Abhängigkeit des gewählten
% PRL-Szenarios bzw. der PRL_Betriebsart die für PRL-Bereitstellung
% anteilig genutzt Batterieleistung zu Ermitteln.
% Weiterhin wird die Zeit ermittelt, in der PRL vollständig erbracht wurde.
% Ebenso wird die Zeit erfasst in der PRL nicht erbracht werden muss oder
% nicht erbracht wurde.

```

```

% Die PRL_Betriebsarten werden wie folgt unterschieden: (1) keine, (2)
% positive, (3) negative, (4) symmetrische PRL

function [BatterieleistungFuerEV, BatterieleistungFuerPRL, PRLNichtErbracht, ...
    PRLNichtErforderlich, PRLVollstaendigErbracht, ...
    Anteil] = fcn(Last, PV_Generatorleistung, ...
    PRLAnf_nach_Betriebsart, PRL_BETRIEBSART, Batterieleistung, SoC)
%#codegen
Anteil = 0;
Wirkungsgrad_BatterieWR = 0.96;

if PRL_BETRIEBSART == 1
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
    BatterieleistungFuerPRL = 0;

    PRLNichtErforderlich = 1;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 0;

elseif PRL_BETRIEBSART == 2
    if PRLAnf_nach_Betriebsart < 0
        if SoC > 20
            Anteil = PRLAnf_nach_Betriebsart / (Batterieleistung/Wirkungsgrad_BatterieWR -
            (PV_Generatorleistung - Last));
            %Anteil = PRLAnf_nach_Betriebsart / abs((PV_Generatorleistung - Last));
            if Anteil > 1.01
                BatterieleistungFuerPRL = 0;
                BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

                PRLNichtErforderlich = 0;
                PRLVollstaendigErbracht = 0;
                PRLNichtErbracht = 1;
            elseif Anteil < 0
                BatterieleistungFuerPRL = 0;
                BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

                PRLNichtErforderlich = 0;
                PRLVollstaendigErbracht = 0;
                PRLNichtErbracht = 1;
            else
                if Batterieleistung <= 0
                    BatterieleistungFuerPRL = Batterieleistung * Anteil;
                    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung * ( 1 - Anteil );

                    PRLNichtErforderlich = 0;
                    PRLVollstaendigErbracht = 1;
                    PRLNichtErbracht = 0;
                else
                    BatterieleistungFuerPRL = 0;
                    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

                    PRLNichtErforderlich = 0;
                    PRLVollstaendigErbracht = 1;
                    PRLNichtErbracht = 0;
                end
            end
        end
    end
else
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
    PRLNichtErforderlich = 0;
end

```

```
        PRLVollstaendigErbracht = 0;
        PRLNichtErbracht = 1;
    end
else
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
    PRLNichtErforderlich = 1;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 0;
end
elseif PRL_BETRIEBSART == 3
    if PRLAnf_nach_Betriebsart > 0
        if SoC < 90
            Anteil = PRLAnf_nach_Betriebsart / (Batterieleistung/Wirkungsgrad_BatterieWR -
(PV_Generatorleistung - Last));
            if Anteil > 1.01
                BatterieleistungFuerPRL = 0;
                BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

                PRLNichtErforderlich = 0;
                PRLVollstaendigErbracht = 0;
                PRLNichtErbracht = 1;
            elseif Anteil < 0
                BatterieleistungFuerPRL = 0;
                BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

                PRLNichtErforderlich = 0;
                PRLVollstaendigErbracht = 0;
                PRLNichtErbracht = 1;
            else
                if Batterieleistung >= 0
                    BatterieleistungFuerPRL = Batterieleistung * Anteil;
                    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung * ( 1 - Anteil );

                    PRLNichtErforderlich = 0;
                    PRLVollstaendigErbracht = 1;
                    PRLNichtErbracht = 0;
                else
                    BatterieleistungFuerPRL = 0;
                    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

                    PRLNichtErforderlich = 0;
                    PRLVollstaendigErbracht = 1;
                    PRLNichtErbracht = 0;
                end
            end
        end
    end
else
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
    PRLNichtErforderlich = 0;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 1;
end
elseif
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

    PRLNichtErforderlich = 1;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 0;
end
end
```

```

else
  if PRLAnf_nach_Betriebsart <= 0 %Bereitstellung positiver PRL
    if PRLAnf_nach_Betriebsart < 0
      if SoC > 20
        Anteil = PRLAnf_nach_Betriebsart / (Batterieleistung/Wirkungsgrad_BatterieWR -
(PV_Generatorleistung - Last));
        if Anteil > 1.01
          BatterieleistungFuerPRL = 0;
          BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

          PRLNichtErforderlich = 0;
          PRLVollstaendigErbracht = 0;
          PRLNichtErbracht = 1;
        elseif Anteil < 0
          BatterieleistungFuerPRL = 0;
          BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

          PRLNichtErforderlich = 0;
          PRLVollstaendigErbracht = 0;
          PRLNichtErbracht = 1;
        else
          if Batterieleistung <= 0
            BatterieleistungFuerPRL = Batterieleistung * Anteil;
            BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung * ( 1 - Anteil );

            PRLNichtErforderlich = 0;
            PRLVollstaendigErbracht = 1;
            PRLNichtErbracht = 0;
          else
            BatterieleistungFuerPRL = 0;
            BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

            PRLNichtErforderlich = 0;
            PRLVollstaendigErbracht = 1;
            PRLNichtErbracht = 0;
          end
        end
      end
    else
      BatterieleistungFuerPRL = 0;
      BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
      PRLNichtErforderlich = 0;
      PRLVollstaendigErbracht = 0;
      PRLNichtErbracht = 1;
    end
  else
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
    PRLNichtErforderlich = 1;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 0;
  end
else
  if PRLAnf_nach_Betriebsart > 0
    if SoC < 90
      Anteil = PRLAnf_nach_Betriebsart / (Batterieleistung/Wirkungsgrad_BatterieWR -
(PV_Generatorleistung - Last));
      if Anteil > 1.01
        BatterieleistungFuerPRL = 0;
        BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

        PRLNichtErforderlich = 0;

```

```

    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 1;
elseif Anteil < 0
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

    PRLNichtErforderlich = 0;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 1;
else
    if Batterieleistung >= 0
        BatterieleistungFuerPRL = Batterieleistung * Anteil;
        BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung * ( 1 - Anteil );

        PRLNichtErforderlich = 0;
        PRLVollstaendigErbracht = 1;
        PRLNichtErbracht = 0;
    else
        BatterieleistungFuerPRL = 0;
        BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

        PRLNichtErforderlich = 0;
        PRLVollstaendigErbracht = 1;
        PRLNichtErbracht = 0;
    end
end
else
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;
    PRLNichtErforderlich = 0;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 1;
end
else
    BatterieleistungFuerPRL = 0;
    BatterieleistungFuerEV = Batterieleistung;

    PRLNichtErforderlich = 1;
    PRLVollstaendigErbracht = 0;
    PRLNichtErbracht = 0;
end
end
end
end
end

```

Berechnung des eigenverbrauchten Anteils der Photovoltaikerzeugung

```

% Berechnung des eigenverbrauchten Anteils der Photovoltaikerzeugung durch
% die Last
%
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015
%
% Ist die aktuelle PV_Generatorleistung größer als die Last, kann die Last
% vollsätndig gedeckt werden, der eigenverbrauchte Anteil an der
% PV-Erzeugung ist dann gleich der Last. Riecht die PV-Erzeugung nicht um
% die Last zu decken kann maximal die PV-Erzeugung "eigenverbraucht"
% werden.

```

```
function EigenverbraucherAnteilPV = fcn(Last, PV_Generatorleistung)
%#codegen

if PV_Generatorleistung >= Last
    EigenverbraucherAnteilPV = Last;
else
    EigenverbraucherAnteilPV = PV_Generatorleistung;
end
```

Berechnung des Batteriebeladungs- und Entladung für Eigenverbrauch und PRL

```
% Berechnung der Batteriebeladung und Batterieentladung für PRL und
% Eigenverbrauch.
%
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015
%
% Bis hier hin steht die Batterieleistung für Eigenverbrauch und PRL
% kombiniert, d.h. Entladung und Beladung in einem Profil vor. Für die
% Bilanzierung werden diese in separate Parameter umgerechnet.

function [BatterieladungFuerEV, BatterieentladungFuerEV, BatterieladungFuerPRL,
BatterieentladungFuerPRL] = fcn(BatterieleistungFuerEV, BatterieleistungFuerPRL)
%#codegen

if BatterieleistungFuerEV > 0
    BatterieladungFuerEV = BatterieleistungFuerEV;
    BatterieentladungFuerEV = 0;
else
    BatterieladungFuerEV = 0;
    BatterieentladungFuerEV = batterieleistungFuerEV;
end

if BatterieleistungFuerPRL >= 0
    BatterieladungFuerPRL = BatterieleistungFuerPRL;
    BatterieentladungFuerPRL = 0;
else
    BatterieladungFuerPRL = 0;
    BatterieentladungFuerPRL = BatterieleistungFuerPRL;
end
```

Anpassung der Batteriebeladungs- und Batterieentladung nach Primärregelleistungsanteil

```
% Anpassung der Batterieentladung aufgrund negativer PRL
%
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015
%
% In diesem Berechnungsschritt wird die Batterieentladung zur Berechnung
% des Autarkiegrades angepasst, sodass Energiemengen aus negativer
% Primärregelleistung nicht bilanziert werden.

function BatterieentladungFuerEV_ohnePRL = fcn(BatterieentladungFuerEV,
BatterieladungFuerPRL, BatterieladungFuerEV)
%#codegen
```

```
AnteilPRLAnEV = BatterieladungFuerPRL / (BatterieladungFuerEV+BatterieladungFuerPRL);  
BatterieentladungFuerEV_ohnePRL = BatterieentladungFuerEV * (1 - AnteilPRLAnEV);
```

```
% Anpassung der Batteriebeladung aufgrund positiver PRL  
%  
% Entwickelt von P. Janßen, Januar 2015  
%  
% In diesem Berechnungsschritt wird die Batteriebeladung zur Berechnung  
% des Eigenverbrauchsanteils angepasst, sodass Energiemengen aus positiver  
% Primärregelleistung nicht bilanziert werden.
```

```
function BatterieentladungFuerEV_ohnePRL = fcn(BatterieladungFuerEV,  
BatterieentladungFuerPRL, BatterieentladungFuerEV)  
%#codegen
```

```
AnteilPRLAnEVLadung = BatterieentladungFuerPRL /  
(BatterieentladungFuerEV+BatterieentladungFuerPRL);  
BatterieladungFuerEV_ohnePRL = BatterieladungFuerEV * (1 - AnteilPRLAnEVLadung);
```

D Beispielsimulation auf einem Raspberry Pi

```

import time
import ctypes # Bibliothek benutzen
from ctypes import CDLL

import modbus_tk # Modbus Modul
import modbus_tk.defines as mdef
import modbus_tk.modbus_tcp as modbus_tcp

Zaehler = 1
Ausgabe = 1

LIBRARY_PATH = "/MZZDZ/libMalZweiMalZwei.so"
lib = ctypes.CDLL(LIBRARY_PATH)
lib.MalZweiMalZwei_step.argtypes = [ctypes.c_double]
lib.MalZweiMalZwei_step.restype = ctypes.c_double

print "Lib geladen"

lib.MalZweiMalZwei_initialize()

logger = modbus_tk.utils.create_logger(name="console",
record_format="% (message)s")
server = modbus_tcp.TcpServer(address='192.168.002.186')
slave1 = server.add_slave(1)
slave1.add_block('Block', mdef.HOLDING_REGISTERS, 0, 7)
slave1.set_values("Block", 0, 0)

server.stop()
print "Modbus-Server gestoppt"
server.start()
print "Modbus-Server gestartet"

while (1):
    try:
        now = time.time()

        Eingang1 = slave1.get_values("Block", 1) [0]
        Eingang2 = slave1.get_values("Block", 2) [0]
        Eingang3 = slave1.get_values("Block", 3) [0]

        Ct_LeistungIn = ctypes.c_double(Eingang1)

        Ausgabe = lib.MalZweiMalZwei_step(Ct_LeistungIn)

        Ausgang1 = slave1.set_values("Block", 4, Ausgabe)
        Ausgang2 = slave1.set_values("Block", 5, Ausgabe*2)
        Ausgang3 = slave1.set_values("Block", 6, Eingang1*2)

        print Eingang1, Eingang2, Eingang3
        print "\nDas Ergebnis ist:"
        print "\t %f" % Ausgabe

        Zaehler = Zaehler + 1
        while ((5. - (time.time() - now)) > 0):
            time.sleep(0.001)

    except (KeyboardInterrupt, SystemExit):
        server.stop()
        sys.exit("KeyboardInterrupt! quit!")

```

Abbildung A.46: Implementation von Modbus/TCP in einem Python Skript. Dieses startet die Beispielsimulation, ruft über Modbus Startwerte ab und gibt Ergebniswerte zurück. Der Code wurde in Zusammenarbeit mit dem Autor aus [Far14] entwickelt und ist keine vollständige Eigenleistung.

Literaturverzeichnis

- [AGE14] o.V., AG Energiebilanzen e.V. (Hrsg.): *Anteil der Photovoltaik an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2002 bis 2014*. Statista, Dezember 2014.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/250915/umfrage/anteil-der-photovoltaik-an-der-stromerzeugung-in-deutschland/>.
Zugriff am 30. Oktober 2014.
- [BMU10] o.V., Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Ziele des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Stromsektor in Deutschland bis 2050*. Statista, September 2010.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/217056/umfrage/ziele-des-erneuerbare-energien-gesetzes/>
Zugriff am 18. November 2014
- [Die15] Diermann, Ralph: *Härtetest für die Stromversorgung*. Süddeutsche Zeitung GmbH München, Februar 2015.
<http://www.sueddeutsche.de/wissen/sonnenfinsternis-haertetest-fuer-die-stromversorgung-1.2351856>
Zugriff am 22. Februar 2015.
- [Ago15] o.V., Agora Energiewender (Hrsg.): *Agorameter: Stromerzeugung und Stromverbrauch*. Darstellung über die letzten 31 Tage, Berlin, 2015.
http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten/?tx_agoragraphs_agoragraphs%5BinitialGraph%5D=powerGeneration&tx_agoragraphs_agoragraphs%5Bcontroller%5D=Graph
Zugriff am 22. Februar 2015.
- [AGE14a] o.V., AG Energiebilanzen e.V. (Hrsg.): *Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2014*. Statista, Dezember 2014.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1807/umfrage/erneuerbare-energien-anteil-der-energiebereitstellung-seit-1991/>
Zugriff am 23. Februar 2015.
- [Amp14] o.V., Amprion GmbH (Hrsg.): *Das 380/220 kV-Netz der Amprion*. Ohne Ort, ohne Datum.
<http://www.amprion.net/das-380-220-kv-netz>.
Zugriff am 18. Dezember 2014.
- [Any15] o.V., HMS Industrial Networks GmbH (Hrsg.): *Modbus TCP*. Ohne Ort, ohne Datum.
<http://www.anybus.de/technologie/modbustcp.shtml>
Zugriff am 21. Februar 2015.

- [BaS01] Enkhardt, Sandra: *BYD und Fenecon planen Großspeicher in Deutschland*. PV-Magazine Berlin, Oktober 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/byd-und-fenecon-planen-grospeicher-in-deutschland_100016932/
Zugriff am 05. Januar 2015.
- [BaS02] o.V., Windkraft-Journal (Hrsg.): *Baubeginn des Regelenergiekraftwerks Feldheim mit 10-MW-Batterie-Speicher*. Potsdam / Kallinchen, Juni 2014.
<http://www.windkraft-journal.de/2014/06/17/baubeginn-des-regelenergiekraftwerks-feldheim-mit-10-mw-batterie-speicher/>
Zugriff am 02. Januar 2015.
- [BaS03] Enkhardt, Sandra: *S&C Electric Europe, Samsung SDI und Younicos realisieren Großspeicher in UK*. PV-Magazine Berlin, Dezember 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/sc-electric-europe--samsung-sdi-und-yunicos-realisieren-grospeicher-in-uk_100017663/
Zugriff am 05. Januar 2015.
- [BaS04] Enkhardt, Sandra: *WEMAG eröffnet Batteriekraftwerk in Schwerin*. PV-Magazine Berlin, September 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/wemag-erffnet-batteriekraftwerk-in-schwerin_100016577/
Zugriff am 05. Januar 2015.
- [BaS05] Leßner, Armin: *Steag nimmt MW-Batterie in Betrieb*. Zeitung für kommunale Wirtschaft München, Juni 2014.
<http://www.zfk.de/artikel/steag-nimmt-mw-batterie-in-betrieb.html>
Zugriff am 05. Januar 2015.
- [BaS06] Fuhs, Michael: *Belectric und Vattenfall koppeln erstmals Batteriespeicher an großes Solarkraftwerk*. PV-Magazine Berlin, November 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/belectric-und-vattenfall-koppeln-erstmal-batteriespeicher-an-groes-solarkraftwerk_100017462/
Zugriff am 04. Januar 2015.
- [BaS07] Lang, Hagen: *Lichtblick kombiniert E-Autos zu Regelleistungskraftwerk*. WEKA Fachmedien GmbH Haar, April 2014.
<http://www.energie-und-technik.de/energiespeicher/artikel/108202/>
Zugriff am 05. Januar 2015.

- [BaS08] o.V., Sunnic Lighthouse GmbH (Hrsg.): Energiewende mitgestalten. Ohne Ort, ohne Datum.
<http://sunnic.de/de/unternehmen/forschung-entwicklung.html>
Zugriff am 04. Januar 2015.
- [BaS09] Enkhardt, Sandra: *AEG Power Solutions, Technalia und Iberdrola entwickeln Referenz-Speicherstation*. PV-Magazine Berlin, Dezember 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/aeg-power-solutions--technalia-und-iberdrola-entwickeln-referenz-speicherstation_100017716/
Abgerufen am 05. Januar 2015.
- [BaS10] Enkhardt, Sandra: *Betriebsmodelle für Quartierspeicher im Test*. PV-Magazine Berlin, Dezember 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/betriebsmodelle-fr-quartierspeicher-im-test_100017673/
Zugriff am 05. Januar 2015.
- [Bau07] o.V., ARCHmatic – Alfons Oebbeke (Hrsg.): *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) gegründet*. Baulinks.de Media & Werbung Schwerin, Juni 2007.
<http://www.baulinks.de/firmen/vdn-netzbetreiber>
Zugriff am 12. Januar 2015.
- [Ber14] Berner, David: *Netzdienliche Integration von Photovoltaik-Batteriesystemen: Entwicklung eines Algorithmus und Potenzialanalyse auf Grundlage einer Modellbildung in Matlab / Simulink*. HAW-Hamburg, Masterthesis, Februar 2014.
- [Bin14] o.V., BINE Informationsdienst (Hrsg.): *Mit Windstrom das Netz stabilisieren*. Bonn, August 2014.
<http://www.bine.info/publikationen/publikation/mit-windstrom-das-netz-stabilisieren/windstrom-zuverlaessig-anbieten/>
Zugriff am 20. Januar 2015.
- [BMU12] o.V., Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): *Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen nach Anlagentyp ab April 2012 in Deutschland (in Euro-Cent pro Kilowattstunde)*. Statista, Juni 2012.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/170555/umfrage/einspeise-verguetungen-fuer-solaranlagen-nach-anlagentyp/>
Zugriff am 30. Oktober 2014.

- [BMW14] o.A., Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): *Installierte Leistung (kumuliert) der Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2013 (in Megawattpeak)*. Statista, Februar 2014.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/13547/umfrage/leistung-durch-solarstrom-in-deutschland-seit-1990/>
Zugriff am 30. Oktober 2014.
- [BMW14a] o.V., Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): *Energiestatistiken: Gesamtausgabe*. Ohne Ort, November 2014.
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiestatistiken-grafiken,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [BMW15] o.V., Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.): *Speichertechnologien*. Ohne Ort, ohne Datum.
<http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Speicher/speichertechnologien,did=649564.html>
Zugriff am 07. Januar 2015.
- [BNA11] o.V., Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (Hrsg.): *Beschluss, Aktenzeichen: BK6-10-97*. Bonn, April 2011.
- [BnA13] o.V., Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn (Hrsg.): *Erzeugungskapazitäten*. Bonn, Februar 2013.
http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1421/DE/Sachgebiete/Elektrizitaetund-Gas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/erzeugungskapazitaeten-node.html
Zugriff am 12. Januar 2015.
- [BSW14] o.V., Bundesverband Solarwirtschaft (Hrsg.): *Entwicklung der jährlich installierten Leistung von Photovoltaikanlagen in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2013 (in Megawattpeak)*. Statista, Januar 2014.
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/29264/umfrage/neu-installierte-nennleistung-von-solarenergie-in-deutschland-seit-2004/>
Zugriff am 30. Oktober 2014.
- [BuR10] o.V., Deutscher Bundestag (Hrsg.): *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ingrid Nestle, Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN*. Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH Köln, Oktober 2012.
<http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/032/1703284.pdf>
Zugriff am 06. Januar 2015.

- [BWK12] Staudenbacher, Thomas; Eller Sebastian: *Dezentrale Stromversorgung eines Einfamilienhauses*. Springer-VDI-Verlag GmbH & Co KG Düsseldorf, Artikel aus BWK Bd. 64 Nr. 6, Seite 66-72, 2012.
- [Cat14] o.V., Caterva GmbH (Hrsg.): *Selbsterzeugten Strom selbst verbrauchen*. Caterva GmbH Pullach am Isartal, ohne Datum.
<http://www.caterva.de/index.html#a1>
Zugriff am 09. Januar 2015.
- [Con11] o.V., Conergy AG (Hrsg.): *Conergy PowerPlus 220P-240P; Technische Daten*. Conergy AG Hamburg, Dezember 2011.
http://www.baumann-solartechnik.de/uploads/media/TD_Conergy_PowerPlus_220P_-_240P_DE_01.pdf
Zugriff am 27. Januar 2015.
- [DEA12] o.A., Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): *Erzeugungsleistung je Netzebenen und Energieträger*. Berlin, 2012.
<http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/intelligente-stromnetze/stromerzeugung.html>
Zugriff am 05. Januar 2015.
- [DEA14] Rehtanz, Christian; et al., Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030*. Berlin, Februar 2012.
http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf
Zugriff am 18. Dezember 2014.
- [DEA14a] o.V., Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): *Herausforderungen bei der zukünftigen Erbringung von Systemdienstleistungen*. Berlin, ohne Jahr.
<http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/stromnetze/systemdienstleistungen.html>
Zugriff am 19. Dezember 2014.
- [DEA14b] o.V., Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.): *Energiespeicher*. Berlin, ohne Jahr.
<http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/energiespeicher/systemdienstleistungen.html>
Zugriff am 19. Dezember 2014,
- [Dou10] Doughty, Daniel H.; et al.: *Batteries for Large-Scale Stationary Electrical Energy Storage*. Ohne Ort, Artikel aus The Electrochemical Society Interface, 2010.
http://www.electrochem.org/dl/interface/fal/fal10/fal10_p049-053.pdf
Zugriff am 07. Januar 2015.

- [EAB12] o.V., Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (Hrsg.): *Daten und Fakten*. Ohne Ort, Energie-Atlas Bayern, 2014.
http://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html
Zugriff am 20. Januar 2015.
- [ecl13] Pérez, David; et al.: *PV Grid Parity Monitor; Residential Sector*. eclaron GmbH Berlin, Seite 30 ff., Mai 2013.
http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/pv_gpm_2_residential_2013.pdf
Zugriff am 31. Oktober 2014.
- [EFP14] o.V., Deutsche ÜNB: *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*. Ohne Ort, April 2014.
- [EWG05] o.V., Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.): *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)*. Berlin, Juli 2014.
http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf
Zugriff am 12. Januar 2015.
- [Far14] Farrenkopf, Sebastian: *Anbindung von Echtzeitsimulationsmodellen auf embedded Systems an die Leitwarte eines virtuellen Kraftwerks durch ein Kommunikationsgateway von Modbus/TCP zu IEC61850*. HAW-Hamburg, Bachelorthesis, Oktober 2014.
- [Foc14] o.V., Focus Online (Hrsg.): *Energieversorger wollen 50 Kraftwerke stilllegen*. FOCUS Magazin Verlag GmbH München, September 2014.
http://www.focus.de/immobilien/energiesparen/bundesnetzagentur-besorgt-energieversorger-wollen-50-kraftwerke-abschalten_id_4169414.html
Zugriff am 12. Januar 2015.
- [Ger14] Gerhard, Sebastian; Halfmann, F.: *Entwurf einer Betriebsstrategie für Batteriespeicher zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt*. NEIS Konferenz Hamburg, 2014.
- [HaB14] o.V., Deutsche Presseagentur (Hrsg.): *EnBW wehrt sich gegen Netzagentur*. Berlin, Januar 2014.
<http://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/abschaltungsverbot-enbw-wehrt-sich-gegen-netzagentur/9355498.html>
Zugriff am 12. Januar 2015.
- [Her14] o.V., 50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.): *Beginn der Elektrifizierung in Deutschland*. Berlin, ohne Datum.
<http://www.50hertz.com/de/50Hertz/Historischer-Hintergrund>
Zugriff am 18. Dezember 2014.

- [Her14a] o.V., 50Hertz Transmission GmbH (Hrsg.): *Regelenergie und Bilanzkreisabrechnung*. Berlin, ohne Datum.
Bis Anfang 2015 verfügbar unter:
<http://www.50hertz.com/de/Energiebeschaffung/Regelenergie-und-Bilanzkreisabrechnungen/Praequalifikation>
Zugriff am 16. Dezember 2014.
- [Heu13] Heuck, Klaus; et al.: *Elektrische Energieversorgung; Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer Vieweg Wiesbaden, 9. Aufl., 2013. ISBN 978-3-8348-1699-3
- [Hey12] Hey, Bastian: *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebotes und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*. HAW-Hamburg, Masterthesis, Oktober 2012.
- [IÖW11] Bost, Mark; et al.: *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik*. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung Berlin, 2011.
http://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparit%C3%A4t_-_Langfassung.pdf
Zugriff am 14. Januar 2015.
- [ISE13] Kost, Christoph; et al.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme Freiburg, November 2013.
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>
Zugriff am 31. Oktober 2014.
- [ItW15] o.V., DATACOM Buchverlag GmbH (Hrsg.): *Ladezustand*. Peterkrichen, ohne Datum.
<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Ladezustand-SoC-state-of-charge.html>
Zugriff am 08. Januar 2015.
- [Kre14] Kremin, Dr. Chrisptoh: *Anwendungsoptimierte Photovoltaik-Systemlösungen für private und gewerbliche Eigenverbraucher*. Conergy Global Solutions GmbH Hamburg, Beitrag auf der Woche der Energie, November 2014.
- [Kue11] Kühl, Mathias: *Feldbasierte Simulation mobiler elektrischer Energiespeicher – Last- und Einspeisungspotenzial eines Batterieschwarms im Smart-Grid*. HAW-Hamburg, Bachelorthesis, Oktober 2011.
- [LiB15] o.V., LichtBlick SE (Hrsg.): *SchwarmEnergie: intelligente Lösungen für ein neues Energiezeitalter*. Hamburg, ohne Datum.
<http://www.lichtblick.de/privatkunden/schwarm-energie/>
Zugriff am 14. Dezember 2014.

- [LPG15] Pflugradt, Noah: *LoadProfileGenerator*. Chemnitz, ohne Datum.
<http://loadprofilegenerator.de/>
Zugriff am 22. Januar 2015.
- [Lue07] Lübke, Norman; et al.: *Entwicklung eines synthetischen Jahreslastprofils für Haushaltsabnahme aus Elt.-Versorgungsnetzen*. Rostock; Greifswald, ohne Datum.
http://www.iee.uni-rostock.de/uploads/media/Entwicklung_eines_synthetischen_Jahreslastprofils_fuer_Haushaltsabnahme_aus_Elt.-Versorgungsnetzen.pdf
Zugriff am 04. Dezember 2014.
- [Mer13] Mertens, Konrad: *Photovoltaik; Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. Carl Hanser Verlag München, 2. Aufl., 2013. ISBN: 978-3-446-43410-3.
- [Nex15] o.V., Next Kraftwerke GmbH: *Next-Pool*. Köln, ohne Datum.
<https://www.next-kraftwerke.de/virtuelles-kraftwerk-next-pool>
Zugriff am 14. Januar 2015.
- [OCC14] o.V., Onset Computer Corporation (Hrsg.): *Silizium Pyranometer-Smart-Sensor (Teilenr. S-LIB-M003)*. Ohne Ort, 2014.
http://www.onsetcomp.com/files/manual_pdfs/18469-A%20S-LIB%20Manual%20German.pdf
Zugriff am 23. Februar 2015.
- [PBe14] Bergau, Philipp: *Analyse von 2nd Life Elektrofahrbatterien zur Bereitstellung von Regelleistung*. TU Berlin, Masterthesis, Oktober 2014.
- [Pfl13] Pflugradt, Noah; et al.: *Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality Spanien, März 2013.
<http://www.icrepq.com/icrepq%2713/308-pflugradt.pdf>
Zugriff am 22. Januar 2015.
- [Pho14] Grab, Herbert: *15.000 Zyklen ohne Austausch*. Alfons W. Gentner Verlag GmbH & Co. KG Stuttgart, Artikel aus photovoltaik, Dezember 2014.
<http://www.photovoltaik.eu/photovoltaik-2014-12/15-000-Zyklen-ohne-Austausch,QUIEPTYyMTkwMiZNSUQ9MTEzMzk0.html?UID=0FF7F2AC9A311FD41A14AAFB0FE40F0E4B7CE819D22E9CE754>
Zugriff am 07. Januar 2014.
- [PVG15] Ziegler, Michael: *Wechselrichtertypen*. PhotovoltaikZentrum Triefenstein, ohne Datum.
www.photovoltaik-guide.de/wechselrichtertypen
Zugriff am 09. Januar 2015.

- [PVL14] Märtel, Christian: *1000 Dächer Programm*. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH Hamburg, ohne Datum.
<http://www.photovoltaiik-web.de/photovoltaik-lexikon/ziffern-0-9/1000-daecher-programm.html>
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [PVM14] Enkhardt, Sandra: *WEMAG eröffnet Batteriekraftwerk in Schwerin*. PV-Magazine Berlin, September 2014.
http://www.pv-magazine.de/nachrichten/details/beitrag/wemag-erffnet-batteriekraftwerk-in-schwerin_100016577/
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [PVM14a] o.V., PV-Magazine (Hrsg.): Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen. PV-Magazine Berlin, Juni 2014.
<http://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/batteriespeicher/produkt-daten-2014/>
Zugriff am 25. Oktober 2014.
- [PVW14] Märtel, Christian: *Langlebigkeit von Blei- und Lithium-Speichern im Vergleich*. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH Hamburg, ohne Datum.
<http://www.photovoltaiik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/lebensdauer-batterien.html>
Zugriff am 07. Januar 2015
- [PVW15] Märtel, Christian: *Anschluss einer Batterie an die PV-Anlage*. DAA Deutsche Auftragsagentur GmbH Hamburg, ohne Datum.
<http://www.photovoltaiik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/aufbau-batteriespeichersystem-pv.html>
Zugriff am 07. Januar 2015.
- [Qua13] Quaschnig, Volker: *Regenerative Energiesysteme; Technologie – Berechnung – Simulation*. Hanser Verlag München, 8. Auflage, 2013. ISBN: 978-3-446-43526-1.
- [QuK13] Quantmeyer, F.; et al.: Modellbildung und Identifikation der Energiespeicher für Elektrofahrzeuge. ASIM STS/GMMS Workshop Düsseldorf, Februar / März 2013.
http://mv.fh-duessel-dorf.de/a_aktuelles/asim/ProgrammUndAblauf/Langfassung_Quantmeyer_Kiessling_LiuHenke.pdf
Zugriff am 19. Januar 2015.

- [Reg14] o.V.: 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (Hrsg.): *Über Regelleistung ; Marktinformationen, Marktbeschreibung, Technische Aspekte, Präqualifikation, Netzregelverbund*. Berlin; Pulheim; Stuttgart; Bayreuth; ohne Datum.
<https://www.regelleistung.net>
Zugriff am 19. Dezember 2014.
- [Ric14] Richter, Rimbart: *Customer Segmentation in the German Residential Electricity Sector*. TU Berlin, Masterthesis, August 2014.
- [Rid03] Ridder, Niels: *Öffentliche Energieversorgungsunternehmen im Wandel; Wettbewerbsstrategien im liberalisierten Strommarkt*. Tectum Verlag Marburg, 2003. ISBN: 3-8288-8527-6.
- [Sch12] Schäfers, Hans: *Vorlesungsteil Virtuelle Kraftwerke*. Hamburg, 2012.
- [SMA11] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *Basiswissen zum Thema Blindleistung*. Niestetal, September 2011.
<http://www.sma.de/partner/pv-netzintegration/basiswissen-blindleistung.html>
Zugriff am 14. Januar 2015.
- [SMA14] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *Forschungsprojekt PV-Regel: Konzepte und Lösungen für die Erbringung von Regelleistung mit Photovoltaik*. Niestetal, Oktober 2014.
<http://www.sma.de/newsroom/aktuelle-nachrichten/news-detail/news/12923-forschungsprojekt-pv-regel-konzepte-und-loesungen-fuer-die-erbringung-von-regelleistung-mit-p.html>
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [SMA14a] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *Glossar, Einspeisemanagement*. Niestetal, ohne Datum.
<http://www.sma.de/partner/pv-netzintegration/glossar.html>
Zugriff am 09. Januar 2015.
- [SMA14b] SMA Expertenaussage: *Interview vom 17. November 2014*.
- [SMA14c] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *SUNNY Tripower 15000TL/17000TL; Übersicht*. Niestetal, ohne Datum.
<http://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-tripower-10000tl-12000tl-15000tl-17000tl.html>
Zugriff am 06. Dezember 2014.
- [SMA14d] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *SUNNY Tripower 5000TL - 12000TL; Übersicht*. Niestetal, ohne Datum.
<http://www.sma.de/produkte/solar-wechselrichter/sunny-tripower-5000tl-12000tl.html#Technische-Daten-79869>
Zugriff am 06. Dezember 2014.

- [SMA14e] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H*. Niestetal, ohne Datum.
http://files.sma.de/dl/17632/SI_OFF_ON_6H_8H-DDE1421W.pdf
Zugriff am 23. Januar 2015.
- [SoB15] o.V., Sonnenbatterie GmbH (Hrsg.): *Technische Daten Sonnenbatterie classic*. Wildpoldsried, ohne Datum.
<http://www.sonnenbatterie.de/strom-energie-speicher/sonnenbatterie/technische-daten/technische-daten-classic/>
Zugriff am 23. Januar 2015.
- [Sol12] o.V., Solarworld AG (Hrsg.): *Sunmodule SW 240/245/250 poly*. Bonn, Oktober 2012.
http://www.solarworld.de/fileadmin/downloads_new/produkt/sunmodule/datenblaetter/de/poly/poly_240-250_de.pdf
Zugriff am 27. Januar 2015.
- [SyM15] o.V., o. Hrsg.: *Synchronmaschine*. Ohne Ort, ohne Datum.
<http://www.betz-simon.homepage.t-online.de/ba/SM.pdf>
Zugriff am 14. Januar 2015.
- [Tur14] Turschner, Dr.-Ing. Dirk: *Die virtuelle Synchronmaschine (VISMA) – ein Beitrag zur Netzstabilisierung*. Hamburg, Beitrag auf der Woche der Energie, November 2014.
- [Vaf14] Vattenfall Expertenrunde: *Interviews während der Projektlaufzeit*. Hamburg, September bis Dezember 2014.
- [VDE12] o.V., SMA Solar Technology AG (Hrsg.): *VDE-Anwendungsregel 4105*. Niestetal, ohne Datum.
<http://www.sma.de/partner/pv-netzintegration/vde-anwendungsregel-4105.html>
Zugriff am 08. Januar 2015.
- [VDE99] o.V., Verband der Elektrizitätswirtschaft: *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Berlin, VDEW Materialien M-28/99, 1999. Nicht als Originalquelle abrufbar.
- [VDN03] Berndt, Holger; et al.: *Transmission Code 2007; Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW; Berlin, Anhang D1, August 2007.
- [VDN07] Berndt, Holger; et al.: *Transmission Code 2007; Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW; Berlin, August 2007.

- [WeK14] o.V., WetterKontor GmbH (Hrsg.): *Sonnenscheindauer in Stunden am 25.05.2014*. Ingelheim, Mai 2014.
http://www.wetterkontor.de/de/deutschland_extremwerte_karte.asp?id=20140525&p=4
Zugriff am 15. Januar 2015.
- [Wet14] Wetzel, Daniel: *EnBW will Abschaltverbot vor Gericht anfechten*. WeltN24 GmbH Berlin, Januar 2014.
<http://www.welt.de/wirtschaft/article124010183/EnBW-will-Abschaltverbot-vor-Gericht-anfechten.html>
Zugriff am 12. Januar 2015.
- [Wik14] o. A, o. Hrsg: *Verband der Netzbetreiber*. Ohne Ort, Artikel bei Wikipedia, Februar 2015.
http://de.wikipedia.org/wiki/Verband_der_Netzbetreiber
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [Wik14a] o. A, o. Hrsg: *1000-Dächer-Programm*. Ohne Ort, Artikel bei Wikipedia, April 2013.
<http://de.wikipedia.org/wiki/1000-D%C3%A4cher-Programm>
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [Wik14b] o.V., o. Hrsg.: *Stromgestehungskosten*. Ohne Ort, Artikel bei Wikipedia, Januar 2015.
<http://de.wikipedia.org/wiki/Stromgestehungskosten>
Zugriff am 13. Januar 2015.
- [Wik14c] o.V., o. Hrsg.: *Strompreis*. Ohne Ort, Artikel bei Wikipedia, Februar 2015.
<http://de.wikipedia.org/wiki/Strompreis>
Zugriff am 31. Oktober 2014.
- [Wol10] Wolf, P: *An Economics Assessment of „Second Use“ Lithium-Ion Batteries for Grid Support*. Christchurch; Neuseeland, 20th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), Dezember 2010.
- [You14] o.V., Younicos AG (Hrsg.): *Batterietechnologien; Genau der passende Speicher*. Berlin, ohne Datum.
<http://www.yunicos.com/de/technologie/batterietechnologien/>
Zugriff am 05. November 2014.



Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Janßen

Vorname: Philipp Eike

dass ich die vorliegende Masterarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Analyse eines Photovoltaik-Batteriespeichersystems zur Bereitstellung von Primärregelleistung

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

27.02.2015

Datum

Philipp Janßen
Unterschrift im Original