

DOKUMENTATION

Primärregelleistungserbringung eines dezentralen virtuelles Kraftwerk

Berlin, 12.01.2020



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

Studiengang:

Regenerative Energien (M)

Fachbereich:

Ingenieurwissenschaften – Energie und
Information

Gruppe:

N

Autoren:

Kilian Helfenbein

Michaela Zoll

Prüfer:

Johannes Weniger

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
1 Motivation und Problemstellung	1
2 Theoretische Grundlagen und Datengrundlage	2
2.1 Primärregelleistung	2
2.2 sonnenBatterie eco 8.0	2
2.3 Das virtuelle Kraftwerk	3
2.4 Die sonnenFlat	4
2.5 Verwendete Python und Matlab Befehle	5
2.6 Datengrundlage	6
2.6.1 Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage	7
2.6.2 Haushaltslastprofil	7
2.6.3 Profil der Netzfrequenz	7
3 Simulation des Batteriespeichersystems	8
3.1 Parametervariation und Simulationsziele	8
3.2 Simulation des Einflusses des virtuellen Kraftwerks	8
3.2.1 Erläuterung der Simulation	9
3.2.2 Bewertung der Approximation	10
3.3 Darstellung und Bewertung der Ergebnisse	11
3.4 Betrachtung des Ladestandverlaufs	12
4 Benutzeroberfläche der Anwendung	14
5 Ergebnisauswertung	16
5.1 Ergebnisdarstellung	16
5.2 Sensibilitätsanalyse	19
Literatur	19

Abbildungsverzeichnis

1	Zulässiger Arbeitsbereich bei der Erbringung von Primärregelleistung [s. S. 61 ÜNB19]	4
2	Varianten der sonnenFlat [s. S. 26 Gmb]	5
3	Ladestandsverlauf der Fälle A und B ohne und mit Erbringung von Regelleistung. Darstellung mit durchgehend aktivierten Ladestandsgrenzen. Eigene Darstellung	12
4	Startseite der Anwendung	15
5	Zweite Seite der Anwendung	16
6	Gegenüberstellung der Einnahmen und Kosten für den Verbraucher in zwei Fällen jeweils mit und ohne Regelleistungsbereitstellung für ein Jahr	18

1 Motivation und Problemstellung

Die wirtschaftliche Nutzung von Heimspeichern, über die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils hinaus, gewinnt mehr und mehr an Bedeutung. So wurde 2018 das virtuelle Kraftwerk der sonnen GmbH für die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt durch die TenneT TSO GmbH präqualifiziert [Gmb18b]. Hierdurch kann sich die sonnen GmbH weiterer Geschäftsfelder erschließen und seine Erlöse erhöhen.

Grundlage des virtuellen Kraftwerks bilden die einzelnen Heimspeicher der Kunden der sonnen GmbH. Diese werden softwareseitig intelligent miteinander verknüpft, um die Anforderungen der Primärregelleistungserbringung zu erfüllen. Diese Arbeit soll die rein wirtschaftliche Betrachtung der hierzu gehörigen Cloud-Stromverträge aus Sicht des Kunden ermöglichen.

Der Abschluss des Cloud-Vertrages bringt Vor- und Nachteile mit sich, die nur schwer gegeneinander abgewogen werden können. So zahlt der Kunde bis zu einer bestimmten Gesamtstromverbrauchsmenge keine Stromkosten, aber einen monatlichen Grundpreis. Zusätzlich willigt der Kunde der Nutzung der Batterie für die Erbringung von Primärregelleistung ein. Hierdurch wird das eigenverbrauchsoptimierende Verhalten der Batterie eingeschränkt.

Ziel dieser Arbeit ist es mit Hilfe einer Simulation diesen Einfluss zu ermitteln und monetär quantifizierbar zu machen. Dafür wurde eine Berechnungsmethodik entwickelt, die den Einsatzplan des virtuellen Kraftwerks simulieren soll. Grundlage hierfür bildeten verschiedene Annahmen und Datensätze die im Folgenden vorgestellt werden sollen

2 Theoretische Grundlagen und Datengrundlage

In diesem Kapitel sollen die wichtigsten Grundlagen erläutert werden, um eine Bewertung des Einflusses der Nutzung des Speichersystems für die Erbringung von Primärregelleistung vornehmen zu können. Hierzu zählen die theoretischen Grundlagen der Erbringung von Primärregelleistung und des virtuellen Kraftwerks inklusive der verwendeten Hardware. Weiterhin wird auf die wichtigsten verwendeten Python und Matlab Befehle, sowie die verwendeten Datensätze und deren Aufarbeitung eingegangen. Zusätzlich wird das Vertragsmodell der sonnenFlat erläutert, um die Kostenstruktur darstellen zu können.

2.1 Primärregelleistung

Systemdienstleistungen werden eingesetzt, um die Versorgungssicherheit des europäischen Verbundsystems sicherzustellen. Da der Großteil dieser Maßnahmen bisher von konventionellen Kraftwerken erbracht wird, ist, neben dem Zubau von regenerativen Energieanlagen, das Erschließen von alternativen Systemdienstleistungserbringern ein essenzieller Bestandteil der Energiewende. In dieser Simulation soll im Näheren die Regelleistung und insbesondere die Primärregelleistung betrachtet werden.

Regelleistung wird genutzt, um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Primärregelleistung stellt dabei die erste Instanz der Frequenzregelung dar und dient dazu momentane Unterschiede zwischen Leistungsangebot und -nachfrage im Stromnetz auszugleichen. Das durch den Übertragungsnetzbetreiber definierte Totband beträgt ± 10 mHz. Wird die Soll-Netzfrequenz von 50 Hz um mehr als das Totband über- oder unterschritten wird automatisch begonnen Regelleistung zu erbringen, die dabei proportional mit der Frequenzabweichung steigt. Bei einer Differenz von ± 200 mHz ist allerdings ein kritischer Wert erreicht und die volle präqualifizierte Regelleistung des Kraftwerks muss erbracht werden. [Gmb20a].

2.2 sonnenBatterie eco 8.0

Die physische Grundlage des virtuellen Kraftwerks wird durch eine Flotte von Heimspeichern gebildet. In dieser Simulation werden Heimspeicher der sonnenBatterie eco 8.0 Serie gewählt. Die Möglichkeiten und Limitationen des virtuellen Kraftwerks richten sich entsprechend nach den technischen Eigenschaften dieser Lithium-Eisenphosphat Akkumulatoren.

Die einzelnen Batterien besitzen je nach Ausstattung eine nutzbare Batteriekapazität von 4 kWh bis 16 kWh. Vereinfachend wird angenommen, dass nur sonnenBatterien mit einer Kapazität von mindestens 8 kWh eingesetzt werden. Ab einer Kapazität von 8 kWh ist jede

Batterie mit einem Wechselrichter ausgestattet, der eine Nennleistung von 3,3 kW besitzt [Gmb18a].

Der mittlere Wirkungsgrad des Wechselrichters beträgt im Entladefall 94,5 % und im Ladezustand 94,4 %. Weiterhin weist die Batterie einen Wirkungsgrad von 93,8 % auf [Wen+19].

2.3 Das virtuelle Kraftwerk

Das virtuelle Kraftwerk der Simulation wurde mit einer Gesamtleistung von 1 MW präqualifiziert. Als Annahme wurden hierzu insgesamt 600 Heimspeicher der sonnenBatterie eco 8.0 Serie vernetzt, mit einer Gesamtleistung von 1,98 MW. Der theoretische Leistungsspielraum des Kraftwerks liegt somit deutlich über der präqualifizierten Leistung.

Dieser Umstand wird zum einen gerechtfertigt durch die Tatsache, dass nicht garantiert werden kann, dass jede Batterie zu jedem Zeitpunkt verfügbar ist. Es kann zu Störungen in Hard- und Software der Speicher kommen, aber auch die Internetverbindung kann zeitweise unterbrochen werden. Außerdem unterliegt die Kontrolle der Anlage in erster Linie der Privatperson und nur bedingt dem Betreiber.

Die am stärksten überwiegenden Einflussgrößen auf die Leistungsfähigkeit des virtuellen Kraftwerks sind aber der eigenverbrauchsoptimierte Betrieb der Anlage und der Ladezustand. Je nach dem aktuellem Betriebspunkt kann nur noch begrenzt zusätzlich Primärregelleistung aufgebracht werden, bis die maximale Umrichterleistung erreicht wird. Bei einem zu hohen bzw. zu niedrigen Betriebspunkt der Batterieflotte kann also unter Umständen die geforderte Regelleistung nicht geliefert werden. Ein zu hoher bzw. niedriger Ladezustand beschränkt zudem den Zeitraum, über den Regelleistung erbracht werden kann. Diesen Faktoren muss im Realbetrieb entgegengewirkt werden mit aktiven Lademanagement und Ladezustandsgrenzen, um zu gewährleisten, dass die präqualifizierte Regelleistung zu jeder Zeit geliefert werden kann.

Das grundlegende Funktionsprinzip des virtuellen Kraftwerks wird durch einen übergeordneten Regler bestimmt. Dieser wird in der Simulation stark vereinfacht. So wird von einem homogenen Verhalten der Batterien ausgegangen. Dies bedeutet, dass jede Batterie die gleichen technischen Parameter besitzt und dass sich die zugehörigen Photovoltaikanlagen ebenfalls identisch verhalten. Das führt dazu, dass den einzelnen Batterien feste Ladezustandsgrenzen zugeordnet werden können, damit die Erbringung von Regelleistung im Bedarfsfall gewährleistet werden kann.

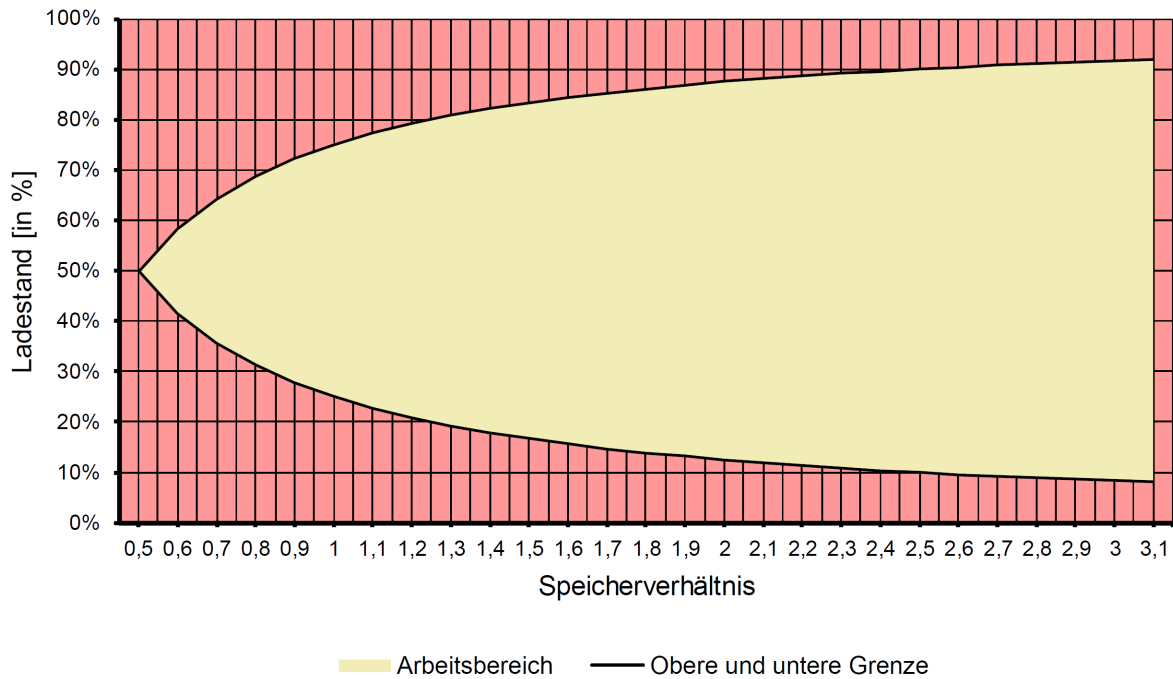


Abbildung 1 Zulässiger Arbeitsbereich bei der Erbringung von Primärregelleistung [s. S. 61 ÜNB19]

Im Falle begrenzter Energiespeicher kommen die in Abbildung 1 dargestellten zulässigen Arbeitsbereiche zur Anwendung. Durch dies wird sichergestellt, dass der Energiespeicher jederzeit seine vollständige angebotene Regelleistung für 15 min zur Verfügung zu stellen.

In dem Fall des simulierten virtuellen Kraftwerks besteht ein Speicherverhältnis von 4,8 bis 9,6, je nach Größe der einzelnen Speichereinheiten. Da jedoch das Lademanagement innerhalb dieser Simulation nicht abgebildet werden kann, wurde sich für Ladestandsgrenzen von 80 % im oberen und 20 % im unteren Energiebereich entschieden.

2.4 Die sonnenFlat

Das Konzept der sonnenFlat beruht in erster Linie auf der sogenannten Freistrommenge. Diese dient als Leistungstausch für die Einschränkungen des eigenverbrauchsoptimierten Verhaltens der Batterie. Die Freistrommenge bezieht sich auf den Gesamtstromverbrauch und beinhaltet den Direktverbrauch der Photovoltaikanlage und den zusätzlichen Netzbezug. Der Netzbezug der Batterie für die Erbringung von Primärregelleistung wird getrennt bilanziert.

	sonnenFlat 4250	sonnenFlat 5500	sonnenFlat 6750	sonnenFlat 8000
 Freistrommenge kWh/a	 4.250	 5.500	 6.750	 8.000
 Leistung kWp	5,5	7,5	9,5	9,5
 min. Erzeugung kWh/a	4.400	6.000	7.600	7.600
 Mindestkapazität kWh	7,5	10	10	12,5
 Community-Beitrag pro Monat	19,99 €	19,99 €	19,99 €	29,99 €

Abbildung 2 Varianten der sonnenFlat [s. S. 26 Gmb]

In Abbildung 2 sind die verschiedenen Varianten der sonnenFlat vorgegeben. Die Freistrommenge des Kunden hängt sowohl von der Leistung der Photovoltaikanlage und der Kapazität des Batteriespeichers ab. Die minimale Größe der Photovoltaikanlage beträgt hierbei 5,5 kW_p, weshalb dies als minimale Größe der Simulation angenommen wurde. In dieser Simulation wird davon ausgegangen, dass der Kunde immer die für seine spezielle Situation größtmögliche sonnenFlat erhält. Hiervon ausgenommen ist die sonnenFlat 8000, da bei dieser höhere Community-Beiträge anfallen. Bei Überziehung der Freistrommenge von bis zu 2000 kWh, fallen bei der sonnenFlat Arbeitspreise von $23 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ und darüber $25,9 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ an [Gmb]. Der Break-even-Point der sonnenFlat 8000 gegenüber der sonnenFlat 6750 ist somit ab einem jährlichen Stromverbrauch von 7272 kWh erreicht.

Eine weitere Besonderheit des sonnenFlat Vertrages ist der sogenannte sonnenBonus.. Hierbei handelt es sich um einen Aufschlag von $0,25 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ für jede eingespeiste Kilowattstunde der Photovoltaikanlage auf die übliche EEG-Vergütung [Gmb20b].

2.5 Verwendete Python und Matlab Befehle

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Python und Matlab Befehle erklärt. Auf Befehle, die bereits Teil der Vorlesung waren, wird nicht eingegangen.

Python

Glob

Das Glob-Modul findet alle Pfadnamen, die mit einem angegebenen Muster übereinstimmen [Fou20].

Pandas

Pandas bietet Funktionen für die Strukturierung und Analyse von Datensätzen [dev20]. Die wichtigsten verwendeten Befehle der Pandas-Bibliothek lauten wie folgt:

<code>read_csv()</code>	= Einlesen einer CSV-Datei als Datenfeld
<code>DataFrame()</code>	= Erstellt ein Datenfeld mit gewünschten Parametern
<code>multiply()</code>	= Ermöglicht Multiplikation eines Datenfeldes mit einem Skalar
<code>round()</code>	= Runden der Elemente eines Datenfeldes
<code>to_csv()</code>	= Speichern eines Datenfeldes als CSV-Datei
<code>concat()</code>	= Verkettung von einzelnen Datenfeldern

Matlab

Polyval

Der Befehl `polyval(p, x)` wertet ein Polynom p an jedem Punkt in x aus. Das Argument p ist ein Vektor der Länge $n + 1$, dessen Elemente die Koeffizienten (in absteigenden Potenzen) eines Polynoms n -ten Grades sind [The20a]:

$$p(x) = p_1 \cdot x^n + p_2 \cdot x^{n-1} + \dots + p_n \cdot x + p_{n+1}$$

Reshape

Reshape formt ein gegebenes Array in eine gewünschte Form um. Beispielsweise formt `reshape(A, [2,3])` A in eine 2-mal-3-Matrix um [The20b].

2.6 Datengrundlage

Für die Simulation des Einflusses des virtuellen Kraftwerks kamen drei Datensätze zum Einsatz. Hierzu zählt ein Haushaltslastprofil, das Erzeugungsprofil einer Photovoltaikanlage und das Profil der Netzfrequenz im europäischen Verbundsystem, welche modellexogen die Grundlage der Simulation bilden. Jeder Datensatz hat eine 1-minütige Auflösung und bildet ein ganzes Jahr ab. Die Aufarbeitung der einzelnen Datensätze erfolgt mit Hilfe von Python.

2.6.1 Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage

Das Erzeugungsprofil der Photovoltaikanlage wurde innerhalb der Vorlesung zur Verfügung gestellt. Dieses findet auch hier Anwendung und ist in der Datei A04_Daten.mat hinterlegt. In der Variable ppvs ist die spezifische AC-Leistungsabgabe des Photovoltaik-Systems, normiert auf die nominale Photovoltaik-Generatorleistung hinterlegt.

2.6.2 Haushaltslastprofil

Das Haushaltslastprofil entspricht einem repräsentativen elektrischen Lastprofil für Wohngebäude in Deutschland auf 1-minütiger Datenbasis. Dieses wird durch die Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin zur Verfügung gestellt [Tec18].

Verwendet wurde das dritte Lastprofil der Datei CSV_74_Loadprofiles_1min_W_var(1).zip. Auch dieses wurde normiert. Dafür wurde zuvor die maximale Leistungsaufnahme des Systems bestimmt und mit dieser die spezifische Leistungsaufnahme des Systems zu jeder Minute ermittelt.

Realisiert wurde dies mit folgendem Code:

Programmcode 1 Aufbereitung des Datensatzes des repräsentativen elektrischen Lastprofils für Wohngebäude

2.6.3 Profil der Netzfrequenz

Das Profil der Netzfrequenz im europäischen Verbundsystem liegt in 1-sekündiger Auflösung monatsweise für das Jahr 2018 vor. Zur Verfügung gestellt wurden die entsprechenden Datensätze durch Herrn Dipl.-Ing. (FH) Markus Jaschinsky [Jas18].

Ziel der Aufarbeitung war es die einzelnen Profile zusammenzuführen und in eine 1-minütige Auflösung umzuwandeln. Anschließend sollte aus diesem Profil der Lastgang des virtuellen Kraftwerks, normiert auf die ausgeschriebene Primärregelleistung, ermittelt werden. Dieses erfolgte auf Grundlage des folgenden Codes:

Programmcode 2 Aufbereitung der Datensätze des Profils der Netzfrequenz im europäischen Verbundsystem

3 Simulation des Batteriespeichersystems

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Simulationsschritte dargestellt und erläutert. Weiterhin erfolgt eine Betrachtung der Ergebnisse.

3.1 Parametervariation und Simulationsziele

Die Parametervariation soll dazu dienen, möglichst viele Fälle möglichst genau darstellen zu können. Folgende Parameter fließen modellendogen in die Durchläufe der Simulation ein:

- Der Hausverbrauch von 3000 kWh bis 10000 kWh
- Die Kapazität der Batterie von 8 kWh bis 16 kWh
- Die Größe der Photovoltaikanlage von 5,5 kW_p bis 10 kW_p
- Die EEG-Vergütung für die Stromeinspeisung von $9,87 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis $12,75 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
- Der Grundpreis des Vergleichstromtarifs von $5 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ bis $12 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
- Der Arbeitspreis des Vergleichstromtarifs von $25 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ bis $32 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

Weiterhin sind folgende Parameter modellexogen vorgegeben und nicht variiert:

- Die nominale AC-Leistungsaufnahme des Batteriewechselrichters 3,3 kW
- Die nominale AC-Leistungsabgabe des Batteriewechselrichters 3,3 kW
- Der mittlere Umwandlungswirkungsgrad des Batteriewechselrichters im Ladebetrieb 94,4 %
- Der mittlere Umwandlungswirkungsgrad des Batteriewechselrichters im Entladebetrieb 94,5 %
- Der mittlere Umwandlungswirkungsgrad des Batteriespeichers 93,8 %
- Die präqualifizierte Leistung des virtuellen Kraftwerks $\pm 1 \text{ MW}$
- Die theoretische maximale Leistung des virtuellen Kraftwerks $\pm 1,98 \text{ MW}$
- Der sonnenBonus in Höhe von $0,25 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

Das Ziel der Simulation ist es, in erster Linie einen Kostenvergleich der Vertragsvarianten für den Kunden zu ermöglichen. Die wichtigsten zu ermittelten Größen sind von daher die jährlichen Kosten. Außerdem soll ermittelt werden, wie stark die Batterie durch das virtuelle Kraftwerk mehr belastet wird. Hierfür werden die auftretenden Vollzyklen pro Jahr berechnet.

3.2 Simulation des Einflusses des virtuellen Kraftwerks

Dieses Kapitel soll die Simulation des Einflusses des virtuellen Kraftwerks auf das eigenverbrauchsoptimierte Verhalten der Batterie erläutern. Weiterhin soll eine Bewertung der Approximation vorgenommen werden.

3.2.1 Erläuterung der Simulation

Die Erbringung von Primärregelleistung hat immer Vorrang vor der Eigenverbrauchsoptimierung des Kunden. Somit muss ermittelt werden, in welchen Zeitschritten es zu einer Erbringung von Primärregelleistung kommt.

Als erste Approximation wird angenommen, dass das virtuelle Kraftwerk an 80 % der Tage des Jahres an der Erbringung von Primärregelleistung teilnimmt. Hierdurch werden Wartung und nicht erfolgreiche Ausschreibungen abgedeckt. Um einen ausreichenden Ladestand zu garantieren, wird weiterhin zwischen zwei Zuständen unterschieden:

1. Die Ladestandsgrenzen sind aktiviert
2. Die Erbringung von Primärregelleistung und die Ladestandsgrenzen sind aktiviert

Der erste Fall tritt immer dann auf, wenn auf einen Tag ohne Erbringung von Primärregelleistung ein regelleistungsaktiver Tag folgt. In diesem Fall werden die Ladestandsgrenzen von 20 % bis 80 % bereits 12 h vor der eigentlichen Erbringung aktiviert. Damit soll möglichst sichergestellt werden, dass zu Beginn der Regelleistungserbringung genügend Energie in den Speichern zur Verfügung steht. Weiterhin soll auf diese Weise auf eine Simulation des Nachladedemanagements des virtuellen Kraftwerks verzichtet werden können.

Im nächsten Schritt, muss ermittelt werden ob die eigene Batterie in dem vorliegenden Zeitschritt an der Erbringung von Primärregelleistung teilnimmt. Hierfür wurde ein einfacher boolean Minuten-Vektor geschaffen, mit folgenden Bedeutungen:

- 0 = Eigenverbrauchsoptimierung
1 = Erbringung von Primärregelleistung

Damit die Batterie an der Regelleistungserbringung teilnimmt, muss die Regelleistungserbringung des gesamten virtuellen Kraftwerks aktiv sein, die Frequenzabweichung der Netzfrequenz außerhalb des Totbandes liegen und die Batterie zu den verwendeten Batterien des Zeitschritts gehören.

Um die letzte Voraussetzung zu approximieren, wurde vorerst die Wahrscheinlichkeit berechnet, dass die Batterie Primärregelleistung in dem Zeitschritt erbringen muss.

$$(1) \quad p_{\text{FCR}}(t) = |P_{\text{FCR}_{\text{VPP}}}(t)| \cdot \frac{P_{\text{PQ}}}{P_{\text{max}}}$$

- t = Zeitschritt
 $p_{\text{FCR}}(t)$ = Wahrscheinlichkeit der Regelleistungserbringung
 $P_{\text{FCR}_{\text{VPP}}}(t)$ = Abgerufene Primärregelleistung des virtuellen Kraftwerks im Zeitschritt
 P_{PQ} = Präqualifizierte Leistung des virtuellen Kraftwerks
 P_{max} = Theoretische maximale Leistung des virtuellen Kraftwerks

Der hierbei entstehende Vektor wird anschließend mit einem Vektor verglichen, dessen Variablen zufällig in einem Bereich von 0 % bis 100 % generiert wurden. Liegt der Wert der Approximation oberhalb der Zufallsvariable, wird in diesem Zeitschritt Primärregelleistung erbracht.

Dies gilt jedoch nur, wenn zeitgleich auch das virtuelle Kraftwerk aktiv ist. Werden die beiden Vektoren miteinander abgeglichen, ergibt sich, dass die Regelleistungserbringung der Batterie ca. 3 % der Gesamtzeit ausmacht.

3.2.2 Bewertung der Approximation

Um die Approximation bewerten zu können, muss ein Optimum definiert werden. In der Simulation wird von einem homogenen virtuellen Kraftwerk ausgegangen. Das heißt, dass die Last genau gleichmäßig zwischen den Batterien aufgeteilt wird. Die theoretische Regelenergie berechnet sich aus den Lastgängen der Netzfrequenz und dem Aktivitätsvektors des virtuellen Kraftwerks wie folgt:

$$(2) \quad E_{\text{FCR}} = \sum_{t=0}^{t_{\text{end}}} P_{\text{FCR}_{\text{VPP}}}(t) \cdot \frac{1000}{60 \cdot n_{\text{Bat}}}, \text{ wenn: VPP} = \text{aktiv}$$

E_{FCR} = Theoretische positive bzw. negative Regelenergie in kWh

n_{Bat} = Anzahl der Batterien des virtuellen Kraftwerks

Je nach Richtung der Regelleistungserbringung werden nur alle $P_{\text{FCR}_{\text{VPP}}} > 0$ bzw. $P_{\text{FCR}_{\text{VPP}}} < 0$ summiert. Bei einer homogenen Aufteilung der Last bedeutet dies die Erbringung von 477,1 kWh negativer (Batterieladung) und 392,6 kWh positiver (Batterieentladung) Primärregelleistung.

Positive Primärregelleistung

Im Mittel liegt die erbrachte positive Regelleistung bei $390,1 \pm 1,0$ kWh. Die Erbringung positiver Regelleistung wird in der Simulation leicht unterbewertet dargestellt.

Negative Primärregelleistung

Das Ergebnis der Simulation zeigt, dass die erbrachte negative Regelleistung bei $487,0 \pm 1,0 \text{ kWh}$ liegt. Somit wird die negative Regelleistungserbringung in der Simulation leicht überbewertet.

Einordnung der Ergebnisse

Die Abweichung von der idealen Aufteilung der Last beträgt 2,1 % bei der Erbringung von negativer Regelleistung und 0,6 % bei der Erbringung von positiver Regelleistung. Somit ist die Approximation als sehr gut einzuschätzen.

3.3 Darstellung und Bewertung der Ergebnisse

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse der Simulation dargestellt und ausgewertet werden.

Hierfür werden zwei Testläufe genauer betrachtet:

- Fall A: Bei diesem Testlauf liegt mit 385,4 kWh die geringste positive Regelleistungserbringung vor. Es kommt somit dazu, dass die Batterie besonders häufig nicht in das Netz einspeisen kann. Die folgenden Parameter liegen hierbei vor:
 1. Die Photovoltaikleistung beträgt 5,5 kW_p
 2. Die Batteriekapazität beträgt 8 kWh
 3. Der Hausverbrauch liegt bei 10000 kWh
- Fall B: Im Gegensatz zum Fall A, wurde in diesem Fall mit 489,1 kWh die größte negative Regelleistungserbringung ermittelt. Die Parameter lauten hierbei:
 1. Die Photovoltaikleistung beträgt 10 kW_p
 2. Die Batteriekapazität beträgt 16 kWh
 3. Der Hausverbrauch liegt bei 8000 kWh

3.4 Betrachtung des Ladestandverlaufs

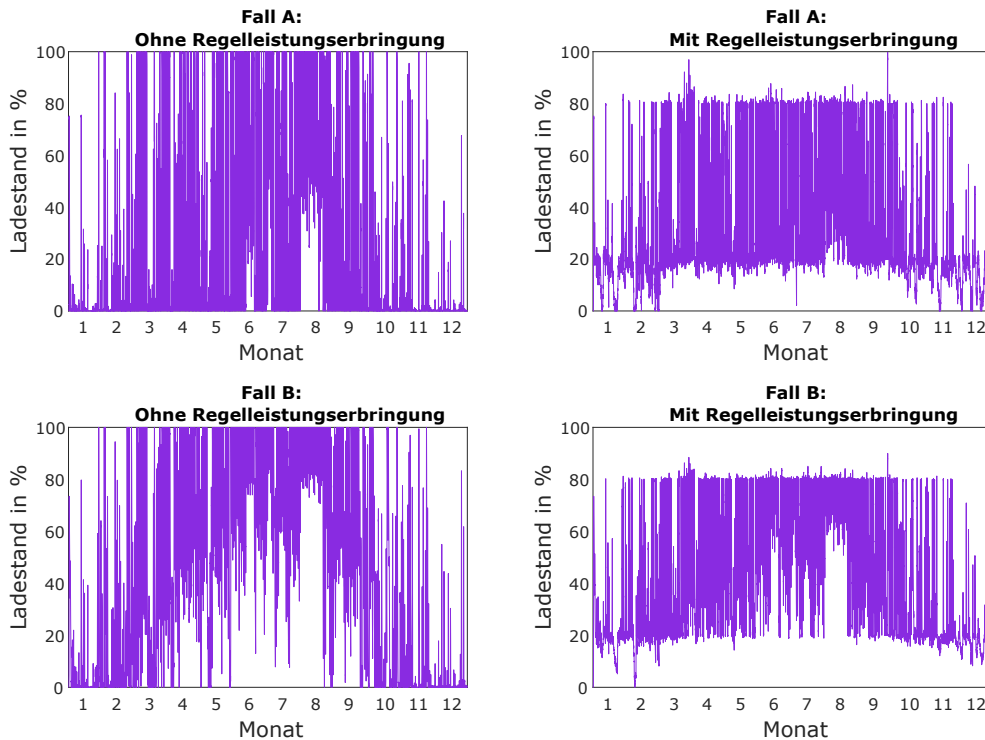


Abbildung 3 Ladestandsverlauf der Fälle A und B ohne und mit Erbringung von Regelleistung. Darstellung mit durchgehend aktivierten Ladestandsgrenzen. Eigene Darstellung

In Abbildung 3 sind die Ladestandsverläufe der Fälle A und B dargestellt. Damit eine optische Bewertung des Verlaufes ermöglicht werden kann, wurden für die Darstellung die Ladestandsgrenzen permanent aktiviert. Hierdurch kommt es nur durch die Erbringung von Regelleistung zu Ausschlägen ober bzw. unterhalb der Ladestandsgrenzen. Ein verschwimmen mit regelleistungsinaktiven Tagen wird hierdurch verhindert.

Vergleicht man die Verläufe der Fälle A und B ohne Erbringung von Regelleistung, lässt sich leicht erkennen, dass im Fall B, vor allem in den Sommermonaten, deutlich höhere Ladestandswerte auftreten. Aufgrund der höheren Photovoltaikleistung, der höheren Kapazität der Batterie und dem geringeren Hausverbrauch war dies zu erwarten.

Die Einschränkung des Ladestandes bei der Erbringung von Regelleistung lässt sich in beiden Fällen gut ablesen. Ausschläge ober- bzw. unterhalb der Ladestandsgrenzen gehen auf die Erbringung von Regelleistung zurück. Es zeigt sich, dass sich Ausschläge im Fall A deutlich stärker darstellen.

Im Fall A zeigt sich im September ein starker Ausschlag, wodurch ein Ladestand von 100 % erreicht wird. An diesem Punkt kann die Batterie keine weitere Regelleistung erbringen, wodurch es zu der kleinen Abweichung in der Approximation kommt. Auch im unteren Ladestandsbereich wird häufig ein Ladestand von 0 % erreicht.

Fall B zeigt nur geringe Ausschläge im oberen und mäßige Ausschläge im unteren Ladestandsbereich. Nur im Februar wird einmalig ein Ladestand von 0 % erreicht. Es kommt also nicht durch die physischen Grenzen der Batterie zu einer Abweichung von der theoretischen idealen Regelenenergie, sondern durch Imperfektionen der Approximation.

Insgesamt zeigen sich drei Schwächen der Simulation:

1. Die Simulation berücksichtigt nicht, dass Primärregelleistung nur für 15 min am Stück erbracht werden muss
2. Es gibt keine Differentiation zwischen der Belastung großer und kleiner Batterien, da von einem homogenen virtuellen Kratwerk ausgegangen wird
3. Ein Lademanagement ist nicht Teil der Simulation

4 Benutzeroberfläche der Anwendung

In diesem Kapitel wird die Benutzeroberfläche der Anwendung beschrieben. Die Anwendung ist dafür ausgelegt den PV-Batterie-Besitzer eine schnelle und einfache Antwort auf die Frage zu geben, ob die Teilnahme an einem virtuellen Kraftwerk auf Basis der SonnenFlat sinnvoll ist.

Die Oberfläche besteht aus den zwei Tabs "Basis Einstellungen" und "Erweitert". Auf der zuerst sichtbaren Seite "Basis Einstellungen" werden die grundlegenden Systemparameter bestimmt. Die gewünschten Werte für die installierte PV-Leistung, die Batteriekapazität und den Stromverbrauch pro Jahr stellt man, wie schon in den Übungen, über drei Schieberegler ein. Zwei farbige Tortendiagramme bilden anteilig die Solarstromnutzung und die Zusammensetzung der Stromversorgung des Haushalts ab. Der jeweilige Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad wird zusätzlich als Dezimalzahl dargestellt. Zusätzlich besteht die Möglichkeit mit einem Schalter die Kennzahlen und Diagramme mit und ohne Regelleistungserbringung zu vergleichen.

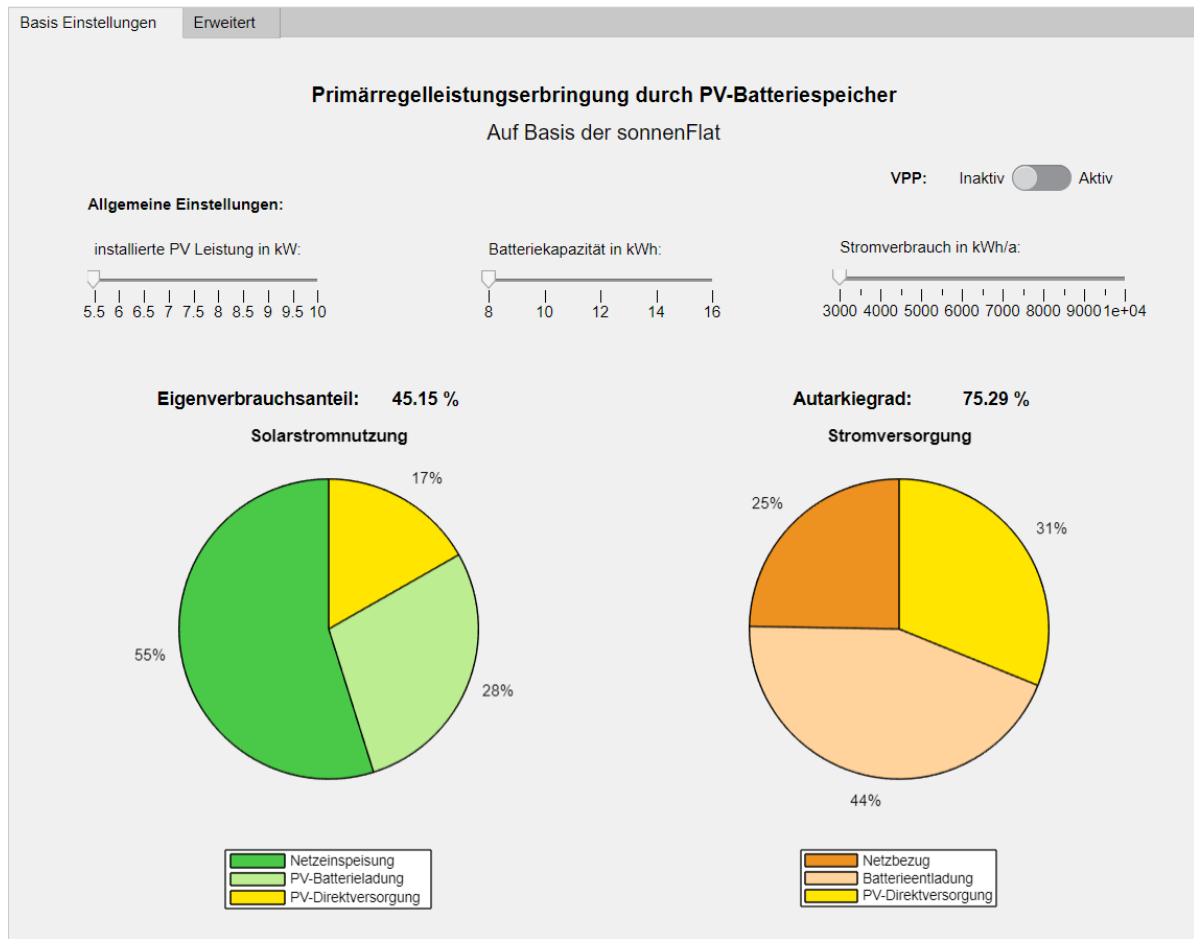


Abbildung 4 Startseite der Anwendung

Der Schwerpunkt des zweiten Tabs liegt darin zu zeigen, ob sich das System finanziell für den Verbraucher rechnet. Zuerst wird der bisherige Stromtarif über die Regler für die Fixkosten und variablen Kosten eingestellt. Als nächstes kann die EEG-Vergütung, die man erhält, über ein Dropdown-Menü ausgewählt werden. Mithilfe der angegebenen Parameter entsteht Balkendiagramm, das die berechneten Kosten und Einnahmen mit und ohne virtuelles Kraftwerk übersichtlich gegenüberstellt. Die Kosten sind orange, bzw. negativ aufgetragen und die Einnahmen und der EEG-Bonus ist grün, bzw. positiv aufgetragen. Darunter abgebildet sind außerdem die sich ergebenden Jahresbilanzen, sowie die Differenz dieser. Ist die Differenz positiv, d. h. kann mit dem virtuellen Kraftwerk Geld gespart oder mehr verdient werden, leuchtet das Lämpchen grün. In diesem Fall ist Einsatz des Speichers als Teil des virtuellen Kraftwerks zu empfehlen. Leuchtet das Lämpchen rot, ist davon abzuraten.

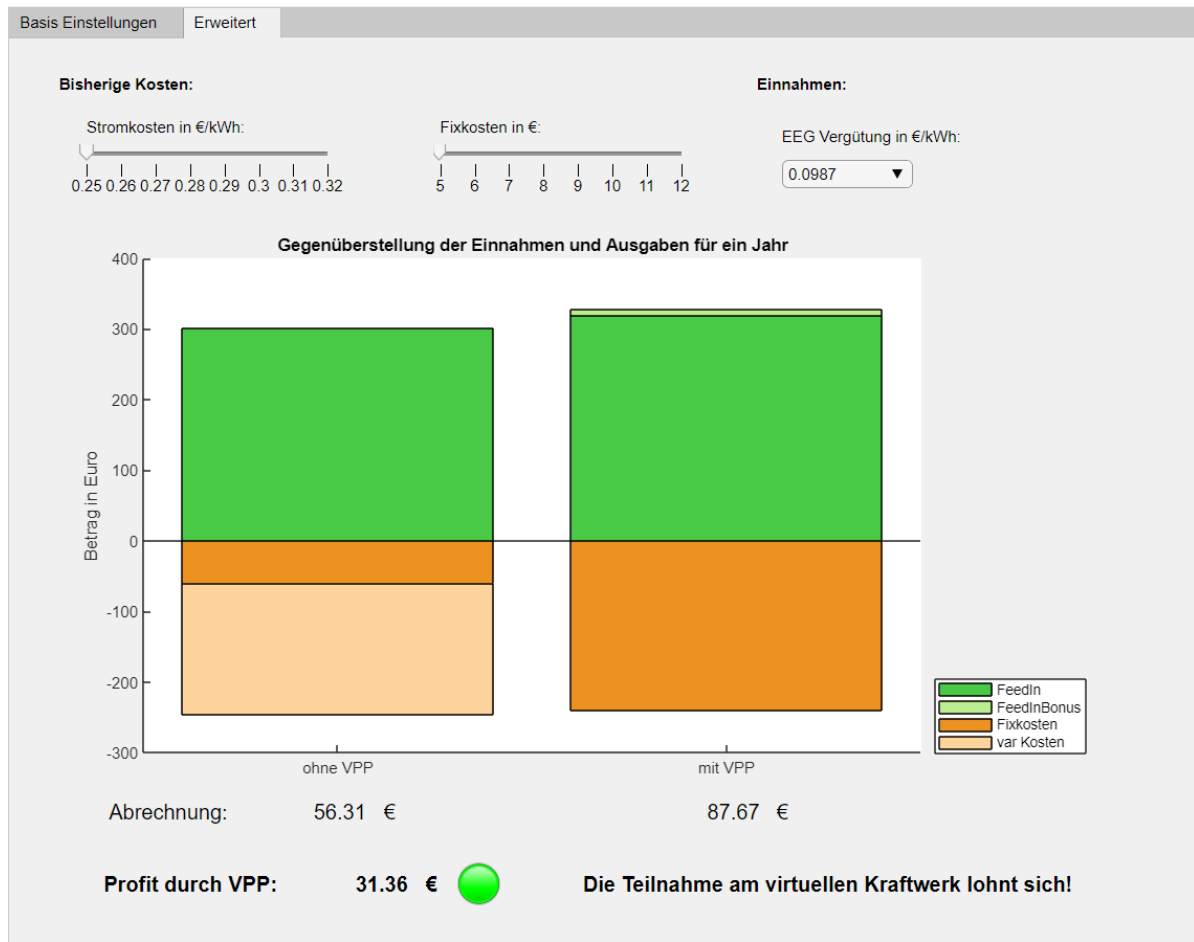


Abbildung 5 Zweite Seite der Anwendung

5 Ergebnisauswertung

In den nachfolgenden Abschnitten werden die wichtigsten Ergebnisse der Simulation dargestellt und untersucht. Außerdem werden die relevanten Parameter einer Sensibilitätsanalyse unterzogen, um ihren Einfluss auf die Resultate zu quantifizieren.

5.1 Ergebnisdarstellung

Zunächst werden die entstandenen Extrempunkte betrachtet. Da das Ziel des Projekts primär die wirtschaftliche Beurteilung der Regelleistungserbringung durch PV-Batteriespeicher ist, werden die Fälle untersucht, in denen der direkte und indirekte finanzielle Verlust und Gewinn maximal sind.

Um diese Bedingungen zu definieren werden folgende Annahmen getroffen. Es ist davon auszugehen, dass bei aktivem VPP mehr Energie durch die PV-Anlage in das Netz eingespeist wird, da die Batterie aufgrund der geltenden SoC-Grenzen eine geringere Speicherkapazität bietet. Deswegen unterliegt der höchstmögliche Gewinn durch das VPP der Bedingung, dass die EEG Vergütung maximal ist. Umgekehrt ist der größte Verlust durch das VPP bei minimaler EEG Vergütung zu erwarten. Die Fixkosten und variablen Kosten, die nur die Bilanz ohne VPP beeinflussen, haben hingegen eine genau gegenteilige Wirkung. Je höher sie sind, desto günstiger ist es für den Wechsel zur SonnenFlat.

Die einzelnen Einnahme- und Kostenpunkte für die Extrempunkte sind in 6 aufgetragen. Das obere Balkendiagramm zeigt den günstigsten Fall. Konkret wird das Maximum der Bilanzdifferenz bei

- Einem Hausverbrauch von 10000 kWh
- Einer Kapazität der Batterie von 14 kWh
- Einer Größe der Photovoltaikanlage von 9,5 kW_p
- Einer EEG-Vergütung für die Stromeinspeisung von $12,75 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
- Einem Grundpreis des Vergleichstromtarifs von $12 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
- Einem Arbeitspreis des Vergleichstromtarifs von $32 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

erreicht. Die Einnahmen durch die Wirkung des VPPs belaufen sich auf maximal 849,02 €. Das Minimums der Bilanzdifferenz wird im unteren Diagramm abgebildet und befindet sich bei

- Einem Hausverbrauch von 10000 kWh
- Einer Kapazität der Batterie von 16 kWh
- Einer Größe der Photovoltaikanlage von 7 kW_p
- Einer EEG-Vergütung für die Stromeinspeisung von $9,87 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$
- Einem Grundpreis des Vergleichstromtarifs von $5 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
- Einem Arbeitspreis des Vergleichstromtarifs von $25 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$

Der maximale Verlust durch das VPP beträgt -321,60 Euro.

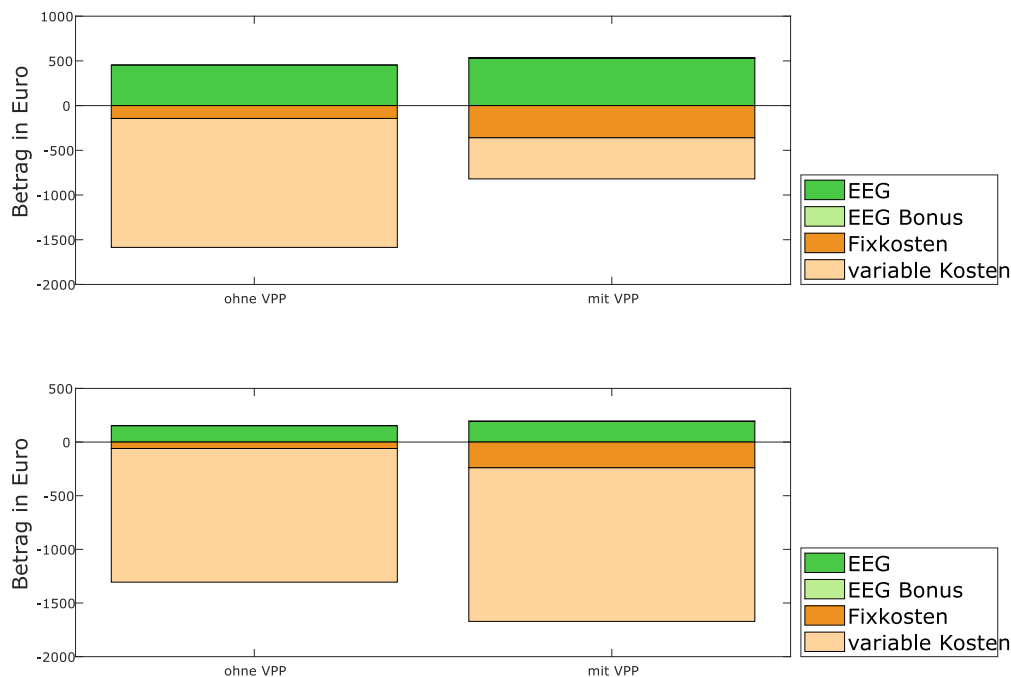


Abbildung 6 Gegenüberstellung der Einnahmen und Kosten für den Verbraucher in zwei Fällen jeweils mit und ohne Regelleistungsbereitstellung für ein Jahr

Ein Effekt, der langfristig zu finanziellem Verlust führen kann, ist die Zyklenbeanspruchung des Batteriesystems. Nach der Betrachtung des SoC ist eine höhere Auslastung der Batterie zu erwarten. Eine besonders hohe Zyklenzahl ist zu erwarten bei einer hohen installierten PV-Leistung, niedriger Batteriekapazität und hoher Last.

Betrachtet man nun die Simulationsergebnisse bestätigt sich dieser Verdacht. ist kaum ein Unterschied zu erkennen. Allerdings liegt die Anzahl der Zyklen mit VPP nicht übermäßig über der ohne, das Zyklenmaximum ohne VPP ist mit 296 sogar um 15 Ladegänge höher. Und auch das Minimum liegt mit 95 nur 17 niedriger als mit VPP. Nur mit dieser geringen Anzahl an Werten fällt es schwer eine aussagekräftige Wertung über den Einfluss von Regelleistungsbereitstellung abzugeben, wobei sie trotz alledem vermuten lassen, dass er nicht erheblich ist. Hinzu kommt, dass das SonnenBatterie System auch bei einer deutlich höheren Zyklenzahl noch garantiefähig ist, da diese erst nach 10.000 Zyklen bzw. 10 Jahren Gebrauch verfällt [Gmb18a].

5.2 Sensibilitätsanalyse

Literatur

- [dev20] Pandas developers. *Python Data Analysis Library*. (Zugriff am 19.01.2020). 2020. URL: <https://pandas.pydata.org/index.html>.
- [Fou20] Python Software Foundation. *glob - Unix style pathname pattern expansion*. (Zugriff am 19.01.2020). 2020. URL: <https://docs.python.org/3/library/glob.html>.
- [Gmb] sonnen GmbH. *Die Energieversorgung der Zukunft. Heute*. (Zugriff am 12.01.2020). URL: <https://static1.squarespace.com/static/59af54ba15d5db05ecec047b/t/5ccbd6b41905f4aafa87d4a5/1556862685075/2.7+Kundenbrosch%C3%BCre+sonnen+GmbH+DE.pdf>.
- [Gmb18a] sonnen GmbH. *Technische Daten sonnenBatterie eco 8.0*. (Zugriff am 10.01.2020). 2018. URL: https://sonnenbatterie.de/sites/default/files/datenblatt_sonnenbatterie_eco_8.0_dach_1.pdf.
- [Gmb18b] TenneT TSO GmbH. *Haushalte ersetzen Kraftwerke - sonnen nimmt größte, virtuelle Batterie für das Stromnetz der Zukunft in Betrieb*. (Zugriff am 07.01.2020). 2018. URL: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2018/pressemitteilung_sonnen_Haushalte_ersetzen_Kraftwerke_-_sonnen_nimmt_gr%C3%B6%C3%9Fte_virtuelle_Batterie_f%C3%BCr_das_Stromnetz_der_Zukunft_in_Betrieb_Header_01.pdf.
- [Gmb20a] Next Kraftwerke GmbH. *Was ist Primärregelleistung (PRL)?* (Zugriff am 10.01.2020). 2020. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung>.
- [Gmb20b] sonnen GmbH. *Häufig gestellte Fragen zur Direktvermarktung*. (Zugriff am 12.01.2020). 2020. URL: <https://sonnen.de/haeufig-gestellte-fragen/>.
- [Jas18] Dipl.-Ing. (FH) Markus Jaschinsky. *Informationswebseite von Herrn Dipl.-Ing. (FH) Markus Jaschinsky*. (Zugriff am 30.11.2019). 2018. URL: <https://www.netzfrequenz.info/>.
- [Tec18] Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. *Lastprofile für Wohngebäude*. (Zugriff am 10.01.2020). 2018. URL: <https://fs-cloud.f1.htw-berlin.de/s/wZZQKdupnJd8wmH>.

- [The20a] Inc. The MathWorks. *polyval*. (Zugriff am 19.01.2020). 2020. URL: <https://de.mathworks.com/help/matlab/ref/polyval.html>.
- [The20b] Inc. The MathWorks. *reshape*. (Zugriff am 19.01.2020). 2020. URL: <https://de.mathworks.com/help/matlab/ref/reshape.html>.
- [ÜNB19] Deutsche ÜNB. *Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (Stand 23. Mai 2019)*. https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR. (Zugriff am 10.01.2020). Mai 2019.
- [Wen+19] Johannes Weniger u. a. *Stromspeicher-Inspektion 2019*. (Zugriff am 10.01.2020). Juni 2019. URL: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/Stromspeicher-Inspektion-2019.pdf>.