

Diplomarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Diplom-Ingenieur

der Studienrichtung Energie- und Automatisierungstechnik
an der TU Wien

Ansatz zur Flexibilitätsbewirtschaftung mittels Schwarmbatterieoptimierung

eingereicht am

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Betreuer: Ao.Univ.Prof. Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas
Assistent: Nadine Gürer, MSc

von

Florian Herzog, BSc
01525204

Wien, Februar 2024



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis, insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, am _____

Datum

Unterschrift



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Danksagung

Mit dieser Diplomarbeit ist ein großer Meilenstein in meinem Leben erreicht. An dieser Stelle ist es mir wichtig, mich bei allen Menschen zu bedanken, die mich während meines Studiums und der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben.

Ich bedanke mich herzlich bei meinen Betreuern Herrn Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Reinhard Haas und Frau Nadine Gürer, MSc für die hilfreichen Anregungen und das konstruktive Feedback.

Einen großen Dank gebührt meinem Arbeitgeber EVN AG, der es mir ermöglicht hat, diese Arbeit zu diesem Thema zu verfassen. Allen voran möchte ich Herrn DI Christian Lechner und meinen Kollegen aus dem Team Business Analytics für die konstruktiven Diskussionen und Anregungen danken.

Zu guter Letzt ist es mir ein wichtiges Anliegen, ein großes Dankeschön an meine Familie für die jahrelange Unterstützung zu richten. Besonders möchte ich hier meine Schwester Jasmin für das Korrekturlesen meiner Arbeit und das konstruktive Feedback dazu und meine Partnerin Jessica, die mich während dieser intensiven Zeit unterstützt und ermutigt hat, erwähnen.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Kurzfassung

Der Ausbau erneuerbarer Energieträger schreitet seit einigen Jahren rasant voran. Damit einhergehend entstehen neue Anforderungen an das Energieversorgungssystem in Bezug auf die Flexibilitätsbewirtschaftung und Netzkapazität. Aktuell gibt es bereits einige ungeklärte oder nur teilweise beantwortete Fragen diesbezüglich. Diese sind zum Beispiel, wie sich einzelne Datenpunkte verbraucher- und erzeugerseitig als Aggregat verhalten oder ob es schon ein Werkzeug gibt, mit dem sich durch Flexibilitätsbewirtschaftung deren Verhalten sowohl systemdienlich als auch monetär verbessern lässt. Diese und noch zusätzliche Fragen werden zum Anlass genommen, gegebene Datenpunkte, welche allesamt ein PV-Batteriespeichersystem aufweisen, als auch weitere Einflussgrößen, wie zum Beispiel Globalstrahlungsdaten, genauestens auf ihr Verhalten zu analysieren. Auf Basis dessen wird ein Ansatz zur Flexibilitätsbewirtschaftung mittels Schwarmbatterieoptimierung aufgezeigt, welcher auch implementiert wird. Die dadurch erhaltenen Ergebnisse werden mit dem aktuellen Istzustand verglichen und der strukturelle als auch monetäre Mehrwert bewertet. Die Ergebnisse dieser Arbeit erweisen sich als durchaus positiv. Einerseits kann durch Einsatz einer Optimierung eine systemdienliche Verschiebung der Erzeugung erreicht werden. Andererseits werden durch den Bezug von Flexibilität die Kosten der einzelnen Datenpunkte deutlich minimiert. Es ist unbestritten, dass das Energiesystem bereits mitten in einer Wende steckt und deswegen Möglichkeiten zur Unterstützung der daraus resultierenden Anforderungen benötigt werden. Der in dieser Arbeit untersuchte Ansatz kann ein Teil der Lösung dieser sein.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Abstract

The increase of renewable energy sources has been progressing rapidly for several years. This is leading to new requirements for the energy supply system in terms of flexibility management and grid capacity. There are currently some unresolved or only partially answered questions in this regard. These are, for example, how individual data points behave as an aggregate on the consumer and producer side or whether there is already a tool with which their behavior can be improved both in terms of the grid and monetarily through flexibility management. These and other questions are taken as an opportunity to analyze the behavior of given data points, all of which have a PV battery storage system, as well as other influencing variables, such as global radiation data, in detail. Based on this, an approach to flexibility management using battery swarm optimization is identified and implemented. The results obtained are compared with the current status quo and the structural and monetary benefits are evaluated. The results of this work are quite positive. On the one hand, an optimization can be used to achieve a system-friendly shift in generation. On the other hand, the costs of the individual data points are significantly minimized through the use of flexibility. It is undisputed that the energy system is already in the midst of a transition and that options are therefore needed to support the resulting requirements. The approach examined in this thesis can be part of the solution.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	vi
Abstract	viii
1 Einleitung	1
1.1 Fragestellung	1
1.2 Aufbau der Arbeit	2
2 State of the Art	5
2.1 Photovoltaikanlagen in Österreich	5
2.2 Photovoltaik-Batteriespeichersysteme in Österreich	6
2.3 Flexibilitätsmanagement	7
3 Methodik und Modell	9
3.1 Verwendete Inputdaten	9
3.1.1 Aufbereitung der Datenpunkts- und Globalstrahlungsdaten	10
3.1.2 Bewertung der Globalstrahlungsdaten	13
3.1.3 Analyse der Datenpunktsdaten	14
3.1.4 Strompreis und Tarifdaten	14
3.2 Modellbeschreibung	17
3.2.1 Beschreibung des Versuchsaufbaus	17
3.2.2 Ablauf des Modells	18
3.2.3 Mathematische Beschreibung der Schwarmbatterieoptimierung	22
3.2.4 Mathematische Beschreibung der Eigenverbrauchsoptimierung	24
3.2.5 Betriebsmodi	25
3.2.6 Szenarien	26
4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung	29
4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten	29
4.1.1 Fehlermaße	29
4.1.2 Korrelation der Globalstrahlungsdaten	36
4.2 Analyse der Datenpunktsdaten	41
4.2.1 Speicherbeladung	41
4.2.2 Speicherentladung	42

Inhaltsverzeichnis

4.2.3	Netzbezug	43
4.2.4	Netzeinlieferung	44
4.2.5	State of Charge	45
4.3	Definition der Betriebsmodi und Auswahl wichtiger Parameter	46
5	Kosten-/Nutzen-Analyse	51
5.1	Verhalten der Datenpunkte im gesamten Beobachtungszeitraum	51
5.1.1	Speicherbeladung	52
5.1.2	Speicherentladung	53
5.1.3	Netzbezug	54
5.1.4	Netzeinlieferung	55
5.1.5	State of Charge	56
5.2	Verhalten der Datenpunkte zu ausgewählten Wochen	57
5.2.1	Simulation einer Woche in den Sommermonaten	57
5.2.2	Simulation einer Woche in den Wintermonaten	59
5.3	Kosten und Erlöse	61
5.3.1	Vergleich der Kosten und Erlöse mit Preisniveaus aus dem Beobachtungszeitraum der Rohdaten	61
5.3.2	Vergleich der Kosten und Erlöse mit aktuellen Preisniveaus	64
6	Schlussfolgerung und Ausblick	69
6.1	Erkenntnisse	69
6.2	Ausblick	70
	Literatur	73

1 Einleitung

Der Ausbau erneuerbarer Energieträger in Österreich schreitet rasch voran. Wird der jährlichen Zuwachs an installierter Leistung im Zeitraum von 2005 bis 2021 beobachtet, so sind Steigerungen von 9.1 % p.a. in Bezug auf die Windenergie und 34.7 % p.a. bei Photovoltaik ersichtlich (BMK, 2022). In dieser Arbeit ist die Erzeugung durch Photovoltaik von primärem Interesse, welche im Vergleich zum Jahr 2020 bis 2030 um 11 TWh und bis 2040 um 28 TWh steigen soll (ÖsterreichsEnergie, 2022). Aufgrund dieser Technologie kann es zu hoher Überschusseinspeisung zur Mittagszeit kommen, welche große Herausforderungen an das Stromnetz darstellen.

Zusätzlich zu den Ausbauzielen, ist ein weiterer wichtiger Aspekt für die rasante Steigerung an installierter Leistung bei Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in den letzten Jahren der starke Anstieg der Strompreise (AEA, 2022). Aufgrund des verminderten Bezugs an Tagen von Photovoltaikerzeugung (PV-Erzeugung) sinken die Kosten. In den kälteren Monaten, an denen eher weniger Eigenerzeugung vorliegt, ist der Bezug von elektrischer Energie trotzdem auf einem höheren Niveau und die Kostenreduktion ist nur minimal.

Ein Lösungsansatz zur Minimierung von Überschusseinspeisung und zur Reduktion von Kosten kann die Verwendung einer sogenannten Schwarmbatterieoptimierung sein. Dabei werden mehrere Datenpunkte als Aggregat beobachtet, wodurch dessen möglichen Flexibilitäten erhöht und besser bewirtschaftet werden können. An Tagen mit hoher PV-Erzeugung kann die Überschusseinspeisung zur Mittagsspitze mithilfe von Lieferung von Flexibilität verschoben und somit die Belastung an das Stromnetz vermindert werden. An Tagen mit niedriger Erzeugung kann Flexibilität bezogen und somit der Netzbezug verschoben und die Kosten der Datenpunkte verringert werden.

1.1 Fragestellung

Kern dieser Diplomarbeit ist die Erstellung eines Optimierungsmodells, welches auf Basis verteilter Datenpunkte eine kostenminimale Flexibilitätsbewirtschaftung durchführen soll. All diese Datenpunkte besitzen ein Photovoltaik-Batteriespeichersystem (PV- Batteriespeichersystem). Zusätzlich dazu werden Globalstrahlungsdaten benötigt, um die zu

1 Einleitung

implementierenden Betriebsmodi entsprechend aktivieren zu können. Damit solch ein Optimierungsmodell überhaupt erstellt werden kann, muss zuerst ein Gesamtüberblick über die Daten gewonnen werden. Dabei werden folgende Fragen aufgeworfen:

- Ist es bei über ganz Niederösterreich (NÖ) verteilten Datenpunkten notwendig, die Globalstrahlungsdaten eines nahe liegenden Messpunktes zu verwenden oder genügt ein Mittelwert über mehrere Messpunkte?
- Welches Verhalten weisen die einzelnen Messwertkategorien der Datenpunkte bei den verschiedenen Werten der Globalstrahlung auf?
- Welche Informationen für den Optimierungsalgorithmus können aus den Inputdaten herausgelesen werden?

Im nächsten Schritt wird mit der Implementierung der Schwarmbatterieoptimierung begonnen. In Bezug dessen sollen zwei Betriebsmodi namens Schön- und Schlechtwetterbetriebsmodus eingebunden werden. Hierbei ist die Frage zu klären, welcher Ansatz und welche Nebenbedingungen zur Lösung des Problems verwendet werden müssen. Die gewählte Programmiersprache zur Implementierung dafür ist Python unter Zuhilfenahme des Optimierungspaketes „pyomo“ und dem Solver „cbc“ (Coin-or branch and cut). In diesem Schritt der Diplomarbeit stellt sich die Frage:

- Wie kann ein Algorithmus zur Schwarmbatterieoptimierung mathematisch formuliert werden?

Nach erfolgreicher Implementierung des Optimierungsmodells müssen die erhaltenen Ergebnisse analysiert und mit dem Verhalten der Rohdaten verglichen werden. Zusätzlich ist der monetäre Vorteil zu untersuchen. Die letzte zu beantwortende Frage ist also:

- Welcher finanzielle und strukturelle Mehrwert ergibt sich aufgrund der Schwarmbatterieoptimierung?

1.2 Aufbau der Arbeit

Im folgenden Kapitel 2 wird ein Überblick über den aktuellen Stand der Technik in Bezug auf den Ausbau von PV-Anlagen und PV-Batteriespeichersystemen gegeben. Des Weiteren werden einige Grundlagen des Flexibilitätsmanagements erörtert.

In Kapitel 3 wird die Methodik zur Beantwortung der zentralen Fragestellung beschrieben, dazu werden die verwendeten Inputdaten aus dem Beobachtungszeitraum 1.4.2019 bis 31.3.2020 sowie dessen Aufbereitung und die damit durchgeführten Analysen beschrieben. Im darauf folgenden Abschnitt wird dann die Struktur und der Ablauf des

Optimierungsmodells, die implementierten Algorithmen und Betriebsmodi sowie die betrachteten Szenarien definiert.

In Kapitel 4 werden die Inputdaten analysiert und benötigte Parameter der Schwarmbatterieoptimierung definiert. Zu Beginn muss untersucht werden, ob die Globalstrahlungsdaten aller 5 Messstationen den einzelnen Datenpunkten entsprechend zugeordnet werden müssen oder ob es genügt, einen Mittelwert aller 5 Standorte zu verwenden. Das geschieht einerseits durch Ermittlung gängiger Fehlermaße, als auch durch Berechnung und Vergleich von Korrelationskoeffizienten. Die Globalstrahlungsdaten werden für weitere Analysezwecke und zur Ermittlung der noch zu definierenden Betriebsmodi benötigt. Danach wird das Verhalten der Inputdaten in Abhängigkeit der Globalstrahlung mithilfe von Streudiagrammen untersucht und zum Schluss werden wichtige Parameter auf Basis von Gemeinsamkeiten an sogenannten „Tagen zwischen Grenzwerten der Globalstrahlungssumme“ definiert.

Nachdem die Struktur der verwendeten Daten untersucht wurde, kann in Kapitel 5 das veränderte Verhalten und der Mehrwert aufgrund der Anwendung einer Schwarmbatterieoptimierung analysiert werden. Zuerst wird erneut das simulierte Verhalten der Datenpunktsdaten in Abhängigkeit der Globalstrahlung als Streudiagramme dargestellt und mit den Ergebnissen der Rohdaten verglichen. Da diese Betrachtungen sehr global sind und die Auswirkungen der implementierten Betriebsmodi nicht zur Gänze beschrieben werden können, wird jeweils eine Woche aus den Sommer- und Wintermonaten ausgewählt und beschrieben. Da der monetäre Mehrwert ebenfalls von Interesse ist, werden am Ende des Kapitels die finanziellen Auswirkungen aufgrund des Optimierungsmodells mit den Ergebnissen der Rohdaten verglichen. Dies wird auf Basis von je zwei Einspeise- und Bezugstarifen durchgeführt, welche in insgesamt drei Szenarien eingeteilt werden. Um den Mehrwert einer Schwarmbatterieoptimierung zusätzlich mit aktuelleren Preisniveaus bewerten zu können, werden die gleichen Tarife nochmals, jedoch mit Preisen aus dem Zeitraum 1.4.2022 bis 31.3.2023, verwendet.

Schließlich wird in Kapitel 6 auf Basis der vorher diskutierten Ergebnisse eine Schlussfolgerung getroffen und ein Ausblick für die Zukunft in Bezug auf die offenen Punkte und Möglichkeiten gegeben.



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

2 State of the Art

In diesem Kapitel soll der aktuelle Stand der Technik kurz umrissen werden. Einerseits wird auf den Ausbau von PV-Anlagen und PV-Batteriespeichersystemen eingegangen. Andererseits soll der Begriff Flexibilität definiert und beschrieben werden.

2.1 Photovoltaikanlagen in Österreich

Wie bereits in Kapitel 1 erwähnt, gibt es in Bezug auf den Ausbau von PV-Anlagen einen regelrechten Boom. Im Bericht „Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2022“ des Bundesministeriums für Klimaschutz (BMK, 2023b) ist ein Zubau der gesamten installierten PV-Leistung im Jahr 2022 von 36 % angegeben. Wie in Abbildung 2.1 ersichtlich, entspricht dies im Vergleich zum Vorjahr 2021 einem Zuwachs von 1 009 MW.

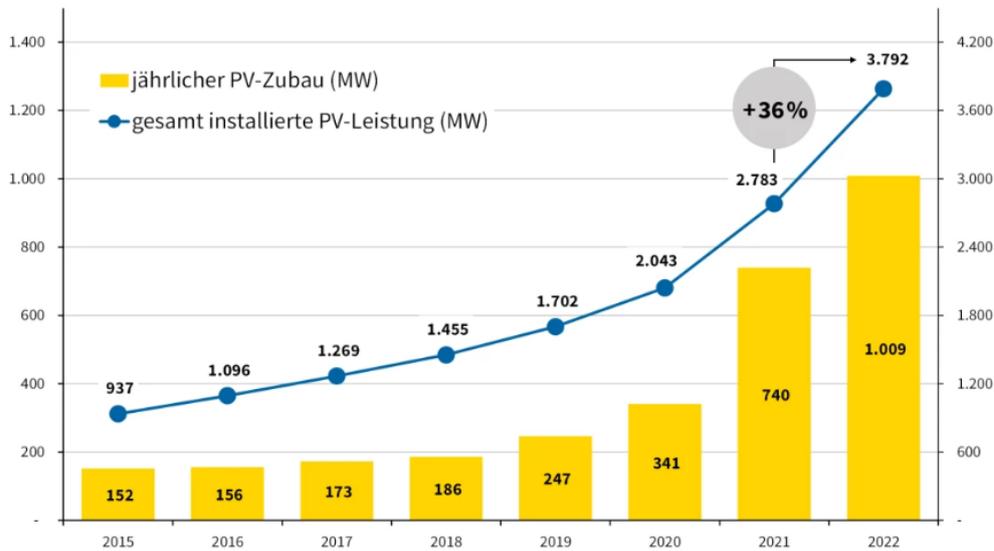


Abbildung 2.1: Ausbau von PV-Anlagen in Österreich (BMK, 2023a)

2 State of the Art

Ein Grund für diesen rasanten Anstieg sind verschiedenste Förderungen in Bezug auf die Errichtung von PV-Anlagen (BMK, 2023b):

- Investitionsförderungen der Bundesländer
- Investitionsförderungen des Klima- und Energiefonds
- Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) Investitionszuschuss Photovoltaik und Stromspeicher
- EAG Marktprämienförderung
- Ökostromeinspeiseförderung (ÖSG 2012) / Tarifförderung
- Investitionsförderung gemäß §27a Ökostromgesetz (ÖSG) 2012

Da die in dieser Arbeit betrachteten Datenpunkte ausschließlich aus Niederösterreich stammen, ist zu erwähnen, dass in diesem Bundesland PV-Anlagen zusätzlich über die Wohnbauförderung gefördert werden können (BMK, 2023b).

Aufgrund dieses enormen Zuwachses entsteht aber das Problem, dass bei starker Globalstrahlung die erzeugte Energie nicht mehr vollständig verbraucht werden kann und in das Stromnetz eingespeist werden muss. Einerseits leidet darunter der Eigenverbrauchsanteil des betrachteten Systems. Andererseits entstehen dadurch Risiken in Bezug auf die Netzkapazität, wenn zum Beispiel einige tausend Anlagen gleichzeitig einspeisen. Eine Abhilfe zur Minimierung der Überschusseinspeisung zu Spitzenzeiten der Erzeugung ist die Verwendung eines PV-Batteriespeichersystems.

2.2 Photovoltaik-Batteriespeichersysteme in Österreich

Die Errichtung von PV-Batteriespeichersystemen hat in der Vergangenheit ebenfalls an Beliebtheit dazugewonnen. In nur wenigen Jahren ist die Gesamtkapazität dieser Systeme auf 481 MWh gestiegen (BMK, 2023b). Alleine im Jahr 2022 gab es einen Zubau von 230 MWh, was einer Steigerung der Gesamtkapazität von 91 % entspricht. Diese Sachverhalte können Abbildung 2.2 entnommen werden.

Einerseits gibt es diesen Zuwachs erneut aufgrund mehrerer Förderinstrumente wie zum Beispiel:

- Investitionsförderungen der Bundesländer
- Investitionsförderungen des Klima- und Energiefonds
- Investitionsförderung bei PV-Anlagen und Stromspeicher (§ 27a ÖSG 2012)
- EAG Investitionszuschuss Photovoltaik und Stromspeicher

Andererseits tritt dieses Verhalten dadurch auf, dass der Wunsch besteht, nicht selbst verbrauchte PV-Erzeugung zu einem späteren Zeitpunkt abrufen zu können. Mithilfe eines Batteriespeichers kann dieses Ziel teilweise erreicht werden. Wie spätere Analysen

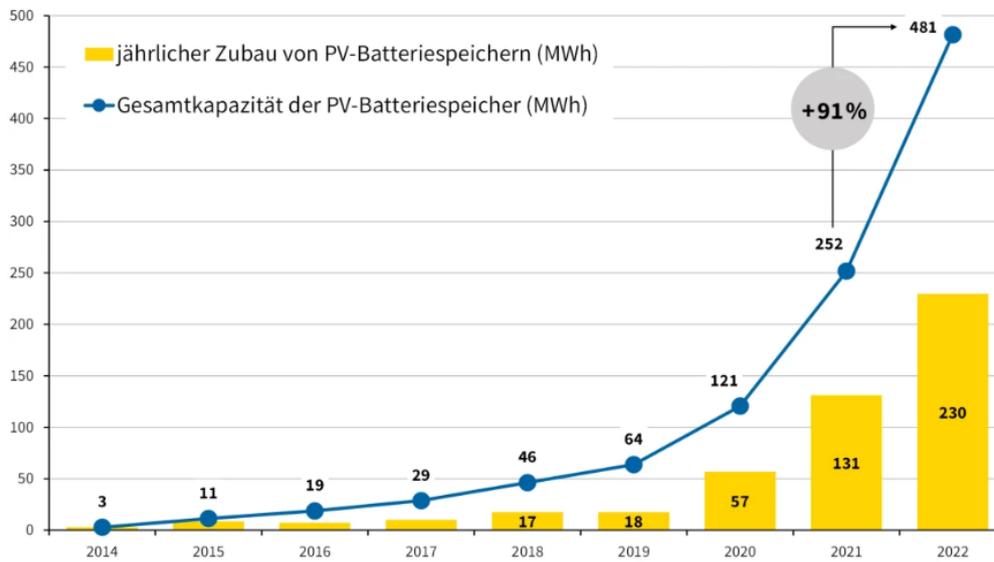


Abbildung 2.2: Ausbau von PV-Batteriespeichersystemen in Österreich (BMK, 2023a)

zeigen werden, kann durch die Verwendung eines Speichers die Überschusseinspeisung zur Mittagsspitze nicht verhindert, sondern lediglich verringert werden. Die Einspeisung kann aber mithilfe von Flexibilitätsbewirtschaftung weiter reduziert werden (Litzlbauer u. a., 2016).

2.3 Flexibilitätsmanagement

Da in dieser Arbeit oft der Begriff „Flexibilität“ erwähnt wird, soll dieser gleich zu Beginn definiert werden. Eine Definition dafür findet sich im Bericht „Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030“ (E-Control, 2022):

„Flexibilität ist die Möglichkeit, an einem definierten Netzknoten des Stromsystems über die zeitnahe Veränderung - durch eine externe Vorgabe - die Einspeise- oder Bezugsleistung zu ändern. Die Vorgaben können von außen über Aggregatoren, definierte Schnittstellen oder andere Systemanforderungen erfolgen und somit die erbringenden Anlagen netz-, markt-, kunden-, systemdienlich eingesetzt werden.“

Das Angebot an Flexibilitätsoptionen kann vielfältig sein. Dazu zählen zum Beispiel (Litzlbauer u. a., 2016):

2 State of the Art

- Wärmepumpen
- Elektrofahrzeuge
- Batteriespeicher
- Windkraftanlagen
- PV-Anlagen

Im Sinne des Bezugs von elektrischer Energie werden Anlagen gezielt abgeschaltet, eingeschaltet oder reduziert. Erzeugungsanlagen können der aktuellen Nachfrage an elektrischer Energie angepasst werden (Litzlbauer u. a., 2016).

Die in dieser Arbeit betrachteten Datenpunkte weisen ein PV-Batteriespeichersystem auf, wobei die erzeugte Energie nicht reduziert werden kann. Stattdessen werden die Batteriespeicher zu definierten Szenarien be- und entladen. Des weiteren kann unter gewissen Voraussetzungen Energie aus dem Netz bezogen und in die Speicher geladen oder aus den Speichern entnommen und in das Netz geliefert werden.

3 Methodik und Modell

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird die Auswirkung einer Schwarmbatterieoptimierung im Sinne der Kostenreduktion und der Reduktion der Einspeisung zur Mittagsspitze von Prosumern untersucht. Als Basis dafür dienen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten von 19 über ganz Niederösterreich verteilte Datenpunkte, welche zusätzlich zu einer PV-Anlage auch einen Batteriespeicher besitzen. Zur Verhaltensanalyse der Prosumer sowie für den Optimierungsalgorithmus werden des weiteren Messwerte der Globalstrahlungsintensität von 5 Standorten in Niederösterreich sowie Strompreise und -tarife benötigt. Die Datenpunktsdaten und die Globalstrahlungsdaten werden von EVN bereitgestellt und die Quellen der Strompreise und -tarife werden in Abschnitt 3.1.4 bekannt gegeben.

Zu Beginn dieses Kapitels werden die Inputdaten sowie die Methoden der Aufbereitung und Analyse dieser beschrieben. Einerseits stellt sich die Frage, wie sich die Datenpunkte bei verschiedenen Globalstrahlungsintensitäten verhalten. Andererseits muss davor geklärt werden, ob die einzelnen Datenpunkte den jeweils nächstgelegenen Messstationen zugewiesen werden müssen oder ob es genügt, für alle Datenpunkte einen Mittelwert zu verwenden. Im zweiten Teil wird dann genauer auf die Struktur und den Ablauf des Modells als auch auf die beiden benötigten Optimierungsalgorithmen eingegangen. Im Optimierungsmodell sollen 2 Betriebsmodi implementiert werden, welche sich als Schönwetter- und Schlechtwetterbetriebsmodus bezeichnen.

3.1 Verwendete Inputdaten

Zu Beginn dieses Abschnittes wird beschrieben, wie die gegebenen Datenpunkts- und Globalstrahlungsdaten aufbereitet werden. Dieser Schritt ist notwendig, um in weiterer Folge Analysen wie zum Beispiel jene in Bezug auf die Prognosegenauigkeit und auf das Verhalten bei verschiedenen Wetterszenarien durchführen zu können. Am Ende werden dann die verwendeten Strompreise und -tarife definiert, welche für das Optimierungsmodell und die Bestimmung des Mehrwerts einer solchen Optimierung benötigt werden.

3.1.1 Aufbereitung der Datenpunkts- und Globalstrahlungsdaten

Datenpunkte

Gegeben sind insgesamt 19 Datenpunkte, von denen jeweils die Messwerte

- P_{Netz} : Netzbezug (+) und Netzeinlieferung (-) in W
- P_{Akku} : Ladeleistung (-) und Entladeleistung (+) in W
- P_{PV} : PV-Erzeugungsleistung in W
- SOC: Ladezustand (State of Charge, SOC) in %

in viertelstündlicher Auflösung für einen Beobachtungszeitraum von 1.4.2019 bis 31.3.2020 bekannt sind. Der Messaufbau eines solchen Datenpunktes ist in Abbildung 3.1 dargestellt.

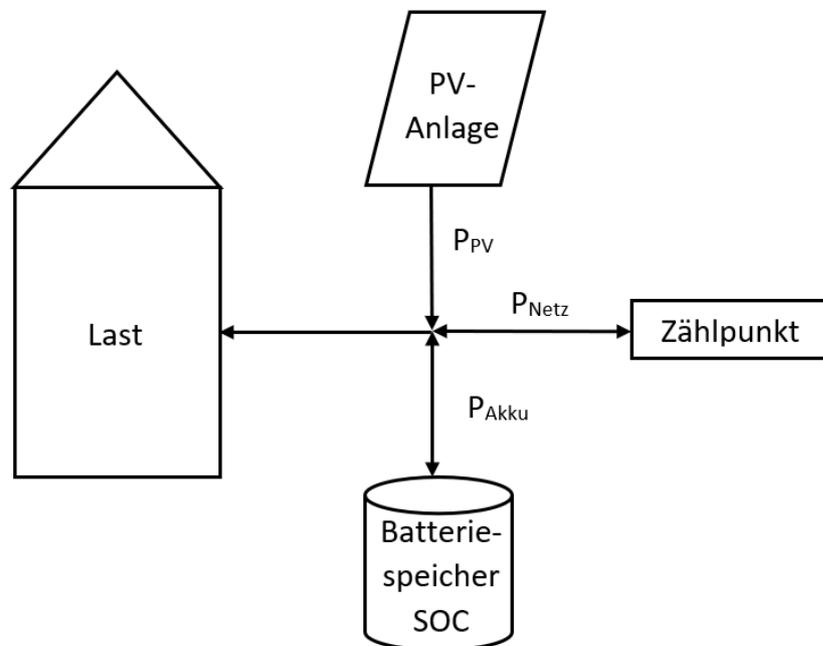


Abbildung 3.1: Aufbau eines Datenpunktes samt gemessener Größen

Zusätzlich liegen die Parameter

- $P_{Akku,max}$: Maximale Be- und Entladeleistung eines Speichers in W
- SOC_{max} : Maximale Speicherkapazität in kWh

3.1 Verwendete Inputdaten

für jeden Datenpunkt vor. Für die im Abschnitt 4.2 durchgeführten Analysen werden die Aggregate der einzelnen Messwertkategorien

$$P_{Netz} = \sum_{i=1}^n P_{Netz,i} \quad (3.1)$$

$$P_{Akku} = \sum_{i=1}^n P_{Akku,i} \quad (3.2)$$

$$P_{PV} = \sum_{i=1}^n P_{PV,i} \quad (3.3)$$

$$SOC = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n SOC_i \quad (3.4)$$

benötigt, wobei n die Anzahl der Datenpunkte beschreibt. In weiterer Folge werden die mit den Gleichungen 3.1 und 3.2 ermittelten Aggregate vorzeichenrichtig aufgeteilt

$$P_B = \begin{cases} P_{Netz} & \forall P_{Netz} > 0 \\ 0 & sonst \end{cases} \quad (3.5)$$

$$P_L = \begin{cases} P_{Netz} & \forall P_{Netz} < 0 \\ 0 & sonst \end{cases} \quad (3.6)$$

$$P_{SE} = \begin{cases} P_{Akku} & \forall P_{Akku} > 0 \\ 0 & sonst \end{cases} \quad (3.7)$$

$$P_{SL} = \begin{cases} P_{Akku} & \forall P_{Akku} < 0 \\ 0 & sonst \end{cases} \quad (3.8)$$

damit das Verhalten detaillierter analysiert werden kann. In diesen Gleichungen bezeichnet

- P_B : Bezugsleistung in W
- P_L : Netzeinlieferung in W
- P_{SE} : Speicherentladung in W
- P_{SL} : Speicherbeladung in W

Für die beiden Optimierungsalgorithmen aus den Abschnitten 3.2.3 und 3.2.4 werden neben den PV-Erzeugungsprofilen auch die Lastprofile der 19 Datenpunkte sowie die

3 Methodik und Modell

Aggregate der maximalen Be- und Entladeleistungen und der maximalen Speicherkapazität benötigt. Die Lastprofile berechnen sich unter Zuhilfenahme des Messaufbaus eines Datenpunktes aus Abbildung 3.1 zu

$$P_{Last,i} = P_{Netz,i} + P_{Akku,i} + P_{PV,i} \quad (3.9)$$

und werden ebenfalls mittels

$$P_{Last} = \sum_{i=1}^n P_{Last,i} \quad (3.10)$$

aggregiert. Die beiden anderen Parameter werden mit Hilfe einfacher Summation

$$P_{Akku,max} = \sum_{i=1}^n P_{Akku,max,i} \quad (3.11)$$

$$SOC_{max} = \sum_{i=1}^n SOC_{max,i} \quad (3.12)$$

bestimmt und werden in den Nebenbedingungen der Optimierungsalgorithmen benötigt. Die Aggregate betreffend der PV-Erzeugungsleistung und des State of Charge der Speicher werden mit den Gleichungen 3.3 und 3.4 berechnet, wobei bei dem Aggregat bezüglich des Ladezustandes nur der Wert der ersten Viertelstunde des zu optimierenden Tages benötigt wird.

Globalstrahlung

Zur Ermittlung des entsprechenden Betriebsmodus, welche in weiterer Folge in Abschnitt 3.2.5 genauer definiert werden, wird die Globalstrahlung des zu optimierenden Tages benötigt. Gegeben sind hierfür Messwerte und Prognosen von 5 Standorten in Niederösterreich, welche gleichmäßig über das gesamte Bundesland verteilt sind. Es ist zu klären, ob für die weiteren Betrachtungen die einzelnen Datenpunkte auf die jeweils nächstgelegenen Messstationen aufgeteilt werden müssen oder ob eine ausreichende Genauigkeit erreicht werden kann, wenn ein Mittelwert der Globalstrahlung über alle Stationen

$$\bar{G} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n G_i \quad (3.13)$$

gebildet und verwendet wird.

In weiterer Folge werden einerseits die Messwerte der Globalstrahlung der einzelnen Messstationen jeweils mit den nächstgelegenen Datenpunkten verknüpft und andererseits wird der Mittelwert der Globalstrahlung aus Gleichung 3.13 allen Datenpunkten zugewiesen.

Normierung

Wurden Datenpunkts- oder Globalstrahlungsdaten in der vorliegenden Arbeit normiert, so ist dies mit der sogenannten Min-Max Normalisierungsfunktion

$$X_{norm} = \frac{x - x_{min}}{x_{max} - x_{min}} \quad (3.14)$$

durchgeführt worden.

3.1.2 Bewertung der Globalstrahlungsdaten

Zur Bewertung der Genauigkeit der Globalstrahlungsprognosen wird der mittlere absolute Fehler (MAE)

$$MAE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n |G_{IST,i} - G_{PROG,i}| \quad (3.15)$$

und der mittlere absolute prozentuelle Fehler (MAPE)

$$MAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|G_{IST,i} - G_{PROG,i}|}{G_{IST,i}} \cdot 100 \quad (3.16)$$

bezogen auf die jeweiligen Standortsprognosen und auf den Mittelwert aller Prognosen über ganz Niederösterreich dargestellt. Die Variable n bezeichnet in diesem Kontext die Anzahl der Viertelstunden im gesamten Beobachtungszeitraum.

Für den Optimierungsalgorithmus und für die folgenden Analysen muss definiert werden, ob die Datenpunkte mit den Globalstrahlungsdaten der jeweils nächstgelegenen Messstation oder mit dem Mittelwert der Globalstrahlung über alle 5 Messstationen verknüpft werden müssen. Dafür werden die Daten, wie in Abschnitt 3.1.1 erklärt, aufbereitet und anschließend der Korrelationskoeffizient zwischen der Globalstrahlungsintensität und den Messwertkategorien der einzelnen Datenpunkte ermittelt.

3.1.3 Analyse der Datenpunktsdaten

Es werden die unterschiedlichen Messwertkategorien der Datenpunkte, welche mit den Gleichungen 3.3 bis 3.8 ermittelt und mit Formel 3.14 normiert wurden, in Abhängigkeit der Globalstrahlungsintensität als Streudiagramm dargestellt. Jeder Messpunkt stellt dabei eine Viertelstunde im Beobachtungszeitraum dar. Mithilfe dieser Darstellung können die einzelnen Messwertkategorien bei verschiedenen Intensitäten der Globalstrahlung genauer auf ihr typisches Verhalten und etwaige Auffälligkeiten analysiert werden. Zusätzlich dazu werden die jeweiligen Mittelwerte der verschiedenen Messwertkategorien in Schritten von 50 W/m^2 ermittelt. Für die Mittelwertbildung werden alle Werte in einem Bereich von $\pm 25 \text{ W/m}^2$ in Abhängigkeit des aktuellen Schrittes betrachtet. Mit dieser globalen Sicht auf die Gesamtheit aller Daten können aber keine konkreteren Aussagen zum Verhalten an dedizierten Tagen getroffen und im weiteren Sinne keine Parameter oder Annahmen für den Optimierungsalgorithmus gefunden werden. Für diese lokaleren Analysen wird die Tagessumme der Globalstrahlungsintensität

$$G_d = \sum_{i=1}^{96} G_{d,i} \quad (3.17)$$

aller Tage im Beobachtungszeitraum gebildet, welche dann mit der Gleichung 3.14 normiert werden. Das d im Index der Variablen in Formel 3.17 bezeichnet einen Tag im Beobachtungszeitraum. Es ergeben sich somit Tagessummen der Globalstrahlungsintensität im Bereich von 0 % bis 100 %, welche auf 10 %-Intervalle aufgeteilt werden. Die zu den entsprechenden Tagen korrespondierenden Daten der Datenpunkte im Viertelstundenraster werden ebenfalls den gleichen Intervallen zugeordnet.

3.1.4 Strompreis und Tarifdaten

Zur kostenminimalen Aufteilung des Flexibilitätsbezuges beziehungsweise zur erlösmaximierenden Aufteilung der Lieferung von Flexibilität wird ein Preissignal in der Zielfunktion des Schwarmbatterieoptimierungsalgorithmus benötigt. Um den Mehrwert einer solchen Optimierung zu untersuchen, müssen nach dem Optimierungslauf die Kosten und Erlöse der einzelnen Datenpunkte berechnet und gegenübergestellt werden. Dafür werden Strombezugs- und Stromlieferatarife benötigt. Es ist anzumerken, dass die folgenden Tarife aufgrund der Aktualität und der Marktnähe gewählt wurden. All diese Preiskomponenten, sowie dessen Quellen und Berechnungen sollen im folgenden kurz beschrieben werden.

Strompreis

In der Zielfunktion des Optimierungsalgorithmus bezüglich der Schwarmbatterieoptimierung wird ein Preissignal benötigt. Dieses Signal kann je nach Bedarf unterschiedlich sein. In dieser Arbeit wird jedoch nur der stündliche EPEX Spot Day-Ahead Preis für Österreich verwendet, welcher auf der EPEX Spot Homepage (EPEXSpot, 2023) veröffentlicht wird.

Tarife für Strombezug

Für die in Kapitel 5 betrachteten Szenarien werden für die Berechnungen zwei Tarife für den Strombezug verwendet. Einerseits ist dies ein Tarif mit monatlicher und andererseits einer mit stündlicher Preisanpassung. Die angegebenen Gleichungen für den Strombezug beziehen sich immer auf die Berechnung des Tarifs als Nettopreis. In dieser Arbeit wird der Bruttopreis verwendet, weshalb zu den folgenden Gleichungen zusätzlich 20 % Mehrwertsteuer hinzugerechnet werden muss. Dieser Preis wird verwendet, da dieser auch von den Datenpunkten bezahlt werden muss.

Bezugstarif mit monatlicher Preisanpassung

Als Bezugstarif mit monatlicher Preisanpassung wird das Produkt „MONTHLY“, welches auf der Internetseite von aWATTar (aWATTarMonthly, 2023) zu finden ist, verwendet. Bei diesem Tarif werden auf Basis der Ergebnisse der letzten zehn Handelstage des „Base Month Future“ der EEX (EEX, 2023) der entsprechende Preis für den Strombezug des Folgemonats berechnet. Zu dieser Komponente wird der Standardlastprofilfaktor des Standardlastprofils (SLP-Profil) H0 des Vorjahres sowie zwei Beschaffungskomponenten multipliziert. Das SPL-Profil H0 ist ein normiertes viertelstündliches Verbrauchsprofil für Haushalte und kann der Internetseite der APCS (APCS, 2023) entnommen werden. Die genaue Berechnungslogik für den Nettopreis ist

$$p_{MONTHLY} = \bar{p}_{EEX} \cdot x_{SLP,H0} \cdot 1.03 + 1.5Cent/kWh \quad (3.18)$$

welche im Tarifblatt (aWATTarTarife, 2023) zu finden ist.

Bezugstarif mit stündlicher Preisanpassung

Als Bezugstarif mit stündlicher Preisanpassung wird das Produkt „HOURLY“ (aWATTarHourly, 2023) verwendet, welches ebenfalls von aWATTar angeboten wird. Die Berechnung des Bezugspreises erfolgt auf Basis des stündlichen Day-Ahead Preises für

3 Methodik und Modell

Österreich der EPEX Spot (EPEXSpot, 2023). Die genaue Berechnungslogik für den Nettopreis ist

$$p_{HOURLY,t} = p_{EPEXspot,AT,t} + |p_{EPEXspot,AT,t}| \cdot 0.03 + 1.5Cent/kWh \quad (3.19)$$

und lässt sich direkt auf der Internetseite des Produkts finden.

Tarife für Stromlieferung

Da es sich in dieser Arbeit um Datenpunkte handelt, welche eine Erzeugungsanlage in Form einer PV-Anlage besitzen, werden für die Betrachtung des Mehrwerts einer Schwarmbatterieoptimierung auch Einspeisetarife benötigt. Hierfür werden erneut zwei Produkte verwendet, welche einerseits eine monatliche und andererseits eine stündliche Preisstruktur aufweisen.

Einspeisetarif mit monatlicher Preisanpassung

Als Einspeisetarif mit monatlicher Preisanpassung wird das Produkt „SUNNY“, welches auf der Internetseite von aWATTar (aWATTarSunny, 2023) zu finden ist, verwendet. Dieser Tarif hat wie bereits beim Bezugstarif „MONTHLY“, die Ergebnisse der letzten zehn Handelstage des „Base Month Future“ der EEX (EEX, 2023) als Basis der Preisermittlung. In weiterer Folge wird jedoch der Standardlastprofilfaktor des SLP-Profiles E1 und eine Vermarktungskomponente dazu multipliziert. Das SLP-Profil E1 entspricht einem normierten viertelstündlichen Erzeugungsprofil von PV-Anlagen und kann der Internetseite der APCS (APCS, 2023) entnommen werden. Die genaue Berechnungslogik für den Nettopreis ist

$$p_{SUNNY} = \bar{p}_{EEX} \cdot x_{SLP,E1} \cdot 0.91 \quad (3.20)$$

welche ebenfalls im Tarifblatt (aWATTarTarife, 2023) zu finden ist.

Einspeisetarif mit stündlicher Preisanpassung

Ein Tarif mit stündlicher Preisanpassung findet sich nicht auf der Internetseite des Stromanbieters aWATTar, jedoch kann auf Basis der bereits drei beschriebenen Tarife eine Annahme für einen Einspeisetarif mit stündlicher Preisstruktur getroffen werden. Ein Vergleich der Gleichungen 3.18 und 3.19 zeigt, dass bei beiden Einspeisetarifen jeweils die gleichen Beschaffungskomponenten multipliziert werden. Wird nun wie beim Bezugstarif „HOURLY“ der stündliche EPEX Spot Day-Ahead Preis für Österreich verwendet

und zusätzlich eine Vermarktungskomponente wie beim Einspeisetarif „SUNNY“ dazu multipliziert, ergibt die Gleichung

$$p_{SPOT,t} = p_{EPEXspot,AT,t} - |p_{EPEXspot,AT,t}| \cdot 0.09 \quad (3.21)$$

welche in dieser Arbeit als Einspeisetarif mit stündlicher Preisanpassung zur Anwendung kommt.

3.2 Modellbeschreibung

Im zweiten Teil dieses Kapitels werden zu Beginn der Versuchsaufbau und der Ablauf des Optimierungsmodells näher erläutert, um dann in weiterer Folge die beiden implementierten Optimierungsalgorithmen beschreiben zu können. Bezüglich des Algorithmus zur Schwarmbatterieoptimierung soll es neben dem Normalbetrieb zwei verschiedene Betriebsmodi geben, welche zum Schluss näher beleuchtet werden. Wird Normalbetrieb durchgeführt, so wird das Verhalten mithilfe der Eigenverbrauchsoptimierung aus Abschnitt 3.2.4 simuliert.

3.2.1 Beschreibung des Versuchsaufbaus

Auf der linken Seite in Abbildung 3.2 sind n Datenpunkte dargestellt, wobei jeder Datenpunkt Messwerte wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, bereitstellt. Diese Werte werden im nächsten Schritt für das Optimierungsmodell gemäß den Gleichungen 3.5 bis 3.8 aufgeteilt. Es sei anzumerken, dass die einzelnen Speicher der Datenpunkte nicht durch Energie, welche aus dem Netz bezogen wird, beladen werden können.

Auf der rechten Seite der Abbildung ist einerseits das Stromnetz und andererseits die Schwarmbatterieoptimierung (BOSS) mit dem Bedienenden (IDO) dargestellt. Die Datenpunkte können wie gewohnt Energie aus dem Netz beziehen, um ihre Last zu decken und sie können die überschüssige Energie der PV-Anlagen in das Netz einspeisen. Die Schwarmbatterieoptimierung soll erst dann zum Einsatz kommen, wenn ein sogenannter Schlechtwetter- oder Schönwettertag ermittelt wurde. Die Definition zu diesen beiden Arten an Tagen folgt in Abschnitt 3.2.5. Ist einer der beiden Fälle eingetreten, so kann der Bedienende eine ermittelte Menge an Flexibilität freigeben, welche je nach Betriebsmodus (Schönwetter oder Schlechtwetter) entweder aus dem Netz bezogen und in die Speicher geladen oder aus den Speichern entnommen und in das Netz geliefert werden. Auf diese beiden Fälle wird in Abschnitt 3.2.5 näher eingegangen.

3 Methodik und Modell

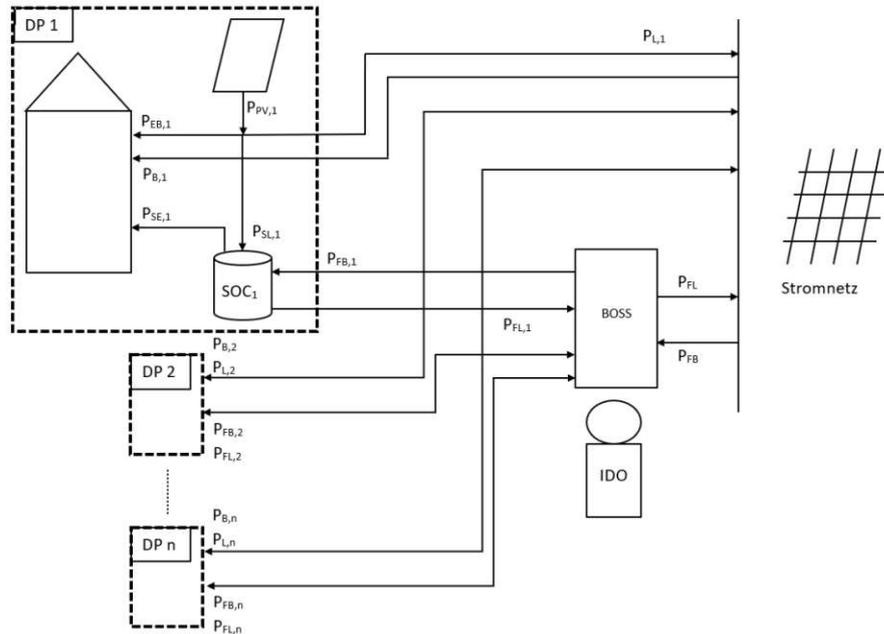


Abbildung 3.2: Übersichtsbild des betrachteten Systems

3.2.2 Ablauf des Modells

Der Ablauf des Optimierungsmodells ist, wie in den Abbildungen 3.3 ersichtlich, in mehrere Schritte unterteilt und wird in folgender Aufzählung beschrieben:

1) Aggregation der Datenpunktsdaten

Für die Berechnungen im ersten Schritt werden die zu deckende Last, die PV-Erzeugung, die maximale Be- und Entladeleistung, die maximale Speicherkapazität und der State of Charge zum Zeitpunkt des Beginns des Optimierungslaufes eines jeden Datenpunktes für den zu optimierenden Zeitbereich benötigt. In dieser Arbeit werden Messwerte verwendet, wohingegen im Regelbetrieb Prognosen zur Anwendung kommen. All diese Daten werden mit den Berechnungsvorschriften aus Abschnitt 3.1.1 aggregiert.

2) Ermittlung des Betriebsmodus

Input dieses Schrittes sind die Globalstrahlungsdaten des zu optimierenden Tages. Im Regelfall ist dies der Folgetag. Die Globalstrahlungsdaten des gesamten Tages werden summiert und entsprechend dem Maximum und Minimum über alle Tagessummen des Beobachtungszeitraums normiert. In Bezug auf die ermittelten Grenzen, welche in Kapitel 4 bestimmt werden, wird der Betriebsmodus für den Optimierungslauf definiert.

3) Abfrage, ob Normalbetrieb vorliegt

Wurde der Normalbetrieb ermittelt, so wird das Optimierungsmodell nicht gestartet und es kann sofort zu Punkt 6 übergegangen werden. Bei Normalbetrieb wird das Batteriespeichermanagement des jeweiligen Herstellers angewendet. Liegt stattdessen der Schön- oder Schlechtwetterbetriebsmodus vor, wird für das Aggregat die Schwarmbatterieoptimierung durchgeführt.

4) Ermittlung des optimalen Eigenverbrauchsanteils

Eine Nebenbedingung der Schwarmbatterieoptimierung ist, dass der Eigenverbrauchsanteil um maximal 5 % in Bezug auf den optimalen Eigenverbrauchsanteil vermindert werden darf. Zur Ermittlung dieses Parameters wurde ein eigener Optimierungsalgorithmus implementiert, welcher in Abschnitt 3.2.4 genauer beschrieben wird.

5) Ermittlung der kostenminimalen Flexibilitätsbewirtschaftung

Auf Basis des Ergebnisses aus Punkt 4 kann die kostenminimale Flexibilitätsbewirtschaftung ermittelt werden. Dies geschieht mithilfe des Schwarmbatterieoptimierungsalgorithmus, dessen Funktionsweise in Abschnitt 3.2.3 näher erläutert wird.

6) Rückaufteilung der Ergebnisse der Schwarmbatterieoptimierung

In diesem Schritt werden die Ergebnisse der Flexibilitätsbewirtschaftung auf die einzelnen Datenpunkte rückaufgeteilt. Die Bezüge und Lieferungen an Flexibilität werden prozentuell, je nach Maximalkapazität der Speicher den jeweiligen Datenpunkten zugewiesen.

3 Methodik und Modell

7) Simulation der einzelnen Datenpunkte mit den rückaufgeteilten Ergebnissen

Es werden alle Datenpunkte einzeln simuliert und erneut aggregiert, um das Verhalten aller Datenpunkte analysieren zu können. Die Simulation wird mithilfe der Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt und dessen Ergebnisse werden in weiterer Folge mit den Rohdaten verglichen.

8) Ermittlung der Kosten und Erlöse der einzelnen Datenpunkte

Es werden die Kosten und Erlöse des rückaufgeteilten Aggregats mit jenen Ergebnissen unter Verwendung der Rohdaten verglichen, um etwaige Unterschiede analysieren zu können.

3.2 Modellbeschreibung

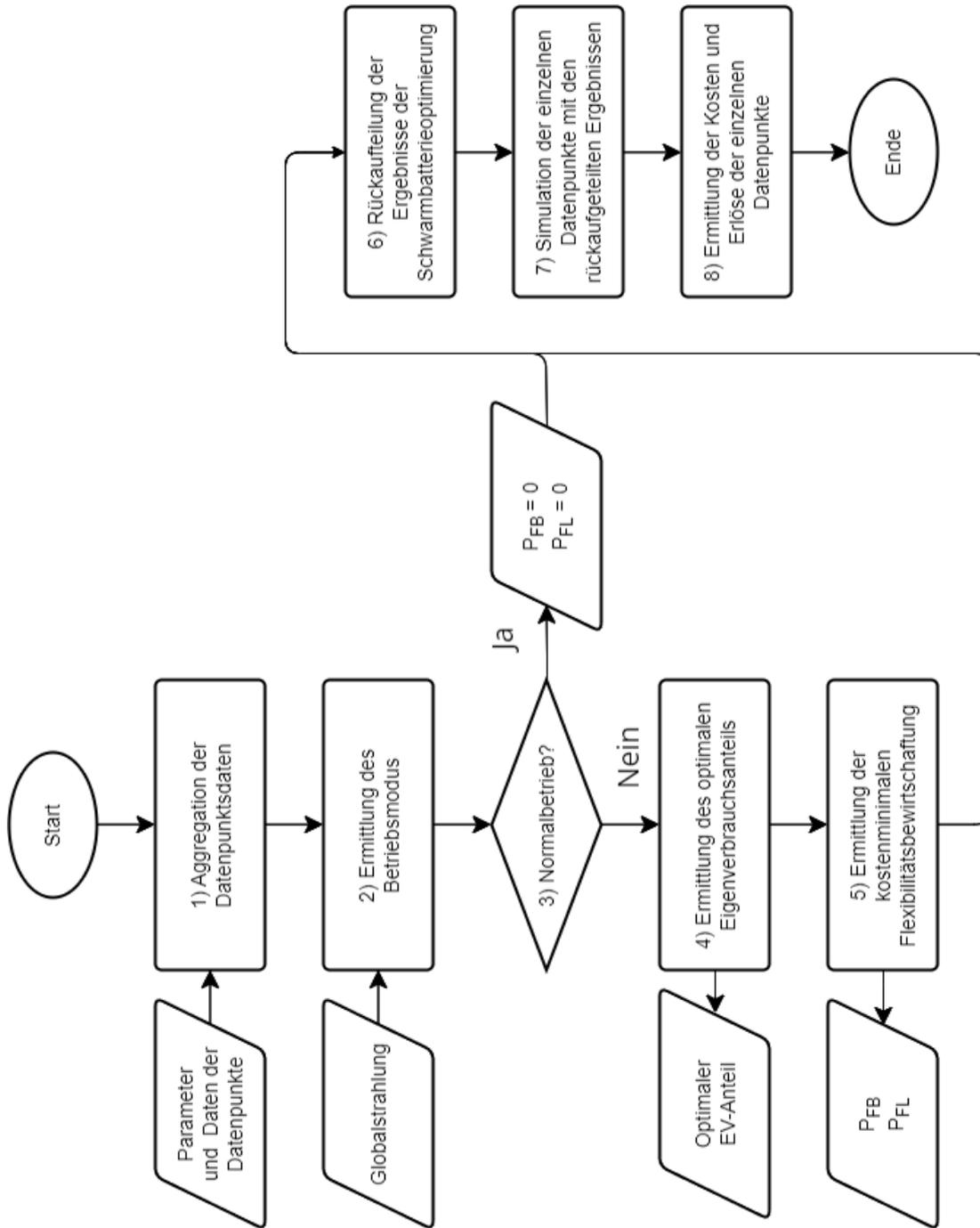


Abbildung 3.3: Flussdiagramm der Schwarmbatterieoptimierung

3.2.3 Mathematische Beschreibung der Schwarmbatterieoptimierung

In diesem Unterpunkt wird der Kern dieser Arbeit, die Zielfunktion der Schwarmbatterieoptimierung und dessen Nebenbedingungen genauer beschrieben.

Zielfunktion

$$\min_{P_{FB}, P_{FL}} \sum_{t=t_{start}}^{t_{Ende}} \Delta T \cdot (x_{FB,t} \cdot P_{FB,t} \cdot (p_{B,t} + c_{sonstige,t}) - x_{FL,t} \cdot P_{FL,t} \cdot (p_{L,t} + c_{sonstige,t})) \quad (3.22)$$

Mit der Zielfunktion aus Gleichung 3.22 sollen die Kosten, welche durch den Bezug (P_{FB}) und die Lieferung (P_{FL}) von Flexibilität entstehen, minimiert werden. Mithilfe eines Preissignals (p_B und p_L), welches frei wählbar ist und für den Bezug und die Lieferung von Flexibilität unterschiedlich sein kann, werden die beiden Leistungskomponenten je nach ermittelten Betriebsmodus in die billigsten oder teuersten Viertelstunden gelegt. Eine zusätzliche Eigenschaft der Optimierungsfunktion ist, dass der Bezug und die Lieferung von Flexibilität nur in definierten Zeitfenstern durchgeführt werden kann. Dieser Sachverhalt wurde mit den beiden Variablen x_{FB} und x_{FL} in der Zielfunktion dargestellt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass zusätzlich zu den Preissignalen sonstige Kostenkomponenten abgebildet werden können. Auf diese sonstigen Kostenkomponenten wurde aber in dieser Arbeit verzichtet, da lediglich die Kostenstruktur der oben beschriebenen Tarife von Interesse ist.

Nebenbedingungen

$$P_{Last,t} = P_{PV,t} + P_{B,t} + P_{SE,t} - P_{L,t} - P_{SL,t} \quad (3.23)$$

$$0 \leq P_{B,t} \leq P_{Last,t} \quad (3.24)$$

$$0 \leq P_{L,t} \leq P_{PV,t} \quad (3.25)$$

$$0 \leq P_{SL,t} + P_{FB,t} \leq P_{Akk,max} \quad (3.26)$$

$$0 \leq P_{SE,t} + P_{FL,t} \leq P_{Akk,max} \quad (3.27)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (3.28)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + (P_{SL,t} + P_{FB,t}) \cdot \eta_{SL} - (P_{SE,t} + P_{FL,t}) \cdot \eta_{SE} \quad (3.29)$$

$$0 \leq x_{SL,t} + x_{SE,t} \leq 1 \quad (3.30)$$

$$x_{SL,t} \in \{0, 1\} \quad (3.31)$$

$$x_{SE,t} \in \{0, 1\} \quad (3.32)$$

$$\eta_{EV,Opt.} \cdot 0.95 \leq \eta_{EV} \leq 1 \quad (3.33)$$

In den ersten drei Nebenbedingungen aus den Gleichungen 3.23 bis 3.25 werden der Bezug und die Lieferung von Energie berücksichtigt. Zuerst wird vorgegeben, wie die Last (P_{Last}) zu decken ist. Dann wird die Restriktion eingeführt, dass sich der Bezug von elektrischer Energie nur zwischen 0 und der maximalen Last bewegen darf. Zusätzlich kann die an das Netz gelieferte Energie nur zwischen 0 und der maximalen PV-Erzeugung liegen.

Die darauffolgenden 7 Gleichungen behandeln die Bewirtschaftung des Speichers, wobei die ersten beiden Nebenbedingungen die maximale Be- und Entladeleistung des Speichers limitieren. Die Summe aus Beladung und Flexibilitätsbezug als auch die Summe aus Entladung und Flexibilitätslieferung dürfen weder negativ werden noch die maximal mögliche Be- und Entladeleistung überschreiten. Gleichung 3.28 gibt den Bereich an, in dem sich der Ladezustand des Speichers bewegen darf und Gleichung 3.29 stellt eine Vorschrift dar, welchen Wert der Ladezustand zum aktuellen Zeitschritt annimmt. Hierbei sei die Annahme, dass der Lade- und Entladewirkungsgrad (η_{SL} und η_{SE}) jeweils 94 % beträgt. Da eine Gleichzeitigkeit von Be- und Entladung nicht möglich ist, werden in den Nebenbedingungen aus den Gleichungen 3.30 bis 3.32 binäre Variablen (x_{SL} und x_{SE}) eingeführt.

Die letzte Nebenbedingung aus Gleichung 3.33 soll sicherstellen, dass es zu keinerlei Verlust an Komfort kommt. Aufgrund der Flexibilitätsbewirtschaftung durch die Schwarmbatterieoptimierung darf der optimale Eigenverbrauchsanteil ($\eta_{EV,Opt.}$) um maximal 5 % vermindert werden. Obwohl der Eigenverbrauchsanteil durch die Flexibilitätsbewirtschaftung nicht größer als der optimale Eigenverbrauchsanteil werden kann, wurde die obere Grenze der Restriktion zu 1 gewählt. Wird die Gleichung 3.34 betrachtet, ist erkennbar, dass zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils die PV-Erzeugung erhöht werden müsste, was durch Bezug von Flexibilität sicherlich nicht der Fall sein kann.

Bezeichnung der Variablen

t	...	Zeitschritt
ΔT	...	Zeitintervall
P_{FB}	...	Bezogene Flexibilität aus dem Netz
P_{FL}	...	Gelieferte Flexibilität in das Netz
x_{FB}	...	Zeitfenster für den Bezug von Flexibilität
x_{FL}	...	Zeitfenster für die Lieferung von Flexibilität
p_B	...	Preis für den Netzbezug
p_L	...	Preis für die Netzeinlieferung
$c_{sonstige}$...	Sonstige Kosten

3.2.4 Mathematische Beschreibung der Eigenverbrauchsoptimierung

Die letzte Nebenbedingung aus Abschnitt 3.2.3, genauer gesagt Gleichung 3.33, beschreibt die maximal mögliche Verminderung des Eigenverbrauchsanteils in Bezug auf den optimalen Anteil. Der Eigenverbrauchsanteil berechnet sich mittels

$$\eta_{EV} = \frac{P_{PV} - P_L}{P_{PV}} \cdot 100 \quad (3.34)$$

wobei die Differenz im Zähler jenen Anteil der PV-Erzeugung beschreibt, welcher selbst verbraucht wurde. Da die Erzeugung einer gegebenen Anlage durch Menschenhand nicht erhöht werden kann, ist ein Zugang die an das Netz gelieferte (Überschuss-) Leistung zu minimieren (Rüf, 2020). Dieser Zugang wird im folgenden Abschnitt beschrieben und auch erweitert.

Zielfunktion

$$\min_{P_L, P_B} \sum_{t=t_{Start}}^{t_{Ende}} \Delta T \cdot (w_t \cdot P_{L,t} + (1 - w_t) \cdot P_{B,t}) \quad (3.35)$$

Wie bereits eingangs erwähnt, ist eine Möglichkeit zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils die Verminderung der an das Netz gelieferte Leistung. Ein weiterer Zugang ist, die aus dem Netz bezogene Leistung zu minimieren (Fina, 2017). In dieser Arbeit wird der Ansatz verfolgt, beide Methoden mithilfe von „Multiobjective Optimization“ (Multi-Kriterien-Optimierung) zu vereinen. Eine Herangehensweise dazu ist die „Weighted Sum Scalarization Method“ oder kurz WSS-Methode (Kasimbeyli u. a., 2017).

Bei der WSS-Methode können mehrere Zielfunktionen in einer einzigen vereint werden, wobei diese, wie der Name schon sagt, mit Gewichten versehen werden müssen. Im Falle der Zielfunktion der Eigenverbrauchsoptimierung aus Gleichung 3.35 stellen die beiden Variablen P_L und P_B die beiden Zielfunktionen bezüglich der gelieferten und bezogenen Leistung an oder in das Netz dar. Da es sich hierbei lediglich um zwei Zielfunktionen handelt, wird hier nur ein Gewichtungsfaktor w gewählt, wobei zur Zielfunktion des Netzbezugs das Komplement zu eins multipliziert wird.

Nebenbedingungen

$$P_{Last,t} = P_{PV,t} + P_{B,t} + P_{SE,t} - P_{L,t} - P_{SL,t} \quad (3.36)$$

$$0 \leq P_{B,t} \leq P_{Last,t} \quad (3.37)$$

$$0 \leq P_{L,t} \leq P_{PV,t} \quad (3.38)$$

$$0 \leq P_{SL,t} \leq P_{Akk,max} \quad (3.39)$$

$$0 \leq P_{SE,t} \leq P_{Akk,max} \quad (3.40)$$

$$SOC_{min} \leq SOC_t \leq SOC_{max} \quad (3.41)$$

$$SOC_t = SOC_{t-1} + P_{SL,t} \cdot \eta_{SL} - P_{SE,t} \cdot \eta_{SE} \quad (3.42)$$

$$0 \leq x_{SL,t} + x_{SE,t} \leq 1 \quad (3.43)$$

$$x_{SL,t} \in \{0, 1\} \quad (3.44)$$

$$x_{SE,t} \in \{0, 1\} \quad (3.45)$$

Die Nebenbedingungen der Eigenverbrauchsoptimierung sind nahezu ident zu jenen, welche bei der Schwarmbatterieoptimierung zur Anwendung kommen. Bei den Nebenbedingungen bezüglich der maximalen Be- und Entladeleistung (Gl. 3.39 und 3.40) sowie bei der Berechnungsvorschrift des State of Charge zum aktuellen Zeitpunkt (Gl. 3.42) fallen an entsprechender Stelle die Leistungsterme im Zusammenhang mit der Flexibilitätsbewirtschaftung weg. Zusätzlich ist die Nebenbedingung bezüglich der Minderung des optimalen Eigenverbrauchsanteils obsolet, da dieser in diesem Schritt bestimmt werden soll.

Bezeichnung der Variablen

t	...	Zeitschritt
ΔT	...	Zeitintervall
w	...	Gewichtungsfaktor der WSS-Methode ($w = 0.9$)
P_L	...	Gelieferte Leistung in das Netz
P_B	...	Bezogene Leistung aus dem Netz

3.2.5 Betriebsmodi

Wie bereits zu Beginn des Kapitels erwähnt, sollen zwei Betriebsmodi implementiert werden, welche sich Schön- und Schlechtwetterbetriebsmodus nennen. Hierbei ist es Vorgabe seitens EVN, diese beiden Betriebsmodi zu implementieren, da sie für die Kunden, welche in dieser Arbeit als Datenpunkte bezeichnet werden, leicht verständlich

3 Methodik und Modell

sein sollen. Wie die Bezeichnungen bereits andeuten, werden diese an sehr sonnigen und sehr bewölkten Tagen zur Anwendung kommen. Ein Indikator zur Wahl des Betriebsmodus ist die Tagessumme der Globalstrahlung, welche bereits in Abschnitt 3.1.3 mit Gleichung 3.17 definiert wurde. Die genauen Parameter diesbezüglich werden erst in Kapitel 4 ermittelt. Im Folgenden soll nur eine kurze Beschreibung der implementierten Betriebsmodi erfolgen.

Schönwetterbetrieb

Dieser Betriebsmodus wird, wie der Name bereits andeutet, an Tagen mit einer sehr hohen Tagessumme der Globalstrahlung ausgewählt und soll Spitzen der Überschusseinspeisung zu Mittag minimieren. Aufgrund dessen wird er relativ häufig in den Sommermonaten zum Einsatz kommen. Wird dieser Betriebsmodus ermittelt, so gibt es während des Tages zwei Zeitfenster, in denen die Speicher für die Beladung durch die erzeugte Energie der PV-Anlage gesperrt werden und zusätzlich kann Flexibilität an das Netz geliefert werden. Es wurde definiert, dass diese beiden Fenster um 8 und 15 Uhr beginnen und jeweils zwei Stunden dauern.

Schlechtwetterbetrieb

Im Gegensatz zum Schönwetterbetrieb wird der Schlechtwetterbetrieb an Tagen mit einer niedrigen Tagessumme der Globalstrahlung gewählt. Deshalb wird dieser Betriebsmodus eher in den Wintermonaten und den angrenzenden Übergangsmonaten zur Anwendung kommen. Bei diesem Betriebsmodus kann in den Morgenstunden von 0 bis 6 Uhr Flexibilität aus dem Netz bezogen und in die Speicher geladen werden. Diese gespeicherte Energie kann in weiterer Folge von den einzelnen Datenpunkten zur Lastdeckung verwendet werden und dadurch können Lastspitzen reduziert werden.

3.2.6 Szenarien

In Kapitel 5 werden verschiedene Szenarien im Hinblick auf das Verhalten und die finanziellen Auswirkungen nach der Optimierung betrachtet. In Unterpunkt 5.1 werden jeweils die Rohdaten der Datenpunkte mit der Simulation der rückaufgeteilten Ergebnisse der Schwarmbatterieoptimierung für den gesamten Beobachtungszeitraum gegenübergestellt. Hierbei kann das veränderte Verhalten der Datenpunkte aufgrund der Schwarmbatterieoptimierung genauer untersucht werden. Im Abschnitt 5.2 werden die Ergebnisse der einzelnen Betriebsmodi exakter analysiert, indem je eine Woche aus den Sommer- und Wintermonaten ausgewählt und grafisch dargestellt werden.

In Unterpunkt 5.3 werden die Kosten und Erlöse der Datenpunkte, welche im nicht optimierten Fall entstehen, jenen gegenübergestellt, welche im optimierten eintreten, um den Mehrwert der Schwarmbatterieoptimierung monetär bewerten zu können. In Bezug auf die verwendeten Tarife werden einerseits jene aus dem Beobachtungszeitraum 1.4.2019 bis 31.3.2020 und andererseits welche mit aktuelleren Preisniveaus von 1.4.2022 bis 31.3.2023 verwendet. Die jeweiligen Ergebnisse, welche mit den Tarifkonstellationen aus Tabelle 3.1 erhalten werden, werden in weiterer Folge miteinander verglichen. Diese zeitliche Unterscheidung wird deswegen getroffen, um die Auswirkung einer Schwarmbatterieoptimierung auch in Zeiten von höheren Preisniveaus ermitteln zu können.

Tabelle 3.1: Szenarien zur Ermittlung der Kosten und Erlöse

Szenario	1	2	3
Bezugstarif	Monthly	Hourly	Hourly
Einspeisetarif	Sunny	Sunny	Spot

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

In diesem Teil der Arbeit werden die in Kapitel 3 beschriebenen Inputdaten analysiert. Zu Beginn werden die Vorhersagen der Globalstrahlung auf ihre Prognosegüte untersucht. Es werden für die in dieser Arbeit durchgeführten Szenarien zwar Messwerte und keine Prognosen verwendet, im Regelfall sollen aber zweitens zum Einsatz kommen. Des Weiteren muss ausgearbeitet werden, ob es für die Optimierung der einzelnen Datenpunkte, welche als Aggregat durchgeführt wird, genügt einen Mittelwert der Globalstrahlung über ganz Niederösterreich anzuwenden.

Im zweiten Abschnitt wird das zweite Set an Inputdaten, die Datenpunktsdaten, als Streudiagramme dargestellt. Diese Darstellung erfolgt in Abhängigkeit des zuvor gewählten Globalstrahlungsinputs, um eventuelle Abhängigkeiten und Auffälligkeiten der beiden Größen untereinander zu erkennen. Darauffolgend werden die einzelnen Tage samt der korrespondierenden Daten den jeweils ermittelten Grenzwerten der Tagessumme der Globalstrahlung zugewiesen. Diese Zuweisung wird durchgeführt, um das Verhalten bei den entsprechenden Wettersettings zu untersuchen und daraus eventuelle Parameter herausfiltern zu können.

4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten

Wie soeben beschrieben, werden in diesem Abschnitt Fehlermaße und Korrelationskoeffizienten berechnet und grafisch dargestellt, um Aussagen über die Prognosegüte und die Verwendbarkeit eines Mittelwerts der Globalstrahlung treffen zu können.

4.1.1 Fehlermaße

Es werden die Fehlermaße

- Mittlerer absoluter Fehler (MAE)
- Mittlerer absoluter prozentueller Fehler (MAPE)

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

bezogen auf die 5 Standorte der Messstationen

- Allensteig
- Lilienfeld
- St. Pölten
- Wr. Neustadt
- Zwerndorf

berechnet. In Bezug auf jeden Standort werden auch die Fehlergrößen bezüglich des Mittelwerts der Globalstrahlung aller Messstationen ermittelt und vergleichend dargestellt. Wie bereits mit den Gleichungen 3.15 und 3.16 beschrieben, wird jeweils die Differenz zwischen tatsächlich gemessenen Wert und der Vorhersage gebildet. Bei diesen Betrachtungen wird jedoch nicht die Prognosegüte bezüglich der letztgültigen Vorhersage untersucht, sondern es kommen die Prognosestände

- PROG(h-1): Prognose eine Stunde vor Eintritt des IST-Zustandes
- PROG6(d-0): Prognose um 6 Uhr des aktuellen Tages
- PROG22(d-1): Prognose um 22 Uhr des Vortages

zur Anwendung. Von besonderem Interesse ist die Prognose um 22 Uhr des Vortages, da das Optimierungsmodell im operativen Betrieb um diese Uhrzeit initial für den Folgetag durchgeführt werden soll.

Mittlerer absoluter Fehler

In den Abbildungen 4.1 bis 4.5 wird der mittlere absolute Fehler, wie eingangs beschrieben, in Bezug auf jede Messstation für jeden Monat im Beobachtungszeitraum dargestellt. Er bewegt sich für alle Standorte in einem Bereich von 10 W/m^2 bis ungefähr 60 W/m^2 . Auffällig ist der ähnliche Verlauf bei allen Stationen. In den wärmeren Monaten ist der mittlere absolute Fehler um etwa 10 bis 20 W/m^2 größer als in den kälteren. Werden die Fehler unter Verwendung der jeweiligen Standortprognose mit jenen unter Verwendung des Mittelwerts aller Stationen verglichen, sind nur sehr kleine Differenzen zu erkennen. Teilweise wird der mittlere absolute Fehler bezogen auf den Mittelwert sogar kleiner. Diese Beobachtungen sind bereits ein erstes Indiz dafür, dass es genügt, sich auf den Mittelwert der Globalstrahlung bei Verwendung der Schwarmbatterieoptimierung zu beschränken.

4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten

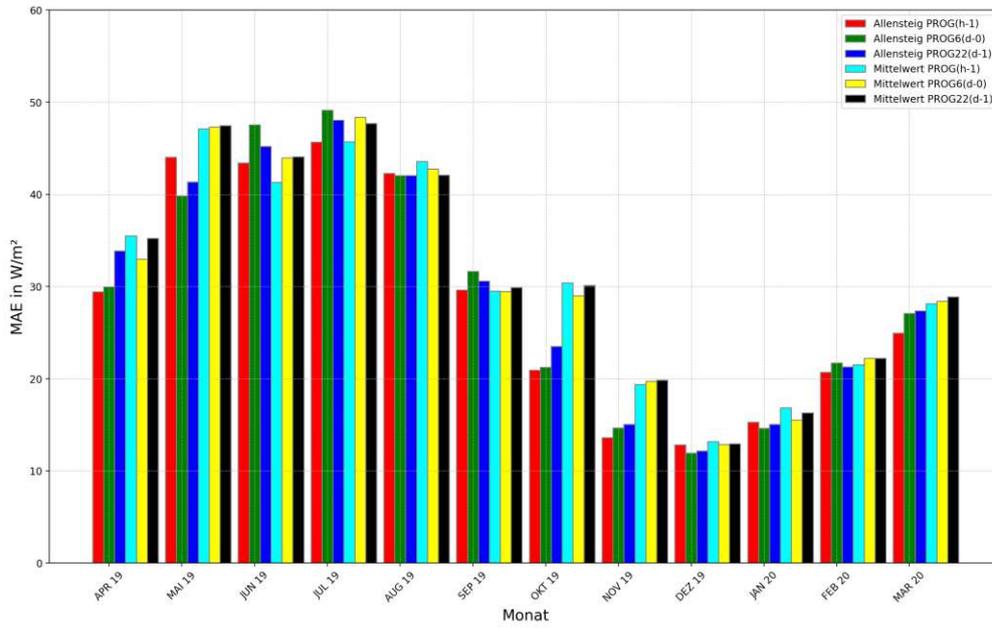


Abbildung 4.1: Mittlerer absoluter Fehler am Standort Allenstein

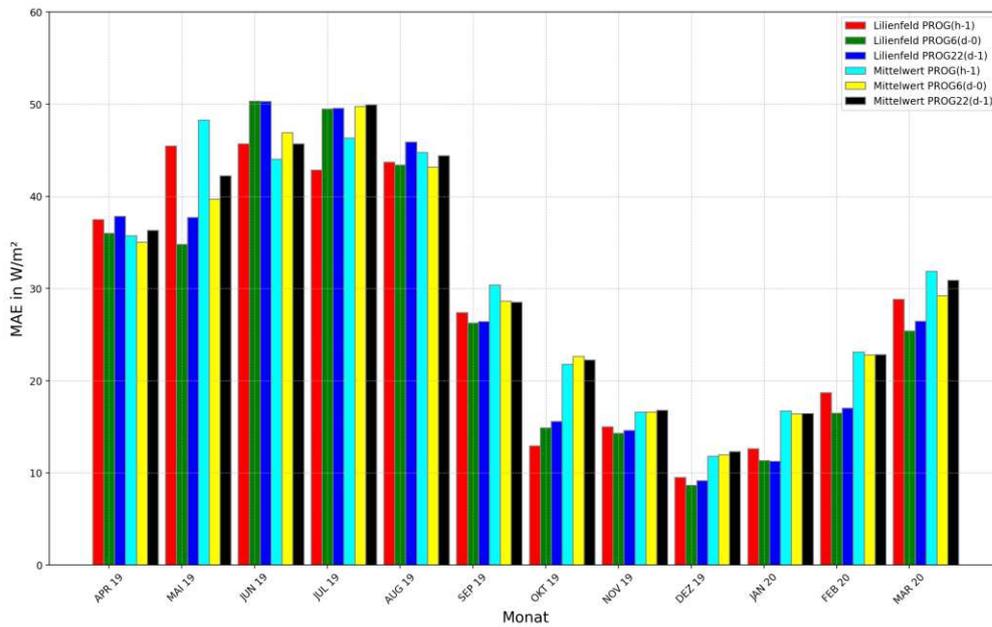


Abbildung 4.2: Mittlerer absoluter Fehler am Standort Lilienfeld

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

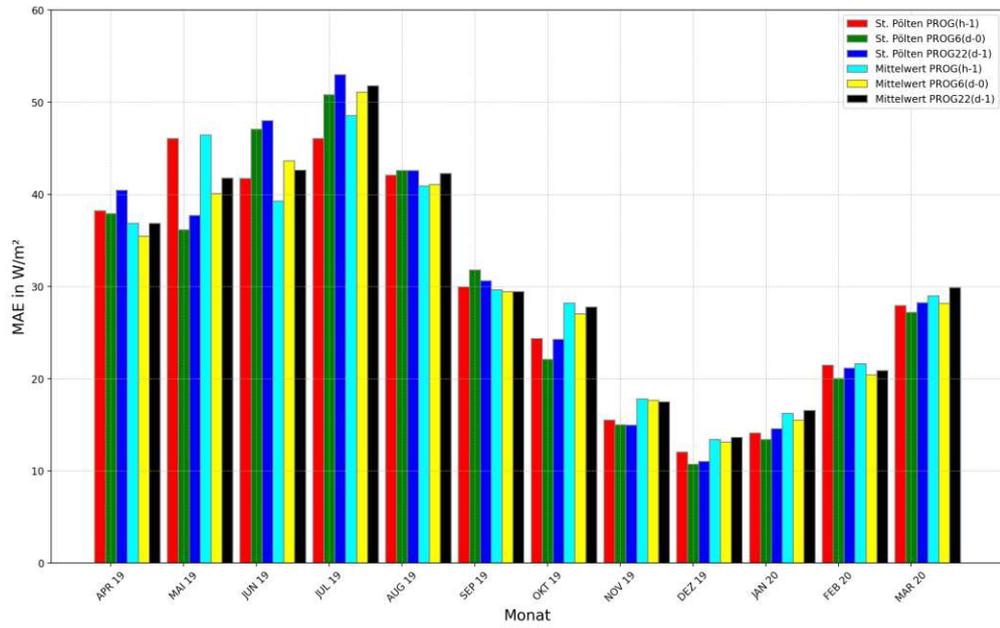


Abbildung 4.3: Mittlerer absoluter Fehler am Standort St. Pölten

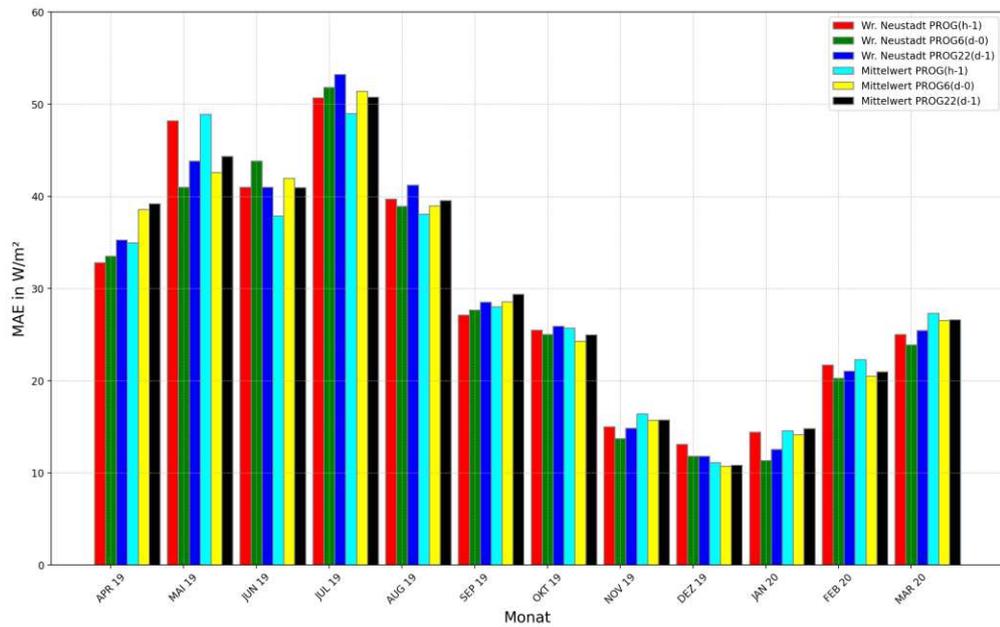


Abbildung 4.4: Mittlerer absoluter Fehler am Standort Wr. Neustadt

4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten

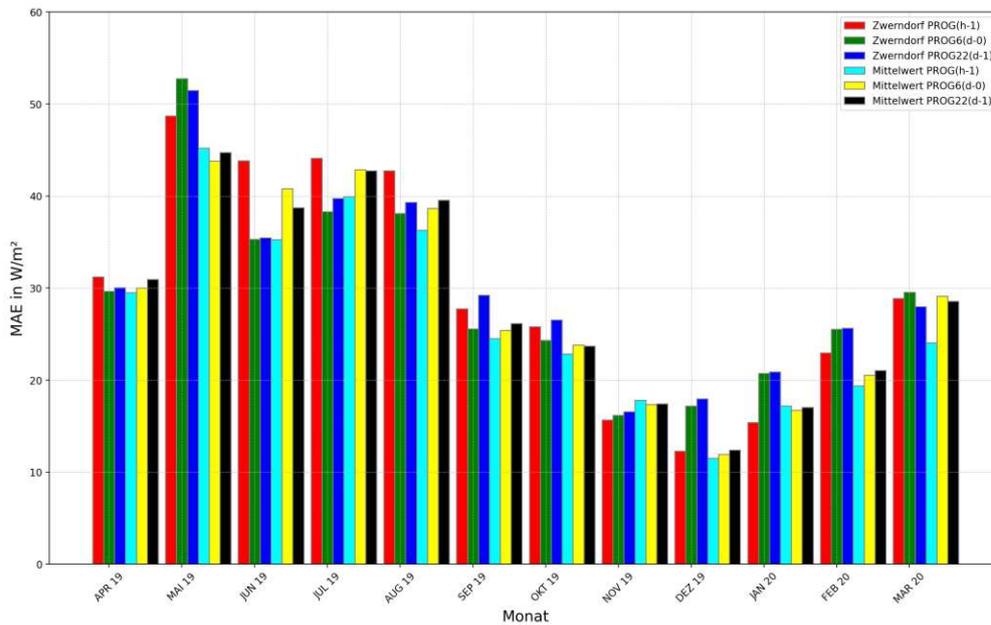


Abbildung 4.5: Mittlerer absoluter Fehler am Standort Zwerndorf

Mittlerer absoluter prozentueller Fehler

In einem zweiten Schritt wird der mittlere absolute prozentuelle Fehler, welcher nach dem gleichen Schema wie der mittlere absolute Fehler in den Abbildungen 4.6 bis 4.10 für jede Messstation dargestellt ist, untersucht. Hier ist auffällig, dass sich die prozentuellen Fehler über den gesamten Beobachtungszeitraum gesehen in der Nähe der 35 %-Marke bewegen. In der kälteren Jahreszeit nimmt der MAPE eher höhere Werte an als in der wärmeren. Interessant ist der Standort Zwerndorf, welcher in den Monaten November 2019 bis Jänner 2020 extrem hohe Werte zwischen 50 % und 80 % annimmt. Da der Fehler hier sowohl in Bezug auf die Standortsprognosen als auch auf jenen unter Verwendung des Mittelwerts hohe Werte aufweist, kann eine mögliche Ursache auf Messfehler zurückzuführen sein. Wichtig ist auch der Vergleich der Fehler unter Anwendung der Standortsprognose und des Mittelwerts aller 5 Stationen. Hier zeigt sich ein ähnliches Bild wie bereits beim mittleren absoluten Fehler. Es gibt nur geringe Differenzen und dies legt erneut eine Verwendung nur des Mittelwerts nahe.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

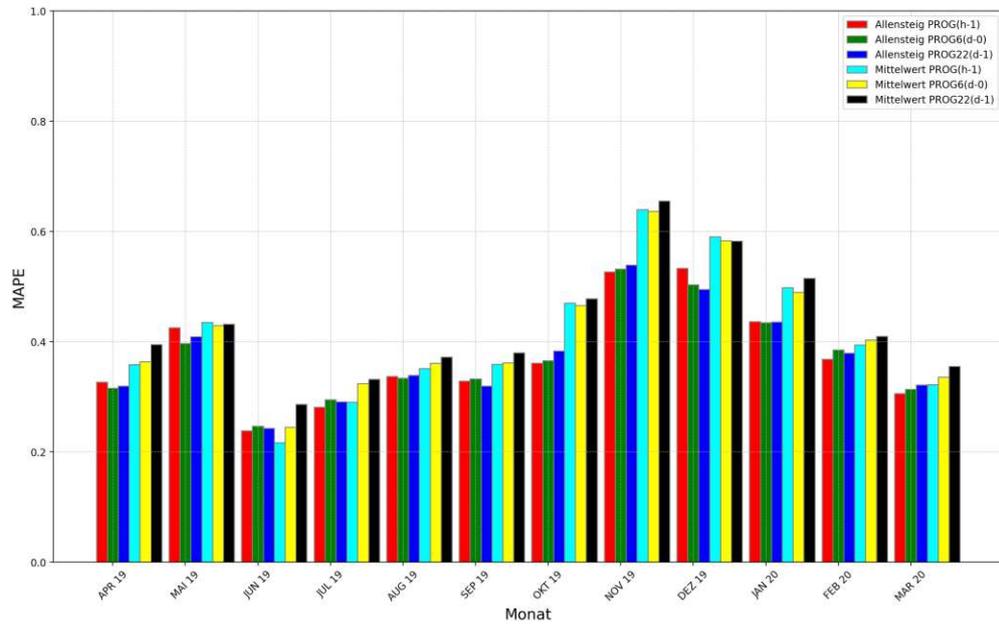


Abbildung 4.6: Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Allensteig

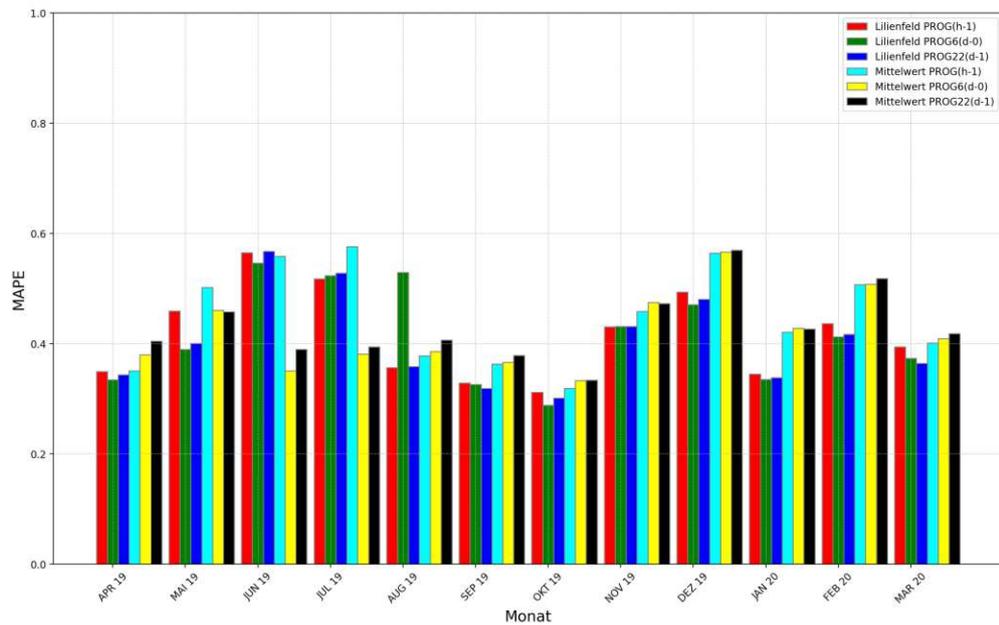


Abbildung 4.7: Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Lilienfeld

4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten

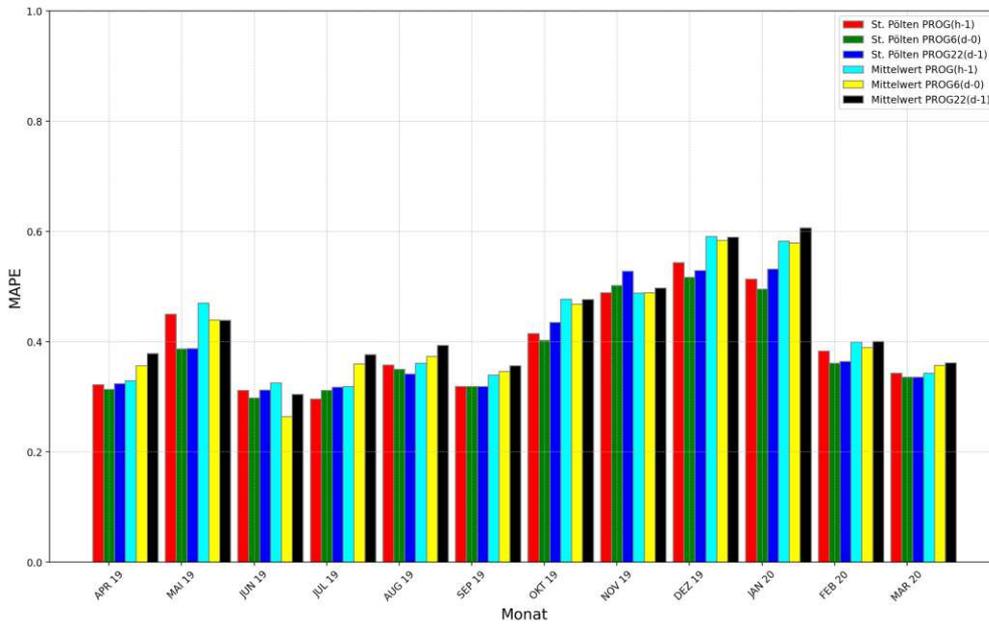


Abbildung 4.8: Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort St. Pölten

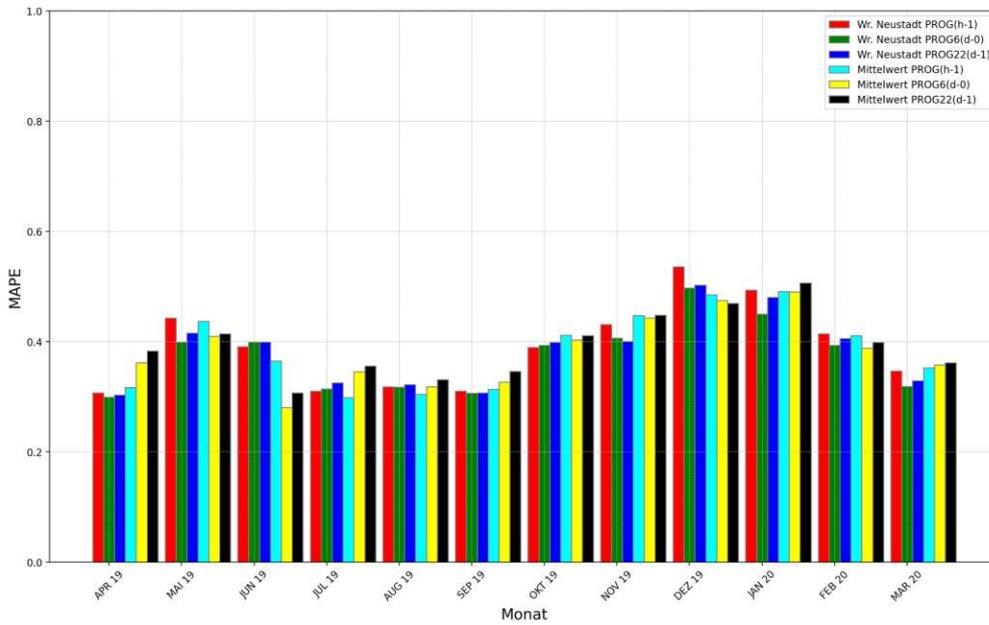


Abbildung 4.9: Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Wr. Neustadt

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

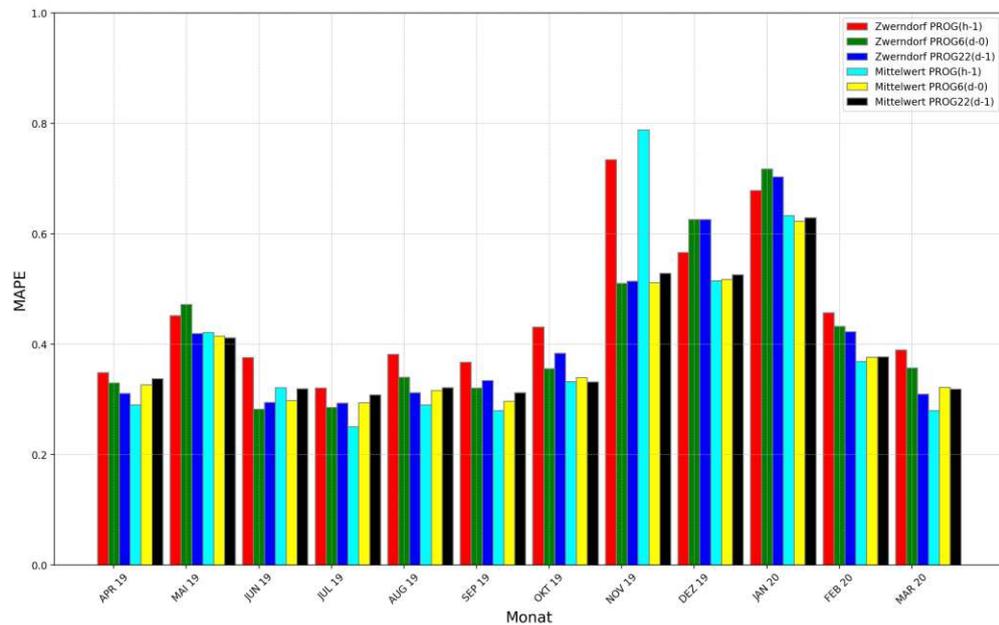


Abbildung 4.10: Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Zwerndorf

4.1.2 Korrelation der Globalstrahlungsdaten

Die Ergebnisse der Analyse der Prognosegüte bezüglich der Standortsprognosen und des Mittelwerts der Vorhersagen aller 5 Messstationen ist bereits ein guter Indikator dafür, dass zweitens in den folgenden Betrachtungen ausreichend sein wird. Um diese Annahme zu untermauern, werden die Korrelationskoeffizienten jedes Datenpunkts in Bezug auf die einzelnen Messwertkategorien

- Speicherbeladung
- Speicherentladung
- Netzbezug
- Netzeinlieferung
- PV-Erzeugung
- State of Charge

mit den Globalstrahlungsdaten berechnet. Genauer gesagt werden dabei einerseits die Globalstrahlungsdaten der nächstgelegenen Messstation und andererseits das Globalstrahlungsmittel über ganz Niederösterreich verwendet. Es ist anzumerken, dass hierfür ausschließlich Globalstrahlungsmesswerte und keine Prognosen zur Anwendung kommen.

4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten

In den Abbildungen 4.11 bis 4.16 sind die Ergebnisse, wie soeben erklärt, in Bezug auf jeden einzelnen Datenpunkt dargestellt. Aus den Diagrammen aus den Abbildungen 4.14 bis 4.16 ist jedenfalls eine Tendenz zu sehr starker Korrelation ersichtlich. Dies liegt daran, dass mit steigender Globalstrahlung die Netzeinlieferung, die PV-Erzeugung und der State of Charge der Speicher immer größere Werte annehmen. Während sich die Korrelationskoeffizienten in Bezug auf die PV-Erzeugung (Abb. 4.15) über alle Datenpunkte in einem nahezu konstanten Bereich bewegen, gibt es bei jenen betreffend der Netzeinspeisung und des Ladezustands (Abb. 4.14 und 4.16) etwas größere Differenzen. Im Sinne der Netzeinlieferung könnten die Unterschiede aufgrund eines höheren Verbrauchs bei hohen Globalstrahlungswerten entstehen. Beim State of Charge der Speicher könnten es etwa überdimensionierte Speicher oder unterdimensionierte PV-Anlagen sein.

Werden die ersten drei Diagramme dieses Unterpunkts (Abb. 4.11 bis 4.13) betrachtet, sind bereits geringere Korrelationskoeffizienten ersichtlich. Diese bewegen sich bis auf ein paar Ausreißer in Abbildung 4.11, zwischen -0.5 und 0.5. Die teilweise geringen Korrelationskoeffizienten in Bezug auf die Speicherbeladung könnten entweder auf einen unterdimensionierten Speicher oder auf ein hohes Mindestniveau des Ladezustandes hinweisen. In Abbildung 4.12 wurden teils positive und teils negative Korrelationskoeffizienten ermittelt. Des Weiteren ist im nachfolgenden Diagramm in Bezug auf den Netzbezug (Abb. 4.13) ein positiver Ausreißer erkennbar. Diese Beobachtungen können Gründe wie zum Beispiel schlecht ausgelegte Speicher oder erhöhte Verbräuche aufgrund eines Elektroautos haben. Was jedoch in allen Abbildungen klar erkenntlich ist, ist die Ähnlichkeit der Korrelationskoeffizienten in Hinblick auf Verwendung der Globalstrahlungsdaten der nächstgelegenen Messstation mit jenen des Mittelwerts der Vorhersagen aller 5 Stationen. Aufgrund dieser Erkenntnis in Kombination mit den Ergebnissen aus dem vorangegangenen Unterpunkt 4.1.1 kann nun endgültig festgelegt werden, dass es genügt, den Mittelwert der Globalstrahlung über ganz Niederösterreich zu verwenden.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

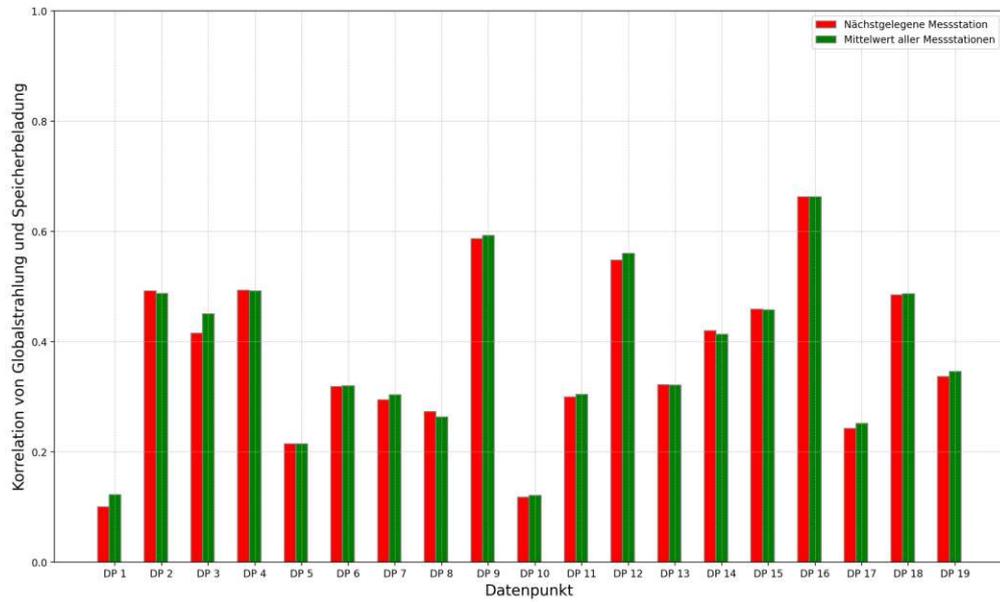


Abbildung 4.11: Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die Speicherbeladung



Abbildung 4.12: Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die Speicherentladung

4.1 Analyse der Globalstrahlungsdaten



Abbildung 4.13: Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf den Netzbezug

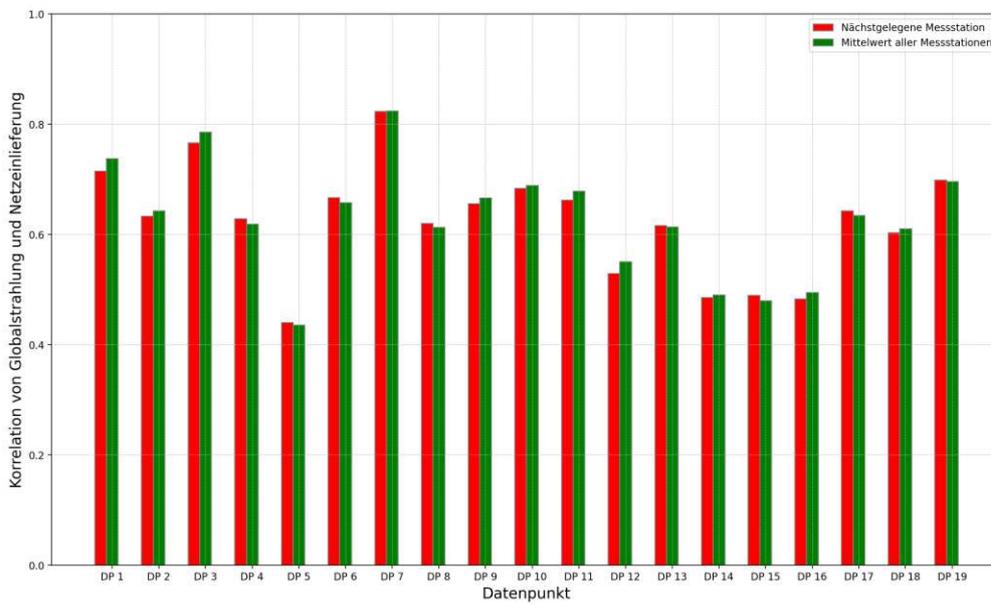


Abbildung 4.14: Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die Netzeinlieferung

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

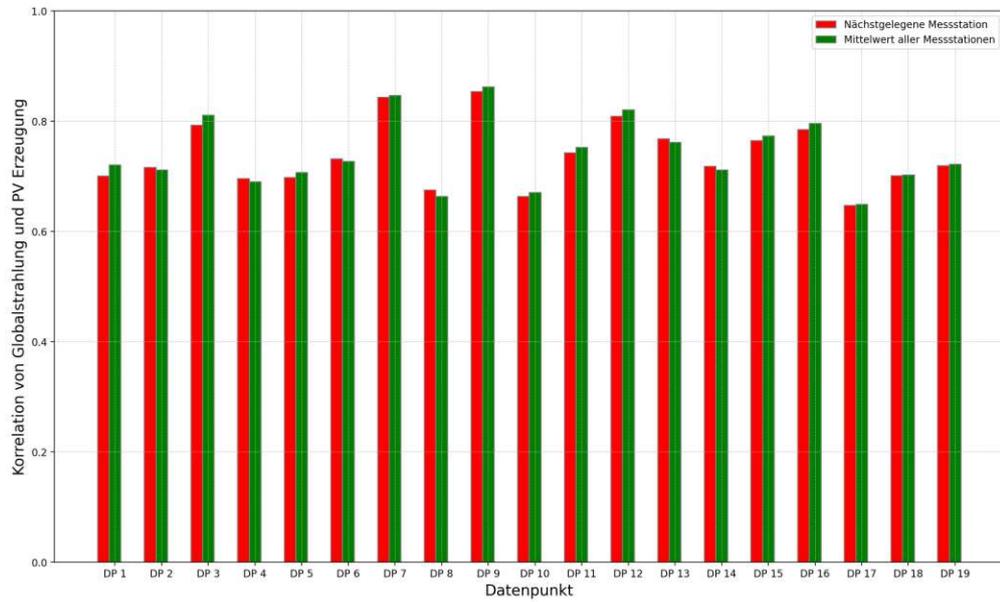


Abbildung 4.15: Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die PV-Erzeugung

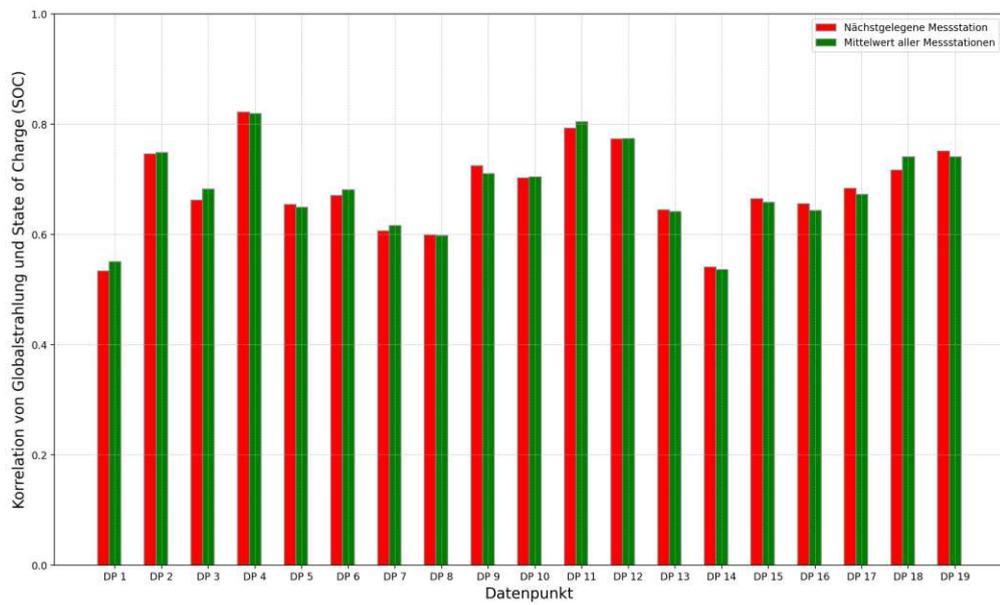


Abbildung 4.16: Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf den State of Charge

4.2 Analyse der Datenpunktsdaten

Auf Basis der Ergebnisse der soeben durchgeführten Analysen kann für die weiteren Betrachtungen festgelegt werden, dass die Verwendung des Mittelwerts der Globalstrahlung für das Optimierungsmodell ohne große Bedenken möglich ist. Im Folgenden werden nun die Aggregate der verschiedenen Messwertkategorien auf ihr Verhalten und etwaige Auffälligkeiten bei unterschiedlichen Werten der Globalstrahlung untersucht. Hierfür werden Streudiagramme generiert, welche auf der Abszisse die Messwerte der Globalstrahlung und auf der Ordinate die bereits zuvor betrachteten Kategorien

- Speicherbeladung
- Speicherentladung
- Netzbezug
- Netzeinlieferung
- State of Charge

der Datenpunkte aufgetragen haben. Zusätzlich werden die jeweiligen Mittelwerte wie in Abschnitt 3.1.3 beschrieben, ermittelt und dargestellt, um das Verhalten der Messwertkategorien genauer beschreiben zu können. Da die PV-Erzeugung vorgegeben ist und nicht verändert oder optimiert werden kann, wird sie nicht gesondert analysiert.

4.2.1 Speicherbeladung

In diesem Unterpunkt wird die Speicherbeladung des Aggregats, welche in Abbildung 4.17 dargestellt ist, untersucht. Bei einer Globalstrahlung von nahezu null gibt es Werte der Speicherbeladung im oberen Bereich, welche sich nur mit einer Beladung mit aus dem Netz bezogener Energie erklären lässt. Die Mehrheit der Messwerte bei geringer Globalstrahlung befinden sich jedoch im unteren Bereich der Speicherbeladung. Mit steigender Globalstrahlung nimmt die Höhe der Beladung zu, bis sie bei Werten von ungefähr 350 W/m^2 wieder abnimmt. Dieser Sachverhalt lässt sich auch anhand des Mittelwerts erkennen. Dies lässt sich dadurch erklären, dass mit wachsender Globalstrahlung die Ladezustände der Speicher eher den Maximalwert annehmen und nur mehr geringe freie Kapazitäten aufweisen. Im rechten oberen Viertel des Diagramms ist ein klar ersichtlicher Bereich, welcher kaum Messwerte enthält. Es stellt sich nun die Frage, ob es durch das Optimierungsmodell, im Speziellen unter Verwendung des Schönwetterbetriebsmodus, möglich ist, größere Werte der Speicherbeladung bei höheren Werten der Globalstrahlungen zu erlangen.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

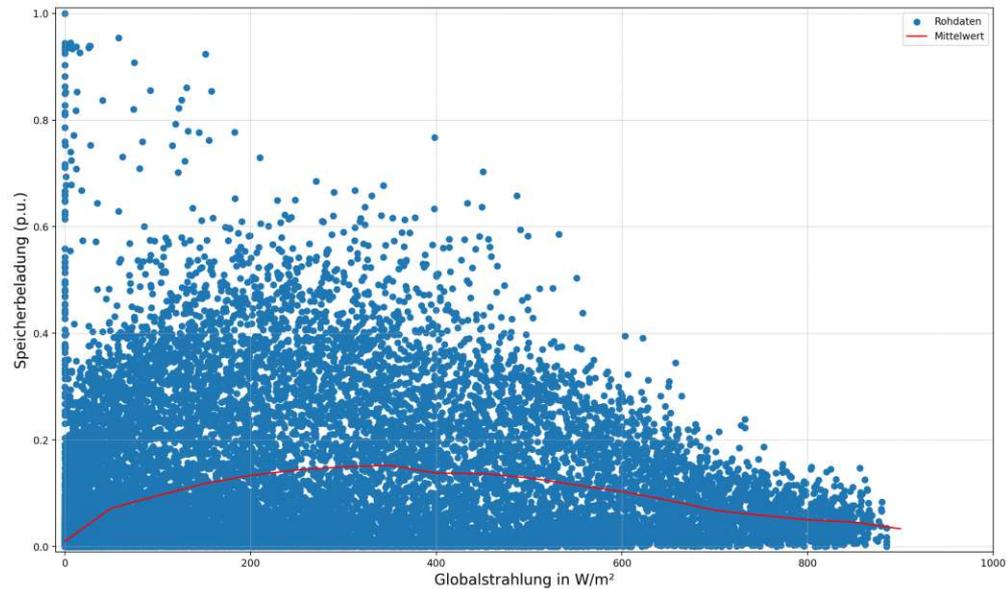


Abbildung 4.17: Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens der Speicherbeladung

4.2.2 Speicherentladung

In Bezug auf die Speicherentladung aus Abbildung 4.18 zeigt sich ein ähnliches Bild wie bei der Beladung. Beginnend bei niedriger Globalstrahlung nimmt die Höhe der Speicherentladung zu und ab einem Wert von ungefähr $250 W/m^2$ nimmt sie wieder stetig ab. Genauso gibt es wieder im rechten oberen Bereich sehr wenig Messwerte in Bezug auf die Speicherentladung, da bei solch erheblichen Globalstrahlungswerten die Last der Datenpunkte komplett durch die erzeugte Energie der PV-Anlage gedeckt werden kann. Einziger Unterschied zum Diagramm aus Abbildung 4.17 ist jener, dass die Dichte der Messpunkte bei niedriger Globalstrahlung am höchsten ist.

4.2 Analyse der Datenpunktsdaten

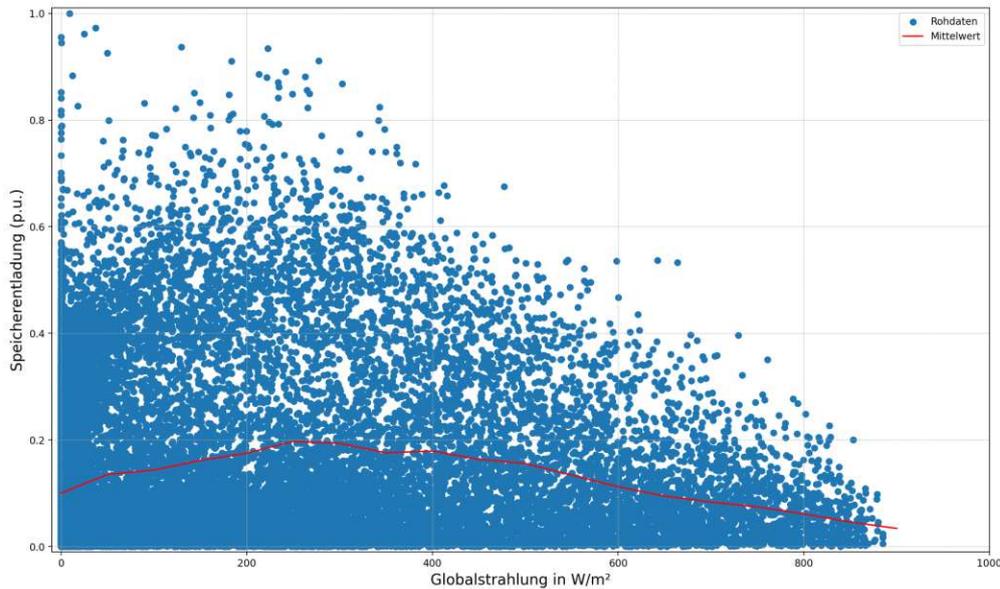


Abbildung 4.18: Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens der Speicharentladung

4.2.3 Netzbezug

In Abbildung 4.19 ist der Netzbezug des Aggregats dargestellt. Die Messpunkte drängen sich eng im Bereich rund um den Ursprung zusammen und nehmen nur sehr geringe Werte ab einer Globalstrahlung von über $500 W/m^2$ an. In den Nachtstunden, genauer gesagt bei niedriger Globalstrahlung, nehmen die Messwerte des Netzbezugs ihr Maximum an und fallen dann linear, bis aufgrund der Speicherbewirtschaftung und der erzeugten Energie der PV-Anlage nur noch ein geringer Bezug an elektrischer Energie notwendig ist.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

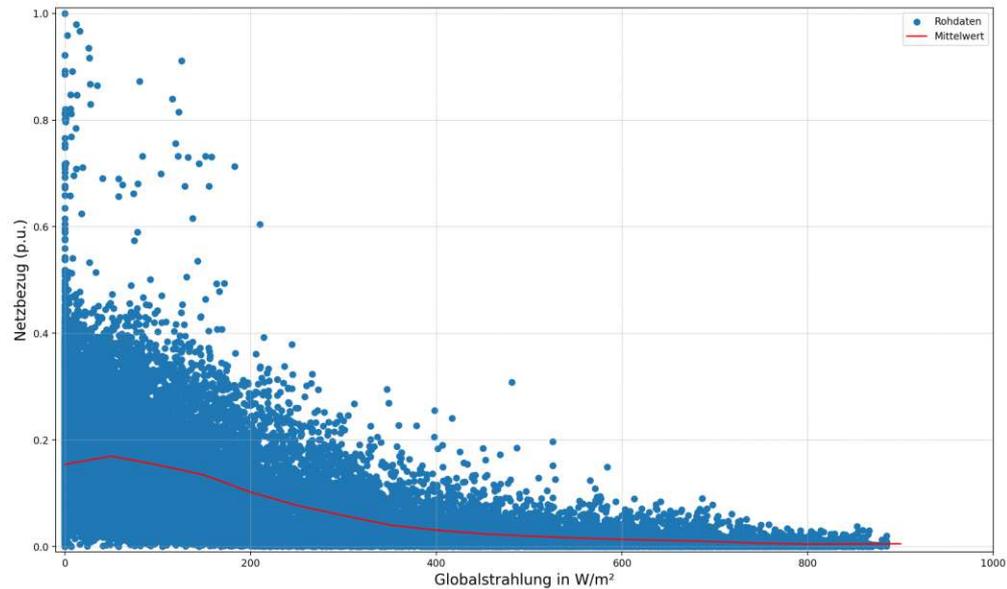


Abbildung 4.19: Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens des Netzbezugs

4.2.4 Netzeinlieferung

Die Netzeinlieferung aus Abbildung 4.20 zeigt eine ähnliche Punkteverteilung, wie sie zum Beispiel bei der Erzeugung einer PV-Anlage zu sehen ist. Zu Beginn des Tages, also bei niedriger Globalstrahlung, wird kaum Energie an das Netz geliefert, obwohl die PV-Anlagen bereits erzeugen. Zu diesem Zeitpunkt kann die erzeugte Energie zu einem großen Teil zur Eigenbedarfsdeckung verwendet oder eingespeichert werden. Mit steigender Globalstrahlung weisen die Messpunkte der Netzeinlieferung dann immer größere Werte auf und dies birgt eine hohe Belastung in Bezug auf die Netzauslastung. In Kapitel 5 wird erörtert, ob solche Spitzen der Überschusseinspeisung vermindert oder gar verhindert werden können.

4.2 Analyse der Datenpunktsdaten

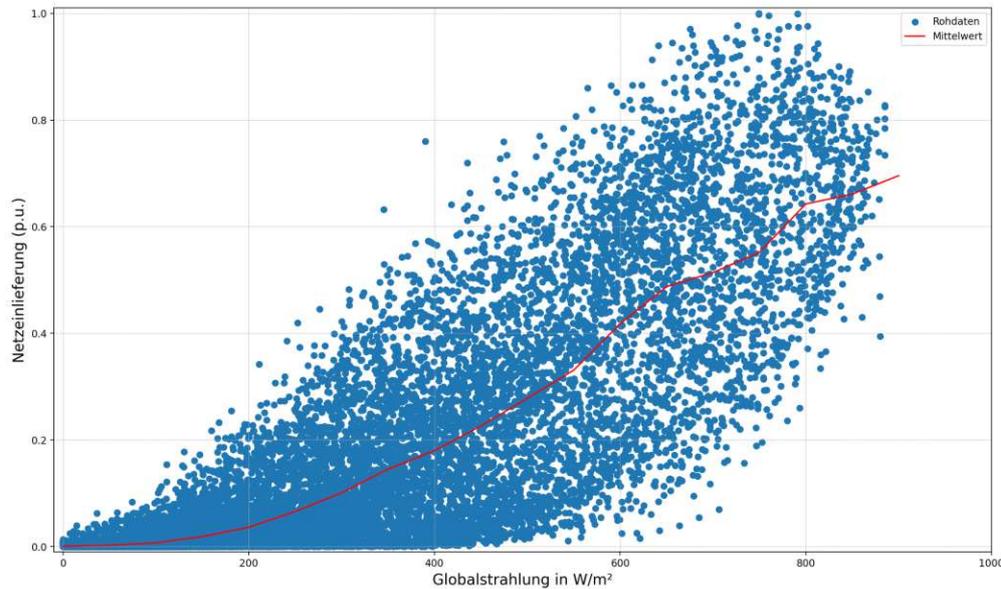


Abbildung 4.20: Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens der Netzeinlieferung

4.2.5 State of Charge

Als letztes wird das Verhalten des State of Charge aus Abbildung 4.21 näher erörtert. Bei niedriger Globalstrahlung ist der Bereich, in dem dieser sich bewegt, breit gestreut. Dieser Bereich wird aber mit zunehmender Globalstrahlung aufgrund sinkender Restkapazität der Speicher schmaler. Generell drängen sich die Messpunkte in dem soeben beschriebenen Bereich dicht zusammen und deswegen bildet sich riesiges Gebiet, in dem kaum Punkte vorhanden sind. Das Verhalten des stetig steigenden State of Charge und das schmaler werden des Bereichs, in dem er sich bewegt, ist auch anhand des Mittelwerts erkennbar. Ein Ziel der Schwarmbatterieoptimierung ist es, den soeben genannten leeren Bereich möglichst gut aufzufüllen, indem Messwerte aus dem Gebiet mit dicht aneinander gedrängten Messpunkten entsprechend verschoben werden.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

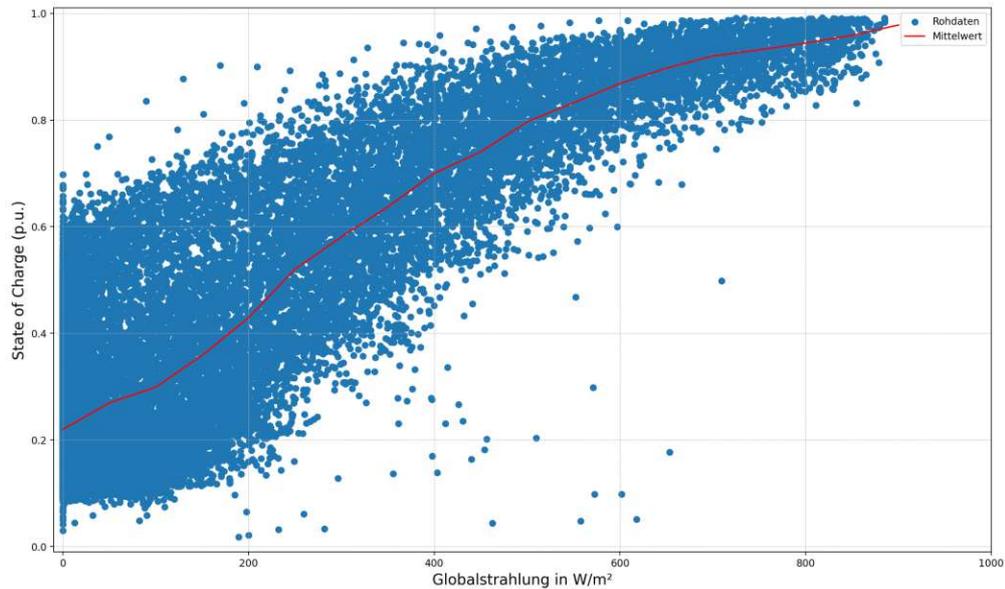


Abbildung 4.21: Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens des State of Charge

4.3 Definition der Betriebsmodi und Auswahl wichtiger Parameter

Noch ist nicht definiert, bei welchen Globalstrahlungsverhältnissen welcher Betriebsmodus (siehe Abschnitt 3.2.5) ausgewählt wird und welche Werte an Bezug und Lieferung von Flexibilität möglich sind. Wird die Zielfunktion aus Gleichung 3.22 betrachtet, sind betreffend der Flexibilitätsbewirtschaftung die beiden Größen P_{FB} für den Flexibilitätsbezug und P_{FL} für die Flexibilitätslieferung zuständig. Diese sind ebenfalls in der Nebenbedingung, genauer gesagt in der Berechnungsvorschrift, des State of Charge prominent vertreten. Im Folgenden sollen auf Basis dieses Zusammenhangs die eingangs erwähnten Parameter definiert werden.

In Abbildung 4.22 ist, wie bereits beschrieben, der State of Charge des gesamten Beobachtungszeitraums, aufgeteilt auf die verschiedenen Grenzwerte der Tagessumme der Globalstrahlung, dargestellt. Wird zuerst die linke Seite des Diagramms betrachtet, ist auffällig, dass das Maximum der beiden Boxplots bis 20 % der Tagessumme der Globalstrahlung nicht über 50 % des Ladezustandes anwachsen. Eine weitere Gemeinsamkeit der beiden ist, dass der Median unter 20 % liegt. Auf Basis dessen und aufgrund der Unterschiede zu den Boxplots, welche den Intervallen größer als 20 % der Tagessumme der Globalstrahlung zugeordnet sind, wird definiert, dass der Schlechtwetterbetriebs-

4.3 Definition der Betriebsmodi und Auswahl wichtiger Parameter

modus dann ausgewählt wird, wenn die Tagessumme der Globalstrahlung kleiner als 20 % ist.

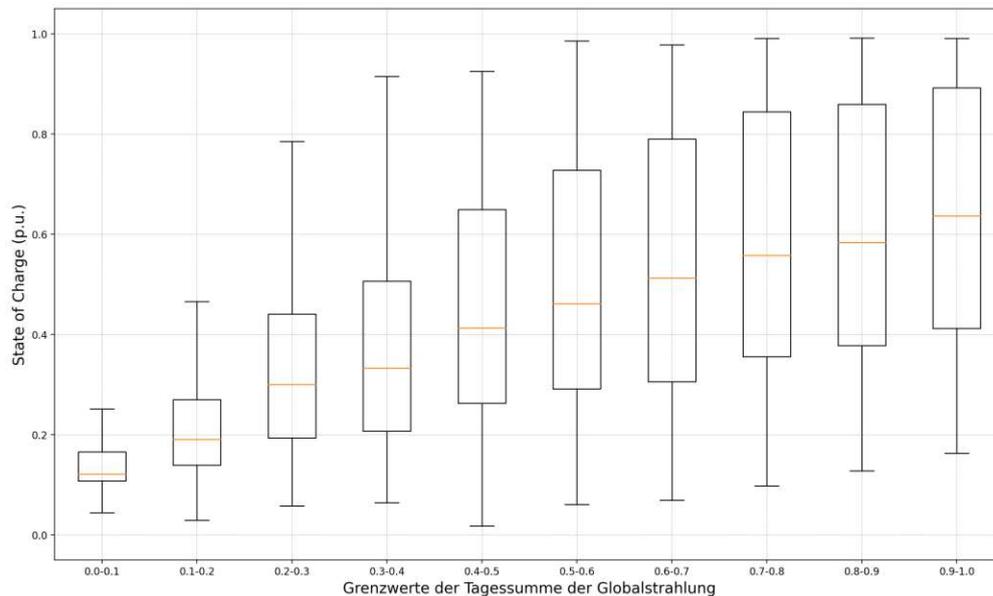


Abbildung 4.22: Verhalten des Ladezustandes bei verschiedenen Grenzwerten der Tagessumme der Globalstrahlung. Normierung der Tagessumme bezogen auf ein Minimum von 963 W/m^2 und ein Maximum von $32\,819 \text{ W/m}^2$.

In einem weiteren Schritt muss der Geltungsbereich des Schönwetterbetriebsmodus gewählt werden. Hierfür werden, ähnlich wie zum Schlechtwetterbetriebsmodus Gemeinsamkeiten im oberen Bereich der Tagessumme der Globalstrahlung gesucht. Da der Median stetig anwächst und das Maximum des Ladezustandes schnell über 90 % steigt, kann als einziges Kriterium das dritte Quartil verwendet werden. Es ist ersichtlich das bei über 70 % der Tagessumme der Globalstrahlung dieses Quartil über 80 % des Ladezustandes liegt. Das dritte Quartil des Boxplots beim Grenzwert 60 % bis 70 % liegt nahe an den 80 % des State of Charge. Um eine halbwegs gleichmäßige Verteilung der Tage auf die jeweiligen Betriebsmodi gewährleisten zu können (siehe Abb. 4.23), wird definiert, dass der Schönwetterbetriebsmodus ab einer Tagessumme der Globalstrahlung von 60 % zur Anwendung kommt. Bei den restlichen Tagen, welche Grenzwerte zwischen 20 % und 60 % der Tagessumme der Globalstrahlung annehmen, wird der Normalbetrieb durchgeführt. Die Anzahl der Tage, in dem ein bestimmter Betriebsmodus aktiv ist, kann aus Abbildung 4.23 und Tabelle 4.1 entnommen werden.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

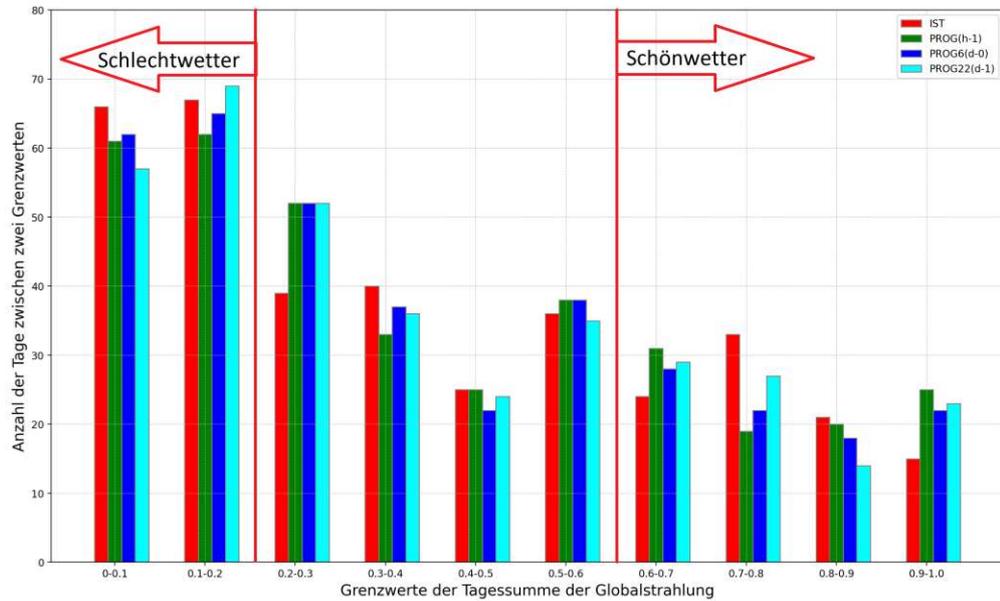


Abbildung 4.23: Verteilung der Tage in Bezug auf die verschiedenen Betriebsmodi

Tabelle 4.1: Anzahl der Tage im jeweiligen Betriebsmodus

Betriebsmodus	Schlechtwetter	Normalbetrieb	Schönwetter
Anzahl Tage	133	104	92

Am Ende dieses Kapitels ist die Frage, welche Werte der Bezug und die Lieferung von Flexibilität annehmen dürfen, noch ungeklärt. Wird zuerst Augenmerk auf den Schlechtwetterbetriebsmodus gelegt, welcher wie soeben definiert für Tagessummen der Globalstrahlung von kleiner 20 % aktiv ist, kann der maximal mögliche Bezug von Flexibilität bestimmt werden. Um den Speicher an solchen Tagen so gut wie möglich auszulasten und um zusätzlich eine Speicherentladung während des Tages zu berücksichtigen, wurde die Annahme getroffen, dass sich der maximale Bezug von Flexibilität aus der Differenz zwischen maximal möglichen State of Charge und dritten Quartil berechnet. Die genaue Berechnungsvorschrift ergibt sich also zu

$$E_{FB} = 1 - SOC_{3Q,GW} \quad (4.1)$$

wobei es sich beim Ergebnis um eine Energiemenge handelt, welche für das Optimierungsmodell in elektrische Leistung umgerechnet werden muss. In dieser Formel

4.3 Definition der Betriebsmodi und Auswahl wichtiger Parameter

bezeichnet $SOC_{3Q,GW}$ den Wert des dritten Quartils beim jeweiligen Grenzwert und E_{FB} die maximal mögliche Flexibilität als Energiemenge, welche bezogen werden kann.

In Bezug auf die Lieferung von Flexibilität, kann die vorher erwähnte Gemeinsamkeit, dass das dritte Quartil über oder knapp an der 80 %-Marke des Ladezustandes zu liegen kommt, ausgenutzt werden. Um den Komfort nicht zu verringern und um sicherzustellen, dass die Nebenbedingungen aus Abschnitt 3.2.3 nicht verletzt werden, wurde die maximal mögliche Lieferung an Flexibilität als Differenz von maximalen Ladezustand beim aktuellen Grenzwert und 80 % des maximal möglichen Ladezustandes definiert. Die Berechnungsvorschrift ergibt sich also zu

$$E_{FL} = SOC_{max,GW} - 0.8 \quad (4.2)$$

wobei hier ebenfalls die ermittelte Energiemenge für das Optimierungsmodell in elektrische Leistung umgerechnet werden muss. $SOC_{max,GW}$ bezeichnet hierbei den maximalen Ladezustand beim jeweiligen Grenzwert und E_{FL} die maximal mögliche Energiemenge, welche als Flexibilität an das Netz geliefert werden kann. Die ermittelten Ergebnisse können aus Abbildung 4.24 und Tabelle 4.2 entnommen werden.

4 Datenanalysen der Inputdaten und Parameterfindung

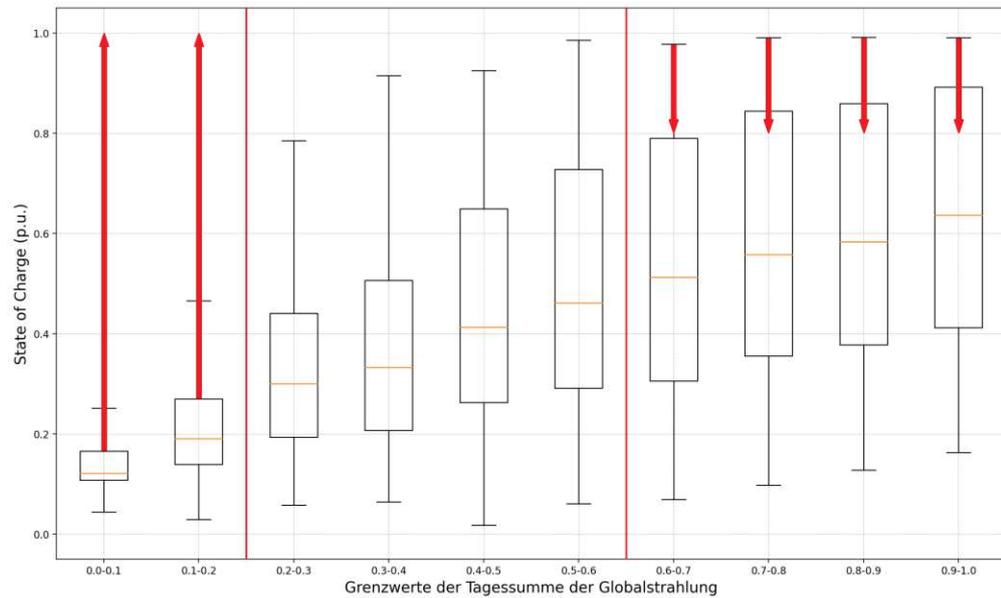


Abbildung 4.24: Vorgehensweise zur Bestimmung der Parameter in Bezug auf die Flexibilitätsbewirtschaftung. Normierung der Tagessumme bezogen auf ein Minimum von 963 W/m^2 und ein Maximum von $32\,819 \text{ W/m}^2$.

Tabelle 4.2: Definition der gelieferten und bezogenen Flexibilität bei den jeweiligen Grenzwerten der Tagessumme der Globalstrahlung

Grenzwert in %	0 - 10	10 - 20	20 - 30	30 - 40	40 - 50
E_{FB} in p.u.	0.85	0.7	0	0	0
E_{FL} in p.u.	0	0	0	0	0
Grenzwert in %	50 - 60	60 - 70	70 - 80	80 - 90	90 - 100
E_{FB} in p.u.	0	0	0	0	0
E_{FL} in p.u.	0	0.2	0.2	0.2	0.2

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

Nun gilt es den Mehrwert des Optimierungsmodells zu untersuchen. Es werden dabei immer die gegebenen Rohdaten mit den rückaufgeteilten Ergebnissen der Optimierung jeweils als Aggregat gemeinsam dargestellt und verglichen. Zu Beginn werden wieder Streudiagramme wie in Abschnitt 4.2 generiert, mit denen festgestellt wird, ob aufgrund der implementierten Betriebsmodi ein positiver Effekt in Bezug auf die Speicherbewirtschaftung und auf die Netzeinspeisung zur Mittagsspitze erreicht wurde. Unter einem positiven Effekt kann man zum Beispiel eine höhere Beladung des Speichers an Tagen mit wenig PV-Erzeugung oder mehr Lade- und Entladezyklen verstehen. Zusätzlich werden erneut die Mittelwerte der einzelnen Messwertkategorien dargestellt. Im nächsten Schritt wird das genaue Verhalten der einzelnen Betriebsmodi erörtert, indem je eine Woche aus den Sommer- und Wintermonaten ausgewählt wird und dessen Ergebnisse grafisch dargestellt werden. Nachdem der funktionelle Mehrwert untersucht wurde, wird schließlich der monetäre Mehrwert bewertet. Hierbei werden einerseits die monatlichen Kosten und Erlöse als Saldo gegenübergestellt, andererseits werden diese beiden Komponenten auf die jeweiligen Betriebsmodi aufgeteilt, um den Mehrwert des Optimierungsmodells besser darstellen zu können. Für die folgenden Betrachtungen ist es wichtig anzumerken, dass das Verhalten der Datenpunkte mithilfe der implementierten Eigenverbrauchsoptimierung simuliert wurde.

5.1 Verhalten der Datenpunkte im gesamten Beobachtungszeitraum

Um das geänderte Verhalten der Datenpunkte durch das Optimierungsmodell zu untersuchen, werden erneut die 5 Messwertkategorien der Datenpunkte

- Speicherbeladung
- Speicherentladung
- Netzbezug
- Netzeinlieferung
- State of Charge

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

wie in Abschnitt 4.2 als Streudiagramm dargestellt. Mithilfe dieser Darstellung kann auf Veränderungen in der Verteilung und im Verhalten eingegangen werden. In allen Diagrammen in diesem Unterpunkt sind in blau die Rohdaten und in orange die Ergebnisse der Schwarmbatterieoptimierung dargestellt. Die zusätzlich dargestellten Mittelwerte der Rohdaten werden und rot und die der Simulationsergebnisse in violett dargestellt.

5.1.1 Speicherbeladung

In Abbildung 5.1 ist das geänderte Verhalten der Speicherbeladung dargestellt. Im Gegensatz zu den Rohdaten sinkt die Verteilung der Punkte ab einer Globalstrahlung von ungefähr 350 W/m^2 nicht mehr ab, sondern steigt stetig weiter. Aufgrund dessen befinden sich nun Werte im ehemals leeren Gebiet in der rechten oberen Ecke des Diagramms. Im Bereich, in dem sich die Messpunkte bei hohen Globalstrahlungswerten zusammengedrängt haben, sind kaum noch Punkte vorhanden. Dies ist ein erster positiver Effekt des Optimierungsmodells, welcher aufgrund des Schönwetterbetriebsmodus erreicht wurde. Dies ist zusätzlich ein Indiz für eine Entlastung des Netzes zur Mittagsspitze. Ebenfalls auffällig sind die Simulationsergebnisse bei einer Globalstrahlung von 0 W/m^2 , welche ausschließlich aufgrund des Bezugs von Flexibilität zustande kommen.

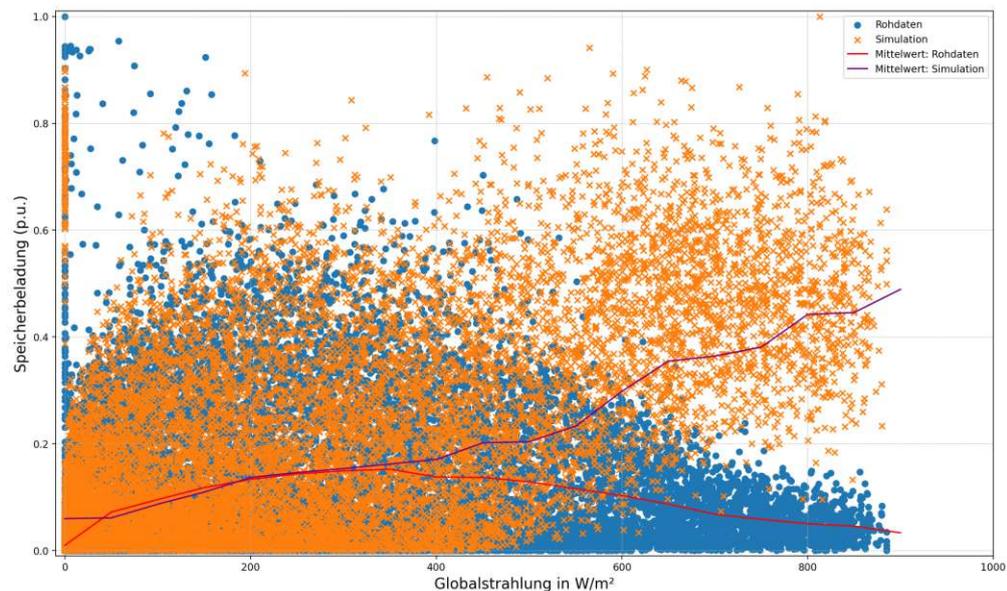


Abbildung 5.1: Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens der Speicherbeladung bei Verwendung des Optimierungsmodells

5.1.2 Speicherentladung

Als nächstes wird in Abbildung 5.2 die Speicherentladung genauer betrachtet. Auffällig hierbei ist, dass sich die Simulationsergebnisse zum Großteil unter einem Wert von 0.3 der Speicherentladung bewegen. Diese Verteilung ist erklärbar mit dem Verhalten der Eigenverbrauchsoptimierung, da aufgrund dessen die Netzeinlieferung und der Netzbezug verringert werden.

Wird der Bereich zwischen 200 W/m^2 und 600 W/m^2 betrachtet, sind vereinzelt höhere Werte der Speicherentladung ersichtlich. Diese Simulationsergebnisse stellen eine Speicherentladung aufgrund der Lieferung von Flexibilität dar, welche mit Hilfe des Schönwetterbetriebsmodus erreicht wird. Ebenfalls von Interesse ist das Verhalten der Speicherentladung bei geringer Globalstrahlung. Hier ist zwar die Form der Punkteverteilung die gleiche wie jene der Rohdaten, nur ist die Höhe niedriger. Bei genauerer Betrachtung ist zusätzlich erkennbar, dass dieses Gebiet nun dichter befüllt ist. Dieses Verhalten wird dadurch erreicht, da es aufgrund des Schlechtwetterbetriebsmodus zu einer Beladung des Speichers durch Bezug von Flexibilität in den Nachtstunden kommt. In weiterer Folge kann die Last der einzelnen Datenpunkte bereits in den Morgenstunden durch die im Speicher enthaltene Energie gedeckt werden.

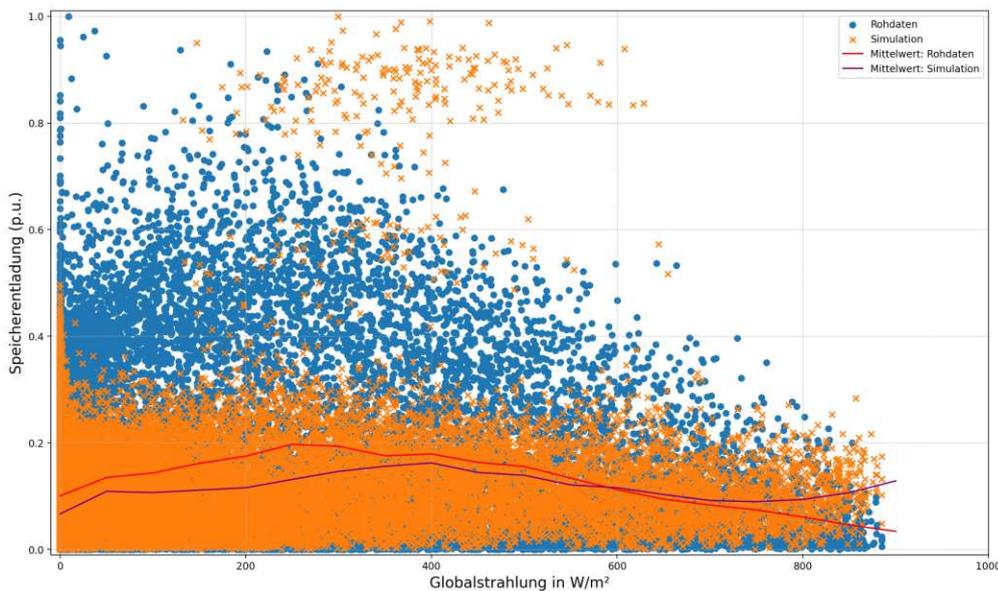


Abbildung 5.2: Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens der Speicherentladung bei Verwendung des Optimierungsmodells

5.1.3 Netzbezug

Am wenigsten Auswirkungen hat die Schwarmbatterieoptimierung auf den Netzbezug, welcher in Abbildung 5.3 dargestellt ist. Unter Verwendung von Abbildung 4.19 ist erkennbar, dass die Form und Verteilung der Messpunkte und Simulationsergebnisse nahezu ident sind. In Bezug auf die Simulationsergebnisse sind lediglich höhere Werte des Netzbezugs, wie bei Vergleich der beiden Mittelwerte ersichtlich, erkennbar. Diese Ergebnisse entstehen aufgrund der Wahl des Gewichtungsfaktors bei der WSS-Methode, da die Minimierung der Netzeinlieferung prioritär behandelt wird.

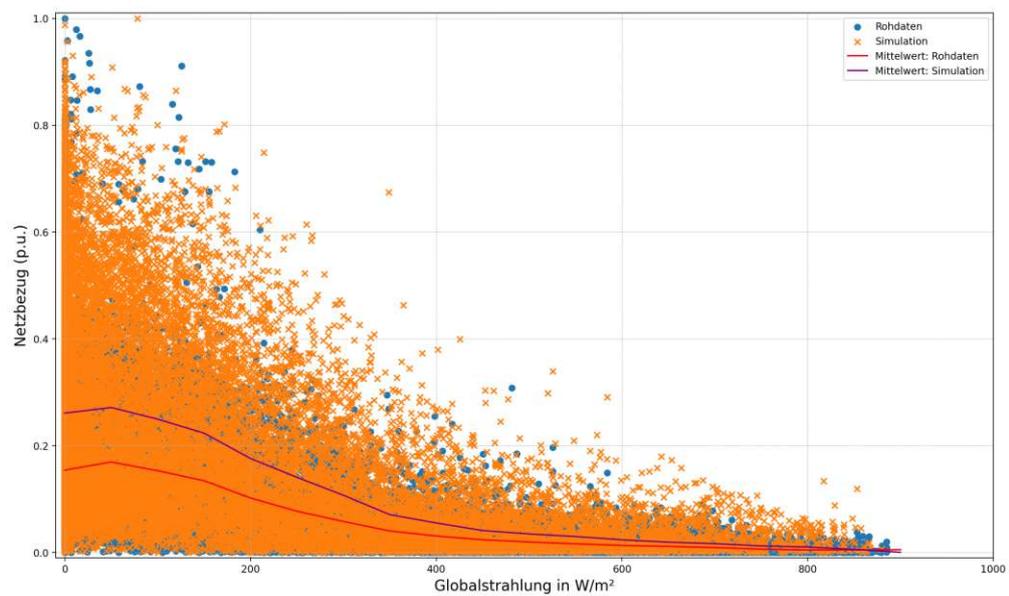


Abbildung 5.3: Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens des Netzbezugs bei Verwendung des Optimierungsmodells

5.1.4 Netzeinlieferung

Die soeben getätigte Aussage in Bezug auf die Priorisierung der Minimierung der Netzeinlieferung kann nun mithilfe von Abbildung 5.4 bestätigt werden. Wie un-
schwer erkennbar ist, ist die Höhe der Netzeinlieferung über einer Globalstrahlung von 400 W/m^2 wesentlich geringer als zuvor. Sowohl dichter als höher ist nun die Netzeinlieferung im Bereich einer Globalstrahlung von 0 W/m^2 bis 400 W/m^2 , was mit dem Verhalten des Schönwetterbetriebsmodus erklärbar ist. Wie später in Abschnitt 5.2 erläutert wird, wird aufgrund der Sperre der Speicher am Vormittag bereits eine signifikante Energiemenge an das Netz geliefert. Interessant ist auch das Verhalten bei geringer Globalstrahlung, da bereits hier in das Netz eingeliefert wird. Es liegt die Vermutung nahe, dass es aufgrund der Maximierung des Eigenverbrauchsanteils von Vorteil ist, bereits zu Beginn des Tages einzuspeisen.

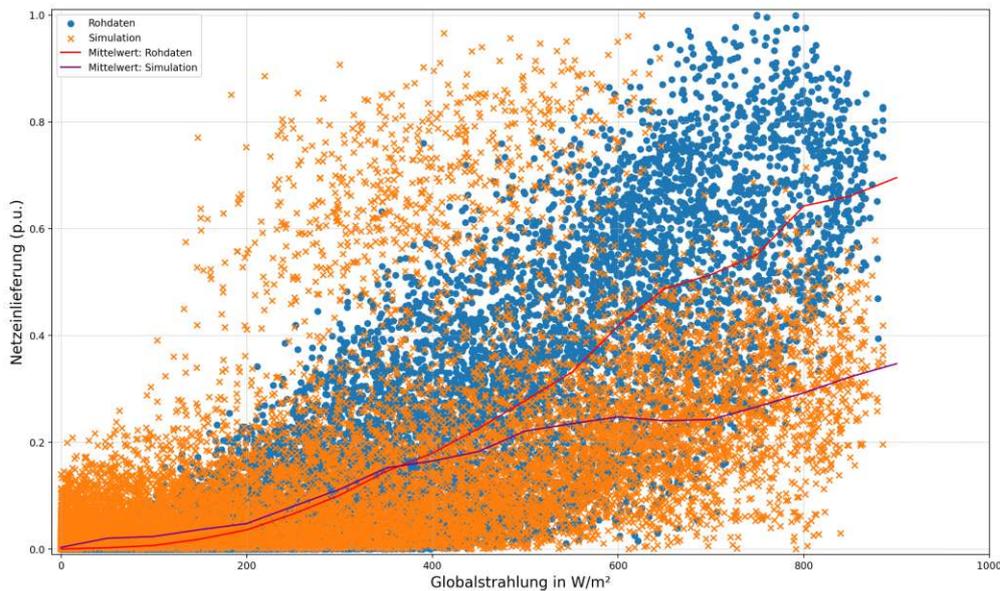


Abbildung 5.4: Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens der Netzeinlieferung bei Verwendung des Optimierungsmodells

5.1.5 State of Charge

Am Ende dieses Abschnittes wird das Verhalten des State of Charge aus Abbildung 5.5 analysiert. Bei Vergleich der Rohdaten mit den Simulationsergebnissen ist der Bereich, in dem sich der State of Charge bei geringer Globalstrahlung bewegt, schmaler. Bei steigender Globalstrahlung wird dieser Bereich im Gegensatz zu den Rohdaten jedoch breiter anstatt schmaler. Aufgrund des Schönwetterbetriebsmodus des Optimierungsmodells wird das ehemals leere Gebiet in der rechten unteren Ecke des Diagramms mit Simulationsergebnissen befüllt. Konkret geschieht dies in Folge der Sperre der Speicher und der Lieferung von Flexibilität am Vormittag. Aufgrund dessen weisen die Datenpunkte zu Zeiten hoher Globalstrahlung einen geringeren State of Charge auf. Dieses beschriebene Verhalten ist ab einer Globalstrahlung von 200 W/m^2 auch am Mittelwert der Simulationsergebnisse erkennbar.

Ebenfalls auffallend ist die Spitze bei niedrigen Werten der Globalstrahlung, welche aufgrund des zweiten Betriebsmodus auftritt. Wie bereits des Öfteren erwähnt, wird beim Schlechtwetterbetriebsmodus Flexibilität aus dem Netz bezogen und in die Speicher geladen. Da diese bezogene Flexibilität aufgrund der in Abschnitt 4.3 ermittelten Parameter hohe Ausmaße annehmen kann, steigt auch der State of Charge in diesem Bereich stark an.

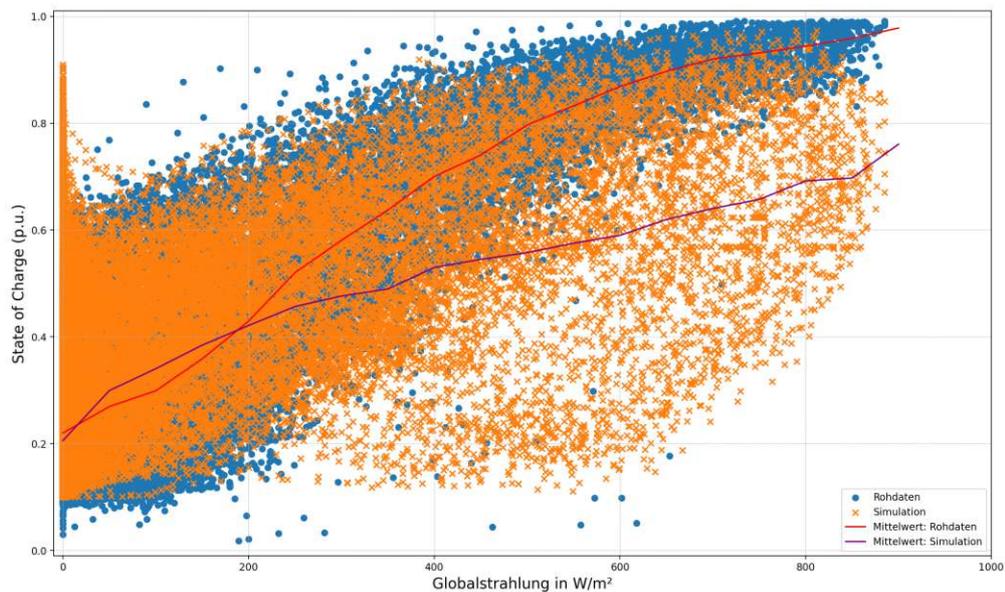


Abbildung 5.5: Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens des State of Charge bei Verwendung des Optimierungsmodells

5.2 Verhalten der Datenpunkte zu ausgewählten Wochen

Da die soeben besprochenen Darstellungen etwas abstrakt wirken können und das Verhalten nur global über den gesamten Beobachtungszeitraum betrachtet wird, folgt nun eine lokalere Sicht auf die Ergebnisse. Um also die Auswirkungen der beiden Betriebsmodi aus 3.2.5 genauer analysieren zu können, wird im Folgenden

- die Art der Lastdeckung
- die Höhe und Verteilung der Netzeinlieferung
- der Verlauf der Speicherbewirtschaftung

grafisch dargestellt. Dafür wird jeweils eine Sommer- und eine Winterwoche ausgewählt. Konkret wurden in den folgenden beiden Abschnitten die Wochen vom 24.7.2019 bis 31.7.2019 aus den Sommermonaten und vom 30.12.2019 bis 6.1.2020 aus den Wintermonaten gewählt. Die Auswahl der Wochen folgte keiner bestimmten Systematik. Es wurde lediglich darauf geachtet, dass die Betriebsmodi in den Diagrammen klar ersichtlich und gut beschreibbar sind.

5.2.1 Simulation einer Woche in den Sommermonaten

In den Abbildungen 5.6 bis 5.8 sind die Verläufe, wie am Anfang dieses Abschnittes beschrieben, für eine ausgewählte Sommerwoche dargestellt. Der genaue Zeitraum ist der 24.7.2019 bis 31.7.2019. Am einfachsten lässt sich der aktive Betriebsmodus eines Tages anhand der Abbildung 5.8 erkennen. An den ersten drei dargestellten Tagen ist eine deutliche Speicherentladung sowie ein starkes Absinken des State of Charge ersichtlich. Zusätzlich dazu ist in Abbildung 5.7 eine hohe Netzeinlieferung vor der Mittagsspitze erkennbar. Nach der Sperre des Speichers ist nun ausreichend freie Speicherkapazität vorhanden und die Netzeinlieferung am restlichen Tag fällt vergleichbar geringer aus. All diese Beobachtungen lassen darauf schließen, dass an diesen Tagen der Schönwetterbetriebsmodus aktiv war. Da an den restlichen Tagen weder eine erhöhte Speicherentladung als auch eine Speicherbeladung erkennbar ist, ist klar, dass an diesen Tagen der Normalbetrieb durchgeführt wurde, welcher wie bereits erwähnt, mittels Eigenverbrauchsoptimierung simuliert wird. Werden die beiden Diagramme aus Abbildung 5.6 in Bezug auf die Lastdeckung betrachtet, ist erkennbar, dass der Speicher unter Tags wesentlich mehr bewirtschaftet wird. Dafür fällt jedoch die Speicherentladung in der Nacht meistens geringer aus.

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

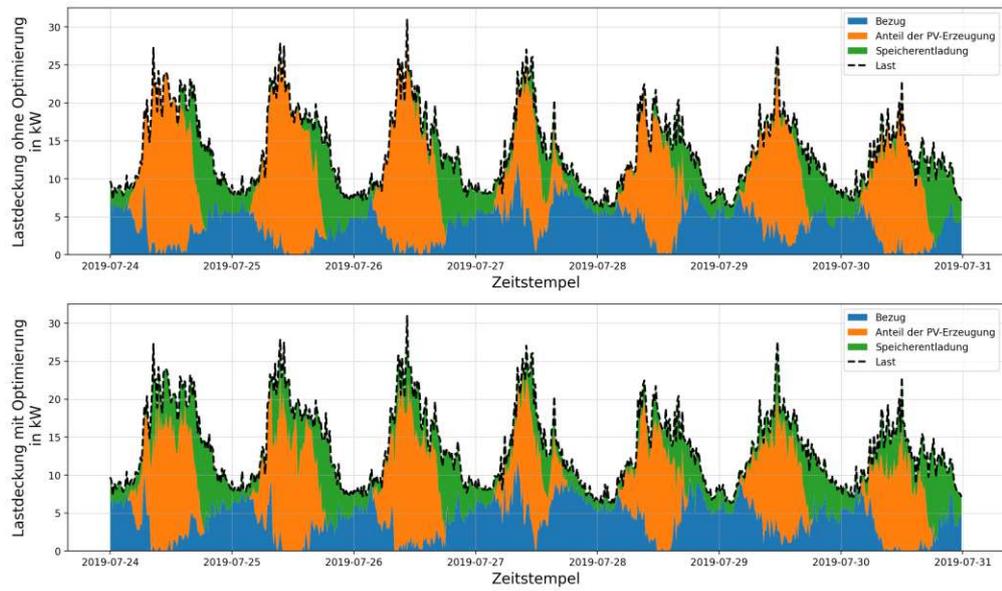


Abbildung 5.6: Sommerwoche: Lastdeckung unter Verwendung der Rohdaten (oben) und der Simulationsergebnisse (unten)

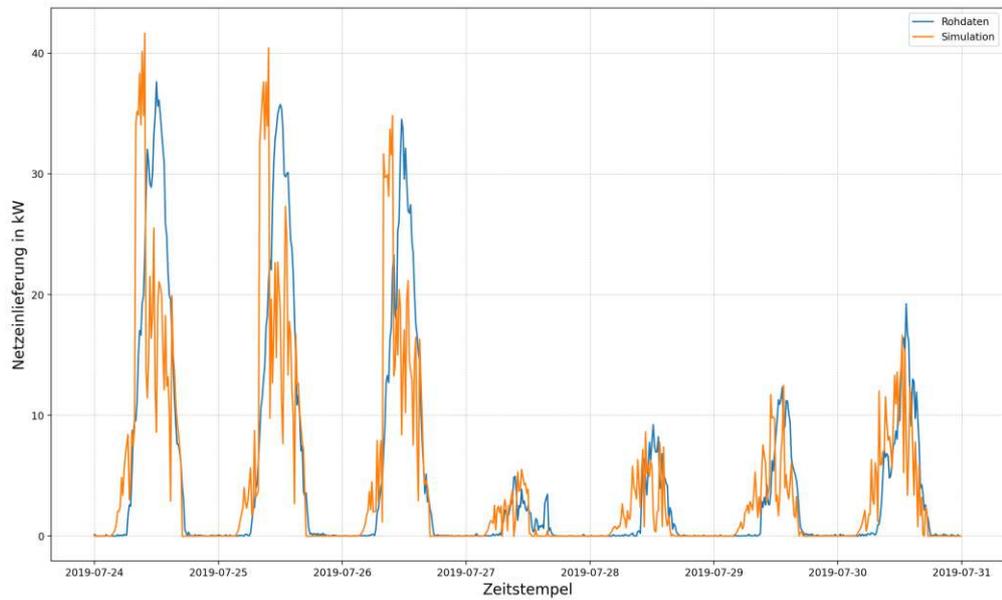


Abbildung 5.7: Sommerwoche: Netzeinlieferung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)

5.2 Verhalten der Datenpunkte zu ausgewählten Wochen

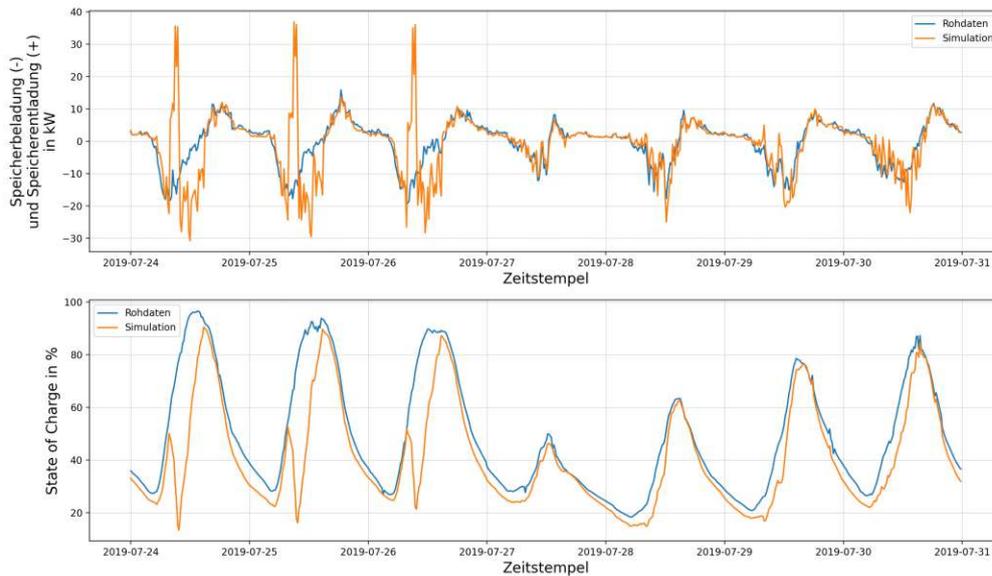


Abbildung 5.8: Sommerwoche: Speicherbewirtschaftung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)

5.2.2 Simulation einer Woche in den Wintermonaten

In diesem Abschnitt ist der Zeitraum vom 30.12.2019 bis 6.1.2020 für die Betrachtungen gewählt worden. Die entsprechenden Diagramme sind in den Abbildungen 5.9 bis 5.11 dargestellt. Bei Betrachtung von Abbildung 5.11 in Bezug auf die Speicherbewirtschaftung ist erkennbar, dass an allen Tagen der Schlechtwetterbetriebsmodus aktiv war. Erkennbar ist dies an den hohen Werten der Speicherbeladung in den Morgenstunden.

Diese gespeicherte Energie wird sofort zur Lastdeckung verwendet, was einerseits in Abbildung 5.11 als auch natürlich in Abbildung 5.9 unmittelbar erkennbar ist. Spannend ist in dieser Betrachtung das Verhalten der Netzeinspeisung. Diese nimmt im Vergleich zu den Rohdaten hohe Werte an. Dies kann daran liegen, dass vereinzelte Datenpunkte mit klein dimensionierten Speicher aufgrund der Beladung durch Bezug von Flexibilität nicht mehr viel freie Kapazität haben. Zusätzlich dazu kann dies auf eine zu groß dimensionierte PV-Anlage hinweisen.

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

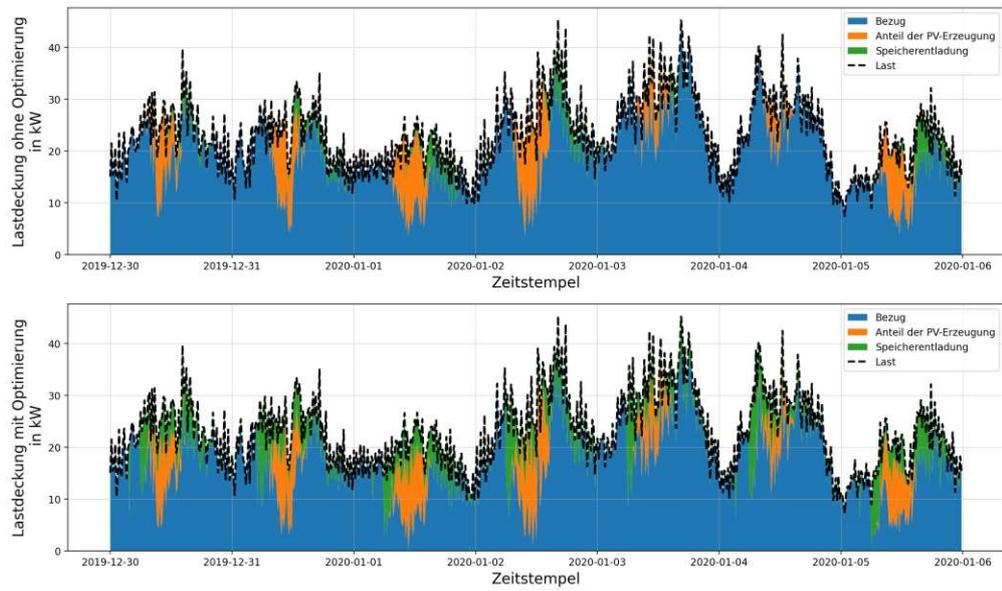


Abbildung 5.9: Winterwoche: Lastdeckung unter Verwendung der Rohdaten (oben) und der Simulationsergebnisse (unten)

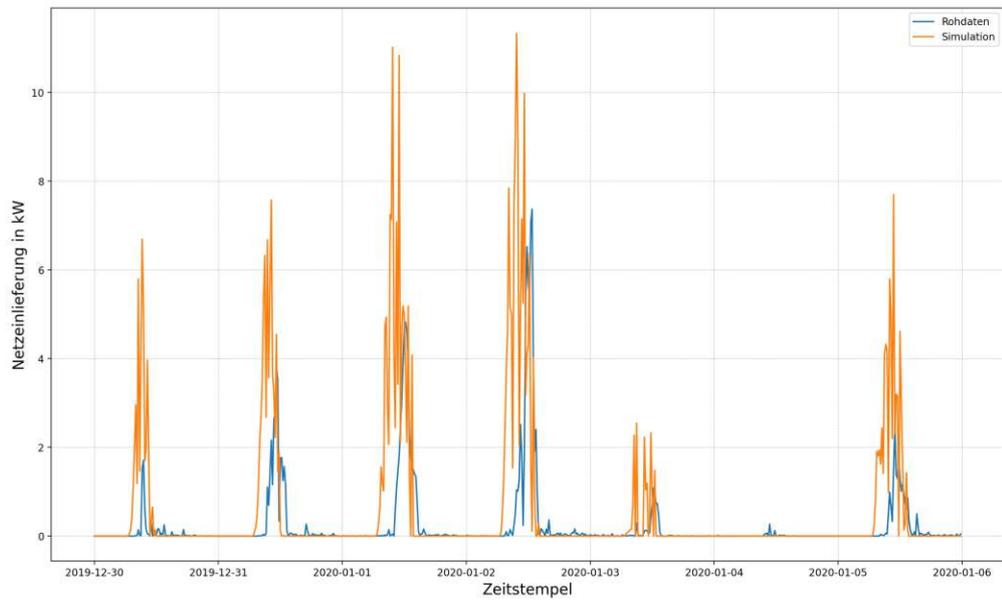


Abbildung 5.10: Winterwoche: Netzeinlieferung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)

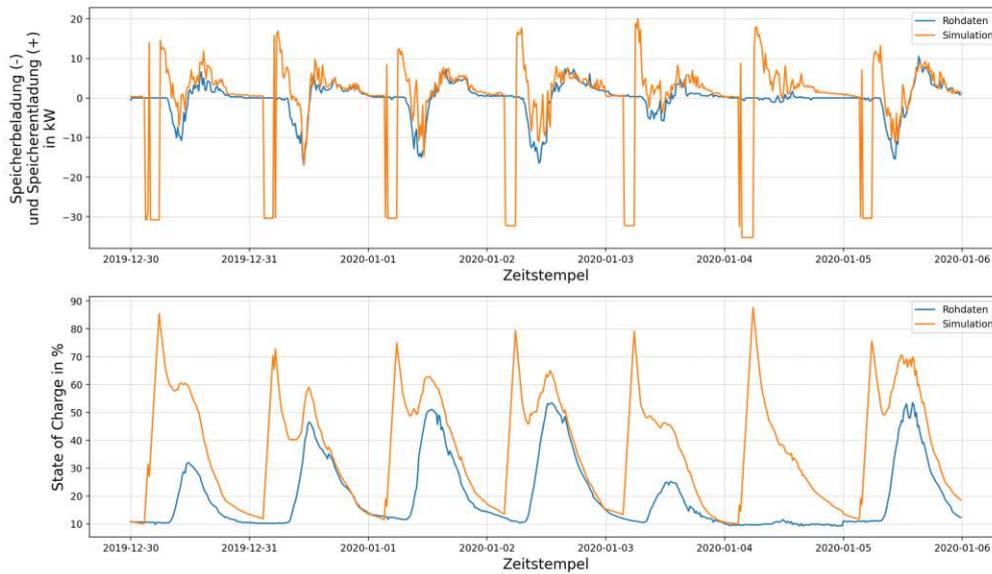


Abbildung 5.11: Winterwoche: Speicherbewirtschaftung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)

5.3 Kosten und Erlöse

Da nicht nur der funktionelle, sondern auch der monetäre Aspekt ausschlaggebend ist, werden im letzten Unterpunkt die Kosten und Erlöse der Datenpunkte ermittelt und verglichen. Hierfür werden die Rohdaten und die Simulationsergebnisse mit den Tarifdaten verknüpft und sowohl visuell als auch tabellarisch aufbereitet. Zur Anwendung kommen die Bezugs- und Einspeisetarife aus Abschnitt 3.1.4, welche in die Szenarien aus Tabelle 3.1 aufgeteilt werden. In einem zweiten Schritt werden zusätzlich Tarife mit aktuellen Preisniveaus verwendet und ebenfalls die Kosten und Erlöse berechnet. Dies wird aufgrund der veränderten Struktur und Höhe der Preise, welche wegen der aktuellen Krisen der vergangenen Jahre entstanden sind, durchgeführt.

5.3.1 Vergleich der Kosten und Erlöse mit Preisniveaus aus dem Beobachtungszeitraum der Rohdaten

Im ersten Abschnitt kommen Tarifdaten aus dem Beobachtungszeitraum 1.4.2019 bis 31.3.2020 zur Anwendung. Im Vergleich zu aktuellen Preisniveaus aus dem Jahre 2023 sind die Maxima, Minima und der Mittelwert im obigen Zeitraum wesentlich niedriger. Den folgenden drei Diagrammen kommt jene Bedeutung zuteil:

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

- Abbildung 5.12: Monatliche Preisanpassung für Bezug und Lieferung (Tarife Monthly und Sunny)
- Abbildung 5.13: Stündliche Preisanpassung für Bezug und monatliche für die Lieferung (Tarife Hourly und Sunny)
- Abbildung 5.14: Stündliche Preisanpassung für Bezug und Lieferung (Tarife Hourly und Spot)

In den soeben aufgezählten Diagrammen ist sofort die ähnliche Verteilung der Kosten und Erlöse über die einzelnen Monate erkennbar. In den Sommermonaten überwiegen die Erträge aufgrund der Überschusseinspeisung und nehmen Werte bis zu 200 € pro Monat an. In den Wintermonaten und den angrenzenden Übergangsmonaten wachsen jedoch die finanziellen Aufwände aufgrund des Bezugs deutlich an und in Summe müssen bis zu 1 200 € pro Monat aufgewendet werden. Bereits aus den Abbildungen 5.12 bis 5.14 ist ersichtlich, dass sowohl die Kosten als auch die Erlöse der einzelnen Monate unter Verwendung einer Schwarmbatterieoptimierung geringer sind.

In Summe schlägt sich dies in einem geringeren monetären Aufwand, wie in Tabelle 5.1 ersichtlich, nieder. In dieser ist der Saldo des gesamten Zeitraums unter Verwendung der Rohdaten und der Simulationsergebnisse dargestellt. Werden die Ergebnisse der Rohdaten und der Simulationsergebnisse verglichen, welche bei Anwendung der einzelnen Tarife erhalten werden, so ist ersichtlich, dass die Kosten bei Verwendung der Schwarmbatterieoptimierung in Summe immer geringer sind, was die Verwendung der Optimierung nahelegt. Diese geringeren Kosten im gesamten Beobachtungszeitraum beziffern sich auf ungefähr 500 € und ergeben sich hauptsächlich aufgrund der wesentlich geringeren Kosten an Schlechtwettertagen, welche aufgrund des Bezugs von Flexibilität entstehen. Eine letzte wichtige Information, welche aus Tabelle 5.1 abgelesen werden kann, ist jene, dass die Einspeise- und Bezugstarife mit monatlicher Preisanpassung (Szenario 1) jeweils die geringsten Kosten verursachen.

Tabelle 5.1: Saldo im Beobachtungszeitraum 1.4.2019 bis 31.3.2020, aufgeschlüsselt nach Betriebsmodus unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien und Datentypen

Szenario	Datentyp	Schlechtwetter	Normalbetrieb	Schönwetter	Summe
1	Rohdaten	-3 396.23 €	-901.34 €	461.93 €	-3 835.64 €
2	Rohdaten	-3 774.41 €	-1 024.91 €	387.61 €	-4 411.71 €
3	Rohdaten	-3 776.46 €	-1 102.72 €	221.49 €	-4 657.69 €
1	Simulation	-2 683.29 €	-861.86 €	225.58 €	-3 319.57 €
2	Simulation	-3 033.03 €	-1 001.63 €	141.98 €	-3 892.68 €
3	Simulation	-3 051.79 €	-1 081.46 €	7.37 €	-4 125.89 €

5.3 Kosten und Erlöse

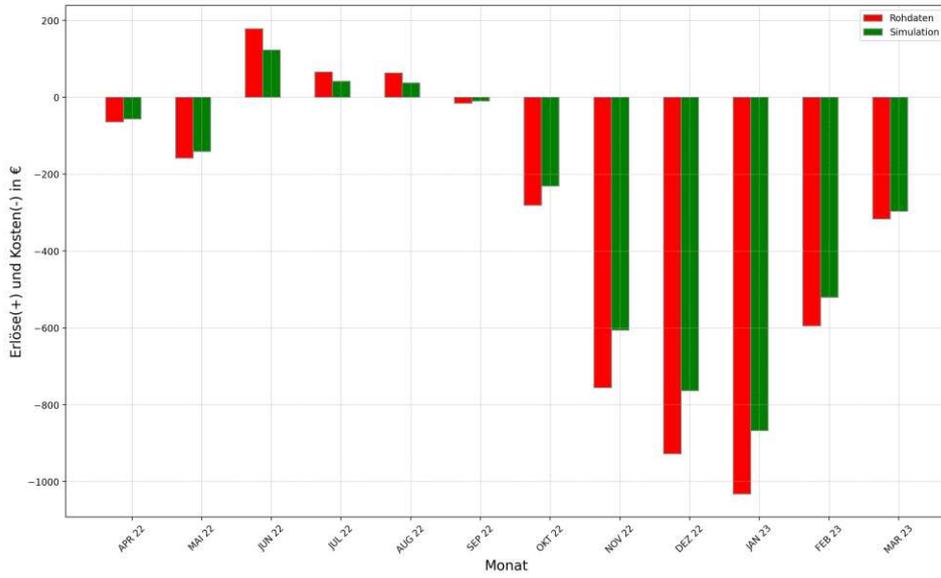


Abbildung 5.12: Szenario 1: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveaus aus den Jahren 2019/20



Abbildung 5.13: Szenario 2: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveaus aus den Jahren 2019/20

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

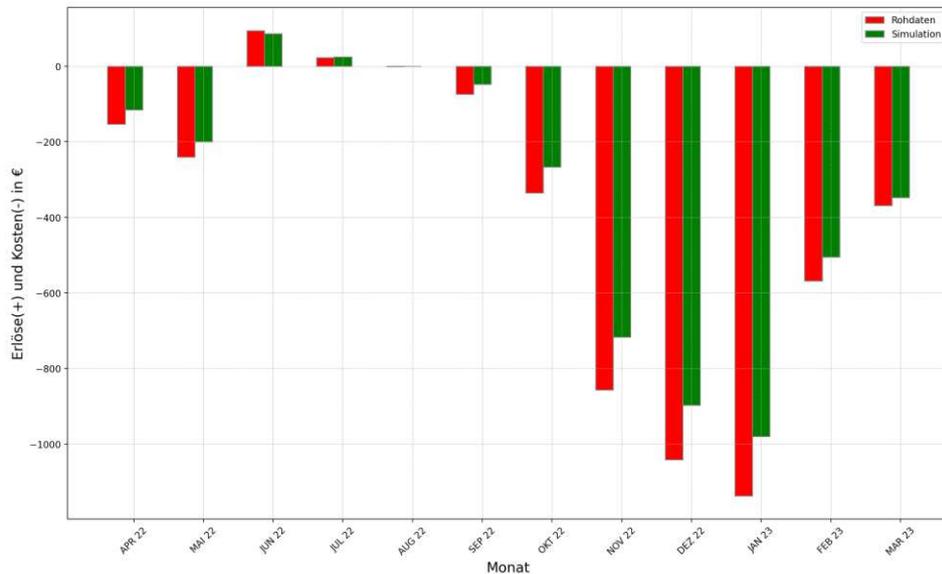


Abbildung 5.14: Szenario 3: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveaus aus den Jahren 2019/20

5.3.2 Vergleich der Kosten und Erlöse mit aktuellen Preisniveaus

Nun werden Tarifdaten aus dem Zeitraum 1.4.2022 bis 31.3.2023 verwendet, um die Kosten und Erlöse zu ermitteln, welche in den Abbildungen 5.15 bis 5.17 dargestellt sind. Diese Abbildungen haben die idente Bedeutung wie bei den vorherigen Betrachtungen:

- Abbildung 5.15: Monatliche Preisanpassung für Bezug und Lieferung (Tarife Monthly und Sunny)
- Abbildung 5.16: Stündliche Preisanpassung für Bezug und monatliche für die Lieferung (Tarife Hourly und Sunny)
- Abbildung 5.17: Stündliche Preisanpassung für Bezug und Lieferung (Tarife Hourly und Spot)

Die Abbildungen 5.15 und 5.17 weisen erneut die Verteilung auf, wie sie bereits in Abschnitt 5.3.1 beobachtet wurden. In den Sommermonaten Juni bis August werden Erlöse bis zu 1 000 € pro Monat erzielt, da die Erträge in Bezug auf die Überschusseinspeisung die Kosten für den Netzbezug übertreffen. In den Wintermonaten und den angrenzenden Übergangsmonaten sind die finanziellen Aufwände erneut am größten und erreichen über die Monate gesehen ein Maximum von bis zu 8 000 €. Ein anderes Bild zeigt sich in Abbildung 5.16. In den Wintermonaten und den angrenzenden Übergangsmonaten

gibt es zwar wie üblich höhere Kosten als im Jahresvergleich, in Bezug auf die anderen Monate ist jedoch ein Strukturbruch erkennbar. Dieser kann sich aufgrund von Bezug von elektrischer Energie bei hohen Day-Ahead Preisen einstellen.

In Tabelle 5.2 ist der Saldo aus Kosten und Erlöse über den gesamten Beobachtungszeitraum aufgeschlüsselt auf die Szenarien, Datentypen und Betriebsmodi dargestellt. Ersichtlich ist ein enormer Anstieg der finanziellen Aufwände im Vergleich zum zuvor verwendeten Preisniveau. Werden jeweils die beiden Datentypen mit gleichen Szenarien verglichen, so zeigt sich erneut der monetäre Vorteil einer Schwarmbatterieoptimierung. Die Ersparnisse liegen in Summe hierbei zwischen ungefähr 1 100 € und 4 000 € im gesamten Beobachtungszeitraum. Besonders bei Betrachtung des ersten Szenarios kann aufgrund des Schlechtwetterbetriebsmodus am meisten eingespart werden. Nichtsdestotrotz ist erkennbar, dass die Datenpunkte bei Abschluss einer Tarifkombination nach Vorbild von Szenario 2 die niedrigsten Kosten erreichen.

Tabelle 5.2: Saldo im Beobachtungszeitraums 1.4.2022 bis 31.3.2023, aufgeschlüsselt nach Betriebsmodus unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien und Datentypen

Szenario	Datentyp	Schlechtwetter	Normalbetrieb	Schönwetter	Summe
1	Rohdaten	-25 300.91 €	-5 684.26 €	2 784.83 €	-28 200.34 €
2	Rohdaten	-15 336.61 €	-3 368.49 €	2 733.88 €	-15 971.22 €
3	Rohdaten	-15 343.74 €	-3 598.91 €	2 476.98 €	-16 465.67 €
1	Simulation	-19 990.67 €	-5 608.19 €	1 344.39 €	-24 254.47 €
2	Simulation	-12 221.63 €	-3 636.88 €	1 222.17 €	-14 636.35 €
3	Simulation	-12 367.30 €	-3 921.77 €	983.83 €	-15 305.25 €

5 Kosten-/Nutzen-Analyse

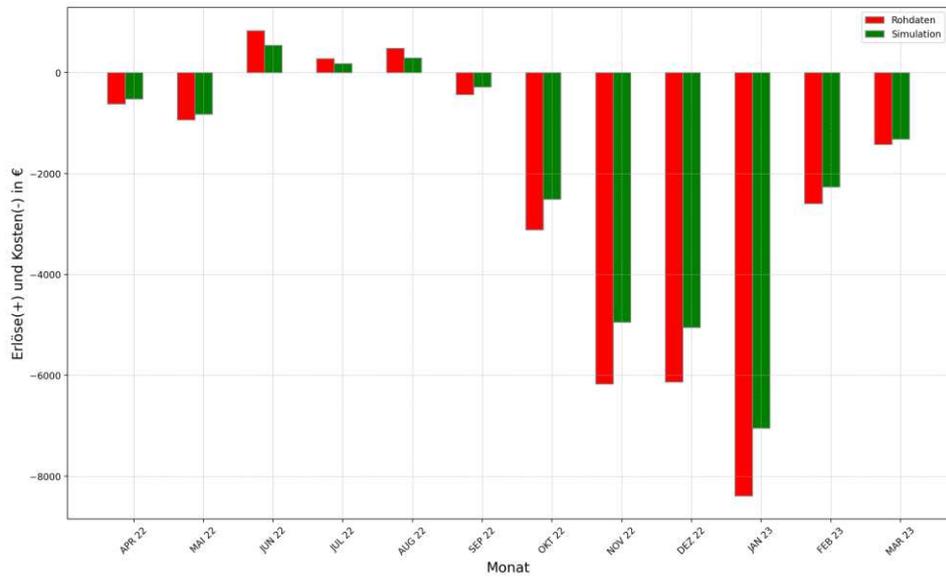


Abbildung 5.15: Szenario 1: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveaus aus den Jahren 2022/23

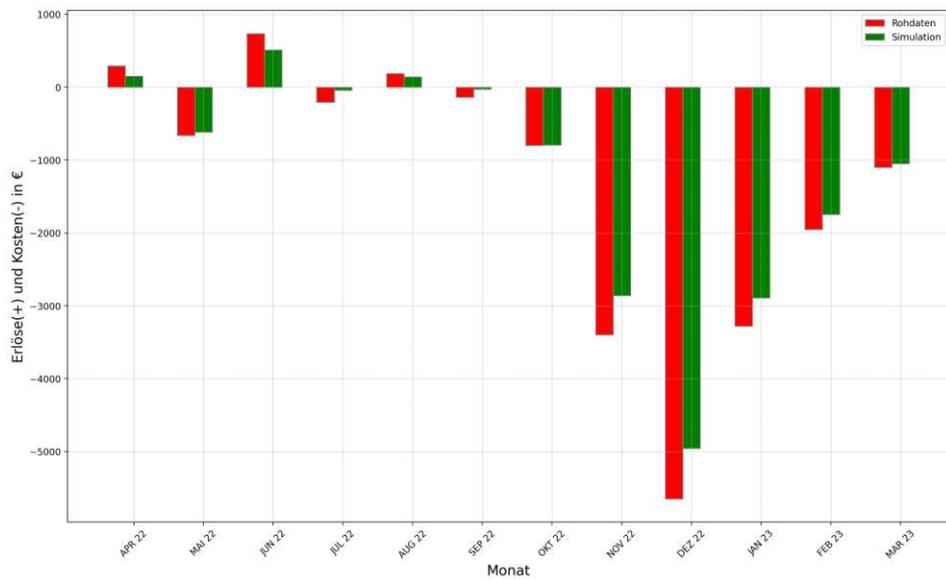


Abbildung 5.16: Szenario 2: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveaus aus den Jahren 2022/23

5.3 Kosten und Erlöse



Abbildung 5.17: Szenario 3: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveaus aus den Jahren 2022/23



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

6 Schlussfolgerung und Ausblick

Wie anhand der Ergebnisse erkennbar ist, ist die Verwendung einer Schwarmbatterieoptimierung durchaus vorteilhaft. Diese Aussage kann aus zweierlei Hinsicht betrachtet und untermauert werden. In Bezug auf den rasanten Ausbau erneuerbarer Energieträger der vergangenen Jahre ist mithilfe einer solchen Optimierung ein Werkzeug gegeben, welches Flexibilitäten bewirtschaften kann, um damit einen positiven Effekt im Sinne der übermäßigen Überschusseinspeisung bewirkt. Zusätzlich entstehen aus Sicht des Endverbrauchers aufgrund aktuell hoher Preisniveaus große finanzielle Belastungen, welche bei Verwendung einer solchen Optimierung wesentlich verringert werden können.

6.1 Erkenntnisse

Aus den anfänglichen Untersuchungen wird deutlich, dass es nicht notwendig ist, den Datenpunkten die Globalstrahlungsdaten der nächstgelegenen Messstation zuzuweisen. Es reicht lediglich ein Mittelwert der Globalstrahlung mehrerer Standorte, um eine ausreichende Genauigkeit zu erhalten. Diese Erkenntnis führt zu einer wesentlichen Vereinfachung in Bezug auf das Optimierungsmodell und die Analysen. Während der Untersuchung dieses Datentyps stellte sich zusätzlich heraus, dass das Konzept der „Grenzwerte der Tagessumme der Globalstrahlung“ ein sehr hilfreiches ist. Im Zuge der Erstellung des Optimierungsmodells wurde schnell klar, dass dieses Hilfsmittel vorteilhaft ist, um die Betriebsmodi einzuteilen und Parameter definieren zu können.

Aus den Analysen der Simulationsergebnisse geht hervor, dass die Implementierung der beiden Betriebsmodi im Sinne des Flexibilitätsmanagements durchaus sinnvoll ist. Durch den Schönwetterbetriebsmodus ist eine Verschiebung der Einspeisung zu Spitzenzeiten der Erzeugung möglich und somit wird das Stromnetz gezielt entlastet. Die durch den Schlechtwetterbetriebsmodus bezogene und in die Speicher geladene Energie wird durch definierte Entladung besser genutzt und somit werden Lastspitzen vermieden.

Nicht nur in Bezug auf die Flexibilitätsbewirtschaftung wird ein positiver Effekt erzielt. Bei der Untersuchung des monetären Mehrwerts ist zu sehen, dass es bei Verwendung

6 Schlussfolgerung und Ausblick

der Simulationsergebnisse immer ein Szenario gibt, welches die kostengünstigste Variante darstellt. Bei Vergleich unterschiedlicher Szenarien zeigt sich aber, dass es auch Tarifkombinationen gibt, bei denen die Verwendung keiner Optimierung vorteilhafter ist. Das optimale Szenario ist je nach Beobachtungszeitraum anders. War in der Vergangenheit eine Tarifkonstellation mit monatlicher Preisanpassung günstig, so ist es in der jetzigen Zeit wesentlich vorteilhafter, eine Kombination von Tarifen mit stündlicher und monatlicher Preisanpassung abzuschließen.

6.2 Ausblick

Mithilfe dieser Arbeit wird ein weiteres vielversprechendes Werkzeug zur Flexibilitätsbewirtschaftung, unter Anwendung eines Ansatzes zur Schwarmbatterieoptimierung, gegeben. Um die Aussagekraft und Ergebnisse dieses Zugangs genauer ermitteln zu können, wird es notwendig sein, einen größeren Datenpool zu untersuchen und die in dieser Arbeit ermittelten Parameter zu variieren. Des Weiteren kann pauschal nicht gesagt werden, dass die Verwendung eines Mittelwerts der Globalstrahlung immer zielführend ist. Das Verhalten dazu kann aufgrund unterschiedlicher geografischer Topologien entscheidend variieren und sollte in nachfolgenden Betrachtungen erneut untersucht werden.

Zusammenfassend kann aufbauend auf diese Arbeit die Auswirkung einer Schwarmbatterieoptimierung auf eine größere Anzahl an Datenpunkten untersucht werden, um den finanziellen und strukturellen Mehrwert noch tiefergehend analysieren zu können. Zusätzlich kann es auch von Interesse sein, ob es regionsspezifisch aufgrund unterschiedlicher struktureller und geografischer Gegebenheiten zu abweichenden Ergebnissen kommen kann. Abschließend wird empfohlen, dieses entwickelte Konzept mithilfe eines Realversuches zu evaluieren, um den in dieser Arbeit ermittelten Mehrwert verifizieren zu können.

Appendix



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Literatur

- AEA, Austrian Energy Agency (2022). *Stromgroßhandel, Preisentwicklung und wesentliche Einflussfaktoren* (siehe S. 1).
- APCS (Dez. 2023). *Synthetische Lastprofile*. URL: <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> (besucht am 21. 12. 2023) (siehe S. 15, 16).
- aWATTarHourly (Dez. 2023). *HOURLY*. URL: <https://www.awattar.at/tariffs/hourly> (besucht am 20. 12. 2023) (siehe S. 15).
- aWATTarMonthly (Dez. 2023). *MONTHLY*. URL: <https://www.awattar.at/tariffs/monthly> (besucht am 20. 12. 2023) (siehe S. 15).
- aWATTarSunny (Dez. 2023). *SUNNY*. URL: <https://www.awattar.at/tariffs/sunny> (besucht am 20. 12. 2023) (siehe S. 16).
- aWATTarTarife (Dez. 2023). *aWATTar Tarifblatt*. URL: <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1emzAMIOEhKsddDUaeJkaEbIZTZ2fGLYKAfxGJhuvZrw/edit#gid=1194632124> (besucht am 20. 12. 2023) (siehe S. 15, 16).
- BMK (2022). *Energie in Österreich. Zahlen, Daten, Fakten* (siehe S. 1).
- BMK (Dez. 2023a). *Hochkonjunktur für Erneuerbare: Statistik 2022 zeigt Rekord-Zuwächse*. URL: <https://energie.gv.at/erneuerbare-energie/erneuerbare-im-trend#pv-statistik> (besucht am 27. 12. 2023) (siehe S. 5, 7).
- BMK (2023b). *Innovative Energietechnologien in Österreich, Marktentwicklung 2022* (siehe S. 5, 6).
- E-Control (2022). »Flexibilitätsangebot und -nachfrage im Elektrizitätssystem Österreichs 2020/2030«. In: (Siehe S. 7).
- EEX (Dez. 2023). *EEX Austrian Power Futures*. URL: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures> (besucht am 20. 12. 2023) (siehe S. 15, 16).
- EPEXSpot (Dez. 2023). *Market Results*. URL: https://www.epexspot.com/en/market-data?market_area=AT&trading_date=2023-12-19&delivery_date=2023-12-20&underlying_year=&modality=Auction&sub_modality=DayAhead&technology=&product=60&data_mode=table&period=&production_period= (besucht am 20. 12. 2023) (siehe S. 15, 16).
- Fina, Bernadette (2017). *Wirtschaftlichkeitsbewertung von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau* (siehe S. 24).
- Kasimbeyli, Refail u. a. (2017). *Comparison of Some Scalarization Methods in Multiobjective Optimization*. first edition. Springer Nature B.V (siehe S. 24).

Literatur

Litzlbauer, Markus u. a. (2016). »Netzfrendliches Flexibilitätsmanagement in zukünftigen Energiesystemen«. ger ; eng. In: *Elektrotechnik und Informationstechnik* 133.8, S. 362–370. ISSN: 0932-383X (siehe S. 7, 8).

ÖsterreichsEnergie (2022). *Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft* (siehe S. 1).

Rüf, Markus (2020). *Analyse von Optimierungspotentialen von elektrischen Prosumer-Haushalten mit E-Auto Nutzung, stationärem Batteriespeicher und exogener PV-Erzeugungs- und Lastprofile* (siehe S. 24).

Abbildungsverzeichnis

2.1	Ausbau von PV-Anlagen in Österreich (BMK, 2023a)	5
2.2	Ausbau von PV-Batteriespeichersystemen in Österreich (BMK, 2023a) . .	7
3.1	Aufbau eines Datenpunkts samt gemessener Größen	10
3.2	Übersichtsbild des betrachteten Systems	18
3.3	Flussdiagramm der Schwarmbatterieoptimierung	21
4.1	Mittlerer absoluter Fehler am Standort Allensteig	31
4.2	Mittlerer absoluter Fehler am Standort Lilienfeld	31
4.3	Mittlerer absoluter Fehler am Standort St. Pölten	32
4.4	Mittlerer absoluter Fehler am Standort Wr. Neustadt	32
4.5	Mittlerer absoluter Fehler am Standort Zwerndorf	33
4.6	Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Allensteig	34
4.7	Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Lilienfeld	34
4.8	Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort St. Pölten	35
4.9	Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Wr. Neustadt . . .	35
4.10	Mittlerer absoluter prozentueller Fehler am Standort Zwerndorf	36
4.11	Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die Speicherbe- ladung	38
4.12	Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die Speicher- entladung	38
4.13	Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf den Netzbezug	39
4.14	Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die Netzeinlie- ferung	39
4.15	Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf die PV-Erzeugung	40
4.16	Korrelationskoeffizienten aller Datenpunkte in Bezug auf den State of Charge	40
4.17	Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens der Speicherbeladung	42
4.18	Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens der Speicherentladung	43
4.19	Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens des Netzbezugs	44
4.20	Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens der Netzeinlieferung .	45
4.21	Streudiagramm zur Beschreibung des Verhaltens des Charge	46

Abbildungsverzeichnis

4.22	Verhalten des Ladezustandes bei verschiedenen Grenzwerten der Tagessumme der Globalstrahlung. Normierung der Tagessumme bezogen auf ein Minimum von 963 W/m^2 und ein Maximum von $32\,819 \text{ W/m}^2$	47
4.23	Verteilung der Tage in Bezug auf die verschiedenen Betriebsmodi	48
4.24	Vorgehensweise zur Bestimmung der Parameter in Bezug auf die Flexibilitätswirtschaftung. Normierung der Tagessumme bezogen auf ein Minimum von 963 W/m^2 und ein Maximum von $32\,819 \text{ W/m}^2$	50
5.1	Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens der Speicherbeladung bei Verwendung des Optimierungsmodells	52
5.2	Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens der Speicherentladung bei Verwendung des Optimierungsmodells	53
5.3	Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens des Netzbezugs bei Verwendung des Optimierungsmodells	54
5.4	Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens der Netzeinlieferung bei Verwendung des Optimierungsmodells	55
5.5	Streudiagramm zur Bewertung des veränderten Verhaltens des State of Charge bei Verwendung des Optimierungsmodells	56
5.6	Sommerwoche: Lastdeckung unter Verwendung der Rohdaten (oben) und der Simulationsergebnisse (unten)	58
5.7	Sommerwoche: Netzeinlieferung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)	58
5.8	Sommerwoche: Speicherbewirtschaftung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)	59
5.9	Winterwoche: Lastdeckung unter Verwendung der Rohdaten (oben) und der Simulationsergebnisse (unten)	60
5.10	Winterwoche: Netzeinlieferung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)	60
5.11	Winterwoche: Speicherbewirtschaftung unter Verwendung der Rohdaten (blau) und der Simulationsergebnisse (orange)	61
5.12	Szenario 1: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveau aus den Jahren 2019/20	63
5.13	Szenario 2: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveau aus den Jahren 2019/20	63
5.14	Szenario 3: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveau aus den Jahren 2019/20	64
5.15	Szenario 1: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveau aus den Jahren 2022/23	66
5.16	Szenario 2: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveau aus den Jahren 2022/23	66

5.17 Szenario 3: Saldo aus Kosten und Erlöse aller Datenpunkte mit Preisniveau aus den Jahren 2022/23 67



Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar
The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Tabellenverzeichnis

3.1	Szenarien zur Ermittlung der Kosten und Erlöse	27
4.1	Anzahl der Tage im jeweiligen Betriebsmodus	48
4.2	Definition der gelieferten und bezogenen Flexibilität bei den jeweiligen Grenzwerten der Tagessumme der Globalstrahlung	50
5.1	Saldo im Beobachtungszeitraum 1.4.2019 bis 31.3.2020, aufgeschlüsselt nach Betriebsmodus unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien und Datentypen	62
5.2	Saldo im Beobachtungszeitraums 1.4.2022 bis 31.3.2023, aufgeschlüsselt nach Betriebsmodus unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien und Datentypen	65