
Verschiedene Betriebsstrategien eines Batteriespeichersystems unter Berücksichtigung einer Photovoltaikanlage für ein Logistikzentrum

Bachelorarbeit zur Erlangung des Bachelor-Grades
Bachelor of Science im Studiengang Elektrotechnik
an der Fakultät für Informations-, Medien- und Elektrotechnik
der Technischen Hochschule Köln

vorgelegt von: Alan Revan Waldvogel

eingereicht bei: Prof. Dr.-Ing. Eberhard Waffenschmidt
Zweitgutachter: Dipl.-Wirtschaftsingenieur (FH) Marc-Oliver Bruckhaus

Köln, 18.03.2024

Erklärung

Name: Alan Revan Waldvogel

Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer oder der Verfasserin/des Verfassers selbst entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Köln, 18.03.2024

Ort, Datum

Rechtsverbindliche Unterschrift

Kurzfassung

Unter Berücksichtigung der durch die Energiewende einhergehende Reform an den Energie- und Kapazitätsmärkten sollen verschiedene Betriebsstrategien von Batteriespeichersystemen untersucht werden. In Hinblick auf die DayAhead-Energiepreise am EPEX-Spotmarkt und die Lastverteilung in den Netzen werden Optimierungsstrategien für die Arbeitsweise von Speicherkraftwerken, wie der zeitvariable Energieeinkauf oder die zeitvariable Einspeisung erneuerbarer Energien, entwickelt. Dies mit der Aufgabe der Vorbereitung eines für den Standort angepassten Energiemanagementsystems zur sowohl technisch als auch wirtschaftlich verbesserten Ladung und Entladung der Anlage.

Mit Hilfe eines Simulationsmodells werden für die Projektierung in Planung befindliche Anlagenstandorte über die Eigenverbrauchsoptimierung hinaus betrachtet und die möglichen Potentiale durch die Operation der Batteriespeicher identifiziert.

Im Zuge dessen soll für ein bereits bestehendes Solarkraftwerk unterstützt durch ein Energiespeichersystem eine optimierte, effektivere Arbeitsweise ermittelt werden. So wird der Prosumert zu einem angepassten Marktteilnehmer.

Abstract

In consideration of the changes in the energy markets through the energy transition, there will be an analysis of various operation models of storage systems. With regard of load distribution and dynamic energy prices through the EPEX Spot, an optimised energy management system for effective, time-variable charging and discharging of batteries in combination with solar power plants is to be defined.

With the help of a simulation model for solar and storage power plants planned for existing projects, the aim is to identify different potentials to improve the self-consumption.

The results will be adopted to an established project as a case study to determine an optimised and more effective operation method.

Inhalt

Erklärung	I
Erklärung zum eigenständigen Verfassen	I
Sperrvermerk	I
Kurzfassung	II
Tabellenverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	V
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Zielsetzung	1
1.2 Stand der Technik	2
2 Theoretische Grundlagen	3
2.1 Populäre Betriebsstrategien	3
2.1.1 Eigenverbrauchsoptimierung	3
2.1.2 Peak-Shaving	4
2.1.3 Peak-Shaving während der Hochlastzeitfenster	5
2.1.4 Ausgleich der Regelenergie	6
2.1.5 Börsenbasierter Energieeinkauf	8
2.2 Eigenschaften des Speicherkraftwerks	9
2.3 Energiemarktstruktur	11
2.3.1 Strombörse	11
2.3.2 Netzentgelte	12
2.3.3 Kapazitätsmarkt	14
3 Simulationsmodell	15
4 Analyse und Diskussion bestehender Modelle	20
4.1 Betrachtete Standorte	20
4.2 Simulationsergebnisse	21
4.2.1 Eigenverbrauchserhöhung	21
4.3 Kritische Stellungnahme	24
5 Strategievorschläge	25
5.1 Strategie I: Verzögerung der Entladung	26
5.2 Strategie II: Vorziehen der Überschusseinspeisung	27
5.3 Strategie III: Batteriespeicher aus dem Netz laden	28
5.4 Strategie IV: Batterieenergie in das Netz entladen	29
6 Potentialanalyse für das Logistikzentrum	30
6.1 Strategie I: Verzögerung der Entladung	32
6.2 Strategie III: Batteriespeicher aus dem Netz laden	34
7 Fazit	39
Literaturverzeichnis	41
Anhang	44

Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Simulationsergebnisse der Eigenverbrauchsoptimierung</i>	22
<i>Tabelle 2: Matrix zur Vorstellung der Strategievorschläge</i>	25
<i>Tabelle 3: Optimierungsergebnisse nach Strategie I</i>	33
<i>Tabelle 4: Optimierungsergebnisse nach Strategie III</i>	37

Abbildungsverzeichnis

<i>Bild 1: Schaubild zur Eigenverbrauchsoptimierung [8]</i>	3
<i>Bild 2: Beispiel zur Funktionsweise der Lastspitzenreduzierung [9]</i>	5
<i>Bild 3: Prinzip der atypischen Netznutzung [10]</i>	6
<i>Bild 4: EPEX SPOT - Durchschnittlicher Börsenpreis in einer Woche im Jahr 2023 [16]</i>	8
<i>Bild 5: Schaubild zum Speicherkraftwerk</i>	10
<i>Bild 6: Entwicklung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden [22]</i>	13
<i>Bild 7: Netzorientiertes, zeitvariables Netzentgelt</i>	14
<i>Bild 8: Simulationsmodell - Messwerte der Projektstandorte</i>	15
<i>Bild 9: Simulationsmodell – Residual 1 und 2</i>	16
<i>Bild 10: Simulationsmodell - Technische Parameter</i>	16
<i>Bild 11: Simulationsmodell - Residual 3</i>	17
<i>Bild 12: Simulationsmodell - Kaufmännische Parameter</i>	18
<i>Bild 13: Simulationsmodell - Kaufmännische Parameter</i>	18
<i>Bild 14: Simulationsmodell - Ergebnisse</i>	19
<i>Bild 15: Projekt 1 - Simulationsergebnis im Sommer</i>	23
<i>Bild 16: Projekt 3 - Simulationsergebnis im Herbst</i>	23
<i>Bild 17: Strategie I - Verzögerung der Entladung</i>	26
<i>Bild 18: Strategie II - Vorziehen der Überschusseinspeisung</i>	27
<i>Bild 19: Strategie III - Batteriespeicher aus dem Netz laden</i>	28
<i>Bild 20: Strategie IV - Batterieenergie in das Netz entladen</i>	29
<i>Bild 21: Projekt 3 - Simulationsverlauf im Sommer</i>	30
<i>Bild 22: Projekt 3 - Simulationsverlauf im Winter</i>	31
<i>Bild 23: Projekt 3 - Simulationsverlauf nach Strategie I</i>	33
<i>Bild 24: Beispiel - Verhalten des Speichers durch Strategie III</i>	35
<i>Bild 25: Projekt 3 - Simulationsverlauf nach Strategie III</i>	37

1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielsetzung

Nach Inkrafttreten des Übereinkommens von Paris im November 2016 wurde der Ausbau erneuerbare Energien in Deutschland stark gefördert. Die EEG-Novelle 2023 knüpft an diesem Klimaabkommen an und fordert, dass die Energieversorgung aus Erneuerbaren bis 2030 auf mindestens 80 % steigt. [1] Die Maßnahmen, die zur Vereinfachung und Beschleunigung des Zubaus der Erneuerbaren beitragen, zeigen bereits Wirkung und weisen im Jahr 2024 eine grüne Energieerzeugung von über 60 % der gesamten Stromproduktion in Deutschland auf. [2] Die steigende Abhängigkeit von klima- und wetterbeeinflussten Erzeugern wirkt sich ebenfalls auf die zeitliche Lastverteilung der Übertragungs- und Verteilnetze aus. Hinzu kommen flexible Verbrauchseinrichtungen, die hohe Lasten zu unterschiedlichen Tageszeiten erfordern, wie zum Beispiel Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen. Durch diese wachsenden Angebote und Nachfragen und die Bereitstellung der hohen Lasten wird der Ausbau der Netze, insbesondere der Verteilnetze, zu einer zentralen Säule der Energiewende. Damit die Klimaschutzziele erreicht werden und weniger abhängig von dem Netzausbau weiterverfolgt werden können, gibt es bereits zusätzliche Lösungsansätze, die die Verteilnetze unterstützen bzw. entlasten können. Hierzu gehört neben der Digitalisierung der Energiewende, zum Beispiel mit der Modernisierung durch intelligente Messsysteme, die Flexibilisierung des Verbrauchs oder die Glättung der Lastspitzen. Diese Herangehensweise erweckt eine Umstrukturierung des Energie- und Leistungsmarktes sowie im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Unter anderem sind ab 2025 die Energieversorger bzw. Stromlieferanten dazu verpflichtet dynamische bzw. zeitvariable Stromtarife anzubieten. [3]

Der Einsatz von Batteriespeichersystemen kann durch die Reform des Strommarktdesigns einen potenziellen Mehrwert leisten. So kann nicht nur der Netzbezug verringert, sondern auch zeitlich verschoben werden. Dadurch besteht die Möglichkeit, das Verteilnetz durch die Bezugseinsparungen oder die Lastenglättungen zu stabilisieren. Aus Sicht des Letztverbrauchers kann mit dem entsprechenden Energiemanagementsystem nicht nur flexibler Energie bezogen oder eingespeist werden, sondern ebenfalls entlang dynamischer Stromtarife günstiger Strom eingekauft und dadurch noch mehr Kosten eingespart werden. In Addition eines Solarkraftwerks hat die Erweiterung mit einem Batteriespeichersystem und insbesondere die Optimierung dessen Betriebsoptionen das Potential den Weg zur globalen Klimagerechtigkeit zu unterstützen, die Verteilnetze zu entlasten und Energiekosten zu senken.

Ziel dieser Arbeit ist es, diese Potentiale zu identifizieren und energiewirtschaftlich einzuordnen. Durch die Betrachtung verschiedener Betriebsstrategien von Batteriespeicher soll unter Berücksichtigung des Strommarktdesigns ein bereits bestehendes Speicherkraftwerk optimiert werden und eine geeignete Einordnung für kommende Projekte ausgearbeitet werden.

1.2 Stand der Technik

Im privaten Gebrauch werden Batteriespeichersysteme in Bezug auf Photovoltaikanlagen hauptsächlich zur Eigenverbrauchsoptimierung der Solarenergie genutzt. Auf Wunsch kann das System zusätzlich mit einer Notstromlösung versehen werden, um bei Ausfall des Netzes die Verbraucher auf eine bestimmte Zeit weiter mit Energie zu versorgen. Auch in der Industrie werden die Prinzipien der Eigenverbrauchserhöhung oder der Notstromlösung durchgeführt. Als weitere Betriebsart spielt insbesondere die Lastspitzenkappung eine große Rolle.

Der durch die Energiewende vorangetriebene Trend zu Betriebsweisen von Batteriespeichersystemen geht weiter in Richtung netz- bzw. marktorientierte Steuerung.

So bietet die Energiekonzepte Deutschland GmbH bereits eine sogenannte Smartbox an, ein intelligentes Energiemanagementsystem, das mit einer eigenen Cloud die Verbräuche und Erzeugungen am Standort überwacht und in Verbindung eines dynamischen Stromtarifs den Netzbezug zu günstigen Börsentarifen einkaufen kann. [4]

Eine Erweiterung dazu bietet die Sonnennext Energy GmbH, die ein ähnliches Produkt anbietet. Der Unterschied liegt darin, dass das Energiemanagementsystem mithilfe von künstlicher Intelligenz den Eigenverbrauch und die Energiekosten überwacht und steuert. [5] Diese beiden Energiemanagementsysteme sind allerdings begrenzt für private Haushalte angedacht.

Die Berner Fachhochschule möchte hingegen mit ihrem Forschungsprojekt neben der Eigenverbrauchsoptimierung die Netzdienlichkeit als Hauptziel abdecken. So soll das Prinzip der Lastspitzenkappung den angeschlossenen Transformator ausgleichen und das Verteilnetz stabilisieren. In die Betrachtung rücken sowohl vorstädtische und städtische als auch ländliche Verteilnetze. [6]

Ebenso bietet die BayWa r.e. AG eine optimierte Steuerung von Batteriespeichersystemen an, die hauptsächlich zur Stabilität der Netze ausgerichtet ist. Mit der Teilnahme an Regelenergiemärkten und am Sportmarkt fokussiert sich das Vermarktungskonzept oder Flexibilitätsmanagement auf Speicherkraftwerke ab 2 MW bzw. 2 MWh. [7]

Das Angebot an verschiedenen Betriebsstrategien von Batteriesystemen ist bis zum heutigen Tage breit gefächert und bietet eine Vielzahl von Anbietern, die eine bestimmte Fahrweise bereitstellen können.

Die vorliegende Arbeit prüft die verschiedenen Ausrichtungen und arbeitet die aus der Sicht des Anlagenbetreibers energiewirtschaftlich passende Optimierung des Energiemanagementsystems heraus.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Populäre Betriebsstrategien

Im Abschnitt 1.2 werden bereits bekannte Fahrweisen von Batteriespeichersystemen erwähnt. Zur genaueren Betrachtung wird im Folgenden umfassender auf die charakteristischen Vorgehensweisen zum Betrieb von Speicherkraftwerken eingegangen.

2.1.1 Eigenverbrauchsoptimierung

Die Eigenverbrauchsoptimierung soll die Nutzung der solaren Energie erhöhen. Die erzeugte Energie aus der Photovoltaikanlage muss lediglich unmittelbar verbraucht oder ins Netz gespeist werden. Mit Hilfe eines Batteriespeichersystems dient die überschüssige Energie aus der Solarenergie zur Ladung des Speichers. In diesem Fall gibt es eine Reihenfolge, wohin die erzeugte Energie fließen soll. Die oberste Priorität ist die Deckung des Verbrauchs. Übersteigt die Erzeugung den Energiebedarf, so wird der Energiespeicher geladen. Sobald der Speicher den Höchstladezustand erreicht hat und weiterhin ein Solarüberschuss vorhanden ist, wird die Solarenergie in das Ortsnetz gespeist.

Wenn der Speicher vollgeladen ist und die Erzeugung der Photovoltaikanlage den Energiebedarf nicht mehr umfassend decken kann, entlädt sich der Speicher.

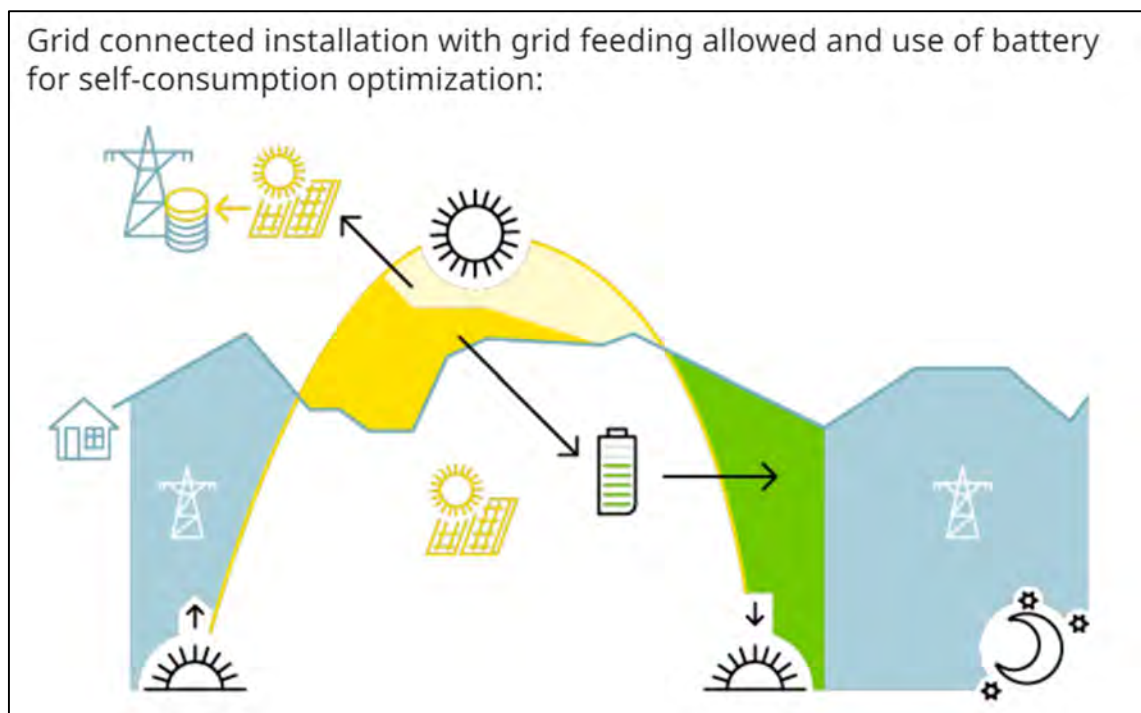


Bild 1: Schaubild zur Eigenverbrauchsoptimierung [8]

Dieser Vorgang wird in Bild 1 visualisiert. Die blaue Kennlinie veranschaulicht den stetigen Energiebedarf am entsprechenden Standort, während die gelbe Kurve die Solarproduktion kennzeichnet. So ist zu erkennen, dass die Photovoltaikanlage nur einen begrenzten Anteil des Verbrauchs decken kann. Die sattgelbe Fläche deutet die Ladung des Batteriespeichers durch die Photovoltaikanlage an. Ohne Speichersystem wäre

dieser Anteil aufgrund der Überproduktion, so wie die hellgelbe Fläche kennzeichnet, ins Netz gespeist worden.

Die grüne Fläche definiert den Deckungsanteil des Speichers. Der Speicher fängt zum Zeitpunkt des zweiten Schnittpunktes der Erzeugungskennlinie und des Verbrauchs an zu entladen. Folglich kann der Endverbraucher mehr von der selbsterzeugten Solarenergie profitieren und der Eigenverbrauchsanteil des Systems konnte erhöht werden.

Die ausschlaggebenden Vorteile einer Eigenverbrauchsoptimierung entstehen durch die geringere Abhängigkeit vom Energieversorger und die resultierenden Einsparungen der Netzenergie sowie deren Kosten. Auf die selbsterzeugte Solarenergie fallen weder Stromsteuer, Netzentgelte noch Umlagen an, die im Fall des Netzbezuges in dem Strompreis enthalten wären.

2.1.2 Peak-Shaving

Das Peak-Shaving, oder die Lastspitzenkappung, wird überwiegend im gewerblichen Bereich eingesetzt. Diese Strategie zielt auf Standorte mit einem hohen Verbrauch und einer viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung (RLM) ab. Ab einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von 100.000 kWh pro Jahr wird die RLM verpflichtend und bietet dem Netzbetreiber und dem Energieversorger die Möglichkeit sich den Lastgang durch den Leistungsmittelwert, ermittelt in einer Messperiode von 15 Minuten, anzuschauen.

Mithilfe dieser Messfunktion erhebt der Energieversorger an Stelle des Grundpreises einen Wirkarbeitspreis pro Kilowattstunde und einen Leistungspreis, gemessen an der Jahresspitzenlast des Standorts. Die Bepreisungen sind abhängig von der Jahresbenutzungsdauer, die durch den Quotienten aus dem Jahresverbrauch und der Jahresspitzenlast ermittelt wird.

Um die Kosten für die hohen Leistungen senken zu können, kommt an dieser Stelle das Batteriespeichersystem zum Einsatz. Je nach Häufigkeit der hohen Lasten und dem Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage kann bei dieser Strategie der Speicher auch aus dem Netz geladen werden, damit dieser stets in der Lage ist, die Spitzenlasten zu kappen. Dazu beobachtet das Energiemanagementsystem des Batteriespeichers den Energiebedarf und setzt bei Überschreitung eines eingestellten Schwellwerts zur Entladung und Verringerung des Netzbezugs ein.

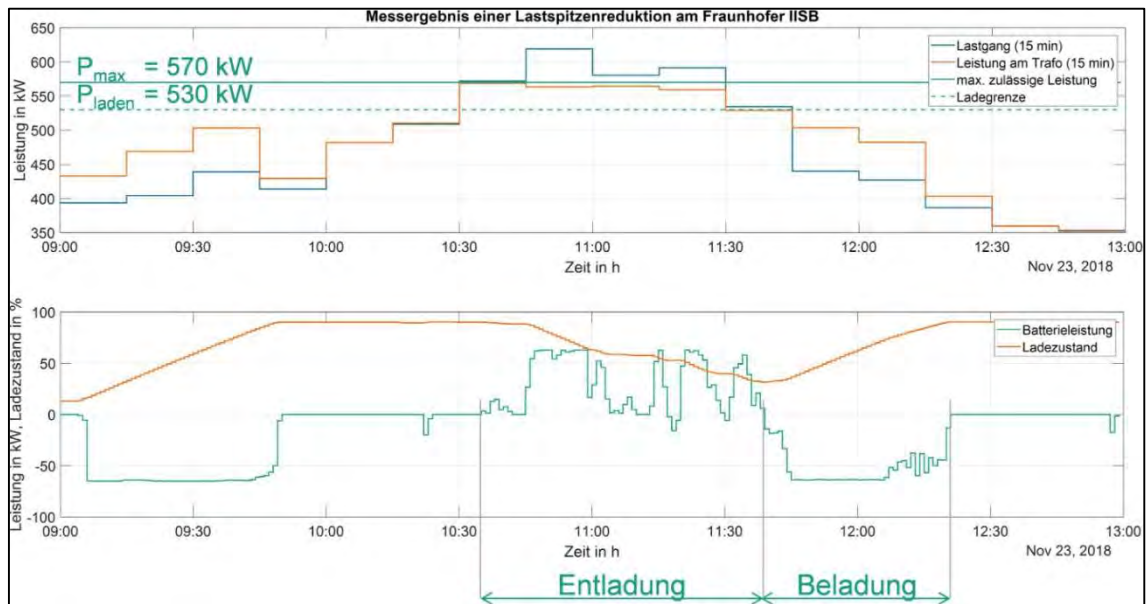


Bild 2: Beispiel zur Funktionsweise der Lastspitzenreduzierung [9]

Die Diagramme in Bild 2 veranschaulichen anhand eines Beispiels die Lastspitzenkapung. Der obere Graph zeigt den Lastgang und die maximal zulässige Leistung bzw. Schwellgrenze, die vom Netzbezug nicht überschritten werden darf. Im unteren Diagramm wird der Ladezustand sowie die Wirkleistung des Batteriespeichers visualisiert. Reicht die Photovoltaikanlage also nicht aus, um im entsprechenden Moment die Last zu senken, entlädt sich der Speicher, damit der Bezug aus dem Netz die Lastgrenze nicht übersteigt. Sobald der Bedarf an elektrischer Energie wieder unter diese Grenze sinkt, lädt der Speicher entweder aus der Überproduktion des Solarkraftwerks oder aus dem Netz nach, um zum nächsten Zeitpunkt die Lastspitzen wieder abschneiden zu können.

Vorwiegend werden mit dieser Betriebsstrategie die individuellen Netznutzungsentgelte, bestehend aus dem Wirkarbeits- und Leistungspreis, gesenkt. Weiterhin trägt diese Herangehensweise dazu bei das Netz nicht mit hohen Lasten zu beanspruchen.

2.1.3 Peak-Shaving während der Hochlastzeitfenster

Diese Strategie operiert nach dem gleichen Prinzip wie bei dem allgemeinen Peak-Shaving. Der technische Unterschied liegt darin, dass die Spitzenlasten nur in bestimmten Zeitfenstern, den Hochlastzeitfenstern, gekappt werden müssen. Die Hochlastzeitfenster werden vom Netzbetreiber ermittelt und geben an, zu welchen Zeiten die Lasten im Netz am höchsten sind.

Dieses Verfahren ist abhängig von den Verbrauchsdaten betrachtet über ein ganzes Jahr und nur dann anwendbar, wenn eine atypische Netznutzung bewiesen ist. Nach § 19 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) liegt die atypische Netznutzung dann vor, wenn die Jahreslastspitze eines Standorts außerhalb der im entsprechenden Netzgebiet geltenden Hochlastzeitfenster erreicht wird. Hierbei muss die Differenz zu den

Lastspitzen während der Hochlastzeitfenster eine von dem Netzbetreiber festgelegte Erheblichkeitsschwelle übersteigen, abgebildet in Bild 3.

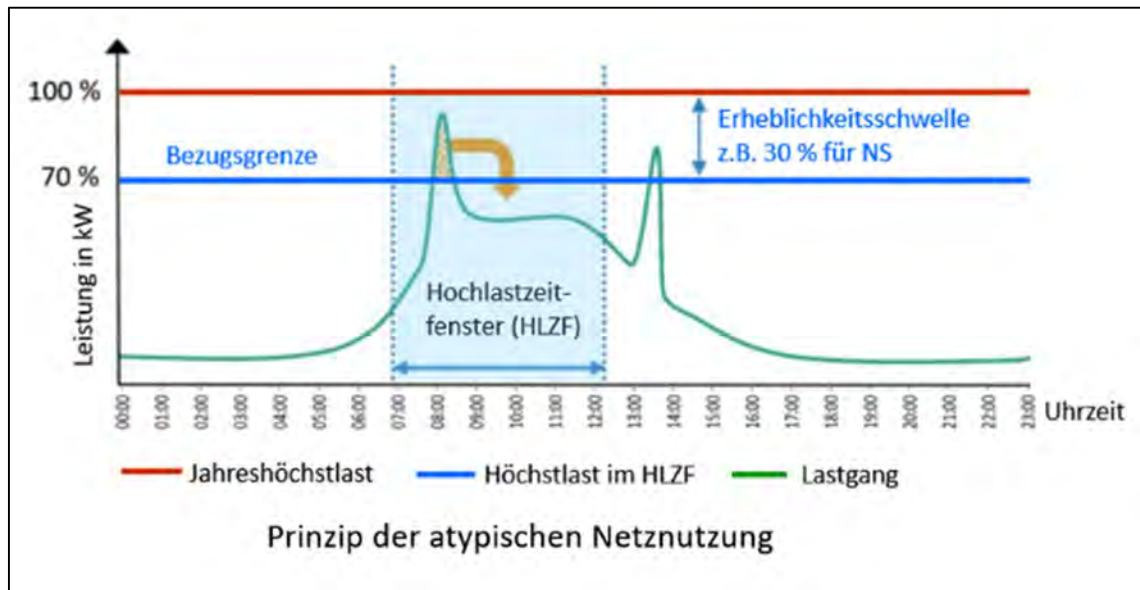


Bild 3: Prinzip der atypischen Netznutzung [10]

Ein Batteriespeichersystem kann dazu beitragen, diese Voraussetzungen synthetisch darzulegen. Schneidet der Speicher entsprechend während der Hochlastzeitfenster die Lastspitzen ab, so können diese Bedingungen ebenfalls hergestellt werden und der Letztverbraucher ein individuelles Netznutzungsentgelt beanspruchen. In diesem Fall bezieht sich der Leistungspreis ausschließlich auf die Jahresspitzenlast, die während der Hochlastzeitfenster ermittelt wurde. Außerhalb der Hochlastzeitfenster werden die Jahresspitzenlasten nicht weiter berücksichtigt.

Dies hat den Vorteil, dass der Speicher das Peak-Shaving nur auf begrenzte Zeitfenster realisieren muss und außerhalb der Hochlastzeitfenster mit der Eigenverbrauchsoptimierung den generellen Energiebezug aus dem Netz senken kann. Allerdings besteht das Risiko, dass bei einem Ausfall des Speicherkraftwerks die atypische Netznutzung gefährdet ist.

2.1.4 Ausgleich der Regelennergie

Die Regelennergie wird unterschieden in positiver und negativer Regelennergie und wird für die Stabilisierung der schwankenden Frequenzen im Stromnetz oder bei Gefährdung von Dunkelflauten eingesetzt. Bei der positiven Regelennergie wird gezielt elektrische Energie ins Netz gespeist, um Netzfrequenzen, die zu niedrig sind, auszugleichen. Bei negativer Regelennergie wird dem Netz Energie entzogen bzw. die Einspeisung von Erzeugern gedrosselt, um die Netzfrequenz senken zu können. [11]

Der Betreiber eines Batteriespeichersystems kann für einen bestimmten Zeitraum entweder die Abgabe oder Aufnahme elektrischer Energie auf dem Regelenenergiemarkt anbieten. Hierfür muss der Anbieter eine Präqualifikation durchlaufen und von dem

zuständigen Übertragungsnetzbetreiber für den Regelenergiemarkt freigegeben werden. In dieser Präqualifikation werden sowohl technische als auch IT-Anforderungen geprüft. [12]

Auf dem Regelenergiemarkt wird in drei verschiedene Regelreserven differenziert:

1. Primärregelleistung

Die Primärregelleistung wird durch den Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber, dem ENTSO-E, nach dem Solidaritätsprinzip bereitgestellt und kann für eine europaweite Netzstabilisierung genutzt werden. Hier erfolgt eine Aktivierung der Reserve innerhalb von 30 Sekunden, während der abzudeckende Zeitraum pro Störung bei maximal 15 Minuten liegt. Das Mindestangebot liegt bei 1 MW.

2. Sekundärregelleistung

Die Aktivierung erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber und muss innerhalb von maximal fünf Minuten gewährleistet werden. Das Mindestangebot liegt bei 3 MW.

3. Minutenregelleistung

Hier findet eine Aktivierung innerhalb von 12,5 Minuten statt. Der abzudeckende Zeitraum pro Störung kann bis zu mehreren Stunden betragen. Das Mindestangebot liegt, ebenfalls wie bei der Sekundärregelleistung, bei 3 MW. Auch hier entscheidet der verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber über die Aktivierung. [13]

Die Vergütung der zur Verfügung gestellten Regelenergie wird über Ausschreibungen am Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt des Regelenergiemarkts gehandelt.

Für alle drei Arten der Regelenergien wird eine Bereitschaftsvergütung pro Leistung bereitgestellt. Für die Sekundär- und Minutenregelleistungen erhält der Anbieter nach Aktivierung der Regelenergie einen Arbeitspreis pro Kilowattstunde. Der Grund für die Abschaffung des Arbeitspreises bei der Primärregelleistung, ist der Ausgleich durch die symmetrische Bereitstellung über einen längeren Zeitraum. [14]

Im ersten Schritt findet die Leistungspreisauktion statt. Dort können die Teilnehmer ihre zur Verfügung stehende Leistung ausschreiben. Im nächsten Schritt wird bei der Regelarbeitsmarktauktion, welche täglich in sechs Intervallen, sogenannten Zeitscheiben, je vier Stunden lang stattfindet, der Arbeitspreis ausgeschrieben. Diese Auktion tritt kurzfristig, ungefähr eine Stunde vor Lieferung, ein.

Sollte sich der Übertragungsnetzbetreiber nach der Leistungspreisauktion während der Regelarbeitsmarktauktion für einen anderen Mitbewerber entscheiden, so wird der Teilnehmer dennoch nach dem ausgeschriebenen Leistungspreis vergütet.

Die Leistungspreise werden über die Netznutzungsentgelte auf alle Stromverbraucher umgelegt.

Die Arbeitspreise werden über den Ausgleichsenergiemechanismus von den Bilanzkreisen, in denen die Einspeise- bzw. Abnahmeprososen abweichen, gedeckt. [15]

Die Vorteile dieser Betriebsstrategie sind hauptsächlich der aktive Beitrag zur Netzstabilisierung und das dadurch resultierende wirtschaftliche Potential. Ein aktives Bereitstellen von Regelenergie fordert eine stetige Verfügbarkeit für eine Entnahme oder Einspeisung in das Netz. Durch die vorgeschriebenen Mindestangebote am Regelenergiemarkt werden lediglich sehr große Speicherkraftwerke benötigt. Dadurch eignet sich ein Batteriespeichersystem, welches vorausgehend zur energiewirtschaftlichen Optimierung eines Standorts dient, nur sehr schwer für den Ausgleich von Regelenergie.

2.1.5 Börsenbasierter Energieeinkauf

Diese Strategie bezieht sich auf den Energiezukauf aus dem Netz. Hier wird an Stelle eines statischen Stromtarifs von einem zeitvariablen börsenbasierten Einkauf ausgegangen. Mit dieser Methode wird Bezug auf die kommende Flexibilität auf den Energiemärkten genommen und untersucht die Potentiale des dynamischen Stromhandels.

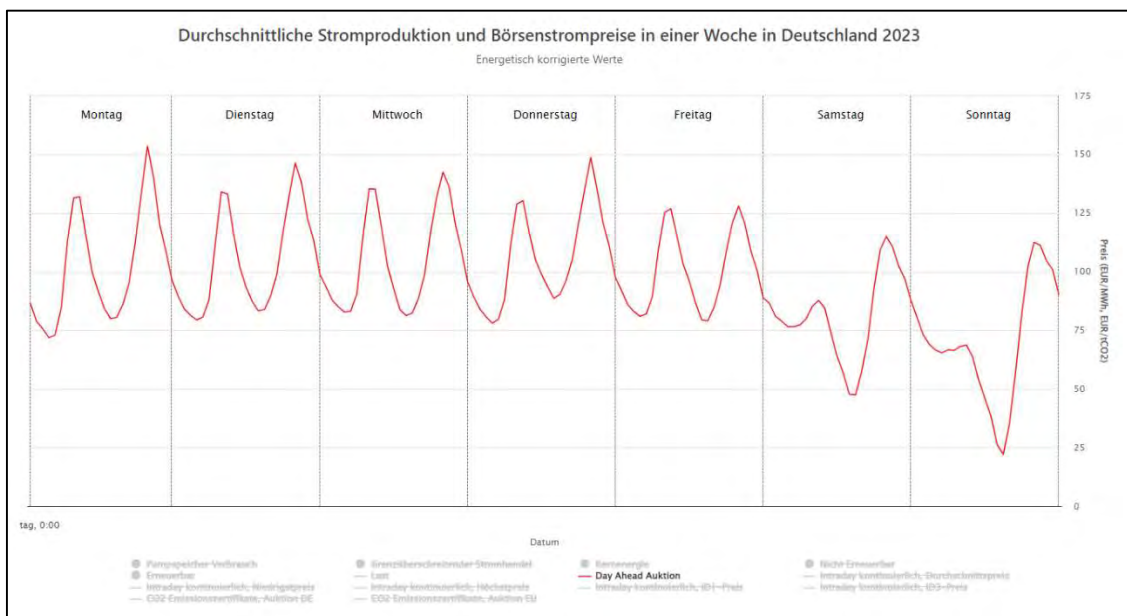


Bild 4: EPEX SPOT - Durchschnittlicher Börsenpreis in einer Woche im Jahr 2023 [16]

In Bild 4 wird der durchschnittliche Börsenpreis innerhalb einer Woche im Jahr 2023 abgebildet, welcher an jedem Wochentag ein ähnliches Muster zeigt. Grundsätzlich erkennt man pro Tag zwei Hochphasen sowie zwei Tiefphasen, die jeweils zu den gleichen Zeiten eintreten. Da sich die Börsenpreise nach Angebot und Nachfrage richten, deutet dies darauf hin, dass sich durch die Preise das Lastverhalten der deutschen Netze widerspiegeln lässt.

Durch die Betrachtung der einzelnen Tage ist festzustellen, dass die Hochphasen typischerweise um circa 07:00 Uhr bis 08:00 Uhr oder abends um 19:00 Uhr eintreten. In diesen Zeiten ist die Energienachfrage in Deutschland also am höchsten.

Die Tiefphasen der Börsenpreise sind meist um 03:00 Uhr und 13:00 Uhr.

Eine Interpretation dieser Regelmäßigkeiten könnte auf die Industrie und den Tagesablauf der Menschen zurückzuführen sein. Früh am Morgen werden bspw. die

Produktionsmaschinen hochfahren, die einen hohen Anlaufstrom benötigen. Gegen 13 Uhr würde die Mittagspause stattfinden, in denen die Maschinen stillstehen. Am Abend erreicht die Last erneut ein Hoch, was darauf hinweisen könnte, dass zu diesen Zeiten die meisten Menschen zur gleichen Zeit hohe Verbraucher, wie den Herd/Ofen, Spül- oder Waschmaschine, etc. einschalten. Nachts fallen die Börsenpreise erneut, wenn üblicherweise kaum Energiebedarf in den Haushalten besteht.

Das Ziel dieser Strategie ist es, die Be- oder Entladung des Batteriespeichers so zu steuern, dass der hauptsächliche Netzbezug lediglich in den Tiefphasen oder zumindest zu Zeiten von verhältnismäßig günstigen Börsenpreisen stattfindet. Infolge eines erfolgreichen Betriebs besteht das Potential von hohen Einsparungen der Energiekosten.

2.2 Eigenschaften des Speicherkraftwerks

Die vorliegende Arbeit begrenzt die Betrachtung mit weiteren Erzeugungsanlagen auf der AC-Seite des Batteriewechselrichters auf AC-gekoppelte Batteriespeichersysteme mit der chemischen Zusammensetzung von Lithium-Ionen.

Das Batteriemanagementsystem (BMS) ist das Gehirn des Batteriespeichers, welches für die Kommunikation und Steuerung der einzelnen Komponenten zuständig ist. Das BMS erkennt mögliche Fehler oder Gefahren, wie zum Beispiel eine Überladung oder Überhitzung, beherrscht die Funktion Unterschiede in Zellspannungen und -temperaturen zu erkennen und kann den Stromkreis bei Bedarf DC-seitig unterbrechen, um das System zu schützen.

Das BMS sorgt für eine optimale Aussteuerung und überwacht die wichtigsten Kennwerte des Systems: Der Zustand der Batterie wird über den Alterungszustand (State of Health, SoH), den Ladezustand (State of Charge, SoC) und die Entladungstiefe (Depth of Discharge, DoD) definiert. Während der Ladezustand und die maximale Entladungstiefe in ihren Begrifflichkeiten selbsterklärend sind, gibt der Alterungszustand den maximalen Ladezustand in Prozent an.

Diese Kennzahlen sind Bestandteil des Systemwirkungsgrads und beeinflussen die Anzahl der Ladezyklen als auch die Lebensdauer. Ein Ladezyklus bzw. Vollzyklus wird, bezogen auf die Nettospeicherkapazität, durch eine Tiefentladung und darauffolgende Vollladung definiert. Wenn die Entladetiefe oder der maximale Ladezustand nicht erreicht sind, spricht man von Teilzyklen. Diese Teilzyklen können aufsummiert werden, um die Anzahl der Vollzyklen ermitteln zu können.

Laut Herstellerangaben hängt die Lebenserwartung eines Speichersystems sowohl von der zeitlichen Alterung als auch von einer zu erwartenden Anzahl an Vollzyklen ab.

Die Lade- und Entladeverluste eines Batteriespeichersystems werden als Round-Trip-Effizienz (RTE) beschrieben. Die RTE gibt das Verhältnis der vom System abgegebenen Gesamtenergie und der dem System zugeführten Gesamtenergie an.

Damit das Batteriespeichersystem mit der am Standort oder im Ortsnetz verfügbaren Wechselenergie operieren kann, werden Batteriewechselrichter benötigt. Die

Batteriewechselrichter können in beide Richtungen Wechselstrom zu Gleichstrom oder Gleichstrom zu Wechselstrom wandeln. Die maximale Wirkleistung der Wechselrichter bestimmen gleichzeitig die maximale Lade-/Entladeleistung des gesamten Speicherkraftwerks. Die Effizienz der Batteriewechselrichter nehmen Einfluss auf den Wirkungsgrad des Gesamtsystems. Bild 5 visualisiert die relevanten Kennwerte, die Einfluss auf die Nettoenergie beim Entladen bzw. Laden nehmen.

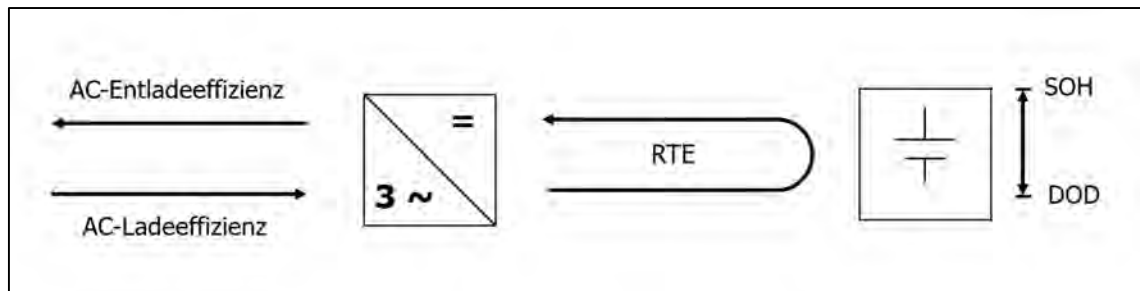


Bild 5: Schaubild zum Speicherkraftwerk

Ein weiterer Bestandteil eines Speicherkraftwerks ist das Energiemanagementsystem (EMS), welches als Sprachrohr zwischen Anlagenbetreiber und Kraftwerk fungiert. Dies dient zum Monitoring und zur Überwachung der gesamten Anlage. Mithilfe eines Online-Portals lassen sich Energieflüsse und -mengen einfach darstellen. Von bedeutender Relevanz ist die Funktion der Alarmbenachrichtigung. Es kann individuell eingestellt werden, bei welchen Fehlerwerten ein Signal ausgegeben werden soll. Je nach Herstellerangaben muss für eine Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Betriebs eines Speichers eine tägliche Inspektion bestimmter Attribute durchgeführt werden. Durch das EMS besteht die Option diese Inspektionen aus der Ferne zu realisieren.

Außerdem ist das EMS in der Lage die Anlagen nach DIN-Normen zu regeln und die Kommunikation mit dem (Direkt-)Vermarktungsdienstleister herzustellen.

Für den Anlagenbetreiber gehören die spezifischen Speicherkosten des Batteriesystems zu den wirtschaftlich relevantesten Kennzahlen. Diese Information gibt an, wieviel eine Kilowattstunde, die sich im Speicher befindet, kostet. Die spezifischen Speicherkosten werden mit der Formel 2.2 berechnet und sind abhängig von der Nettospeicherkapazität unter Berücksichtigung des Systemwirkungsgrads, der Anzahl der zu erwartenden Vollzyklen und der Investitionssumme des Batteriesystems.

$$\frac{\text{Investitionssumme}}{\text{Gesamtkapazität} * \text{Entladetiefe} * \text{Anzahl Vollzyklen} * \text{Systemwirkungsgrad}}$$

(Formel 2.2)

Die Angabe zu den spezifischen Speicherkosten wird insbesondere dann wichtig, wenn die Batterie Energie aus dem Netz laden bzw. in das Netz speisen soll.

Im Bestfall sollten die Bezugskosten oder die Vergütung pro Kilowattstunde die spezifischen Speicherkosten übersteigen, da sonst die Gefahr vor einem wirtschaftlich negativen Effekt entstehen kann.

Ein Batteriespeichersystem verfügt über weitere, komplexere Verluste. Die auftretenden Verluste, wie beispielsweise durch die Wärmeentwicklung während des Lade- und Entladevorgangs sowie durch unterschiedlicher Ladegeschwindigkeiten, werden in den folgenden Simulationen jedoch nicht näher betrachtet. Es wird ein kontinuierliches Ladeverhalten angenommen.

2.3 Energiemarktstruktur

Als Energiemarkt wird hauptsächlich der Markt der Energieversorgung durch elektrischer Energie als auch durch Gas bezeichnet. Da sich der Gegenstand dieser Arbeit auf Batteriespeichersysteme in Bezug auf Photovoltaikanlagen bezieht, wird im Folgenden der Strommarkt betrachtet. Zwei entscheidende Bestandteile des Strommarktes, die für die weitere Untersuchung von bedeutender Relevanz sind, sind zum einen die Strombörse und zum anderen die Netznutzungsentgelte.

2.3.1 Strombörse

Mit Strombörse ist hier im Wesentlichen der EPEX SPOT SE gemeint, eine Gesellschaft, die den kurzfristigen Energiehandel in Europa betreibt.

Die Strompreise an der Börse werden nach Angebot und Nachfrage geregelt, wodurch je nach Lastverhalten, über einen Tag gesehen, Schwankungen entstehen.

Es wird unterschieden zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt.

Bei der Day-Ahead-Auktion haben die Marktteilnehmer täglich an jedem Tag des Jahres die Chance ein Gebot über die Abnahme oder über den Verkauf von Energiemengen abzugeben, wobei die Preislimits bei $-0,5 \text{ €/kWh}$ und 3 €/kWh liegen. Üblicherweise werden hier die Energiemengen pro Stunde über den vollständigen nächsten Tag gehandelt. Nach Schließung der Auktion ermittelt ein Algorithmus eine aggregierte Kurve aus den Nachfragemengen und der angebotenen Energiemengen. Der Schnittpunkt dieser beiden Kurven bildet den Markträumungspreis (Market Clearing Price, MCP), der als intelligenter Mittelwert aus den gehandelten Preisen aus der Auktion resultiert. So ist festgelegt, dass Käufer nie mehr und Verkäufer nie weniger als den MCP zahlen bzw. erhalten werden. [17] Um 12:40 Uhr eines jeden Tages werden die Preise der jeweiligen Stunden des Folgetages veröffentlicht.

Der Intraday-Handel hingegen operiert deutlich kurzfristiger als die Day-Ahead-Auktion.

Hier kann innertäglich die Energie gehandelt werden, wobei die Energiemengen für 15 Minuten bis Stunden-Blocks je nach Nachfrage variieren können. Außerdem kann der Handel bis zu fünf Minuten vor Lieferung stattfinden. Diese Vorlaufzeit ist aufgrund des starken Zubaus der Erneuerbaren und dadurch resultierenden Schwankungen im Netz gesunken. Dies gibt den Energieversorgern die Möglichkeit schneller zu reagieren und Abweichungen der Prognosen korrigieren zu können, um den Bilanzkreis noch rechtzeitig auszugleichen. Für den Intraday-Handel wird kein MCP ermittelt. Die Preise gelten entsprechend dem Abschluss der Transaktion, sogenannte Gebotspreise. [18]

Zu dem kontinuierlichen Intraday-Handel wurde zusätzlich die Intraday-Auktion eingeführt, an der Energiemengen in Viertelstundenintervallen des Folgetages gehandelt werden können.

Anders als bei dem Intraday-Handel wird ähnlich wie bei der Day-Ahead-Auktion ein Mittelwert gebildet, an dem sich die Preise orientieren. Die absoluten Preislimits für die Intraday-Auktion liegen bei -9,999 €/kWh und 9,999 €/kWh. [19]

2.3.2 Netzentgelte

Die Netzentgelte oder auch Netznutzungsentgelte sind die Gebühren für das Nutzen der Verteil- und Übertragungsnetze.

Grundsätzlich decken die Netzentgelte den Betrieb und insbesondere den Ausbau der öffentlichen Netze. Während die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Kosten auf die Verteilnetzbetreiber (VNB) umlegen, werden die Nutzungsentgelte in den Verteilnetzen von den Letztverbrauchern gedeckt. Durch den starken Ausbau der Erneuerbaren, ist der Ausbau der Netze erforderlich. Insbesondere die VNB werden in diesem Aspekt vor eine große Herausforderung gestellt, weil gerade im Verteilnetz die Neuinstallationen von erneuerbaren Erzeugungseinheiten oder hohen Verbrauchseinrichtungen rapide steigt. [20]

Das Energiewirtschaftsgesetz konnte dahingehend bereits reagieren und hat seit dem 01.01.2024 mit § 14a EnWG eingeführt, dass die VNB niederspannungsseitig steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie E-Fahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher regeln und im Notfall dessen Bezugsleistung reduzieren können. Dadurch kann der Besitzer einer solchen Einrichtung von Vorteilen in Form von Reduzierung der Netznutzungsentgelte profitieren. Diese Reduzierung wird in drei Modulen aufgebaut. Modul 1 regelt einen Pauschalrabatt pro Jahr, abhängig von dem jeweiligen VNB. Modul 2 umfasst eine prozentuale Reduzierung um 60 %. Der Letztverbraucher kann zwischen Modul 1 oder Modul 2 wählen.

Das dritte Modul wird voraussichtlich 2025 eingeführt, sobald die Digitalisierung der Niederspannungsebene entsprechend weiterentwickelt wurde. Modul 3 ist ausschließlich mit Modul 1 vereinbar und verspricht neben dem jährlichen Rabatt ein zeitvariables Netzentgelt. Hierfür legt der VNB, abhängig von dem Lastverhalten des Netzes, innertäglich unterschiedliche Preisstufen fest. So soll der Anreiz geschaffen werden, die steuerbare Verbrauchseinrichtung dann zu nutzen, wenn die Lasten und dadurch die entsprechende Preisstufe niedrig sind. Voraussetzung für diese Methode ist ein intelligentes Messsystem und eine separate Messung der steuerbaren Verbrauchseinrichtung. [21]

Aufgrund des vorangeschrittenen Ausbaus der erneuerbaren Energien entstand bundesweit eine starke Unausgeglichenheit der Netznutzungsentgelte.

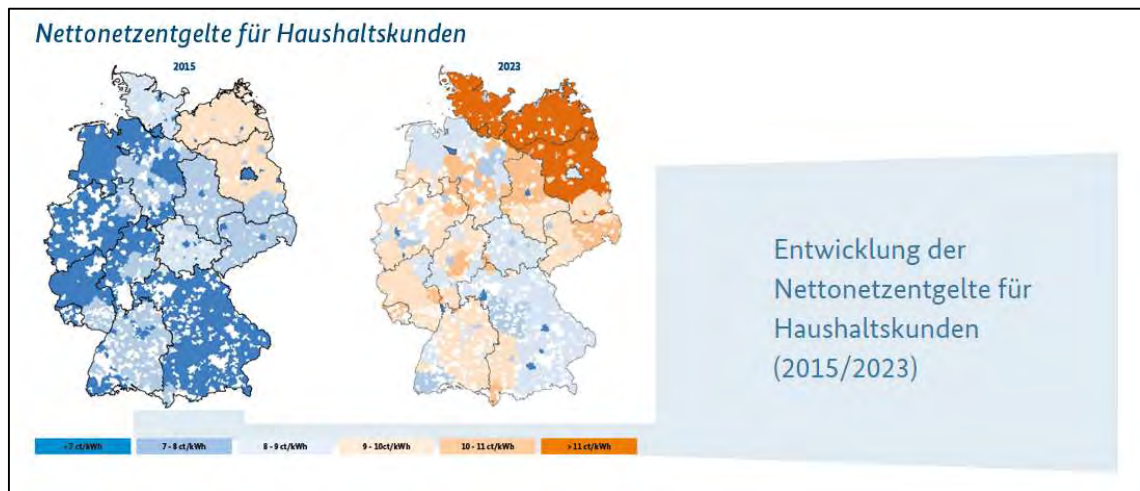


Bild 6: Entwicklung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden [22]

Bild 6 ist zu entnehmen, dass insbesondere im Nordosten Deutschlands die Netzentgelte deutlich höher sind als in den restlichen Bundesländern. Grund dafür ist der temporeiche Ausbau von Windenergie, der im Vergleich zu Solarkraftwerken teurer und leistungsstärker ist. Um eine bundesweite Verteilungsgerechtigkeit zu den zu zahlenden Netzentgelten zu ermöglichen, hat die Bundesnetzagentur im Dezember 2023 das Eckpunktepapier zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten durch den Zubau der erneuerbaren Energien veröffentlicht. Daraus geht hervor, dass mithilfe eines dreistufigen Modells die Netzentgelte auf mehrere Netzgebiete verteilt soll.

Im ersten Schritt werden die Kostenbelastungen der Netzbetreiber berechnet, aus der eine Kennzahl ermittelt wird. Übersteigt diese Kennzahl einen festgelegten Schwellwert, werden die Mehrkosten im zweiten Schritt bundesweit umgewälzt. Um eine gleichmäßigere Belastung verschiedener Netzbetreiber zu erzielen, erhalten im dritten Schritt die von den Mehrkosten betroffenen Netzbetreiber einen finanziellen Ausgleich. [23]

Für weitere sinnvolle Maßnahmen zur Umstrukturierung der Netzentgelte hat sich die Neon Neue Energieökonomik GmbH in einem Memorandum im Juli 2023 geäußert.

In diesem Dokument werden unter anderem dynamische, zeitvariable Netzentgelte erwähnt. Einerseits ist die Rede von statisch-zeitvariablen Netzentgelten, die sich ähnlich wie in Modul 3 für die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen verhalten. Dann wird ein dynamisches Netzentgelt genannt, welches es sich entlang der Lasten im Netz orientiert.

Bild 7, Inhalt des Memorandum, veranschaulicht den Verlauf der Bepreisung der Netzentgelte über einen Tag betrachtet. Diese Methode erfordert für eine erfolgreiche Prognose weitaus mehr Aufwand als die der Aufteilung in Preisstufen. Die Vorlaufzeiten der Prognosen sind deutlich kurzfristiger und abhängig von der momentanen Erzeugung der Erneuerbaren und somit der Klima- und Wetterbedingungen. [24]

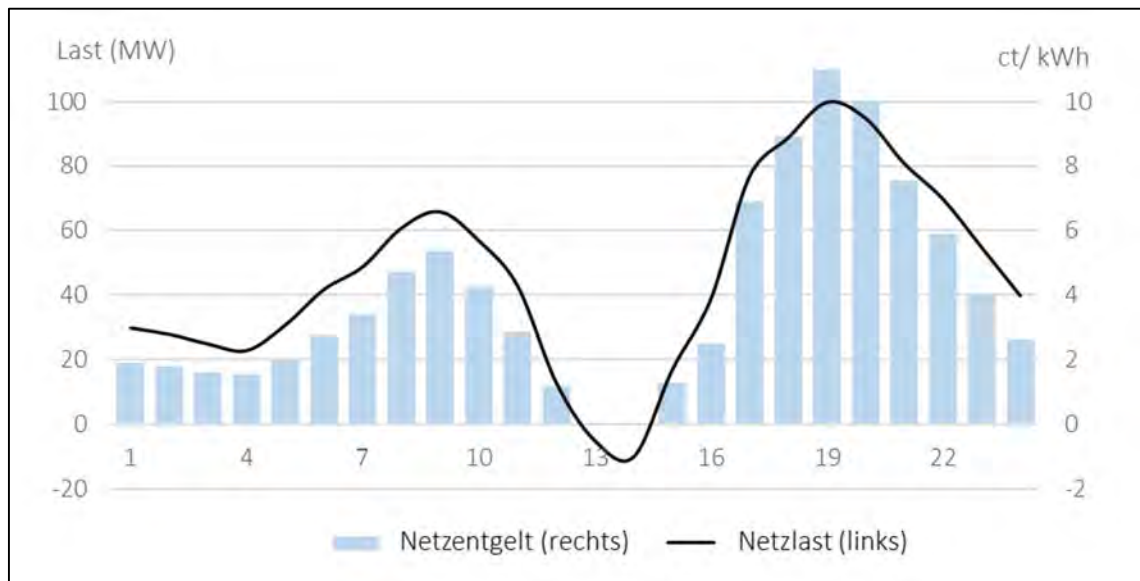


Bild 7: Netzorientiertes, zeitvariables Netzentgelt

2.3.3 Kapazitätsmarkt

Erneuerbare Energien sind die Grundlage für die zukünftig klimaneutrale Energieversorgung. Durch die Wetterabhängigkeit und die dadurch resultierenden Fluktuation der Produktion sowie der Rückgang der fossilen Erzeugungsträger könnte die Versorgungssicherheit gefährdet sein. Um für einen stabilen Ausgleich bei Unterproduktion oder Dunkelflauten zu sorgen, soll die Verfügbarkeit über alternative Kraftwerke mit Hilfe von bspw. Wasserstoff, synthetischem Erdgas oder Biomethan gefördert werden.

Damit für einen Ersatz von Solar- und Windenergie gesorgt werden kann, bedarf es einem separaten Marktsegment, dem Kapazitätsmarkt. Dieser soll für finanzielle Anreize bezüglich des Zubaus alternativer Kraftwerke sorgen, um potenzielle Versorgungslücken schließen zu können. [25]

Durch die Regelbarkeit von Gaskraftwerken sind diese in der Lage Kapazitäten für mögliche Engpässe vorzuenthalten und anzubieten. Diese Vorenthaltung der Reservekapazitäten wird vergütet und die Kraftwerke produzieren die Energie, wenn diese tatsächlich benötigt wird. Die Anbieter nehmen ähnlich wie bei dem Regelenergiemarkt an einer Auktion teil und können dort die verfügbaren Kapazitäten zur Verfügung stellen.

Neben dem zentralen Kapazitätsmarkt sind auch ebenfalls dezentrale Segmente möglich. Hierbei kann jeder Anbieter ein Kapazitätszertifikat erhalten, die vorweisen müssen, dass die Versorgungssicherheit durch die Bereitstellung gewährleistet werden kann. Während die Vergütung am zentralen Markt auf die Übertragungsnetzentgelte umgelegt wird, geschieht die Refinanzierung an den dezentralen Märkten über Lieferverträge mit den Abnehmern der entsprechenden Kapazitäten.

Diese neue Vermarktungsstrategie stärkt das Ziel der Flexibilisierung des Energiemarkts und -netzes. [26]

3 Simulationsmodell

Zur Analyse und Bewertung der Photovoltaik- und Batteriespeicherprojekte wurde mithilfe eines Tabellenkalkulationsprogramms ein Simulationsmodell (Anhang A1) erstellt.

Das Simulationsmodell ist in sieben verschiedene Blätter gegliedert, in denen jeweils verschiedene Berechnungen stattfinden. Nach Einlesen der Messwerte verschiedener Projekte kann nach Auswahl des gewünschten Standortes ein automatisiertes Ergebnis für verschiedene Betrachtungen ausgegeben werden.

Durch Einlesen des Lastgangs, der Solarproduktion und, falls vorhanden, der Produktion eines Blockheizkraftwerks (BHKW) oder Dieselgenerators, kann das Residual am Netzverknüpfungspunkt in viertelstündigen Messwerten abgebildet werden. Um den Verlauf eines vollständigen Jahres bewerten zu können, wurde das Kalenderjahr 2023 ausgewählt.

3										
4	Infobox									
5	- alle Wertangaben in kW									
6	- Erzeuger werden mit einem negativen Vorzeichen versehen.									
7										
8	Zeitstempel	GEPÄ			Erlensee			Rainbow-Park		
9	(ohne 29.02.)	Lastgang	PV-Erzeugung	BHKW-Erzeugung	Lastgang	PV-Erzeugung	BHKW-Erzeugung	Lastgang	PV-Erzeugung	BHKW-Erzeugung
10	01.01.23 00:00	18,20	0,00	-79,95	469,75	0,00	0,00	16,00	0,00	-47,89
11	01.01.23 00:15	18,60	0,00	-79,70	464,55	0,00	0,00	14,36	0,00	-48,00
12	01.01.23 00:30	18,80	0,00	-79,70	506,88	0,00	0,00	15,04	0,00	-47,96
13	01.01.23 00:45	18,60	0,00	-76,80	526,97	0,00	0,00	14,12	0,00	-47,96
14	01.01.23 01:00	19,20	0,00	-62,00	539,62	0,00	0,00	13,56	0,00	-47,96
15	01.01.23 01:15	19,80	0,00	-47,45	559,06	0,00	0,00	14,40	0,00	-47,97
16	01.01.23 01:30	20,20	0,00	0,00	534,71	0,00	0,00	14,56	0,00	-47,96
17	01.01.23 01:45	19,20	0,00	0,00	515,03	0,00	0,00	13,20	0,00	-47,95
18	01.01.23 02:00	18,40	0,00	0,00	442,07	0,00	0,00	14,12	0,00	-47,97
19	01.01.23 02:15	18,20	0,00	0,00	406,92	0,00	0,00	14,20	0,00	-47,96
20	01.01.23 02:30	18,00	0,00	0,00	437,45	0,00	0,00	14,36	0,00	-47,95
21	01.01.23 02:45	18,20	0,00	0,00	524,54	0,00	0,00	14,60	0,00	-47,96
22	01.01.23 03:00	18,40	0,00	0,00	464,87	0,00	0,00	13,76	0,00	-47,97
23	01.01.23 03:15	18,40	0,00	0,00	497,06	0,00	0,00	13,84	0,00	-47,94
24	01.01.23 03:30	18,60	0,00	0,00	580,23	0,00	0,00	14,44	0,00	-47,96
25	01.01.23 03:45	19,00	0,00	0,00	484,08	0,00	0,00	13,32	0,00	-47,99
26	01.01.23 04:00	19,00	0,00	0,00	543,30	0,00	0,00	14,52	0,00	-47,94
27	01.01.23 04:15	18,00	0,00	0,00	591,92	0,00	0,00	15,32	0,00	-47,95
28	01.01.23 04:30	20,20	0,00	0,00	563,66	0,00	0,00	15,40	0,00	-47,96

Bild 8: Simulationsmodell - Messwerte der Projektstandorte

Zu Beginn können die Lastgänge oder Messwerte, wie in Bild 8 abgebildet, in 15 Minutenwerte eingefügt werden. Die Leistungswerte sollten dabei in Kilowatt angegeben werden, um Folgefehler in der Berechnung zu vermeiden. Für die Ermittlung des Residuals am Netzverknüpfungspunkt, müssen die Vorzeichen dem Erzeuger- bzw. Verbraucherspeilsystem entsprechen. Nach dieser Logik wird der Lastgang, also der Energiebedarf des Standorts, positiv und die Erzeuger negativ dargestellt.

In einem weiteren Blatt werden die Leistungswerte jede Viertelstunde miteinander verrechnet. Durch die korrekte Vorzeichenangabe findet diese Berechnung mit einer Summenbildung statt. Als Basis dient hierfür der Lastgang bzw. der Verbrauch des Standorts.

Als erste Prämisse wird angenommen, dass die erzeugte Energie zunächst immer vor Ort verbraucht wird.

Residual 1 ist die Summe aus dem Verbrauch und der Erzeugung der Photovoltaikanlage. Sollte am entsprechenden Standort ein BHKW oder ein Dieselgenerator zur

Verfügung stehen, wird dessen Produktion dem Residual 1 aufsummiert, um Residual 2 abbilden zu können.

	A	C	D	E	F	G
1			Residual 1: Photovoltaik		Residual 2: Photovoltaik und BHKW	
2						
3	Erlensee					
4	Autor: Alan Waldvogel					
5						
6	MIN [kW]	0,00	-1.359,99	-835,72	0,00	-835,72
7	MAX [kW]	1.372,96	0,00	1.352,83	0,00	1.352,83
8	DURCHSCHNITT [kW]/[kWh]/[€/kWh]/[€]	753,55	-172,17	581,38	0,00	581,38
9	GESAMT [kWh]/[€]	6.601.102,48	-1.508.215,06	5.092.887,41	0,00	5.092.887,41
10	Einspeisung/Batterie entladen [kWh]	-	-	-141.176,95	-	-141.176,95
11	Netzbezug/Batterie laden [kWh]	-	-	5.234.064,36	-	5.234.064,36
12	Zeitstempel	Verbrauch	Photovoltaik Erzeugung	Residual 1	BHKW Erzeugung	Residual 2
13		[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
14	Startzustand					
15						
16	01.01.23 00:00	469,75	0,00	469,75	0,00	469,75
17	01.01.23 00:15	464,55	0,00	464,55	0,00	464,55
18	01.01.23 00:30	506,88	0,00	506,88	0,00	506,88
19	01.01.23 00:45	526,97	0,00	526,97	0,00	526,97
20	01.01.23 01:00	539,62	0,00	539,62	0,00	539,62
21	01.01.23 01:15	559,06	0,00	559,06	0,00	559,06
22	01.01.23 01:30	534,71	0,00	534,71	0,00	534,71
23	01.01.23 01:45	515,03	0,00	515,03	0,00	515,03
24	01.01.23 02:00	442,07	0,00	442,07	0,00	442,07

Bild 9: Simulationsmodell – Residual 1 und 2

Die Zelle A3 in Bild 9 verfügt über die Funktion eines Dropdown-Menüs. Dort lässt sich das gewünschte, im Blatt der Messwerte hinzugefügte, Projekt auswählen.

Residual 3 besteht nur aus der Eigenverbrauchsoptimierung des Batteriespeichersystems. Dazu müssen in einem separaten Blatt die notwendigen Daten zu dem Speicherkraftwerk definiert werden. Die in Bild 10 zu sehenden Kennwerte sind Grundlage der Berechnung.

Batteriewechslerichter		Batterieeigenschaften	
Hersteller	KACO new energy	Hersteller	SAMSUNG SDI
Typ	gridsave 92.0 TL3 S	Typ	M3f 22S
Max. Ladeleistung	92,00 kVA	Nennspannung pro Zelle	80,96 Vdc
Anzahl	5	Nennkapazität pro Zelle für 1C	100 Ah
Max. Ladeleistung	460,00 kVA	Gesamtkapazität pro Zelle	8,096 kWh
Max. Wirkungsgrad	Laden 98,50%	Module in Serie	12
	Entladen 98,70%	Systeme in Parallel	15
		Kapazität	1.457,28 kWh
		Min SOC	10%
		Startzustand	100%
		SOH	0 Jahre oder 1 Zyklus 100,0%
			10 Jahre oder 6000 Zyklen 65,0%
		RTE	0 Jahre oder 1 Zyklus 94,3%
			10 Jahre oder 6000 Zyklen 91,0%
		Nutzungsbedingung	max. Zyklen pro Tag 2
		Kosten für ein System	600,00 €/kWh
		Gesamtkosten in diesem Projekt	650.000,00 €

Bild 10: Simulationsmodell - Technische Parameter

Insbesondere die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Kennwerte sind für die Simulation und den Verlauf der Berechnungen von Relevanz. Unter Berücksichtigung der Lade- und

Entladeverluste wird durch Addition von Residual 2 und der Batteriewechselrichterwirkleistung Residual 3 gebildet. Entlang der Pfeilsysteme wird die Beladung des Speichers positiv und die Entladung negativ dargestellt.

H	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
Residual 3: Photovoltaik, BHKW und Speicher												
-460,00	-466,06	145,73	10,0%									-835,72
-460,00	-427,27	1.457,28	100,0%									1.352,83
0,85	-0,15	203,35	14,0%									582,23
7.448,69	-1.311,55	-	-									5.100.336,10
-87.526,60	-88.811,14	-	-									-36.201,66
104.975,29	97.499,59	-	-									5.136.537,77
WR Antriegs AC Laden/Emissionen (kW)	Batterie DC nach RTE und Effizienz WR (kW)	Ladezustand Batteriespeicher (kWh)	Ladezustand Batteriespeicher (kWh)	Ermittlung Zyklus	SOH nach Zyklus	SOH nach Zeit	anzunehmender SOH	RTE nach Zyklus	RTE nach Zeit	(Ent) Ladeverluste Mittelwert RTE	Residual 3 (kW)	
		1.457,28	100,000%				100,0%			94,3%		
-460,00	-466,06	1.340,77	92,005%	-8,00%	0,08	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	9,75	
-460,00	-466,06	1.224,25	84,009%	-8,00%	0,16	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	4,55	
-460,00	-466,06	1.107,74	76,014%	-8,00%	0,24	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	46,88	
-460,00	-466,06	991,22	68,019%	-8,00%	0,32	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	66,97	
-460,00	-466,06	874,71	60,023%	-8,00%	0,40	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	79,62	
-460,00	-466,06	758,19	52,028%	-8,00%	0,48	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	99,06	
-460,00	-466,06	641,68	44,033%	-8,00%	0,56	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	94,3%	
-460,00	-466,06	525,16	36,037%	-8,00%	0,64	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	55,03	
-442,07	-447,89	413,19	28,353%	-7,68%	0,72	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	0,00	
-406,92	-412,28	310,12	21,281%	-7,07%	0,79	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	0,00	
-437,45	-443,21	199,32	13,677%	-7,60%	0,86	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	0,00	
-211,57	-214,35	145,73	10,000%	-3,68%	0,90	99,0%	99,0%	99,0%	94,3%	94,3%	312,97	

Bild 11: Simulationsmodell - Residual 3

Die Wechselrichterverluste können aufgrund der Spannungen variieren. Da hier lediglich die Leistung für die Berechnung zur Verfügung stehen wird aus Vereinfachungsgründen eine Linearität angenommen, sodass von dem Wirkungsgrad der mittleren Batteriespannung ausgegangen wird.

Die Degradation des Batteriewirkungsgrads sind zum Großteil abhängig von den bereits gefahrenen Zyklen und der zeitlichen Alterung. Weitere Faktoren zu den Verlusten wie Wärmeverluste oder Ladegeschwindigkeiten werden vernachlässigt.

Aufgrund des Startzustands des Speichers, dem maximalen Ladezustand, werden die Teilzyklen durch die Differenz des Ladezustands in Prozent errechnet. Durch die Aufsummierung der Teilzyklen ergeben sich die Vollzyklen. Die Verluste nach der zeitlichen Alterung der Batterie richten sich nach dem aktuellen Betriebsjahr.

Die augenblickliche Effizienz besteht aus dem Mittelwert der beiden ermittelten degradierten Wirkungsgrade. Der State of Health (SoH), also der maximale Ladezustand unter Berücksichtigung der Systemalterung, gilt als die Obergrenze der Ladung im Batteriespeicher und wird in der Simulation alle 15 Minuten neu errechnet.

Ebenfalls aufgrund des Startzustands wird die Round-Trip-Effizienz lediglich bei der Ladung als Wirkungsgrad berücksichtigt. Die Degradation wird auf die gleiche Weise berechnet wie die zum SoH.

Die Bedingungen zu den Optimierungen werden in einem separaten Blatt berechnet. Die zu ermittelnden Residuale werden ähnlich wie zu der reinen Eigenverbrauchsoptimierung in Bild 11 im Blatt der technischen Simulation abgebildet.

Eine Verknüpfung der beiden Blätter führt dazu, dass die Bedingungen in die Formeln zur Batteriewechselrichterwirkleistung eingebettet sind. Das hat zur Folge, dass in der

technischen Simulation eine Gegenüberstellung der gleichen Parameter je Szenario überblickt werden kann.

Um nun die wirtschaftlichen Effekte zu ermitteln, wurde das Blatt für die kaufmännischen Parameter eingefügt.

MW Solar 2023 €/kWh				feste KWK-Vergütung				fester Netztarif				Verteilung auf das ganze Jahr			Vergütung +0,03 €/kWh Handelsgebühren		Einkauf +0,03 €/kWh Handelsgebühren	
1	Januar	0,12291	0,0579	GESAMT 0,252979 €/kWh				Zeit			DayAhead	DayAhead	DayAhead					
2	Februar	0,12343		Energiepreis 0,135589 €/kWh				01.01.23	00:00:00	-0,03943	0,02909							
3	März	0,06883		Netzentgelt NRW 2024 0,0643 €/kWh				01.01.23	00:15:00	-0,03943	0,02909							
4	April	0,08002		Stromsteuer 0,0205 €/kWh				01.01.23	00:30:00	-0,03943	0,02909							
5	Mai	0,05336		Konzessionsabgabe 0,0166 €/kWh				01.01.23	00:45:00	-0,03943	0,02909							
6	Juni	0,07124		KWK-Umlage 0,00275 €/kWh				01.01.23	01:00:00	-0,03533	0,03319							
7	Juli	0,05179		StromNEV-819 0,00643 €/kWh				01.01.23	01:15:00	-0,03533	0,03319							
8	August	0,07353		Offshore-Netzumlage 0,00656 €/kWh				01.01.23	01:30:00	-0,03533	0,03319							
9	September	0,07447		Summe der sonstigen Abgaben 0,02264 €/kWh				01.01.23	01:45:00	-0,03533	0,03319							
10	Oktober	0,06763		Anteil Netzentgelt am Gesamtpreis 25,42%				01.01.23	02:00:00	-0,03573	0,03279							
11	November	0,05525		Anteil sonst. Abgaben an Gesamtpreis 20,89%				01.01.23	02:15:00	-0,03573	0,03279							
12	Dezember	0,06592		Handelsgebühren an der Börse 0,0342585 €/kWh				01.01.23	02:30:00	-0,03573	0,03279							
Anlage im Marktprämienmodell? Nein				Spezifische Speicherkosten 0,088836 €/kWh				01.01.23	02:45:00	-0,03573	0,03279							
				Spezifische Speicherkosten = Gesamtkosten / (Speicherkapazität * Entladetiefe * Ladezyklen * Systemwirkungsgrad)				01.01.23	03:00:00	-0,03934	0,02918							
								01.01.23	03:15:00	-0,03934	0,02918							
								01.01.23	03:30:00	-0,03934	0,02918							
								01.01.23	03:45:00	-0,03934	0,02918							
								01.01.23	04:00:00	-0,03875	0,02977							
								01.01.23	04:15:00	-0,03875	0,02977							
								01.01.23	04:30:00	-0,03875	0,02977							

Bild 12: Simulationsmodell - Kaufmännische Parameter

Wie in Bild 12 aufgeführt, werden in diesem Abschnitt die spezifischen Vergütungen sowie die Angaben zu dem statischen Stromtarif eingetragen. Das sich diese Arbeit auf die Börsenpreise des Day-Ahead-Marktes bezieht, sind die Stundenwerte bereits für jede Viertelstunde aufgeteilt worden und können direkt für weitere Berechnungen verwendet werden.

Die wirtschaftlichen Berechnungen finden im Blatt der kaufmännischen Simulation statt.

ohne Anlage										Residual 1: Photovoltaik							
Zeitstempel		Jahr	Versuch	Markt	EE	EE	DayAhead	DayAhead	stat. Netzentgelte	stat. Netzentgelte	Annahme	dyn. Netzentgelte	sonst. Umlagen	sonst. Umlagen	Photovoltaik	Residual	
			(kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(€/kWh)	(kWh)	(kWh)	
14	01.01.23	00:00:00	0,00	469,75	0,1358	15,95	0,02909	3,41809	0,06430	7,50323	0,00739	0,96827	0,05284	6,20540	0,00	469,75	
15	01.01.23	00:15:00	0,00	464,55	0,1358	15,78	0,02909	3,37827	0,06430	7,46764	0,00739	0,95966	0,05284	6,13071	0,00	464,55	
16	01.01.23	00:30:00	0,00	506,88	0,1358	17,21	0,02909	3,68010	0,06430	8,14010	0,00739	0,95000	0,05284	6,80508	0,00	506,88	
17	01.01.23	00:45:00	0,00	526,97	0,1358	17,80	0,02909	3,83220	0,06430	8,47104	0,00739	0,95403	0,05284	6,96127	0,00	526,97	
18	01.01.23	01:00:00	0,00	539,63	0,1358	18,33	0,03119	4,47730	0,06430	8,67439	0,00844	1,13800	0,05284	7,12838	0,00	539,63	
19	01.01.23	01:15:00	0,00	559,06	0,1358	18,89	0,03119	4,03660	0,06430	8,99689	0,00944	1,17000	0,05284	7,58518	0,00	559,06	
20	01.01.23	01:30:00	0,00	534,71	0,1358	18,16	0,03119	4,45656	0,06430	8,59540	0,00844	1,12750	0,05284	7,06352	0,00	534,71	
21	01.01.23	01:45:00	0,00	533,03	0,1358	17,49	0,03319	4,27327	0,06430	8,27913	0,00844	1,06014	0,05284	6,80355	0,00	533,03	
22	01.01.23	02:00:00	0,00	442,07	0,1358	15,01	0,03279	3,62371	0,06430	7,10620	0,00833	0,92194	0,05284	5,83974	0,00	442,07	
23	01.01.23	02:15:00	0,00	406,92	0,1358	13,82	0,03279	3,33558	0,06430	6,54124	0,00833	0,84781	0,05284	5,37541	0,00	406,92	
24	01.01.23	02:30:00	0,00	437,45	0,1358	14,88	0,03279	3,88864	0,06430	7,62091	0,00833	0,91142	0,05284	5,79771	0,00	437,45	
25	01.01.23	02:45:00	0,00	524,54	0,1358	17,61	0,03279	4,29972	0,06430	8,43198	0,00833	1,00287	0,05284	6,80917	0,00	524,54	
26	01.01.23	03:00:00	0,00	464,87	0,1358	15,79	0,02918	3,39186	0,06430	7,47279	0,00742	0,80191	0,05284	6,14083	0,00	464,87	
27	01.01.23	03:15:00	0,00	497,06	0,1358	16,88	0,02918	3,02687	0,06430	7,99024	0,00742	0,92159	0,05284	6,58016	0,00	497,06	
28	01.01.23	03:30:00	0,00	580,23	0,1358	19,70	0,02918	4,23267	0,06430	9,32729	0,00742	1,07509	0,05284	7,66484	0,00	580,23	
29	01.01.23	03:45:00	0,00	484,08	0,1358	16,44	0,02918	3,31119	0,06430	7,76139	0,00742	0,88753	0,05284	6,59479	0,00	484,08	
30	01.01.23	04:00:00	0,00	543,30	0,1358	18,45	0,02977	4,04331	0,06430	8,70385	0,00757	1,02789	0,05284	7,17589	0,00	543,30	
31	01.01.23	04:15:00	0,00	591,92	0,1358	20,10	0,02977	4,46515	0,06430	9,51511	0,00757	1,11995	0,05284	7,81928	0,00	591,92	
32	01.01.23	04:30:00	0,00	563,66	0,1358	18,14	0,02977	4,19483	0,06430	9,06083	0,00757	1,05621	0,05284	7,44939	0,00	563,66	
33	01.01.23	04:45:00	0,00	436,13	0,1358	14,88	0,02977	3,20077	0,06430	7,94326	0,00757	0,82879	0,05284	6,79706	0,00	436,13	
34	01.01.23	05:00:00	0,00	562,37	0,1358	19,19	0,02886	4,01029	0,06430	9,04050	0,00734	1,01128	0,05284	7,43991	0,00	562,37	
35	01.01.23	05:15:00	0,00	491,17	0,1358	16,68	0,02886	3,54531	0,06430	7,89656	0,00734	0,90065	0,05284	6,48836	0,00	491,17	
36	01.01.23	05:30:00	0,00	483,18	0,1358	16,41	0,02886	3,48597	0,06430	7,76712	0,00734	0,88603	0,05284	6,38281	0,00	483,18	
37	01.01.23	05:45:00	0,00	581,77	0,1358	19,79	0,02886	4,19726	0,06430	9,33195	0,00734	1,09882	0,05284	7,68519	0,00	581,77	

Bild 13: Simulationsmodell - Kaufmännische Parameter

In diesem Tabellenblatt, illustriert in Bild 13, hat jeder kaufmännische Parameter eine eigene Spalte und wird je Viertelstunde ermittelt. Insbesondere wird je zeitvariable Kennwerte, wie bspw. die Börsenpreise oder je nach Vermarktungsmodell die Einspeisevergütung, ist eine genaue Betrachtung pro Viertelstunde relevant damit die exakten Summen gebildet werden können.

Für Projekte, die sowohl mit einer Photovoltaikanlage als auch bspw. einem BHKW ausgestattet sind, wird die Überschusseinspeisung zur Vereinfachung proportional auf die Erzeuger aufgeteilt.

Als letztes werden alle technischen und wirtschaftlichen Resultate im Tabellenblatt „Ergebnisse“ übersichtlich aufgezeigt.

Für den technischen Teil lassen sich dort die Summen des Eigenverbrauchs und der Autarkie finden.

Residual 3: Photovoltaik, BHKW & Speicher				Residual 4: Photovoltaik, BHKW & Speicher (Optimierung: flexibles Entladen)				Res
Netzbezug		5.148.589,94 kWh		Netzbezug		5.150.916,02 kWh		Net
Einsparung Netzenergie		1.452.512,53 kWh		Einsparung Netzenergie		1.450.186,46 kWh		Eins
Einkauf Netz		990.480,59 €		Einkauf Netz		990.928,07 €		Eink
statischer Tarif		990.480,59 €		statischer Tarif		990.928,07 €		
Energiepreis		699.379,31 €		Energiepreis		699.695,28 €		
70,61%				70,61%				
stat. Netzentgelte		19.049,78 €		stat. Netzentgelte		19.058,39 €		
1,92%				1,92%				
Sonstige Umlagen		272.051,49 €		Sonstige Umlagen		272.174,40 €		
27,47%				27,47%				
dynamischer Tarif		990.844,21 €		dynamischer Tarif		988.075,02 €		
0,1924 €/kWh				0,1918 €/kWh				
Energiepreis		699.742,93 €		Energiepreis		696.842,23 €		
(+ DayAhead-Handelgebühr von 0,03 €/kWh)		70,62%		(+ DayAhead-Handelgebühr von 0,03 €/kWh)		70,53%		
stat. Netzentgelte		19.049,78 €		stat. Netzentgelte		19.058,39 €		
1,92%				1,93%				
Sonstige Umlagen		272.051,49 €		Sonstige Umlagen		272.174,40 €		
27,46%				27,55%				
Einsparungen		durch PV + BHKW + Speicher		Einsparungen		durch PV + BHKW + Speicher		Eins
statischer Tarif		279.432,33 €		statischer Tarif		278.984,85 €		
22,00%				21,97%				
dynamischer Tarif		247.489,74 €		dynamischer Tarif		250.258,92 €		
19,96%				20,21%				
durch PV + BHKW + Speicher + Tarifwechsel		279.068,71 €		durch PV + BHKW + Speicher + Tarifwechsel		281.837,89 €		
21,98%				22,19%				
Einspeisevergütung		Einspeisemenge		Einspeisevergütung		Einspeisemenge		Eins
49.012,36 kWh		3.133,19 €		84.243,51 kWh		3.300,74 €		
Vergütung		durch PV		Vergütung		durch PV		
MW Solar		3.133,19 €		MW Solar		3.300,74 €		
0,00 €		durch BHKW		MW Solar		3.300,74 €		
		KWK-Baseload		KWK-Baseload		0,00 €		
		0,00 €		KWK-Baseload		0,00 €		
		0,00 €						
SUMME		statischer Tarif		SUMME		statischer Tarif		SUM
Einsparungen Gesamt		282.565,52		Einsparungen Gesamt		282.265,58		
22,25%				22,23%				
übrige Kosten am Jahresende		967.347,40		übrige Kosten am Jahresende		967.627,34		
Verbesserung zum vorherigen Szenario		10.250,90		Verbesserung zum vorherigen Szenario		-279,94		
dynamischer Tarif		Einsparungen Gesamt		dynamischer Tarif		Einsparungen Gesamt		
250.622,93		20,24%		253.559,66		20,48%		
übrige Kosten am Jahresende		967.711,02		übrige Kosten am Jahresende		964.774,29		
Verbesserung zum vorherigen Szenario		9.887,27		Verbesserung zum vorherigen Szenario		2.936,74		

Bild 14: Simulationsmodell - Ergebnisse

In den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeit wird stets ein Vergleich von dem statischen und dynamischen Bezugstarif gezogen (s. Bild 14). Es lassen sich dazu sowohl die jährlichen Kosten als auch Einsparungen einsehen.

Für das Endergebnis der Wirtschaftlichkeit wird die Einspeisevergütung mit einbezogen, wobei die Art der Vergütung, bspw. Marktwert Solar, nach Strombörse oder EEG-Einspeisevergütung, per Dropdown-Menü auswählbar ist.

Die Übersichten in den Anlagen A2-A6 zeigen eine geeignete Zusammenfassung der Ergebnisse und getroffenen Annahmen über den jeweiligen Standort.

4 Analyse und Diskussion bestehender Modelle

Während der Entwicklung des Simulationsmodells konnten bereits drei in Planung stehende Projekte betrachtet werden. Bei allen drei Standorten handelt es sich um gewerbliche Letztverbraucher, deren durchschnittlicher Jahresverbrauch von über 400 MWh bis über 6 GWh pro Jahr beträgt. Die ersten beiden Projekte haben im Vergleich zu Projekt 3 einen ähnlichen Energiebedarf und verfügen beide über ein wärmegeführtes BHKW. In der weiteren Analyse werden diese als statisch bzw. fest angesehen, sodass sich jegliche Konfigurationen oder Optimierungen der Simulationen stets auf die Batteriespeichersysteme fokussieren.

4.1 Betrachtete Standorte

Projekt 1 ist ein Logistiklager in Wuppertal, für das sowohl die Photovoltaikanlage als auch das Batteriespeichersystem in der Entwicklung stehen. Das Solarkraftwerk wird, soweit es die Dachflächen hergibt, größtmöglich dimensioniert. Die Dimensionierung des Speichersystems wird in Abhängigkeit der Projektergebnisse ermittelt. Der Standort verfügt zusätzlich über ein von Biomasse betriebenes BHKW, welches heute mit Volleinspeisung bewirtschaftet wird. Aufgrund gestiegener Energiepreise soll das BHKW nun für den Eigenverbrauch betrieben werden und dementsprechend als Übereinspeisung operieren.

Das zweite Projekt ist ein Sport- und Freizeitzentrum in Wuppertal. Die Photovoltaikanlage wurde bereits im Jahr 2023 errichtet und soll nun mit einem Batteriespeichersystem erweitert werden. Dieser Standort verfügt ebenso über ein BHKW, welches aber in diesem Fall mit Erdgas versorgt wird und bereits in der Überschusseinspeisung betrieben wird.

Projekt 3 ist ein Logistikzentrum eines großen deutschen Discounter-Konzerns in Erlensee bei Hanau in Hessen. Mit einem jährlichen Durchschnittsverbrauch von über 6 GWh pro Jahr, hat dieser Standort im Vergleich zu den anderen beiden Projekten den höchsten Energiebedarf. Bereits im Jahr 2021 wurde hier sowohl das Solarkraftwerk als auch ein Batteriespeichersystem in Betrieb genommen. Bis dato fokussiert sich das Energiemanagementsystem auf die Lastspitzenkappung während der Hochlastzeitfenster. Basierend auf den Erfahrungswerten der letzten Jahre stellt sich die Strategie zum Peak-Shaving während der HLZF als sehr risikoreich dar. Durch das bereitgestellte Energiemanagementsystem konnten Ausfälle bezüglich der Fahrweise festgestellt werden und das Speicherkraftwerk führte zu Misserfolgen im Peak-Shaving innerhalb der Hochlastzeitfenster.

Insbesondere durch die Ansetzung der HLZF für das Jahr 2024, in der die Zeitfenster im Winter über zehn Stunden von 07:30 Uhr bis 17:30 Uhr gelten, ist eine erfolgreiche Lastspitzenkappung eine enorme Hürde, die es zu bewältigen gilt.

4.2 Simulationsergebnisse

Mithilfe des Simulationsmodells konnte für alle drei Projekte eine Übersicht der jeweiligen Eigenverbraucherhöhungen ermittelt werden. Entlang der Fallbeispiele 1 und 2 sind zwei Speichersysteme simuliert worden. Vorerst wurde ein Batteriespeichersystem mit einer Gesamtkapazität von 326,14 kWh berechnet. Für den direkten Vergleich wurde in der Simulation angenommen, dass ein weiteres System parallel zu dem ersten Batteriespeicher geschaltet wird, um die Simulationsergebnisse mit einer Bruttokapazität von 652,29 kWh bewerten zu können.

Bei dem dritten Projekt wurde die Anlagengröße nicht verändert, um sich das Potential der Umstellung von dem Peak-Shaving während der HLZF zur reinen Eigenverbrauchsoptimierung herauszustellen.

4.2.1 Eigenverbrauchserhöhung

Die Ergebnisse der Eigenverbrauchsoptimierung zeigen Entwicklungsmöglichkeiten, die durch passende Optimierungen realisierbar sein können. Bei der Eigenverbrauchserhöhung wird zunächst immer dann der Batteriespeicher mit der überschüssigen Energie geladen, wenn die Produktion der Erzeugungseinheiten in Summe den Bedarf übersteigt. Sollte die Erzeugung nicht zur Deckung des Bedarfs genügen, entlädt sich der Speicher.

Für den direkten Vergleich werden drei verschiedene Szenarien in direkter Abfolge aufgeführt. Tabelle 1 zeigt die Zusammenfassung der Simulationsergebnisse ohne Anlage, nur mit Erzeugern und als drittes mit Erzeugern und Batteriespeichersystem. Das Speicherkraftwerk wird in dieser Betrachtung zur reinen Eigenverbrauchserhöhung betrieben.

Die Angaben zu den jährlichen Energiekosten beziehen sich ausschließlich auf die jährlichen Ausgaben für die elektrischen Energiebedarf des jeweiligen Standorts. Da die Jahreslastspitze des entsprechenden Standorts durch die Photovoltaikanlage gesenkt wurde und das Speichersystem keine weitere Reduzierung bewirkt, werden die Leistungspreise hier ebenfalls noch nicht in die Betrachtung gezogen.

Die Berücksichtigung von Investitionen oder Einspeisevergütungen wurden bei dem Vergleich der Ergebnisse vorerst vernachlässigt. Weiterhin basieren die spezifischen Energiekosten auf die statischen Stromtarife des entsprechenden Letztverbrauchers. Die detaillierten Ergebnisübersichten (Anhang A2-A6) belegen, dass bei der reinen Eigenverbrauchserhöhung der Netzzukauf mit einem börsenbasierten Energiepreis wirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Die Ergebnisübersichten für Projekt 1 (Anhang A2-A3) und Projekt 2 (Anhang A4-A5) zeigen, dass beide Projekte mit zwei Batteriespeichersystemen sowohl eine höhere Eigenverbrauchsquote als auch einen höheren Autarkiegrad vorweisen. Dadurch sind die jährlichen Energiekosten in diesen Szenarien geringer. Aus diesem Grund wird in der Bewertung aus Tabelle 1 lediglich auf die Varianten mit je zwei Batteriespeichern eingegangen.

Tabelle 1: Simulationsergebnisse der Eigenverbrauchsoptimierung

	Projekt 1	Projekt 2	Projekt 3
<i>Ohne Anlage</i>			
<i>Jährl. Energiekosten</i>	103.450,47 €	141.592,00 €	1.269.912,92 €
<i>PV + BHKW</i>			
<i>Eigenverbrauch</i>	36,47 %	63,11 %	90,64 %
<i>Autarkiegrad</i>	69,70 %	60,31 %	20,71 %
<i>Jährl. Energiekosten</i>	31.346,60 €	56.199,49 €	1.006.923,49 €
<i>PV + BHKW + Speicher</i>			
<i>Eigenverbrauch</i>	48,91 %	88,18 %	97,60 %
<i>Autarkiegrad</i>	93,46 %	84,26 %	22,30 %
<i>Jährl. Energiekosten</i>	8.813,55 €	25.068,57 €	988.162,00 €

Die Erzeugungseinheiten bei Projekt 1 und 2 zeigen bereits einen Autarkiegrad von knapp 70 % bzw. 60 %. Durch die Erweiterung von jeweils zwei Batteriespeichersystemen ist eine Erhöhung des Autarkiegrads und infolgedessen ein Einsparungspotential von circa 94 % bzw. 85 % umsetzbar. Grundsätzlich liegt der Mehrwert dieser Verbesserungen unter anderem in dem zusätzlich installiertem Blockheizkraftwerk, welches insbesondere in der Nacht oder in den Wintermonaten einen großen Beitrag zur Beladung des Batteriespeichers leistet.

Trotz hohem Deckungsanteil durch Erzeuger und Batterie gibt es weiterhin Optimierungspotential. Als Beispiel zeigt Bild 15 einen Ausschnitt der Energieverläufe und zeitgleich den Verlauf der Börsenpreise. Auch wenn das Residual am Netzverknüpfungspunkt stets bei null oder im negativen Bereich ist, sticht heraus, dass die Netzeinspeisungen überwiegend zu günstigen Börsenpreisen stattfinden. Anhand der ausreichenden Solarproduktion könnte man die Beladung des Speichers also zeitlich verschieben, sodass die Einspeisungen zu Spitzenpreisen an der Strombörse verkauft werden können. So besteht die Möglichkeit neben der Verbrauchsdeckung zusätzlich höhere Vergütungen zu generieren.

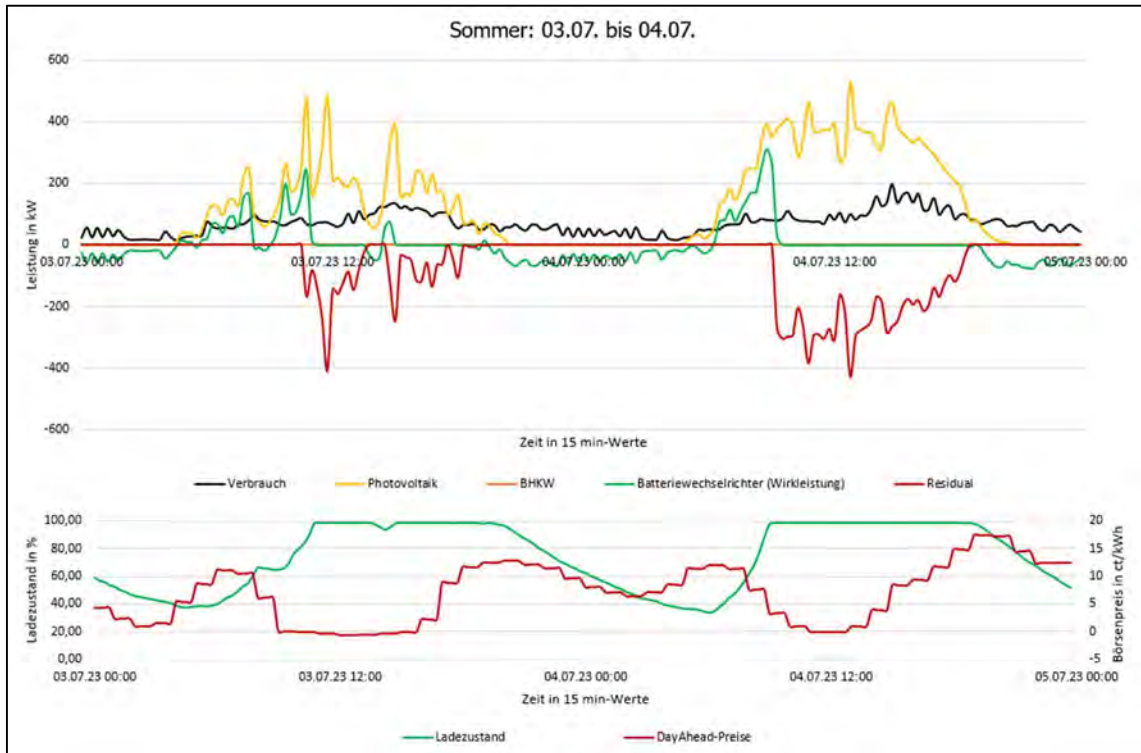


Bild 15: Projekt 1 - Simulationsergebnis im Sommer

Projekt 3, ohne BHKW, zeigt nur einen Eigenverbrauchsanteil von fast 21 %. Daraus lässt sich ableiten, dass das bereits bestehende Solarkraftwerk unterdimensioniert ist. Dies hat ebenfalls Auswirkungen auf die Simulationsergebnisse des Speichersystems. Diese konnten nur eine positive Verbesserung von ungefähr 1,6 % erreichen.

Beispielhaft zeigt Bild 16, dass der Speicher vor allem in den Herbstmonaten, und davon ausgehend ebenfalls in den Wintermonaten, vollständig stillsteht.

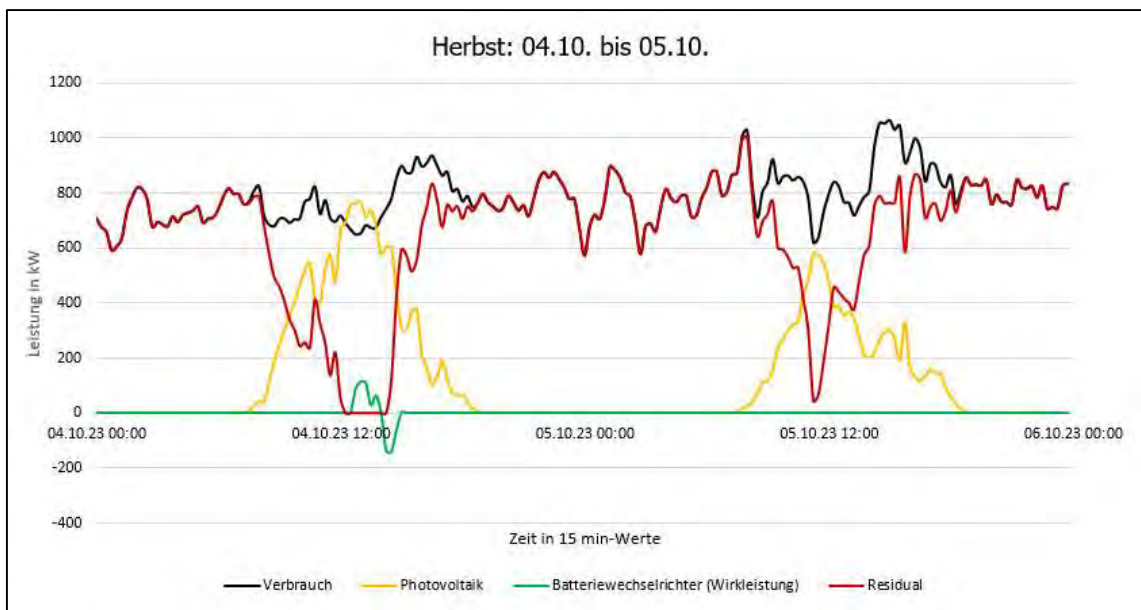


Bild 16: Projekt 3 - Simulationsergebnis im Herbst

Da der Energiebedarf an diesem Standort hoch ist, wird in dieser Zeit die gesamte Solarenergie vor Ort direkt verbraucht. Dies lässt sich in der Übersichtstabelle durch einen Eigenverbrauchsanteil von über 90 % belegen.

Um nun weder die Photovoltaikanlage noch den Batteriespeicher zu erweitern und weitere Investition tätigen zu müssen, ist eine Optimierung der Speicherfahrweise unabdingbar.

4.3 Kritische Stellungnahme

In diesem Abschnitt sollen nun einmal die beschriebenen Betriebsstrategien mithilfe der Simulationsergebnisse eingeordnet werden.

Das Peak-Shaving während der Hochlastzeitfenster ist insbesondere durch die Ansetzung der HLZF im Jahr 2024 ein zu hohes Risiko. Aufgrund der bereits in Kapitel 4.1 vorgestellten Argumente wird diese Methode nicht weiter in Betracht gezogen. Die Wirtschaftlichkeit eines ganzen Kalenderjahres ist gefährdet, wenn auch die Batterie nur in einer Viertelstunde des Jahres nicht in der Lage ist die Spitzenlasten gemäß Vorgabe zu kappen. Demzufolge ist die gesamte Betriebsstrategie und somit Wirtschaftlichkeitsberechnung von einem sehr kurzen Zeitfenster abhängig.

Auch für das allgemeine Peak-Shaving ist eine entsprechende Strategie stark abhängig von den unvorhersehbaren Spitzenlasten des Standorts. Eine Beschränkung der Betriebsweise eines ganzen Systems auf die Leistungswerte, ist auf ein ganzes Jahr basierend nicht tauglich, da auch hier die gesamte Vorgehensweise auf einzelne Momente eingegrenzt ist.

Der Ausgleich der Regelenergie kommt für keine der drei vorgestellten Projekte in Frage. Da die Mindestgebote auf den Regelenergie- bzw. Leistungsmärkten bei mindestens einer Megawattstunde besteht, sind die vorgestellten Speicherdimensionierungen nicht ausreichend. Sowohl die Lade-/Entladeleistung als auch die Gesamtkapazitäten der Batteriespeicher sind zu gering, sodass eine Teilnahme am Regelenergiemarkt nicht sinnvoll bzw. realisierbar ist.

Die Eigenverbrauchsoptimierung zeigt in den Projekten 1 und 2 hingegen signifikante Steigerungen. Ein Vorteil ist, dass diese Strategie zu jeder Tages- und Jahreszeit anzupassen ist und mit weniger Risiken behaftet ist. Projekt 3 stellt heraus, dass in diesem Segment Optimierungsbedarf besteht, wenn die Dimensionierung der Anlage unverändert bleiben soll.

Besonders deutlich wird, dass der Verbrauch der Speicherenergie nicht dann stattfindet, wenn die Energie an der Börse am wertvollsten ist. Der börsenbasierte Energieeinkauf kann in Verbindung mit der Eigenverbrauchsoptimierung dementsprechend einen effektiven Mehrwert leisten. Durch die Fluktuation an der Strombörse, die durch Prognosen frühzeitig einzuordnen ist, entsteht das Potential entlang dieser Prognosen Energie einzukaufen bzw. zu verkaufen.

5 Strategievorschläge

Durch die Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus Kapitel 4, lassen sich bereits bekannte Betriebsstrategien ausgrenzen. Zudem können anhand der Simulationsverläufe vier Modelle erkannt werden, die zu potenziellen Betriebsstrategien zusammengefasst werden können. Durch die Möglichkeit, sich einen Überblick über das gesamte Kalenderjahr zu verschaffen, ist aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsprofile zu verschiedenen Jahreszeiten eine Kombination dieser Strategien denkbar.

In allen Fällen wird von einem flexiblen Netzenergiezukauf durch den Day-Ahead-Markt am EPEX-Spotmarkt ausgegangen.

Tabelle 2: Matrix zur Vorstellung der Strategievorschläge

<i>Verzögerung</i>	Strategie II: Später laden	Strategie I: Später entladen
<i>Handel</i>	Strategie III: Speicher mit Netzenergie laden	Strategie IV: Speicher entlädt ins Netz
	<i>Batterie laden</i>	<i>Batterie entladen</i>

Die Matrix in Tabelle 2 soll einen Überblick verschaffen, in welchen Optimierungsmethoden ein Potential zur Steigerung der Effektivität des Speichers entdeckt wurde. Es stellen sich zwei grundsätzliche Herangehensweisen heraus, wobei beide Methodiken borsenorientiert operieren. Zum einen die Verzögerung bzw. zeitliche Verschiebung der Speicherladung bzw. -entladung. Zum anderen der aktive Handel an der Energiebörse in Bezug der Ladung und Entladung der Batterie.

Die Verzögerung zielt hierbei einerseits auf das Vorbeugen von Netzbezug während hohen Börsenpreisen ab (Strategie I). Andererseits sollen die hohen Energiepreise genutzt werden, um den wirtschaftlichen Ertrag der Erzeuger zu erhöhen. So kann es sinnvoll sein die uberschussige Energie bei einer börsenbasierten Direktvermarktung eher ins Netz zu speisen, statt damit den Speicher zu beladen (Strategie II).

Der Handel operiert mittels dem Einkauf und der Vermarktung der Speicherenergie. Die Voraussetzung dieser Strategien ist, dass ausschließlich aus dem Netz geladen oder ins Netz entladen werden darf, wenn der dadurch zu erzielende Ertrag höher als die spezifischen Speicherkosten ist.

5.1 Strategie I: Verzögerung der Entladung

Der erste Vorschlag ist die gezielte Entladung. Nachdem die Photovoltaikanlage nicht mehr produziert, möchte der Speicher zur Eigenverbrauchserhöhung entladen und den Verbrauch decken. Aufgrund des dynamischen Stromeinkaufs entstehen Situationen, in denen es sinnvoller wäre, wenn der Speicher noch nicht zur Entladung einsetzt und hauptsächlich zu teureren Börsenpreisen den Verbrauch deckt.

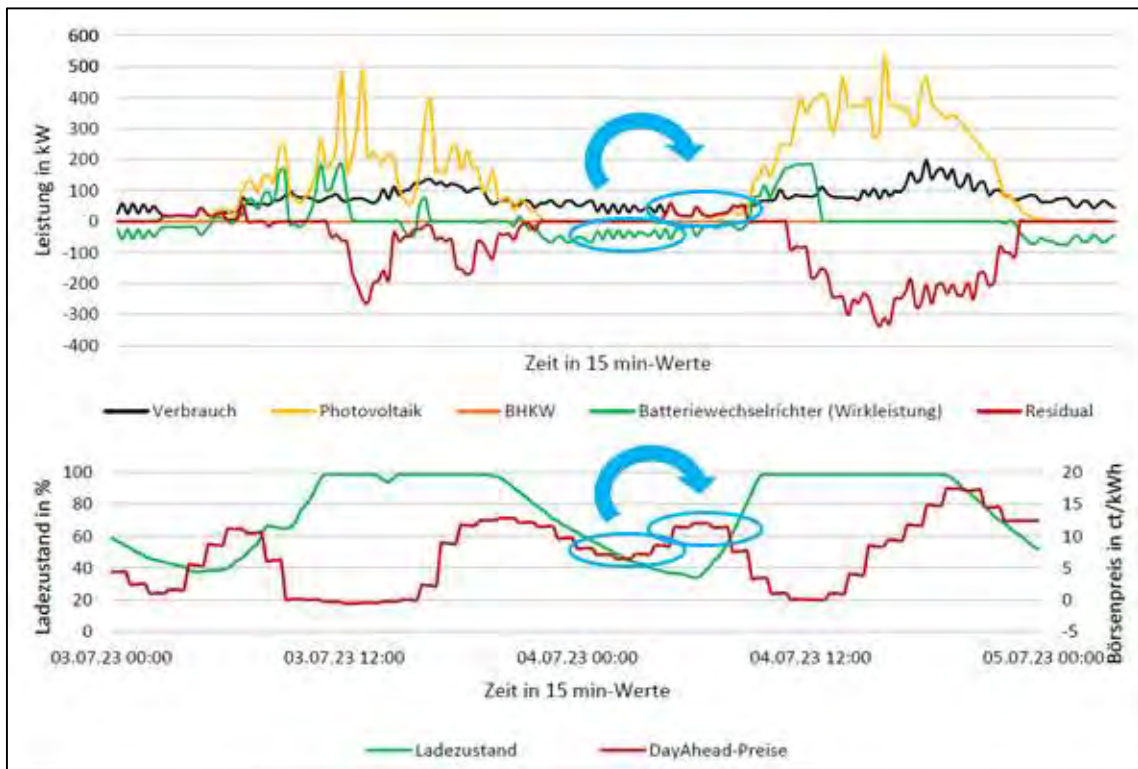


Bild 17: Strategie I - Verzögerung der Entladung

In Bild 17 werden im oberen Diagramm die Energieverläufe gezeigt. Im unteren Diagramm wird der Ladezustand der Batterie den Börsenpreisen gegenübergestellt. Dort ist zu erkennen, dass sobald die Sonne nicht mehr genügend Strahlung zur Produktion erzeugt, der Speicher zu entladen beginnt. Während der Entladung schafft es der Speicher den Verbrauch vollständig zu decken und das Residual geht gegen Null. In diesem Zeitraum sind die Börsenpreise im Vergleich zum Gesamtverlauf eher niedrig.

Die Idee ist, dass der Speicher mit der Entladung wartet, solange der Netzbezug günstig ist. Die Entladung sollte zu einem späteren, geeigneteren Zeitpunkt stattfinden und den Verbrauch decken, während die Börsenpreise ein Hoch erreichen.

5.2 Strategie II: Vorziehen der Überschusseinspeisung

Die zweite Strategie ist der ersten ähnlich mit dem Unterschied, dass der Fokus nicht auf der Entladung, sondern auf der Beladung des Batteriespeichers gelegt wird.

Im Beispiel von Bild 18 reicht die BHKW-Produktion aus, um den Verbrauch zu decken und gleichzeitig den Speicher zu beladen. Sobald das Solarkraftwerk anfängt zu produzieren, ist ein deutlicher berschuss zu erkennen.

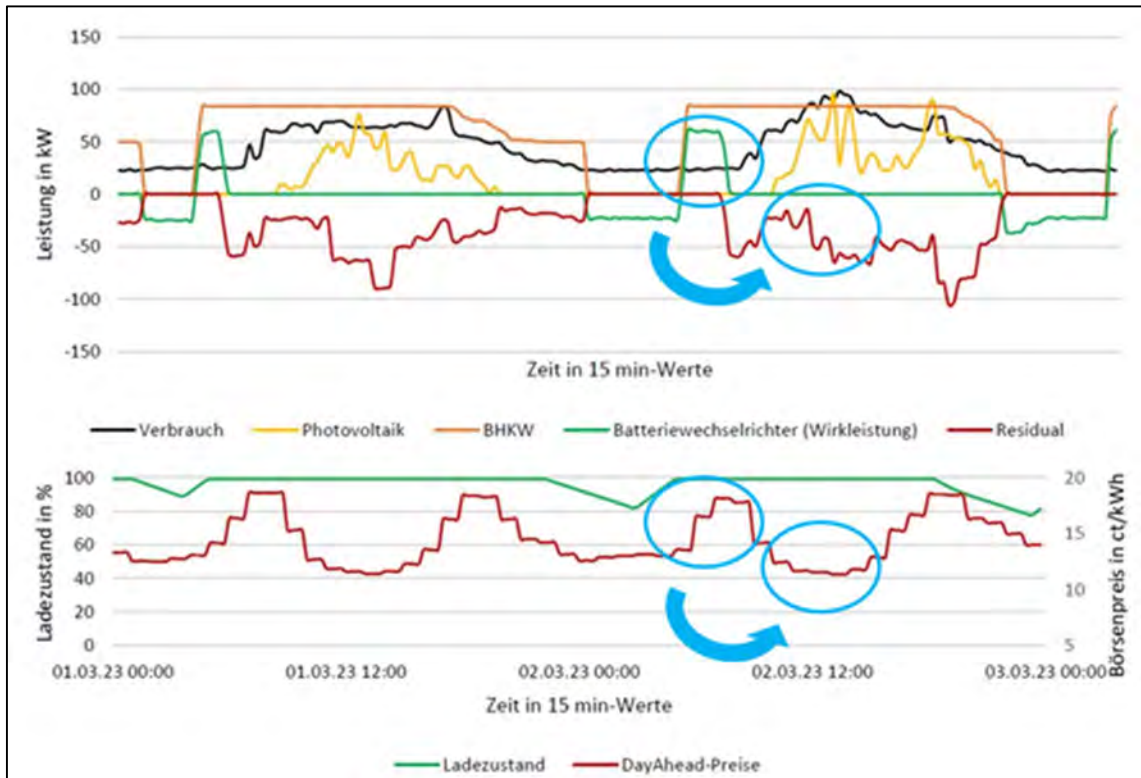


Bild 18: Strategie II - Vorziehen der Überschusseinspeisung

Der Börsenpreis ist zum gekennzeichneten Zeitpunkt hoch und der Speicher wird beladen. Dann soll die Batterie nicht laden, um die berschussige Energie vollständig ins Netz zu speisen und von der brsenbasierten Vergütung zu profitieren. Wenn der Preis wieder fllt, wäre es entsprechend akzeptabel von der günstigen Netzenergie profitieren zu können.

In diesem Beispiel produzieren die Photovoltaikanlage und das BHKW genügend Energie, um auch die hohen Verbrauchslasten decken zu können und der Speicher ist die meiste Zeit vollgeladen.

5.3 Strategie III: Batteriespeicher aus dem Netz laden

Nachdem Strategie I und II lediglich die Ladung und Beladung durch die Erzeuger verzögert, ist in diesem Fall ein aktiver Zukauf von Netzenergie für den Speicher gefordert. Aus Bild 19 ist zu entnehmen, dass der Speicher über mehrere Zeitfenster leer oder kaum beladen ist. Damit der Batteriespeicher nun nicht ungenutzt bleibt, besteht die Option, den Speicher aus dem Netz zu beladen.

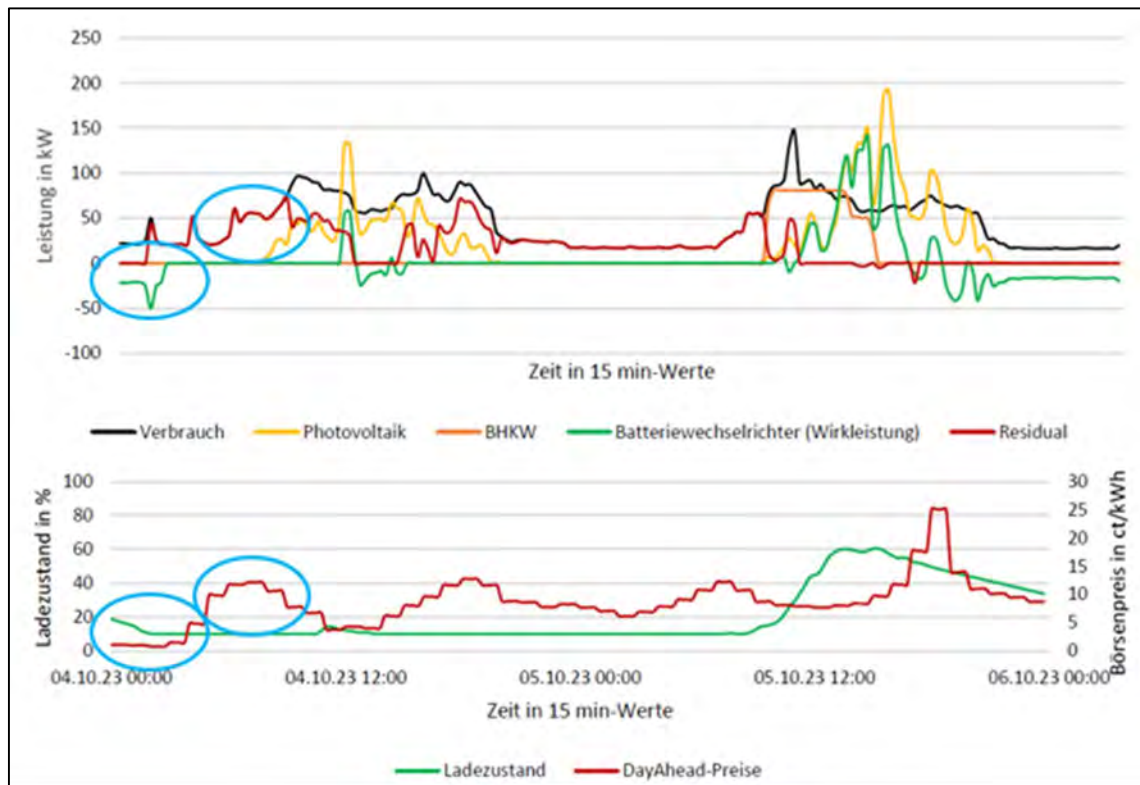


Bild 19: Strategie III - Batteriespeicher aus dem Netz laden

Hier ist es wichtig weitere energiewirtschaftliche Aspekte, wie die spezifischen Speicherkosten, mit einzubeziehen. Die spezifischen Speicherkosten spiegeln die Kosten pro tatsächlich nutzbarer Kilowattstunde wider. Aufgrund dessen ist es wichtig zu prüfen, an welchen Tagen die Differenz der Börsenpreise die spezifischen Speicherkosten übersteigen, um keine wirtschaftlichen Verluste einzufahren. In den bisher geprüften Projekten liegen die spezifischen Speicherkosten zwischen 8 und 10 Cent pro Kilowattstunde. Nach dem Beispiel aus Bild 19 darf der Speicher zum in blau gekennzeichneten Zeitpunkt den Speicher mit Netzenergie beladen. Im darauffolgenden Zeitraum steigen die Börsenpreise ausreichend an, sodass die Bedingung zu den spezifischen Speicherkosten erfüllt sind. Der Speicher sollte also nach der Netzladung genügend Ladung haben, um den Verbrauch zu Zeiten von hohen Börsenpreisen decken zu können.

Nachteil dieser Variante ist, dass durch den Zukauf der Autarkiegrad des Gesamtsystems sinkt. Allerdings besteht dadurch ein wirtschaftlich hoher Anreiz, die jährlichen Energiekosten zu senken.

5.4 Strategie IV: Batterieenergie in das Netz entladen

Die letzte potenzielle Strategie sieht die Entladung ins Ortsnetz vor. Dieses Szenario kann üblicherweise bei Standorten angewendet werden, die neben dem Solarkraftwerk mit einem komplementär produzierendem Erzeuger unterstützt werden. Bild 20 stellt ein Projekt dar, welches meist tagsüber durch die Solaranlage und das BHKW einen deutlichen Energieüberschuss vorweist. Da der Batteriespeicher ebenfalls beinahe durchgehend vollgeladen ist, entsteht eine hohe Netzeinspeisung.

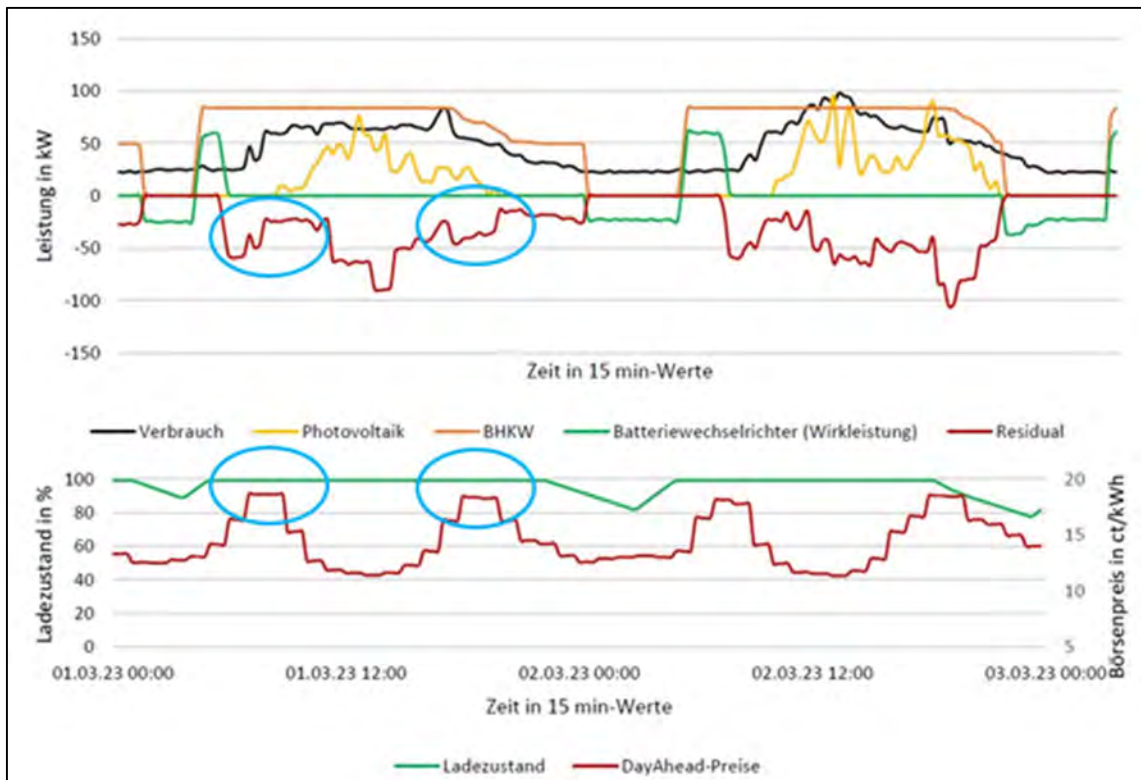


Bild 20: Strategie IV - Batterieenergie in das Netz entladen

Die Idee ist, dass der Speicher zu Hochpreisen an der Börse entlädt und zusätzlich in das Netz einspeist, um noch höhere Erträge bei der Vermarktung zu generieren. So kann vermieden werden, dass der Speicher ungenutzt vollgeladen ist und weiter aktiv einen energiewirtschaftlichen Beitrag leisten kann.

Auch hier gilt es den täglichen Preisunterschied an der Börse zu beachten. Die Differenz sollte stets höher als die spezifischen Speicherkosten, die von dem Anlagenbetreiber getragen werden, sein.

6 Potentialanalyse für das Logistikzentrum

Nach interner Vorgabe soll die Optimierung des Systems von Projekt 3 priorisiert behandelt werden. Folglich lediglich dieser Standort für die Potentialanalyse berücksichtigt.

Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten können zwei der vier vorgestellten Strategievorschläge ausgegrenzt werden.

Die Unterdimensionierung der Photovoltaikanlage bewirkt, dass Strategie II, das Vorziehen der Überschusseinspeisung, nicht effektiv genug ist. Die Solarproduktion wird zu über 90 % unmittelbar vor Ort verbraucht und die Netzeinspeisungen finden ausschließlich im Sommer zu eher weniger Zeiträumen statt. Die Umsetzung dieser Strategie hat also keinen erheblichen Einfluss auf das Gesamtsystem.

Auf dieser Basis kann auch Strategie IV, das gezielte Entladen in das Netz, ausgeschlossen werden. Der Speicher ist an wenigen Tagen vollgeladen, der enorme Energiebedarf des Letztverbrauchers bewirkt, dass der Speicher stets zur Deckung des Verbrauchs oder der Energiekosten benötigt wird.

Ein späteres Entladen aus Strategie I könnte durch die Schwankung an der Strombörse hingegen einen wirksamen Mehrwert erreichen. Ein Ausschnitt des Simulationsverlaufs in Bild 21 weist diese Optimierungsmöglichkeit auf.

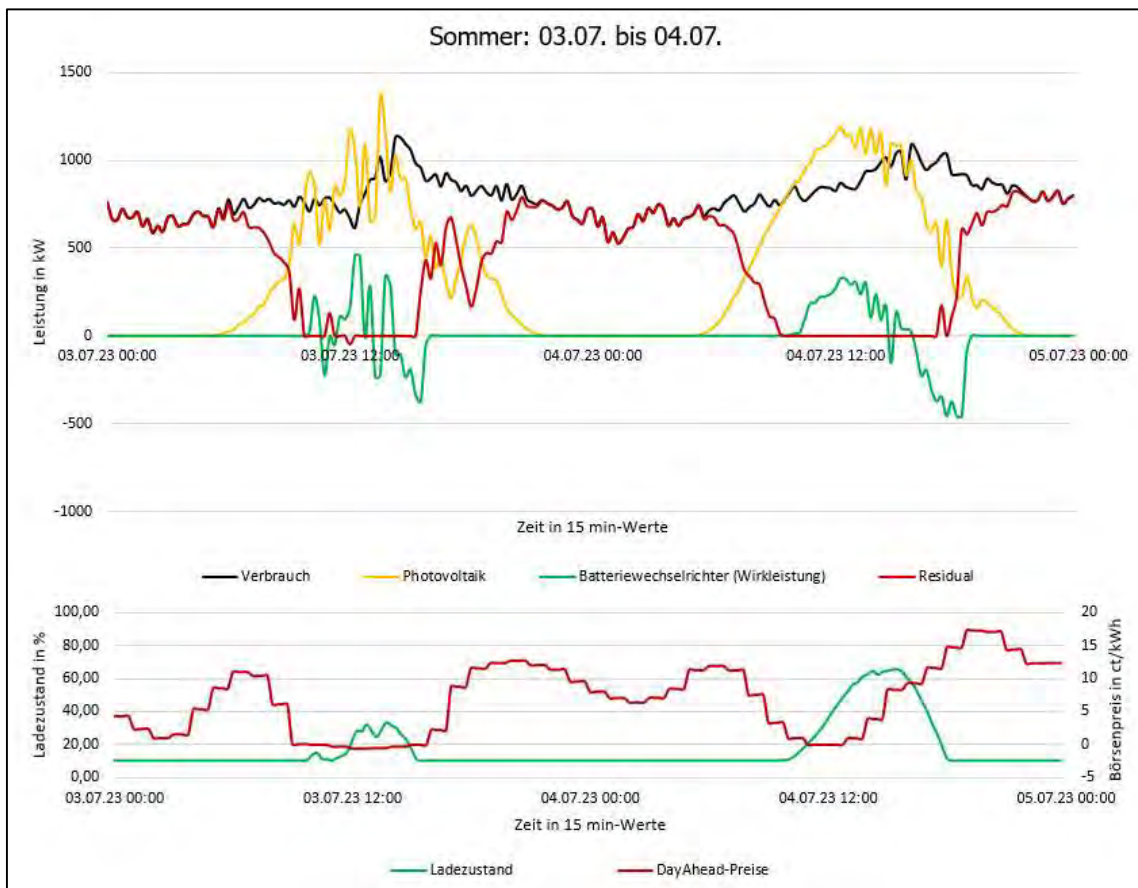


Bild 21: Projekt 3 - Simulationsverlauf im Sommer

Es ist zu erkennen, dass in Zeiten der niedrigen Börsenpreise das Residual am Netzverknüpfungspunkt gegen Null geht. Wenn die Preise steigen, muss unter anderem auf Grund der nicht mehr zur Verfügung stehenden Solarproduktion der Verbrauch vollständig aus dem Netz gedeckt werden. Würde man dafür sorgen, dass während der starken PV-Erzeugung der Speicher lediglich beladen wird, könnte der Netzbezug zu den Hochphasen an der Strombörse gesenkt werden.

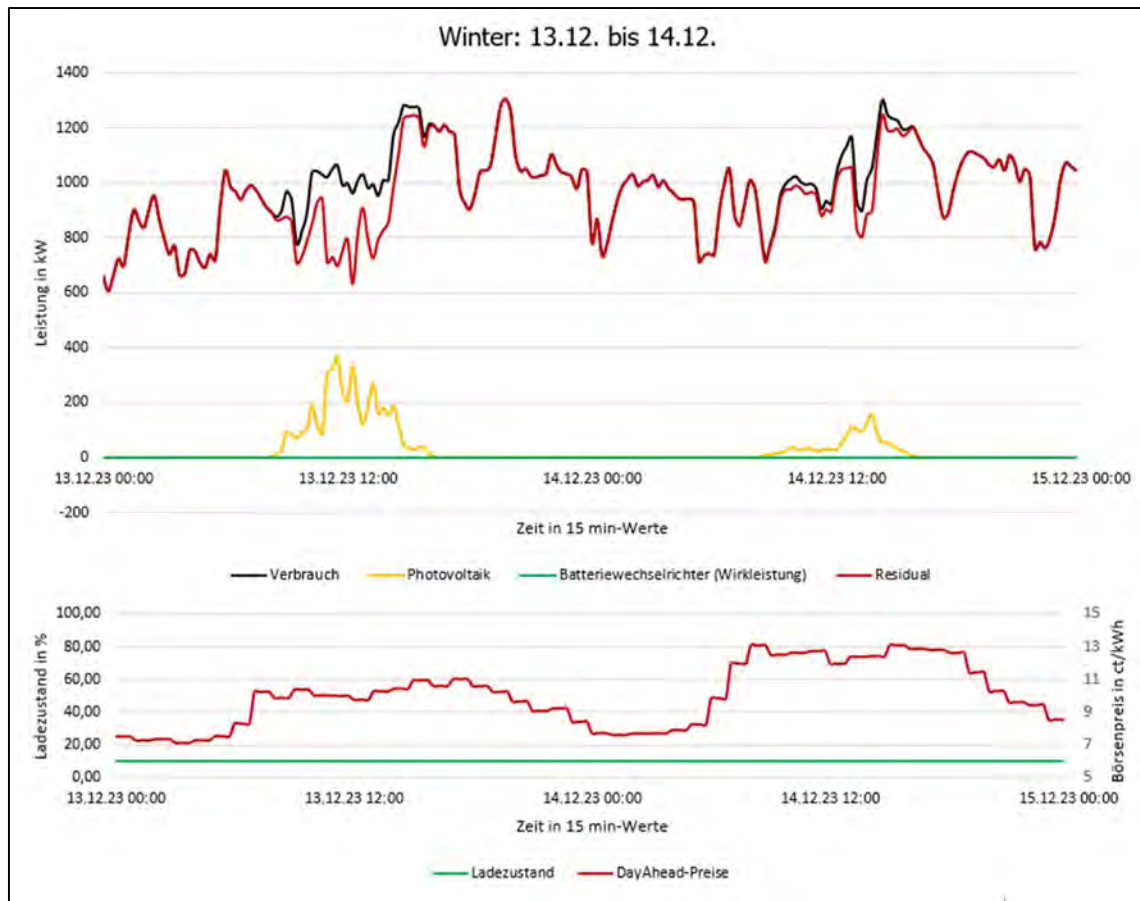


Bild 22: Projekt 3 - Simulationsverlauf im Winter

Wie bereits zu Bild 16 in Kapitel 4.2.1 beschrieben und untermauert von Bild 22, wird deutlich, dass der Batteriespeicher in den Herbst- und Wintermonaten fast durchgehend leer gefahren ist. Die Produktion der Solaranlage ist zu gering oder der Energiebedarf vor Ort im Verhältnis zu hoch, um die Batterie laden zu können.

Sieht man sich im Zuge dessen den Börsenverlauf an, besteht die Option, den Speicher aus dem Netz zu laden. Wirtschaftlich ist diese Strategie stets zu Tiefphasen an der Börse zu empfehlen. Genauer gesagt setzt die Charakterisierung dieser Strategie voraus, dass die Differenz der Energiepreise am Tag größer als die spezifischen Speicherkosten sein müssen.

Nachfolgend werden nun beide Strategien für dieses Beispiel angewendet und die bisherige Eigenverbrauchserhöhung dieses Standorts über das Simulationsmodell optimiert.

6.1 Strategie I: Verzögerung der Entladung

Die Grundlage für die Optimierung bieten die Energieverläufe und Ergebnisse der Eigenverbrauchsoptimierung zu Residual 3.

Der Fokus der Betrachtung liegt in dem Verhalten der Speicherentladung.

Zu Anfang wird untersucht, welche Energiemenge über einen ganzen Tag entladen wird. Danach erfolgt die Auswertung in Viertelstundenintervallen. Es wird ermittelt, wie viele Viertelstunden der Speicher durch Entladung bei maximaler Entladeleistung mindestens benötigen würde.

Die Day-Ahead-Spotmarktpreise werden täglich um 12:40 Uhr veröffentlicht und die stündlichen Bepreisungen des gesamten Folgetages sind einsehbar. Es wurde festgelegt, dass das Energiemanagementsystem täglich um 13:00 Uhr die Preise mitgeteilt bekommt, um zu dieser Uhrzeit den Fahrplan der Entladung prüfen zu können. Mit dieser Information kann sich der Speicher nun nach der Preisentwicklung der folgenden 35 Stunden richten. Für eine gründlichere Einschätzung werden lediglich die nächsten 24 Stunden, von 13:00 Uhr bis 13:00 Uhr des Folgetages, geprüft.

Mit der Mindestanzahl an Viertelstunden, die der Speicher zur Entladung der entsprechenden Entlademenge benötigt und den Börsenpreisen, kann ein geeigneter Schwellwert eruiert werden.

Wenn der Speicher mindestens x Viertelstunden hat, um die gleiche Energie zu entladen, wird der x -größte Börsenpreis in den nächsten 24 Stunden ermittelt. Dieser x -größte Wert stellt für die folgenden 24 Stunden den Schwellwert zur Entladung dar. Der Batteriespeicher darf immer nur dann entladen, wenn der aktuelle Energiepreis an der Börse größer gleich dem Schwellwert ist.

Für diese Strategie wurde zusätzlich ein Hilfsschwellwert ermittelt. In der Entwicklung der Strategieumsetzung konnte beobachtet werden, dass an manchen Tagen kaum bis gar keine Entladung stattfindet. Der Grund dafür ist, dass in einigen Fällen die Tiefphase der Börsenpreise verpasst wurde, bspw. weil der Speicher in diesen Augenblicken geladen hat oder die Batterie bereits leer gefahren wurde. So wurde ein zweiter Prüfzeitpunkt eingeführt, der jeden Tag um 18:30 Uhr stattfindet. Diese Uhrzeit wurde gewählt, da die Photovoltaikanlage dann üblicherweise keine Überschussenergie zur Ladung des Speichers zur Verfügung stellen kann. Die zweite Schwellwertprüfung arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie die erste. Es wird die restliche Entlademenge ermittelt und wie viele Viertelstunden der Speicher für diese Menge mindestens benötigt. Dann werden die von dieser Anzahl abhängigen Mindestwerte und somit der Schwellwert ermittelt. Die zeitliche Grenze bleibt hierbei auch bis 13:00 Uhr des Folgetages. Die neue Schwelle ist hierbei immer der kleinere Wert zwischen dem ersten Schwellwert und dem Hilfsschwellwert.

Befindet sich der ursprüngliche Schwellwert also zwischen 18:30 Uhr und 13:00 Uhr, wird sich an diesem weiter orientiert.

Mit diesem Hilfsschwellwert bekommt der Speicher eine zweite Möglichkeit, die bis zum zweiten Prüfzeitpunkt wieder aufgeladene Energie zu entladen. Daraus resultiert der weitere Vorteil, dass der Speicher bis zur nächsten Solarerzeugung vollständig leer ist und sich im Bestfall mit der Überschussenergie vollladen kann und für die darauffolgende Periode genügend Ladung zur Verbrauchsdeckung bzw. -senkung hat.

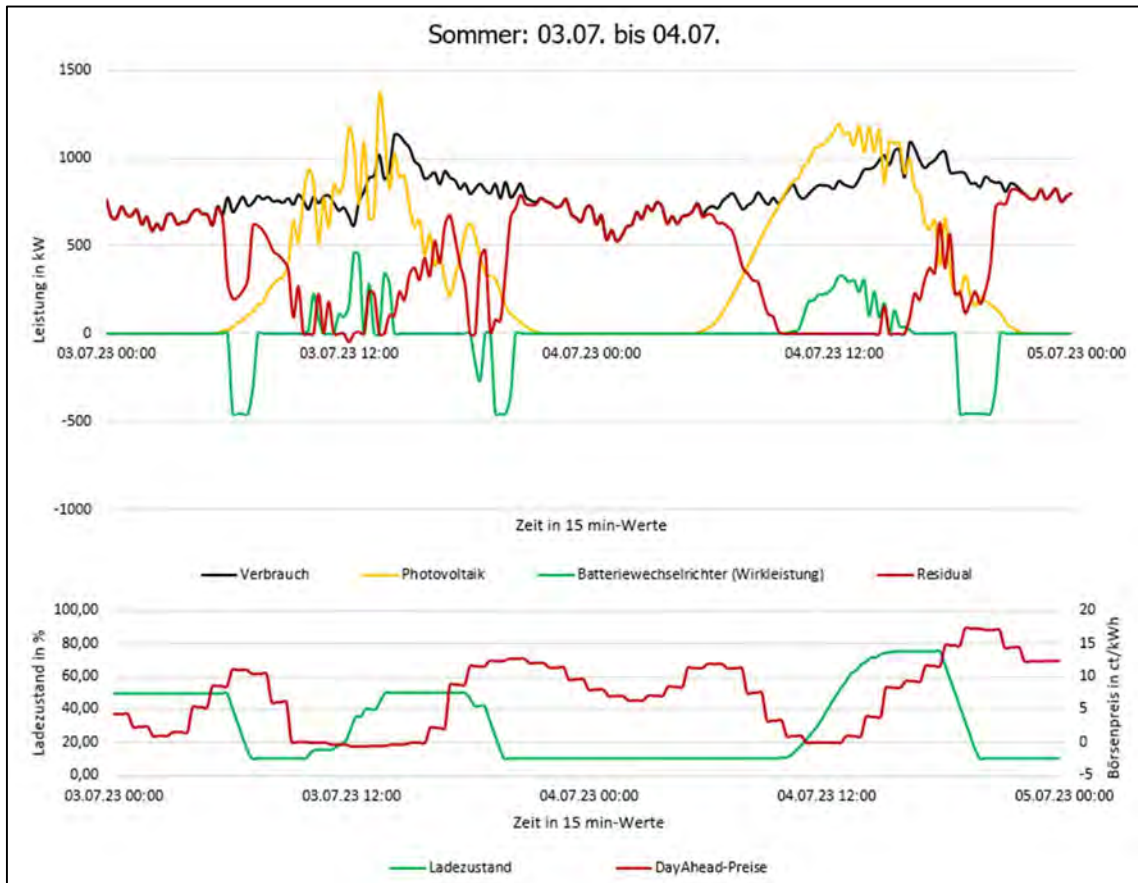


Bild 23: Projekt 3 - Simulationsverlauf nach Strategie I

Schaut man sich nun einmal die neue Simulationskurve in Bild 23 unter der Berücksichtigung des Verlaufs nach Residual 3, der reinen Eigenverbrauchsoptimierung, an, werden die Unterschiede deutlich. Der Speicher entlädt ausschließlich während die Börsenpreise vergleichsweise hoch sind.

Die Umsetzung dieser Strategie hat also einen Teilerfolg einfahren können. Dies untermauert zusätzlich der Vergleich der resultierenden Energiekosten am Ende des Jahres, gezeigt in Tabelle 3.

Tabelle 3: Optimierungsergebnisse nach Strategie I

	Eigenverbrauch	Autarkiegrad	Stat. Stromtarif	Dyn. Stromtarif
Residual 2	90,64 %	20,71 %	1.006.923,49 €	1.006.923,49 €
Residual 3	97,6 %	22,3 %	988.162,00 €	988.402,98 €
Residual 4	93,53 %	21,37 %	988.388,74 €	985.319,73 €

Für den dynamischen Energieeinkauf wurde eine Handelsgebühr bzw. eine Gebühr für den Dienstleister, der den Energiehandel an der Börse übernimmt, eingeführt. Diese angenommene Handelsgebühr gilt als Manipulationsfaktor, um nach Residual 2, das Szenario ohne Speichersystem, die gleiche wirtschaftliche Ausgangssituation zu schaffen. Mit einer Gebühr von 3,43 Cent pro Kilowattstunde konnte eine identische Summe der jährlichen Energiekosten für den statischen sowie für den dynamischen Stromeinkauf erreicht werden. Durch den gleichen Startpunkt ist es greifbar, die Effekte der weiteren Simulationen identifizieren zu können.

Dementsprechend wird der Vergleich ab dem Moment gezogen, in dem die Photovoltaikanlage den Eigenverbrauch deckt. Es wird angenommen, dass sowohl beim dynamischen Einkauf nach der Bepreisung eines Händlers als auch bei einem festen Energiepreis die Energiekosten am Ende eines Jahres identisch sind, sodass alle weiteren Optimierungspotentiale dem Speicher zugerechnet werden können.

Demzufolge vermittelt Tabelle 3 eine jährliche Einsparung von 3.069,01 € gegenüber dem statischen Stromtarif und 3.083,24 € gegenüber dem dynamischen Stromtarif aus Residual 3, der reinen Eigenverbrauchsoptimierung.

6.2 Strategie III: Batteriespeicher aus dem Netz laden

Die dritte Strategie baut auf die in Kapitel 6.1 bereits eingeführte Strategie auf. Entsprechend führt diese Optimierung zu einer Kombination aus Strategie I und Strategie III. Hintergrund ist, dass die erste Strategie hauptsächlich im Frühling und im Sommer einen sinnvollen Einfluss erreicht. Im Herbst und Winter produziert die Photovoltaikanlage zu wenig Energie, um eine Grundlage der Maßnahmen für die erste Strategie schaffen zu können.

Zuerst wird mit Formel 6.1 berechnet, wie viele 15 Minuten-Intervalle der Speicher bei Mindestladezustand (SoCmin) benötigt, um mit maximaler Ladeleistung vollgeladen zu werden.

$$\text{Anzahl der 15 Minuten-Intervalle, um Speicher bei SoCmin vollzuladen} = \frac{\text{Gesamtkapazität} * \text{Entladetiefe}}{\text{Maximale Ladeleistung}} * \frac{60 \text{ min}}{15 \text{ min}}$$

(Formel 6.1)

Wendet man diese Formel für dieses Projekt an, so benötigt der Speicher mindestens 12,672 bzw. aufgerundet 13 Intervalle, um vom Mindestladezustand vollgeladen zu werden.

Es wurde die Vorgabe getroffen, dass der Speicher nur nachts, präziser zwischen 00:00 Uhr und 06:00 Uhr, aus dem Netz laden darf. Grund hierfür ist, dass so keine Konflikte mit der ersten Strategie entstehen und beide Strategien unabhängig voneinander ausgeführt werden können. Eine der beiden Tiefphasen an der Börse wird immer nachts erreicht und der Speicher hat in den sechs Stunden genügend Zeit, um voll aufgeladen zu werden. Außerdem sollte mit Strategie I der Speicher im Bestfall bis 0 Uhr weitestgehend entladen sein. So kann die Batterie in der Nacht genug Ladung aus dem Netz

erhalten und morgens bei Dienstbeginn und entsprechender Verbrauchserhöhung und bevor Einsatz der Photovoltaikanlage den Verbrauch decken bzw. drücken.

Damit der Speicher nun die Erlaubnis bekommt, aus dem Netz laden zu dürfen, muss die Differenz der Börsenpreise nachts gegenüber den Preisen am Tag die spezifischen Speicherkosten übersteigen. Mit dieser Bedingung wird das Integral ermittelt, in dem der Speicher jeweils laden soll.

Wenn die Voraussetzungen für eine Netzladung erfüllt sind, soll der Speicher so viel wie möglich beziehen. So wurde über das Tabellenkalkulationsprogramm eine Schleifenrechnung modelliert.

Diese Schleife beginnt mit dem Höchstwert, also in diesem Fall 13, und prüft, ob die Differenz des 13. größten Börsenpreises am Tag und des 13. kleinsten Preises in der Nacht größer als die spezifischen Speicherkosten ist. Falls nicht, wird der 12. größte und 12 kleinste Wert geprüft. Dieser Vorgang wiederholt sich so lange bis die Bedingung erfüllt ist. Zwischen 0 Uhr und 6 Uhr wird der Speicher immer dann laden, wenn der Börsenpreis kleiner gleich dem x-kleinsten Wert ist. Wenn die Bedingung in keinem Fall erfüllt werden kann, dann wird der Speicher in dieser Nacht auch zu keinem Zeitpunkt laden. Zusätzlich darf der ermittelte Schwellwert bzw. die bezogene Netzenergie nicht teurer als der herrschende statische Strompreis sein, damit der dynamische Einkauf immer die günstigere Option bleibt.

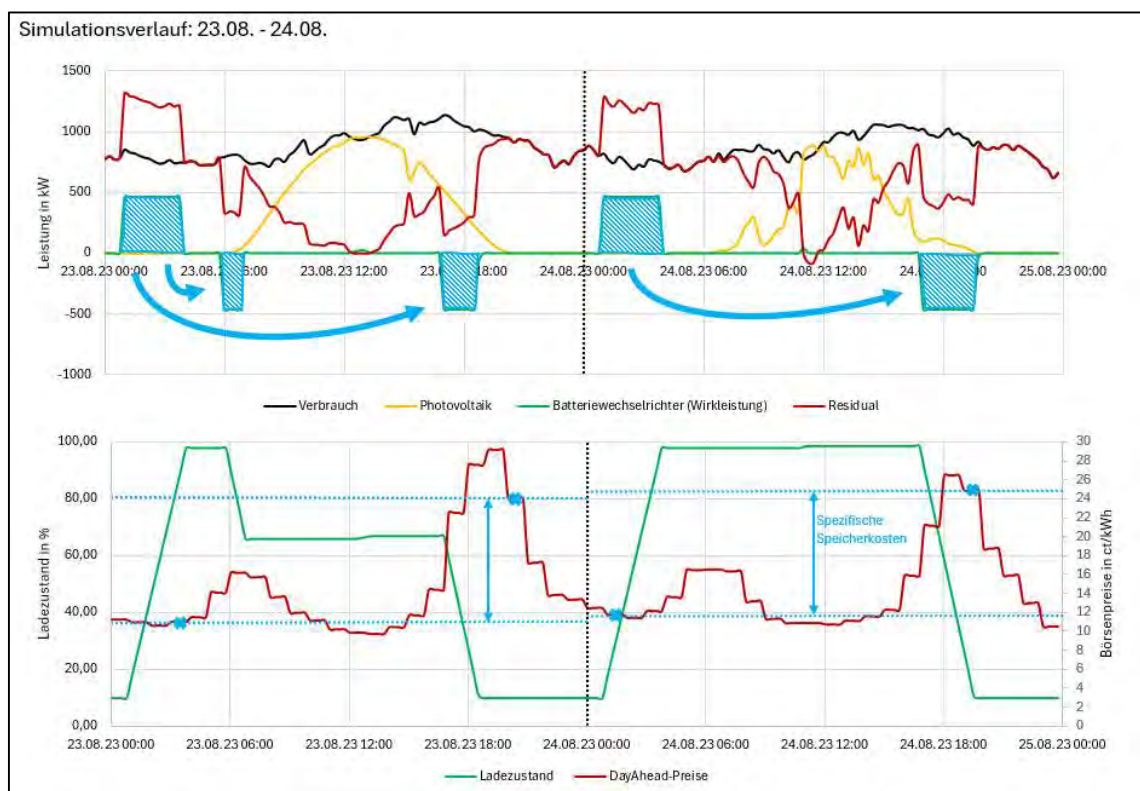


Bild 24: Beispiel - Verhalten des Speichers durch Strategie III

Das Verhalten wird beispielhaft in Bild 24 dargestellt. Die Bedingung dieser Berechnung bezieht sich auf den 8. kleinsten Preis in der Nacht bzw. den 8. größten Preis am Tag.

Es lässt sich erkennen, dass die Batterie stets nachts und nur dann lädt, wenn die Voraussetzungen für eine Beladung erfüllt sind bzw. wenn die Börsenpreise unterhalb des ermittelten Schwellwertes liegen. Tagsüber wird die gleiche Energiemenge entlang Strategie I wieder entladen.

Ein weiterer Aspekt ist, dass die grundlegende Jahreslastspitze von 1.352 kW nicht übertroffen wird. Der Batteriespeicher darf unter keinen Umständen eine synthetische Lastspitzenerhöhung durch die Ladung aus dem Netz verursachen. Die durch den örtlichen Netzbetreiber veröffentlichten Leistungspreise sind in den letzten Jahren stets deutlich erhöht worden. Mit dieser Bedingung können zusätzliche Kosten vermieden werden.

Beobachtet man nun den Börsenverlauf im Winter, besonders im Dezember, erkennt man, dass in dieser Jahreszeit die Schwankungen deutlich geringer sind als in den restlichen Monaten im Jahr. Dass die Differenz der Börsenpreise die spezifische Speicherkosten übersteigen ist nur in Einzelfällen gegeben.

Das Resultat ist, dass der Speicher weiterhin an vielen Tagen ruht, da durch die vorgegebenen Konditionen der Strategie III nicht aus dem Netz geladen werden kann. Dieses Verhalten ist gefordert, da in diesen Momenten das Einfahren einer zusätzlichen Marge nicht sinnvoll wäre, weil dem gegenüber die Lebenskosten durch die Alterung des Speichers in Bezug auf die gefahrenen Vollzyklen höher wären.

Für die Einführung der dritten Strategie wurde eine entscheidende Bedingung aus Strategie 1 entfernt. Die erste Strategie hat lediglich die Entladungen aus der reinen Eigenverbrauchsoptimierung in die geeigneten Zeiträume verschoben, um die Entlademengen wirtschaftlich effizient zu nutzen. Aufgrund der nun geltenden Ladung aus dem Netz, ist diese Bedingung nicht mehr wirkungsvoll genug, da der Speicher infolgedessen an einigen Tagen vollgeladen ist und nicht mehr entladen würde.

Nach der Erkenntnis, dass der Speicher 13 Intervalle benötigt um vollgeladen oder tiefentladen zu werden, wird für Strategie I nun der 13. größte Preis der folgenden 24 Stunden ermittelt. Der Börsenpreis muss stets höher sein als der neu ermittelte Schwellwert, um entladen zu dürfen. Das Prinzip des Hilfsschwellwerts wird hier entlang Kapitel 6.1 weiterhin angewendet.

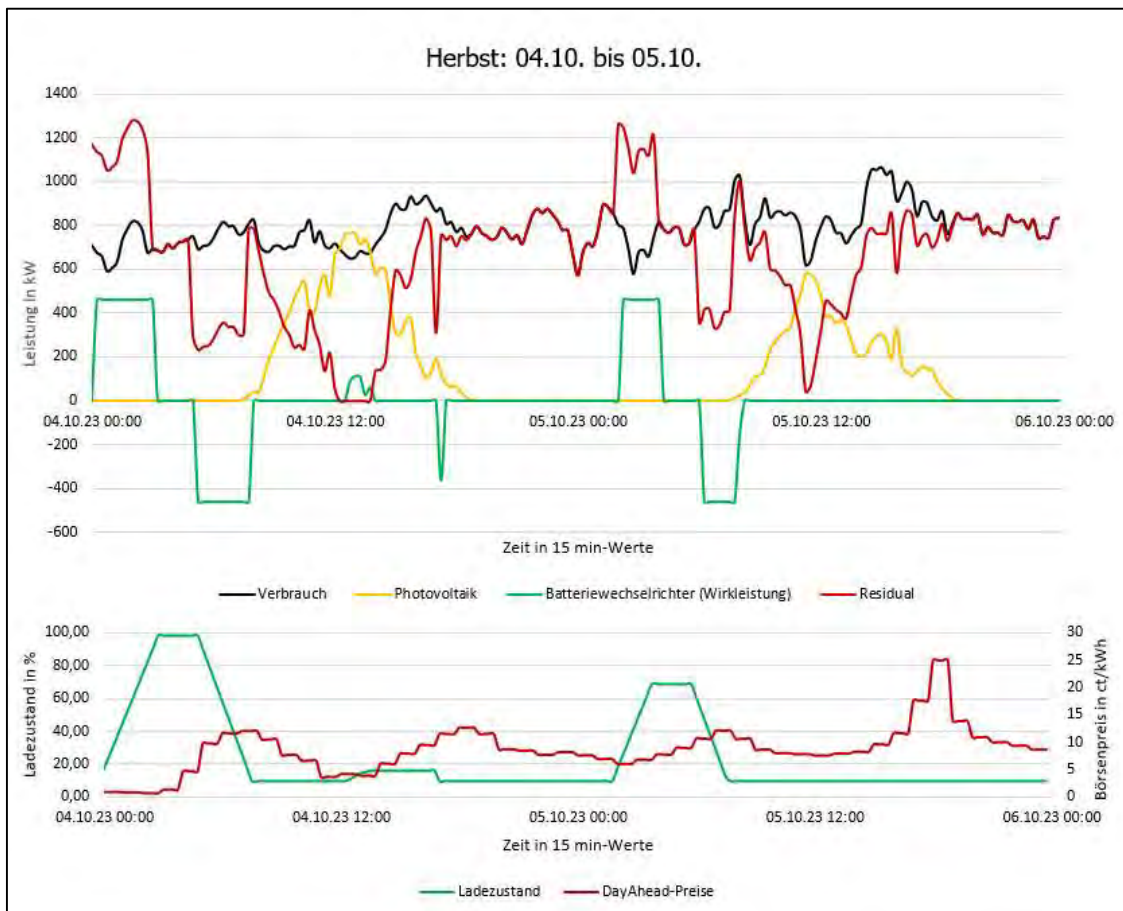


Bild 25: Projekt 3 - Simulationsverlauf nach Strategie III

Der Graph zur Wirkleistung des Batteriespeichers, im oberen Diagramm in Bild 25, zeigt deutlich, dass beide Strategien zielführend angewendet wurden. Die Beladung aus dem Netz findet stets nachts statt, wenn die Energiepreise an der Börse niedriger sind. Zu erkennen ist dies im Vergleich zum Graph des Residuals am Netzverknüpfungspunkt.

Die Entladung und Unterstützung des Verbrauchs tritt ausschließlich bei hohen Börsenpreisen ein. In Hinblick auf die Energieverläufe zeigt sich die Umsetzung der Strategien anhand der Betrachtung einzelner Zeiträume als leistungsfähig.

Tabelle 4: Optimierungsergebnisse nach Strategie III

	Eigenverbrauch	Autarkiegrad	Stat. Stromtarif	Dyn. Stromtarif
Residual 2	90,64 %	20,71 %	1.006.923,49 €	1.006.923,49 €
Residual 3	97,6 %	22,3 %	988.162,00 €	988.402,98 €
Residual 4	93,53 %	21,37 %	988.388,74 €	985.319,73 €
Residual 5	-	-	989.815,07 €	980.217,30 €

Die Tabelle 3 aus Kapitel 6.1 wurde für den direkten Vergleich in Tabelle 4 mit Residual 5 erweitert. Mit Residual 5 ist hier der resultierende Verlauf am Netzverknüpfungspunkt nach Einführung von Strategie III gemeint. Anhand der Tabelle ist zu erkennen, dass die dritte Strategie in Addition zur ersten Strategie die jährlichen Energiekosten weiter senken konnte. Genauer gesagt können mit der hinzugefügten Methode weitere 5.102,43 € gegenüber der ersten Strategie eingespart werden.

Die Gegenüberstellung zum Standort mit Photovoltaikanlage, ohne Speicherkraftwerk und mit einem statischen Stromtarif weist Einsparungen von 26.706,19 € auf.

Dementsprechend unterstützen die wirtschaftlichen Ergebnisse die Eindrücke zu dem Simulationsverlauf aus Bild 25.

Die Beladung aus dem Netz ist, aufgrund vorübergehend hoher Börsenpreise, energie-wirtschaftlich wertvoll, sodass es technisch sinnvoll ist den Speicher für diese geeigneten Momente zu reservieren.

7 Fazit

Ziel dieser Arbeit ist es, basierend auf den Wandel in der Energiebranche, verschiedene Betriebsstrategien von Batteriespeicher zu analysieren, deren Potentiale zu identifizieren und zu bewerten. Das entscheidende Leitwort der Reform auf den Energiemärkten ist die Flexibilität. Diese richtet sich sowohl an die Erzeuger als auch an die Verbraucher.

Insbesondere für Prosumenten, also Betreiber einer Erzeugungsanlage, wie einem Solarkraftwerk, und gleichzeitig Nutzer der aus dem Netz zur Verfügung stehenden Energie, bestehen durch die neu geschaffenen Anreize zur flexiblen Netznutzung ein energiewirtschaftlich bedeutendes Potential. Durch die dynamischen Stromtarife gewinnt die Anschaffung von Batteriespeichersystemen weiter an Attraktivität. Mit der passenden Betriebsweise ist es möglich erhebliche Einsparungen pro Jahr einzufahren.

Die Simulationen zeigen, dass die klassische Eigenverbrauchsoptimierung in Zukunft nicht mehr lange wettbewerbsfähig sein wird. Die Einsparungen durch die Verbrauchsdeckung zeigen Wirkung und haben durch die Dynamik am Energiemarkt die Chance einen noch größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit zu nehmen.

Das Peak-Shaving während der Hochlastzeitfenster konnte aufgrund der gegebenen Risiken ausgegrenzt werden, auch wenn der Anlagenbetreiber darüber hinaus von individuellen Netzentgelten profitieren kann. Sollten sich die Vorschläge zur Modifikation der Netznutzungsentgelte durchsetzen, kann dies noch stärkere Begünstigungen mit sich bringen. Zeitvariable Netzentgelte, die sich nach der Last des Netzes orientieren und dementsprechend voraussichtlich meist proportional zu den Preisen an der Strombörse verlaufen, können bei der Eigenverbrauchsoptimierung zu einem noch größeren Mehrwert führen. Der Batteriespeicher lädt bzw. entlädt zu Zeiten, in denen die Preise an der Strombörse fallen. Durch das Variieren der Be- oder Entladung und dem aktiven Handeln von Netzenergie zu den geeigneten Zeitpunkten können deutliche energiewirtschaftliche Vorteile entstehen. Dies gilt nicht allein für den Anlagenbetreiber, sondern ebenso für die Netzbetreiber, deren Netze durch diese Fahrweise stabilisiert oder entlastet werden können.

Nach diesen Erkenntnissen stellt sich heraus, dass die Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination des intelligenten, börsenbasierten Energieeinkaufs das größte Potential für einen erfolgreichen Betrieb des Speicherkraftwerks hat. Dies konnte durch die Potentialanalyse für das Logistikzentrum noch einmal verdeutlicht werden, indem der Prosument gleichzeitig zu einem angepassten Marktakteur wurde.

Die Ergebnisse nach der optimierten Fahrweise des Speicherkraftwerks weisen eine Reduzierung der Energiekosten von circa 26.700 € innerhalb eines Jahres auf. Gleichzeitig gelten die integrierten Optimierungsstrategien durch die Betrachtung jedes 15 Min-Intervalls als deutlich risikoärmer als die zuvor gefahrene Herangehensweise zu dem Peak-Shaving während der Hochlastzeitfenster. Diesem Standort steht also durch eine Änderung der Operation des Speicherkraftwerks und die Umsetzung der beschriebenen Betriebsstrategien eine erfolgreiche Optimierung bevor.

Die Erkenntnisse aus der Potentialanalyse können durch weitere Optimierungen attraktiver werden. Durch diese Arbeit entsteht die Grundlage für zukünftige Batteriespeicherprojekte, die sich durch neue Forschungsaufgaben zu einem geschäftsfähigen Unternehmensmodell entwickeln lassen.

Das Simulationsmodell konnte mithilfe des Tabellenkalkulationsprogramms einen vernünftigen Überblick über die unterschiedlichen Betrachtungen und Strategien verschaffen.

Eine modifizierte, programmierte Umsetzung kann die Ideen und Methoden zu realisierbaren Energiesystemen wandeln. Dies ist gebunden an präzise Prognosen. Die stetige Erfassung der Börsenpreise und eine Abschätzung des kurzfristigen Lastgangs ist die Basis für eine effektive Fahrweise der fokussierten Betriebsstrategien.

Weiterhin hat das Beobachten der Änderungen auf den Energiemärkten einen hohen Stellenwert für kommende Projektentwicklungen. Insbesondere die Einführung von zeitvariablen Netzentgelten kann zu einem bedeutenden Mehrwert werden.

Zudem kann die Unterstützung von Blockheizkraftwerken die Optimierung eines Speicherkraftwerks vorantreiben. In dieser Arbeit wurde lediglich auf die Anpassung des Batteriespeichersystems eingegangen und die BHKW als fest angenommen. Aber auch die Optimierung des BHKW kann sowohl den Autarkiegrad erhöhen als auch zu einem energiewirtschaftlichen Zusatznutzen führen.

Literaturverzeichnis

- [1] „Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen“, Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/novelle-eeg-gesetz-2023-2023972>
- [2] „Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland 2024“, Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year
- [3] „Neue Verbraucherrechte“, Bundesnetzagentur. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/NeueVerbraucherrechte/start.html>
- [4] „AMPERE.IQ - Dein intelligentes Energiemanagement“, *Energiekonzepte Deutschland GmbH*.
- [5] J. Siemer, „Verkaufsstart für KI-gesteuertes Energiemanagement-System ‚AI.leen‘“, *pv magazine*, 15. Februar 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2024/02/15/verkaufsstart-fuer-ki-gesteuertes-energiemanagement-system-ai-leen/>
- [6] S. Schori, S. Wienands, R. Buntschu, und M. Höckel, „Netzdienlicher Betrieb von dezentralen Batteriespeichern Ergebnisse des Projekts Bat4SG“.
- [7] „Optimierte Vermarktung von Batteriespeichern“, BayWa r.e. AG. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.baywa-re.de/de/energiehandel/flexibilitaetsmanagement/optimierte-vermarktung-von-batteriespeichern#EEG-Innovationsausschreibung>
- [8] Studer Innotec SA, „Autarky principles - Differences between self consumption and autarky“. [Online]. Verfügbar unter: <https://technext3.studer-innotec.com/essential-principles>
- [9] Fraunhofer IISB, „Energiesysteme neu denken – Einsparpotenzial Lastspitzenreduktion“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iisb.fraunhofer.de/en/press_media/press_releases/pressearchiv/archiv_2019/Lastspitzenreduktion-mit-Batterien_2019.html
- [10] Industrievertretung Hirt e.K., „ATYPISCHE NETZNUTZUNG“. Zugegriffen: 5. November 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://stromkostenoptimieren.de/netzentgelte-optimieren/>
- [11] Next Kraftwerke GmbH, „Was ist Regelenergie?“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie#was-verbirgt-sich-hinter-bereitschaftsvergütung-einsatz>

- [12] Amprion GmbH, „REGELRESERVE IN DEUTSCHLAND“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Marktplattform/Regelenergie/>
- [13] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH, „Was ist Regelenergie?“ [Online]. Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Infos/Was-ist-Regelenergie>
- [14] E.ON Energie Deutschland GmbH, „Regelenergie: Die Energie für Netzstabilität“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eon.de/de/gk/energiewissen/regelenergie.html>
- [15] „Webinar: ‚Wie funktioniert der Regelenergiemarkt?‘“, *Next Kraftwerke GmbH*. 10. Dezember 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.youtube.com/watch?v=TWbplwNuNhc>
- [16] „Durchschnittliche Stromproduktion und Börsenstrompreise in einer Woche in Deutschland 2023“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&interval=week&year=2023&week=-2
- [17] „Basics of the Power Market“, EPEX SPOT SE. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket#day-ahead-and-intraday-the-backbone-of-the-european-spot-market>
- [18] „Was ist der Intraday-Handel?“, Next Kraftwerke. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel>
- [19] „Die European Power Exchange – der Spotmarkt für Strom“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.eon.de/de/gk/energiewissen/epex-spot.html>
- [20] „Was ist eigentlich das ‚Netzentgelt‘?“, *Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz*, Juli 2017, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/13/Meldung/direkt-erklaert.html>
- [21] „Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/14a/start.html
- [22] „Verteilung von Netzkosten“, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles_enwg/VerteilungNetzkosten/start.html
- [23] Bundesnetzagentur, „Eckpunktepapier - Festlegung zur sachgerechten Verteilung von Mehrkosten aus der Integration von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“, Dez. 2023.
- [24] „Zeitvariable Verteilnetzentgelte“, *Neon Neue Energieökonomik GmbH*. LichtBlick SE, 23. Juli 2023.

- [25] T. Dr. Kehler, „Deutschland braucht einen Kapazitätsmechanismus nach belgischem Vorbild“, Handelsblatt. [Online]. Verfügbar unter: <https://live.handelsblatt.com/deutschland-braucht-einen-kapazitaetsmechanismus-nach-belgischem-vorbild/>
- [26] „Investitionsanreize setzen, Reservekapazitäten sichern - Optionen zur Marktintegration erneuerbarer Energien“, *acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V.* 2023. doi: 10.48669/esys_2023-4.

Anhang

Der Anhang ist vollständig auf dem elektronischen Datenträger enthalten.

Die Ordnerstruktur des Speichermediums ist wie folgt aufgebaut:

1. Abschlussarbeit
 - Text-Datei der Abschlussarbeit
 - PDF-Datei der Abschlussarbeit

2. Anhang
 - A1 Simulationstool Speicher
 - A2 Ergebnisübersicht Projekt 1 mit einem Speicher
 - A3 Ergebnisübersicht Projekt 1 mit zwei Speicher
 - A4 Ergebnisübersicht Projekt 2 mit einem Speicher
 - A5 Ergebnisübersicht Projekt 2 mit zwei Speicher
 - A6 Ergebnisübersicht Projekt 3

3. Literaturquellen