

Niklas Niermann

**Untersuchung der Mehrfachnutzung eines
Batterie-Quartierspeichers für eine Klimaschutzsiedlung**

Bachelorarbeit

Technische Hochschule Köln,

Cologne Institut for Renewable Energy,

22. März 2024

Betreuer: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Ko-Referent: Prof. Dr. Ingo Stadler



Cologne Institute for
Renewable Energy

Technology
Arts Sciences
TH Köln

Erklärungen

Name: Niklas Niermann

Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Ich habe keine anderen außer den von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Köln, 22. März 2024

Niklas Niermann

Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 22. März 2024

Niklas Niermann

Kurzfassung

Diese Arbeit befasst sich mit der Auslegung und der Mehrfachnutzung eines Quartierspeichers. Es wird dabei ein geplanter Quartierspeicher in einem in der Stadt Bergneustadt in Nordrhein-Westfalen geplanten Quartier betrachtet. Ziel ist es, den Speicher zu dimensionieren und weitere Nutzungsmöglichkeiten für den Speicher zu untersuchen, sodass ein möglichst wirtschaftlicher Betrieb des Speichers möglich ist. Dabei ergibt sich eine voraussichtliche Speicherkapazität von 240 kWh. Zudem zeigt sich, dass durch eine Verzögerung des Ladevorgangs des Speichers zusätzliche Einnahmen durch die Direktvermarktung erzielt werden können. Als eine weitere Nutzungsmöglichkeit wird die Bereitstellung von Regelleistung identifiziert.

Abstract

This paper deals with the design and multiple use of a neighbourhood storage battery. The study analyzes a planned district storage system in a planned district in the city of Bergneustadt. The aim is to dimension the storage system and investigate further possible uses for the storage system so that it can be operated as economically as possible. This results in an expected storage capacity of 240 kWh. It also shows that additional income can be generated through direct marketing by delaying the charging process of the storage system. The provision of balancing power is identified as another possible use.

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle zuerst bei Prof. Dr. Waffenschmidt für die Möglichkeit bedanken, meine Bachelorarbeit zu der in dieser Arbeit thematisierten Fragestellung verfassen zu können. Ebenso bedanke ich mich dafür, dass ich an den interessanten Meetings zum Projekt „Quartierspeicher für eine Klimaschutzsiedlung“ teilnehmen durfte. Auch möchte ich Prof. Dr. Stadler als Co-Referent meiner Arbeit danken. Weiter gilt großer Dank Marie Schuler, die mich während meiner Arbeit und darüber hinaus stets mit ausreichend Essen und Trinken versorgt hat.

Inhaltsverzeichnis

Erklärungen.....	II
Kurzfassung	III
Danksagung.....	IV
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Tabellenverzeichnis	VIII
Formelverzeichnis.....	VIII
Abkürzungsverzeichnis.....	IX
1 Einleitung.....	1
2 Stand der Technik.....	2
3 Hintergrund.....	3
3.1 Quartier „Zum Wiebusch“	3
3.1.1 Versorgungskonzept	3
3.1.2 Lastprofile	4
3.2 Batteriespeicher	5
4 Nutzungsmöglichkeiten von Batteriespeichern.....	7
4.1 Eigenverbrauchsoptimierung.....	7
4.2 Regelreserve.....	7
4.2.1 Primärregelreserve	8
4.2.2 Sekundärregelreserve	9
4.2.3 Minutenreserve.....	10
4.2.4 Vergleich der Regelreserve Qualitäten.....	10
4.3 Redispatch	12
4.4 Ausnutzen von Preisschwankungen am Spotmarkt	13
4.5 Notstromversorgung	16
4.6 Schwarzstartfähigkeit.....	16
4.7 Lastspitzenkappung.....	17
4.8 Weiter Nutzungsmöglichkeiten	18

4.9	Überblick	19
5	Auslegung hinsichtlich Eigenverbrauchsoptimierung	21
6	Implementierung ausgewählter Nutzungsmöglichkeiten	32
6.1	Lade- und Entlademanagement	32
6.2	Regelleistung	35
7	Diskussion	39
8	Fazit	42
	Literatur	IX

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geplantes Quartiers-Stromnetz _____	4
Abbildung 2: Durchschnittliche PV-Erzeugung im Winter und Sommer _____	4
Abbildung 3: Lastverlauf im Winter und im Sommer _____	5
Abbildung 4: Entwicklung der Regelleistungserlöse _____	12
Abbildung 5: Durchschnittlicher Day-Ahead Preis über den Tagesverlauf im Winter und Sommer _____	14
Abbildung 6: Maximale Preisspreads für das Jahr 2023 _____	14
Abbildung 7: Schleife zur Simulation des Speicherbetriebs _____	22
Abbildung 8: Autarkiegrad bei verschiedenen Speichergrößen _____	24
Abbildung 9: Erlös durch Einspeisung bei verschiedenen Speicherkapazitäten ____	25
Abbildung 10: Strombezugskosten bei verschiedenen Speicherkapazitäten und Stromkosten _____	26
Abbildung 11: Jährliche Kosten abzüglich der jährlichen Einnahmen bei verschiedenen Speicherkapazitäten und Strompreisen _____	27
Abbildung 12: Strombezugskosten bei Beschaffung am Day-Ahead-Markt _____	28
Abbildung 13: Jährliche Gesamtkosten inklusive Investitionskosten _____	29
Abbildung 14: Autarkiegrad und jährliche Systemkosten bei verschiedenen Strompreisen _____	30
Abbildung 15: Resultierender Strompreis für Endverbraucher _____	31
Abbildung 16: Verlauf der Ladeleistung und Netzeinspeisung _____	32
Abbildung 17: Verlauf Ladeleistung und Netzeinspeisung bei Lademanagement ____	33
Abbildung 18: Jährliche Energiekosten abzüglich der Einnahmen bei Lademanagement _____	34
Abbildung 19: Auftretende Entladeleistungen ohne Entlademanagement _____	34
Abbildung 20: Auftretende Entladeleistungen im Winter mit Entlademanagement _	35
Abbildung 21: Tagesverlauf der Lade- und Entladeleistung eines Speichers _____	36
Abbildung 22: Mögliche Erlöse durch Bereitstellung von Regelleistung in den einzelnen Blöcken _____	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Durchschnittlich ausgeschriebene Regelreserve _____	10
Tabelle 2: Präqualifizierte Leistung einzelner Regelreservequalitäten _____	11
Tabelle 3: Netzentgelte Rheinische NETZGesellschaft mbH _____	17
Tabelle 4: Übersicht Nutzungsformen und Bewertungen _____	19
Tabelle 5: Simulationsergebnisse verschiedener Speicherkapazitäten _____	23
Tabelle 6: Mittlerer Autarkiegrad bei verschiedenen Speicherkapazitäten _____	24
Tabelle 7: Mögliche Erlöse durch Bereitstellung von Regelleistung _____	37

Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnung Zykluskosten _____	15
Formel 2: Berechnung Jahresbenutzungsdauer _____	17

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
NRW	Nordrhein-Westfalen
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
LFR-Zone	Leistungs-Frequenz-Regelzone
NRV	Netzregelverbund
FCR	Primärregelreserve
aFRR	Sekundärregelreserve
RLM	Regelleistungsmarkt
RAM	Regelarbeitsmarkt
mFRR	Minutenreserve
EE	Erneuerbare-Energien
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
NEA	Netzersatzanlagen

1 Einleitung

Im Rahmen des Umbaus der Energieversorgung in Deutschland rückt auch die Energieversorgung von Wohnquartieren immer mehr in den Fokus. So fördert bspw. die Landesregierung Nordrhein-Westfalens (NRW) durch das Projekt „KlimaQuartier.NRW“ Quartiere mit geringen Treibhausgasemissionen [1]. Eine Möglichkeit, um die Klimabilanz von Wohnquartieren zu verbessern ist die Installation von Photovoltaik (PV)-Anlagen zur Energieerzeugung. Aufgrund der volatilen Erzeugung der PV-Anlagen steht der PV-Strom dabei allerdings nicht immer zur Verfügung. Um diese Schwankungen auszugleichen kann der Strom aus den PV-Anlagen in einem Speicher zwischengespeichert werden. Dies ist auch im geplanten Quartier „Zum Wiebusch“ in der Stadt Bergneustadt vorgesehen. Dabei ist geplant einen Quartierspeicher zu errichten, mit dessen Hilfe der Autarkiegrad des Quartiers erhöht werden soll und die Energiekosten für die Bewohner gesenkt werden sollen. Einen zentralen Punkt für die erfolgreiche Umsetzung eines solchen Projekts stellt die Wirtschaftlichkeit dar. Dazu ist es wichtig, dass der Speicher passend dimensioniert wird, um z.B. zu hohe Investitionskosten zu vermeiden. Weiter kann der Speicher, um die Wirtschaftlichkeit zu verbessern, für weitere Anwendungen neben der Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. So wird der Speicher in der klassischen Betriebsweise nur geladen, sobald überschüssiger Strom aus den PV-Anlagen bereitsteht und entladen, sobald Bedarf vorliegt. Dadurch kommt es zu Zeiträumen, in welchen der Speicher nicht genutzt wird. Vor allem in diesen Zeiten kann der Speicher somit für weitere Anwendungen genutzt werden. So können zusätzliche Einnahmen erzielt und somit die Energiekosten für die Bewohner gesenkt werden.

Ziel dieser Arbeit ist es daher zu untersuchen, welche zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten für den betrachteten Quartierspeicher in Frage kommen. Die Nutzungsmöglichkeiten sollen dabei zusätzliche Einnahmen generieren und in den Betrieb des Speichers integriert werden können. Weiter soll der Speicher so ausgelegt werden, dass ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist und ein möglichst hoher Autarkiegrad erzielt werden kann.

Zu Beginn der Arbeit werden bestehende Untersuchungen zu Quartierspeichern gesichtet, sowie das betrachtete Quartier mit den dazugehörigen Last- und Erzeugungsprofilen beschrieben. Im Anschluss werden Anwendungen vorgestellt, welche durch Speicher erbracht werden können. Dabei wird untersucht, ob die betrachteten Anwendungen für den geplanten Quartierspeicher im Quartier „Zum Wiebusch“ in Frage kommen. Ist dies der Fall wird im Laufe der Arbeit untersucht, wie sich diese Anwendungen in den Betrieb des Speichers integrieren lassen und welche Einnahmen dabei erzielt werden können. Zudem wird ermittelt, wie sich verschiedene Speicherkapazitäten auf die Wirtschaftlichkeit und den Autarkiegrad des Quartiers auswirken. Die verschiedenen Berechnungen erfolgen dabei mithilfe der Programmiersprache Python.

2 Stand der Technik

Zum Thema Quartierspeicher liegen bereits verschiedene Arbeiten vor. Auch an der TH-Köln wurden bereits Untersuchungen zu diesem Thema durchgeführt. So vergleicht Kira Meisenzahl in ihrer Arbeit „Technische Vorteile von Quartierspeichern für dezentrale Photovoltaik-Anlagen“ einen zentralen Quartierspeicher mit mehreren kleinen Heimspeichern. Dabei zeigt sich, dass sich durch den Quartierspeicher bessere Ergebnisse in Hinblick auf den Autarkiegrad sowie auch auf die Alterung, die Auslegung der Komponenten und die Netzbelastung erzielen lassen. [2] Auch S. Meier untersucht in seiner Arbeit „Vergleich eines elektrischen Quartierspeichers mit Schwarm-speicher für eine Wohnsiedlung“ die Vorteile von Quartierspeichern gegenüber Heimspeichern. Es ergibt sich dort ebenfalls, dass Quartierspeicher auch im Bereich der Wirtschaftlichkeit Vorteile gegenüber dezentralen Heimspeichern besitzen können. [3] Beide genannten Arbeiten beziehen sich dabei auf einen Quartierspeicher, welcher ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt wird. Auch zum Quartier „Zum Wiebusch“ in Bergneustadt liegt bereits eine Arbeit vor. Die Arbeit „Auslegung eines Quartierspeichers unter Berücksichtigung von Lastmanagement“ von Samer Mosa befasst sich ebenfalls mit dem dort geplanten Quartierspeicher [4]. Dabei wurden bereits Last- und Erzeugungsprofile für das Quartier erstellt, welche hier teilweise übernommen werden. Während vorherige Arbeiten somit gezeigt haben, dass Quartierspeicher grundsätzlich Vorteile gegenüber einzelnen Heimspeichern haben, soll in dieser Arbeit weitergehend untersucht werden, wie der Speicher noch zusätzlich genutzt werden kann.

3 Hintergrund

Im Folgenden werden das betrachtete Quartier sowie das geplante Versorgungskonzept beschrieben. Außerdem werden die angenommenen Last- und Erzeugungsprofile betrachtet. Weiter werden Annahmen bezüglich des Batteriespeichers getroffen.

3.1 Quartier „Zum Wiebusch“

In der Stadt Bergneustadt soll das Wohnquartier „Zum Wiebusch“ entstehen. Bergneustadt liegt im Bergischen Land in NRW. Die Fertigstellung des 36 Einfamilienhäuser umfassenden Quartiers ist für das Jahr 2027 geplant. Das geplante Quartier wurde durch das Land NRW als „KlimaQuartier.NRW“ ausgezeichnet. Die Auszeichnung erhalten Quartiere, welche energetische, städtebauliche und soziale Aspekte besonders berücksichtigen. Im Falle des Quartiers „Zum Wiebusch“ wurde die Auszeichnung unter anderem aufgrund der Absicht, möglichst ökologisch nachhaltige Baustoffe zu verwenden und möglichst wenig Fläche zu versiegeln, vergeben. Weiter wurde das Quartier wegen der Planung der Gebäude als Effizienzhaus 40 plus und dem damit einhergehenden hohem Wärmeschutz als besonders klimafreundlich anerkannt. [5] Im Folgenden werden das geplante Versorgungskonzept des Quartiers sowie die angenommenen Verbrauchs- und Erzeugungswerte beschrieben.

3.1.1 Versorgungskonzept

Die Versorgung der Gebäude mit Wärme erfolgt über ein kaltes Nahwärmenetz, welches Erdwärme als Energiequelle nutzt. An jedem der einzelnen Gebäude wird eine dezentrale Wärmepumpe installiert, welche das Nahwärmenetz als Wärmequelle nutzt, um Heizwärme bereitzustellen und um Brauchwasser zu erwärmen. Ebenso wird im Quartier ein Stromnetz installiert, welches gemeinsam mit dem Wärmenetz von einem Contractor betrieben werden soll. Zudem werden durch den Contractor auf den einzelnen Gebäuden Photovoltaik-Anlagen installiert und betrieben. Für die Versorgung mit Strom und Wärme erhält der Contractor von den Bewohnern eine Vergütung je nach verbrauchter Energiemenge. Reicht die Erzeugung der PV-Anlagen nicht aus, um den Strombedarf zu decken, beschafft der Contractor zusätzlichen Strom. Ein Ziel des Versorgungskonzepts ist es, diesen Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz möglichst gering zu halten und somit einen möglichst hohen Autarkiegrad zu erzielen. Dazu soll ein zentraler Stromspeicher vor Ort installiert werden, in dem der vor Ort erzeugte Strom zwischengespeichert werden kann. Durch die PV-Anlagen erzeugter Strom, welcher nicht direkt verbraucht wird, wird in das Quartiersnetz eingespeist. Liegt die Erzeugung im gesamten Quartier über der abgerufenen Last, kann der überschüssige Strom in den zentralen Speicher eingespeichert werden und später genutzt werden. Außerdem wird an jedem Gebäude jeweils eine Wallbox mit einer Ladeleistung von max. 11 kW installiert. [6, S. 16] Abbildung 1 zeigt eine vereinfachte Darstellung des Stromnetzes des Quartiers sowie dessen Anschluss an das öffentliche Stromnetz.

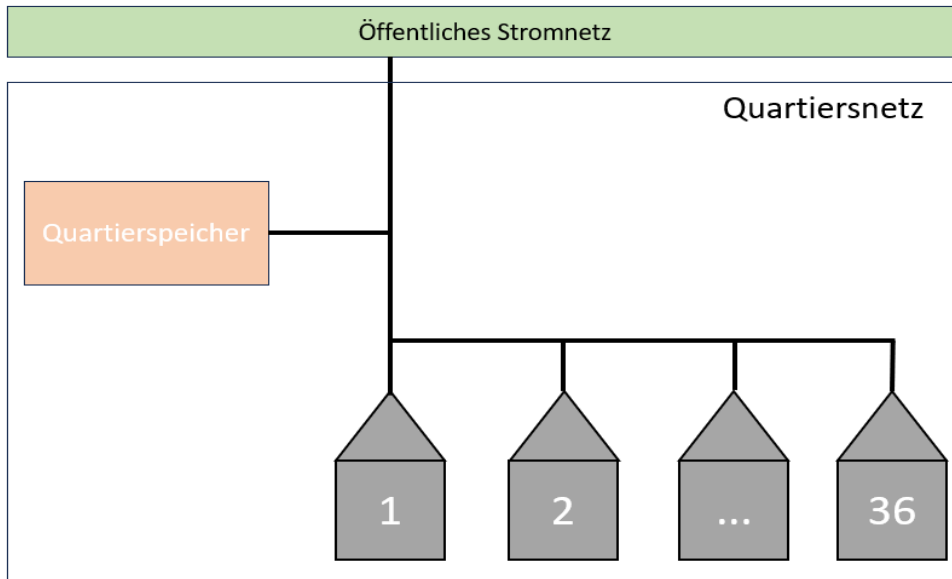


Abbildung 1: Geplantes Quartiers-Stromnetz [eigene Darstellung]

3.1.2 Lastprofile

Für die Last- und Erzeugungsprofile werden Daten aus der Bachelorarbeit „Auslegung eines Quartierspeichers unter Berücksichtigung von Lastmanagement“ von Samer Mosa entnommen. Die Arbeit befasst sich ebenfalls mit dem Quartier „Zum Wiebusch“. Das Erzeugungsprofil der PV-Anlagen wird aus der Arbeit übernommen. Es wurde bei einer installierten Leistung von 360 kWp eine jährliche Erzeugung von 382.000 kWh ermittelt [4]. Abbildung 2 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Erzeugung der PV-Anlagen in Wintermonaten (Jan-März & Okt-Dez) und in Sommermonaten (Apr-Sept). Zu erkennen ist die geringere Erzeugung an den Wintertagen sowie der kürzere Zeitraum, zu welchem Strom durch die PV-Anlagen bereitgestellt wird.

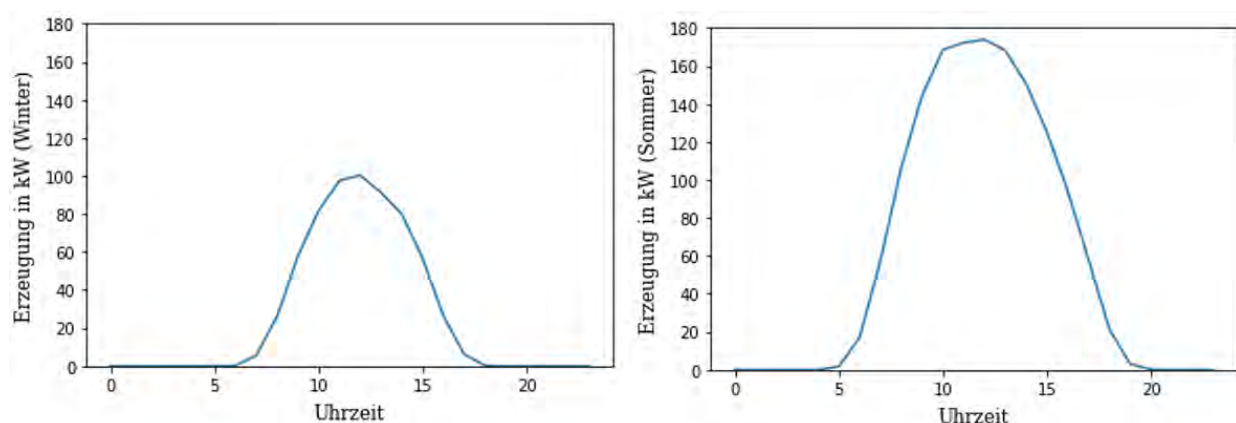


Abbildung 2: Durchschnittliche PV-Erzeugung im Winter und Sommer [eigene Darstellung]

Zur Erstellung des Lastprofils werden die in der Arbeit von Mosa erstellten Ladeprofile der Elektrofahrzeuge und die Lastprofile für den Haushaltsstrom genutzt. Zur Erstellung der Ladeprofile wird dort angenommen, dass jeder Haushalt ein Elektrofahrzeug und eine 11 kW Wallbox besitzt. Insgesamt wird der jährliche Verbrauch der Wallboxen mit ca. 49.200 kWh angenommen. Der durchschnittliche Bedarf der Wallboxen pro

Haushalt beträgt jährlich ca. 1.367 kWh. Für die Lastprofile des Haushaltsstroms werden in der Arbeit verschiedene Haushalte mit unterschiedlichen Personenzahlen angenommen, welche das Quartier bewohnen. Insgesamt wird für den Haushaltsstrom ein jährlicher Bedarf von ca. 131.000 kWh ermittelt. Pro Haushalt liegt der durchschnittliche Bedarf somit bei ca. 3.640 kWh. [4]

Für die Lastprofile der Wärmepumpen wird das Planungstool „nPro“ genutzt, mit dessen Hilfe sich Lastprofile und Bedarfe für Quartiere ermitteln lassen [7]. Dazu werden 36 Gebäude mit einer Nutzfläche von jeweils 170 m² angenommen, welche nach dem Gebäudestandard KfW 40 errichtet werden. Es ergibt sich ein Strombedarf der Wärmepumpen von 110.000 kWh und damit ein Bedarf von 3.056 kWh pro Haushalt. Die Lastprofile für die Wallboxen, den Haushaltsstrom und die Wärmepumpen werden miteinander addiert, sodass sich ein Lastprofil für den gesamten Strombedarf ergibt. In Abbildung 3 ist der durchschnittliche Tagesverlauf des Verbrauchs in den Wintermonaten und Sommermonaten dargestellt.

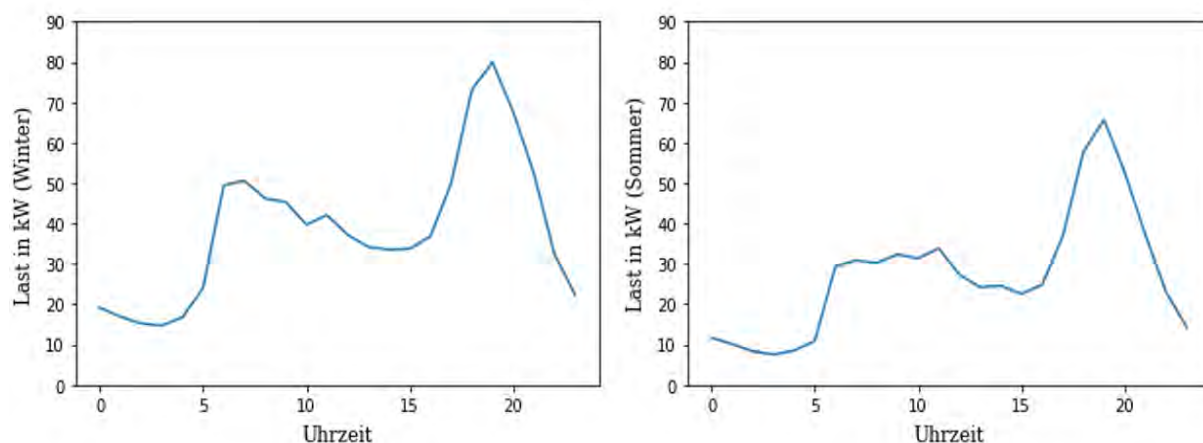


Abbildung 3: Lastverlauf im Winter und im Sommer [eigene Darstellung]

Wie zu erkennen, liegt in den Wintermonaten eine höhere Last als in den Sommermonaten vor. So beträgt die maximale Last im Verlauf eines Tages in den Wintermonaten im Durchschnitt ca. 80 kW, während sie in den Sommermonaten ca. 70 kW beträgt. Sowohl im Winter als auch im Sommer treten die höchsten Lastspitzen in den Abendstunden von 18:00-21:00 Uhr auf. Die maximale Last beträgt 142 kW. Der gesamte Verbrauch beträgt ca. 290.000 kWh jährlich.

3.2 Batteriespeicher

Bei den am häufigsten für die Speicherung von elektrischer Energie eingesetzten Batteriespeichern handelt es sich um Lithium-Ionen-Batterien. Diese besitzen im Vergleich zu anderen Batterietechnologien eine höhere Effizienz und eine längere Lebensdauer [8, S. 5]. Daher wird angenommen, dass auch beim betrachteten Quartierspeicher Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt werden. Im Folgenden werden die weiteren getroffenen Annahmen bezüglich des Speichers beschrieben.

Bereits eingeholte Angebote zeigen, dass für Speicher mit einer Kapazität von 200 kWh Investitionskosten von ca. 750 €/kWh anfallen.¹ Darin enthalten sind bereits Kosten für die Installation und Inbetriebnahme. Zunächst wird angenommen, dass Investitionskosten von 750 €/kWh auch bei anderen Speichergrößen anfallen.

Weiter werden Annahmen bezüglich der Lebensdauer des Speichers getroffen. Als Ende der Lebensdauer eines Batteriespeichers gilt der Zeitpunkt, zu dem er nur noch 80 % der anfänglichen Kapazität besitzt [9, S. 4]. Dabei besitzen die Speicher eine kalendarische und eine zyklische Alterung, welche zur Kapazitätsabnahme führen. Die kalendarische Alterung hängt dabei vor allem vom Ladezustand und der Zelltemperatur ab und wird in Jahren angegeben. Die zyklische Alterung tritt durch die Belastungen beim Laden und Entladen auf. Wie schnell diese Alterung auftritt, hängt unter anderem davon ab, wie schnell der Speicher be- und entladen wird. [10, S. 151 f.] Für die zyklische Lebensdauer wird eine Anzahl an Zyklen angegeben bis der Speicher das Ende seiner Lebenszeit erreicht hat. Ein Zyklus entspricht dabei einer kompletten Be- und Entladung des Speichers. Wird ein Speicher nicht komplett be- und entladen, werden diese Teilzyklen aufaddiert, um die Anzahl an Vollzyklen zu berechnen. Für die zyklische Lebensdauer finden sich in der Literatur Angaben von 1.000-10.000 Zyklen, für die kalendarische Lebensdauer Zeiträume zwischen 5 und 15 Jahren [11, S. 3]. Im Folgenden wird angenommen, dass die Lebensdauer des Speichers durch die zyklische Lebensdauer begrenzt wird und eine Anzahl von 5.000 Zyklen angenommen.

Verluste treten bei Lithium-Ionen-Speichern sowohl in Form von Selbstentladungsverlusten als auch beim Be- und Entladen auf. Die Selbstentladungsverluste sind dabei nur gering, weshalb sie hier nicht beachtet werden [12, S. 8]. Die Verluste beim Auf- und Entladen des Speichers dagegen liegen bei 5-15 % [11, S. 3]. Es wird angenommen, dass sowohl beim Einspeichern als auch beim Entladen jeweils Verluste von 5 % auftreten, wodurch die Gesamteffizienz eines Zyklus bei 90,25 % liegt.

¹ M. Schäfer, persönliche Kommunikation, 06.02.2024

4 Nutzungsmöglichkeiten von Batteriespeichern

Im Folgenden werden Nutzungsmöglichkeiten von Batteriespeichern vorgestellt. Kommen die Nutzungsmöglichkeiten für den betrachteten Quartierspeicher in Frage und stellen eine zusätzliche Einnahmequelle dar, werden diese im Laufe der Arbeit genauer untersucht.

4.1 Eigenverbrauchsoptimierung

Durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs des vor Ort durch die PV-Anlagen produzierten Stroms werden sowohl die in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Menge als auch die aus dem Stromnetz bezogene Menge verringert. Die Reduzierung des Strombezugs und damit die Erhöhung des Autarkiegrads ist wie in Kapitel 3.1.1 beschrieben ein wesentliches Ziel des Versorgungskonzepts des Quartiers.

Inwiefern ein Batteriespeicher zur Erhöhung des Autarkiegrads beitragen kann, hängt vom Verbrauch in den Stunden ab, in denen nicht ohnehin schon Strom durch die PV-Anlagen bereitgestellt wird. So kann der Speicher vor allem dann den Autarkiegrad erhöhen, wenn der zeitliche Verlauf der Erzeugung und des Verbrauchs versetzt voneinander liegen. Die erzielbaren finanziellen Ersparnisse hängen vom Strombezugspreis und von der Höhe der Einspeisevergütung ab. Durch die beim Einsatz eines Speichers verringerte Einspeisung von Strom, fallen die dadurch zu erzielenden Einnahmen geringer aus. Im Gegenzug fallen durch den verringerten Strombezug geringere Kosten an. [13, S. 23 f.]

Die Auslegung des Speichers und die Auswirkungen verschiedener Speichergrößen auf den Autarkiegrad und die wirtschaftlichen Vorteile werden in Kapitel 5 weiter untersucht.

4.2 Regelreserve

Einen möglichen Anwendungsbereich für Batteriespeicher stellt die Bereitstellung von Regelreserve da. Regelreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) benötigt, um Abweichungen zwischen der Einspeisung und der Entnahme im Stromnetz auszugleichen. Diese Abweichungen treten auf, wenn dem Netz mehr oder weniger eingespeist oder entnommen wird als prognostiziert wurde. Jeder ÜNB ist dabei dafür verantwortlich Abweichungen in dessen Leistungs-Frequenz-Regelzone (LFR-Zone) auszugleichen und für einen Systemausgleich zu sorgen. Dabei sind die vier deutschen ÜNB (Amprion, 50Hertz, TenneT, TransnetBW) Teil des Netzregelverbunds (NRV), in dem sie den Einsatz von Regelleistung kostenoptimiert koordinieren. [14, S. 224]

Liegt die Einspeisung über der Entnahme steigt die Frequenz im Stromnetz an, liegt die Einspeisung unter der Entnahme sinkt sie entsprechend. Der Sollwert der Netzfrequenz beträgt 50 Hz. Um Abweichungen auszugleichen werden positive und negative Regelreserve vorgehalten. Positive Regelreserve wird beim Unterschreiten der Sollfrequenz benötigt und wird eingesetzt, indem Erzeugungseinheiten ihre Einspeisung

erhöhen oder Verbraucher ihren Verbrauch senken. Beim Überschreiten der Sollfrequenz wird negative Regelenergie eingesetzt, indem die Einspeisung durch Erzeugungseinheiten verringert wird oder Verbraucher ihre Leistungsaufnahme erhöhen. Alternativ können neben Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten auch Speicher positive wie negative Regelleistung bereitstellen, indem sie bei Bedarf Strom ein- oder aus-speichern. [14, S. 224]

In Deutschland wird die Regelreserve für den NRV auf einer von den vier ÜNB betriebenen Internetplattform ausgeschrieben. Ausgeschrieben werden dabei drei verschiedene Qualitäten an Regelreserve: die Primärregelreserve, die Sekundärregelreserve und die Minutenreserve. Für jede Qualität liegen täglich sechs Produkte vor, die jeweils aus einem Zeitraum von vier Stunden bestehen. Die Mindestgröße für Angebote beträgt 1 MW. [15, S. 16 ff.] Dabei ist es aber auch möglich, eine Poolung mehrerer kleiner Einheiten vorzunehmen, welche zusammen Angeboten werden, um die Mindestgröße zu erfüllen. Um an der Ausschreibung für ein Produkt teilzunehmen, muss der Anbieter ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen. Bei der Präqualifizierung muss nachgewiesen werden, dass die Einheit die technischen Anforderungen zur Erbringung der Regelleistung erfüllt. [15, S. 10 ff.]

Im Folgenden werden die einzelnen Qualitäten der Regelreserve genauer vorgestellt.

4.2.1 Primärregelreserve

Die Primärregelreserve wird eingesetzt, um die Netzfrequenz bei Abweichungen zu stabilisieren und auf einem Niveau zu halten, weshalb sie als Frequenzhaltungsreserve (Frequency Containment Reserve, FCR) bezeichnet wird. Der Abruf der FCR erfolgt dezentral und automatisch im gesamten Verbundgebiet durch Messung der Netzfrequenz an der jeweiligen Technischen Einheit, welche zur Erbringung der FCR bereitsteht. Die abgerufene Leistung ist proportional zur Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz, wodurch die FCR in der Lage ist die Frequenz zu stabilisieren, aber nicht dazu genutzt werden kann, um sie wieder auf den Sollwert von 50 Hz zu bringen. [15, S. 6 f.] Die komplette angebotene Leistung muss innerhalb von 30 Sekunden bereitgestellt werden können und für mindestens 15 Minuten zur Verfügung stehen können. [16, S. 59, 64 f.]

Ausgeschrieben wird die FCR als symmetrisches Produkt, d.h. die angebotene Leistung muss somit negativ als auch positiv erbracht werden können. Bei den Ausschreibungen der FCR hängt der Erfolg eines Angebots vom Preis ab, für den der Anbieter seine Leistung anbietet. Bei Zuschlag erhält der Anbieter eine Vergütung in Höhe des Leistungspreises des höchsten bezuschlagten Gebots (pay-as-cleared). Die Vergütung wird dabei unabhängig davon ausgezahlt, ob die Leistung im bezuschlagten Zeitraum wirklich aktiviert wird. Ebenso hat die Menge der erbrachten Arbeit keinen Einfluss auf die Vergütung. Die Ausschreibungen finden täglich statt. Dabei muss die Abgabe eines Angebots auf eine Produktscheibe bis um 8 Uhr am Vortag erfolgen. [15, S.17 f.]

Die Menge für die im kontinentaleuropäischen Stromverbund vorzuhaltende FCR ergibt sich aus der Annahme, dass die zwei größten im Verbund betriebenen Kraftwerksblöcke zeitgleich ausfallen und die resultierende Frequenzabweichung durch die FCR kontrolliert werden können soll. Dazu würde eine Leistung von 3.000 MW benötigt. Der Anteil, den jede LFR-Zone von dieser Leistung bereitstellen muss, ergibt sich aus dem Anteil der jeweiligen LFR-Zone an der gesamten Stromerzeugung und des gesamten Stromverbrauchs des Verbundes. Für den deutschlandweiten NRV ergibt sich daraus für das Jahr 2022 eine bereitzustellende FCR von 555 MW. [15, S. 13]

4.2.2 Sekundärregelreserve

Während die FCR eingesetzt wird, um die Frequenz zu stabilisieren wird die Sekundärregelreserve darauffolgend genutzt, um die Netzfrequenz wieder auf ihren Sollwert zu bringen, sodass die FCR deaktiviert werden kann. Dazu muss eine Einheit, welche Sekundärregelleistung erbringt, in der Lage sein, ihre volle Leistung innerhalb von fünf Minuten erbringen zu können. Aufgrund ihrer Eigenschaften wird die Sekundärregelreserve auch als Frequenzwiederherstellungsreserve mit automatischer Aktivierung (automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) bezeichnet. Wie bei der FCR erfolgt die Aktivierung der aFRR automatisch. Im Gegensatz zur FCR erfolgt die automatische Aktivierung aber nicht dezentral und im gesamten Verbundsgebiet. Stattdessen werden die Einheiten durch von den ÜNB in deren LFR-Zonen betriebenen Leistungs-Frequenz-Reglern aktiviert. Der durch die Regler ermittelte Bedarf an aFRR ergibt sich aus der Abweichung der Netzfrequenz von der Sollfrequenz und den Abweichungen der tatsächlichen Übergabeleistungen der jeweiligen LFR-Zone an benachbarte Zonen von den geplanten Übergabeleistungen. Die Aktivierung von aFRR erfolgt somit nach dem Verursacherprinzip in der für die Bilanzstörung verantwortlichen LFR-Zone. [15, S. 7 f.]

Um zu vermeiden, dass in einer LFR-Zone positive aFRR aktiviert wird während in einer benachbarten LFR-Zone negative aFRR aktiviert wird und es somit zu höheren Kosten für den Systemausgleich kommt, kooperieren die deutschen ÜNB im NRV. Aus dem jeweils durch die vier Leistungs-Frequenz-Regler im NRV ermittelten Bedarf an aFRR, wird für jede LFR-Zone ein optimierter Wert ermittelt, sodass der gesamte Bedarf reduziert werden kann. Weiter arbeiten die deutschen ÜNB mit anderen europäischen ÜNB zusammen, um den Bedarf und Einsatz an aFRR weiter zu reduzieren. [15, S. 10]

Anders als bei der FCR werden bei der aFRR negative (aFRR-) und positive (aFRR+) Leistung getrennt ausgeschrieben. Somit kann mit einer Einheit nur positive oder negative aFRR bereitgestellt werden als auch positive und negative gleichzeitig. Die durchschnittlich ausgeschriebene Menge lag im Jahr 2021 bei 2.092 MW (aFRR+) bzw. 1.972 MW (aFRR-). [17, S. 27] Auch die Regelleistung und Regularbeit werden anders als bei der FCR auf getrennten Märkten ausgeschrieben. Bei Zuschlag auf dem Regelleistungsmarkt (RLM) erhält der Anbieter für das Vorhalten der Leistung den gebotenen Preis (pay-as-bid). Die Ausschreibung von Produkten erfolgt auf dem RLM am Vortag. Bei Zuschlag auf dem RLM müssen Anbieter ebenso ein Angebot auf dem Regularbeitsmarkt (RAM) abgeben. Auch Anbieter, welche keinen Zuschlag auf dem

RLM erhalten haben, können Angebote auf dem RAM abgeben. Die Abgabe von Geboten ist auf dem RAM bis zu 25 Minuten vor Produktbeginn möglich. Der Zuschlag erfolgt abhängig vom angebotenen Preis. Besteht Bedarf an aFRR werden die bezuschlagten Angebote mit den niedrigsten Preisen zuerst abgerufen. Die Vergütung berechnet sich aus der erbrachten Arbeit und dem Grenzpreis, welcher dem Arbeitspreis des teuersten abgerufenen Produkts entspricht. [15, S. 17 f.]

4.2.3 Minutenreserve

Die Minutenreserve wird als Frequenzwiederherstellungsreserve mit manueller Aktivierung (manual Frequency Restoration Reserve, mFRR) bezeichnet und wird genutzt, um die aFRR abzulösen. Im Gegensatz zur FCR und zur aFRR erfolgt die Aktivierung als Fahrplanabruf in 15-Minuten Intervallen und geht mit einer Aktivierungszeit von 15 Minuten einher. Aktiviert wird die mFRR, wenn die aFRR nicht ausreicht, um eine vorliegende Systembilanzstörung zu beheben. Durch Aktivierung der mFRR wird die technisch anspruchsvollere aFRR abgelöst, sodass diese bei Bedarf wieder zur Verfügung steht. [15, S. 8]

Wie bei der aFRR werden bei der mFRR sowohl Leistung und Arbeit getrennt ausgeschrieben als auch zwischen positiver und negativer Leistung und Arbeit unterschieden. Die Ausschreibung, Vergabe und Vergütung der mFRR erfolgen analog zur aFRR. [15, S. 17 f.] Die durchschnittlich ausgeschriebene Menge lag im Jahr 2021 bei 1.098 MW (mFRR+) bzw. 576 MW (mFRR-). [14, S. 228]

4.2.4 Vergleich der Regelreserve Qualitäten

Für die verschiedenen Regelreserve Qualitäten werden, wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, verschiedene Mengen Regelreserve ausgeschrieben. Tabelle 1 zeigt die im Jahr 2021 durchschnittlich ausgeschriebenen Mengen der verschiedenen Regelreserve Qualitäten. Die Menge an durchschnittlich ausgeschriebenener aFRR liegt über der Menge an mFRR. Für die FCR wird mit 562 MW die durchschnittlich geringste Leistung ausgeschrieben. [14, S. 226 ff.]

Tabelle 1: Durchschnittlich ausgeschriebene Regelreserve [eigene Darstellung gemäß [14, 226 ff.]

	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
Durchschnittlich ausgeschriebene Leistung in MW	562	2.092	1.972	1.098	576

Die Präqualifikation der Anbieter und der technischen Einheiten erfolgt separat für jede Regelreservequalität [15, S. 10]. Tabelle 2 zeigt die insgesamt präqualifizierten Leistungen für die einzelnen Qualitäten sowie die Leistung präqualifizierter Batteriespeicher (Stand Januar 2023). Von der für FCR Präqualifizierten Leistung von 6.950 MW handelt es sich bei 630 MW um Batteriespeicher. Bei der aFRR stellen die Batteriespeicher von 23.400 MW (aFRR+) bzw. 23.820 MW (aFRR-) an gesamt präqualifizierter Leistung nur jeweils 60 MW. Für die mFRR mit gesamt präqualifizierten Leistungen

von 32.290 MW (mFRR+) bzw. 31.900 MW (mFRR-) sind noch keine Batteriespeicher präqualifiziert. [18]

Tabelle 2: Präqualifizierte Leistung einzelner Regelreservequalitäten [eigene Darstellung gemäß [18]]

Präqualifizierte Leistung in MW	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-
Gesamt	6.950	23.400	23.820	32.290	31.900
Batteriespeicher	630	60	60	0	0

Die Unterschiede an der Menge an präqualifizierter Leistung von Batteriespeichern sind auf die technischen Eigenschaften von Batteriespeichern und die Anforderungen der einzelnen Regelreservequalitäten zurückzuführen. So sind Batteriespeicher durch ihre schnellen Reaktionszeiten in der Lage die hohen Anforderungen der FCR an die Leistungsaktivierung zu erfüllen [13, S. 26]. Weiter ist zur Erbringung von FCR eine im Vergleich zur bereitgestellten Leistung geringere Speicherkapazität nötig. Für FRR ist die Kapazität des Speichers so auszulegen, dass die vermarktete Leistung theoretisch für mindestens 60 Minuten erbracht werden kann. Die Bereitstellung des Speichers über die Produktlänge von vier Stunden muss durch Nachlademaßnahmen gewährleistet werden können. Wird ausschließlich am RAM teilgenommen richtet sich die nötige Kapazität am Vermarktungszeitraum. [16, S. 41] Bei der FCR muss die Kapazität so ausgelegt werden, dass die Mindestaktivierungszeit von 15 Minuten auch erbracht werden kann, wenn der Speicher bereits zuvor abgerufen wurde. Durch Lademanagement des Speichers muss der Ladestand in einem durch die Präqualifikationsbedingungen festgelegten Bereich liegen. [16, S. 65]

Auch bei der Vergütung zeigen sich Unterschiede zwischen den verschiedenen Regelreservequalitäten. Bei sechs Produktscheiben pro Tag, kann eine Einheit jährlich für 2.190 Produktscheiben angeboten werden. Abbildung 4 zeigt die Erlöse, die sich in den Jahren 2020 bis 2023 bei den einzelnen Regelreservequalitäten erzielen ließen, wenn für jede Produktscheibe eine Leistung von einem MW angeboten und bezuschlagt wurde. Zur Ermittlung der Erlöse wurden die auf der durch die vier deutschen ÜNB betriebenen Website *regelleistung.net* veröffentlichten Daten zu den Ausschreibungen verwendet. Durch Addieren der Ergebnisse für die 2.190 Produktscheiben konnte so für die angegebenen Jahre ein Jahreswert ermittelt werden.

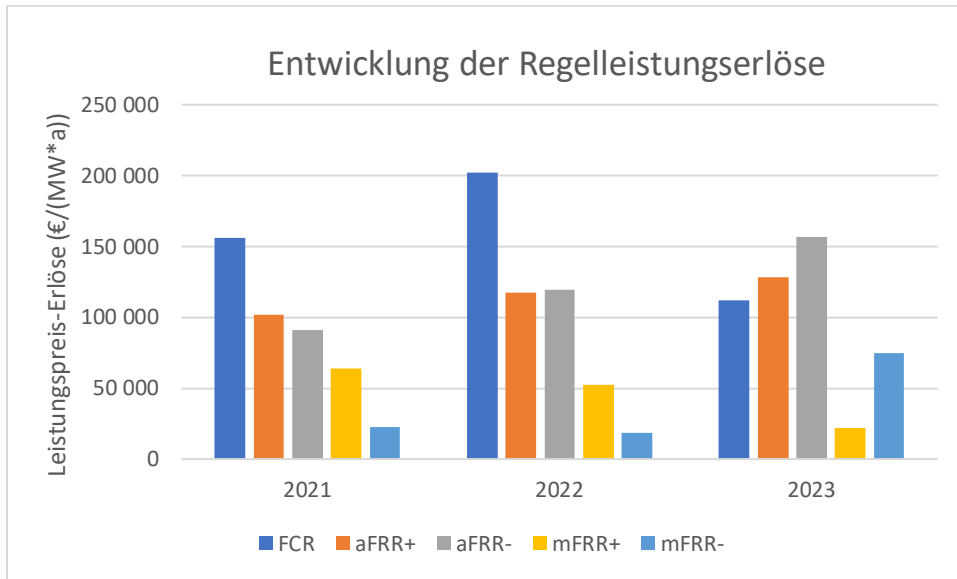


Abbildung 4: Entwicklung der Regelleistungserlöse [eigene Darstellung]

Es lässt sich erkennen, dass die für die Vorhaltung von FCR erzielbaren Erlöse in den Jahren 2021 und 2022 über denen für die Vorhaltung von aFRR und mFRR liegen. Im Jahr 2023 hingegen ließen sich durch die Vorhaltung von aFRR die höchsten Erlöse erzielen.

Bei der FRR können zusätzlich zu den Erlösen für die Vorhaltung der Leistung noch Erlöse durch Erbringen der Regularbeit generiert werden. Dabei wird die mFRR seltener abgerufen als die aFRR. Während die mFRR im Jahr 2021 in weniger als ein Prozent der Zeit eingesetzt wird, wird die aFRR in fast jeder Viertelstunde des Jahres erbracht. Bei Abruf der mFRR im Jahr 2021 liegt die durchschnittlich eingesetzte Leistung bei 214 MW (mFRR+) bzw. 154 MW (mFRR-). Der durchschnittliche Einsatz der aFRR liegt bei 99 MW (aFRR+) bzw. bei 98 MW (aFRR-). [14, S. 230 ff.]

Im Weiteren werden die FCR und aFRR als Möglichkeiten zur Mehrfachnutzung des betrachteten Speichers genauer untersucht. Die mFRR wird nicht weiter untersucht, da wie beschrieben bei geringeren ausgeschriebenen Mengen eine höhere präqualifizierte Leistung und damit Konkurrenz am Markt vorliegt. Weiter liegen die erzielbaren Leistungspreise unter denen der FCR und aFRR. Auch durch die Erbringung von Regularbeit sind aufgrund der beschriebenen geringeren Abrufwahrscheinlichkeit bei der mFRR im Vergleich zur aFRR geringere Erlöse zu erwarten.

4.3 Redispatch

Zur Sicherung der Netzstabilität wird durch die Netzbetreiber unter anderem Redispatch eingesetzt. Redispatch bezeichnet dabei den Eingriff in Kraftwerksfahrpläne, um drohende Netzengpässe zu vermeiden. Dabei werden Kraftwerke auf der einen Seite des Netzengpasses angewiesen ihre Erzeugung zu verringern, während gleichzeitig Kraftwerke auf der anderen Seite des Engpasses angewiesen werden ihre Erzeugung zu erhöhen. Durch den Redispatch betroffene Kraftwerksbetreiber werden für die entstehenden Kosten oder Verluste entschädigt. [14, S. 540] Durch den ab Oktober 2021

geltenden Redispatch 2.0 werden alle Erzeugungsanlagen und Speicher ab einer Anlagenleistung von 100 kW mit einbezogen [19].

Speicher könnten künftig dazu genutzt werden, die durch Netzengpässe bedingte Abregelung von Erneuerbare-Energien (EE)-Anlagen zu verringern. Dabei kann ein Speicher diese Aufgabe nur wirksam erfüllen, wenn sein Standort entsprechend so gelegen ist, dass er einen Einfluss auf auftretende Netzengpässe haben kann. Weiter liegt aktuell kein Vergütungsmodell für bei dem Redispatch eingesetzte Anlagen vor. Stattdessen werden betroffene Anlagenbetreiber nur für ihren Aufwand entschädigt. Daher stellt der Redispatch aktuell keine zusätzliche Einnahmequelle für den Quartierspeicher dar.

4.4 Ausnutzen von Preisschwankungen am Spotmarkt

Für den Handel mit Strom liegen an der Strombörse zwei Möglichkeiten vor, welche sich vor allem in ihrer Vorlaufzeit unterscheiden. Es wird unterschieden in den Terminmarkt und den Spotmarkt. Am Terminmarkt werden Geschäfte für einen zukünftigen Zeitpunkt abgeschlossen. An Spotmärkten wird Strom mit einer vergleichsweise kurzen Vorlaufzeit gehandelt. Die in Europa wichtigste Handelsplattform für solche Geschäfte ist die European Power Exchange (EPEX-Spot). Der Spotmarkt ist aufgeteilt in den Day-Ahead-Markt und den Intraday-Markt. Am Day-Ahead-Markt findet der Handel für jede Stunde des Folgetages statt. Der Markt schließt um 12 Uhr des Vortags der Lieferung. Am Intraday-Markt werden im Gegensatz zum Day-Ahead-Markt nicht die einzelnen Stunden eines Tages gehandelt, sondern die einzelnen Viertelstunden. Es liegen somit 96 Handelsprodukte vor. [20, S. 135 f.] Der Handel am Intraday-Markt ist in den Auktionenhandel und den kontinuierlichen Handel unterteilt. Der Auktionenhandel ist bis um 15 Uhr am Vortag der Lieferung möglich. Bei dem kontinuierlichen Intraday-Handel sind Geschäfte noch bis fünf Minuten vor Beginn der Lieferung möglich. [21, S. 8]

Der Preis ergibt sich aus der Angebotskurve und der Nachfragekurve. Dem Merit-Order-Effekt entsprechend bestimmt das mit dem höchsten Preis bezuschlagte Kraftwerk den Preis für alle gehandelten Produkte. EE-Erzeuger wie Windkraftanlagen oder PV-Anlagen können ihren Strom aufgrund fehlender Brennstoffkosten zu Grenzkosten von 0 € anbieten. Dadurch verschiebt sich bei der Einspeisung von EE-Anlagen die Angebotskurve. Erzeuger mit höheren Grenzkosten werden dann erst bei einer höheren Nachfrage abgerufen. [20, S. 138 f.] Wie die Einspeisung von EE-Anlagen schwankt auch die Nachfrage über den Tagesverlauf. Die Schwankungen von Angebot und Nachfrage führen dazu, dass sich die Preise der einzelnen Stunden bzw. Viertelstunden unterscheiden. [21, S. 8]

Die Schwankungen des Strompreises treten dabei sowohl im Tages- als auch im Wochen- und Jahresverlauf auf. Zur Untersuchung der Preise werden in dieser Arbeit vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) veröffentlichte Daten für die Day-Ahead Preise verwendet [22]. Abbildung 5 zeigt den durchschnittlichen Day-Ahead Preis für die einzelnen Stunden für die Wintermonate und die Sommermonate.

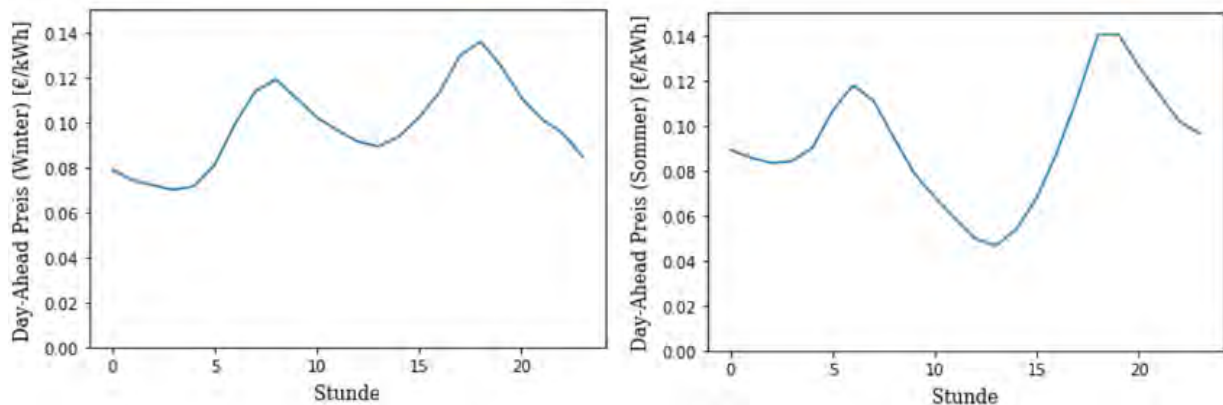


Abbildung 5: Durchschnittlicher Day-Ahead Preis über den Tagesverlauf im Winter und Sommer [eigene Darstellung]

Es lässt sich erkennen, dass in der Nacht und vor allem im Sommer auch am Mittag niedrigere Strompreise auftreten. Die höchsten Preise treten in den Morgen- und Abendstunden auf. Dies ist auf die Erzeugung durch PV-Anlagen am Mittag und die vor allem in der Nacht geringere Last zurückzuführen. Im Winter, bei geringer Erzeugung durch PV-Anlagen, treten niedrige Preise vor allem bei Produktion durch Windkraftanlagen in der Nacht auf. Ebenso liegen aufgrund der geringeren Last auch am Wochenende niedrigere Strompreise vor. [23] Abbildung 6 zeigt die täglichen Preisspreads am Day-Ahead Markt für das Jahr 2023. Zur Ermittlung der Preisspreads werden die Day-Ahead Preise eines jeden Tages in eine Liste geschrieben und der kleinste und größte Wert für jeden Tag ermittelt. Die Differenz dieser beiden Werte ergibt dann die maximalen Preisspreads für die einzelnen Tage.

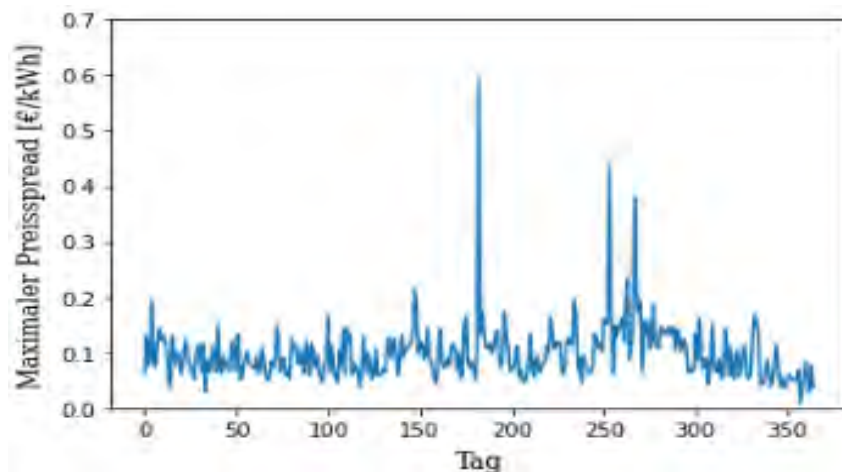


Abbildung 6: Maximale Preisspreads für das Jahr 2023 [eigene Darstellung]

Wie sich erkennen lässt, kommt es nur an wenigen Tagen zu Preisspreads von über 0,2 €/kWh. Der Mittelwert der maximalen Preisspreads liegt bei 0,098 €/kWh. Diese Preisspreads können durch einen Speicher genutzt werden, um zusätzliche Gewinne zu erzielen. So kann eine Kilowattstunde, welche zum Zeitpunkt des Tages mit dem niedrigsten Preis gekauft wird im Durchschnitt für 9,8 ct mehr zum Zeitpunkt mit dem höchsten Preis verkauft werden. Ebenso kann der Strom zu niedrigen Preisen bezogen und eingespeichert werden, um ihn zu einem späteren Zeitpunkt auszuspeichern

und zu verbrauchen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass beim Ein- und Ausspeichern Verluste auftreten. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben werden beim Ein- und Ausspeichern jeweils ein Wirkungsgrad von 95 % angenommen. Entsprechend muss eine größere Menge an Strom eingekauft werden, als verkauft werden kann. Wird dies berücksichtigt, indem entsprechend mehr Strom eingekauft wird als verkauft wird, betragen die durchschnittlichen Einnahmen beim Kauf und Verkauf zu den optimalen Zeitpunkten 8,8 ct pro eingespeicherter kWh statt 9,8 ct. Weiter müssen die bei der Einspeicherung entstehenden Kosten berücksichtigt werden. Kosten entstehen durch die zusätzliche Nutzung des Speichers. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, besitzen Speicher eine kalendarische und eine zyklische Lebensdauer. Wird angenommen, dass ein Speicher nach 5.000 Zyklen das Ende seiner Lebenszeit erreicht hat, lassen sich mit dieser Zyklenzahl und den Investitionskosten die Kosten eines Zyklus berechnen. Als Investitionskosten werden, wie in Kapitel 3.2 beschrieben 750 €/kWh angenommen. Die Berechnung erfolgt mittels folgender Formel:

Formel 1: Berechnung Zykluskosten [eigene Herleitung]

$$\text{Zykluskosten} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\text{Investitionskosten (€/kWh)}}{\text{Zyklenzahl}}$$

Gemäß der Formel ergeben sich Zykluskosten von 0,15 €. Um einen Gewinn zu erzielen, muss der Preisspread über den Zykluskosten liegen und die auftretenden Lade- und Entladeverluste gedeckt werden. Entsprechende Preisspreads liegen im Jahr 2023 an 22 Tagen vor. Werden diese 22 Preisspreads genutzt lassen sich Einnahmen von 4,69 € pro kWh vermarkteter Speicherkapazität erzielen. Abzüglich der Zykluskosten ergibt sich ein jährlicher Gewinn von 1,39 € pro kWh vermarkteter Speicherkapazität. Aufgrund dieser, bei den angenommenen Investitionskosten geringen Gewinne, wird diese Nutzungsmöglichkeit nicht weiterverfolgt.

Eine weitere Möglichkeit Einnahmen zu erzielen bzw. Kosten zu vermeiden ist es, den durch die PV-Anlagen erzeugten Strom nicht direkt in das Stromnetz einzuspeisen, sondern zuvor im Speicher zwischenspeichern. Zu Zeiten mit höheren Strompreisen kann der Strom dann in das Netz eingespeist werden. Auch hier müssen die Preisspreads aber über den durch die Zwischenspeicherung entstehenden Kosten liegen und über den Einnahmen, welche bei direkter Einspeisung zu erzielen wären. Alternativ kann durch Lademanagement das Laden des Speichers in Zeiträume gelegt werden, in denen die Strompreise niedrig sind und sich mit der Einspeisung des PV-Stroms vergleichsweise wenig Einnahmen erzielen lassen. Die Einspeisung kann dann vermehrt in Zeiträumen stattfinden, in denen sich höhere Erlöse erzielen lassen.

Weiter kann die Nutzung des im Speicher zwischengespeicherten Stroms optimiert werden. Wie beschrieben liegen in den Abend- und Morgenstunden meist höhere Strompreise vor als in den Nachtstunden. Wird der Speicher entladen, sobald im Quartier Strombedarf vorliegt, kann es dazu kommen, dass der Speicher in den Morgenstunden bereits entladen ist und Strom zu hohen Preisen bezogen wird. Stattdessen könnte der Speicher durch gezieltes Entlademanagement in den Abendstunden und

Morgenstunden bei hohen Strompreisen entladen werden. Der in den Nachtstunden benötigte Strom könnte dann vergleichsweise kostengünstig bezogen werden.

4.5 Notstromversorgung

Batteriespeicher können genutzt werden, um bei einer Unterbrechung der Stromversorgung die angeschlossenen Verbraucher weiter zu versorgen. Bei der Notstromversorgung wird dabei zwischen unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV) und Netzersatzanlagen (NEA) unterschieden. Batteriespeicher in USV-Anlagen werden genutzt, um kurze Zeiträume von meist wenigen Sekunden zu überbrücken, bis die Stromversorgung wieder besteht oder andere NEA wie Dieselgeneratoren die Stromversorgung übernehmen. Eingesetzt werden USV-Anlagen z.B. in Rechenzentren oder im Rundfunk. NEA finden Einsatz in kritischen Bereichen wie Krankenhäusern oder auch in Industrieunternehmen. Sie übernehmen im Falle eines Stromausfalls die Versorgung und müssen entsprechend der zu versorgenden Verbraucher ausgelegt werden. [24, S. 65 ff.] Bei einer Unterbrechung der Stromversorgung im betrachteten Quartier ist weder kritische Infrastruktur betroffen, noch ist mit hohen finanziellen Verlusten zu rechnen. Zudem lag die Versorgungsunterbrechung für Letztverbraucher im Jahr 2022 in Deutschland durchschnittlich bei 12,2 Minuten [25]. Aufgrund der geringen Ausfallszeit ist daher nicht mit starken Einschränkungen durch Versorgungsunterbrechungen zu rechnen. Auch müsste der Speicher immer ausreichend geladen sein, um im Falle einer Unterbrechung der Stromversorgung die Haushalte versorgen zu können. Dadurch würde der Speicher in seinen anderen Funktionen eingeschränkt werden und es würden höhere Investitionskosten für die zusätzliche Speicherkapazität anfallen. Weiter müsste ein geeignetes Finanzierungsmodell erarbeitet werden und ein Konzept zur Erbringung der Notstromversorgung entwickelt werden. So müsste geregelt sein, welcher Haushalt im Falle einer Versorgungsunterbrechung durch Notstrom versorgt wird und wie viel Leistung durch die Haushalte bezogen werden darf.

Aufgrund der fehlenden Notwendigkeit und der fehlenden Aussicht auf finanzielle Erlöse wird die Notstromversorgung durch zur Verfügung stellen von Speicherkapazität im Folgenden nicht genauer untersucht.

4.6 Schwarzstartfähigkeit

Schwarzfahrtsfähige Erzeugungsanlagen werden benötigt, um das Stromnetz im Falle eines Stromausfalls wieder aufzubauen. Bei schwarzstartfähigen Anlagen handelt es sich um Anlagen, welche ohne externe Stromversorgung ihre Stromerzeugung wieder starten können. Zu diesen Anlagen zählen bspw. Laufwasserkraftwerke und Pumpspeicher. Auch erste Projekte bei denen Batterien die Schwarzstartfähigkeit von Gaskraftwerken gewährleisten werden bereits umgesetzt. [26] Die Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit erfolgt bisher durch bilaterale Verträge zwischen den ÜNB und den Betreibern der schwarzstartfähigen Anlagen. Künftig erfolgt die Beschaffung über Ausschreibungen, bei denen Anlagenbetreiber ihre schwarzstartfähigen Anlagen anbieten können. [27] Die Anforderungen an diese Anlagen sind aber vergleichsweise hoch und durch den betrachteten Quartierspeicher nicht zu erfüllen. So muss der

Netzanschluss in der Höchstspannung oder Hochspannung liegen und die Leistung der Anlage mindestens 200 MW betragen [28], [29]. Für den betrachteten Quartierspeicher kommt die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit somit nicht in Frage.

4.7 Lastspitzenkappung

Durch Lastmanagement kann die Last in bestimmten Stunden gesenkt werden, während sie zu anderen Stunden erhöht wird. Die Menge an verbrauchtem Strom bleibt dabei gleich. Nur die bezogene Last verändert sich. [20, S. 39] Der Speicher wird dabei zu Zeiten mit niedriger Last geladen und zu Zeiten mit hoher Last entladen. Durch die Reduzierung der Spitzenlast können die zu zahlenden Netzentgelte reduziert werden. Tabelle 3 zeigt die Netzentgelte der Rheinische NETZGesellschaft mbH (RNG) für Kunden mit Lastgangzähler inklusive der Umsatzsteuer. Die Werte gelten für das Jahr 2024 und für Kunden mit Anschluss an die Mittelspannung mit Umspannung auf die Niederspannung.

Tabelle 3: Netzentgelte Rheinische NETZGesellschaft mbH [eigene Darstellung gemäß [30]]

Jahresbenutzungsdauer < 2.500 h/a		Jahresbenutzungsdauer ≥ 2.500 h/a	
Leistungspreis (€/kW)	Arbeitspreis (€/kWh)	Leistungspreis (€/kW)	Arbeitspreis (€/kWh)
32,51	0,09	202,24	0,014

Gezahlt werden sowohl ein Leistungspreis für die maximal aus dem Netz bezogene Last sowie ein Arbeitspreis für die aus dem Netz bezogene Menge an Strom. Es wird weiter unterschieden zwischen Kunden mit einer Jahresbenutzungsdauer von unter 2.500 h/a und Kunden mit einer höheren Jahresbenutzungsdauer. Die Jahresbenutzungsdauer lässt sich gemäß § 2 der Stromnetzentgeltverordnung mit folgender Formel berechnen [31, §2]:

Formel 2: Berechnung Jahresbenutzungsdauer [eigene Darstellung gemäß [31, §2]]

$$Jahresbenutzungsdauer [h/a] = \frac{\text{bezogene Arbeit [kWh/a]}}{\text{Jahreshöchstlast [kW]}}$$

Wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, beträgt die Jahreshöchstlast 142 kW. Wird keine PV-Anlage installiert und der komplette Strombedarf von 290.000 kWh somit mit Strom aus dem Netz gedeckt, so beträgt die Jahresbenutzungsdauer 2.024 h/a. Damit fällt der niedrigere Leistungspreis von 32,51 €/kW an. Würde die Spitzenlast durch einen Speicher auf bspw. 100 kW reduziert werden, könnte der jährliche Leistungspreis um 1.350 € gesenkt werden. Im Gegenzug müsste im Speicher die nötige Reserve vorgehalten werden, um die Lastspitzen abdecken zu können. Um diese Reserve bereitzustellen, müsste an Tagen mit zu wenig PV-Erzeugung der Speicher mit Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden. Dabei würden sowohl Kosten für den Strombezug als auch für die zusätzlichen Vollzyklen entstehen.

4.8 Weiter Nutzungsmöglichkeiten

Neben den vorherigen genannten Nutzungsmöglichkeiten kommen weitere Nutzungsmöglichkeiten für den Batteriespeicher in Frage. So kann durch die Wechselrichter des Speichers Blindleistung bereitgestellt werden und somit ein Beitrag zur Spannungsregelung geleistet werden. Bisher existiert allerdings kein Markt für diese Dienstleistung. Stattdessen wird die Bereitstellung von Blindleistung in der Nieder- und Mittelspannung durch Vorschriften vorgegeben. [32, S. 34] Zudem können Batteriespeicher Momentanreserve bereitstellen, welche bisher vor allem durch die rotierenden Massen von konventionellen Kraftwerken erbracht wird. Künftig wird voraussichtlich durch Netzanschlussbedingungen festgelegt, dass auch Speicher einen Beitrag zur Momentanreserve liefern müssen und darüber hinaus eine Beschaffung über Ausschreibungen erfolgen. [33, S. 3 f.] Auch hier liegen aber noch keine konkreten Rahmenbedingungen vor. Eine weitere Einsatzmöglichkeit ist die Reduzierung der Einspeiseleistung der PV-Anlagen. So kann der Speicher prognosebasiert geladen werden, um die maximale Einspeiseleistung zu senken. So kann die nötige Größe des Netzanschlusses und die Belastung des Stromnetzes verringert werden. [20, S. 90 f.]

4.9 Überblick

Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben liegen verschiedene Nutzungsmöglichkeiten für den Batterie-Quartierspeicher vor. Im Folgenden wird ein Überblick über die betrachteten Nutzungsmöglichkeiten gegeben und zusammengefasst, inwiefern diese für den betrachteten Speicher in Frage kommen können. Tabelle 4 fasst diese Nutzungsmöglichkeiten zusammen.

Tabelle 4: Übersicht Nutzungsformen und Bewertungen [eigene Darstellung]

Nutzungsform	Bewertung
Eigenverbrauchsoptimierung	-Stellt die Hauptnutzung des Speichers dar
Primärregelleistung (FCR)	-Vergütungsmodell vorhanden -Speicher steht nur begrenzt zur Verfügung -Erhöhte Zyklenzahl
Sekundärregelleistung (aFRR)	-Vergütungsmodell vorhanden -Speicher steht nur begrenzt zur Verfügung -Erhöhte Zyklenzahl
Tertiärregelleistung (mFRR)	-Keine attraktiven Einnahmen möglich
Momentanreserve	-Aktuell fehlendes Vergütungsmodell
Schwarzstartfähigkeit	-Anforderungen können nicht erfüllt werden
Redispatch	-Aktuell fehlendes Vergütungsmodell
Blindleistungsbereitstellung	-Aktuell fehlendes Vergütungsmodell
Notstromreserve	-Nicht zwingend notwendig -Fehlendes Vergütungsmodell -Bei Nachfrage technisch möglich
Strom An- und Verkauf	-Preisspreads häufig zu niedrig
Strom Ankauf zu niedrigen Preisen für späteren Verbrauch	-Preisspreads häufig zu niedrig
PV-Strom für späteren Verkauf zwischenspeichern	-Preisspreads häufig zu niedrig
Entladung bei hohen Strompreisen (Entlademanagement)	-Strombezug in Zeiten mit hohen Preisen kann verringert werden
Lademanagement	-Verschiebung der Netzeinspeisung kann höhere Erlöse aus der Direktvermarktung ermöglichen
Vermeiden von Lastspitzen	-Netzentgelte können vermieden werden -Speicher muss Reserve bereitstellen und ggf. mit Netzstrom beladen werden

Die Hauptmotivation für die Installation des Speichers im Quartier „Zum Wiebusch“ ist die Erhöhung des Autarkiegrads des Quartiers. Dazu wird im folgenden Kapitel untersucht, welche Speichergröße geeignet ist, um den Autarkiegrad des Quartiers zu erhöhen und gleichzeitig einen möglichst wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen.

Weiter kann der Speicher genutzt werden, um Schwankungen des Strompreises an der Börse auszunutzen. So kann der Speicher bei niedrigen Strompreisen geladen werden und bei höheren Preisen wieder entladen werden, um den Strom vor Ort zu verbrauchen oder wieder in das Stromnetz einzuspeisen. Dabei sind die Preisspreads aber nicht immer groß genug, um die Kosten für einen zusätzlichen Zyklus zu rechtfertigen. Gleiches gilt für die Zwischenspeicherung von Strom aus der PV-Anlage zur späteren Einspeisung zu höheren Preisen. Stattdessen kann der aus der PV-Anlage zwischengespeicherte Strom genutzt werden, um Strombezug zu hohen Preisen zu reduzieren. Dazu wird der Speicher durch Entlademanagement nicht direkt bei Bedarf entladen, sondern dann, wenn die Strompreise vergleichsweise hoch sind. Ebenso kann der Speicher durch Lademanagement zu Zeiten mit PV-Strom geladen werden an denen die Preise vergleichsweise niedrig sind. Dadurch kann der PV-Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden, wenn sich höhere Erlöse mit diesem erzielen lassen. Durch die Reduzierung von Lastspitzen lassen sich Netzentgelte vermeiden. Allerdings muss der Speicher dafür eine Reserve vorhalten, um diese Lastspitzen abdecken zu können. Dabei kann es ggf. nötig sein, den Speicher mit Netzstrom zu laden. Da die möglichen Einsparungen hier aufgrund des vergleichsweise geringen Leistungspreises gering sind, wird diese Nutzungsmöglichkeit nicht weiter betrachtet.

Weiter ist die Erbringung von Regelleistung grundsätzlich durch Batteriespeicher möglich. Auch sind für die FCR und die aFRR bereits Batteriespeicher präqualifiziert. Zudem besteht ein Vergütungsmodell, über welches zusätzliche Einnahmen erzielt werden können. Für die mFRR zeigt sich, dass durch die Konkurrenz durch konventionelle Kraftwerke bisher keine attraktiven Einnahmen erzielt werden können. Für die FCR und aFRR gilt es weiter zu untersuchen, inwiefern sich die Bereitstellung dieser beiden Regelreservequalitäten in den Betrieb des Speichers integrieren lassen, bzw. wie sie diesen beeinflussen. Zudem muss die zusätzliche Zyklenzahl berücksichtigt werden, welche zu einer schnelleren Alterung des Speichers führt.

Die Notstromversorgung kann ebenfalls eine weitere Nutzungsmöglichkeit des Speichers darstellen. Aufgrund fehlender Notwendigkeit und einer unklaren Vergütungssituation wird diese Möglichkeit hier aber nicht genauer betrachtet. Gleiches gilt für die Bereitstellung von Blindleistung, die Teilnahme am Redispatch und die Bereitstellung von Momentanreserve. Die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit ist zudem aus technischen Gründen nicht möglich.

In den folgenden Kapiteln werden somit die Auslegung des Speichers hinsichtlich der Eigenverbrauchsoptimierung und die Anwendung von Lade- und Entlademanagement betrachtet. Zudem wird die Bereitstellung von Regelleistung durch den Quartierspeicher genauer untersucht.

5 Auslegung hinsichtlich Eigenverbrauchsoptimierung

Die Eigenverbrauchsoptimierung und damit die Erhöhung des Autarkiegrads stellt den Hauptnutzungszweck des Quartierspeichers dar. Die Auslegung des Speichers beeinflusst sowohl den möglichen erzielbaren Autarkiegrad als auch die Wirtschaftlichkeit des Projekts. Im Folgenden wird zunächst betrachtet, wie sich der Autarkiegrad und andere energetische Kennzahlen in Abhängigkeit verschiedener Speicherkapazitäten verhalten. Weiter wird betrachtet welche Kostenersparnisse erzielt werden können und wie sich der finanzielle Nutzen bei verschiedenen Speicherkapazitäten darstellt. Anschließend wird eine Speicherkapazität ausgewählt, welche das Ziel eines möglichst hohen Autarkiegrads mit einem möglichst wirtschaftlichen Betrieb kombiniert.

Um den Speicherbetrieb zu simulieren wird eine Schleife geschrieben, welche jede Stunde eines Jahres durchläuft. Dabei wird angenommen, dass der Speicher zu Beginn zur Hälfte gefüllt ist und die Lade- und Entladeleistung so dimensioniert wird, dass der Speicher innerhalb von zwei Stunden komplett be- und entladen werden kann. Der Ablauf der Schleife ist vereinfacht in Abbildung 7 dargestellt. Für jede Stunde wird zunächst geprüft, ob die aktuelle Erzeugung über dem Verbrauch liegt. Ist dies der Fall, wird der Verbrauch entsprechend durch die Erzeugung aus den PV-Anlagen gedeckt und kein Strom aus dem Netz bezogen. Weiter wird der Füllstand des Speichers überprüft, um zu entscheiden, was mit dem überschüssigen PV-Strom geschieht. Ist der Speicherstand nicht geringer als die Speicherkapazität, der Speicher also vollständig geladen, so wird der gesamte überschüssige Strom in das Stromnetz eingespeist. Ist der Speicher nicht vollständig geladen, wird überprüft, ob noch genug freie Kapazität vorhanden ist, um den restlichen PV-Strom komplett in den Speicher zu laden, sofern die Ladeleistung dies ermöglicht. Ist dies der Fall wird der Speicher entsprechend geladen und kein Strom in das Netz eingespeist. Reicht die freie Kapazität im Speicher oder die Ladeleistung des Speichers nicht aus, um den gesamten restlichen PV-Strom einzuspeichern, wird die Menge, welche nicht eingespeichert werden kann, in das Stromnetz eingespeist.

Liegt der Verbrauch über der Erzeugung, so wird der komplette erzeugte Strom direkt verbraucht. Weiter wird geprüft, ob der restliche Bedarf kleiner oder gleich der aktuellen Speicherladung ist und er durch die Entladeleistung des Speichers gedeckt werden kann. Ist dies der Fall, so wird dem Speicher der entsprechende Bedarf entnommen. Aus dem Netz wird dann kein Strom bezogen. Übertrifft der restliche Bedarf den Speicherstand bzw. die Entladeleistung des Speichers, so wird der Speicher so weit wie möglich entleert und der übrige Bedarf aus dem Stromnetz bezogen.

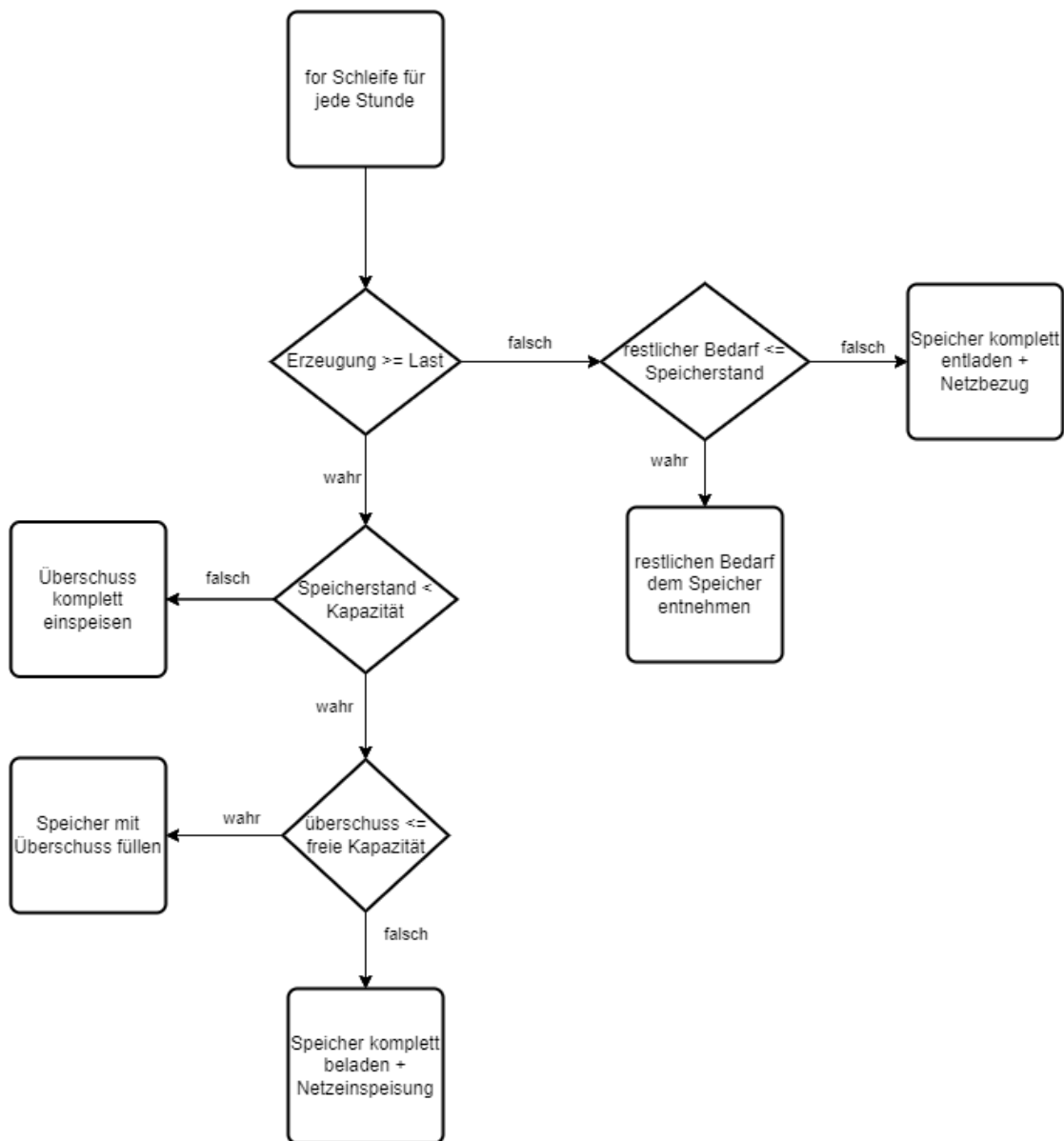


Abbildung 7: Schleife zur Simulation des Speicherbetriebs [eigene Darstellung]

Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, treten beim Laden und Entladen des Speichers Verluste auf. Entsprechende Verluste werden auch in der Schleife berücksichtigt. Sowohl beim Laden als auch beim Entladen betragen die Verluste jeweils 5 %.

Die in den einzelnen Stunden ermittelten Werte für den Netzbezug, die Netzeinspeisung, den Speicherstand und die Lade- bzw. Entladeleistung des Speichers werden für jede Stunde in entsprechende Listen geschrieben. Somit entsteht für die genannten Kennzahlen ein Verlauf über ein Jahr. Der Netzbezug und die Netzeinspeisung im Zeitraum von einem Jahr ergeben sich durch Addition der Werte der jeweiligen Liste. Zudem lässt sich die jährliche Anzahl an Vollzyklen bestimmen. Dazu werden wie in Kapitel 3.2 beschrieben die Werte der Liste für die Ladeleistung des Speichers aufaddiert und dieser Wert durch die Speicherkapazität dividiert. Die beschriebene Schleife wird mit verschiedenen Speichergrößen durchlaufen, um die resultierenden Ergebnisse miteinander vergleichen zu können. Die resultierenden Ergebnisse verschiedener Speichergrößen sind in Tabelle 5 dargestellt. Zum Vergleich sind zudem die Werte

für ein Versorgungssystem angegeben, in dem weder ein Speicher noch PV-Anlagen installiert sind.

Tabelle 5: Simulationsergebnisse verschiedener Speicherkapazitäten [eigene Darstellung]

	Kein PV	Speicherkapazität [kWh]								
		0	80	160	240	320	400	480	560	640
Netzbezug [MWh]	290	185	163	141	123	109	100	94	90	87
Netzeinspeisung [MWh]	-	277	252	229	208	193	183	176	172	169
Zykluszahl	-	-	317	302	287	262	235	210	187	168

Wie zu erwarten, nimmt sowohl der Netzbezug als auch die Netzeinspeisung mit zunehmender Speicherkapazität ab. Wird kein Speicher installiert, kann allein durch die Installation der PV-Anlagen der Netzbezug um 36 % gesenkt werden. Weiter zeigt sich, dass bei größeren Speicherkapazitäten eine weitere Erhöhung der Speicherkapazität geringere Einflüsse auf den Netzbezug und die Netzeinspeisung hat als bei kleineren Kapazitäten. Die Anzahl der Vollzyklen nimmt mit steigenden Speicherkapazitäten ab. Die in Tabelle 5 angegebenen Werte ergeben sich, wenn die komplette Speicherkapazität zu Verfügung steht. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, kommt es durch Alterungsprozesse im Laufe der Betriebszeit von Speichern jedoch zu einer Abnahme der nutzbaren Kapazität. Für das Ende der Lebensdauer wird eine noch nutzbare Speicherkapazität von 80 % angenommen.

Abbildung 8 zeigt den Autarkiegrad, welcher bei verschiedenen Speichergrößen erzielt wird. Der Autarkiegrad an der oberen Grenze des dargestellten Bereichs kann zu Beginn der Betriebszeit des Speichers erzielt werden. Durch die Abnahme der nutzbaren Speicherkapazität kann im letzten Betriebsjahr des Speichers nur noch der Autarkiegrad an der unteren Grenze des Bereichs erreicht werden. Im Verlauf der Betriebszeit liegt der Autarkiegrad im dargestellten Bereich. Der Autarkiegrad des Systems gibt den Anteil am Gesamtverbrauch wieder, welcher nicht aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird, sondern vor Ort produziert wird.

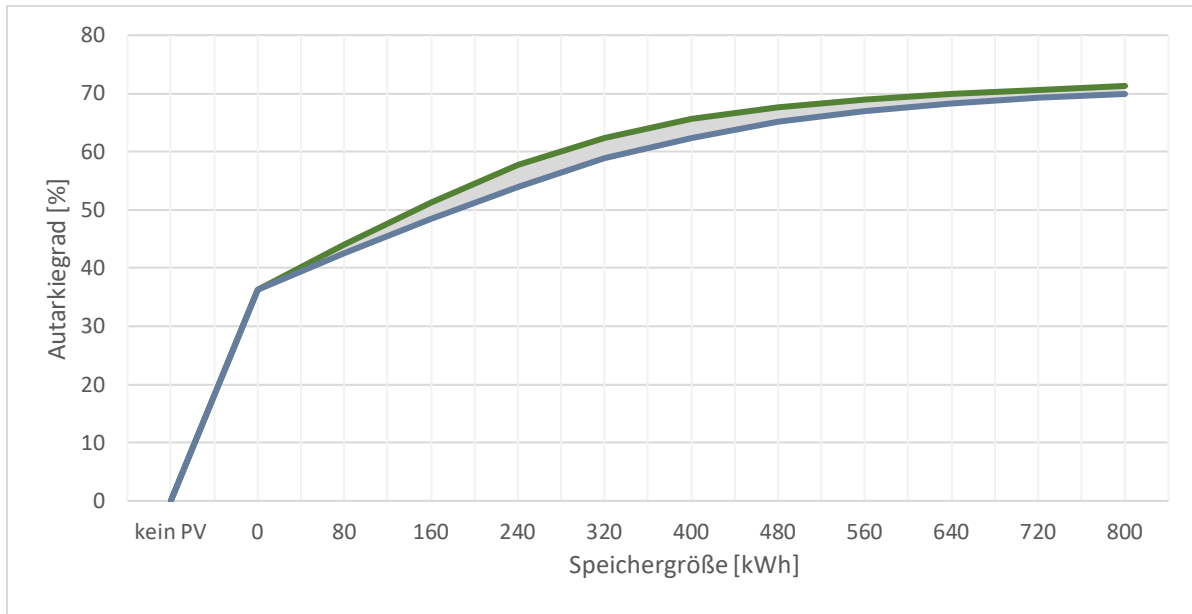


Abbildung 8: Autarkiegrad bei verschiedenen Speichergrößen [eigene Darstellung]

Durch die Installation der PV-Anlagen kann ein Autarkiegrad von ca. 36 % erzielt werden. Durch die weitere Installation eines Speichers mit einer Kapazität von 800 kWh kann der Autarkiegrad fast verdoppelt werden. Dem Diagramm lässt sich weiter entnehmen, dass eine Vergrößerung der Speicherkapazität bei geringen Speicherkapazitäten einen größeren Einfluss auf den Autarkiegrad hat als bei größeren Speicherkapazitäten. So führt die Vergrößerung der Speicherkapazität von 80 kWh auf 160 kWh zu Beginn der Betriebszeit zu einer Erhöhung des Autarkiegrads von ca. 7 %. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität von 720 kWh auf 800 kWh hingegen führt nur zu einer Erhöhung des Autarkiegrads von ca. 0,6 %. Ebenso lässt sich der Einfluss der Alterung des Speichers erkennen. So besitzt beispielsweise ein System mit einem Speicher mit einer Kapazität von 400 kWh im letzten Betriebsjahr des Speichers einen Autarkiegrad von 62,4 %. Den gleichen Autarkiegrad besitzt ein System mit einer Speicherkapazität von 320 kWh im ersten Betriebsjahr des Speichers.

Tabelle 6 zeigt, welcher Autarkiegrad im Mittel während der Lebensdauer der Speicher bei verschiedenen Speichergrößen erzielt werden kann. Dabei wird angenommen, dass Kapazität und Autarkiegrad über die Lebensdauer linear abnehmen.

Tabelle 6: Mittlerer Autarkiegrad bei verschiedenen Speicherkapazitäten [eigene Darstellung]

Speicherkapazität [kWh]	0	80	240	480	800	1.600	32.000	80.000
Autarkiegrad [%]	36,2	43,4	55,8	66,4	70,6	73,6	86,2	99,2

Es zeigt sich, dass erst bei Speichergrößen ab 80.000 kWh ein Autarkiegrad von nahezu 100 % erreicht werden kann. Auch die Verdopplung der Speichergröße von 800 kWh auf 1.600 kWh führt nur zu einem Anstieg des Autarkiegrads von 3 %. Somit

bestätigt sich, dass sich der flache Verlauf des Graphen aus Abbildung 8 auch bei weiter steigenden Speicherkapazitäten weiter fortsetzt.

Wie in Tabelle 5 dargestellt, sinkt die Netzeinspeisung von Strom aus den PV-Anlagen mit zunehmender Speicherkapazität. Entsprechend sinken auch die Einnahmen, welche durch die Einspeisung des Stroms erzielt werden können. Die Vergütung, welche für den eingespeisten Strom gezahlt wird, hängt unter anderem von der Anlagengröße ab. Die geplante installierte PV-Leistung im Quartier „Zum Wiebusch“ beträgt 360 kWp, wobei sich die Leistung auf die 36 einzelnen Gebäude aufteilt. Obwohl die Anlagen auf 36 verschiedenen Gebäuden installiert werden sollen, sind die Anlagen gemäß EEG §24 hinsichtlich des Anspruchs auf die Vergütung als eine Anlage anzusehen. Da die Anlage eine installierte Leistung von über 100 kWp besitzt, muss der eingespeiste Strom gemäß EEG §21 durch einen Direktvermarkter vermarktet werden. Für den eingespeisten Strom erhält der Anlagenbetreiber mindestens den anzulegenden Wert. Durch die Direktvermarktung können aber auch höhere Erlöse erzielt werden. [34, §24] Für den eingespeisten Strom wird ein anzulegender Wert von 6,31 ct/kWh angenommen [35]. Zur Berechnung der Einnahmen durch die Einspeisung des PV-Stroms werden die Day-Ahead Preise von 2023 genutzt. Dabei wird die eingespeiste Menge in jeder Stunde eines Jahres mit dem Day-Ahead Preis der jeweiligen Stunde multipliziert. Abbildung 9 zeigt die in der Betriebszeit des Speichers durchschnittlichen jährlichen Erlöse bei verschiedenen Speichergrößen.

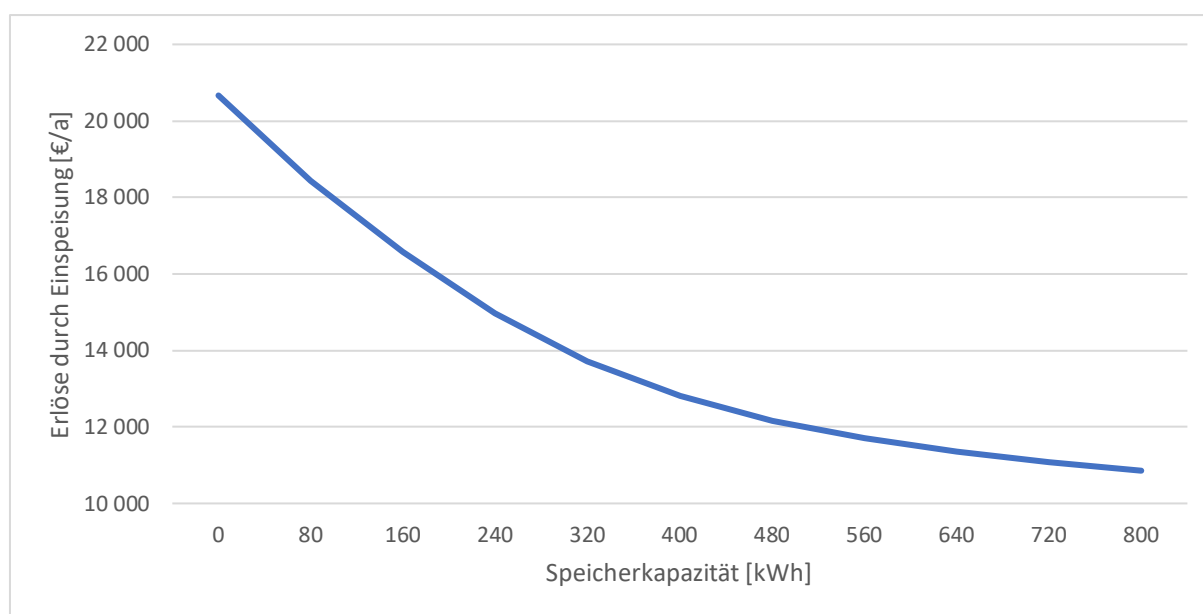


Abbildung 9: Erlös durch Einspeisung bei verschiedenen Speicherkapazitäten [eigene Darstellung]

Wie zu erkennen ist, sinken die jährlichen Erlöse mit zunehmender Speicherkapazität. Wird kein Speicher installiert, liegen die jährlichen Erlöse bei ca. 20.700 €. Durch die Installation eines 160 kWh großen Speichers reduzieren sie sich auf 16.500 € und durch einen 480 kWh großen Speicher auf 12.200 €.

Den bei steigender Speicherkapazität sinkenden Einnahmen durch die Netzeinspeisung stehen die steigenden Ersparnisse durch den verringerten Strombezug gegenüber. Abbildung 10 zeigt die in der Betriebszeit des Speichers durchschnittlichen jährlichen Kosten für den Strombezug bei verschiedenen Strompreisen.

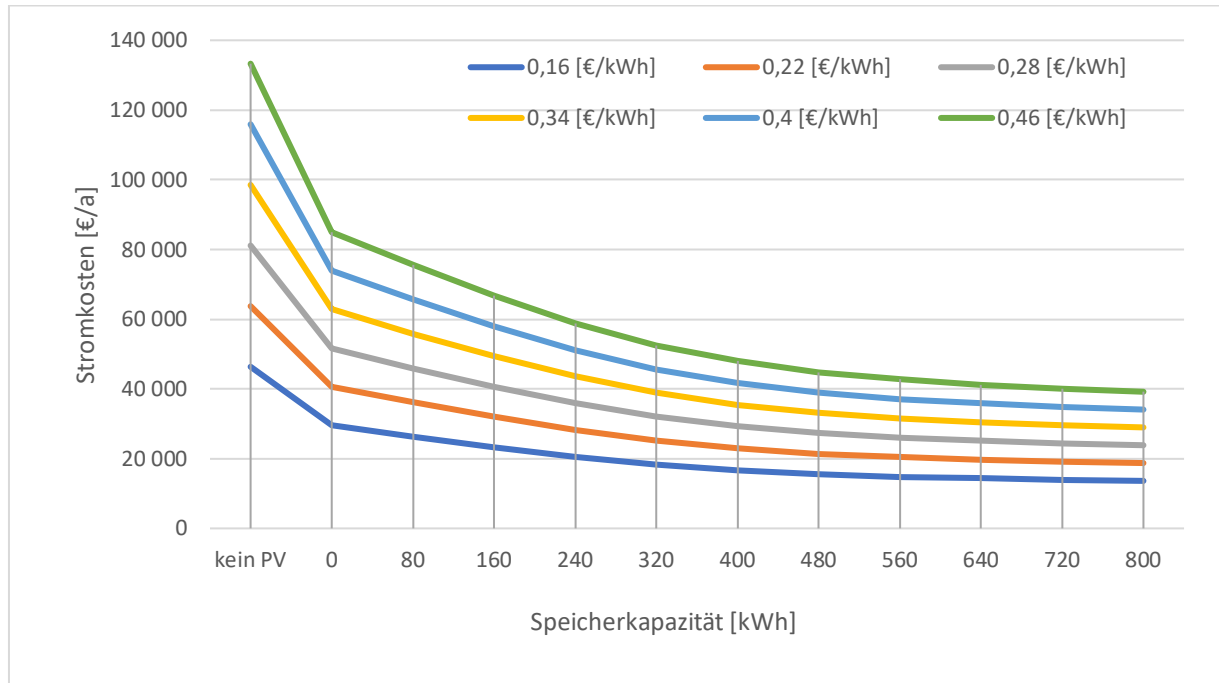


Abbildung 10: Strombezugskosten bei verschiedenen Speicherkapazitäten und Stromkosten [eigene Darstellung]

Es zeigt sich, dass die Installation der PV-Anlagen die größten Einsparungen an Stromkosten mit sich bringt. Allgemein fallen die möglichen Ersparnisse durch die Installation der PV-Anlagen oder durch Erhöhung der Speicherkapazität höher aus, wenn hohe Strompreise angenommen werden. So führt bei Strompreisen von 0,16 €/kWh die Installation eines Speichers mit einer Kapazität von 160 kWh zu einer Verringerung der Stromkosten von ca. 6.300 €/a gegenüber einer Speicherkapazität von 0 kWh. Bei Strompreisen von 0,46 €/kWh liegt die Kostenverringerung bei ca. 18.200 €/a. Die Wirtschaftlichkeit der Investitionen in die PV-Anlagen und den Speicher ist somit bei höheren Strompreisen eher gegeben als bei niedrigeren Strompreisen. Die bei größeren Speicherkapazitäten höheren Ersparnisse bei den Stromkosten stehen wie beschrieben den in Abbildung 9 dargestellten sinkenden Einnahmen durch die Einspeisung von PV-Strom gegenüber. Durch Abzug der jährlichen Einnahmen von den jährlichen Ausgaben für den Strombezug resultieren die gesamten jährlichen Kosten. Abbildung 11 zeigt diese für verschiedene Strompreise und verschiedene Speicherkapazitäten.

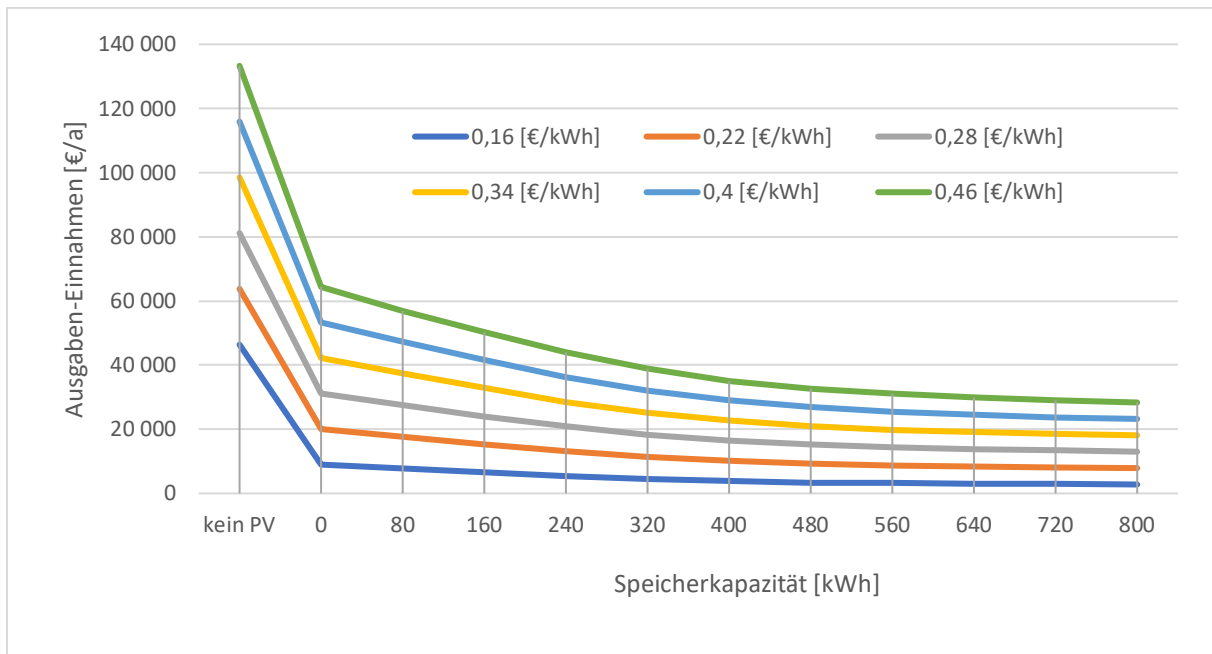


Abbildung 11: Jährliche Kosten abzüglich der jährlichen Einnahmen bei verschiedenen Speicherkapazitäten und Strompreisen [eigene Darstellung]

Es lässt sich erkennen, dass die Kurven der einzelnen Strompreise mit steigender Speicherkapazität flacher abfallen als bei den in Abbildung 10 dargestellten Verläufen der Strombezugskosten. Werden die sinkenden Einnahmen durch die Einspeisung mit einbezogen, fällt die Zunahme der Ersparnisse bei größeren Speicherkapazitäten somit geringer aus.

Wird nicht von fixen Strompreisen ausgegangen, sondern davon, dass der Strom am Day-Ahead-Markt beschafft wird, schwanken die Strompreise über den Tagesverlauf. Zu den Kosten für den Strom am Day-Ahead-Markt kommen noch Abgaben, Umlagen und Steuern. Insgesamt betragen diese Kosten Netto 12,724 ct/kWh. Hinzu kommt die Mehrwertsteuer von 19 %. [36] Abbildung 12 zeigt welche Strombezugskosten anfallen, wenn der Strom über den Day-Ahead-Markt beschafft wird. Zum Vergleich sind die Kosten bei einem fixen Bezugspreis von 28 ct/kWh dargestellt.

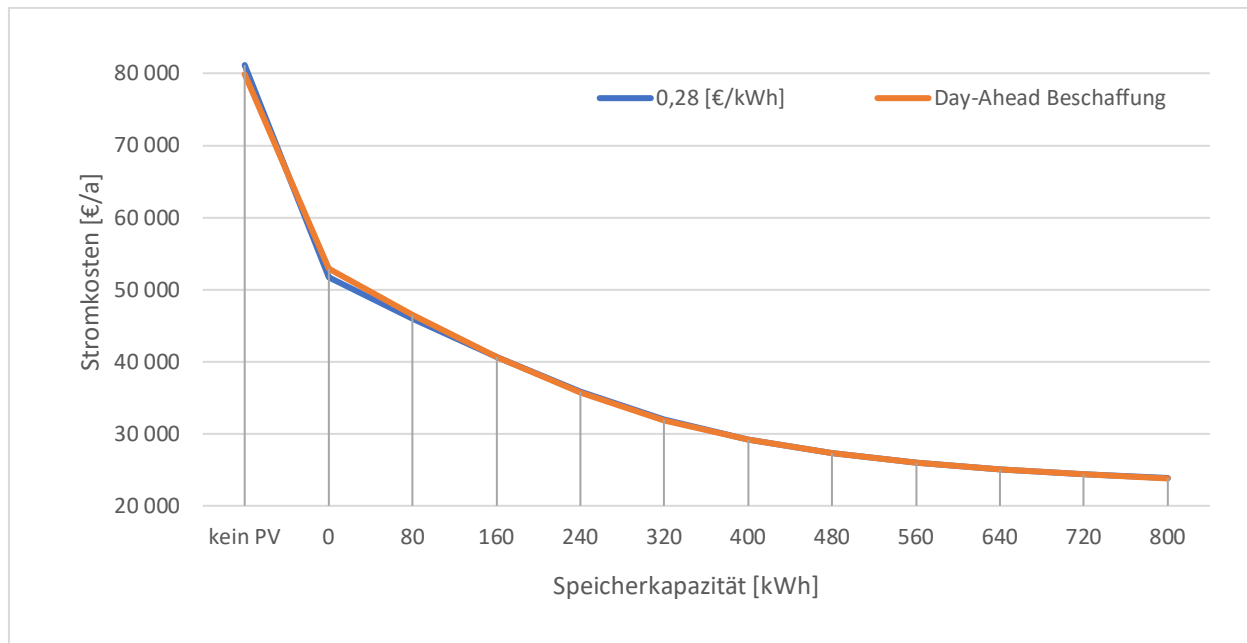


Abbildung 12: Strombezugskosten bei Beschaffung am Day-Ahead-Markt [eigene Darstellung]

Es zeigt sich, dass die Strombezugskosten in Abhängigkeit von der Speichergröße bei Beschaffung des Stroms am Day-Ahead-Markt ähnlich den Kosten bei einem fixen Strompreis von 28 ct/kWh sind. Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, können die Schwankungen des Strompreises durch eine Änderung des Speicherbetriebs genutzt werden. Dies wird in Kapitel 6.1 genauer untersucht. Für die folgende Betrachtung der jährlichen Kosten in Abhängigkeit der Speicherkapazität und der anfallenden Investitionskosten wird angenommen, dass der Strom am Day-Ahead-Markt beschafft wird. Dies entspräche somit auch ca. einem angenommenen Strompreis von 28 ct/kWh.

Die Investitionskosten des Speichers werden im Folgenden auf die Betriebsjahre des Speichers aufgeteilt. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, besitzt ein Speicher sowohl eine zyklische als auch eine kalendarische Lebensdauer, wobei eine zyklische Lebensdauer von 5.000 Vollzyklen und eine kalendarische Lebensdauer von 15 Jahren angenommen wird. Wie in Tabelle 5 dargestellt besitzt von den betrachteten Speichergrößen der Speicher mit einer Kapazität von 80 kWh mit 317 Vollzyklen die höchste jährliche Anzahl an Vollzyklen. Damit wird über einen Zeitraum von 15 Betriebsjahren die Anzahl von 5.000 Vollzyklen nicht erreicht und die kalendarische Lebensdauer von 15 Jahren stellt die Begrenzung für die Betriebsdauer dar. Auf diese Betriebsjahre werden die angenommenen Investitionskosten aufgeteilt. Hinzu kommen die Investitionskosten für die PV-Anlagen welche mit 1.000 €/kWp angenommen werden. Diese werden ebenso auf die Lebensdauer der PV-Anlagen aufgeteilt, welche mit 20 Jahren angenommen wird. Die dann jährlich anfallenden Kosten sind für verschiedene Speicherkapazitäten und Investitionskosten in Abbildung 13 dargestellt. Die Kosten beinhalten dabei die Investitionskosten, die Strombezugskosten sowie die Einnahmen durch die Direktvermarktung des eingespeisten Stroms.

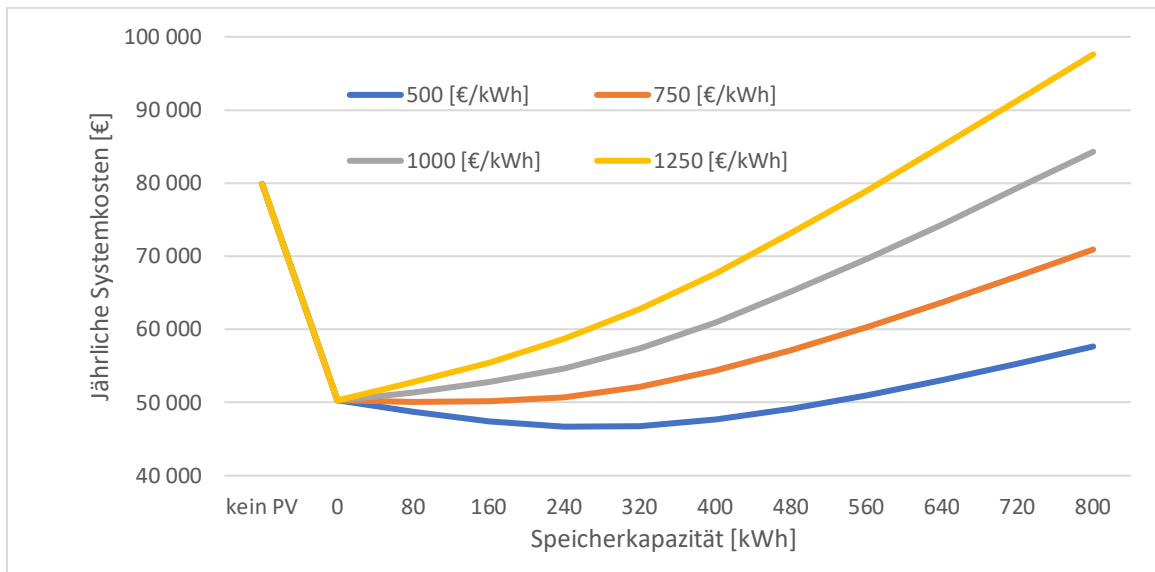


Abbildung 13: Jährliche Gesamtkosten inklusive Investitionskosten [eigene Darstellung]

Es zeigt sich, dass die jährlichen Systemkosten bei Investitionskosten des Speichers von 1.000 €/kWh bzw. 1.250 €/kWh zunehmen, wenn ein Speicher errichtet wird. Bei Investitionskosten von 750 €/kWh zeigen sich bis zu einer Speicherkapazität von 240 kWh keine deutlichen Veränderungen der Systemkosten. Bei einer Speicherkapazität von über 240 kWh nehmen auch hier die Kosten zu. Einzig bei Investitionskosten von 500 €/kWh verringern sich die Systemkosten. Dabei führt eine Erhöhung der Speicherkapazität auf bis zu 240 kWh zu weiter sinkenden Kosten. Wird die Kapazität weiter ausgebaut steigen die jährlichen Kosten wieder an. Ab einer Speicherkapazität von ca. 480 kWh liegen die jährlichen Kosten dann wieder über den Kosten eines Systems ohne Speicher. Somit lohnt sich die Installation eines Speichers in diesem Szenario nur bei Investitionskosten des Speichers von bis zu 750 €/kWh. Bei bereits eingeholten Angeboten zeigt sich, dass die Kosten für ein Speichersystem und dessen Montage mit einer Kapazität von 166 kWh bzw. 200 kWh bei ca. 750 €/kWh liegen. Abbildung 14 zeigt die jährlichen Systemkosten bei angenommenen Investitionskosten von 750 €/kWh und bei verschiedenen Strompreisen. Zusätzlich ist die Entwicklung des im Betriebszeitraums von 15 Jahren durchschnittlichen Autarkiegrads dargestellt.

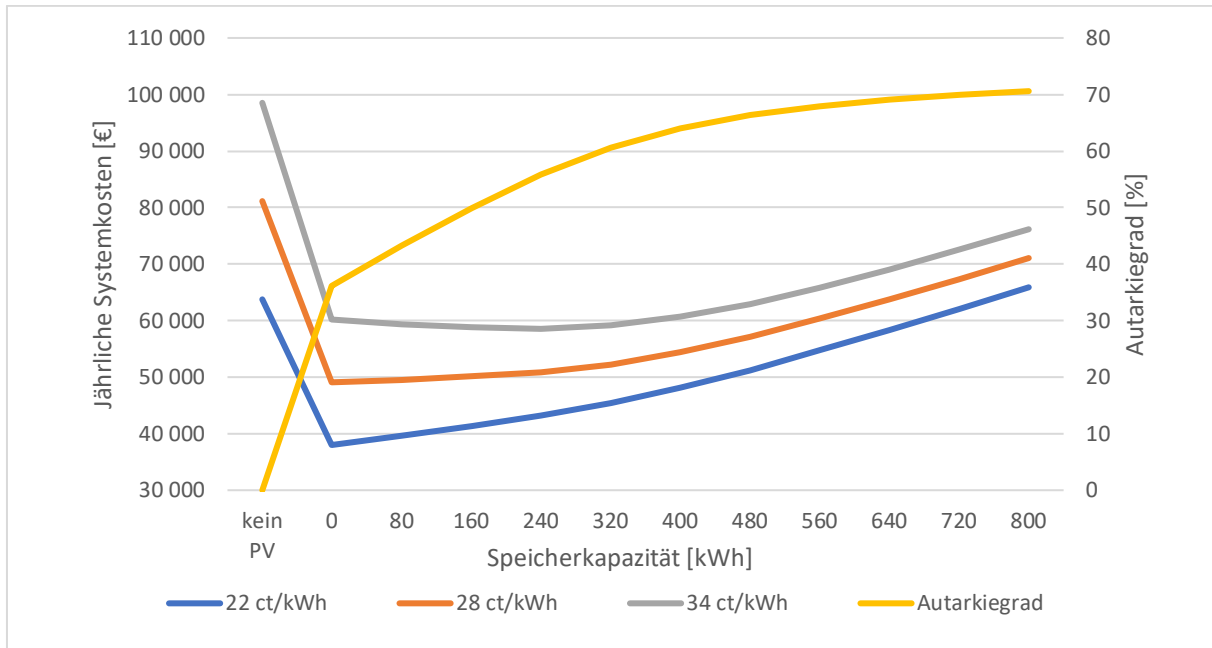


Abbildung 14: Autarkiegrad und jährliche Systemkosten bei verschiedenen Strompreisen [eigene Darstellung]

Den größten positiven Einfluss sowohl auf den Autarkiegrad als auch auf die anfallenden Kosten bringt die Installation der PV-Anlagen mit sich. So steigt der Autarkiegrad allein durch die PV-Anlage auf 36,2 %. Weiter zeigt sich, dass sich die Systemkosten bei einem Strompreis von 22 ct/kWh durch die Installation eines Speichers erhöhen. Liegt der Strompreis bei 28 ct/kWh steigen die Kosten erst ab einer Speicherkapazität von ca. 240 kWh deutlich an. Bei einem Strompreis von 34 ct/kWh sinken die Kosten bei kleinen Speicherkapazitäten leicht und steigen ab einer Kapazität von ca. 320 kWh ebenfalls an. Somit lohnt sich zusätzliche Speicherkapazität vor allem bei höheren Stromkosten. Um den aus den Kosten resultierenden Strompreis für die Endverbraucher zu bestimmen werden die jährlichen Systemkosten durch den gesamten jährlichen Strombedarf von 290.000 kWh geteilt. Die bei einem Strombezugspreis von 28 ct/kWh und Investitionskosten des Speichers von 750 €/kWh resultierenden Kosten sind in Abbildung 15 dargestellt.

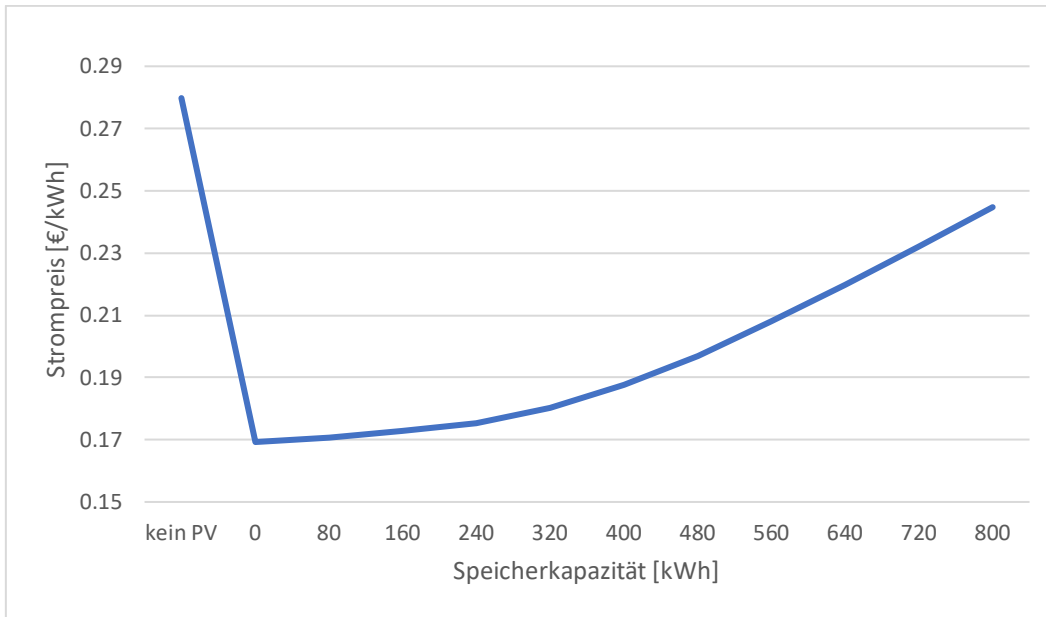


Abbildung 15: Resultierender Strompreis für Endverbraucher [eigene Darstellung]

Durch die Installation der PV-Anlage sinkt der resultierende Strompreis auf 17 ct/kWh. Bei zusätzlicher Installation eines Speichers steigen die Stromkosten bei Kapazitäten bis 240 kWh nur geringfügig an. Wird die Speicherkapazität weiter erhöht kommt es zu einer deutlicheren Steigerung der Stromkosten. Zu diesen Stromkosten kommen noch weitere Kosten, welche für den Betreiber des Quartiersnetzes z.B. durch den Verwaltungsaufwand sowie durch die Errichtung des Quartiersnetzes entstehen, hinzu.

6 Implementierung ausgewählter Nutzungsmöglichkeiten

Im Folgenden wird untersucht, inwiefern durch Lade- und Entlademanagement die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs weiter verbessert werden kann. Außerdem wird untersucht, wie sich die Bereitstellung von Regelleistung in den Betrieb des Speichers integrieren lässt und welche Einnahmen dadurch möglich sind.

6.1 Lade- und Entlademanagement

Wie in Kapitel 4.4 beschrieben, schwanken im Verlauf eines Tages die Preise an der Strombörse. Damit schwanken auch die Preise, welche sich durch die Direktvermarktung des in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Stroms erzielen lassen. Wann wie viel Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, hängt auch davon ab, zu welchen Zeitpunkten der Speicher geladen wird. Abbildung 16 zeigt den Verlauf der durchschnittlichen Ladeleistung und der Netzeinspeisung bei der Installation eines Speichers mit einer Kapazität von 240 kWh. Der Speicher besitzt eine maximale Ladeleistung von 120 kW und wird beladen, so bald Strom aus den PV-Anlagen zur Verfügung steht, welcher nicht direkt vor Ort verbraucht wird.

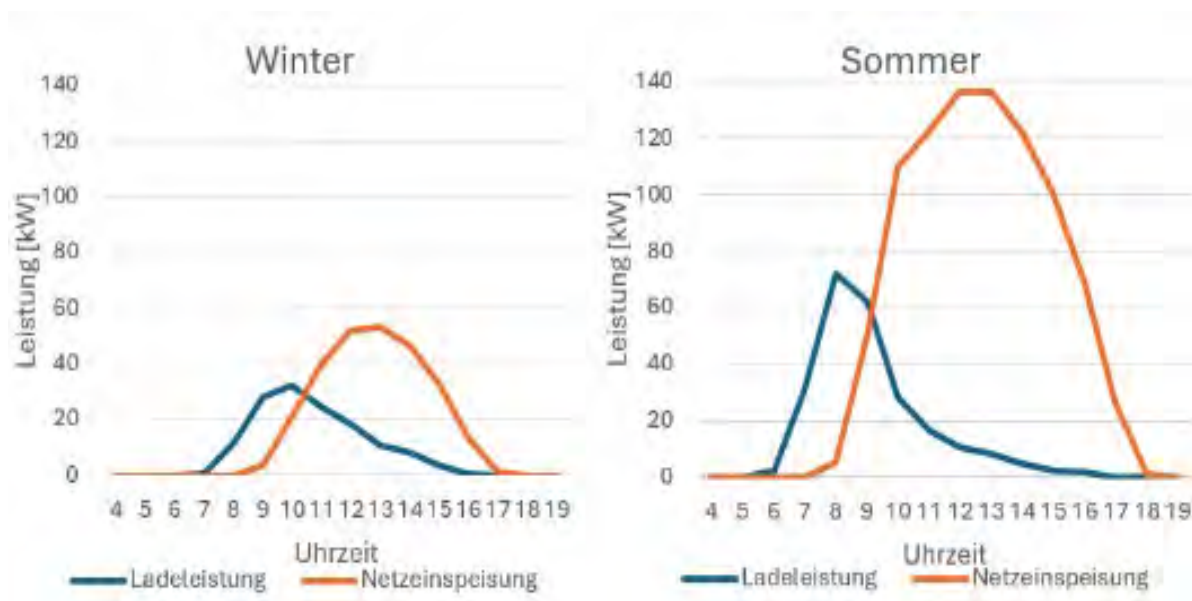


Abbildung 16: Verlauf der Ladeleistung und Netzeinspeisung [eigene Darstellung]

Es zeigt sich, dass der Speicher vor allem in den Morgenstunden geladen wird. Entsprechend fällt die Netzeinspeisung zu diesen Zeiten geringer aus. Sobald der Speicher beladen ist, wird der produzierte Strom vermehrt in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Wie in Kapitel 4.4 dargestellt liegen sowohl in den Winter- als auch in den Sommermonaten in den Morgenstunden höhere Preise am Day-Ahead-Markt vor als in den Mittagsstunden. Durch den in der Abbildung 16 dargestellten Betrieb würde der Strom also zu Zeiten, an denen er für vergleichsweise hohe Preise vermarktet werden könnte in den Speicher eingespeichert. Durch eine Verschiebung des Ladezeitpunktes in die Mittagsstunden kann die Einspeisung zu höheren Preisen erhöht werden, während die Einspeisung in den Mittagsstunden, bei niedrigeren Preisen, gesenkt wird. Dazu wird der in Kapitel 5 beschriebenen Schleife zur Simulation des Speicherbetriebs

die Bedingung hinzugefügt, dass der Speicher in den Morgenstunden zunächst nicht geladen wird. In den Sommermonaten wird der Speicher erst ab 11 Uhr geladen und in den Wintermonaten ab 10 Uhr. Durch den früheren Zeitpunkt im Winter soll sichergestellt werden, dass der Speicher auch trotz verringerter PV-Erzeugung im Laufe des Tages möglichst vollständig geladen werden kann. Abbildung 17 zeigt den Verlauf der Ladeleistung und der Netzeinspeisung für diese Annahmen.

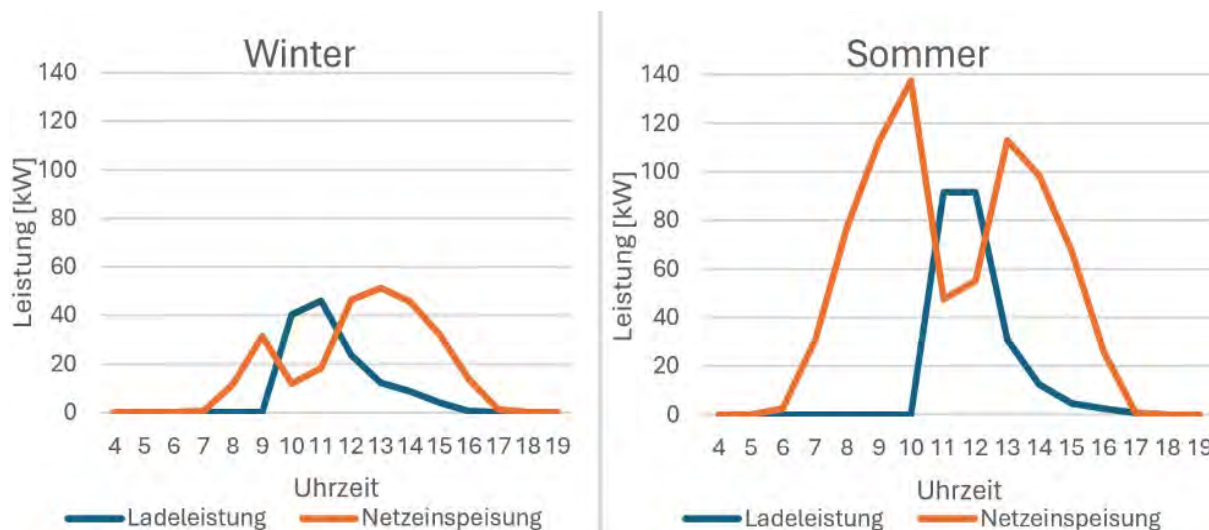


Abbildung 17: Verlauf Ladeleistung und Netzeinspeisung bei Lademanagement [eigene Darstellung]

Durch das Verschieben des Ladens des Speichers in die Mittagszeit wird bereits in den Morgenstunden eine größere Menge Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Abbildung 18 zeigt die dann jährlichen anfallenden Strombezugskosten abzüglich der Einnahmen aus der Direktvermarktung des eingespeisten Stroms im Vergleich zu den Werten ohne Lademanagement. Die angegebenen Werte gelten wieder für die Beschaffung des Stroms am Day-Ahead-Markt.

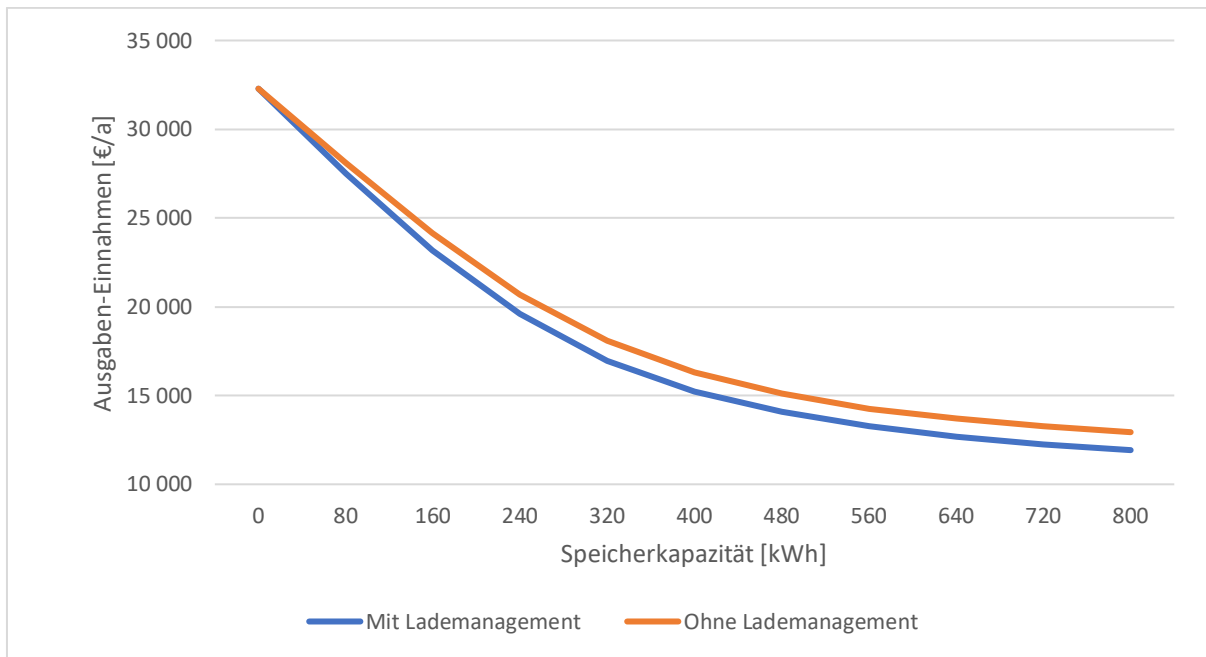


Abbildung 18: Jährliche Energiekosten abzüglich der Einnahmen bei Lademanagement [eigene Darstellung]

Es zeigt sich, dass die jährlichen Ersparnisse zu Beginn mit der Vergrößerung der Speicherkapazität zunehmen. Ab einer Kapazität von ca. 240 kWh betragen sie jährlich ca. 1.100 €. Bei einer Speicherkapazität von 240 kWh entspricht dies jährlichen Ersparnissen bei den Energiekosten von ca. 5,4 % und einem um ca. 0,4 ct/kWh verringerten Strompreis für die Bewohner des Quartiers.

Neben dem Laden des Speichers kann auch das Entladen optimiert werden. So kann vermieden werden, dass der Speicher zu Zeiten entladen wird, an denen der Strom vergleichsweise günstig bezogen werden könnte. Stattdessen kann der Speicher zu späteren Zeitpunkten entladen werden, zu denen höhere Strompreise vorliegen. Abbildung 19 zeigt, welche Entladeleistungen zu welchen Uhrzeiten auftreten. Dabei ist das Verhalten eines 240 kWh Speichers mit einer Lade- und Entladeleistung von 120 kW für die Winter- und Sommermonate abgebildet.

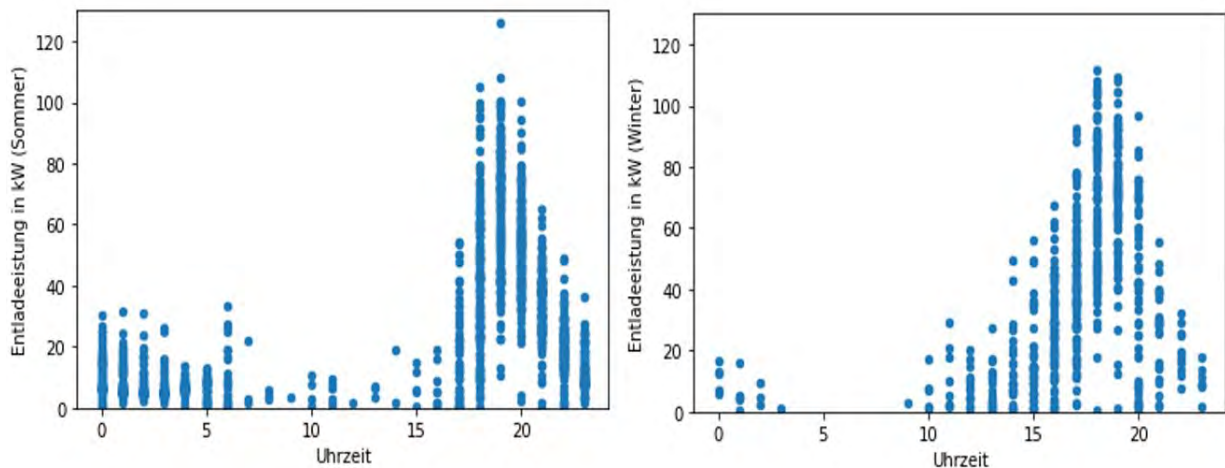


Abbildung 19: Auftretende Entladeleistungen ohne Entlademanagement [eigene Darstellung]

Wie zu erkennen, treten die höchsten Entladeleistungen in den Abendstunden auf, in denen auch die höchsten Strompreise vorliegen. Auch ohne Entlademanagement deckt der Speicher so schon einen großen Teil der Bereiche mit hohen Strompreisen ab. In den Mittags- und Nachtstunden, in denen vergleichsweise geringe Strompreise vorliegen, wird der Speicher nur selten und mit geringen Leistungen entladen. Somit lassen sich durch weitere Optimierungen nur geringe Kostenersparnisse erzielen. Abbildung 20 zeigt beispielhaft das Entladeverhalten des oben genannten Speichers, für die Wintermonate, wenn nur zu zwischen 6 und 9 Uhr und zwischen 16 und 22 Uhr entladen wird.

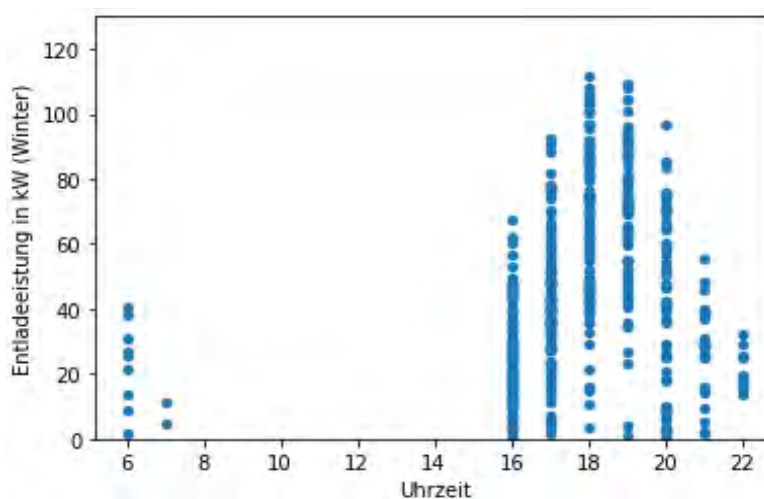


Abbildung 20: Auftretende Entladeleistungen im Winter mit Entlademanagement [eigene Darstellung]

Die Ersparnisse liegen in diesem Fall nur bei ca. 30 € pro Jahr und sind damit vernachlässigbar gering. Durch Optimierung des Entladeverhaltens lassen sich somit keine weiteren Kostenvorteile erzielen.

6.2 Regelleistung

Wie in Kapitel 4.2 beschrieben, wird Regelleistung täglich ab 0 Uhr in sechs Blöcken angeboten, welche sich jeweils über einen Zeitraum von vier Stunden erstrecken. Um zu prüfen, in welchen Blöcken durch den Quartierspeicher Regelleistung bereitgestellt werden kann, muss berücksichtigt werden, wann dieser für seine primäre Aufgabe, die Eigenverbrauchsoptimierung, genutzt wird. Abbildung 21 zeigt den durchschnittlichen Tagesverlauf der Lade- bzw. Entladeleistung eines Speichers mit einer Kapazität von 240 kWh und einer Leistung von 120 kW. Bei der dargestellten Ladeleistung handelt es sich dabei um die den in Kapitel 6.1 optimierten Ladevorgang.

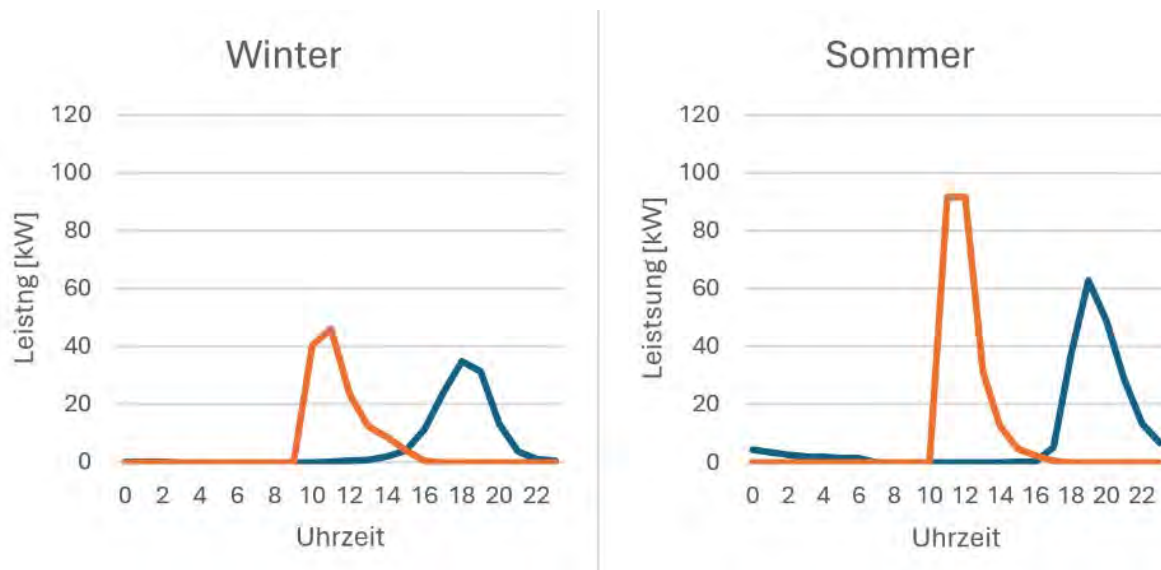


Abbildung 21: Tagesverlauf der Lade- und Entladeleistung eines Speichers [eigene Darstellung]

Der Speicher wird im Winter vor allem zwischen 10 und 21 Uhr genutzt. Im Sommer vor allem zwischen 11 und 22 Uhr. In den anderen Stunden kann somit ein Teil der Leistung Regelleistung erbringen. Abbildung 22 zeigt, welche Einnahmen sich in einem Jahr durch die Leistungsbereitstellung von 120 kW in den einzelnen Blöcken erzielen lassen, wenn der Speicher durchgehend angeboten wird. Dabei wird angenommen, dass der Speicher für jeden Block erfolgreich an der Ausschreibung teilnimmt.



Abbildung 22: Mögliche Erlöse durch Bereitstellung von Regelleistung in den einzelnen Blöcken [eigene Darstellung]

Es zeigt sich, dass die Leistungspreise in den Sommermonaten sowohl bei der FCR als auch bei der aFRR- zu den Zeiten am höchsten sind, an denen der Speicher nicht oder nur teilweise zur Verfügung steht. In den Wintermonaten treten dagegen geringere Preisschwankungen über den Tagesverlauf auf. Um im Sommer auch im dritten Block Regelleistung bereitstellen zu können kann der Zeitpunkt, ab dem der Speicher mit PV-Strom geladen wird, weiter nach hinten verschoben werden. Tabelle 7 zeigt, welche Einnahmen sich jährlich erzielen lassen, wenn im ersten und zweiten Block

120 kW Leistung bereitgestellt werden und welche Einnahmen sich erzielen lassen, wenn im Sommer zusätzlich im dritten Block 120 kW bereitgestellt werden. Zudem ist dargestellt, welche zusätzlichen Kosten dadurch entstehen, dass der Speicher in diesen Blöcken nicht genutzt wird, um PV-Strom einzuspeichern oder Strom für die Verbraucher des Quartiers bereitzustellen.

Tabelle 7: Mögliche Erlöse durch Bereitstellung von Regelleistung [eigene Darstellung]

	Blöcke 1+ 2			Blöcke 1 + 2 (+ 3 im Sommer)		
	FCR	aFRR-	aFRR+	FCR	aFRR-	aFRR+
Einnahmen durch Leistungspreis [€/a]	4.594	4.434	2.553	5.600	7.522	5.030
Zusätzliche Kosten durch Sperrzeiten [€/a]	419	419	419	477	477	477
Summe [€/a]	4.175	4.015	2.134	5.123	7.045	4.553

Es zeigt sich, dass durch die zusätzliche Bereitstellung im dritten Block die Einnahmen, welche durch den Leistungspreis erzielt werden können, deutlich ansteigen. Die zusätzlich entstehenden Kosten steigen dabei nur unwesentlich. Die höchsten Erlöse lassen sich in Höhe von 7.045 € durch die Bereitstellung von aFRR- erzielen, wenn diese im Sommer auch im dritten Block bereitgestellt wird. Dahinter folgt die FCR mit 5.123 €. Durch die Bereitstellung von aFRR+ sind Einnahmen von 4.553 € möglich. Die zusätzlichen anfallenden Kosten fallen im Vergleich zu den Erlösen durch den Leistungspreis gering aus. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Speicher zu diesen Zeiten ohnehin nur wenig zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt wird.

Bei der Bereitstellung von aFRR können neben den Einnahmen durch die Bereitstellung von Leistung noch Einnahmen durch die Erbringung von Arbeit erzielt werden. Um im Falle der aFRR+ Arbeit erbringen zu können, muss der Speicher den entsprechend nötigen Ladestand vorweisen, um Strom in das Stromnetz einspeisen zu können. Dazu muss der Speicher, wenn zu den angenommen Blöcken Regelleistung angeboten wird, jeden Tag um 0 Uhr entsprechend aufgeladen sein, bzw. darf zuvor nicht komplett entladen werden. Da durch das Aufladen Kosten entstehen bzw. die Ladung des Speichers nicht durch die Verbraucher im Quartier genutzt werden kann, wird die Erbringung von aFRR+ nicht weiter berücksichtigt. Auch bei der FCR muss der Speicher entsprechend geladen sein, um bei Bedarf positive Regelarbeit erbringen zu können. Bei der aFRR- dagegen muss der Speicher nicht geladen sein. Stattdessen muss im Speicher genügend Kapazität frei sein, um im Falle eines Abrufs Energie einspeichern zu können. Kosten entstehen dabei im Falle eines Abrufs lediglich durch die zusätzliche Zyklenzahl. Der eingespeicherte Strom muss zudem wieder verkauft werden oder im Quartier selbst verbraucht werden. Um entstehende Kosten decken zu können, kann das Angebot auf dem Regelmarktes entsprechend gestaltet werden. Somit kann sichergestellt werden, dass bei einem Abruf in Summe keine zusätzlichen

Kosten entstehen. Welche Einnahmen am Regelarbeitsmarkt erzielt werden, hängt damit davon ab, wie häufig der Speicher zu welchem Preis abgerufen wird und wie der aufgenommene Strom genutzt wird. Weitere Kosten entstehen durch die Beschaffung der nötigen Technik und für den Vermarkter, welcher den Speicher in seinen Kraftwerks-Pool aufnimmt und entsprechend vermarktet.

7 Diskussion

Ziel der Arbeit war es, den geplanten Quartierspeicher im Quartier „Zum Wiebusch“ auszulegen und zu untersuchen, wie die Wirtschaftlichkeit des Projekts durch die Mehrfachnutzung des Speichers weiter verbessert werden kann. Hinsichtlich der Auslegung des Speichers hat sich gezeigt, dass durch eine Erhöhung der Speicherkapazität bis 720 kWh der Autarkiegrad des Quartiers auf ca. 70 % steigt. Wird die Speicherkapazität weiter vergrößert, so zeigt sich nur eine geringe Zunahme des Autarkiegrads. Im Vergleich dazu liegt, wenn kein Speicher installiert wird, sondern lediglich die PV-Anlagen, ein mittlerer Autarkiegrad von ca. 36 % vor. Um einen Autarkiegrad von 100 % zu erreichen, müsste eine Speicherkapazität von über 80.000 kWh installiert werden. Aufgrund dieser Größe scheint das Erreichen einer vollständigen Autarkie somit unrealistisch. Die berechneten Autarkiewerte können durch Schwankungen der Erzeugung und der Last von den in der Realität auftretenden Werten abweichen. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit zeigt sich, dass die optimale Speicherkapazität unter anderem von den Annahmen bezüglich der Investitionskosten und der Strombezugskosten abhängt. Umso höher die Strombezugskosten und umso geringer die Investitionskosten angenommen werden, desto größer ist dabei die optimale Speicherkapazität. Für die Strombezugskosten wurde zum einen eine Berechnung mit der Annahme durchgeführt, dass der Strom am Day-Ahead-Markt beschafft wird. Für das Jahr 2023 zeigt sich dabei, dass inkl. Steuern, Umlagen und Abgaben der Strom für durchschnittlich ca. 28 ct/kWh beschafft wird. Ausgehend von diesem Strompreis zeigt sich, dass die Investition in einen Speicher aus wirtschaftlicher Sicht nur bei Investitionskosten von unter 750 €/kWh Sinn ergibt. So zeigt sich bei Investitionskosten von 750 €/kWh, dass bis zu einer Speicherkapazität von 240 kWh nur eine geringe Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit resultiert. Der Strompreis für die Bewohner des Quartiers beträgt dann ca. 17,5 ct/kWh zzgl. weiterer Kosten, welche durch den Contractor an die Kunden weitergegeben werden. zählen z.B. die Kosten für die Installation des Stromnetzes oder für den Verwaltungsaufwand. Bei Investitionskosten von unter 750 €/kWh kann eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Ebenso kann sich die Investition lohnen, wenn zukünftig höhere Strompreise vorliegen. Durch die Investition in einen Speicher mit einer Kapazität von 240 kWh ist somit bei den getroffenen Annahmen keine Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit zu erwarten. Stattdessen kann die Wirtschaftlichkeit bei steigenden Strompreisen oder sinkenden Investitionskosten bei dieser Kapazität verbessert werden. Eine Kapazität von 240 kWh scheint somit eine sinnvolle Größe darzustellen. Werden künftig neue Kenntnisse bezüglich der Investitionskosten oder der Strombezugpreise gewonnen, kann anhand der berechneten Werte eine entsprechende Speicherkapazität abgelesen werden.

Für die weiteren Nutzungsmöglichkeiten zeigt sich, dass Batteriespeicher für verschiedene Anwendungen genutzt werden können. So können neben der Eigenverbrauchsoptimierung vor allem Netzdienstleistung erbracht werden oder Preisschwankungen an der Börse ausgenutzt werden. Inwiefern die Preisschwankungen an der Börse ausgenutzt werden können, hängt dabei vor allem von den Zykluskosten ab. Bei den angenommenen Investitionskosten von 750 €/kWh zeigt sich, dass aufgrund der

im Vergleich zu den Preisspreads hohen Zyklenkosten, nur geringe Gewinne erzielt werden können. Können geringere Investitionskosten realisiert werden, können auch diese Einnahmen gesteigert werden. Auch wurden ausschließlich die Preise am Day-Ahead-Markt betrachtet. Durch Handel am Intraday-Markt kann es hier zu Abweichungen der Ergebnisse und evtl. zu höheren Einnahmen kommen. Ist dies der Fall muss zusätzlich die Rechtslage geprüft werden und ein entsprechendes Messkonzept entwickelt werden.

Bei den möglichen Netzdienstleistungen zeigt sich, dass nicht für alle dieser Anwendungen Vergütungsmodelle bereitstehen. So werden die Erbringung von Blindleistung und die Teilnahme am Redispatch zwar durch Vorschriften vorgeschrieben, aber bisher nicht extra vergütet. Werden künftig Vergütungsmodelle eingeführt, welche über eine Entschädigungszahlung hinausgehen, gilt es diese Anwendungen erneut zu bewerten. Für die Bereitstellung von Schwarzstartfähigkeit hingegen wird zwar bereits ein freier Markt geschaffen, die nötigen Voraussetzungen können allerdings durch den betrachteten Quartierspeicher nicht erfüllt werden. Eine Anwendung, bei der sowohl ein Vergütungsmodell vorliegt als auch die Voraussetzungen erfüllt werden können stellt die Bereitstellung und Erbringung von Regelreserve dar. Dabei wird Erbringung von mFRR aufgrund der vergleichsweise geringen Leistungspreise ausgeschlossen. Bei der Betrachtung der Leistungspreise der FCR und aFRR zeigt sich in den letzten Jahren eine Abnahme der Leistungspreise der FCR, während die der aFRR zunehmen. Hier gilt es die weitere Entwicklung zu beobachten. Um die möglichen Erlöse genauer abschätzen zu können, müssen Kapazität und Leistung des Speichers sowie dessen Betriebsweise bekannt sein. Neben der Entwicklung der Leistungspreise zeigen auch die Anforderungen an den Ladezustand des Speichers Vorteile der aFRR gegenüber der FCR. So muss bei der aFRR- der Speicher nicht geladen sein, sondern nur genügend freie Kapazität vorhanden sein. Da der Speicher nach der Erbringung seiner primären Anwendung, der Eigenverbrauchsoptimierung, genügend freie Kapazität vorweist, kann die Erbringung von aFRR- in den Speicherbetrieb integriert werden. Die Analyse hat gezeigt, dass der Speicher dazu von den Abendstunden bis in die Mittagsstunden des nächsten Tages die nötige freie Kapazität vorweist. Bei der Betrachtung wurde dabei lediglich ein Einblick darüber gegeben, zu welchen Zeiten die Erbringung von Regelleistung denkbar ist und in welchen Bereichen die Einnahmen liegen. Hier sind weitere Möglichkeiten denkbar. So kann bspw. auch anhand von Prognosedaten entschieden werden, zu welchen Blöcken der Speicher angeboten wird und so die Einnahmen optimiert werden. Grundsätzlich zeigt sich aber, dass die Erbringung von Regelleistung möglich ist und aufgrund der täglich langen Zeiträume, an denen der Speicher nicht genutzt wird, auch Sinn ergeben kann.

Eine im Vergleich zur Regelleistung einfache Optimierung des Speicherbetriebs stellt das Lademanagement des Speichers dar. So zeigt sich, dass durch ein verzögertes einsetzen des Ladens des Speichers und durch die resultierende zeitliche Verschiebung der Netzeinspeisung, höhere Erlöse durch die Direktvermarktung erzielt werden können. Ebenfalls wurde eine Optimierung des Entladens anhand eines 240 kWh Speichers geprüft. Dabei konnte festgestellt werden, dass der Speicher bereits zu den

Stunden mit hohen Strompreisen entlädt und somit nur geringes Verbesserungspotential vorliegt. Wie alle Berechnungen, hängt auch diese vom verwendeten Lastprofil ab. Zeigt sich zukünftig ein anderes Lastprofil könnte ein gezieltes Entlademanagement zu weiteren Einsparungen führen. Eine weitere Verbesserung des Lade- und Entlademanagements könnte durch einen prognosebasierten Betrieb des Speichers ermöglicht werden.

8 Fazit

Die Arbeit zeigt, dass die in Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit optimale Speicherkapazität von verschiedenen Faktoren abhängt. Für das betrachtete Quartier wird unter den getroffenen Annahmen eine Speicherkapazität von 240 kWh empfohlen. Daraus resultiert ein mittlerer Autarkiegrad des Quartiers von 55,8 %. Für die Bewohner des Quartiers entstehen dabei Stromkosten von ca. 17,5 ct/kWh zuzüglich weiterer Kosten. Die weiteren Kosten bestehen dabei unter anderen aus den Kosten, die für den Contractor bei der Errichtung des Stromnetzes und durch den Verwaltungsaufwand entstehen. Werden diese Kosten entsprechend an die Bewohner weitergegeben resultiert daraus ein höherer Strompreis. Um die Kosten weiter zu senken, wurden weitere Nutzungsmöglichkeiten des Speichers untersucht. Dabei hat sich gezeigt, dass Speicher grundsätzlich für diverse Anwendungen in Frage kommen, jedoch nicht alle dieser Anwendungen zu wirtschaftlichen Vorteilen führen. Eine Anwendung mit welcher zusätzliche Gewinne erzielt werden können stellt die Erbringung von Regelleistung dar. Dabei hat sich gezeigt, dass aus wirtschaftlicher Sicht die Bereitstellung von Primär- und Sekundärregelreserve Sinn ergeben können. Die Bereitstellung von negativer Sekundärregelreserve scheint dabei am einfachsten in den Speicherbetrieb zu integrieren zu sein. Für eine weitere Abschätzung der möglichen Erlöse sind hier weitere Untersuchungen nötig. Weiter hat sich gezeigt, dass sofern das Aufladen des Speichers nicht schon in den Morgenstunden erfolgt, sondern erst in den Mittagsstunden, eine größere Menge Strom bereits morgens in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Dadurch können aufgrund der schwankenden Strompreise zusätzliche Einnahmen durch die Direktvermarktung erzielt werden. Der Strompreis für die Bewohner kann so um weitere 0,4 ct/kWh gesenkt werden.

Literatur

- [1] Land Nordrhein-Westfalen. "Neues Landesprojekt „KlimaQuartier.NRW“ gestartet.", abgerufen am 13.01.2024 [Online.] Verfügbar: <https://www.land.nrw/pressemitteilung/neues-landesprojekt-klimaquartiernrw-gestartet>
- [2] K. Meisenzahl, "Technische Vorteile von Quartierspeichern für dezentrale Photovoltaik-Anlagen," Technische Hochschule Köln, Jun. 2020., abgerufen am 13.01.2024 [Online]. Verfügbar unter: https://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2020-06-Meisenzahl-Quartierspeicher/Meisenzahl-Vorteile_Quartierspeicher-MA2020.pdf
- [3] S. Meier, "Vergleich eines elektrischen Quartierspeichers mit Schwarmpeicher für eine Wohnsiedlung," Technische Hochschule Köln, Jul. 2019., abgerufen am 13.01.2024 [Online]. Verfügbar unter: https://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2019-07-Meier-Quartierspeicher/Meier-Quartierspeicher-MA2019_public.pdf
- [4] S. Mosa, "Auslegung eines Quartierspeichers unter Berücksichtigung von Lastmanagement," Technische Hochschule Köln, Sep. 2023., abgerufen am 13.01.2024 [Online]. Verfügbar unter: https://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2023-10-Mosa/Mosa-Quartierspeicher_mit_Lastverschiebung-BA2023.pdf
- [5] NRW.Energy4Climate. "KlimaQuartier.NRW: Neuer Gebäudestandard für mehr Klimaschutz in Quartieren.", abgerufen am 13.01.2024 [Online.] Verfügbar: <https://www.energy4climate.nrw/waerme-gebaeude/initiativen-fuer-waerme-und-gebaeude-in-nrw/klimaquartiernrw>
- [6] post welters + partner mbB Architekten & Stadtplaner BDA/SRL, "Bebauungsplan Nr.69 »Wiebusch«: Begründung Teil A: Ziele, Zwecke, Inhalte und wesentliche Auswirkungen des Bauleitplans," Stadt Bergneustadt, Mrz. 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://kleinpoppo-projekte.de/bergneustadt/>
- [7] *nPro Planungstool für Gebäude & Quartiere*. nPro Energy GmbH., abgerufen am 13.02.2024 [Online]. Verfügbar unter: <https://www.npro.energy/main/de/>
- [8] J. Figgner *et al.*, "The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)," Mrz. 2022. [Online]. Verfügbar unter: <http://arxiv.org/pdf/2203.06762.pdf>
- [9] M. Naumann, C. N. Truong, R. C. Karl und A. Jossen, "BETRIEBSABHÄNGIGE KOSTENBERECHNUNG VON ENERGIESPEICHERN," Technische Universität Graz, Feb. 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Naumann.pdf
- [10] J. Böttcher, *Batteriespeicher: Rechtliche, Technische und Wirtschaftliche Rahmenbedingungen*. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH, 2018.
- [11] W. Wei, Y. Baoqiang, S. Qie und W. Ronald, "Application of energy storage in integrated energy systems — A solution to fluctuation and uncertainty of renewable energy," Elsevier, Aug. 2022.

- [12] M. S. Guney und Y. Tepe, "Classification and assesment of energy storage systems," Elsevier, Aug. 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308218#ab0010>
- [13] "Batteriespeicher in Netzen: Schlussbericht im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)," Consentec GmbH, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI / und Stiftung Umweltenergierecht, Sep. 2022.
- [14] "Monitoringbericht 2022: MARKTBEOBACHTUNG MONITORING-ENERGIE," Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2022.
- [15] "Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland," Consentec GmbH, Aug. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www2.regelleistung.net/Portals/1/downloads/modalit%C3%A4ten_rahmenvertraege/marktbeschreibung/Beschreibung%20Systemausgleich%20und%20Regelreservem%C3%A4rkte.pdf?ver=59xjKd40j35myZ-LiBqltrw%3d%3d
- [16] "Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")," 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, Stand: Jun. 2022.
- [17] "Monitoringbericht 2023: MARKTBEOBACHTUNG MONITORING-ENERGIE," Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2023.
- [18] "Präqualifizierte Leistung in Deutschland," 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland\(stand01.01.2023\).pdf](https://www.regelleistung.net/xspproxy/api/staticfiles/regelleistung/pq-leistungindeutschland(stand01.01.2023).pdf)
- [19] Next Kraftwerke GmbH. "Was sind Dispatch, Redispatch & Redispatch 2.0?" [Online.] Verfügbar: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch>
- [20] Tim Wawer, *Elektrizitätswirtschaft: Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel*. Springer Gabler, 2022. [Online]. Verfügbar unter: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-38418-0>
- [21] "Strombeschaffung und Stromhandel," DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin | Brüssel und EFET Deutschland - Verband Deutscher Energiehändler e.V, Jan. 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/406b0cf506b3d2d5fadf9bfae8f70b81/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf>
- [22] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. "Energy-Charts: Börsenstrompreise." [Online.] Verfügbar: https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE
- [23] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. "Die deutschen Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2019 – Analyse des Preisniveaus und der Preisschwankungen (Preisspreads)." [Online.] Verfügbar: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/die-deutschen-strompreise-an-der-boerse-epeX-spot-in-2019-analyse-des-preisniveaus-und-der-preisschwankungen-preisspreads/>

- [24] schaufenster Elektromobilität, "Studie: Second-Life-Konzepte für Lithium-Ionen-Batterien aus Elektrofahrzeugen: Analyse von Nachnutzungsanwendungen, ökonomischen und ökologischen Potenzialen," 2016.
- [25] Bundesnetzagentur. "Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom." [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/start.html
- [26] Next Kraftwerke GmbH. "Was ist ein Schwarzstart?: Schwarzstartfähige Kraftwerke." [Online.] Verfügbar: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/schwarzstart>
- [27] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. "Marktgestützte Beschaffung von Schwarzstartfähigkeit." [Online.] Verfügbar: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Versorgungswiederaufbau/Marktgest%C3%BCtzte-Beschaffung-von-Schwarzstartf%C3%A4higkeit>
- [28] Amprion GmbH. "Dokument 1 - Auflistung der Teilnahmevoraussetzungen Beschaffungsregion Amprion Nord 1." [Online.] Verfügbar: <https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Marktplattform/Schwarzstartf%C3%A4higkeit/Dokument-1-%E2%80%93-Auflistung-der-Teilnahmevoraussetzungen.pdf>
- [29] Amprion GmbH. "Schwarzstartanlage und technische Anforderungen: Mustervertrag_Anhang_1." [Online.] Verfügbar: <https://www.amprion.net/Strommarkt/Marktplattform/Schwarzstartf%C3%A4higkeit/>
- [30] Rheinische NETZGesellschaft mbH. "Netznutzungsentgelte Strom 2024." [Online.] Verfügbar: <https://www.rng.de/netzentgelte-strom>
- [31] *Stromnetzentgeltverordnung: StromNEV*, 2005.
- [32] Julia Badeda, "Modeling and Steering of Multi-Use Operation with Uninterruptible Power Supply Systems Utilizing the Example of Lead-Acid Batteries," Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA), RWTH Aachen University, Jun. 2019.
- [33] Consentec GmbH und Universität Stuttgart, "Ausarbeitung eines marktgestützten Beschaffungskonzeptes für Momentanreserve," Amprion GmbH, Feb. 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/Marktgest%C3%BCtzte_Beschaffung_Momentanreserve.pdf
- [34] Deutscher Bundestag, *Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG 2023*.
- [35] Bundesnetzagentur. "EEG-Förderung und -Fördersätze." Zugriff am: 18. Januar 2024. [Online.] Verfügbar: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html
- [36] "Preisblatt," Stadtwerke Solingen GmbH, 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stadtwerke-solingen.de/fileadmin/user_upload/www.stadtwerke-solingen.de/broschueren_pdf/strom/preisblaetter/preisblatt-lingenstrom-plus-gewerbe-2024-01-01.pdf