

Technische Hochschule Köln
Fakultät für Anlagen-, Energie- und
Maschinenbausysteme

Technology
Arts Sciences
TH Köln

Studiengang Erneuerbare Energien
Referent Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt
Co Referent Prof. Dr. Ingo Stadler

Bachelorarbeit

-

Ladestrategie für primärleistungsfähige Batterien

Vorgelegt durch

René Korn

Matrikelnummer:11120635

E-Mail: r.korn0492@gmail.com

09.04.2021

Erklärungen

Name: René Korn

Matrikel-Nummer: 11120635

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, 9.April 2021

R.Korn

René Korn

Erklärung zur Veröffentlichung

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

Köln, 9.April 2021

R.Korn

René Korn

Erklärung zu Bildrechten

Außer den im Folgenden genannten habe ich alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selbst erstellt.

Die Nutzungsrechte der folgenden Bilder sind mir vom Autor der Bilder persönlich/mündlich/schriftlich/per E-Mail erteilt worden:

Bild 3: Verlauf Residuallast KW 4

Bild 5: Freiheitsgrade Optionale Übererfüllung und Totband

Bild 6: Merit-Order Effekt

Bild 7: Ergebnisse der Arbeit von Professor Waffenschmidt

Bild 8: Preisverlauf PRL KW 4

Bild 9 Preisverlauf Day-Ahead und Intraday Markt

Köln, 9.April 2021

R. Korn

René Korn

Kurzfassung

Um die deutsche Energieversorgung stabil zu halten, ist der Einsatz von verschiedenen Systemdienstleistungen, wie beispielsweise Regelleistung notwendig. Batterien eignen sich hervorragend zur Bereitstellung dieser. In der vorliegenden Bachelorarbeit werden die Auswirkungen eines Freiheitsgrades, welcher abhängig von der Differenz des laufenden Mittelwertes zur Sollfrequenz gebildet wird, auf den Ladezustand einer frequenzgesteuerten Batterie untersucht. Zusätzlich wird eine weitere Simulation erstellt, welche die Anzahl der notwendigen Aktivitäten an der Strombörse darstellt. Anhand der Daten einer Beispielwoche wird dann die wirtschaftliche Auswirkung der alternativen Lademanagementstrategie herausgestellt. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen einen deutlich stabileren Verlauf des Ladezustandes der Batterie durch die Nutzung des Korrektursignales im Vergleich zu einer unbeeinflussten Steuerung oder Lademanagementstrategien auf Grundlage der gewährten Freiheitsgrade. Im Gegensatz zur herkömmlichen Steuerung wird zu keiner Zeit des Betrachtungszeitraumes die Kapazitätsgrenze der Batterie überschritten. Ebenso werden deutlich weniger Aktivitäten zum Ladezustandsausgleich am Strommarkt notwendig, wodurch das Risiko von negativen Einflüssen auf den potenziellen Gewinn eines Projektes vermindert wird. Die Ergebnisse zeigen ebenfalls, dass der Korrekturwert zu jeder Zeit deutlich unter der maximalen Messtoleranz liegt.

Keywords: Lademanagement, Primärregelleistung, Batterie, Frequenz, Strommarkt

Abstract

In order to keep the German energy supply stable, the use of many different system services, such as operating reserve, is necessary. Batteries are ideal for providing this. In the present bachelor thesis, the effects of a correction signal, which is formed as a function of the difference between a running mean value and the target frequency, on the state of charge of a primary-performance battery are examined. In addition, another simulation is created that shows the number of necessary activities on the electricity exchange market. Using the data from an example week, the economic impact of the alternative charging management strategy is then highlighted. The results of the calculations showed a significantly more stable course of the charge status of the battery by using the correction signal compared to an uninfluenced control or Load management strategies based on other degrees of freedom. In contrast to the conventional control, the capacity limits of the battery were not exceeded at any time during the observation period. Likewise, significantly fewer activities for checking the state of charge on the electricity market are necessary, which reduces the risk of negative influences on the potential profit of a project. The results also showed that the correction value is always well below the maximum measurement tolerance.

Keywords: Loadmanagement, balancing energy, control reserve, Frequency, Frequency Controlled Reserve, energymarket

Inhalt

ERKLÄRUNG ZUM EIGENSTÄNDIGEN VERFASSEN	I
ERKLÄRUNG ZUR VERÖFFENTLICHUNG	I
ERKLÄRUNG ZU BILDRECHTEN	II
<u>KURZFASSUNG</u>	<u>III</u>
<u>ABSTRACT</u>	<u>IV</u>
<u>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</u>	<u>VII</u>
<u>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</u>	<u>VIII</u>
<u>TABELLENVERZEICHNIS</u>	<u>IX</u>
<u>FORMELVERZEICHNIS</u>	<u>IX</u>
<u>1. EINLEITUNG</u>	<u>1</u>
1.1 PROBLEMSTELLUNG	2
1.2 ZIELSETZUNG	3
1.3 METHODIK.....	4
<u>2. GRUNDLAGEN</u>	<u>5</u>
2.1 RESIDUALLAST	5
2.2 NETZFREQUENZ	6
2.3 REGELLEISTUNG.....	7
2.4 STROMSPEICHER	10
2.4.1 ANFORDERUNGEN AN BATTERIESPEICHER	13
2.4.2 FREIHEITSGRADE BEI ERBRINGUNG VON REGELLEISTUNG.....	14
2.5 STROMMARKT.....	15
<u>3. STAND DER TECHNIK</u>	<u>17</u>
<u>4. DATENGRUNDLAGE.....</u>	<u>18</u>
<u>5. SIMULATION DES LADEZUSTANDES</u>	<u>21</u>

5.1	GRUNDLEGENDE STEUERUNG	21
5.2	SIMULATION DER HERKÖMMLICHEN FREIHEITSGRADE	23
5.3	STEUERUNG MIT KORREKTUR SIGNAL	27
5.3.1	BILDUNG DES KORREKTUR SIGNAL	27
5.3.2	ERGEBNIS DER KORREKTUR WERT NUTZUNG	30
5.4	EXTREMFALLBETRACHTUNG.....	32
5.4.1	ZWISCHENFALL IM EUROPÄISCHEN NETZVERBUND.....	32
5.4.2	LADEZUSTANDBETRACHTUNG DES ZWISCHENFALLS.....	34
6.	<u>SIMULATION DES BÖRSENVERKAUFS</u>	<u>35</u>
6.1	ERSTELLUNG DES PROGRAMMES.....	35
6.2	ERGEBNIS DER ZWEITEN SIMULATION	36
6.3	VERKAUFSSIMULATION MIT FREQUENZMAXIMIERUNG.....	38
7.	<u>FAZIT.....</u>	<u>40</u>
8.	<u>REFERENCES.....</u>	<u>I</u>
ANHANG B	<u>.....</u>	<u>XI</u>
ANHANG C	<u>.....</u>	<u>XVIII</u>
ANHANG D	<u>.....</u>	<u>XXII</u>
ANHANG E	<u>.....</u>	<u>XXV</u>

Abkürzungsverzeichnis

Beschreibung	Kürzel
Hertz	Hz
Millihertz	mHz
Megawatt	MW
Megawattstunde	MWh
Terrawattstunde	TWh
Übertragungsnetzbetreiber	ÜNB
Primärregelleistung	PRL
Sekundärregelleistung	SRL
Minutenregelleistung	MRL
European Energy Exchange	EEX
Stunde	h
Erneuerbare Energien	EE
Else if	Elif

Beschreibung	Einheit	Kürzel
Obere Kapazitätsgrenze	[MWh]	C_{og}
Untere Kapazitätsgrenze	[MWh]	C_{ug}
Nutzbare Speicherkapazität	[MWh]	$E_{nutzbar}$
Qualifizierte Leistung	[MW]	P_{PQ}

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Frequenzverlauf einer Stunde.....	2
Abbildung 2 Frequenzgesteuerter Ladezustand	3
Abbildung 3 Residuallast Verlauf.....	6
Abbildung 4 Klassifizierung der Speicher	11
Abbildung 5 Graphische Darstellung der Optionalen Übererfüllung und Totband Nutzung	14
Abbildung 6 Merit-Order-Effekt.....	16
Abbildung 7 Ergebnisse der Berechnungen von Professor Waffenschmidt.....	17
Abbildung 8 Preisverlauf PRL KW 4	19
Abbildung 9 Preisverlauf des Day-Ahead und Intraday Markt	19
Abbildung 10 Frequenzgang der Beispielwoche KW4 2021 und laufender Durchschnittswert von 24 Stunden	20
Abbildung 11 For-Schleife	22
Abbildung 12 Ergebnis der unbeeinflussten Ladung	23
Abbildung 13 Nutzung des Totbandes.....	24
Abbildung 14 Optionale Überfüllung.....	25
Abbildung 15 Freiheitsgrade kombiniert	26
Abbildung 16 Bildung der neuen Frequenzwerte.....	28
Abbildung 17 Verlauf des Korrekturwerts	29
Abbildung 18 Vergleich der beeinflussten Frequenzwerte mit den ursprünglichen Frequenzwerten eines Tages	30
Abbildung 19 Ergebnis der Korrekturwert Nutzung.....	31

Abbildung 20 Ladezustandsverlauf der KW4 mit Mittelungsintervall 24 Stunden	32
Abbildung 21 Frequenzgang des Zwischenfalls	33
Abbildung 22 Ladezustand des Zwischenfalls	34
Abbildung 23 Ablaufdiagramm des Stromverkaufs	36
Abbildung 24 Ergebnis der Verkaufssimulation der KW4	37
Abbildung 25 Ladezustand der Verkaufssimulation	37
Abbildung 26 Ergebnis der Frequenzmaximierung	38
Abbildung 27 Erlös der Wertemaximierung in KW4 2021	39
Abbildung 28 Vergleich der Abweichungsmaximierung	39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 5-Stufen-Plan	7
Tabelle 2 Regelleistung	8
Tabelle 3 Schwankungstoleranzen der PRL	10
Tabelle 4 Rechtliche Analyse zu Batteriespeichern	12

Formelverzeichnis

Formel 1 Speicherwirkungsgrad	11
Formel 2 Obere Kapazitätsgrenze	13
Formel 3 Untere Kapazitätsgrenze	13

1. Einleitung

Um die ungeklärten und möglicherweise drastischen Folgen des Klimawandels zu verhindern oder zumindest abmildern zu können, ist die Einbindung von Stromerzeugungsanlagen in das deutsche Energieversorgungssystem, die das Klima hinsichtlich ihrer Treibhausgasemission weniger belasten, unabdingbar.

Durch einen Beschluss der Bundesregierung soll die Energieversorgung in Deutschland bis in das Jahr 2030 in einem ersten Schritt auf dem Weg zu einer klimaneutralen Energieerzeugung zu 65 % aus regenerativen Energien gespeist werden. [1]

Aufgrund des damit verbundenen stetigen Ausbaues von Energieerzeugern aus erneuerbaren Energien wächst die Komplexität der Energieversorgung, sowie der Aufwand, um eine sichere und unterbrechungsfreie Energieversorgung zu gewährleisten. Besonders Erzeugungsanlagen, welche auf Solar- oder Windenergie basieren, sind von saisonalen und kurzfristigen Schwankungen hinsichtlich ihrer Bereitstellung und Steuerfähigkeit betroffen [2]. Hier leistet die Bereitstellung von Regelenergie einen Beitrag zu einer störungsfreien und stabilen Energieversorgung. Diese Regelleistung wird momentan hauptsächlich durch herkömmliche Kraftwerke, wie beispielsweise Braun- oder Steinkohlekraftwerken, erbracht, welche nach und nach vom Netz genommen werden [3]. Hinzu kommt, dass dieser Rückbau der herkömmlichen Kraftwerke mit einem Verlust von frequenzsynchrone Schwungmasse einher geht, denn in den meisten Kraftwerken werden Turbinen zur Stromerzeugung eingesetzt. Die Massenträgheit dieser Turbinen wirkt bei Frequenzabweichungen unverzögert als sogenannte momentan Reserve. Viele regenerative Erzeugungsanlagen werden umrichtergekoppelt an das Versorgungsnetz angeschlossen und können dadurch keine mechanische Schwungmasse einsetzen [4]. Hier eignen sich Speichertechnologien wie Batteriespeicher hervorragend zur Bereitstellung der angesprochenen Regelenergie, da diese schnell große Mengen Energie aufnehmen oder bereitstellen können. Hinzu kommt das Batteriespeicher kaum Schwankungen in ihrer Leistungsbereitstellung aufweisen. [5]

Aufgrund dessen wird in dieser Arbeit eine mögliche Optimierung hinsichtlich der Ladestrategie einer Batterie durch die Ausnutzung der Messtoleranz herausgearbeitet. Zur Analyse der bestmöglichen Strategie werden verschiedene Simulationen genutzt. Die erstellten Simulationen werden anhand der Daten einer exemplarischen, im

Primärregelungsmarkt mit 10 MW qualifizierten, Batterie mit einer Kapazität von 15 MWh ausgelegt.

1.1 Problemstellung

Die Netzfrequenz in Deutschland schwankt ständig in einem Bereich um 50 Hz. In der Theorie gleichen sich diese Schwankungen über einen Tag aus. In der Praxis kann es jedoch zu einer länger anhaltenden Abweichung über oder unter dieser Nennfrequenz kommen [6]. In Abbildung 1 ist der Verlauf der Netzfrequenz einer Stunde dargestellt. Zu sehen ist der schwankende Wert der Netzfrequenz in Blau, sowie in Rot der Verlauf des Durchschnittswertes. Es wird deutlich, dass dieser zu jedem Zeitpunkt unter der in Grün abgetragenen Zielfrequenz von 50 Hz liegt.

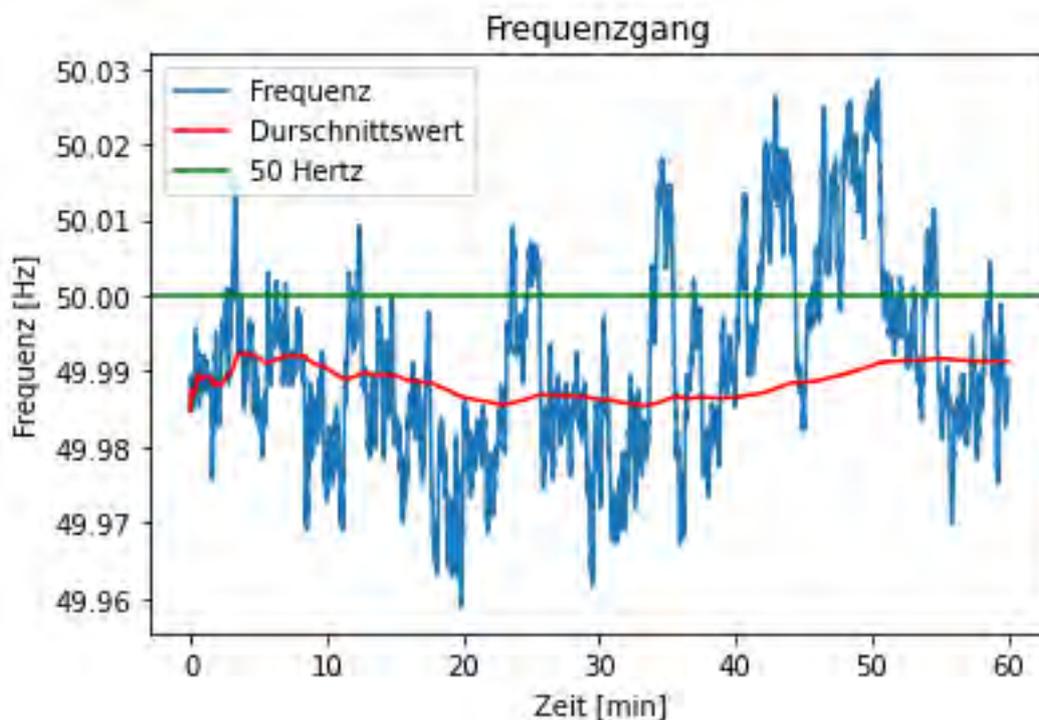


Abbildung 1 Frequenzverlauf einer Stunde (eigene Abbildung)

Nun werden Batterien, welche am Primärregelungsmarkt teilnehmen, frequenzgesteuert geladen. Bei Werten über 50 Hz laden diese, während bei Werten unterhalb der 50 Hz Grenze entladen wird. Hierbei ergibt sich die Gefahr, dass bei einer länger andauernden Abweichung die kapazitären Grenzen der Batterie erreicht werden. Abbildung 2 zeigt den in Grün dargestellten Ladezustandsverlauf auf Datengrundlage der Frequenzwerte im deutschen Energieversorgungsnetz. Im Mittelwert beträgt die Frequenz hier 50.0047 Hz.



Abbildung 2 Frequenzgesteuerter Ladezustand (eigene Abbildung)

Die hier in Abbildung 2 dargestellten Berechnungen zeigen, dass die Kapazitätsgrenze in Rot bereits früh in der Beispielwoche überschritten wird. Ein solches Erreichen der kapazitären Grenzen hat unweigerlich Folgen für die Wirtschaftlichkeit der Projekte, da zur Teilnahme am Primärregelungsmarkt der Ladezustand der Batterie stets in einem dafür bestimmten Bereich liegen muss. Bei Überschreiten dieses Bereiches muss durch Zu- oder Verkauf von Energie an der Strombörse der Ladezustand beeinflusst werden. Gerade der Zukauf von Energie muss vermieden werden, da dieser als negativer Wert in die wirtschaftliche Bilanz des Projektes einfließt [7].

1.2 Zielsetzung

Um eine solche Leer- oder Vollladung zu vermeiden werden verschiedene Freiheitsgrade, welche in Kapitel 2.4.2 näher erläutert werden, von den Übertragungsnetzbetreibern gewährt. Zusätzlich dazu wird in den Regularien zur Teilnahme am Primärregelungsmarkt eine Messgenauigkeit der Frequenz von mindestens 0,01 Hz gefordert. Eine genauere Messung der Netzfrequenz kann also genutzt werden, um ein Korrektursignal zu bilden, welches auf die Steuerfrequenz Einfluss nimmt. Das Korrektursignal wird aus der Differenz zwischen Sollwert und Mittelwert der Frequenz gebildet. Durch diese Einflussnahme kann der Ladezustand also zusätzlich zur Nutzung

der Freiheitsgrade in einem Zustand gehalten werden, welcher den Vorgaben entspricht. Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wird sowohl die generelle Nutzung der Messtoleranz auf den Ladezustand der Batterie untersucht, als auch die optimalen Parameter hinsichtlich der Vorgehensweise zur Nutzung dieser eruiert. Die wirtschaftlichen Vorteile werden abschließend anhand einer Beispielwoche aufgezeigt, indem der unregelmäßige Ladezustand der Batterie und die damit verbundenen notwendigen Maßnahmen am Strommarkt mit der reinen Nutzung der Freiheitsgrade und dem zusätzlichen Nutzen der Messtoleranz verglichen werden.

1.3 Methodik

Zu Anfang der Arbeit wird eine umfangreiche Literaturstudie zu ähnlichen Projekten und den bestehenden Regularien angestellt, um die erforderlichen Parameter herauszustellen und die Ergebnisse mit ähnlichen Arbeiten vergleichen zu können. Im Weiteren werden zwei eigens erstellte Simulationstools genutzt. Das erste Tool, um einen Überblick über die Auswirkung der verschiedenen Freiheitsgrade und der Messtoleranznutzung auf den Ladezustand zu geben. Die zweite Variation, um die möglichen erforderlichen Maßnahmen zur Ladezustandskorrektur am Strommarkt simulieren zu können. Durch Variation der Ausgangsparameter werden die bestmöglichen Einstellungen differenziert, um dadurch eine Beurteilung hinsichtlich des Mehrwerts der Toleranznutzung erstellen zu können. Die Ergebnisse werden sowohl in tabellarischer, als auch graphischer Form dargestellt.

2. Grundlagen

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Themen erläutert, welche in dieser Bachelorarbeit behandelt werden. Begonnen wird mit der Residuallast. Ebenso werden die Voraussetzungen und die Funktionsweise der verschiedenen Regelleistungsarten aufgezeigt. Des Weiteren wird der Handel am Strommarkt mit Hinblick der unterschiedlichen Handelsformen und der Preisbildung verschiedener Leistungsarten beschrieben. Abschließend wird der Begriff Energiespeicher behandelt, mit explizitem Augenmerk auf die Erbringung von Primärregelung durch Batteriespeicher.

2.1 Residuallast

Residuallast beschreibt die Differenz zwischen Energieverbrauch und der Energieerzeugung durch erneuerbare Energien [8]. Dieser Wert kann sowohl in negativer, im Falle eines höheren Einspeisewertes als Verbrauchswertes, als auch in positiver Form, sollte der Verbrauch höher als die Einspeisung sein, vorkommen. Auch hier ergibt sich eine hohe Abhängigkeit von meteorologischen Einflüssen, vornehmlich durch die davon beeinflussten Größen der Wind- und Solarenergie. Ebenso steigt der Wert der Residuallast in den Wintermonaten an, da in diesen Zeiten der Verbrauch höher und die Einspeisung von Solaranlagen niedriger wird. [9] Um die Menge an Residuallast zu senken gibt es mehrere Möglichkeiten, wie beispielsweise die Flexibilisierung der Nachfrage aus Industrie und Haushalt, der bedarfsgerechten Stromeinspeisung aus Biomasse oder der Nutzung von Einspeisemanagement für Wind- und Solarkraft. Auch bei der Senkung der Residuallast nehmen Stromspeicher eine wichtige Rolle ein. Diese können zu Zeiten der erhöhter Einspeisung, die nicht benötigte Energie ortsnahe aufnehmen und dann, zu Zeiten des erhöhten Verbrauches diese wieder bereitstellen, um somit die Menge an Residuallast weiter zu senken. [10] In Abbildung 3 ist der Verlauf der Residuallast einer Woche zu sehen. Wie deutlich zu sehen ist, liegt der Wert dieser zu jeder Zeit der Woche im positiven Bereich.

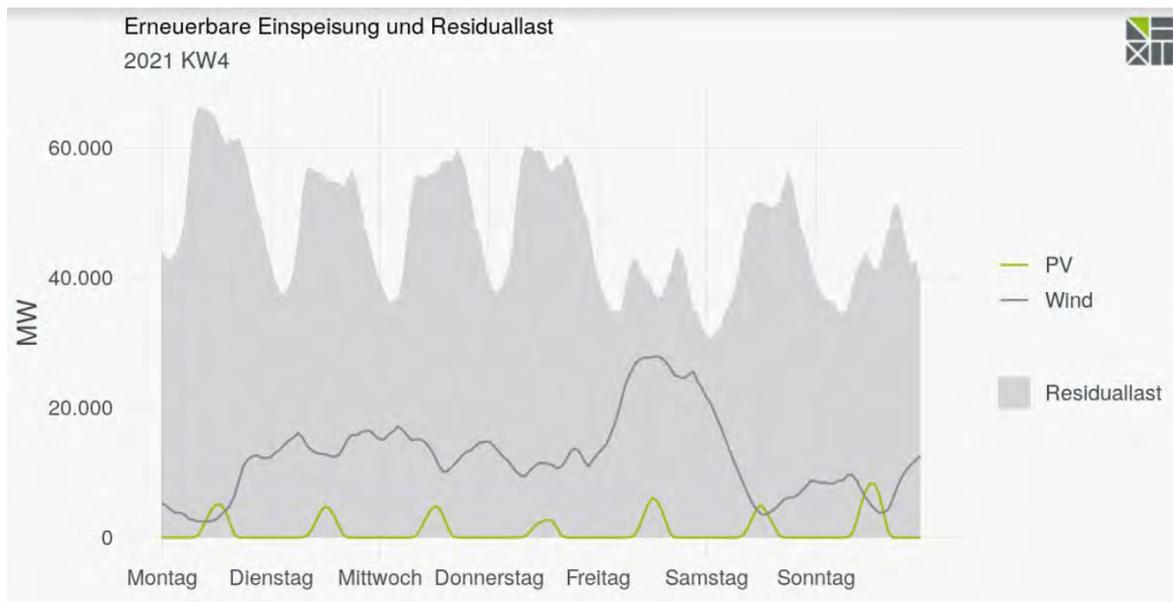


Abbildung 3 Residuallast Verlauf [11]

2.2 Netzfrequenz

Eine wichtige Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist die Regelung der Netzfrequenz auf einen Wert von 50 Hz. Zu große Abweichungen von diesem Wert haben beispielsweise die Folge, dass angeschlossene elektrische Motoren nicht mit der ausgeschrieben Drehzahl laufen, was zu schweren Schäden führen kann [12]. Um einen stabilen Wert der Frequenz zu halten, muss das Verhältnis zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch ausgeglichen sein. Hierfür wird auf Grundlage von Prognosen zu Verbrauch und dem Wetter, zur Berechnung der Einspeisung der Anlagen, welche von Umwelteinflüssen abhängig sind, die Einspeisung der elektrischen Leistung herkömmlicher Kraftwerke innerhalb des Übertragungsnetzes geplant. Kommt es zu Abweichungen dieser Prognosen, beispielsweise einer unvorhergesehenen Windflaute und der damit verbundenen verminderten Einspeisung von Energie aus Windkraft, führen diese zu einem unausgeglichene Verhältnis im betroffenen Netz. Abweichungen der Netzfrequenz in einem Bereich von bis zu $\pm 0,2$ Hz werden durch das Bereitstellen von verschiedenen Regelleistungsarten, welche im folgenden Kapitel näher erläutert werden, kompensiert. Bei einer höheren Abweichung tritt der sogenannte 5-Stufen-Plan in Kraft, der in Tabelle 1 dargestellt, und in den Transmission Codes zu finden ist. [13]

Tabelle 1 5-Stufen-Plan(eigene Darstellung)

Stufe des Plans	Grenzfrequenz	Aktion
Stufe 1	49,8 Hz	Alarmierung des Personals und Einsatz der noch nicht mobilisierten Erzeugungsleistung auf Anweisung des ÜNB, Abwurf von Pumpen.
Stufe 2	49,0 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von 10 - 15 % der Netzlast.
Stufe 3	48,7 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 10 - 15 % der Netzlast.
Stufe 4	48,4 Hz	Unverzögerter Lastabwurf von weiteren 15 - 20 % der Netzlast.
Stufe 5	47,5 Hz	Abtrennen aller Erzeugungsanlagen des Netzes.

2.3 Regelleistung

Um den Abweichungen zwischen Verbrauch und Erzeugung entgegen zu wirken, wird unter anderem die Bereitstellung von Regelleistung genutzt. Hierbei wird in drei verschiedene Arten der Regelenergie unterschieden: PRL, SRL und MRL. Es wird in positive Regelleistung, bei der teilnehmende Anlagen die eingespeiste Leistung erhöhen,

und in negative Regelleistung, bei der eine Leistungsverringerung vorgenommen wird, unterschieden. Eine Besonderheit bilden hier Speichertechnologien, da diese bei notwendiger negativer Regelleistung Energie aus dem Netz beziehen, anstatt nur die eingespeiste Leistung zu verringern. Beispielsweise nutzen Pumpspeicherkraftwerke negative Leistungsabrufe, um dadurch die Förderpumpen zu betreiben. Die verschiedenen Vorgaben und Vergütungsarten der jeweiligen Leistung sind in Tabelle 2 zu sehen. Hier wird deutlich, dass die Leistungsarten, beginnend mit der PRL, sich einander in den zu erbringenden Zeiträumen ablösen. Ebenso, dass die PRL im Gegensatz zu den anderen beiden Regelleistungsarten ausschließlich mit einem Leistungspreis vergütet wird, während die anderen beiden zusätzlich noch einen Arbeitspreis erhalten.

Tabelle 2 Regelleistung (eigene Darstellung, in Anlehnung an [13])

Regelenergieart	PRL	SRL	MRL
Bereitstellung durch	ENTSO-E	ÜNB	ÜNB
Aktivierung durch	Frequenzgesteuert	Steuerung durch verantwortlichen ÜNB	Steuerung durch verantwortlichen ÜNB
Zeit bis zur vollen Erbringung	30 Sekunden	Innerhalb von 5 Minuten	Innerhalb von 15 Minuten
Abzudeckender Zeitraum nach Abruf	0 bis 15 Minuten	Ab 30 Sekunden bis 15 Minuten	Ab 15 Minuten bis 60 Minuten
Vergütung	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis

Mindestangebot	1 MW positiv/negativ	5 MW Positiv oder Negativ	5 MW Positiv und Negativ
Täglicher Vermarktungszeitraum	6 Zeitscheiben über 4 Stunden	6 Zeitscheiben über 4 Stunden	6 Zeitscheiben über 4 Stunden

Eine Vergütung nach Leistungspreis wird bereits durch die einfache Teilnahme am jeweiligen Markt ausgezahlt, es reicht also die reine Vorhaltung der angegebenen Leistungsmenge. Der Arbeitspreis wird nach der tatsächlichen Einspeisung der Energie ausgezahlt. Anlagen, die an einem der Regelenenergiemärkte teilnehmen wollen, müssen vorher einen so genannten Präqualifikationstest durchlaufen. In diesem muss nach festen Vorgaben ein Leistungsprofil von der zu qualifizierten Anlage abgefahren werden. Dies dient zur Aufnahme der relevanten Daten wie beispielsweise die Totzeit, der Leistungsgradient oder der störungsfreien Anlagenführung. Ebenso gibt es strenge Vorgaben, die die Toleranz hinsichtlich Abweichung von Soll- und Ist-Leistung betrifft. Auch hierbei unterscheidet sich der Präqualifikationsprozess je nach gewünschter vermarkteter Leistungsart. Besonderheit bietet hier auch die PRL, es müssen jeweils für positive und negative Leistung getrennte Präqualifikationsprozesse durchlaufen werden. Im Falle der SRL und MRL können diese kombiniert werden. [14] Für die Präqualifikation der Anlagen sind Stand 15.02.2021 folgende Dokumente relevant:

- UCTE Operation Handbook Policy 1
- Transmission Code 2007
- Beschluss BNetzA (Beschluss BK6-10-097)
- Der Rahmenvertrag über die Vergabe von Aufträgen zur Erbringung der Regenergieart Primärregelleistung

Als zusätzliche Vorgaben werden in den Präqualifizierungsbedingungen für Anlagen noch die Höhe der Schwankungen festgelegt, welche während der Betriebes vorkommen dürfen. Die Einhaltung dieser Leistungsbereiche wird ebenfalls durch den Doppelhöckertest nachgewiesen. In Tabelle 3 sind die Vorgaben für PRL dargestellt.

Tabelle 3 Schwankungstoleranzen der PRL (eigene Darstellung in Anlehnung an [14])

Bereich der Erbringungsphase	Dauer der Phase	„erlaubtes“ Intervall (mind 95 % der Werte)	„tolerierbares“ Intervall (max. 5% der Werte)
Leistungsänderungsbereich	Ab Sollwertsprung bis Erreichen des Zielwertes (30 sek)	Nach 15 Sekunden die Hälfte der qualifizierten Leistung	Nach 15 Sekunden die Hälfte der qualifizierten Leistung
Transienter Bereich	Ende des Leistungsänderungsbereichs bis 90 sek nach Sollwertsprung	+/- 20 %	+/- 30%
Stationärer Bereich	90 Sekunden nach Sollwertsprung bis zum nächsten Sollwertsprung	+/- 10 %	+/- 20 %

Nach erfolgreichem Präqualifizierungsvorgang wird der Zugang zum Regelleistungsmarkt gewährt. Die Betreiber können dann an den Ausschreibungen der jeweiligen von ihnen qualifizierten Leistungsart teilnehmen.

2.4 Stromspeicher

Energiespeichern wird im Zuge der Energiewende eine große Bedeutung zukommen. Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit können sie unter anderem durch Lastmanagement, Blindstromeinspeisung oder der Erbringung von Systemdienstleistungen einen Beitrag zur sicheren Stromversorgung leisten. [15] Generell wird unter Energiespeichern eine energietechnische Einrichtung, welcher die Prozesse Einspeichern, Speichern und Ausspeichern beinhaltet verstanden [8]. Wie in Formel 1 zu sehen ist,

berechnet sich der Gesamtwirkungsgrad eines Energiespeichers durch das Produkt der einzelnen Wirkungsgrade der drei Prozesse.

Formel 1 Speicherwirkungsgrad [8]

$$\eta_{ges} = \eta_{ladung} * \eta_{speicherung} * \eta_{entladung}$$

Um einen Überblick über die verschiedenen Arten der Speicherung zu erhalten, wird die Klassifizierung dieser in Abbildung 4 dargestellt.

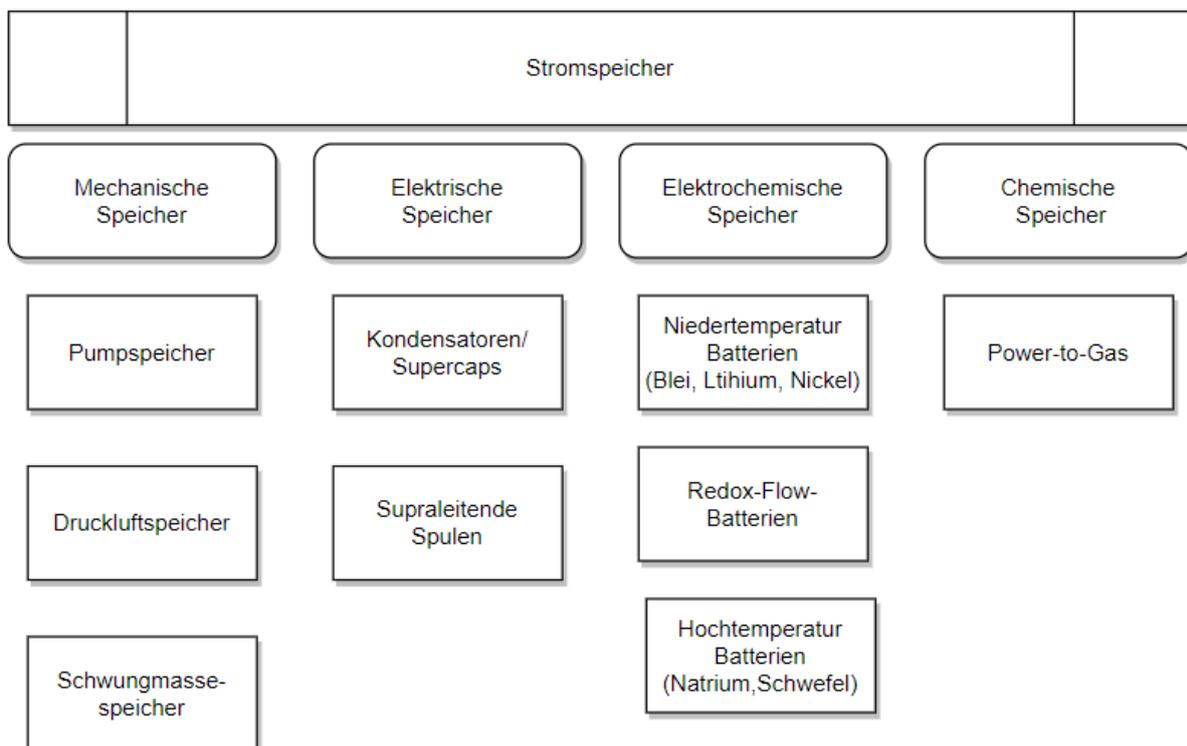


Abbildung 4 Klassifizierung der Speicher (eigene Abbildung, in Anlehnung an [8])

Neben dieser Klassifizierung gibt es weitere wichtige Kenngrößen für Speicher. Hier sind die Leistung, die Leistungsdichte, der Leistungsgradient für die leistungsbezogenen Größen zu nennen. Hinsichtlich energiebezogener Größen sind die Energie (nutzbarer Energiegehalt) und die Energiedichte (nutzbare Energiemenge pro Massen/Volumen Einheit) wichtig. Hinzu kommen der Wirkungsgrad des Speichers, die Selbstentladungsrate, welche Aufschluss über die verlorene Energie während einer Speicherungsphase gibt, und die Ein- und Ausspeicherdauer. [8] Im Hinblick auf Primärregelleistung eignen sich Batteriespeichertechnologien durch ihre kurze Reaktionszeit sehr gut, um die in Kapitel 2.3 aufgezeigten Regularien einhalten zu können. Weitere Vorteile sind der hohe Gesamtwirkungsgrad der Speicher und das Entfallen einer Must-

run-Kapazität. [16] Weitere wichtige Aspekte sind die rechtlichen Regularien bezüglich Speicher. Diese haben unmittelbaren Einfluss auf die Kostenbelastung der Stromspeicher. In Artikel 19 der Stromnetzentgeltverordnung ist eine Möglichkeit zur Reduzierung für atypische Netznutzer vorgesehen [17]. Einen Überblick über die rechtlichen Möglichkeiten zur Befreiung von Entgelten und Umlagen im Falle eines Batteriespeichers ist in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4 Rechtliche Analyse zu Batteriespeichern (eigene Darstellung, in Anlehnung an [16])

Art der Befreiung	-
Befreiung der EEG-Umlage Strombezug	Möglich
Verringerung der EEG-Umlage Strombezug	Nicht möglich (Außer bei Eigenversorgung)
Befreiung Netzentgelte Strombezug	Möglich für 20 Jahre
Verringerung Netzentgelte Strombezug	Um maximal 80%, wenn Netzdienliches Nutzungsverhalten
Befreiung Netzentgelte Stromeinspeisung	Möglich
Befreiung/Verringerung KWK-Umlage für Strombezug	strittig
Befreiung/Verringerung Konzessionsabgaben Strombezug	strittig
Befreiung Stromsteuer Strombezug	Nicht möglich, außer bei reinen EE-Netz
Erläss Stromsteuer Strombezug	Nicht möglich

2.4.1 Anforderungen an Batteriespeicher

Um Batterien den Marktzugang zur PRL zu ermöglichen sind spezielle Anforderungen an diese von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt worden. So gilt für PRL Erbringung ausschließlich durch Batterien das sogenannte 30-Minuten Kriterium. Dies legt fest, dass zu jedem Zeitpunkt eine Leistungsmenge vorzuhalten ist, welche ausreicht, um sowohl in positive oder negative Richtung Leistung bei normalen Frequenzverläufen erbringen zu können. Um den Arbeitsbereich zu bestimmen werden die Formel 2 im Falle der oberen Kapazitätsgrenze und die Formel 3 im Falle der unteren Kapazitätsgrenze genutzt. [18]

Formel 2 Obere Kapazitätsgrenze [18]

$$C_{og} = \frac{E_{nutzbar} - 0,5h * P_{pq}}{E_{nutzbar}}$$

Formel 3 Untere Kapazitätsgrenze [18]

$$C_{ug} = \frac{0,5h * P_{pq}}{E_{nutzbar}}$$

Der Normalbetrieb wird als Frequenzabweichung kleiner als 50 mHz definiert. [18] Das 30-Minuten Kriterium gilt als verletzt, wenn innerhalb des Normalbetriebes die Grenzen der vorzuhaltenden Leistung überschritten werden oder einer der nachfolgenden Fälle eintritt.

- Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb ± 200 mHz
- Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb ± 100 mHz für länger als 5 Minuten
- Vorliegen einer Frequenzabweichung außerhalb ± 50 mHz für länger als 15 Minuten.

Bei Verlassen des Normalbetriebes ist der Betreiber der Anlagen verpflichtet, innerhalb von 2 Stunden den Ladezustand wieder in den erlaubten Arbeitsbereich zu bringen. Wie alle Anlagen, welche am Primärregelmarkt teilnehmen wollen, müssen auch Batterien dann durch den Doppelhöckertest nachweisen, dass sie den Anforderungen entsprechen.

2.4.2 Freiheitsgrade bei Erbringung von Regelleistung

Durch die besonderen Gegebenheiten kapazitätsabhängiger Erzeugungsanlagen haben die Übertragungsnetzbetreiber für diese in dem Leitfaden „*Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*“ einige besondere Regelungen getroffen. Der erste genannte Freiheitsgrad ist die „Optionale Überfüllung“. Hierbei kann, wenn erforderlich, die Menge der Einspeicherung bzw. Ausspeicherung der Energie, falls es der Ladezustand der Batterie notwendig macht, um einen gewissen Prozentsatz erhöht werden. Der Grad der Überfüllung ist hierbei von der Höhe der Frequenzabweichung abhängig. In Abbildung 5 wird die Abhängigkeit von Überfüllung und Frequenzabweichung graphisch dargestellt. Zu sehen ist, dass das Maximum der Überfüllung bei einer Abweichung von 0,2 Hz 20 % beträgt. [19]

Ein weiterer Freiheitsgrad ist die Nutzung des Totbandes zur Ladezustandskontrolle. Hierbei wird im Bereich zwischen 49,99 und 50 Hz oder zwischen 50 und 50,01 Hz das Entladen bzw. Laden erlaubt. Hierbei muss die Steuerung der Anlage so ausgelegt werden, dass kein kontraproduktives Ladeverhalten auftritt. Im Bereich über 50 Hz darf also nur geladen werden, unter 50 Prozent darf die Anlage einspeisen. Die Voraussetzung zur Nutzung dieses Freiheitsgrades ist eine Messgenauigkeit der Netzfrequenz im mHz Bereich oder genauer. [19] In Abbildung 5 sind die Bereiche der erlaubten Ladung im Totband dargestellt.

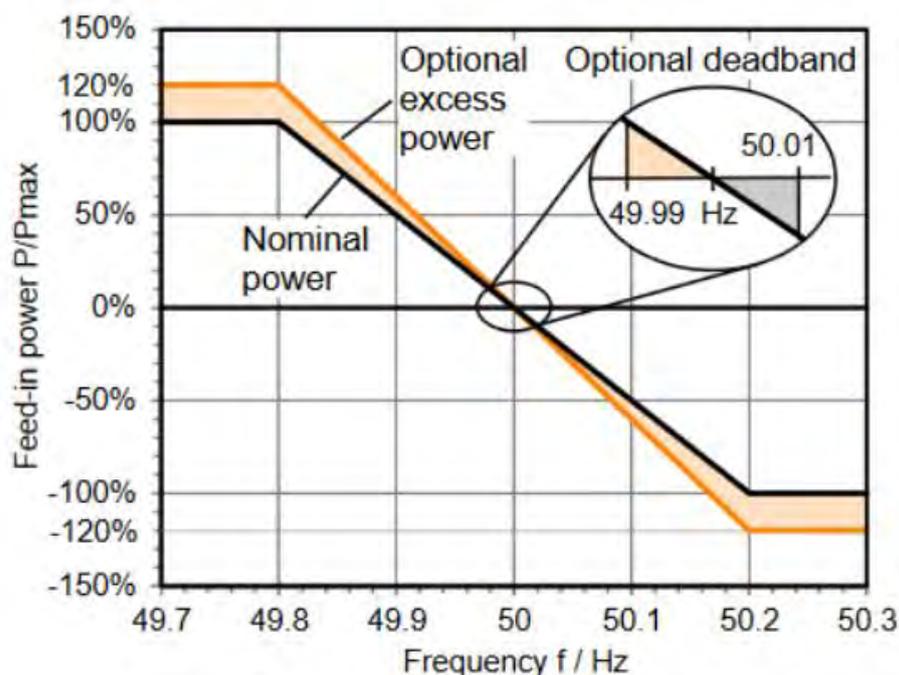


Abbildung 5 Graphische Darstellung der Optionalen Übererfüllung und Totband Nutzung [20]

Anlagen, welche in ihrer Erbringung schneller sind als die geforderten 30 Sekunden zur maximalen Leistungsabgabe, können diesen Umstand als weiteren Freiheitsgrad nutzen. Dieser Leistungsgradient wird sowohl für die Erbringung, als auch für die Abgabe von Leistung gewählt. Sollten diese Freiheitsgrade nicht ausreichen um die Ladezustandsvorgaben aus Kapitel 2.4.1 einzuhalten, muss Energie am Strommarkt zugekauft oder verkauft werden.

2.5 Strommarkt

Für den Stromhandel gibt es für Anlagen in Deutschland zwei relevante Marktplätze. Zum einen die Leipziger Energiebörse, bekannt unter dem Namen *EEX*, an der längerfristige Lieferverträge ausgehandelt werden. Zum anderen der Spotmarkt, bekannt als *EPEX Spot* mit Sitz in Paris. Auf dem Markt der Expex Spot finden die kurzfristigen Handelsgeschäfte statt. Getrennt hiervon kann zwischen zwei Handelspartnern für Stromlieferungen ebenso der OTC-Handel stattfinden. Hierbei wird zwischen beiden Vertragspartnern ein direktes Abkommen bezüglich der Stromlieferung getroffen. Der an der Börse gehandelte Strom wird dann nochmal in Day-Ahead Produkte und Intraday Produkte unterschieden [21]. Um den Markt für die fluktuierenden Erzeugungsanlagen zugänglich zu machen, wurde der Markt in allen Bereichen im Laufe der letzten Jahre angepasst. So wurde beispielsweise die vormals wöchentliche Ausschreibung für PRL am 1.07.2019 auf den Zeitraum von einem Tag verringert. Ab Juli 2020 wurde dieser Zeitraum auf 4 Stunden Zeitscheiben weiter reduziert. Für die in dieser Bachelorarbeit behandelte Thematik sind ausschließlich die Handelsformen der PRL und der Intraday-Auktion an der EPEX-Spot von Interesse. Im Falle der PRL ist die Mindestangebotsgröße auf +/- 1 MW festgeschrieben, welche immer auf einem symmetrischen Angebotsband, also positive und negative Leistung, beruht. Der Angebotspreis orientiert sich sowohl bei der PRL als auch bei der Stromvermarktung durch die Intraday-Auktion am Markträumungspreis [22]. Somit werden alle Teilnehmer mit dem Preis des letzten vergüteten Angebots bezahlt. Die Handelsform der Intraday-Auktion sind MWh. Das Merit-order-Model beschreibt diese Art der Preisbildung, sowie den Effekt der erneuerbaren Energien hierauf. Hierbei werden die kurzfristigen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke durch beispielsweise die Brennstoffkosten oder CO_2 -Zertifikate als Angebotswert genutzt. Für Erzeuger aus regenerativen Energiequellen entfallen diese Grenzkosten. Somit werden sie mit einem Angebotswert von 0 Euro angenommen. Abbildung 6 stellt den Effekt der Erneuerbaren auf den Marktpreis dar [23].

Merit-Order-Effekt

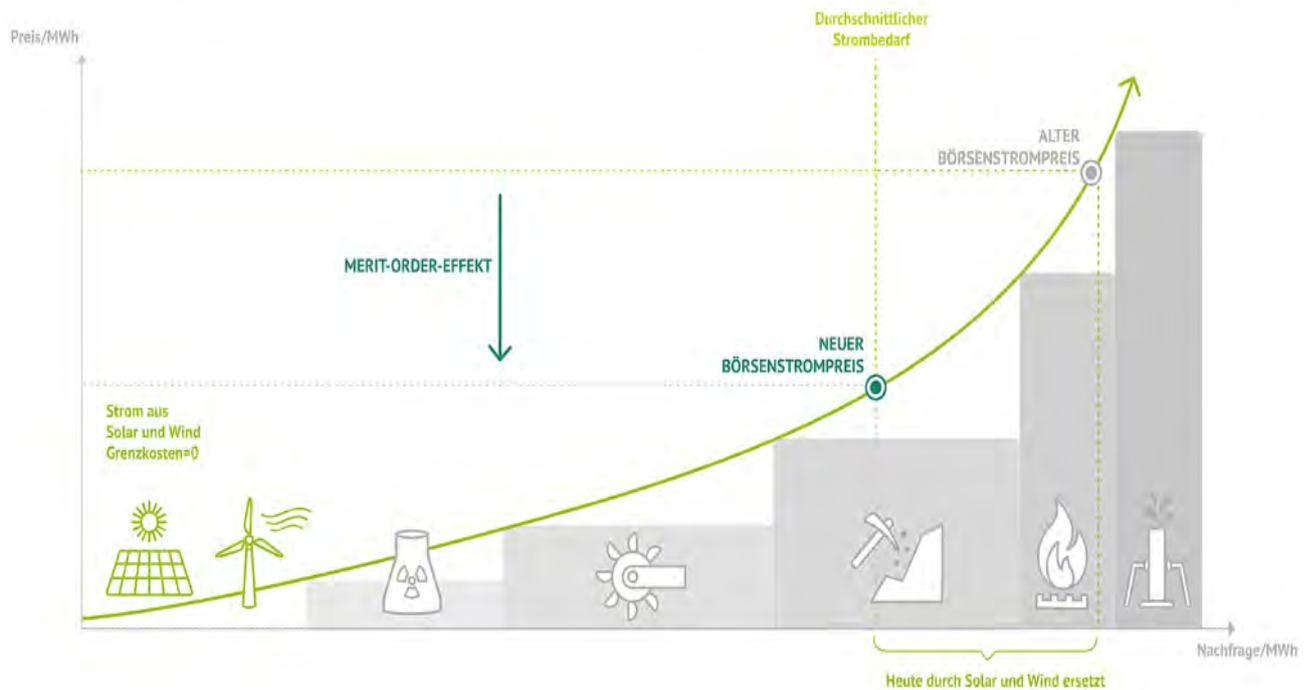


Abbildung 6 Merit-Order-Effekt [23]

Zusätzlich wird hierdurch auch der Zusammenhang zwischen Residuallast und dem Preis der Börse deutlich. Ein erhöhte Menge an Residuallast hat einen höheren Marktpreis zur Folge. Aufgrund der Komplexität des Strommarktes arbeiten die teilnehmenden Akteure oft mit Teams, bestehend aus mehreren Fachleuten verschiedener Disziplinen wie beispielsweise Meteorologen und Wirtschaftswissenschaftlern, um den optimalen Verkaufs- oder Zukaufszeitpunkt zu bestimmen. [5]

3. Stand der Technik

Mit über 300 MW sind bereits einige Batteriespeicher am PRL-Markt vermarktet [24]. So beschäftigt sich das Forschungszentrum Jülich in ihrem Projekt „Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher“ damit, die ökologischen und technischen Vorteile der Batteriespeicher innerhalb der Vermarktung von PRL herauszufiltern. Hier wird hervorgehoben, dass Batterien im Gegensatz zu anderen PRL-leistenden Technologien eine bessere ökologische Performance aufweisen. Auf der technischen Seite sehen die Mitarbeiter des Forschungszentrum die hohe Dynamik sowie der hohe Wirkungsgrad von Batterien als Vorteil gegenüber anderen Anlagen. Hinzu kommt das Ausbleiben einer Must-Run-Kapazität [16]. Mit der angesprochenen Problematik der Kapazitätsgrenzen hat sich auch die Arbeit „Modeling and Control Strategy of Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation“ bereits beschäftigt [25]. Die Arbeit „Optimizing a Battery Energy Storage System for Primary Frequency Control“ stellt eine alternative Ladestrategie durch Not-Widerstände vor. Die grundlegende Idee der Ladezustandskontrolle durch ein Korrektursignal auf Grundlage der Messtoleranz stellte Professor Eberhardt Waffenschmidt in seiner Arbeit „Degrees of freedom for primary control with batteries“ vor. In dieser wird anhand einer exemplarischen Batterie mit einer vermarkteten Leistung von 1 MW der Ladezustand über ein Jahr anhand der Frequenz des deutschen Stromnetzes errechnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 7 zu sehen. Kapazitätsgrenzen werden nicht einbezogen. [20]

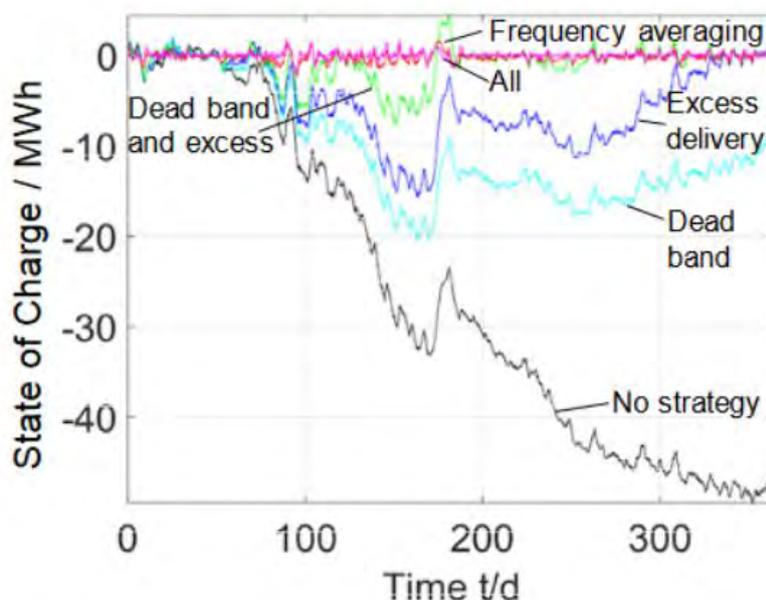


Abbildung 7 Ergebnisse der Berechnungen von Professor Waffenschmidt [20]

In der vorliegenden Arbeit wird die Idee von Professor Waffenschmidt aufgegriffen. Die Simulation wird mit dem zusätzlichen Verkauf von Energie an der Börse erweitert, um wirtschaftliche Folgen berechnen zu können. Somit werden auch Kapazitätsgrenzen einbezogen, um im Unterschied zu den in Abbildung 7 gezeigten Ergebnissen nicht die theoretisch erreichte Verlustleistung zu berechnen. Ebenso wird in dieser Arbeit mit einem Wirkungsgrad bei der Ein- und Ausspeicherung gerechnet. Der Unterschied in der Erstellung des Korrektursignals wird in Kapitel 5.3 erläutert.

4. Datengrundlage

Die kapazitären und leistungsangehenden Parameter werden anhand einer typischen, am Primärregelungsleistungsmarkt teilnehmenden Batterie definiert. Es wird somit eine Gesamtkapazität von 15 MWh, eine vermarktete Leistung von 10 MW und eine maximale Wechselrichterleistung von 17,5 MW angenommen. Die Frequenzdaten werden durch ein Messgerät „UMD98“ von „PQ plus“ aufgenommen. Die Frequenzmessung hat eine Genauigkeitsklasse von 0,02. Dies entspricht bei 50 Hz einem möglichen Messfehler von 10mHz. Als Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung wird 0.95 angenommen. Um eine qualitative Aussage über die wirtschaftlichen Folgen der Ladestrategie zu treffen, werden sowohl die Frequenzdaten als auch die Preisdaten des Intraday-Auktionenhandels, aufgelöst in Viertelstundenwerte, der 4ten Kalenderwoche 2021 genutzt. Diese Woche wurde gewählt da sie aus allen zur Verfügung stehenden Daten eine hohe Mittelwerts Abweichung der Frequenz aufweist. Die Überprüfung der Synchronzeit der Tage des Zeitraumes ergab für jeden einzelnen Tag eine positive Abweichung. Der Preisverlauf der PRL des Betrachtungszeitraumes wird in Abbildung 8 dargestellt. Zu sehen ist, dass in der dritten Zeitscheibe am Sonntag der Spitzenwert von 55 Euro pro MW erreicht wird.

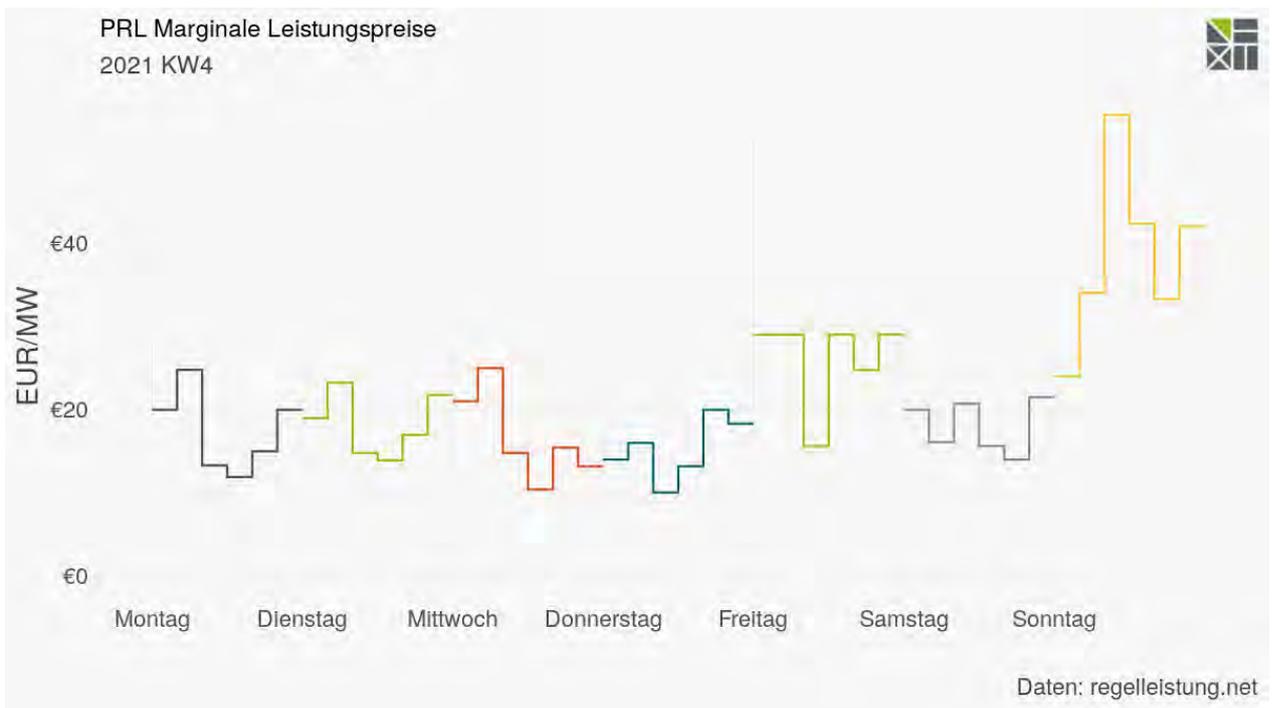


Abbildung 8 Preisverlauf PRL KW 4 [11]

Für die folgenden Berechnungen wird in dieser Bachelorarbeit angenommen, dass die Leistung der Beispielbatterie in jeder Zeitscheibe den Zuschlag bekommt. Für die im weiteren Verlauf angestellte wirtschaftliche Betrachtung ist der in Abbildung 9 zu sehende, in grün dargestellte Preisverlauf des Intraday Auktionshandels, ausschlaggebend. Da hier im Bedarfsfall der Strom verkauft wird, um die kapazitären Grenzen für die Teilnahme am PRL Markt einzuhalten.

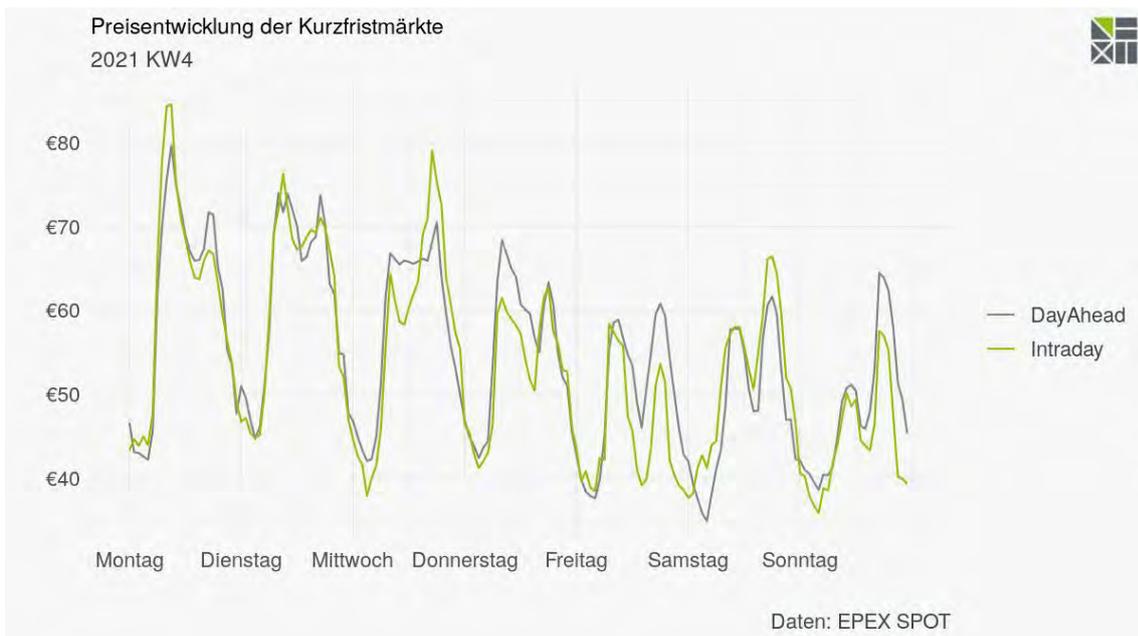


Abbildung 9 Preisverlauf des Day-Ahead und Intraday Markt [11]

Der aufgezeichnete Frequenzgang im deutschen Stromnetz ist in Abbildung 10 zu sehen. Die sekundlichen Frequenzwerte in blau und der Sollwert von 50 Hertz in Grün.

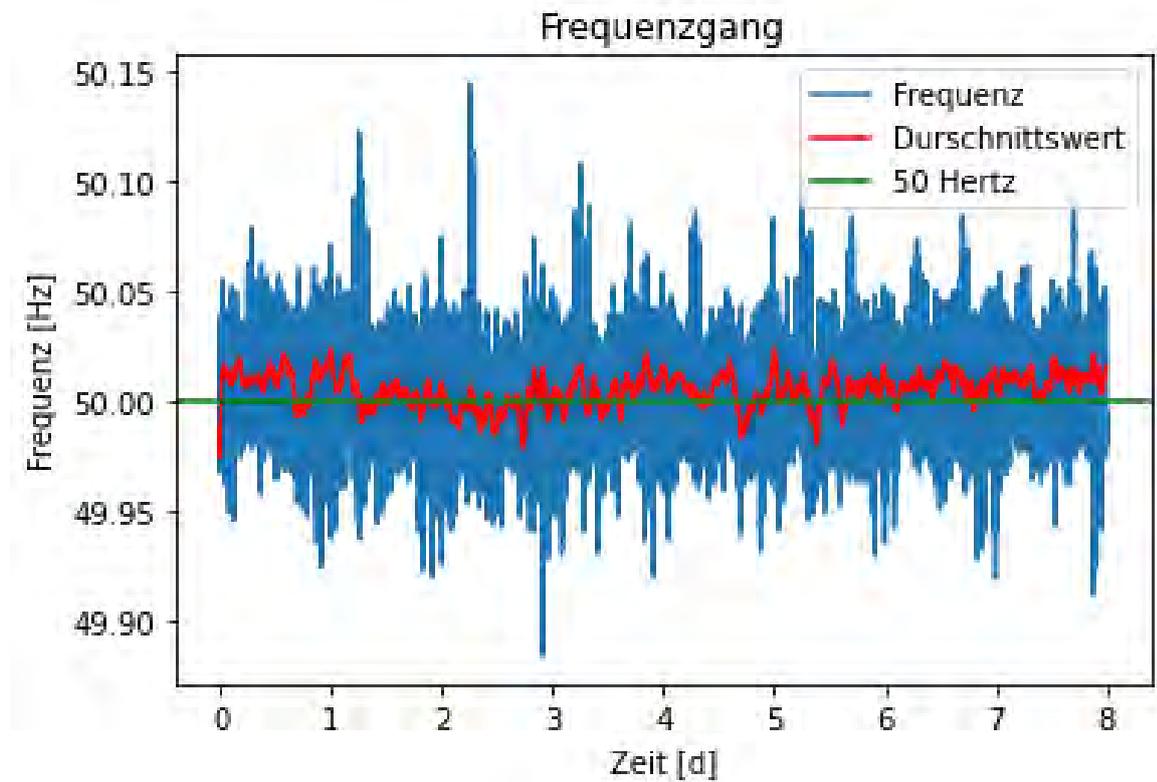


Abbildung 10 Frequenzgang der Beispielwoche KW4 2021 und laufender Durchschnittswert von 24 Stunden (eigene Abbildung)

Wie deutlich zu sehen ist, bewegt sich der in Rot dargestellte laufende Durchschnittswert der gesamten Woche in einem Band von 49,97 Hz bis 50,03 Hz um den Sollwert herum. Der Maximalwert beträgt 50,144 Hz, der Minimalwert 49,884 Hz. Im Gesamtdurchschnitt der Woche beläuft sich die Frequenz auf 50,0048 Hz und liegt somit leicht über der Nennfrequenz von 50 Hz.

5. Simulation des Ladezustandes

In dem folgenden Kapitel wird das erstellte Python-Tool zur Ladezustandssimulation behandelt. Neben der grundlegenden Steuerung, die als Basis für die darauf folgenden Steuerungen der einzelnen Freiheitsgrade dient, wird explizit auf die Bildung des Korrektursignales eingegangen. Den Kapitelabschluss bildet eine Analyse der einzelnen Ladezustände.

5.1 Grundlegende Steuerung

Um den Ladezustand der Batterie in Abhängigkeit von der Netzfrequenz bestimmen zu können, wird mit einem eigens erstellten Simulationstool gearbeitet. Dieses wurde in der Programmiersprache Python geschrieben. Innerhalb des Programmes werden drei Bibliotheken genutzt, bei denen es sich um vorgefertigte Programme mit verschiedenen Funktionen handeln. Diese werden in die Programmdatei importiert. Bei der ersten verwendeten Bibliothek handelt es sich um *Pandas*. Hierin enthalten sind einige Funktionen, die das Auslesen von Excel-Dateien und somit Zugriff auf die Frequenzwerte ermöglichen. Des Weiteren wird *NumPy* verwendet, um verschiedene mathematische Operationen, wie beispielsweise die Mittelwertbildung, verwenden zu können. Um die Ergebnisse der einzelnen Simulationen in graphischer Form auszugeben, wird die Bibliothek *Matplotlib* verwendet. Da für die einzelnen Freiheitsgrade eigene For-Schleifen genutzt werden, sind die anfänglichen Randbedingungen als Variablen definiert. Somit ist das Tool für die Simulation mehrerer Anwendungsfälle leichter änderbar. Hierzu zählen die Effizienz der Lade- und Entladevorgänge, der Anfangswert der Kapazität sowie der Ladezustand, ab dem die Freiheitsgrade genutzt werden. So wird verhindert, dass in jeder Schleife der Wert einzeln angepasst werden muss. Das Prinzip der verwendeten Schleife wird in Abbildung 11 verdeutlicht. Innerhalb der Schleife wird jeder Wert durch eine If-Bedingung geprüft. Erfüllt der Wert die Kriterien, nimmt der Wert den in der Bedingung definierten Einfluss auf den Ladezustand der Batterie. Hierbei können mehrere Kriterien festgelegt werden. In der grundlegenden Steuerung beispielsweise, ob der Wert über oder unter 50 Hz liegt. Wird ein Kriterium der Bedingung nicht erfüllt, prüft das Programm die anderen Elif-Bedingungen.

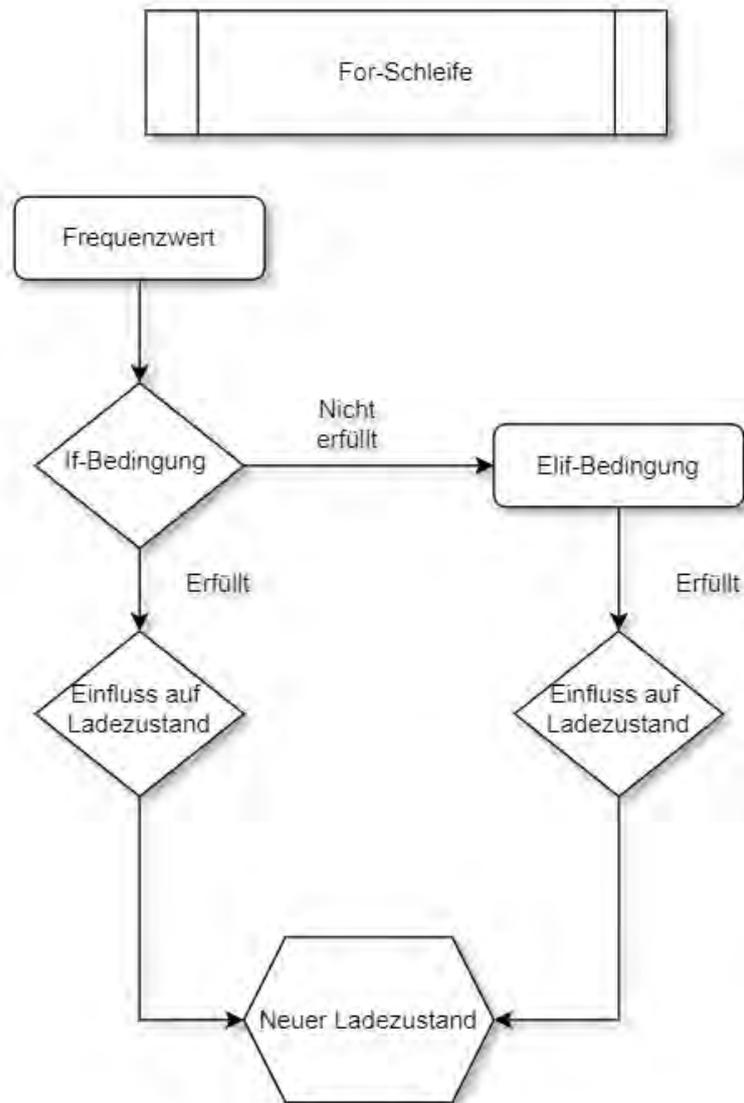


Abbildung 11 For-Schleife (eigene Abbildung)

Von diesen Bedingungen können beliebig viele innerhalb einer Schleife verwendet werden. Die Werte des Ladezustandes werden somit für jeden Frequenzwert einzeln berechnet und gespeichert. Der Änderungswert ist hierbei abhängig von der theoretischen Lade- oder Entladeleistung der Batterie. Exemplarisch wäre also bei einer maximalen Frequenzabweichung von 0,2 Hz die abgerufene Leistung der Batterie 10 MW. Die Änderung des Ladezustandes der Batterie bei einem Leistungsabruf von einer Stunde entspricht folglich 10 MWh. Da die Frequenzwerte sekundlich aufgezeichnet wurden, entspricht der Änderungswert für eine Sekunde 0,0028 MWh. In Abbildung 12 ist das Ergebnis dieser Simulation zu sehen. Die Berechnung zwischen dem maximalen und minimalen Abweichungswert wird durch eine mathematische Funktion vorgenommen. Hierzu wird der Steigungsfaktor der Kapazitätsänderung genutzt. Als kapazitären Startwert wird 7,5 MWh angenommen. Dies entspricht dem optimal Wert für

PRL leistende Batterien, da somit das Leistungsband von negativer und positiver Leistung ausgeglichen ist.



Abbildung 12 Ergebnis der unbeeinflussten Ladung (eigene Abbildung)

Die Ergebnisse der Simulation zeigen deutlich, dass die Kapazität der Batterie nicht ausreicht, um bei diesem Frequenzverlauf nicht an die Grenzen dieser zu stoßen. Die theoretisch erreichte Ladung beträgt 50,46 MWh. Es können also 35,46 MWh an Ladeleistung nicht aufgenommen werden.

5.2 Simulation der herkömmlichen Freiheitsgrade

Die in 2.4.2 beschriebenen Freiheitsgrade bieten die Möglichkeit diese Situation zu verbessern. Auf Grundlage der gleichen Frequenzdaten, sowie der grundlegenden Steuerung werden in die Simulation weitere Schleifen für jeden Freiheitsgrad einzeln geschrieben. Im Prinzip gleich der grundlegenden Steuerung wird für jeden Frequenzwert ein neuer Ladezustandswert berechnet. Hierzu wird die Grundlagensteuerung auf die jeweiligen Vorgaben der Freiheitsgrade angepasst. Die Bedingung zur Nutzung der jeweiligen Freiheitsgrade wird in Abhängigkeit eines variablen Kapazitätswertes definiert. Für die Berechnungen innerhalb der Arbeit wird sowohl für die Freiheitsgradnutzung der Ladung, als auch der Entladung der Wert von 7,5 MWh als Lade- bzw. Entladelimit festgelegt. Als zusätzliche Bedingung wird hierbei eine Abhängigkeit

vom generellen Ladezustand der Batterie genutzt. Die Werte, die im Bereich des Totbandes liegen, werden dementsprechend nur genutzt, wenn diese zu einem besseren Ladezustand beitragen. Abbildung 13 zeigt den Verlauf des Ladezustandes, wenn das Totband zur Zustandskontrolle genutzt wird. Zum Vergleich wird der unregulierte Ladezustand in Grün zusätzlich abgebildet.

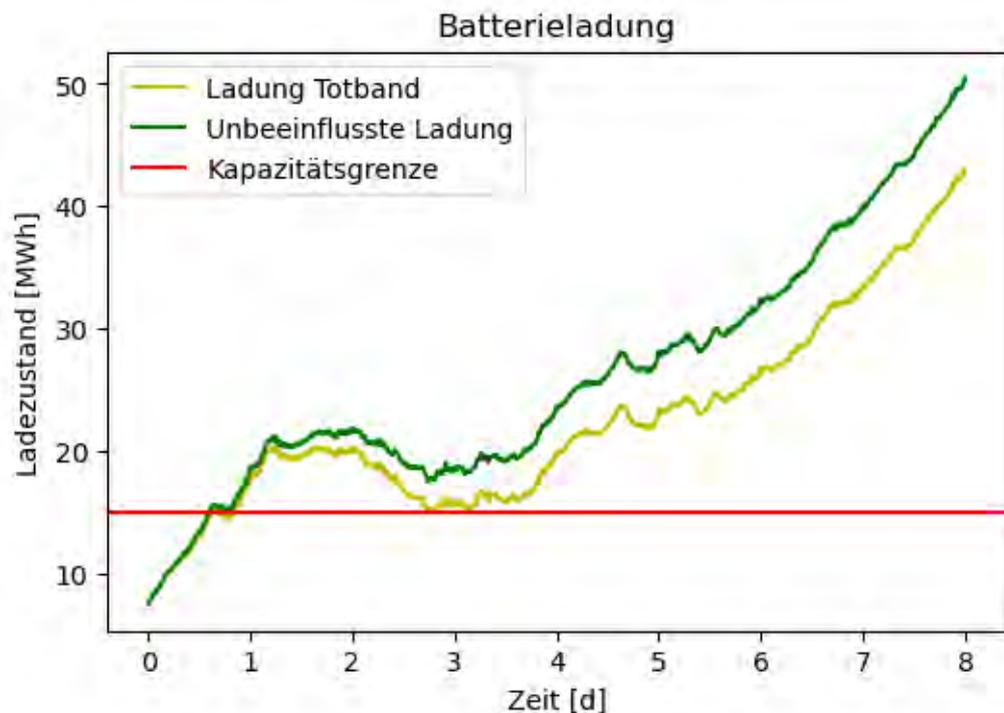


Abbildung 13 Nutzung des Totbandes (eigene Abbildung)

Zu sehen ist, dass durch die Nutzung des Freiheitsgrades am Ende der Zeitperiode ein geringerer Kapazitätswert von 43,12 MWh erreicht wird. Der Ladezustandsverlauf bewegt sich jedoch weiterhin zu großen Teilen außerhalb der Grenzen. Als nächstes wird der Freiheitsgrad der optionalen Übererfüllung betrachtet. Hierzu wird ein Verstärkungsfaktor genutzt, der die je nach Frequenzwert die Lade- oder Entladeleistung beeinflusst. Der Grad der Verstärkung ist von der Höhe der Frequenzabweichung vom Sollwert abhängig. Im Anhang A ist der komplette Programmtext zu finden. Abbildung 14 stellt, zusätzlich zu den im vorherigen gezeigten Zuständen, den Verlauf des Ladezustandes durch die Überfüllung in Schwarz dar.

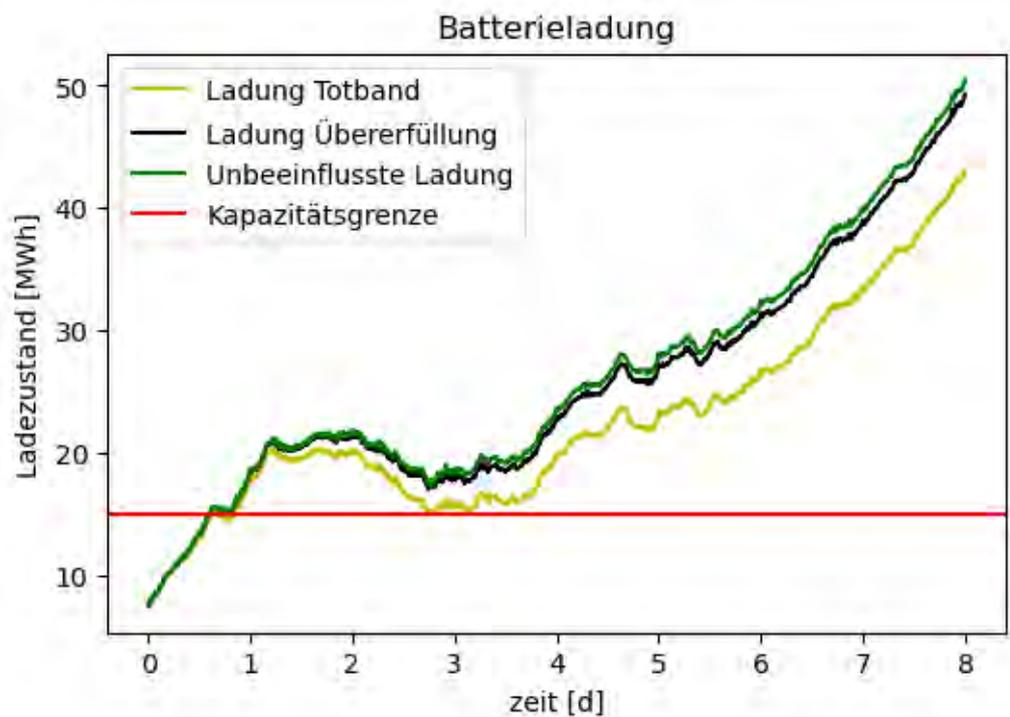


Abbildung 14 Optionale Überfüllung (eigene Abbildung)

Die Nutzung dieser Freiheitsgrades hat einen deutlich geringeren Einfluss auf den Ladezustand der Batterie als die Totbandnutzung. Der errechnete Endwert beträgt 49,27 MWh. Abschließend wird noch der Freiheitsgrad des Erbringungsgradienten untersucht. Hierbei wird in der Simulation jeder Wert mit dem vorangegangenen Wert verglichen. Bei ausreichend großer Differenz werden die 29 darauf folgenden Ladezustandswerte mit dem entsprechenden Gradienten gebildet. Die Mindesdifferenz wurde in verschiedenen Simulationen getestet und ergab die besten Ergebnisse bei einem Wert von 0.1 Hz. Der Unterschied zur ursprünglichen Steuerung ist hierbei marginal ausgefallen. Da in der Praxis alle Freiheitsgrade zusammen genutzt werden dürfen, wird mit einer zusätzlichen Schleife die kombinierte Nutzung simuliert. In Abbildung 15 ist das Ergebnis der kombinierten Nutzung dargestellt. Auch in dieser Grafik wird der errechnete Verlauf der ursprünglichen Steuerung als Vergleich in Grün ebenfalls eingefügt.

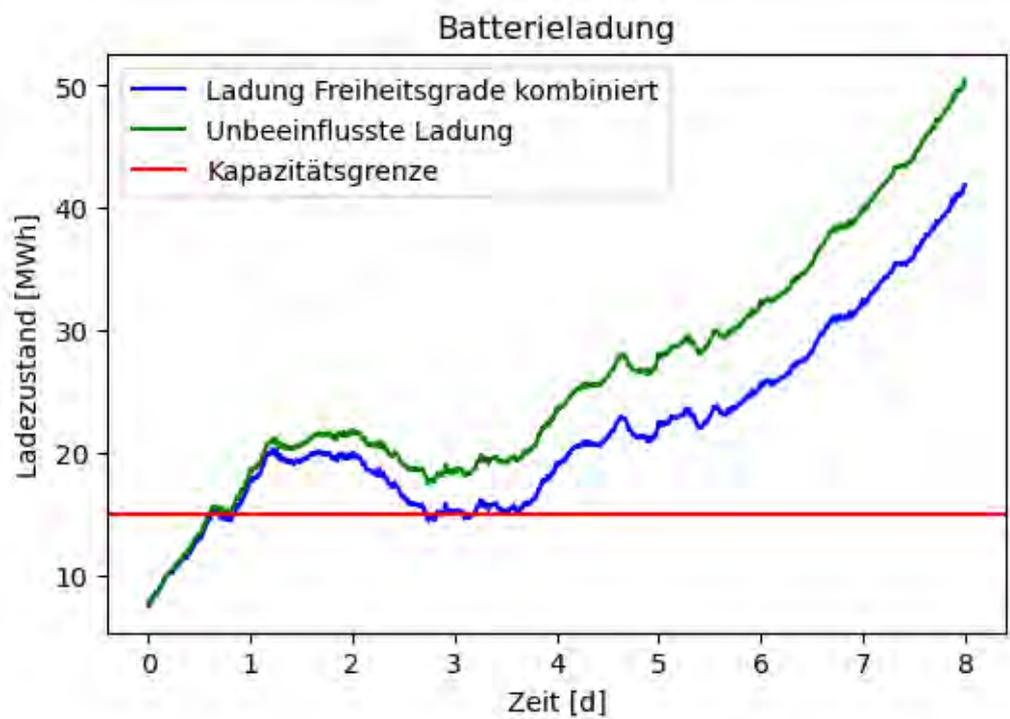


Abbildung 15 Freiheitsgrade kombiniert (eigene Abbildung)

Durch die kombinierte Nutzung aller drei vorgestellten Freiheitsgrade konnte der Ladezustand am Ende der Woche um 8,53 MWh im Vergleich zur ausschließlich frequenzgesteuerten Simulation erreicht werden. Der Zustandsverlauf läuft jedoch bis auf wenige Momente außerhalb der Kapazitätsgrenzen.

5.3 Steuerung mit Korrektursignal

In der Beispielwoche ist es somit nicht möglich durch reine Nutzung der Freiheitsgrade die Ladung der Batterie innerhalb ihrer kapazitären Grenzen zu halten. Zur weiteren Verbesserung dieses Zustandes werden durch ein Korrektursignal die Werte geringfügig beeinflusst. Die daraus resultierenden abgeänderten Frequenzwerte bilden dann die Basis für die Berechnungen des neuen Ladezustandes durch die im vorherigen Kapitel beschriebene Steuerung. Zusätzlich wird der Ladezustand mit Nutzung aller Freiheitsgrade und den beeinflussten Werten simuliert.

5.3.1 Bildung des Korrektursignal

Die deutschen ÜNB schreiben zur Qualifikation einer Energieerzeugungsanlage an dem PRL-Markt eine Frequenzmessgenauigkeit von mindestens 10 mHz vor [14]. Wie bereits gezeigt, liegt der Mittelwert der Frequenzdaten in der Beispielwoche etwa 4 mHz über dem Sollwert, und damit innerhalb der vorgeschriebenen Messtoleranz. Das Ziel ist nun diese Toleranz auszunutzen, um hierdurch eine wirksame Strategie zur Ladezustandskontrolle zu entwickeln. Abbildung 16 stellt das Schema dar, nachdem die neuen Frequenzwerte gebildet werden. Es werden immer nur die Werte der letzten vier vergangenen Stunde zur Korrekturwertbildung genutzt, um zu gewährleisten, dass der aktuelle Ladezustand Basis der Berechnung ist. Hier werden alle Werte gleich gewichtet. Argumentative Grundlage für diese Länge ist der momentan geltende Ausschreibungszeitraum für PRL von eben diesen vier Stunden. Alternativ wird im Zuge der Arbeit auch das Verhalten des Ladezustandes betrachtet, wenn als Grundlage des Korrekturwertes alle Werte der vergangenen 24 Stunden genutzt werden. Diese Betrachtung wird angestellt, um sicher zu gehen das die Ladestrategie auch bei einer entsprechenden Vorgabe der ÜNB gute Ergebnisse erzielt. Zu diesen Vorgaben kann es kommen da als Grundlage der Ladestrategie die Synchronzeitabweichung der einzelnen Tage angeführt wird. Es wird eine Zählvariable definiert, die als erste Bedingung für die Schleife genutzt wird. Da die Daten sekundlich aufgezeichnet sind, wird hier der Grenzwert auf 14400 Sekunden, was vier Stunde entspricht, festgelegt. Überschreitet der Zähler den Wert 14400 wird in der Liste, die zur Mittelwertbildung genutzt wird, der älteste Wert gelöscht und der aktuelle Wert hinzugeschrieben.

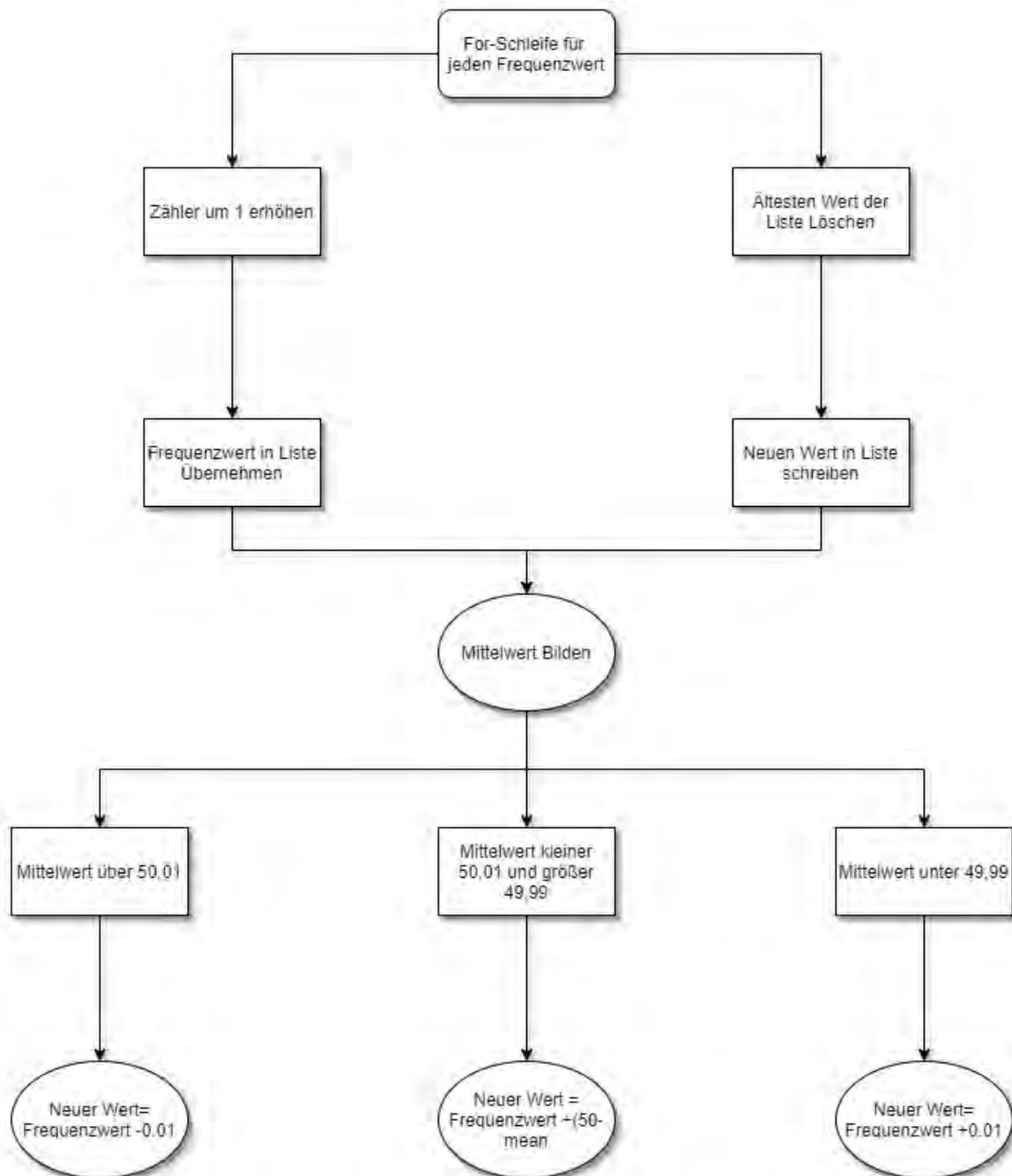


Abbildung 16 Bildung der neuen Frequenzwerte (eigene Abbildung)

Der aktuelle Wert und der Mittelwert bilden dann die Grundlage für die weiteren If- und Elif-Bedingungen. Ebenfalls zeigt Abbildung 16 das Prinzip, nachdem die neuen Werte gebildet werden. Neben der Unterscheidung des Mittelwertes innerhalb der Toleranz oder einem Wert gleich oder größer dem Maximum von 0,01 Hz, spielt auch das Verhältnis von Mittelwert zu dem aktuell abgefragten Wert der Schleife eine Rolle. Bei Durchschnittswerten über 50 werden die neuen Werte also immer um einen gewissen Grad verringert. Im Vorgehen ähnlich werden Durchschnittsphasen unter 50 behandelt. Auch in diesem Fall wird der Änderungsgrad der Werte in Abhängigkeit von

Differenz der Werte und dem laufenden Durchschnitt gebildet. In diesen Phasen werden im Vergleich zu den ursprünglichen Frequenzdaten die neuen Werte dann erhöht. Abbildung 17 stellt den Verlauf des Korrekturwertes graphisch dar. Wie deutlich zu sehen ist, wird das gesamte Toleranzband genutzt.

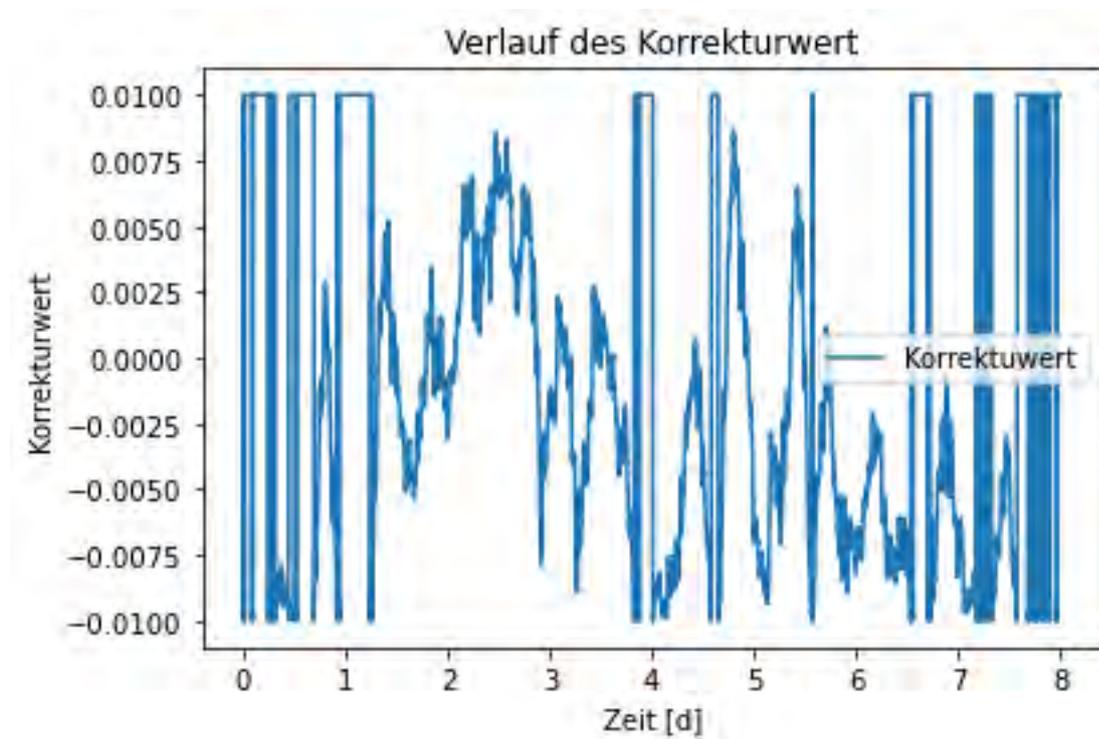


Abbildung 17 Verlauf des Korrekturwerts (eigene Abbildung)

Um den Grad der Änderung bestimmen zu können, werden zusätzlich einige Funktionen hinzugefügt, welche den Durchschnitt sowie die Minima und Maxima der gebildeten Werte berechnet. Aus den neuen Werten wird eine neue Werteliste gebildet. Abbildung 18 zeigt den Vergleich der in Blau dargestellten, ursprünglichen Frequenzwerten, mit den korrigierten, in Rot dargestellten Werten. Ebenso sind die Durchschnittswerte des Tages beigefügt. Während der in Grün dargestellte, alte Durchschnittswert sich auf 50.01 Hz beläuft, ist es möglich durch die Verwendung des Korrektursignals eine Steuerfrequenz zu erreichen, die im Durchschnitt einen Wert von 50,001 aufweist. Die Synchronzeitabweichung dieses Tages beläuft sich auf 17,28 Sekunden. Wird die Synchronzeitabweichung der neuen Werte betrachtet, ergibt sich eine Abweichung von 0,67 Sekunden.

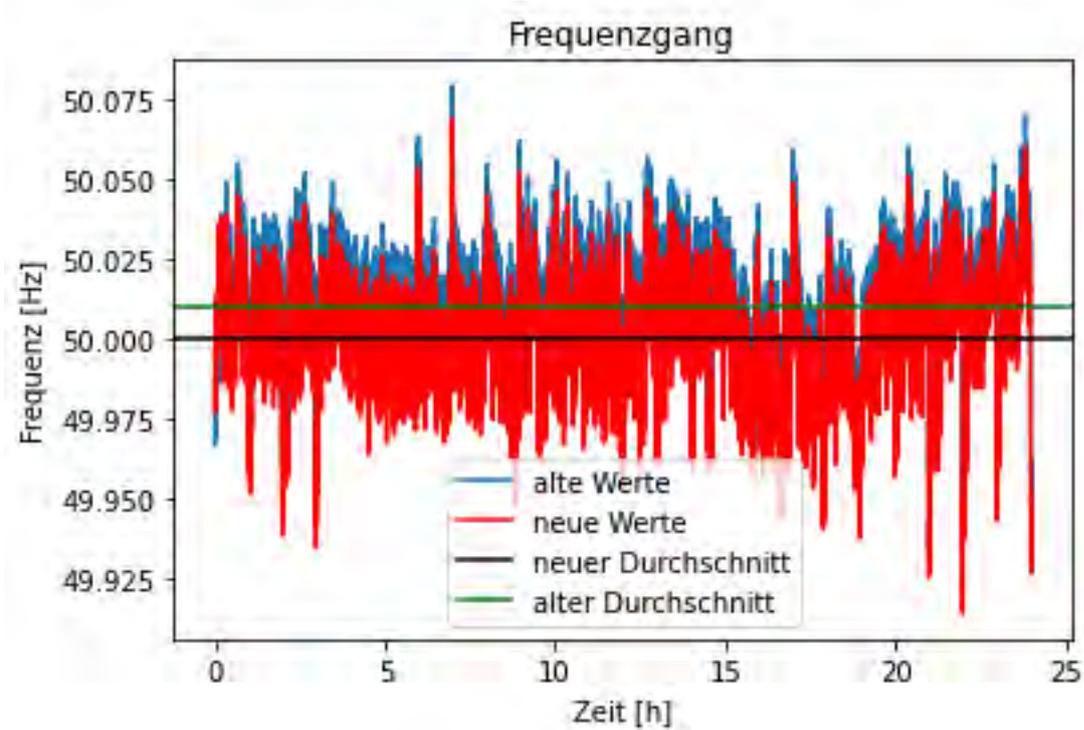


Abbildung 18 Vergleich der beeinflussten Frequenzwerte mit den ursprünglichen Frequenzwerten eines Tages (eigene Abbildung)

Um die Zustände vergleichen zu können, wird die grundlegende Steuerung mit den neuen Werten kombiniert. Zusätzlich wird die Schleife, welche die Nutzung aller Freiheitsgrade berechnet mit den beeinflussten Werten kombiniert. Im Unterschied zu den in Kapitel 3 vorgestellten Ergebnissen von Professor Waffenschmidt basiert das in dieser Arbeit vorgestellte Korrektursignal auf dem Mittelungsintervall von vier Stunden anstatt von 24. Ebenso wird im Gegensatz zur vorliegenden Arbeit bei seiner Forschung mit einem Verstärkungsfaktor gearbeitet, um den Korrekturwert zu bestimmen.

5.3.2 Ergebnis der Korrekturwert Nutzung

Werden die in Abbildung 19 dargestellten Verläufe der einzelnen Graphen betrachtet, wird ersichtlich, dass die Nutzung der alternativen Ladestrategie eine signifikante Verbesserung des Ladezustandes mit sich bringt. Bereits die in Schwarz dargestellte Kennlinie der grundlegenden Steuerung ohne zusätzliche Nutzung der Freiheitsgrade verläuft über den ganzen Betrachtungszeitraum innerhalb der Grenzen der Beispielbatterie. Durch diese Art der Ladezustandskontrolle konnten rund 40 MWh eingespart werden. Verwendet man nun die Steuerung, welche auch die herkömmlichen

Freiheitsgrade zur Ladezustandskontrolle in Kombination mit den modulierten Werten nutzt, ergibt sich die in Magenta dargestellte Kennlinie.

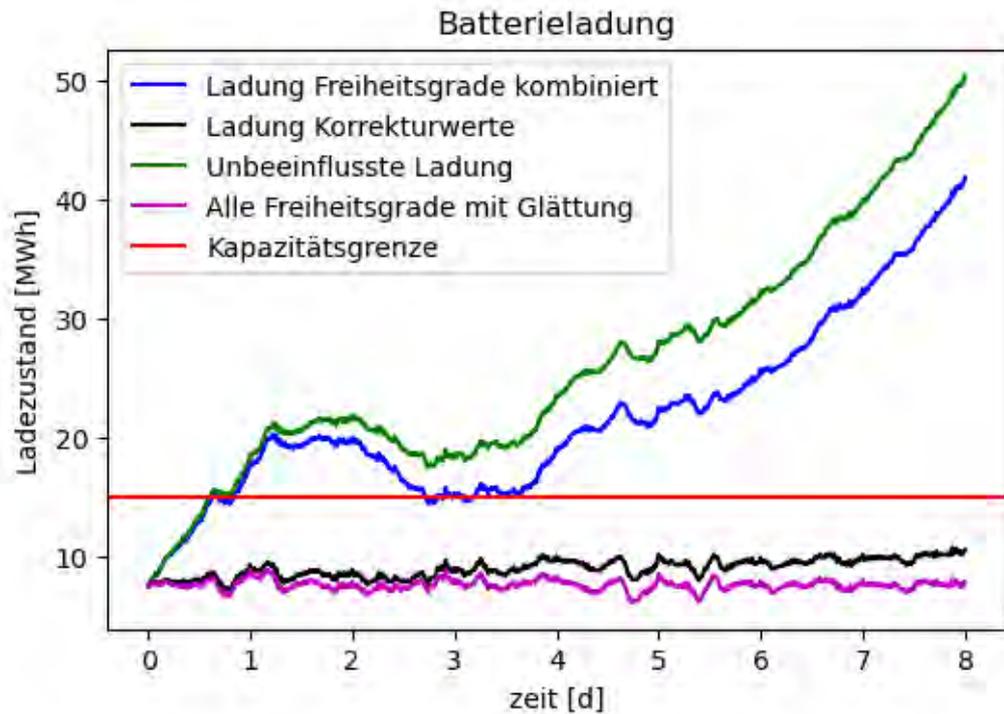


Abbildung 19 Ergebnis der Korrekturwert Nutzung (eigene Abbildung)

Die Extrema der Ladezustandsfunktion durch Nutzung aller Freiheitsgrade und den neuen errechneten Werten belaufen sich auf 6,12 MWh im Minimum und 8,92 im Maximum. Im Vergleich mit den ursprünglichen Freiheitsgraden ergibt sich eine Batterieladung am Ende der Woche von 7,88 MWh. Durchschnittlich werden die Werte um 0,0044 Hz beeinflusst. Zu einem Großteil der Zeit verläuft die Ladefunktion nahe am Optimum von 7,5 MWh. Wird als Mittelungsintervall der Werteverlauf der letzten 24 Stunden betrachtet ergibt sich der in Abbildung 20 zu sehende Ladezustandsverlauf.

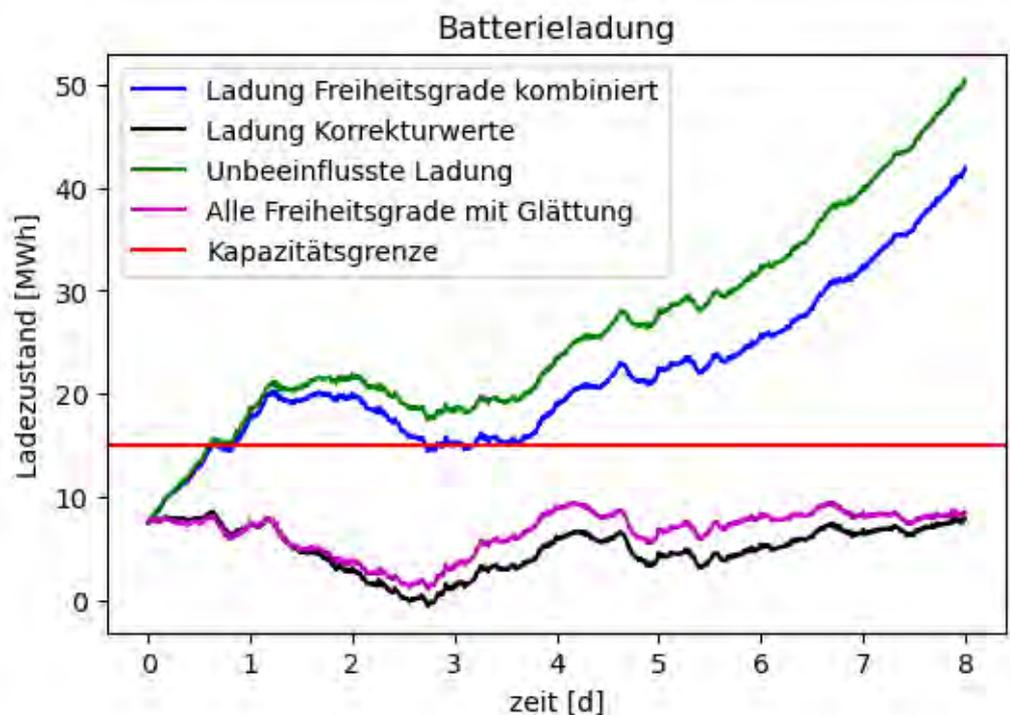


Abbildung 20 Ladezustandsverlauf der KW4 mit Mittelungsintervall 24 Stunden (eigene Abbildung)

Vergleicht man die Ergebnisse wird deutlich das bei Verwendung des vier Stunden Intervalls ein Verlauf berechnet wird der weniger Schwankungen aufweist. Somit ist festzuhalten das ein kürzeres Zeitintervall als Grundlage des Korrekturwertes bessere Signale erzielt.

5.4 Extremfallbetrachtung

Dieses Kapitel betrachtet die in Kapitel 5 gezeigte Steuerung, wenn die Frequenzwerte eines außergewöhnlichen Zwischenfalles in der Energieversorgung genutzt werden. Die hieraus resultierende Frequenzabweichung außerhalb des Normalbetriebes wird genutzt, um die alternative Ladestrategie auch unter besonderen Umständen bewerten zu können.

5.4.1 Zwischenfall im europäischen Netzverbund

Am 08.01.2021 ereignete sich im europäischen Verbundnetz ein Zwischenfall, der die Netzfrequenz dramatisch absinken ließ. Der hierbei aufgetretene Minimalwert lag bei 49,7481 Hz und damit außerhalb der 0,2 Hz Abweichung des in 2.2 vorgestellten 5-Stufen-Plans. In einem Pressereport gab die *ENTSO-E* an, dass unter anderem das

warme Klima in östlich gelegenen Regionen und der, entgegen den Voraussagungen niedrigen Verbrauchs, eine der Ursachen für diesen Zwischenfall war. Zur gleichen Zeit ergab sich in den westlichen Regionen durch das dort vorherrschende kalte Klima ein Verbrauch, der höher als prognostiziert war. Hieraus resultierte eine Überlastung einer Sammelschiene im östlichen Bereich des Verbundnetzes. Durch den veränderten Lastfluss kam es zu zusätzlichen Auftrennungen in benachbarten Umspannwerken [26]. Abbildung 21 zeigt den Frequenzgang des Zwischenfalls.

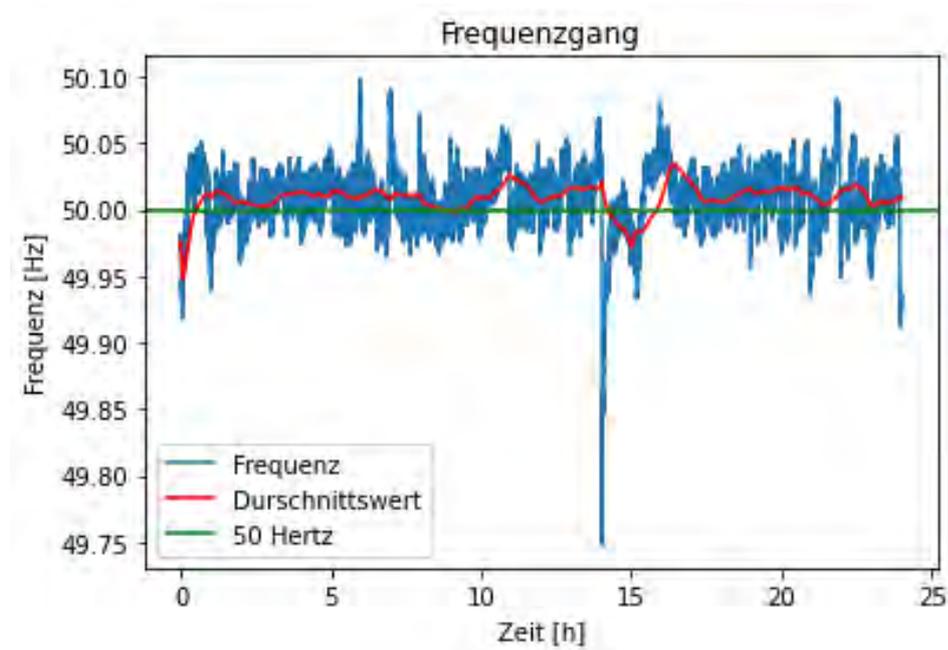


Abbildung 21 Frequenzgang des Zwischenfalls (eigene Abbildung)

Hierbei deutlich zu sehen, ist der Einbruch der in Blau dargestellten Frequenzfunktion. Im Gesamtdurchschnitt beläuft sich der Frequenzwert trotz dieses Extremfall auf 50,0092 Hz. Zur Gegenmaßnahme wurde das Europäische Verbundnetz in die Bereiche Ost und West aufgeteilt. Zur weiteren Stabilisation wurden 1,7 GW an Leistung im westlichen Netzteil, in den Ländern Frankreich und Italien, von der Versorgung getrennt, um das Gleichgewicht zwischen Versorgung und Verbrauch wieder herzustellen. Nachdem die Frequenz der beiden Teilbereiche des Netzes wieder normalisiert und an den Sollwert angeglichen wurden, ist das Europäische Verbundnetz wieder zusammengeführt worden. [26]

5.4.2 Ladezustandsbetrachtung des Zwischenfalls

Um die innerhalb dieser Bachelorarbeit konzipierte Ladestrategie auch auf einen solchen Extremfall testen zu können, wird die Simulation mit den Frequenzwerten dieses Tages betrachtet. Wird die Simulation zur Berechnung der Batterieladung verwendet, ergibt sich der in Abbildung 22 dargestellte Verlauf. Auch bei dieser Datengrundlage überschreitet die Ladefunktion der unbeeinflussten Steuerung die Kapazitätsgrenzen um 2,9 MWh. Werden die in Schwarz dargestellte, reine Korrekturwertnutzung, sowie die in Magenta verlaufende Ladelinie der zusätzlichen Anwendung der Freiheitsgrade betrachtet, wird auch in diesem Fall ein deutlich verbessertes Verhalten deutlich.

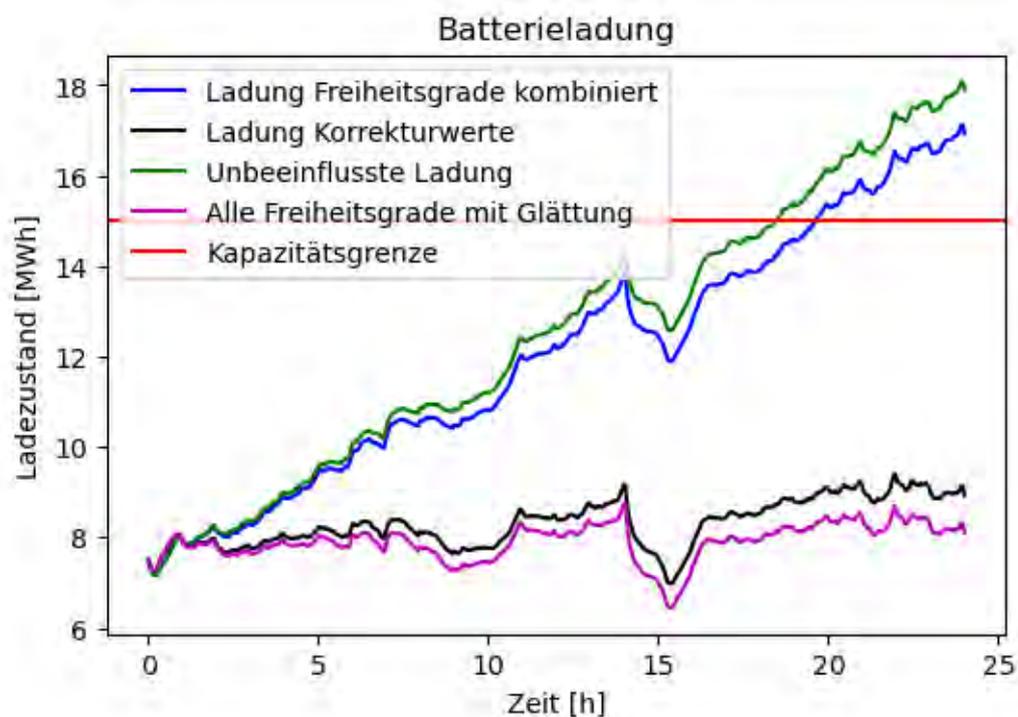


Abbildung 22 Ladezustand des Zwischenfalls (eigene Abbildung)

Im Durchschnitt werden hier die Frequenzwerte um 0,6 Hz beeinflusst. Trotz der extremen Maximalabweichung ist eine komplette Nutzung der Messtoleranz zur Korrekturwertbildung folglich nicht über einen längeren Zeitraum notwendig.

6. Simulation des Börsenverkaufs

Die wirtschaftlichen Auswirkungen des zusätzlichen Verwendung eines Korrekturwertes wie in 5.3 vorgestellt werden in diesem Kapitel behandelt. Hierzu wird eine zweite Simulation programmiert, welche den Stromverkauf am Intra-Day-Auktionenhandel mit einbezieht. Zusätzlich wird in einer gesonderten Betrachtung die Korrekturwertnutzung abgeändert, um die Frequenzwerte mit dem maximalen Toleranzwert zu beaufschlagen. Der daraus resultierende Mehrwert wird dann berechnet. Verglichen werden hier die unbeeinflusste Steuerung, die kombinierte Nutzung der ausgeschriebenen Freiheitsgrade und die zusätzliche Nutzung des Korrektursignals mit der kombinierte Nutzung der Freiheitsgrade.

6.1 Erstellung des Programmes

Um die zweite Simulation zu erstellen, werden anhand Formel 2 und Formel 3 aus 2.4.1 der Arbeitsbereich der Beispielbatterie mit 15 MWh Kapazität und einer vermarkteten Leistung von 10 MW bestimmt. Die einzuhaltenden Grenzen belaufen sich auf 5 MWh für die untere Kapazitätsgrenze und 10 MWh für die obere. Zusätzlich muss eine Vorlaufzeit für die Marktaktivitäten im schlechtesten Fall von einer halben Stunde mit einberechnet werden. In dieser halben Stunde muss die Batterie weiterhin PRL liefern und gewährleisten dass im definierten Normalbetrieb, der in 2.4.1 gezeigt wird, die berechneten Grenzen nicht verletzt werden. Im Falle einer Abweichung von 50 mHz über eine Viertel Stunde müssen im betrachteten Fall also zusätzliche 0,625 MWh an Kapazität vorgehalten werden. Die Verkaufsgrenzen belaufen sich somit auf 5,625 MWh im unteren Fall und 9,375 MWh für die obere Verkaufsgrenze. Die Berechnungen der Ladezustände beruhen auf dem ersten erstellten Simulationsprogramm mit dem Mittelungsintervall von vier Stunden. In der zweiten Simulation wurden die Steuerungen der zu vergleichenden Ladezustände um die Funktion des Stromverkaufs erweitert. Der Ablauf ist in Abbildung 23 dargestellt.

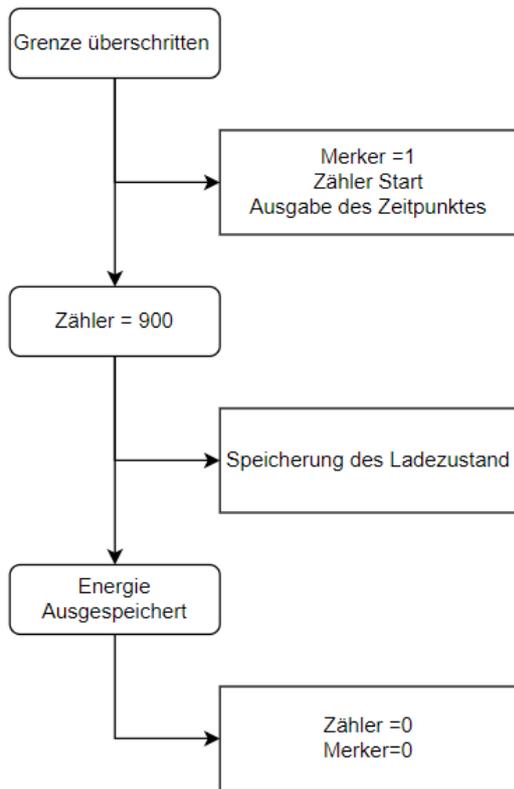


Abbildung 23 Ablaufdiagramm des Stromverkaufs(eigene Darstellung)

Es wird simuliert, dass nach Überschreiten der errechneten Grenzen noch 900 Sekunden, also eine Viertelstunde, die normale PRL Steuerung weiter läuft, um die benötigte Zeit eines realen Marktgeschäfts mit einzubeziehen. In dieser Arbeit wird sowohl für den Zu- als auch Verkauf mit einer Leistung von 2 MWh gerechnet.

6.2 Ergebnis der zweiten Simulation

Bei der Betrachtung der Ergebnisse der zweiten Simulation ist auch hier ein deutlicher Effekt durch die Ladestrategie erkennbar. So sind in der Beispielwoche bei einer rein frequenzgesteuerten Strategie 21 Aktivitäten am Strommarkt notwendig. Die Nutzung der herkömmlichen Freiheitsgrade verringern diesen Wert auf 19 Aktivitäten. In der Kombination mit dem zusätzlichen Korrekturwert ist kein Stromverkauf am Markt notwendig. In Abbildung 24 sind die finanziellen Auswirkungen zu sehen. Diese belaufen sich auf 2008,68 € für die unregelmäßige Steuerung, 1744,90 € für die Nutzung der Freiheitsgrade und 0€ für die Korrekturwertnutzung.



Abbildung 24 Ergebnis der Verkaufssimulation der KW4 (eigene Abbildung)

Abbildung 25 stellt exemplarisch den Ladezustandsverlauf des dritten Tages der Beispielwoche dar. Hier ist deutlich die in schwarz dargestellte Verlaufskurve des Ladekonzeptes zu sehen. Die festgelegten Verkaufsgrenzen werden im Gegensatz zu den beiden anderen Graphen nicht geschnitten.

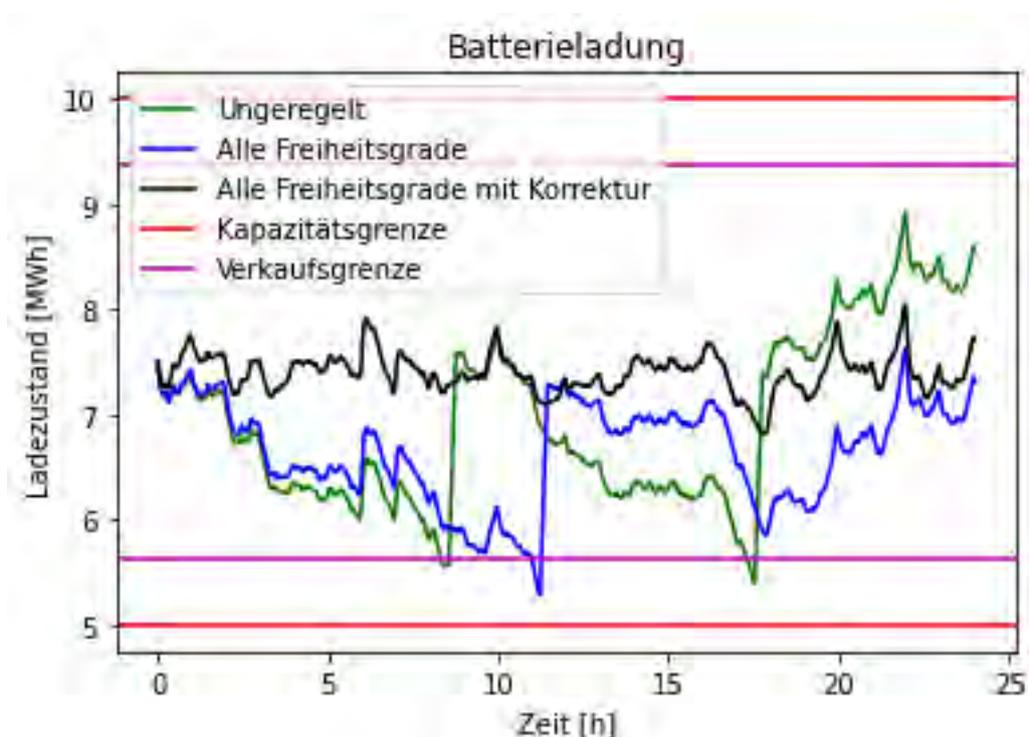


Abbildung 25 Ladezustand der Verkaufssimulation (eigene Abbildung)

Durch den erhöhten Durchschnittswert der Frequenz in der Beispielwoche handelt es sich hierbei zwar um Erlöse, Hauptaugenmerk der Strategie liegt jedoch in der

Vermeidung von Aktivitäten am Strommarkt. Da sowohl Preise als auch Zeitpunkte dieser kaum beeinflussbar sind und von vielen unvorhersehbaren Faktoren abhängen.

6.3 Verkaufssimulation mit Frequenzmaximierung

Als Alternative ist es möglich, den Korrekturwert zu nutzen, um den Durchschnittswert des Zeitraumes zu maximieren, anstatt das Mittel zum Sollwert von 50 anzunähern. Die Berechnungen zeigen hier, wie zu erwarten war, eine deutliche Zunahme an notwendigen Strommarktaktivitäten. Wird das gesamte Toleranzband zur Maximierung der Werte genutzt sind 57 Verkäufe von 2 MW erforderlich. Auch in dieser Simulation wurde die Steuerung so ausgelegt, dass kein kontraproduktives Laden auftreten kann. Dementsprechend werden die Werte zwischen 50 Hz und 49,99 Hz lediglich auf 50 Hz korrigiert und nicht höher. Der finale Ladezustand, der in Abbildung 26 dargestellt ist, der Batterie beläuft sich in diesem Fall auf 133,03 MWh und liegt somit um 82,58 MWh höher als die unregelte Steuerung.

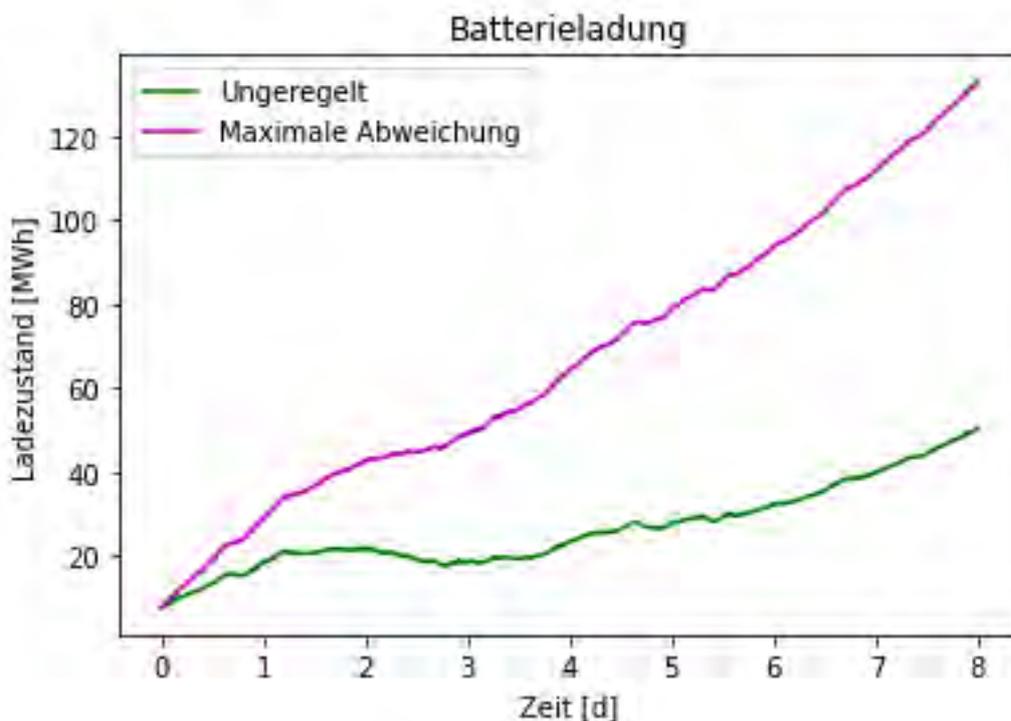


Abbildung 26 Ergebnis der Frequenzmaximierung (eigene Abbildung)

Der Gewinn durch Verkauf von Strom in der Beispielwoche beträgt durch die Frequenzmaximierung 5432,70€ €. Es wird somit ein Mehrerlös von 3423,84 € erwirtschaftet. Der Vergleich der finanziellen Auswirkung der Wertemaximierung und der unbeeinflussten Steuerung wird in Abbildung 27 gezeigt.

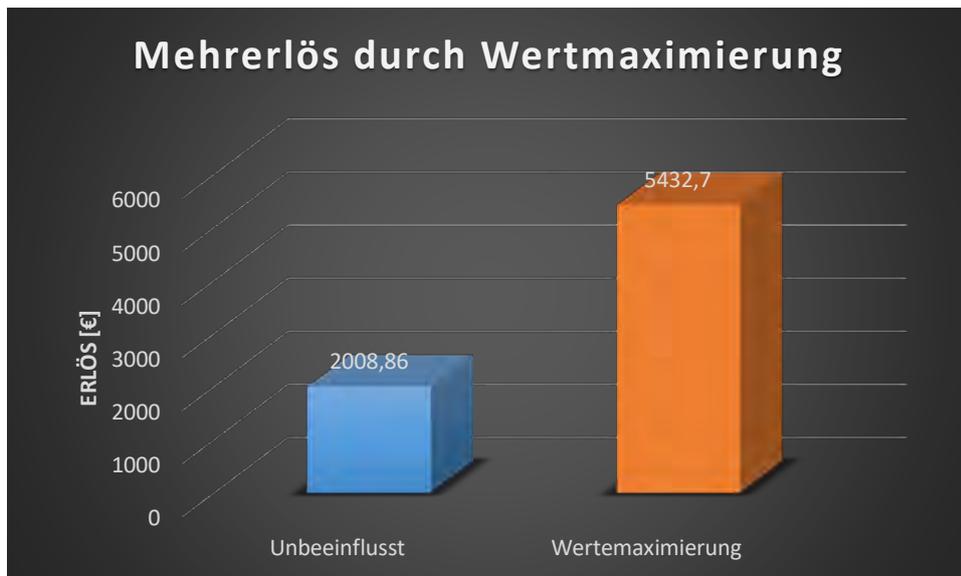


Abbildung 27 Erlös der Wertmaximierung in KW4 2021 (eigene Abbildung)

Zum Vergleich wird in Abbildung 28 die Ladeverlaufslinie der unbeeinflussten Steuerung und der Frequenzmaximierung dargestellt. Trotz der durchschnittlich unter 50 Hz liegenden Frequenz, werden durch das Beeinflussen der Werte zwei Verkäufe möglich gemacht. Im Gegensatz zu der in blau dargestellten Kurve des unbeeinflussten Ladeverlauf an dem der Zukauf von Strom notwendig ist.

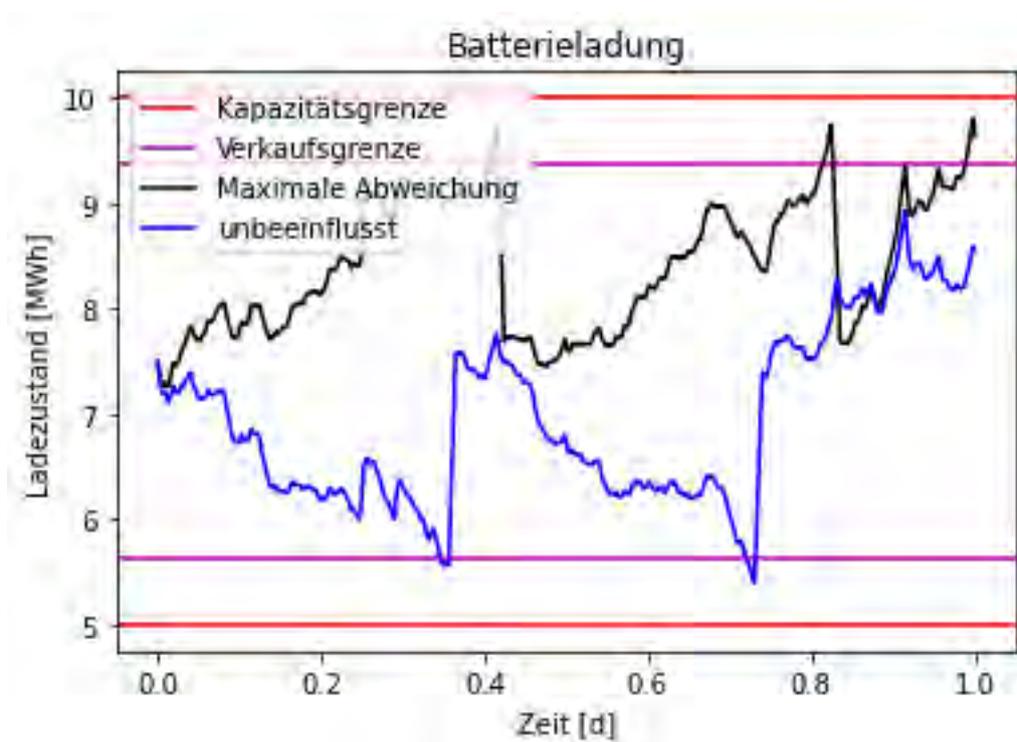


Abbildung 28 Vergleich der Abweichungsmaximierung (eigene Darstellung)

7. Fazit

Frequenzgesteuerte Batterien können bereits innerhalb eines Tages ihre kapazitären Grenzen erreichen, wenn kein aktives Lademanagement betrieben wird. Selbst durch die konsequente Nutzung der seitens der Übertragungsnetzbetreiber gewährten Freiheitsgrade, werden die Grenzen oftmals erreicht, da diese von einem günstigen Werteverlauf der Steuerfrequenz abhängig sind.

Die Nutzung eines Korrekturwertesignales, wie in dieser Arbeit vorgestellt, bietet gegenüber den ursprünglichen Freiheitsgraden eine deutliche Verbesserung hinsichtlich der Ladezustandskontrolle. Dieser Korrekturwert wird auf Basis eines laufenden Mittelwertes gebildet. Die Differenz aus Mittelwert und Momentanwert bestimmt die Höhe des Korrektursignales. Die Ergebnisse zeigen, dass im definierten Normalbetrieb nicht dauerhaft das komplette Toleranzband genutzt werden muss, welches bei der Frequenzmessgenauigkeit vorgeschrieben wird. Somit ist erwiesen, dass diese Art der Ladezustandskontrolle auch dann Vorteile mit sich bringt, sollte es seitens der Netzbetreiber Einschränkungen hinsichtlich eines maximalen Korrekturwertes kleiner als die 0,01 Hz des Toleranzbandes geben. Die Kombination der Korrekturwertnutzung und den anderen Freiheitsgrade ergab eine weitere Verbesserung. Der Mittelwert der neu errechneten Werte wies darüber hinaus eine geringere Abweichung vom Sollwert auf. Die Überprüfung der Synchronzeit der einzelnen Tage des betrachteten Zeitraumes ergab an jedem Tag eine Abweichung und weist somit auf ein unausgeglichenes Verhältnis zwischen Über- und Unterfrequenz hin. Dieser Umstand kann den ÜNB als Grundlage für die erstellte Ladestrategie vorgetragen werden. Für den Zeitraum des Mittelungsintervalls ergab es sich, dass vier Stunden als Grundlage die besseren Ergebnisse erzielt haben. Sollte es seitens der ÜNB hier Einschränkungen ergab auch die Grundlage von 24 Stunden ein verbessertes Ladezustandsverhalten.

Auch im Falle eines außerordentlichen Vorfalles im Netz und den somit höheren Frequenzabweichungen, ergeben sich Vorteile durch die erarbeitete Strategie. Hierbei ist sichergestellt, dass die Anlage eine große Menge der angeforderten Leistung bereitstellt. Ebenso wird auch die schnellere Rückkehr zum optimalen Ladezustand gewährleistet.

Die Möglichkeit der Ladezustandskontrolle durch Geschäfte am Strommarkt sollte soweit möglich vermieden werden, um eventuellen wirtschaftlichen Risikofaktoren aus

dem Weg zu gehen. Besonders der Zukauf von Strom zur Ladezustandskontrolle soll vermieden werden, da dieser Kosten verursacht und sich somit negativ auf die Gewinnfunktion der Batterie auswirkt.

Die in der alternativen Betrachtung angestellte Ausnutzung der Messtoleranz um die Menge der Energie durch Frequenzmaximierung bildet hierbei eine Ausnahme, da durch diese Möglichkeit die Menge der verkauften Energie gegenüber der zugekauften Energie deutlich übersteigen würde. Da diese Art der Ladezustandskontrolle lediglich dem finanziellen Nutzen der Investoren, nicht jedoch der Systemstabilität des Übertragungsnetzes dienen würden, kann bezweifelt werden, dass es für diese Art der Korrekturwertnutzung eine argumentative Grundlage gegenüber den ÜNB gibt.

Abschließend ist festzuhalten, dass die innerhalb dieser Bachelorarbeit konzipierte Strategie zur Ladezustandskontrolle aus Korrekturwert und Nutzen der ausgeschriebenen Freiheitsgraden eine signifikante Verbesserung der Ladefunktion der Batterie zur Folge hat. Hierdurch werden Aktivitäten am Strommarkt weniger häufig notwendig, was eine besser kalkulierbare Gewinnfunktion schafft und somit die Attraktivität solcher Projekte gesteigert wird.

8. References

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Unsere Energiewende: sicher, sauber, bezahlbar*. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html> (accessed: Apr. 4 2021).
- [2] C. Aichele and O. D. Doleski, Eds., *Smart market: Vom smart grid zum intelligenten Energiemarkt*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014. [Online]. Available: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=864759>
- [3] J. Weindl, *Potenziale von Batteriespeichersystemen zur Regelenergiebereitstellung*. [Online]. Available: <https://jums.ub.uni-muenchen.de/JMS/article/download/4977/3136/> (accessed: Jan. 2 2021).
- [4] M. Boxleitner and G. Brauner, *Virtuelle Schwungmasse*. [Online]. Available: https://publik.tuwien.ac.at/files/PubDat_180872.pdf (accessed: Jan. 31 2021).
- [5] S. Reimer, *Fragen zu Primärregelungsleistung*. Vorteile von Batterien in der Primärregelung.
- [6] J. Machgraber, *Modellierung und Simulation von Batteriespeichern bei der Erbringung von Primärregelung*. [Online]. Available: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00502-019-0704-1> (accessed: Feb. 19 2021).
- [7] J. M. Seifert, *Preismodellierung und Derivatebewertung im Strommarkt: Theorie und Empirie*. Zugl.: Karlsruhe, Univ., Diss., 2009. Karlsruhe: KIT Scientific Publ, 2010.
- [8] I. Stadler, *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin: Springer Vieweg, 2014. [Online]. Available: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=855969>
- [9] M. Beckmann, Ed., *Kraftwerkstechnik: Sichere und nachhaltige Energieversorgung - Band 5 ; [Beiträge des 45. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums, 15. und 16. Oktober 2013 in Dresden]*. Neuruppin: TK Verl. Thomé-Kozmiensky, 2013. [Online]. Available: <http://vivis.de/fachbuecher/erneuerbare-energien/296-kwt5-2>

- [10] N. Krzikalla, S. Achner, and S. Brühl, *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien: Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie*. Bochum: Ponte Press, 2013.
- [11] Next Kraftwerke GmbH, "Market Watch KW 4", E-Mail, Feb. 2021.
- [12] R. König, *Die Übertragungsnetzbetreiber: Verantwortlich als Experten für Versorgungssicherheit*. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklung-splan.de/de/wissen/uebertragungsnetz-betreiber> (accessed: Dec. 24 2020).
- [13] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer, and J. Vanzetta, *TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. [Online]. Available: https://www.n-ergie-netz.de/public/remotemedien/media/mdn/produkte_und_dienstleistungen/netzanschluss/gesetze/070801TransmissionCode_20072.pdf (accessed: Mar. 3 2021).
- [14] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, and TenneT TSO GmbH, *Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserve*. [Online]. Available: https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR (accessed: Feb. 28 2021).
- [15] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem: Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [16] P. Stenzel, *Bereitstellung von Primärregelleistung durch stationäre Großbatteriespeicher*. [Online]. Available: <https://juser.fz-juelich.de/record/809893/files/Vortrag%20LRST%202016%20PRL.pdf>
- [17] *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: StromNEV, 2020*. Accessed: Feb. 19 2021. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/_19.html
- [18] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung*. [Online]. Available: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2015/08/2015_08_26_Anforderungen_Speicherkapazitaet_Batterien_PRL.pdf (accessed: Feb. 17 2021).

- [19] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*. [Online]. Available: <https://docplayer.org/53075208-Eckpunkte-und-freiheitsgrade-bei-erbringung-von-primarregel-leistung.html> (accessed: Feb. 15 2021).
- [20] E. Waffenschmidt, *Degrees of freedom for primary control with batteries*. [Online]. Available: http://www.100pro-erneuerbare.com/publikationen/2017-03-Waffenschmidt-IRES/Waffenschmidt-Degrees_of_freedom_for_primary_control_with_batteries-IRES2017-Paper.pdf (accessed: Apr. 3 2021).
- [21] I. Schumacher and P. Würfel, *Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen: Energieeinkauf optimieren, Kosten senken*. Wiesbaden: Springer Gabler, 2015. [Online]. Available: <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&AN=976907>
- [22] Next Kraftwerke GmbH, *Was ist Primärregelleistung (PRL)/ Frequency Containment Reserve (FCR)?* [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung>
- [23] Next Kraftwerke GmbH, *Was bedeutet Merit-Order?: Was bedeutet Merit-Order?* [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order> (accessed: Feb. 28 2021).
- [24] Regelleistung-Online, *Batteriespeicher dominieren den PRL-Markt: Batteriespeicher-Kraftwerke: Installierte Leistung Deutschland*. [Online]. Available: <https://www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/> (accessed: Apr. 3 2021).
- [25] X. Li et al, *Modeling and Control Strategy of Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation*. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6993760> (accessed: Apr. 6 2021).
- [26] F. e. a. Reyer, *ENTSO-E Interim Report: Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021*. [Online]. Available: https://eeepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/Publications/Position%20papers%20and%20reports/entso-e_CESysSep_interim_report_210225.pdf (accessed: Mar. 1 2021).

Anhang A

```
""" Rene Korn 16.01.2021
    Batteriesteuerung mit Nutzung der Freiheitsgrade, sowie Ladezustandsbe-
    rechnung mit Korrekturwert
    Ausgabe der Zustände in einem Diagramm
    """

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd

#Einlesen der CSV Datei und Bildung von Minimum, Maximum, z und dem verwen-
#deten Array
Frequenz=pd.read_csv("20210201_Frequenz_VBB.csv",delimiter=';',decimal=',')
df = (Frequenz.Frequenz)
Frequenz_Gang=df.round(3)
frequenz_gang=Frequenz_Gang
maxima = np.max(frequenz_gang)
minima = np.min(frequenz_gang)
mean = np.mean(frequenz_gang)
print(maxima, "Frequenz Maximum[Hz]")
print(minima, "Frequenz Minimum[Hz]")
print(mean, "Durchschnitt der Frequenz [Hz]")
#Definition der Variablen

#Effizienz des Ladens/Entladen
efficiency_load= 0.95
efficiency_unload= 0.95

#Grenzen zur Nutzung der Freiheitsgrade [MWh]
charge_limit=7.5
discharge_limit=7.5

#Anfangszustand[MWh]
initial_charge=7.5

#Zähler für die Zeitverzögerung
up_time_count_load=1
down_time_count_deload=1
up_time_count_deload=1
down_time_count_load=1

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (ohne Freiheitsgrad)
state_of_charge = initial_charge
states = []

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Todbereich)
state_of_charge_deadband = initial_charge
states_deadband = []

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Optionale Überfüllung)
state_of_charge_overcrowding = initial_charge
states_overcrowding = []

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Zeitverzögerung von 30 Sekunden)
state_of_charge_time = initial_charge
states_time = []

#Liste zur Darstellung aller Freiheitsgrade
State_of_charge_combined=initial_charge
states_combined=[]
```

```

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Frequenzglaettung)
state_of_charge_measuring = initial_charge
states_measuring = []

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Nutzung aller Freiheitsgrade)
State_of_charge_all_degrees = initial_charge
states_degrees=[]

#Grundlegende Steuerung
for num in frequenz_gang:
    if num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge += (num -50)*0.0138*efficiency_load
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        state_of_charge -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
    elif num <= 49.8:
        state_of_charge -= 0.0028*efficiency_unload
    elif num >= 50.2:
        state_of_charge += 0.0028*efficiency_load
    states.append(state_of_charge)

#Steuerung mit Nutzung des Todbandes
for num in frequenz_gang:
    if num < 50.01 and num > 50 and state_of_charge_deadband <
charge_limit:
        state_of_charge_deadband += (num -50)*0.0138*efficiency_load
    elif num < 50 and num > 49.99 and state_of_charge_deadband > dis-
charge_limit:
        state_of_charge_deadband -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge_deadband += (num -50)*0.0138*efficiency_load
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        state_of_charge_deadband -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
    elif num <= 49.8:
        state_of_charge_deadband -= 0.0028*efficiency_unload
    elif num >= 50.2:
        state_of_charge_deadband += 0.0028*efficiency_load
    states_deadband.append(state_of_charge_deadband)

#Steuerung mit nutzung der optionalen Ueberfuellung
for num in frequenz_gang:
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and state_of_charge_overcrowding
<charge_limit:
        state_of_charge_overcrowding += (num -50)*0.0138*(1+(num-50))*effi-
ciency_load
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and state_of_charge_overcrowding
>discharge_limit:
        state_of_charge_overcrowding -= ((50-num)*0.0138)*(1+(50-
num))*efficiency_unload
    elif num >= 50.2 and state_of_charge_overcrowding <charge_limit:
        state_of_charge_overcrowding += 0.0028*1.2*efficiency_load
    elif num <= 48.8 and state_of_charge_overcrowding >discharge_limit:
        state_of_charge_overcrowding -= 0.0028* 1.2*efficiency_unload
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge_overcrowding += (num -50)*0.0138*efficiency_load
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        state_of_charge_overcrowding -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
    elif num >= 50.2:
        state_of_charge_overcrowding += 0.0028*1.2*efficiency_load
    elif num <= 48.8:
        state_of_charge_overcrowding -= 0.0028* 1.2*efficiency_unload
    states_overcrowding.append(state_of_charge_overcrowding)

#Steuerung mit zeitgradient

```

```

k=frequenz_gang[0:]
for num in frequenz_gang:
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and state_of_charge_time >
charge_limit and (k- num) < -0.02 and up_time_count_load <30 and k>50:
        state_of_charge_time += ((k -50)*0.0138 + ((num-
k)*0.0138)*0.033*up_time_count_load)
        up_time_count_load +=1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and state_of_charge_time < dis-
charge_limit and k -num > 0.02 and up_time_count_deload <30 and k>50:
        state_of_charge_time += (((k -50)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.033*up_time_count_deload))
        up_time_count_deload +=1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge_time += (num -50)*0.0138*efficiency_load
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
        k=num
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and state_of_charge_time >
charge_limit and k -num <- 0.02 and down_time_count_load <30 and k<50:
        state_of_charge_time -= ((50-k)*0.0138*efficiency_unload +
((num-k)*0.0138)*0.033*down_time_count_load)
        down_time_count_load +1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and state_of_charge_time < dis-
charge_limit and k -num > 0.02 and down_time_count_deload <30 and k<50:
        state_of_charge_time -= (((50-k)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.033*down_time_count_deload))
        down_time_count_deload
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        state_of_charge_time -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
        down_time_count_load =0
        down_time_count_deload =0
        k=num
    elif num <= 49.8:
        state_of_charge_time -= 0.0028*efficiency_unload
    elif num >= 50.2:
        state_of_charge_time += 0.0028*efficiency_load
    states_time.append(state_of_charge_time)

#Steuerung mit Nutzung aller Freiheitsgrade
k=frequenz_gang[0:]
for num in frequenz_gang:
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_combined
<charge_limit:
        State_of_charge_combined += (num -50)*0.0138*(1+(num-50))*ef-
ficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_combined >dis-
charge_limit:
        State_of_charge_combined -= ((50-num)*0.0138)*(1+(50-
num))*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2 and State_of_charge_combined <charge_limit:
        State_of_charge_combined += 0.0028*1.2*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 48.8 and State_of_charge_combined >discharge_limit:
        State_of_charge_combined -= 0.0028* 1.2*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1

```

```

        down_time_count_deload =1
    elif num < 50.01 and num > 50 and State_of_charge_combined
<charge_limit:
        State_of_charge_combined += (num -50)*0.0138*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num < 50 and num > 49.99 and State_of_charge_combined >dis-
charge_limit:
        State_of_charge_combined -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        State_of_charge_combined += (num -50)*0.0138*efficiency_load
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
        k=num
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        State_of_charge_combined -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num <= 49.8:
        State_of_charge_combined -= 0.0028*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2:
        State_of_charge_combined += 0.0028*efficiency_load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
        elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_combined >
charge_limit and (k- num) <-0.01 and up_time_count_load <30 and k>50:
            State_of_charge_combined += ((k -50)*0.0138 + ((num-
k)*0.0138)*0.033*up_time_count_load)
            up_time_count_load +=1
        elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_combined < dis-
charge_limit and k -num > 0.01 and up_time_count_deload <30 and k>50:
            State_of_charge_combined += (((k -50)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*up_time_count_deload))
            up_time_count_deload +=1
        elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_combined >
charge_limit and k -num <- 0.01 and down_time_count_load <30 and k<50:
            State_of_charge_combined -= ((50-k)*0.0138*efficiency_unload +
((num-k)*0.0138)*0.033*down_time_count_load)
            down_time_count_load +1
        elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_combined < dis-
charge_limit and k -num > 0.01 and down_time_count_deload <30 and k<50:
            State_of_charge_combined -= (((50-k)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*down_time_count_deload))
            down_time_count_deload
        states_combined.append(State_of_charge_combined)

durchschnittswerte=[]
summe=[]
mean=0
zähler=1
neue_werte=[]
neuer_wert=0
for i in frequenz_gang:
    if zähler<14400:
        summe.append(i)

```

```

mean=np.mean(summe)
zähler+=1
durchschnittswerte.append(mean)
if mean <50.01 and mean >50:
    neuer_wert= i+(50-mean)
elif mean >50.01:
    neuer_wert= i-0.01
elif mean<50 and mean>49.99:
    neuer_wert= i+(50-mean)
elif mean <49.99:
    neuer_wert= i + 0.01
neue_werte.append(neuer_wert)
else:
    somme.pop(0)
    somme.append(i)
    mean=np.mean(summe)
    durchschnittswerte.append(mean)
    if mean <50.01 and mean >50:
        neuer_wert= i+(50-mean)
    elif mean >50.01:
        neuer_wert= i-0.01
    elif mean<50 and mean>49.99:
        neuer_wert= i+(50-mean)
    elif mean <49.99:
        neuer_wert= i + 0.01
    neue_werte.append(neuer_wert)

new_mean=np.mean(neue_werte)
new_min=np.min(neue_werte)
new_max=np.max(neue_werte)
print(new_mean, "Durchschnitt der neuen Werte [Hz]")
print(new_min, "Neues Minimum")
print(new_max, "Neues Maximum")

for num in neue_werte:
    if num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge_measuring += (num -50)*0.0138*efficiency_load
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        state_of_charge_measuring -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
    elif num <= 49.8:
        state_of_charge_measuring -= 0.0028*efficiency_unload
    elif num >= 50.2:
        state_of_charge_measuring += 0.0028*efficiency_load
    states_measuring.append(state_of_charge_measuring)

#Steuerung mit Nutzung aller Freiheitsgrade
k=frequenz_gang[0:]
for num in neue_werte:
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*(1+(num-
50))*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees
>discharge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= ((50-num)*0.0138)*(1+(50-
num))*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1

```

```

elif num >= 50.2 and State_of_charge_all_degrees <charge_limit:
    State_of_charge_all_degrees += 0.0028*1.2*efficiency_load
    k=num
    up_time_count_load =1
    up_time_count_deload =1
elif num <= 48.8 and State_of_charge_all_degrees >discharge_limit:
    State_of_charge_all_degrees -= 0.0028* 1.2*efficiency_unload
    k=num
    down_time_count_load =1
    down_time_count_deload =1
elif num < 50.01 and num > 50 and State_of_charge_all_degrees
<charge_limit:
    State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
    k=num
    up_time_count_load =1
    up_time_count_deload =1
elif num < 50 and num > 49.99 and State_of_charge_all_degrees >dis-
charge_limit:
    State_of_charge_all_degrees -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
    k=num
    down_time_count_load =1
    down_time_count_deload =1
elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
    State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
    up_time_count_load =1
    up_time_count_deload =1
    k=num
elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
    State_of_charge_all_degrees -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
    k=num
    down_time_count_load =1
    down_time_count_deload =1
elif num <= 49.8:
    State_of_charge_all_degrees -= 0.0028*efficiency_unload
    k=num
    down_time_count_load =1
    down_time_count_deload =1
elif num >= 50.2:
    State_of_charge_all_degrees += 0.0028*efficiency_load
    k=num
    down_time_count_load =1
    down_time_count_deload =1
elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees >
charge_limit and (k- num) <-0.01 and up_time_count_load <30 and k>50:
    State_of_charge_all_degrees += ((k -50)*0.0138 + ((num-
k)*0.0138)*0.033*up_time_count_load)
    up_time_count_load +=1
elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees <
discharge_limit and k -num > 0.01 and up_time_count_deload <30 and k>50:
    State_of_charge_all_degrees += (((k -50)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*up_time_count_deload))
    up_time_count_deload +=1
elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees >
charge_limit and k -num <- 0.01 and down_time_count_load <30 and k<50:
    State_of_charge_all_degrees -= ((50-k)*0.0138*efficiency_unload
+ ((num-k)*0.0138)*0.033*down_time_count_load)
    down_time_count_load +1
elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees <
discharge_limit and k -num > 0.01 and down_time_count_deload <30 and k<50:

```

```

        State_of_charge_all_degrees -= (((50-k)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*down_time_count_deload))
        down_time_count_deload
        states_degrees.append(State_of_charge_all_degrees)

#Berechnung der Extremwerte des Finalen Ladezustandes
states_degrees_mean = np.mean(states_degrees)
states_degrees_min = np.min(states_degrees)
states_degrees_max = np.max(states_degrees)
print(states_degrees_mean, "Durchschnitt Ladezustand der Kombinierten Steu-
erung")
print(states_degrees_min, "Minimum Ladezustand der Kombinierten Steuerung")
print(states_degrees_max, "Maximum Ladezustand der Kombinierten Steuerung")

#Ausgabe des Batteriezustandes
print(state_of_charge , "MWh bei unregelter Steuerung")
print(state_of_charge_deadband , "MWh bei Nutzung des Totband")
print(state_of_charge_measuring , "MWh bei Nutzung des Messfehler")
print(state_of_charge_overcrowding, "MWh mit optionaller Übererfüllung")
print(State_of_charge_all_degrees, " MWh durch Nutzung aller Freiheitsgrade
mit Offsed")
print(State_of_charge_combined, " MWh durch Nutzung aller Freiheitsgrade")
print(state_of_charge_time, "MWh durh Nutzung des Erbringungsgradienten")

#print(state_of_charge_time, "MWh durch nutzen des zeitgradienten")

#Anpassung der zeit zur Darstellung der X Achse in Tagen
time=[x for x in range(1,len(states_deadband)+1)]
time=np.array(time)
time=np.true_divide(time,86400)

#Ausgabe der Diagramme
plt.figure (dpi=100)
plt.plot(time,states_deadband, label="Ladung Totband" ,color="y")
plt.plot(time,states_combined, label="Ladung Freiheitsgrade kombiniert"
,color="b")
plt.plot(time,states_measuring, label="Ladung Korrekturwerte" , color="k")
plt.plot(time,states_overcrowding, label='Ladung Übererfüllung', color="k")
plt.plot(time,states, label="Unbeeinflusste Ladung", color="g")
plt.plot(time,states_degrees, label="Alle Freiheitsgrade mit Glättung",
color="m")
plt.plot(time,states_time, label="zeiverzoegerung", color="c")
plt.axhline(15,color="r", label="Kapazitätsgrenze")
plt.title("Batterieladung")
plt.xlabel("zeit [d]")
plt.ylabel("Ladezustand [MWh]")
plt.legend()
plt.show

```

Anhang B

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd

#Einlesen der CSV Datei und Bildung von Minimum, Maximum, Durchschnitt und
dem verwendeten Array
Frequenz=pd.read_csv("20210201_Frequenz_VBB.csv",delimiter=';',decimal=',')
df = (Frequenz.Frequenz)
Frequenz_Gang=df.round(3)
frequenz_gang=Frequenz_Gang
#Definition der Variablen

#Effizienz des Ladens/Entladen
efficiency_load= 0.95
efficiency_unload= 0.95

#Grenzen zur Nutzung der Freiheitsgrade [MWh]
charge_limit=7.5
discharge_limit=7.5

#Anfangszustand[MWh]
initial_charge=7.5

#Zähler für die Zeitverzögerung
up_time_count_load=1
down_time_count_deload=1
up_time_count_deload=1
down_time_count_load=1

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (ohne Freiheitsgrad)
state_of_charge = initial_charge
states = []

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Nutzung aller Freiheitsgrade)
State_of_charge_all_degrees = initial_charge
states_degrees=[]

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Nutzung aller Freiheitsgrade)
State_of_charge_all_degree_smoothed = initial_charge
states_degrees_smoothed = []

#Grundlegende Steuerung
trade_counter_sell=0
trade_counter_buy=0
counter=0
marker =0
counter_buy=0
marker_buy=0
charge_point=0
x=0
for num in frequenz_gang:
    trade_counter_buy+=1
    trade_counter_sell +=1
    if num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge += (num -50)*0.0138*efficiency_load
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        state_of_charge -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
    elif num <= 49.8:
        state_of_charge -= 0.0028*efficiency_unload
    elif num >= 50.2:
```

```

    state_of_charge += 0.0028*efficiency_load
if state_of_charge > 9.375 and marker == 0:
    print(trade_counter_sell, "Verkaufszeitpunkt ungeregelt")
    marker=1
if marker ==1:
    counter+=1
if marker ==1 and counter >= 900:
    state_of_charge -=0.00208
if counter == 900:
    charge_point=state_of_charge
if (charge_point-state_of_charge) > 2 and marker==1:
    counter=0
    marker=0
if state_of_charge < 5.635 and marker_buy ==0:
    print(trade_counter_sell, "Einkaufszeitpunkt ungeregelt")
    marker_buy =1
if marker_buy ==1:
    counter_buy +=1
if counter_buy ==900:
    charge_point=state_of_charge
    x=1
if marker_buy ==1 and counter_buy >=900:
    state_of_charge += 0.00208
if state_of_charge-charge_point >2 and marker_buy ==1 and x==1:
    counter_buy=0
    marker_buy=0
    x==0
states.append(state_of_charge)

#Steuerung mit Nutzung aller Freiheitsgrade
trade_counter_degrees_sell=0
trade_counter_degrees_buy=0
k=frequenz_gang[0:]
counter_degrees=0
marker_degrees =0
counter_buy_degrees=0
marker_buy_degrees=0
charge_point=0
x=0
for num in frequenz_gang:
    trade_counter_degrees_buy+=1
    trade_counter_degrees_sell +=1
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*(1+(num-
50))*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees
>discharge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= ((50-num)*0.0138)*(1+(50-
num))*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2 and State_of_charge_all_degrees <charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += 0.0028*1.2*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 48.8 and State_of_charge_all_degrees >discharge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= 0.0028* 1.2*efficiency_unload
        k=num

```

```

        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num < 50.01 and num > 50 and State_of_charge_all_degrees
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num < 50 and num > 49.99 and State_of_charge_all_degrees >dis-
charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
        k=num
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        State_of_charge_all_degrees -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num <= 49.8:
        State_of_charge_all_degrees -= 0.0028*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2:
        State_of_charge_all_degrees += 0.0028*efficiency_load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees >
charge_limit and (k- num) <-0.01 and up_time_count_load <30 and k>50:
        State_of_charge_all_degrees += ((k -50)*0.0138 + ((num-
k)*0.0138)*0.033*up_time_count_load)
        up_time_count_load +=1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees <
discharge_limit and k -num > 0.01 and up_time_count_deload <30 and k>50:
        State_of_charge_all_degrees += (((k -50)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*up_time_count_deload))
        up_time_count_deload +=1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees >
charge_limit and k -num <- 0.01 and down_time_count_load <30 and k<50:
        State_of_charge_all_degrees -= ((50-k)*0.0138*efficiency_unload
+ ((num-k)*0.0138)*0.033*down_time_count_load)
        down_time_count_load +1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees <
discharge_limit and k -num > 0.01 and down_time_count_deload <30 and k<50:
        State_of_charge_all_degrees -= (((50-k)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*down_time_count_deload))
        down_time_count_deload
    if State_of_charge_all_degrees > 9.375 and marker_degrees == 0:
        print(trade_counter_degrees_sell, "Verkaufszeitpunkt Freiheits-
grade")
    marker_degrees=1
    if marker_degrees ==1:
        counter_degrees+=1

```

```

if marker_degrees ==1 and counter_degrees >= 900:
    State_of_charge_all_degrees -=0.00208
if counter_degrees == 900:
    charge_point=State_of_charge_all_degrees
if (charge_point-State_of_charge_all_degrees) > 2 and marker_de-
grees==1:
    counter_degrees=0
    marker_degrees=0
if State_of_charge_all_degrees < 5.635 and marker_buy_degrees ==0:
    print(trade_counter_degrees_buy, "Einkaufszeitpunkt Freiheits-
grade")
    marker_buy_degrees =1
if marker_buy_degrees ==1:
    counter_buy_degrees +=1
if counter_buy_degrees ==900:
    charge_point=State_of_charge_all_degrees
    x=1
if marker_buy_degrees ==1 and counter_buy_degrees >=900:
    State_of_charge_all_degrees += 0.00208
if State_of_charge_all_degrees-charge_point >2 and marker_buy_degrees
==1 and x==1:
    counter_buy_degrees=0
    marker_buy_degrees=0
    x==0
states_degrees.append(State_of_charge_all_degrees)

```

```

durchschnittswerte=[]
summe=[]
mean=0
zähler=1
neue_werte=[]
neuer_wert=0
for i in frequenz_gang:
    if zähler<14400:
        summe.append(i)
        mean= np.mean(summe)
        zähler+=1
        durchschnittswerte.append(mean)
        if mean <50.01 and mean >50:
            neuer_wert= i+(50-mean)
        elif mean >50.01:
            neuer_wert= i-0.01
        elif mean<50 and mean>49.99:
            neuer_wert= i+(50-mean)
        elif mean <49.99:
            neuer_wert= i + 0.01
        neue_werte.append(neuer_wert)
    else:
        summe.pop(0)
        summe.append(i)
        mean=np.mean(summe)
        durchschnittswerte.append(mean)
        if mean <50.01 and mean >50:
            neuer_wert= i+(50-mean)
        elif mean >50.01:
            neuer_wert= i-0.01
        elif mean<50 and mean>49.99:
            neuer_wert= i+(50-mean)
        elif mean <49.99:
            neuer_wert= i + 0.01
        neue_werte.append(neuer_wert)

```

#Steuerung mit Nutzung aller Freiheitsgrade

```

trade_counter_smoothed_sell=0
trade_counter_smoothed_buy=0
k=frequenz_gang[0:]
counter_smoothed=0
marker_smoothed =0
counter_buy_smoothed=0
marker_buy_smoothed=0
charge_point=0
charge_point_buy=0
x=0
for num in neue_werte:
    trade_counter_smoothed_buy+=1
    trade_counter_smoothed_sell +=1
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_de-
gree_smoothed<charge_limit:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += (num -
50)*0.0138*(1+(num-50))*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_de-
gree_smoothed >discharge_limit:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= ((50-
num)*0.0138)*(1+(50-num))*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2 and State_of_charge_all_degree_smoothed
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += 0.0028*1.2*effi-
ciency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 48.8 and State_of_charge_all_degree_smoothed >dis-
charge_limit:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= 0.0028* 1.2*effi-
ciency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num < 50.01 and num > 50 and State_of_charge_all_degree_smoothed
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num < 50 and num > 49.99 and State_of_charge_all_degree_smoothed
>discharge_limit:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= (50-num)*0.0138*effi-
ciency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
        k=num
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= (50-num)*0.0138*effi-
ciency_unload

```

```

        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num <= 49.8:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= 0.0028*efficiency_un-
load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += 0.0028*efficiency_load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_de-
gree_smoothed > charge_limit and (k- num) <-0.01 and up_time_count_load <30
and k>50:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += ((k -50)*0.0138 + ((num-
k)*0.0138)*0.033*up_time_count_load)
        up_time_count_load +=1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_de-
gree_smoothed < discharge_limit and k -num > 0.01 and up_time_count_deload
<30 and k>50:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += (((k -50)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*up_time_count_deload))
        up_time_count_deload +=1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_de-
gree_smoothed > charge_limit and k -num <- 0.01 and down_time_count_load
<30 and k<50:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= ((50-k)*0.0138*effi-
ciency_unload + ((num-k)*0.0138)*0.033*down_time_count_load)
        down_time_count_load +1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_de-
gree_smoothed < discharge_limit and k -num > 0.01 and down_time_count_de-
load <30 and k<50:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -= (((50-k)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*down_time_count_deload))
        down_time_count_deload
    if State_of_charge_all_degree_smoothed > 9.375 and marker_smoothed ==
0:
        print(trade_counter_smoothed_sell, "Verkaufszeitpunkt Korrektur")
        marker_smoothed=1
    if marker_smoothed ==1:
        counter_smoothed+=1
    if marker_smoothed ==1 and counter_smoothed >= 900:
        State_of_charge_all_degree_smoothed -=0.00208
    if counter_smoothed == 900:
        charge_point=State_of_charge_all_degree_smoothed
    if (charge_point-State_of_charge_all_degree_smoothed) > 2 and
marker_smoothed==1:
        counter_smoothed=0
        marker_smoothed=0
    if State_of_charge_all_degree_smoothed < 5.635 and marker_buy_smoothed
==0:
        print(trade_counter_degrees_buy, "Einkaufszeitpunkt Korrektur")
        marker_buy_smoothed =1
    if marker_buy_smoothed ==1:
        counter_buy_smoothed +=1
    if counter_buy_smoothed ==900:
        charge_point_buy=State_of_charge_all_degree_smoothed
        x==1
    if marker_buy_smoothed ==1 and counter_buy_smoothed >=900:
        State_of_charge_all_degree_smoothed += 0.00208

```

```

        if State_of_charge_all_degree_smoothed-charge_point_buy >2 and
marker_buy_smoothed ==1 and x==1:
            counter_buy_smoothed=0
            marker_buy_smoothed=0
            x==0
        states_degrees_smoothed.append(State_of_charge_all_degree_smoothed)

print(State_of_charge_all_degrees, " MWh durch Nutzung aller Freiheits-
grade")
print(state_of_charge , "MWh bei unregelmäßiger Steuerung")
print(State_of_charge_all_degree_smoothed, " MWh durch Nutzung aller Frei-
heitsgrade + Glättung")

#Anpassung der Zeit zur Darstellung der X Achse in Tagen
time=[x for x in range(1,len(states_degrees_smoothed)+1)]
time=np.array(time)
time=np.true_divide(time,3600)

plt.plot(time,states, label="Unregelmäßig", color="g")
plt.plot(time,states_degrees, label="Alle Freiheitsgrade", color="b")
plt.plot(time,states_degrees_smoothed, label="Alle Freiheitsgrade mit
Korrektur", color="k")
plt.axhline(10,color="r", label="Kapazitätsgrenze")
plt.axhline(5, color="r")
plt.axhline(9.375,color="m", label="Verkaufsgrenze")
plt.axhline(5.635, color="m")
plt.title("Batterieladung")
plt.xlabel("Zeit [h]")
plt.ylabel("Ladezustand [MWh]")
plt.legend()
plt.show

```

Anhang C

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd

#Einlesen der CSV Datei und Bildung von Minimum, Maximum, Durchschnitt und
dem verwendeten Array
Frequenz=pd.read_csv("20210201_Frequenz_VBB.csv",delimiter=';',decimal=',')
df = (Frequenz.Frequenz)
Frequenz_Gang=df.round(3)
frequenz_gang=Frequenz_Gang[172800:259200]
maxima = np.max(frequenz_gang)
minima = np.min(frequenz_gang)
mean = np.mean(frequenz_gang)
print(maxima, "Frequenz Maximum[Hz]")
print(minima, "Frequenz Minimum[Hz]")
print(mean, "Durchschnitt der Frequenz [HZ]")
#Definition der Variablen

#Effizienz des Ladens/Entladen
efficiency_load= 0.95
efficiency_unload= 0.95

#Grenzen zur Nutzung der Freiheitsgrade [MWh]
charge_limit=7.5
discharge_limit=7.5

#Anfangszustand[MWh]
initial_charge=7.5

#Zähler für die Zeitverzögerung
up_time_count_load=1
down_time_count_deload=1
up_time_count_deload=1
down_time_count_load=1

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (ohne Freiheitsgrad)
state_of_charge = initial_charge
states = []

#Liste zur Darstellung des Ladezustandes (Nutzung aller Freiheitsgrade)
State_of_charge_all_degrees = initial_charge
states_degrees=[]

#Grundlegende Steuerung
trade_counter_sell=0
trade_counter_buy=0
counter=0
marker =0
counter_buy=0
marker_buy=0
charge_point=0
x=0
for num in frequenz_gang:
    trade_counter_buy+=1
    trade_counter_sell +=1
    if num >= 50.01 and num <= 50.19:
        state_of_charge += (num -50)*0.0138*efficiency_load
```

```

elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
    state_of_charge -= (50-num)*0.0138*efficiency_unload
elif num <= 49.8:
    state_of_charge -= 0.0028*efficiency_unload
elif num >= 50.2:
    state_of_charge += 0.0028*efficiency_load
if state_of_charge > 9.375 and marker == 0:
    print(trade_counter_sell, "Verkaufszeitpunkt ungeregelt")
    marker=1
if marker ==1:
    counter+=1
if marker ==1 and counter >= 900:
    state_of_charge -=0.0028
if counter == 900:
    charge_point=state_of_charge
if (charge_point-state_of_charge) > 2 and marker==1:
    counter=0
    marker=0
if state_of_charge < 5.635 and marker_buy ==0:
    print(trade_counter_sell, "Einkaufszeitpunkt ungeregelt")
    marker_buy =1
if marker_buy ==1:
    counter_buy +=1
if counter_buy ==900:
    charge_point=state_of_charge
    x=1
if marker_buy ==1 and counter_buy >=900:
    state_of_charge += 0.0028
if state_of_charge-charge_point >2 and marker_buy ==1 and x==1:
    counter_buy=0
    marker_buy=0
    x=0
states.append(state_of_charge)

#Glättung der Frequenzwerte
for index, freq in enumerate(Frequenz_Gang):
    if index < 50:
        Frequenz_Gang[index] = freq + 0.01
    elif index > 49.99:
        Frequenz_Gang[index] = freq + 0.01
    elif index < 50 and index > 49.99:
        Frequenz_Gang[index] = 50

#Steuerung mit Nutzung aller Freiheitsgrade
trade_counter_degrees_sell=0
trade_counter_degrees_buy=0
k=frequenz_gang[0:]
counter_degrees=0
marker_degrees =0
counter_buy_degrees=0
marker_buy_degrees=0
charge_point=0
x=0
for num in frequenz_gang:
    trade_counter_degrees_buy+=1
    trade_counter_degrees_sell +=1
    if num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*(1+(num-
50))*efficiency_load

```

```

        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees
>discharge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= ((50-num)*0.0138)*(1+(50-
num))*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2 and State_of_charge_all_degrees <charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += 0.0028*1.2*efficiency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num <= 48.8 and State_of_charge_all_degrees >discharge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= 0.0028* 1.2*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num < 50.01 and num > 50 and State_of_charge_all_degrees
<charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
        k=num
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
    elif num < 50 and num > 49.99 and State_of_charge_all_degrees >dis-
charge_limit:
        State_of_charge_all_degrees -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19:
        State_of_charge_all_degrees += (num -50)*0.0138*effi-
ciency_load
        up_time_count_load =1
        up_time_count_deload =1
        k=num
    elif num <= 49.99 and num >= 49.81:
        State_of_charge_all_degrees -= (50-num)*0.0138*efficiency_un-
load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num <= 49.8:
        State_of_charge_all_degrees -= 0.0028*efficiency_unload
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.2:
        State_of_charge_all_degrees += 0.0028*efficiency_load
        k=num
        down_time_count_load =1
        down_time_count_deload =1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees >
charge_limit and (k- num) <-0.01 and up_time_count_load <30 and k>50:
        State_of_charge_all_degrees += ((k -50)*0.0138 + ((num-
k)*0.0138)*0.033*up_time_count_load)
        up_time_count_load +=1
    elif num >= 50.01 and num <= 50.19 and State_of_charge_all_degrees <
discharge_limit and k -num > 0.01 and up_time_count_deload <30 and k>50:

```

```

        State_of_charge_all_degrees += (((k - 50)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*up_time_count_deload))
        up_time_count_deload +=1
        elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees >
charge_limit and k -num <- 0.01 and down_time_count_load <30 and k<50:
            State_of_charge_all_degrees -= ((50-k)*0.0138*efficiency_unload
+ ((num-k)*0.0138)*0.033*down_time_count_load)
            down_time_count_load +1
            elif num <= 49.99 and num >= 49.81 and State_of_charge_all_degrees <
discharge_limit and k -num > 0.01 and down_time_count_deload <30 and k<50:
                State_of_charge_all_degrees -= (((50-k)*0.0138 - ((k -
num)*0.0138)*0.33*down_time_count_deload))
                down_time_count_deload
            if State_of_charge_all_degrees > 9.375 and marker_degrees == 0:
                print(trade_counter_degrees_sell, "Verkaufszeitpunkt Freiheits-
grade")
                marker_degrees=1
            if marker_degrees ==1:
                counter_degrees+=1
            if marker_degrees ==1 and counter_degrees >= 900:
                State_of_charge_all_degrees -=0.0028
            if counter_degrees == 900:
                charge_point=State_of_charge_all_degrees
            if (charge_point-State_of_charge_all_degrees) > 2 and marker_de-
grees==1:
                counter_degrees=0
                marker_degrees=0
            if State_of_charge_all_degrees < 5.635 and marker_buy_degrees ==0:
                print(trade_counter_degrees_buy, "Einkaufszeitpunkt Freiheits-
grade")
                marker_buy_degrees =1
            if marker_buy_degrees ==1:
                counter_buy_degrees +=1
            if counter_buy_degrees ==900:
                charge_point=State_of_charge_all_degrees
                x=1
            if marker_buy_degrees ==1 and counter_buy_degrees >=900:
                State_of_charge_all_degrees += 0.0028
            if State_of_charge_all_degrees-charge_point >2 and marker_buy_degrees
==1 and x==1:
                counter_buy_degrees=0
                marker_buy_degrees=0
                x==0
            states_degrees.append(State_of_charge_all_degrees)

print(State_of_charge_all_degrees, " Maximierung der Abweichung")

#Anpassung der Zeit zur Darstellung der X Achse in Tagen
time=[x for x in range(1,len(states_degrees)+1)]
time=np.array(time)
time=np.true_divide(time,86400)

plt.axhline(10,color="r", label="Kapazitätsgrenze")
plt.axhline(5, color="r")
plt.axhline(9.375,color="m", label="Verkaufsgrenze")
plt.axhline(5.635, color="m")
plt.plot(time,states_degrees, label="Maximale Abweichung", color="k")
plt.plot(time,states, label="unbeeinflusst", color="b")
plt.title("Batterieladung")
plt.xlabel("Zeit [d]")
plt.ylabel("Ladezustand [MWh]")
plt.legend()
plt.show

```

Anhang D

Fragen zur Bachelorarbeit

Posteingang

Rene Korn <r.korn0492@gmail.com>

Di., 9. März, 11:54

an reimer

Sehr geehrter Herr Reimer

Anbei wie telefonisch besprochen Meine Fragen zum Thema Regelleistung und Batterien

- 1: Was sind die häufigsten Faktoren das Anlagen nicht an der Vermarktung von PRL Teilnehmen können.
2. Welche Vorteile haben Batterien bei der Vermarktung von PRL
3. wieviele Mitarbeiter hat bei ihnen die Abteilung "Energiehandel"

Sebastian Reimer

Di., 9. März, 14:46

an mich

Sehr geehrter Herr Korn,

1: Bei vielen Anlagen, beispielsweise BHKW, kann es auf Grund der hohen Totzeit (Reaktionszeit bis zur ersten Wirkleistungs-/Ist-Leistungsänderung) dazu kommen, dass diese für die PRL-Vermarktung ungeeignet sind. Hinzu kommen, gemessen am

potenziellen PRL-HUB , starke Schwingungen und/ oder Wirkleistungssprünge, welche die Anlage für eine Teilnahme an der PRL-Vermarktung ausschließen. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die sogenannte „Rampenzeit“, die Anlage muss innerhalb von 30 Sekunden den vollen PRL-Hub erreichen und es muss innerhalb von 15 Sekunden bereits 50% des PRL-Hubs erreicht werden, dies schaffe viele Anlagen nicht.

2: Batterien haben hier den Vorteil, dass sie direkt reagieren und nicht in der Leistung schwanken.

Daher besteht bei Batterien die Problematik mit den Leistungsschwankungen und den zu langsamen Reaktionszeiten nicht.

Zudem haben Batterien oft einen größeren Hub welcher genutzt werden kann, da BHKW beispielsweise nicht von 0kW aus PRL anbieten können aufgrund des teilweise trägen Startverhaltens. Somit kann theoretisch bei der Batterie 100% der Leistung genutzt werden, bei BHKW jedoch meistens nur ca 50% der installierten Leistung .

3: Die Anzahl unserer Mitarbeiter im Energiehandel liegt derzeit insgesamt bei 47, davon sind alleine 15 Trader/Händler.

Mit freundlichen Grüßen

Sebastian Reimer

Technical Project Manager

VPP Solutions & Services

Telefon

+49 221 820085-292

E-Mail

Reimer@next-kraftwerke.de

Next Kraftwerke GmbH

Lichtstr. 43g

50825 Köln

www.next-kraftwerke.de

Amtsgericht Köln HRB 67699

Geschäftsführung: Jochen Schwill, Hendrik Sämisch

Next Kraftwerke liegt Datenschutz am Herzen, weiteres erfahren Sie hier.

Newsletter abonnieren

Anhang E

INHALT

KW 4: Erneuerbare Einspeisung und Residuallast

Spotmarkt: Preisentwicklung Day-Ahead und Intraday

Regelenergie: Preisentwicklung Arbeitspreise

Regelenergie: Preisentwicklung Leistungspreise MRL/SRL

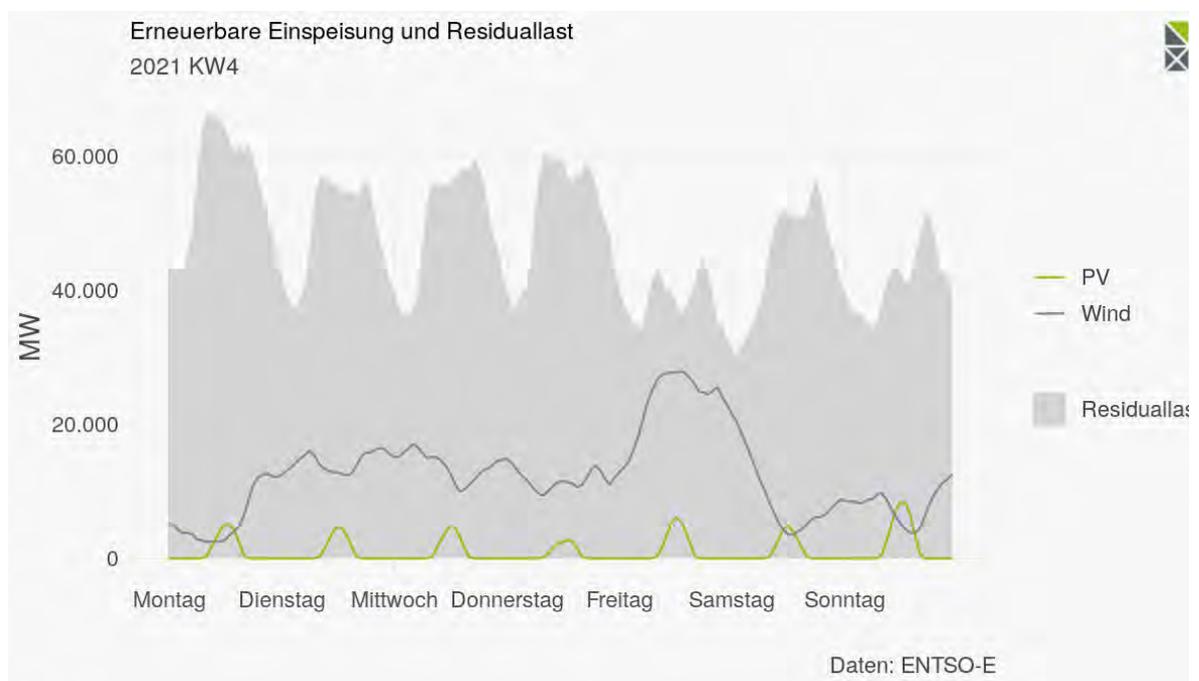
Regelenergie: Preisentwicklung Leistungspreise PRL

Fuels und CO2: Preisentwicklung Brennstoffe und CO2-Zertifikate

Terminmarkt: Preisentwicklung Phelix DE Front Jahre / Quartale / Monate

KW 4, 2021

Erneuerbare Einspeisung und Residuallast

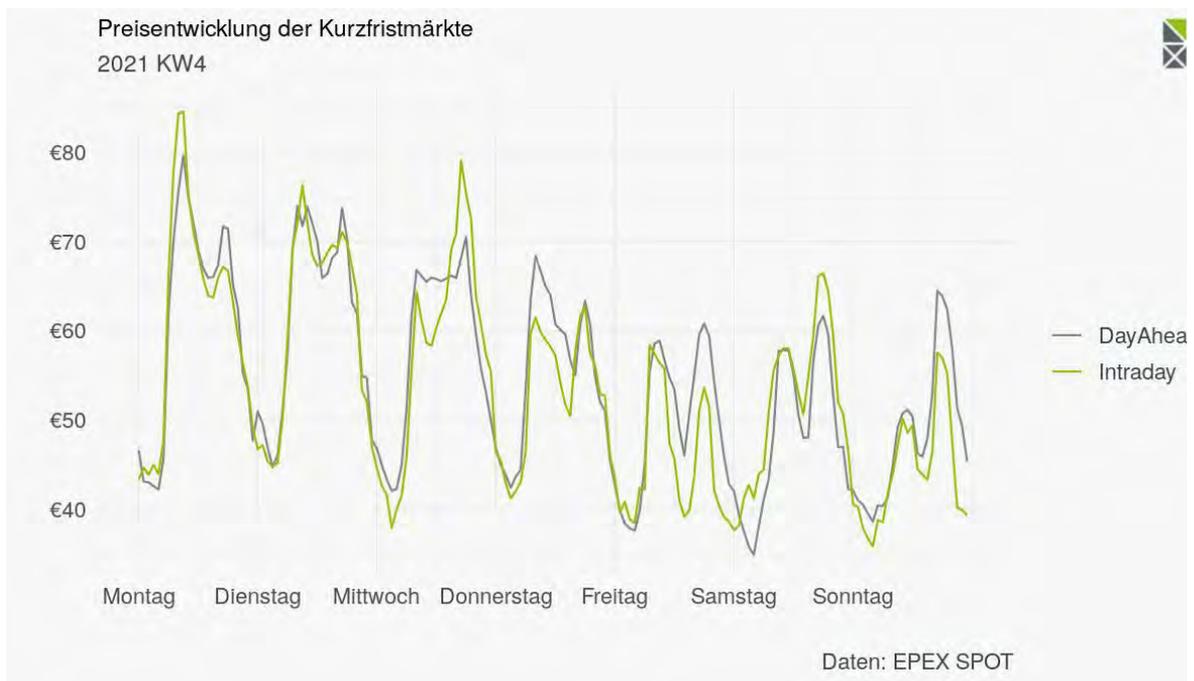


Nach dem Rekordhoch in KW3 gab die Windkraft in der vergangenen Woche wieder etwas nach. Die Windeinspeisung lag überwiegend zwischen 10-20 GW und erreichte am Freitagmittag mit 28 GW das Wochenmaximum. Die PV blieb mit Mittagspeaks zwischen 3-9 GW

auf dem Niveau der Vorwoche. Die **Residuallast** stieg aufgrund der schwächeren Windkraft wieder an. Mit Ausnahme des windigen Freitags lagen die Tagesmaxima über 50 GW.

SPOTMARKT

Preisentwicklung Day-Ahead und Intraday



Mit der höheren Residuallast stiegen auch die **Spot-Preise**. Der Dienstag war mit einem Baseload von 61 EUR/MWh der teuerste Tag der Woche. Im weiteren Wochenverlauf gab der Baseload kontinuierlich nach und erreichte am Sonntag mit 48 EUR/MWh das Wochenminimum.

Webinar: Regelt der Regelarbeitsmarkt das selbst?

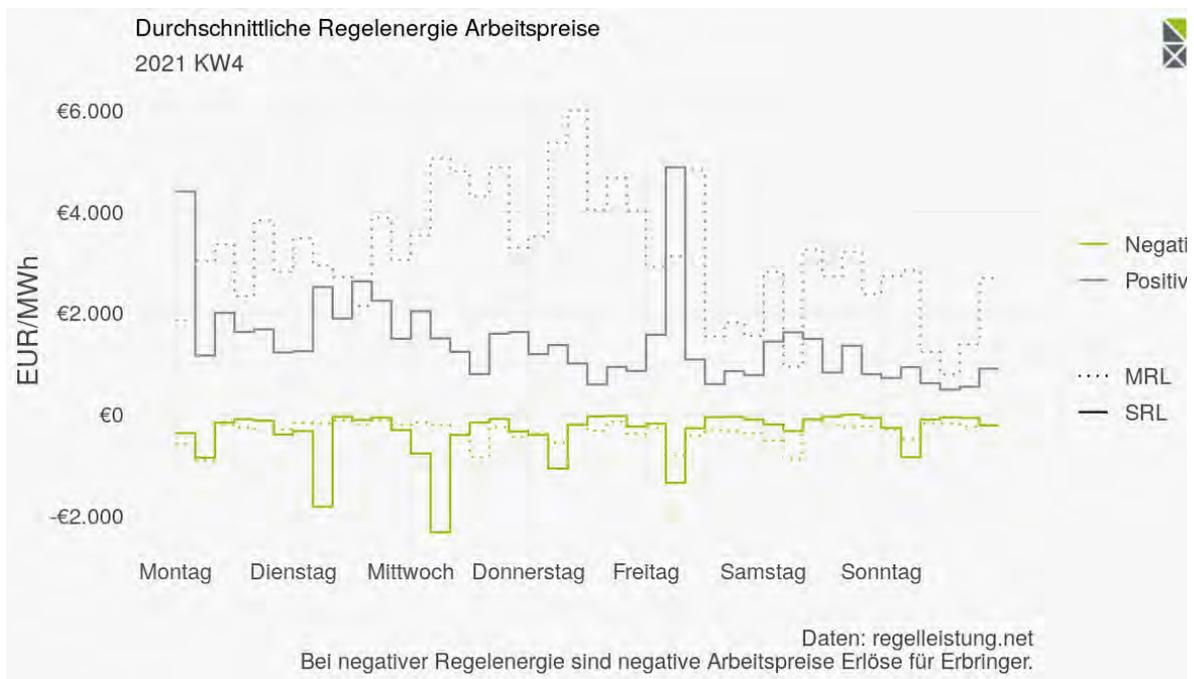
Sie haben die Diskussionsrunde mit unserem Geschäftsführer Jochen Schwill, Daniel Hölder von BayWa r.e. und Malte Schwoon von Statkraft verpasst? Hier

können Sie sich das spannende Gespräch zur Einführung der Preisobergrenze auf dem Regelarbeitsmarkt ansehen.

[Video ansehen](#)

REGELENERGIE

Preisentwicklung Arbeitspreise

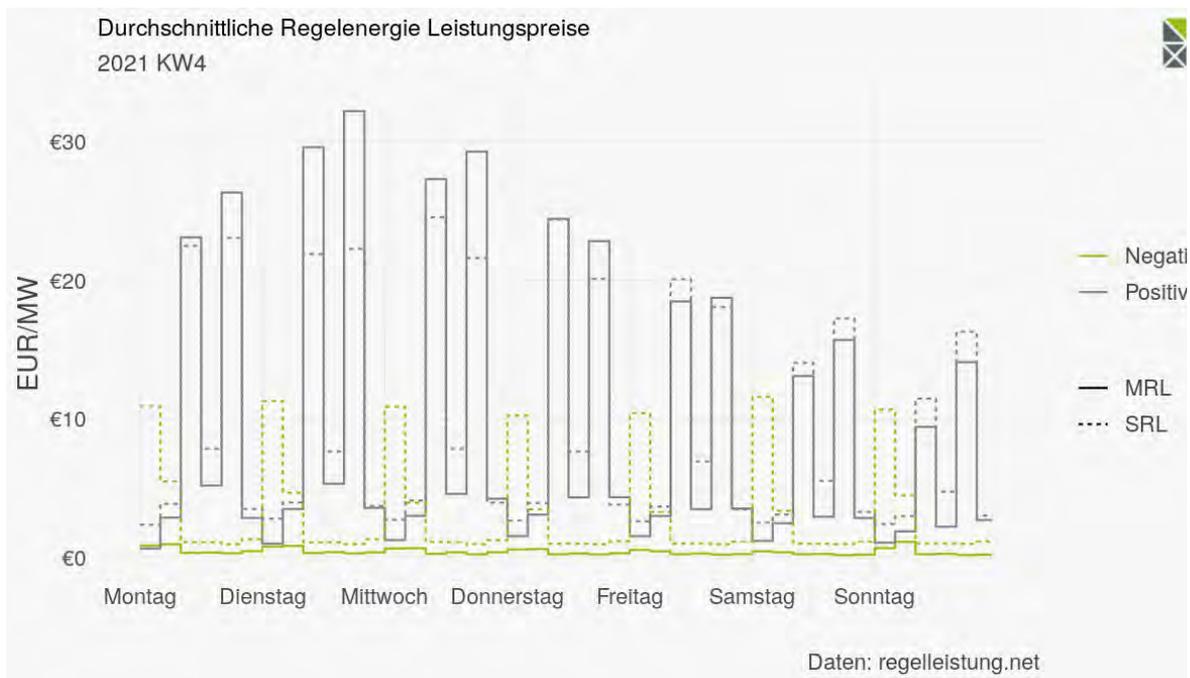


Nach der Einführung der Preisobergrenze von 9.999 EUR/MWh lagen die Arbeitspreise der positiven MRL im Wochendurchschnitt bei 3.500 EUR/MWh. Die Durchschnittspreise der positiven SRL mittelten bei 2.000 EUR/MWh. Der stärkste Abruf positiver MRL lag in der fünften Zeitscheibe am Samstag bei 250 MW, der maximale Abruf positiver SRL lag in der fünften Zeitscheibe am Mittwoch knapp über 1,1 GW.

Die Durchschnittspreise der Erbringung negativer MRL fielen nicht unter -1.000 EUR/MWh, das Wochenminimum der negativen SRL lag knapp unter -2.000 EUR/MWh. Der einzige Abruf negativer MRL lag in der ersten Zeitscheibe am Dienstag bei 44 MW, der stärkste Abruf negativer SRL lag in der vierten Zeitscheibe am Freitag bei knapp 800 MW.

REGELENERGIE

Preisentwicklung Leistungspreise MRL/SRL

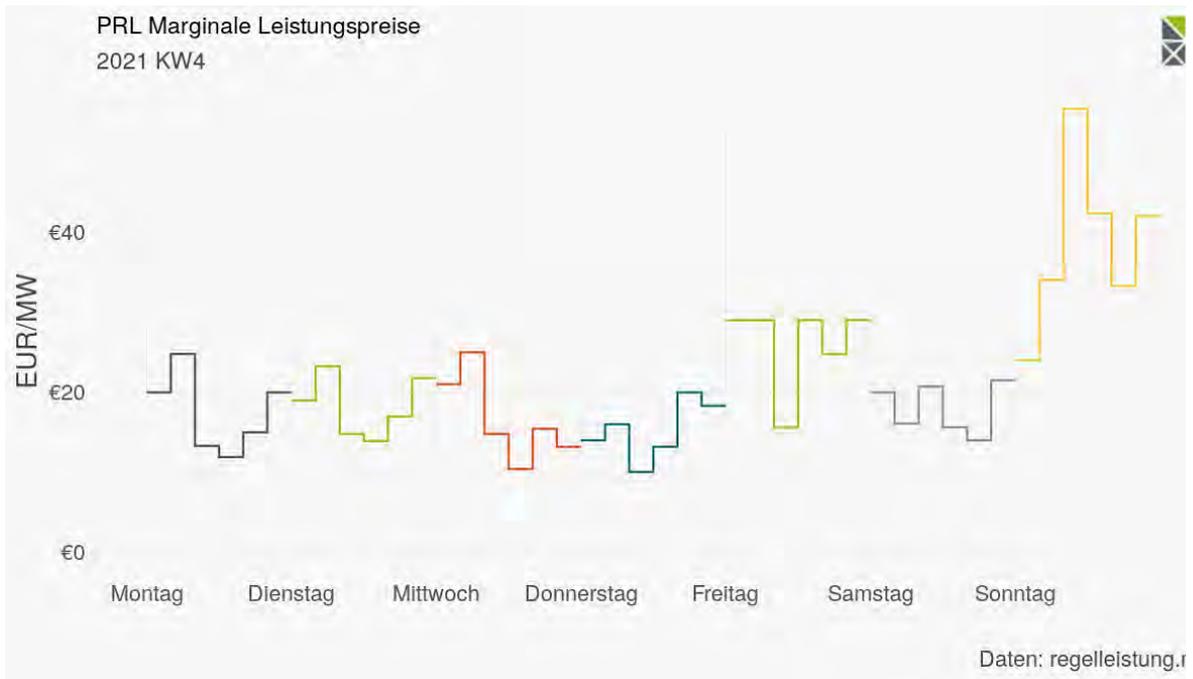


Mit den höheren Spot-Preisen stiegen die Opportunitätskosten der Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten und folglich die Leistungspreise der positiver **Regelenenergie**. Die durchschnittlichen Leistungspreise der positiven **MRL** stiegen bis auf 32 EUR/MW, die positive **SRL** lag im Maximum bei 25 EUR/MW.

Die Durchschnittspreise der Vorhaltung negativer Regelenenergie gaben im Vergleich zur Vorwoche nach. Der durchschnittliche Leistungspreis der negativen MRL stieg nur am Sonntag über 1 EUR/MW. Die Tagesmaxima der Durchschnittspreise der negativen SRL lagen in der ersten Zeitscheibe zwischen 10-12 EUR/MW.

REGELENERGIE

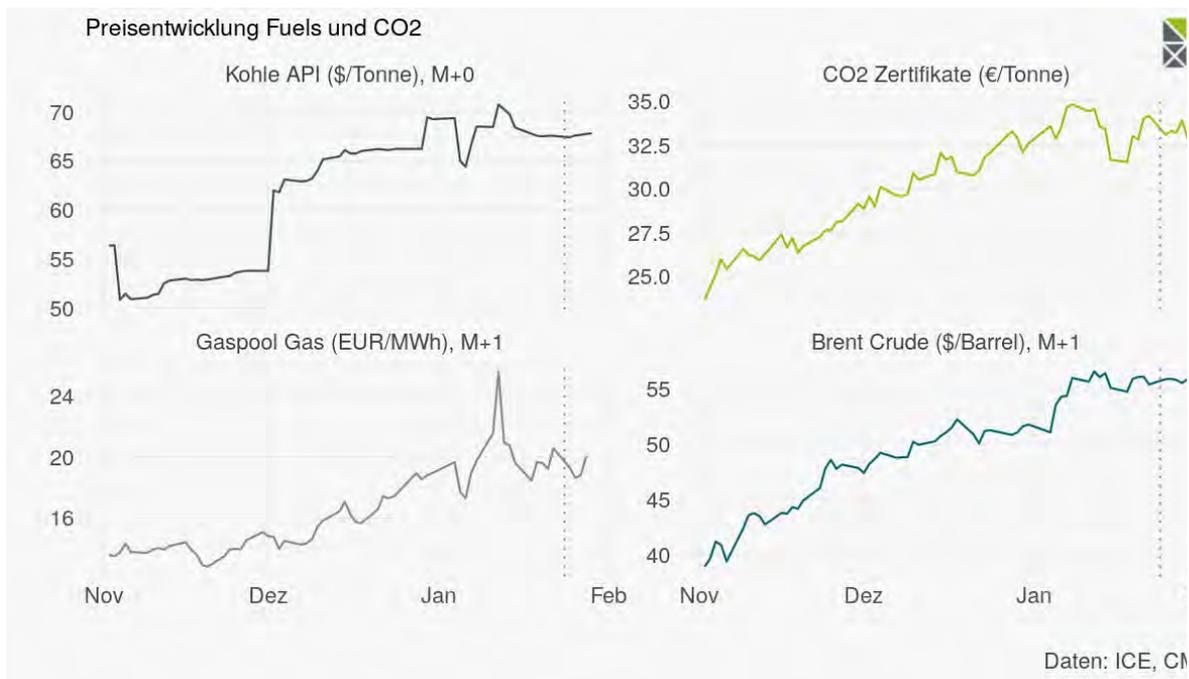
Preisentwicklung Leistungspreise PRL



Die marginalen PRL Leistungspreise blieben leicht hinter dem Niveau der Vorwoche zurück. Am niedrigsten lagen die marginalen Preise am Donnerstag, wobei die dritte Zeitscheibe mit 10 EUR/MW das Wochenminimum darstellte. Der teuerste Tag war der Sonntag mit einem Höchstpreis von 55 EUR/MW in der dritten Zeitscheibe.

FUELS und CO2

Preisentwicklung Brennstoffe und CO2



Die Brennstoff- und CO₂-Märkte reagierten auch in KW4 auf volatile Temperaturprognosen. Dabei konnten Kohle und Brent Crude leicht zulegen, während CO₂ und Gas nachgaben. Der Spotmonatskontrakt Kohle wurde von niedrigen Speicherständen in den Häfen von Amsterdam, Rotterdam und Antwerpen gestützt, die zu Wochenbeginn den niedrigsten Stand seit 2016 erreichten. Doch auch die Nachfrage lag in KW4 auf niedrigem Niveau. Mit der hochwasserbedingten Einstellung des Schiffverkehrs entlang des Rheins am Samstag nahm die Spot-Nachfrage nochmals ab. Deshalb blieben die Gewinne relativ gering, im Wochenverlauf stieg der Spotmonatskontrakt um weniger als 1% auf 67,80 USD/Tonne. Nach siebenwöchiger Pause setzte am Ende der vergangenen Woche die Primärauktion von CO₂-Zertifikaten wieder ein. Die erste Primärauktion endete knapp 0,30 EUR/Tonne unter dem Preis am Sekundärmarkt. Ein Grund für die geringe Nachfrage war, dass die verauktionierten Phase 4 Zertifikate nicht für die Kompensation von Emissionen in 2020 verwendet werden können. Im Wochenverlauf sank der CO₂-Preis insgesamt um knapp 4% auf 32,89 EUR/Tonne.

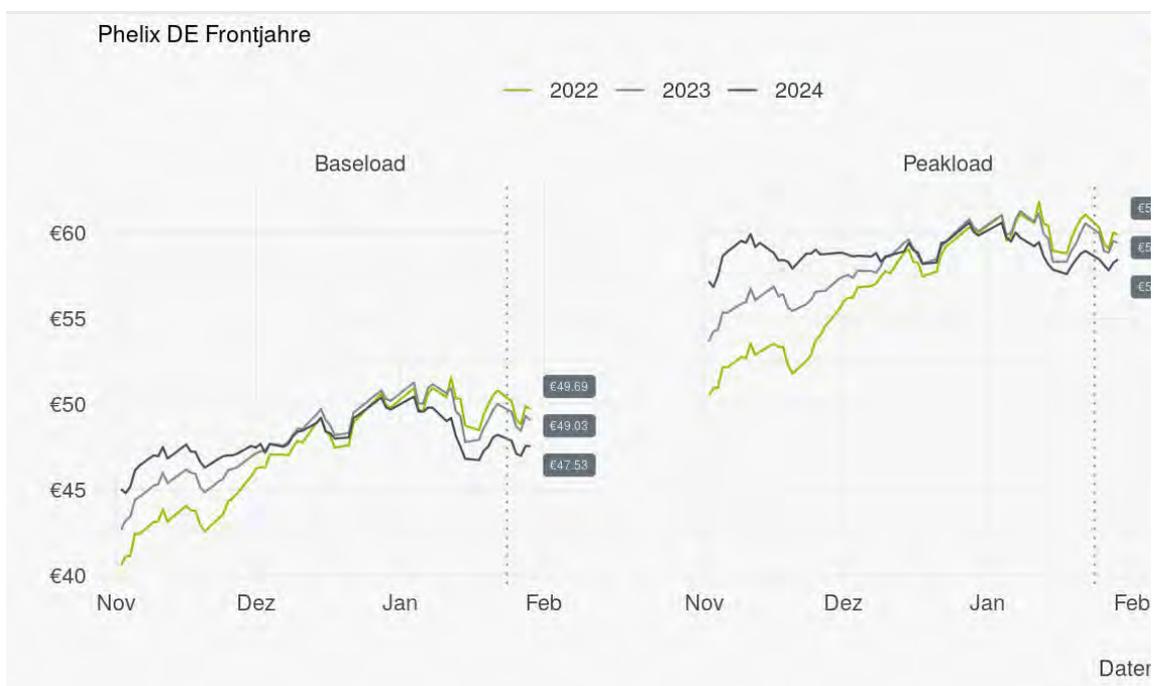
Der Gas-Preis zeigte sich stark abhängig von Temperaturprognosen. Zu Wochenbeginn setzten milde Temperaturprognosen für Anfang Februar den Gas-Markt unter Druck. Am Donnerstag sorgten Prognosen einer Kältewelle zwischen dem 7.-11. Februar hingegen wieder für Unterstützung. Im Wochenvergleich verlor der Märzkontrakt dennoch 4% und stand am Freitag noch bei 19,67 EUR/MWh.

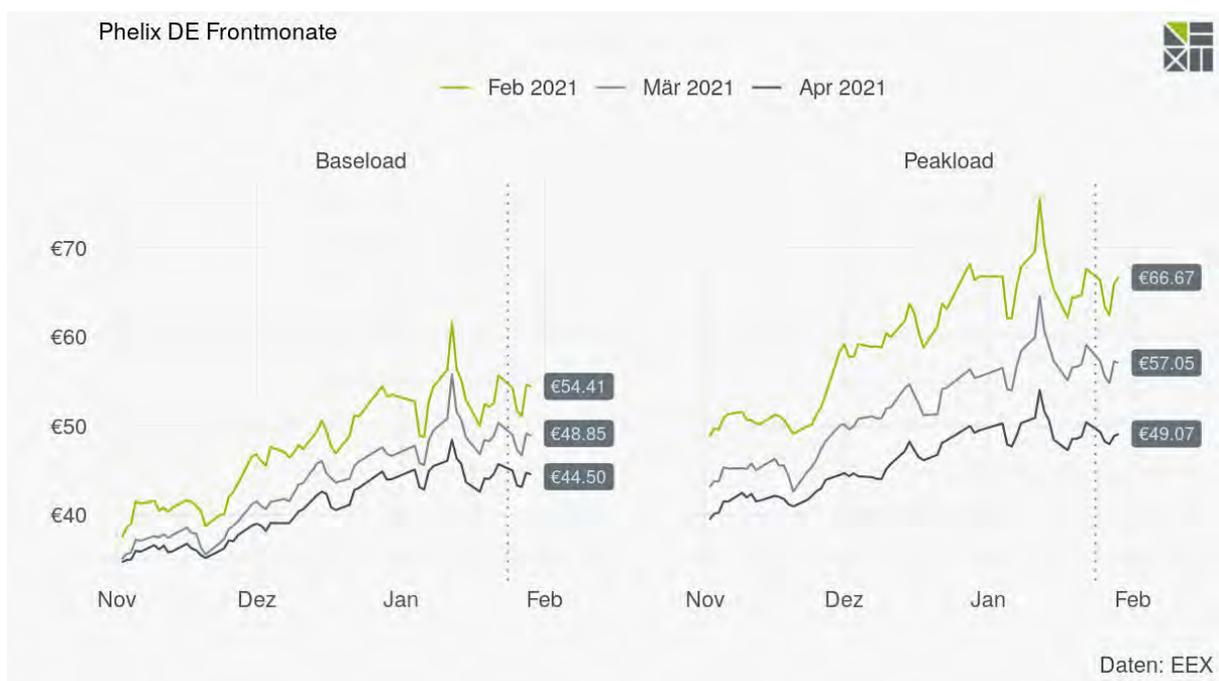
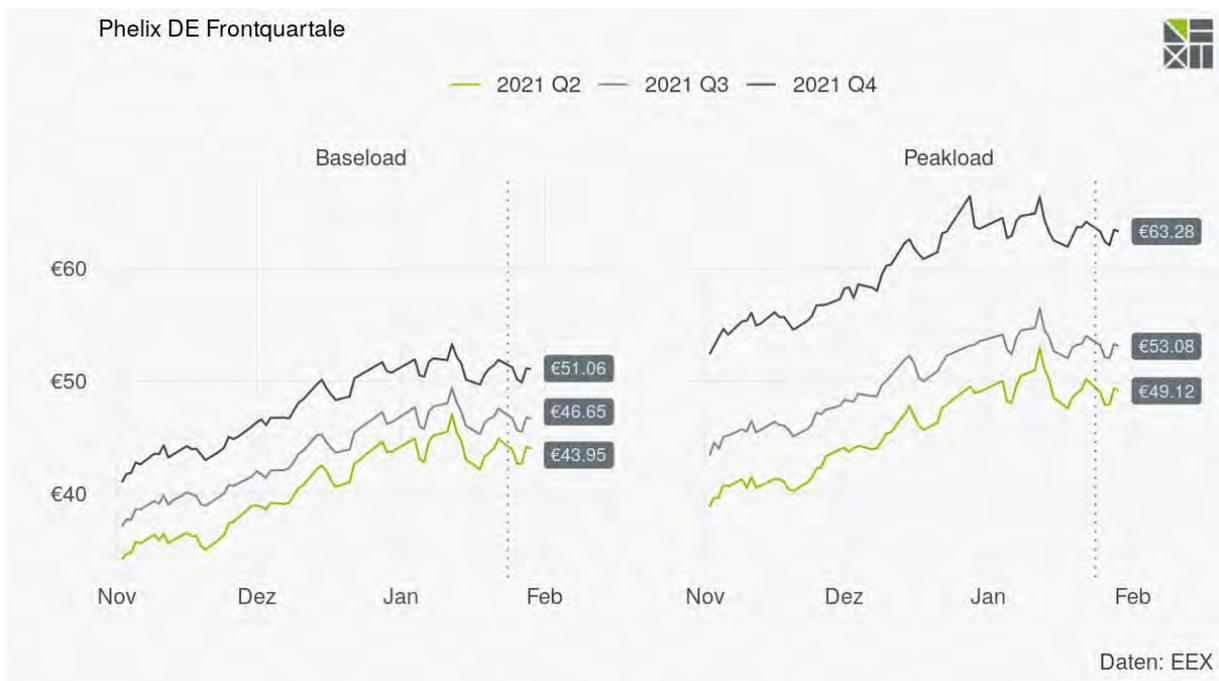
Der Brent Crude befand sich in KW4 im Spannungsfeld von Nachfragesorgen und Angebotsverknappungen. Die Impfstoff-Lieferschwierigkeiten von BioNTech und AstraZeneca, sowie neue Kontaktbeschränkungen in China kurz vor dem reiseintensiven Neujahrsfest wirkten negativ auf die Nachfrage. Produktionskürzungen im OPEC-Mitgliedsstaat Irak, die

damit im Januar und Februar die vorherige Überproduktion ausgleichen wollten, sorgten dennoch für Gewinne. Im Wochenvergleich stieg der Frontmonatskontrakt um knapp 1% auf 55,88 USD/Barrel.

TERMINMARKT

Preisentwicklung Phelix DE Jahre / Quartale / Monate





Die Strom-Terminprodukte orientierten sich am Gas- und CO₂-Markt und gaben folglich im Wochenverlauf nach.

Cal22 Base sank um 2% und stand am Freitag noch bei 49,69 EUR/MWh. Die weiteren Base Frontjahre zeigten sich etwas fester. Ebenso entwickelten sich die Peak Frontjahre, wobei Cal22 Peak um 2% auf 59,87 EUR/MWh fiel.

Auch bei den Frontquartalen waren die ersten Front quartale die größten Verlierer: Q2 2021 Base verlor 2% und lag damit am Freitag bei 43,95 EUR/MWh. Die weiteren Base Frontmonate gaben weniger nach. Identisch sah die Situation bei den

Peak Frontquartalen aus, wo Q2 2021 Peak um 2% auf 49,12 EUR/MWh fiel.

Februar 2021 Base lag am Freitag bei 54,41 EUR/MWh und damit 2% niedriger als eine Woche zuvor. Die weiteren Base Frontmonate gaben minimal stärker nach. Bei den Peak Frontmonaten sank der Februarkontrakt um gut 1% auf 66,67 EUR/MWh während die weiteren Peak Frontmonate ein stärkeres Minus verzeichneten.