



WHITEPAPER

Energiewende in Deutschland

Auswirkungen der Bereitstellung von
Regelleistung durch Batteriespeichersysteme
(BESS) auf den Bilanzkreis



Inhalt

Zusammenfassung	3
1. Hintergrund und Zielsetzung	4
2. Rechtliche Rahmenbedingungen	4
2.1. Bilanzkreise und Ausgleichsenergie	4
2.2. Bereitstellung von Primärregelleistung und Ausgleichsenergiemengen	4
3. Methodik	5
3.1. Aufbau der Simulation	5
3.1.1. Modelliertes System	5
3.1.2. ElStorM	6
3.1.3. Daten	6
3.1.4. BESS-Eingangsparameter	9
3.2. Strategien für den Betrieb	9
3.2.1. PRL-Bereitstellung	10
3.2.2. Lastspitzenkappung (Peak Shaving)	10
3.3. Grenzen der Simulationsauflösung	11
4. Ergebnisse	12
4.1. Ideale PRL-Bereitstellung	12
4.2. PRL mit SoC-Management	14
4.3. PRL und Peak-Shaving mit SoC-Management	14
5. Schlussfolgerung	17
Quellennachweis	19
Impressum	19
Anhang A: Abbildungen und Tabellen	20
Anhang B: Zusätzliche Überlegungen	22
Überlegungen zum Wirkungsgrad	22
Änderungen der Annahmen für den Nebenverbrauch	23

Zusammenfassung

Welche finanziellen Konsequenzen hat die Bereitstellung von Regelenergie durch Batterieenergiespeichersysteme (BESS) für Bilanzkreisverantwortliche (BKV)? Dies untersucht die vorliegende Studie. Sie konzentriert sich dabei auf die Beeinflussung der Kosten für Ausgleichsenergie in einem Bilanzkreis (BK). Das modellierte System arbeitet mit der Grundkonfiguration, in der sich das BESS gemeinsam mit einem Großverbraucher (Industrieunternehmen) hinter dem Zähler (behind-the-meter (BTM)) befindet. Das Batteriespeichersystem übernimmt dabei zeitweise Spitzenausgleichsdienste (Lastspitzenkappung/Peak-Shaving) und nimmt zeitweise am Regelenergiemarkt (PRL-Markt) teil.

Zur Untersuchung der Auswirkungen der Bereitstellung von Primärregelleistungen auf den Bilanzkreis wird ein sequenzieller Ansatz in drei Phasen gewählt. In der ersten Phase wird eine ideale Bereitstellung von Primärregelleistung (PRL) ohne Energie- oder Leistungsbeschränkungen betrachtet, in der zweiten Phase die Bereitstellung von PRL mit Berücksichtigung einer SoC-Managementstrategie (State of Charge-Managementstrategie) und in der dritten Phase die abwechselnde Bereitstellung von Peak-Shaving und PRL.

Dieser Ansatz führt zu den folgenden Schlussfolgerungen:

- **Der Ausgleichsenergiepreis korreliert nicht mit der Bereitstellung von Regelenergie:** Die Berechnung des einheitlichen Ausgleichsenergiepreises in Deutschland berücksichtigt neben der Netzfrequenz weitere Faktoren, um dessen Höhe und Vorzeichen – und damit die Richtung der Zahlungsflüsse – zu bestimmen. Einspeisungen und Entnahmen, die sich aus der PRL-Bereitstellung in Abhängigkeit von der Netzfrequenz ergeben, korrelieren daher nicht mit einem systemausgleichenden Verhalten, wie es durch den Ausgleichsenergiepreis bestimmt wird. Es sind somit sowohl Kosten als auch Erträge aus der Ausgleichsregelung zu erwarten.

- **Die Bereitstellung von Regelenergie führt im Allgemeinen zu Nettoeinnahmen:** Es gibt eine klare Tendenz, dass die Bereitstellung von PRL einen bescheidenen zusätzlichen Ertrag durch Ausgleichszahlungen generiert. Die ausschließliche Bereitstellung von PRL führt zu einem durchschnittlichen Ausgleichserlös von 2.572 Euro pro MW beschaffter PRL.
- **Der Zeitpunkt der Bereitstellung von Regelenergie spielt eine Rolle für die Höhe von Ausgleichspreisen:** Während der Nutzung des Batteriespeichersystems zur Lastspitzenkappung in vom Netzbetreiber festgelegten Zeitfenstern steht dieses nicht für Bereitstellung von Regelenergie zur Verfügung. Hochlastzeitfenster liegen in Zeiten, in denen bei der Bilanzkreisabrechnung im Durchschnitt mit Einnahmen durch die Bereitstellung von PRL zu rechnen ist. Durch die Nichtbereitstellung von PRL während dieser Stunden steigen somit die Kosten für die Ausgleichszahlungen. Dies führt jedoch unter den untersuchten Bedingungen nicht zu Nettokosten innerhalb des Bilanzkreises.

Daraus lässt sich schließen, dass die Bereitstellung von Primärregelleistung an sich unter den in dieser Studie betrachteten Bedingungen keine negativen Auswirkungen auf die Bilanz eines Bilanzkreises hat.

1. Hintergrund und Zielsetzung

EDF Renewables Storage Deutschland (EDF) installiert und betreibt in Deutschland Batteriespeichersysteme für Industrie- und Gewerbekunden, um in 10 bis 20 Prozent der Zeit Lastspitzen zu reduzieren und in der verbleibenden Zeit PRL bereitzustellen. Da sich die Batterie hinter dem Zähler (BTM) befindet, erhöht oder verringert ihre Beteiligung am Regelenergiemarkt den Verbrauch des Kunden in Abhängigkeit von der Netzfrequenz. Die Bereitstellung von PRL hat somit einen direkten Einfluss auf die Bilanz des Bilanzkreises (BK). Der BK-Saldo unterliegt jedoch keiner Korrektur für die bereitgestellte Primärreserve, wie es bei Sekundär- (SRL) und Minutenreserve (MRL) der Fall ist.

EDF hat Bedarf an einer Studie zur Bewertung der Auswirkungen der Bereitstellung von PRL auf einen Bilanzkreis. Eine häufige Frage von Kunden betrifft die potenziellen

Auswirkungen der PRL-Beteiligung auf ihre Stromrechnung. Es liegt auch im Interesse der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV), sicherzustellen, dass die Integration einer solchen Anlage keine negativen Auswirkungen auf ihre Energiebilanz hat, was ein finanzielles Risiko in Höhe der geltenden Ausgleichsenergiepreise darstellt. Derzeit wird davon ausgegangen, dass die Auswirkungen gering sind oder sich im Allgemeinen positiv auf die Bilanz des Bilanzkreises auswirken. Dies ist jedoch nicht durch eine gründliche Analyse nachgewiesen, weshalb die vorliegende Studie beauftragt wurde. Ziel dieser Studie ist also, ein Verständnis für die wirtschaftlichen Auswirkungen der Bereitstellung von PRL in einem Bilanzkreis vor dem Hintergrund der deutschen Regulierungsvorgaben zu schaffen.

2. Rechtliche Rahmenbedingungen

In diesem Abschnitt werden einige rechtliche Aspekte vorgestellt, die den Kontext der Studie bilden.

2.1. Bilanzkreise und Ausgleichsenergie

Der relevante Perimeter (also der Bereich), der bei der Berechnung der Ausgleichsenergie zu berücksichtigen ist, ist der des Bilanzkreises (BK). Der Zu- und Abfluss von Strom in und aus diesem Perimeter sollte ordnungsgemäß geplant und ausgeglichen werden. Abweichungen von den geplanten Mengen stellen Ausgleichsmengen dar, die für jede Ausgleichsperiode mit dem jeweiligen Ausgleichspreis abgerechnet werden. In den deutschen Regelzonen wird pro Bilanzkreis eine einzige Netto-Ausgleichsmenge

berechnet (d. h. es gibt keine separat berechneten und abgerechneten Erzeugungs- und Verbrauchsmengen). Außerdem wird ein einziger Ausgleichsenergiepreis verwendet, der für jede 15-minütige Ausgleichsperiode berechnet wird (der sogenannte regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP), hier im Weiteren als Ausgleichsenergiepreis (AEP) bezeichnet).

Die Richtung der Ausgleichsenergiemenge (Zu- oder Abfluss) und das Vorzeichen des AEP bestimmen die Zahlungsrichtung (Tabelle 1). Wenn also der AEP positiv ist, führt ein negatives BK-Ergebnis (d. h. ein unterdeckter BK-Saldo) zu einer Zahlung des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und umgekehrt.

Tabelle 1: Zahlungsflüsse gemäß der Europäischen Electricity Balancing Guideline (EBGL)

		Ausgleichsenergiepreis	
		+	-
BK-Ausgleich	Überdeckt (+)	ÜNB > BKV	BKV > ÜNB
	Unterdeckt (-)	BKV > ÜNB	ÜNB > BKV

2.2. Bereitstellung von Primärregelleistung und Ausgleichsenergiemengen

In Deutschland, wie auch in anderen Ländern, werden die gemessenen Einspeisungen in das und Entnahmen aus dem Netz, die aus der Bereitstellung von Primärregelleistung

resultieren, in den an den ÜNB übermittelten Fahrplänen nicht gesondert berücksichtigt. Daher gibt es keinen separaten Ausgleich dieser Mengen, was bedeutet, dass sie zu den Ausgleichsmengen der Bilanzkreise beitragen, die zum AEP abgerechnet werden.

3. Methodik

Zur Analyse der Kosten, die durch die Bereitstellung von PRL einer BESS-Anlage entstehen, wird ein sequenzieller Analyseansatz gewählt, der in drei Phasen unterteilt ist (Tabelle 2).

- 1. Ideale PRL-Bereitstellung:** In der ersten Phase wird ein Bilanzkreis betrachtet, der das BESS ohne Restriktionen nutzen kann. Die Regelleistung wird kontinuierlich bereitgestellt und es wird davon ausgegangen, dass das BESS eine unbegrenzte Speicherkapazität hat.
- 2. PRL mit SoC-Management:** In einer zweiten Phase wird ein BESS mit begrenzter Speicherkapazität betrachtet, was zu einem Verhältnis von Leistung zu Energie von 1 führt. Die bereitgestellte Primärregelleistung wird entsprechend den BESS-Einstellungen und der deutschen Regulierung auf den maximal möglichen Wert eingestellt. Die Primärregelenergie wird kontinuierlich bereitgestellt und eine SoC-Management-Strategie wird implementiert, um das BESS bei Bedarf zu laden und zu entladen.

- 3. PRL und Peak-Shaving mit SoC-Management:** In einer dritten Phase betreibt das BESS zeitweise Lastspitzenkappung, während in der übrigen Zeit PRL bereitgestellt wird. Die Dienste werden nicht gleichzeitig, sondern abwechselnd angeboten. Die Lastspitzenkappung wird innerhalb bestimmter „Hochlastzeitfenster“ erbracht und PRL wird für 4-Stunden-Produkte außerhalb dieser Fenster bereitgestellt.

Dieser Ansatz wird verwendet, um die Auswirkungen zu ermitteln, die das SoC-Management sowie die alternierende Nutzung des BESS zur Lastspitzenkappung auf die durch die PRL-Bereitstellung entstehenden Ungleichgewichte im Bilanzkreis haben. Aus den ersten beiden Phasen lassen sich grobe Schätzungen hinsichtlich der Auswirkungen auf die pro MW angebotene Leistung sowie ein Prozentsatz der Batterienutzung für die PRL-Bereitstellung ableiten. In der zweiten Phase kann davon ausgegangen werden, dass die SoC-Managementstrategie je nach ihrer Ausgestaltung Ungleichgewichte im Bilanzkreis erzeugt. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die erforderlichen Ausgleichsmengen rechtzeitig geplant und auf dem Intraday-Markt gehandelt werden, sodass keine wirtschaftlichen Nachteile dadurch entstehen¹.

Tabelle 2: 3 Szenarien der Batterienutzung

Phase	Bilanzgruppen-zusammensetzung	Services	SoC-Management
1	BESS	PRL	Nein
2	BESS	PRL	Strategie
3	BESS und Last	PRL, Lastspitzenkappung	2 Strategien

3.1. Aufbau der Simulation

In diesem Abschnitt werden das zur Durchführung der Simulationen für diese Studie genutzte Tool, das Electrical Storage Model (ElStorM), sowie das Modellsystem vorgestellt.

3.1.1. Modelliertes System

Das modellierte System besteht aus einem BTM BESS (Batteriespeichersystem behind-the-meter), das sowohl an einen Verbraucher als auch an das öffentliche Netz über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt mit dem Verbraucher angeschlossen ist (Abbildung 1). Die Anlage befindet sich innerhalb des Stromnetzes Hamburg [1].

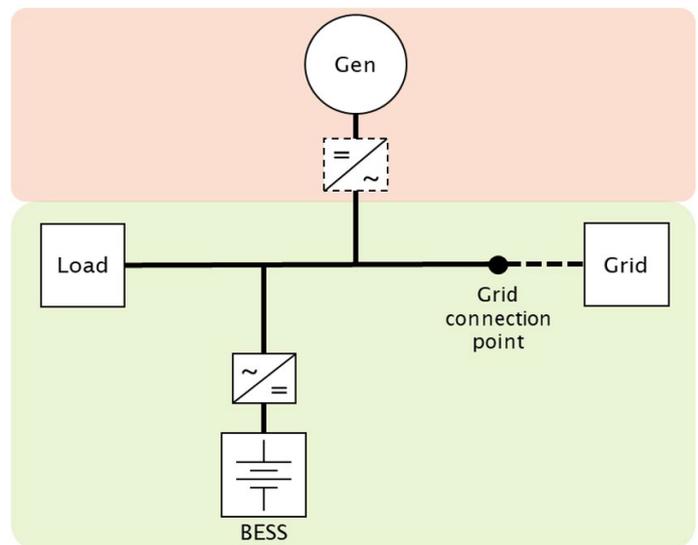


Abbildung 1: Grundschema des in ElStorM modellierten Systems. Der grüne Bereich zeigt den für die Studie betrachteten Bereich.

¹ Wäre dies nicht der Fall, würden außerplanmäßige Lade- und Entladevorgänge zu Ungleichgewichten führen, die die Kosten für den Betrieb des BESS in die Höhe treiben würden.

3.1.2. ElStorM

In dieser Studie wird das Electrical Storage Model (ElStorM) verwendet, ein in Python implementiertes zeitreihenbasiertes Modell zur Simulation der Bereitstellung verschiedener Dienste durch stationäre BESS. Da ElStorM als zeitkontinuierliche Simulation implementiert ist, werden die Berechnungen sequentiell ausgeführt. Der Ablauf einer Simulation im Modell ist daher als Flussdiagramm in [Abbildung 2](#) dargestellt. Wie dargestellt, findet die Verwendung der Eingabedaten im Allgemeinen zu drei verschiedenen Zeitpunkten statt:

- Erstens, wenn die Simulation beginnt, d. h. wenn Initialisierungsprozesse stattfinden.
- Zweitens, nachdem die BESS-Betriebssimulation für den vordefinierten Simulationszeitraum abgeschlossen ist, d. h. wenn alle Stromflüsse des betrachteten Systems berechnet sind. Zu diesem Zeitpunkt wird für diese Ströme deren wirtschaftliche Auswirkung bestimmt, indem berechnet wird, wie viele Kosten oder Einnahmen pro Zeitschritt anfallen.

- Drittens werden weitere ökonomische Eingangsparameter eingelesen, um die Gesamttrentabilitätskennzahlen zu ermitteln.

ElStorM liefert Informationen über alle erbrachten Dienstleistungen sowie die verfolgte SoC-Managementstrategie. In dieser Studie liegt der Schwerpunkt jedoch auf der PRL-Bereitstellung und den dadurch verursachten Ausgleichsenergiemengen. Genauer gesagt liegt der Schwerpunkt auf den in [Abbildung 2](#) dargestellten Energieflüssen und den finanziellen Auswirkungen, die die erforderlichen Informationen über Ausgleichsmengen und Ausgleichskosten liefern.

3.1.3. Daten

Die genutzten Daten sind in [Tabelle 3](#) zusammengefasst. Der betrachtete Zeitraum für die Analyse reicht von 2017 bis 2021. In einigen Fällen sind für einen Teil dieses Zeitraums keine Daten verfügbar. Die Imputation für solche Fälle ist ebenfalls in der Tabelle vermerkt.

Tabelle 3: Simulationsparameter und Daten

Parameter	Wert	Quelle
Simulationszeitraum	5 Jahre (2017–2021)	EDF
Lastprofil	Lastprofil eines Industrieunternehmens	EDF
Verbraucher (Typ)	C&I (Gewerbe & Industrie)	EDF
Netzanschluss	Hochspannung	EDF
Hochlastzeiten des Systems	3 Jahre (2019 – 2021) Die Werte aus 2019 werden für 2017 und 2018 verwendet	Stromnetz Hamburg GmbH [2]
Daten zu Spotmarktpreisen	2017–2021	EPEX SPOT [3]
PRL-Preisdaten	2017–2021	REGELLEISTUNG.NET [4] , ENTSO-E [5]
Frequenzsignalen	2017–2021	Open Access Power-Grid Frequency Database [6] , TransnetBW [7]

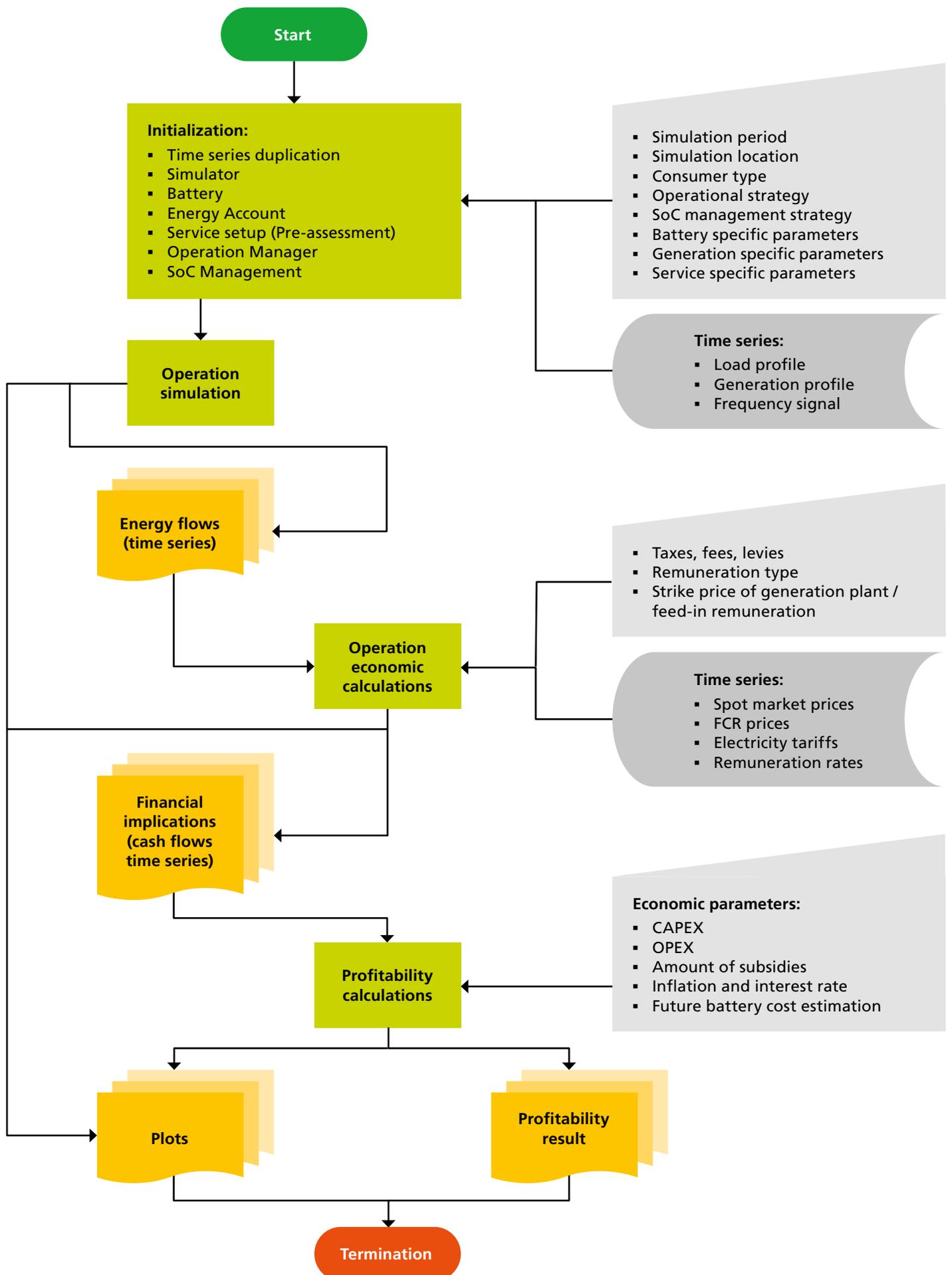


Abbildung 2: Simulationsprozess in ElStorM

In **Abbildung 3** sind die wöchentlichen Durchschnittswerte der genutzten Daten zu sehen. Es ist zu erkennen, dass die relativ stabile Preisdifferenz zwischen Day-Ahead-Preisen und PRL-Preisen ab Mitte 2021 exponentiell ansteigt. Dieser Preisanstieg wirkt sich direkt auf die Ausgleichsenergiepreise aus, da diese immer höher sein sollten als die Spotmarkt-

preise, um Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen zu schaffen, ihre Bilanzkreise auszugleichen. Daher steigen die Ausgleichskosten und Erträge, die durch die PRL-Bereitstellung entstehen, entsprechend an. Eine genauere Betrachtung der verwendeten Preisdaten findet sich in **Anhang A**.

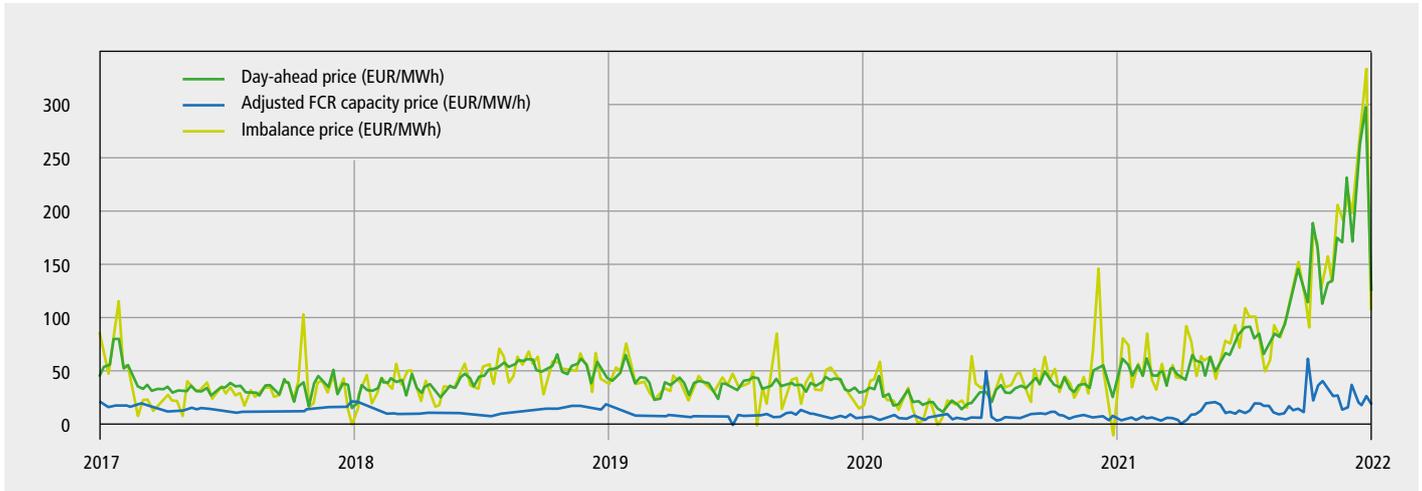


Abbildung 3: Wöchentliche Durchschnittswerte der Day-Ahead-, Ausgleichs- und PRL-Preise in Deutschland für den betrachteten Zeitraum.

Da sich die PRL-Produktlänge seit 2017 geändert hat, werden die PRL-Preise an eine stündliche Auflösung angepasst. In **Abbildung 4** ist zu erkennen, dass der Wechsel von einem Wochenprodukt zu einem Tagesprodukt am 01.07.2019 eine größere Volatilität verursachte, das Preisniveau aber im Durchschnitt ungefähr gleich blieb.

Ein weiterer Wechsel zu 4-Stunden-Produkten am 01.07.2020 ging mit einem weiteren Anstieg der Volatilität bei geringer Veränderung der Preise einher. Ab dem zweiten Quartal 2021 stiegen die Preise stark an, was die von den Bietern eingepreisten Opportunitätskosten angesichts des Anstiegs der Spotpreise widerspiegelt.

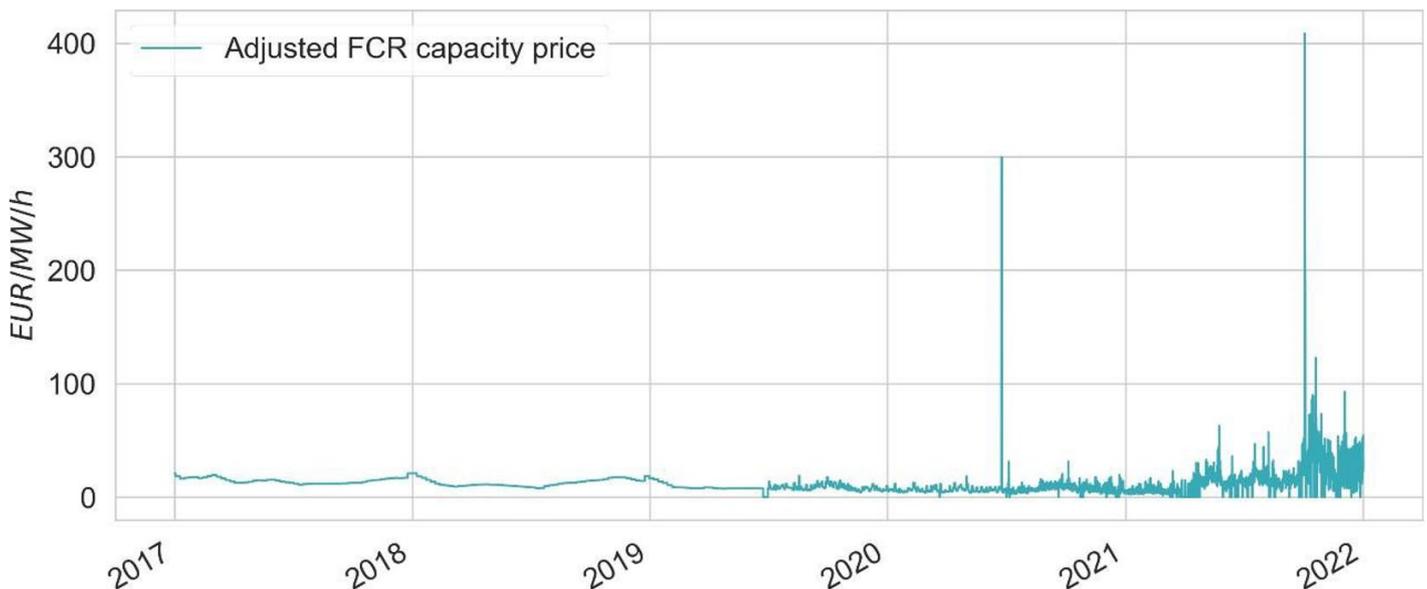


Abbildung 4: PRL-Preise in Deutschland von 2017 bis 2021 angepasst an stündliche Zeitschritte.

Tabelle 4: Technische Eingangsparameter für das BESS

Eingangsparameter	Einheit	Wert
Nominale Kapazität	kWh	1600
Nennleistung	kW	1600
Max. C-Rate Ladung	kW/kWh	1
Max. C-Rate Entladung	kW/kWh	1
Nebenverbrauch	Monatlich % der Nennkapazität	6 ²
Roundtrip-Wirkungsgrad	%	83
Max. Zyklen	#	5600
Grenze des Kapazitätsverlustes	%	60
Min. SoC	%	0
Max. SoC	%	100
Anfangs-SoC	%	55
Zeitliche Alterung (linear)	-	80 % SoH* nach 15 Jahren
Zyklusalterung (linear)	-	80 % SoH* bei 5600 Zyklen

* State of Health

3.1.4. BESS-Eingangsparameter

Die in der zweiten und dritten Simulationsphase verwendeten Eingangsparameter für das BESS sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Diese Einstellungen wurden intern vereinbart.

3.2. Strategien für den Betrieb

Wie erwähnt, werden in dieser Studie drei Phasen betrachtet, für die der BESS-Betriebsmodus angepasst wird. Diese sind in Tabelle 5 dargestellt. Die Betriebsstrategien nutzen zwei verschiedene SoC-Management-Strategien, die im Folgenden beschrieben werden. In beiden Fällen wird davon ausgegangen, dass die für SoC-Management-Zwecke verwendete Energie keine Ungleichgewichte verursacht.

- **„Range“:** Basierend auf Hollinger et al.[8,9] Die Strategie besteht aus zwei Sätzen von SoC-Grenzwerten, die die nutzbare Speicherkapazität für die Bereitstellung von PRL festlegen, sowie aus Auslösegrenzwerten für die Batterie zur Durchführung von SoC-Managementmaßnahmen.
- **„Fixed“:** Die Strategie besteht darin, einen SoC-Sollwert auf einem vorher festgelegten Niveau festzulegen. Für Peak Shaving bedeutet dies eine vollständig geladene Batterie.

Tabelle 5: Beschreibung der in den drei Phasen verwendeten Betriebsstrategien.

Fall	Strategie
Ideale PRL-Bereitstellung	PRL wird kontinuierlich und ohne Begrenzung des BESS (Speicher, Kapazität oder Leistung) bereitgestellt
PRL mit SoC-Management	PRL wird kontinuierlich, aber gemäß der „Ranges“ bereitgestellt, siehe oben beschriebene Strategie
PRL und Peak-Shaving mit SoC-Management	PRL wird nur für 4-Stunden-Produkte bereitgestellt, die außerhalb der Hochlastzeitfenster liegen, die für die atypische Netznutzung benötigt werden. Bei der Bereitstellung von PRL wird die „Range“ Strategie und während der Hochlastzeitfenster die „Fixed“ Strategie angewandt. Wenn es eine Diskrepanz zwischen den 4-Stunden-Produkten der PRL und den (wechselnden) Hochlastzeitfenstern gibt, werden diese „Pufferzeiten“ genutzt, um das SoC auf den nächsten zu erbringenden Dienst vorzubereiten, und zwar mittels vordefinierter Sollwerte für PRL (α_{FCR}) und Peak-Shaving-Dienste (α_{PS}). Dies wird in Abbildung 5 grafisch dargestellt.

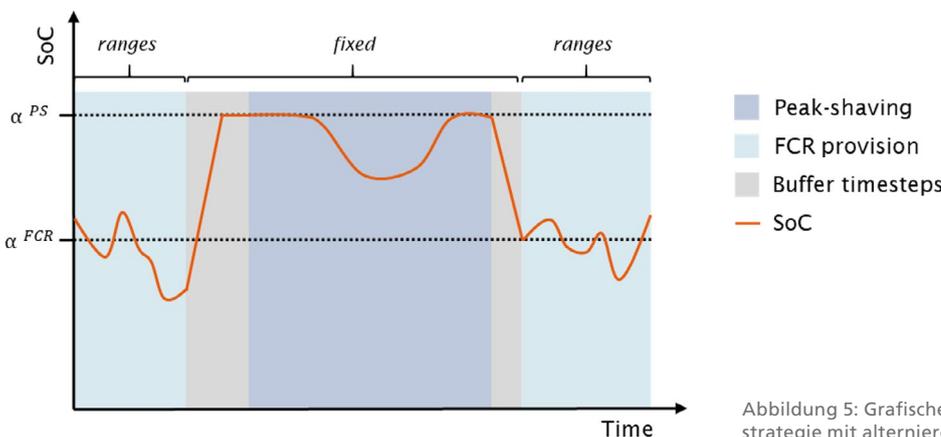


Abbildung 5: Grafische Darstellung der Betriebsstrategie mit alternierender Leistungserbringung.

² Weitere Überlegungen zu einem erhöhten Nebenverbrauch finden sich in Anhang B.

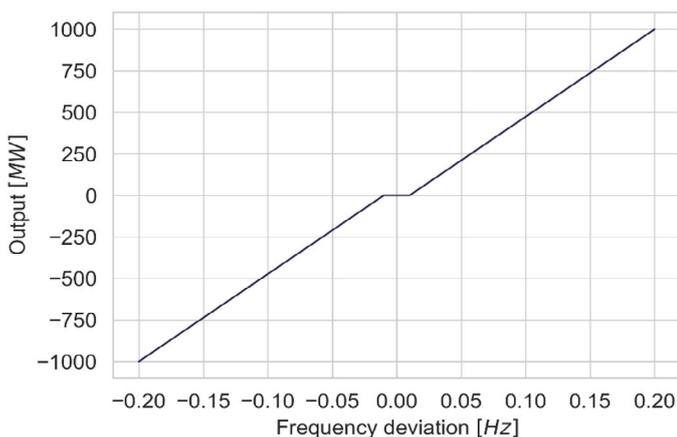
3.2.1. PRL-Bereitstellung

Die Bereitstellung von PRL folgt der in Abbildung 6 gezeigten Musterantwortkurve, die der EU- und der deutschen Verordnung³ folgt. In der Realität erfolgt die Bereitstellung von PRL in Sekundengranularität. Wie bereits erwähnt, arbeitet ElStorM jedoch in stündlichen Schritten, so dass eine Anpassung erforderlich ist. Die PRL-Bereitstellung wird auf Minutenebene berechnet und dann in Stunden umgerechnet. Ein Nachteil dieses Ansatzes ist der Verlust von Leistungsspitzen und weniger Zyklen aufgrund der Mittelwertbildung. Trotz dieses Nachteils bewahrt der Ansatz den Ladezustand der Batterie am Ende eines jeden Zeitschritts. Dies ist ein notwendiger Kompromiss aufgrund der Bearbeitung in stündlichen Zeitschritten. Auch auf der Grundlage von Hollinger et al. [8,9], nutzen PRL-Bereitstellung und die „Range“ SoC-Managementstrategie die verfügbaren Freiheitsgrade in der deutschen Verordnung, welche eine optimierte PRL-Bereitstellung ermöglichen. Bei diesem Ansatz werden zwei Bereiche von SoC-Grenzwerten berechnet, wobei die internen Grenzwerte dazu verwendet werden, das SoC-Management auszulösen, um den Ladezustand zu korrigieren, bevor dieser die externen SoC-Grenzwerte erreicht, die in den aktuellen deutschen Vorgaben festgelegt sind:

Tabelle 6: Berechnete SoC-Grenzwerte

Grenzwerte Ladezustand	Speicherkapazität
Externer Grenzwert max.	63 %
Interner Grenzwert max.	58 %
Interner Grenzwert min.	42 %
Externer Grenzwert min.	37 %

Wie bereits erwähnt, gab es seit 2017 eine Reihe von Änderungen der PRL-Produktlänge. In den durchgeführten Simulationen wird davon ausgegangen, dass die Produktlänge für alle Jahre den aktuellen 4 Stunden entspricht. Im gegenteiligen Fall müsste täglich oder sogar wöchentlich eine Entscheidung über die alternierende Bereitstellung für die Lastspitzenkappung getroffen werden (wenn man nicht von einer gleichzeitigen Bereitstellung der Dienste ausgeht).



3.2.2. Lastspitzenkappung (Peak Shaving)

Peak Shaving findet innerhalb der in Tabelle 7 dargestellten Hochlastzeitfenster statt. Da die Simulation in stündlichen Schritten erfolgt, sind die Hochlastzeitfenster an diese Granularität angepasst. Im realen Betrieb hätte das BESS mehr Zeit für das Lademanagement, um sich auf die nächste PRL-Bereitstellung vor und nach den Hochlastzeitfenstern vorzubereiten.

Bei den durchgeführten Simulationen wird in den genannten Zeitfenstern keine PRL bereitgestellt, unabhängig davon, ob eine tatsächliche Verbrauchsspitze auftritt, die den Schwellenwert für das Peak Shaving überschreitet. Dieser Ansatz ermöglicht es uns, die größten Auswirkungen zu untersuchen, die die fehlende Bereitstellung von PRL während dieser Zeitfenster haben würde.

Tabelle 7: Hochlastzeiten für eine am Hochspannungsnetz angeschlossene Last, wie von Stromnetz Hamburg [2] veröffentlicht. Links die realen Werte und rechts die Umrechnung in die Simulationsstunden.

Saison	Hochlastzeitfenster real	Simulation von Hochlastzeitfenstern
2019		
Winter	10:00–20:00	10:00–20:00
Frühling	10:30–13:45, 18:30–19:00	10:00–14:00, 18:00–19:00
Sommer	-	-
Herbst	09:00–19:00	09:00–19:00
2020		
Winter	08:45–13:45, 15:00–19:00	08:00–14:00, 15:00–19:00
Frühling	-	-
Sommer	12:00–13:15	12:00–14:00
Herbst	09:15–14:45, 15:30–19:30	09:00–15:00, 15:00–20:00
2021		
Winter	09:30–19:30	09:00–20:00
Frühling	11:30–13:45, 18:00–19:30	11:00–14:00, 18:00–20:00
Sommer	10:15–14:30	10:00–15:00
Herbst	09:45–19:45	09:00–20:00

Abbildung 6: Kurve der Leistungsreaktion auf das PRL-Signal (d.h. die Systemfrequenz) bei einer 1-MW-Speicheranlage.

³ Für Anlagen mit begrenzter Energiespeicherkapazität gelten besondere Vorschriften [10]

3.3. Grenzen der Simulationsauflösung

ElStorM ist derzeit auf die Simulation in 1-Stunden-Schritten beschränkt. Das bedeutet, dass die Eingangsdaten an diese Zeitauflösung angepasst werden müssen. Für die Bereitstellung von PRL bedeutet die Berechnung des Mittelwerts über eine Zeitspanne einen Informationsverlust bei den Bereitstellungsleistungsspitzen und der tatsächlich ge- und entladenen Energie (Abbildung 7).

Die Studie konzentriert sich auf die Energiemengen, die für die Ausgleichsenergieabrechnung verursacht von der Bereitstellung von PRL relevant sind, und vor allem darauf, eine Vorstellung davon zu vermitteln, was mit diesen Mengen in den verschiedenen in Abschnitt 3 (Methodik) beschriebenen Phasen geschieht. Aus diesem Grund wird die 1-Minuten-Auflösung in der Analyse berücksichtigt. Dies geschieht, indem außerhalb des Simulationsmodells

die Bereitstellung in der gegebenen zeitlichen Auflösung unter Berücksichtigung der entsprechenden PRL-Beschaffungsleistung (Phase 2) und unter Ausschluss der in Tabelle 7 angegebenen Zeiträume für die Bereitstellung von Lastspitzenkappungsleistungen (Phase 3) berechnet wird. Für die Berechnung der Ausgleichszahlungen werden 15-Minuten-Durchschnitte herangezogen, da das Ausgleichsintervall in Deutschland 15 Minuten beträgt.

Es ist wichtig, darauf hinzuweisen, dass sich zwar die Mengen- und Ausgleichsberechnungen ändern würden (siehe Anhang 4 bzw. Anhang 5), dass aber die dargelegten Intuitionen unverändert bleiben würden, wenn die Ergebnisse von ElStorM mit einer Auflösung von 1 h verwendet würden.

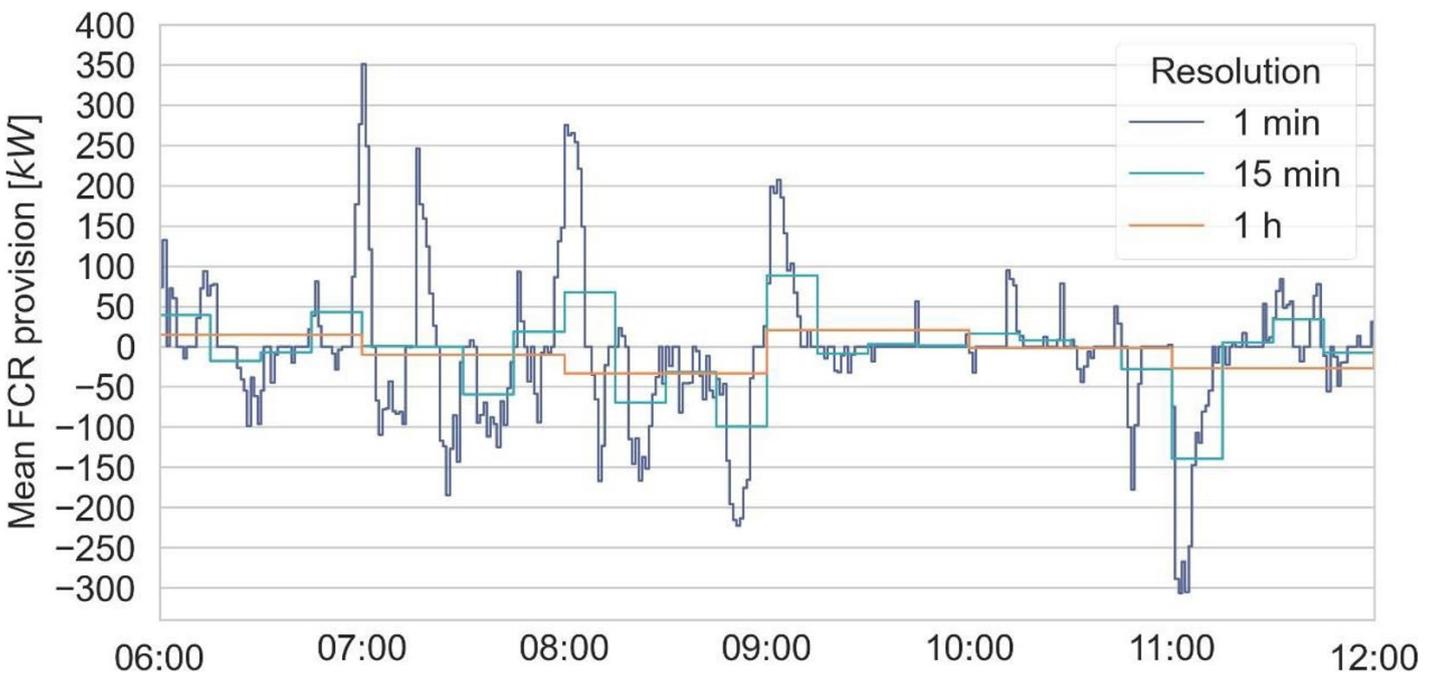


Abbildung 7: Mittlere PRL-Bereitstellung bei verschiedenen Simulationszeitauflösungen (Stichprobe von 6 Stunden)

4. Ergebnisse

Dieser Abschnitt enthält die Ergebnisse der Simulationen, die für die drei in der Methodik genannten Phasen durchgeführt wurden.

4.1. Ideale PRL-Bereitstellung

In diesem Abschnitt wird die ideale PRL-Bereitstellung einer Anlage mit unbegrenzter Speicherkapazität und unbegrenzter PRL-Leistung analysiert. Dabei wird der Zusammenhang zwischen Ausgleichsmengen, Ausgleichsenergiepreisen und der Bereitstellung von Regelleistung adressiert. Diese Beziehung bildet die Grundlage für die Interpretation der Ergebnisse in diesem und den folgenden Abschnitten. Wie in Abschnitt 2.1 erwähnt, erzeugt die PRL-Reaktion ein Ungleichgewicht im Bilanzkreis, so dass das Ungleichgewicht zum Ausgleichspreis ausgeglichen wird.

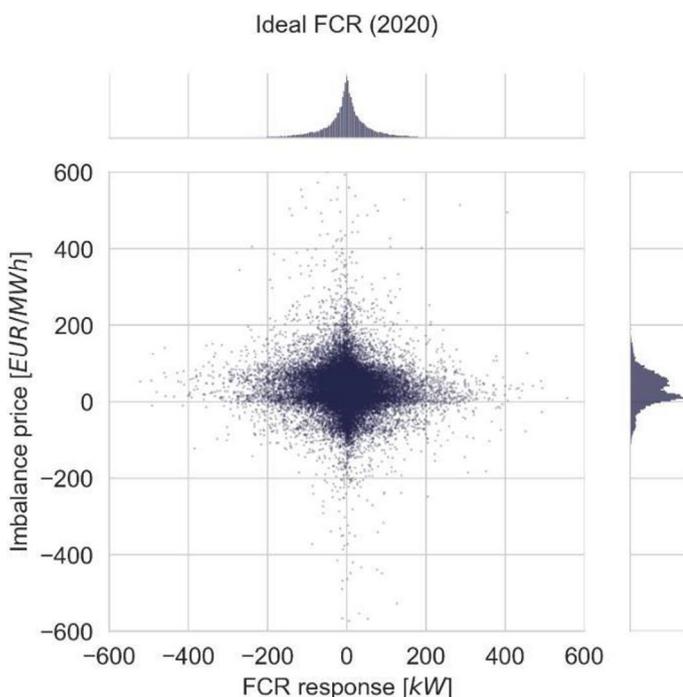


Abbildung 8: Korrelation zwischen der durchschnittlichen viertelstündlichen PRL-Reaktion und den Ausgleichspreisen in Deutschland. Die Y-Achse ist zu Visualisierungszwecken auf ±600 EUR/MWh begrenzt.

Ausgleichspreise korrelieren nicht mit der Bereitstellung von Regelleistung

Wie in Abbildung 8 zu sehen ist, gibt es keine Korrelation zwischen dem Ausgleichspreis und der Leistungsantwort für die PRL-Bereitstellung, die der Systemfrequenz folgt. Die Gründe dafür sind in der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises in Deutschland zu finden. Grundlage für die Berechnung ist der Nettobetrag, der durch den Kauf und Verkauf von Energie zum Ausgleich aller vier Regelzonen in Deutschland entsteht. Dieser Betrag wird geteilt durch die

Nettoausgleichsposition aller deutschen Regelzonen ($net\ balance\ position_{GCC}$), die sich aus der Saldierung von positiven und negativen Energiemengen innerhalb und zwischen den Regelzonen gemäß Gleichung (1) ergibt. Diese Energie wird als Ausgleichsenergie bei aFRR- und mFRR-Anbietern beschafft, auch in internationaler Zusammenarbeit⁴. Die Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises erfolgt in weiteren Schritten, das Vorzeichen des endgültigen Ausgleichsenergiepreises kann jedoch hier bestimmt werden. Das Vorzeichen des Ausgleichsenergiepreises ist relevant, um festzustellen, ob die Ausgleichsenergieabrechnung für einen Bilanzkreisverantwortlichen Kosten oder Einnahmen darstellt, wie in Abschnitt 2.1 erwähnt.

$$(1) \quad IP1 = \frac{\sum Costs_{GCC} - \sum Revenues_{GCC}}{net\ balance\ position_{GCC}}$$

Zahlen für Systemungleichgewichte, die zum Ausgleich von Ungleichgewichten auf zonalen Märkten verwendet werden, wie dem $net\ balance\ position_{GCC}$, werden zu einem großen Teil von den Fehlern zwischen den erwarteten und den tatsächlichen Stromflüssen in und aus dem betreffenden Gebiet bestimmt. Wie bereits erwähnt, ergibt sich die Nettoposition aus den saldierten aktivierten Mengen von aFRR und mFRR. Diese Reserven werden auf der Grundlage des Area Control Error (ACE) aktiviert, der für jede Regelzone in Deutschland unterschiedlich ist. Der ACE ist in der ENTSO-E System Operation Guideline definiert als „die Summe der Leistungsregelungsfehler (ΔP), d. h. der Echtzeitdifferenz zwischen dem gemessenen tatsächlichen Echtzeit-Leistungsaustauschwert (P) und dem Steuerprogramm (P_0) eines bestimmten LFC-Bereichs oder LFC-Blocks und dem Frequenzsteuerungsfehler ($K * \Delta f$), d. h. dem Produkt aus dem K-Faktor und der Frequenzabweichung dieses bestimmten LFC-Bereichs oder LFC-Blocks“. Die Formel für den ACE ist in Gleichung (2) dargestellt.

$$(2) \quad ACE = \Delta P + K * \Delta f$$

Es ist klar, dass die Netzfrequenz allein nicht die Richtung des ACE und damit auch nicht die Richtung der durch aktivierte Reserven bereitgestellten Ausgleichsmengen bestimmt. Da diese Mengen zusammen mit den Kosten und Erlösen für den Ausgleich die Richtung der Zahlung bestimmen, korrelieren die Ausgleichspreise nicht mit der Bereitstellung von PRL.

PRL-bedingte Ungleichgewichte führen im Allgemeinen zu Nettoeinnahmen

In einem vorangegangenen Schritt haben wir festgestellt, dass es keine Korrelation zwischen dem Ausgleichspreis und der Systemfrequenz und somit mit dem durch die Bereitstellung von PRL geschaffenen Ungleichgewicht gibt. Nun soll ermittelt werden, ob das entstandene Ungleichgewicht

⁴ Zusätzliche Mengen aus anderen Ausgleichsmaßnahmen können in die Berechnung einbezogen werden, wenn die vertraglich vereinbarte Ausgleichskapazität nicht ausreicht.

tendenziell Kosten oder Einnahmen für einen Bilanzkreis generiert. Relevant für die Abrechnung ist die Kombination aus Ausgleichsenergiepreis p_t^{imb} und einem Ausgleichsvolumen q_t^{imb} , das in jeder Ausgleichsperiode auftritt (ISP) t , die einen Cashflow CF_t^{imb} erzeugt. Diese Zahlungsströme werden dann monatlich abgerechnet.

$$(3) \quad CF_t^{imb} = p_t^{imb} * q_t^{imb}$$

$$(4) \quad CF^{imb} = \sum_1^T CF_t^{imb}$$

Über alle Jahre hinweg gibt es eine Tendenz, dass die PRL-Bereitstellung Einkommen generiert: 54,8 % des Jahres gemäß [Anhang 1](#) für den Fall einer idealen PRL-Bereitstellung.

In Tabelle 8 sind die jährlich bereitgestellten PRL-Volumina und die Netto-Ausgleichskosten zusammen mit einem Durchschnitt über alle betrachteten Jahre dargestellt. Es lässt sich feststellen, dass der Anstieg der Ausgleichserlöse im Jahr 2021 auf einen Anstieg der Ausgleichsenergiepreise und nicht auf eine erhöhte PRL-Bereitstellung zurückzuführen ist, die über die betrachteten Jahre mit einem Durchschnitt von 484 MWh/a relativ stabil bleibt. Die Nettoausgleichserlöse pro MW angebotener PRL-Leistung belaufen sich auf durchschnittlich 2.572 EUR/a. Dies ist eine bescheidene Zahl, wenn man sie in Relation zu den Einnahmen aus der PRL-Bereitstellung setzt; im Falle der idealen Bereitstellung machen die Ausgleichserlöse im Durchschnitt 2,5 % der PRL-Einnahmen aus.

Tabelle 8: Indikatoren für den Ausgleich von Ungleichgewichten in Phase 1 (d. h. die ideale Bereitstellung der PRL). [5]

Jahr	PRL-Volumen (MWh)	Einnahmen (EUR)	Kosten (EUR)	Netto (EUR)	Netto pro MW der PRL-Leistung (EUR/MWh)
2017	513	13.703	-10.195	3.507	2.192
2018	543	14.088	-11.859	2.230	1.393
2019	461	11.510	-8953	2.556	1.598
2020	408	11.327	-7.916	3.412	2.132
2021	494	30.113	-21.240	8.872	5.545
Mittelwert	484	16.148	-12.033	4.115	2.572

Eine monatliche Aggregation der abgerechneten Einnahmen und Kosten für eine ideale PRL-Versorgung ist in [Abbildung 9](#) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Bereitstellung von PRL nur in wenigen Monaten zu Nettokosten

führt. Schwankungen in der Höhe der Einnahmen und Kosten ergeben sich aus der Höhe des bereitgestellten PRL und den sich ändernden Ausgleichsenergiepreisen für jeden Monat.

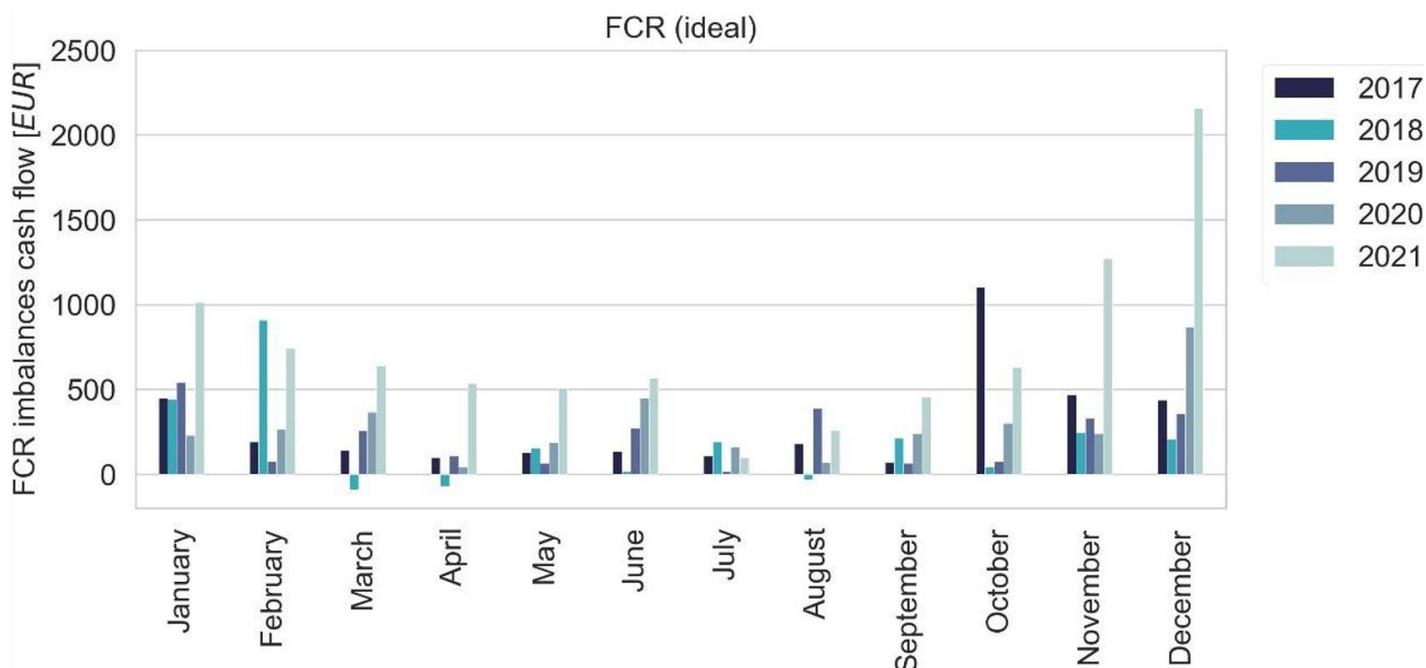


Abbildung 9: Monatliche Zahlungsströme für den Ausgleich von Ungleichgewichten in Phase 1 (d. h. ideale Bereitstellung der PRL)

⁵ ElStorM simuliert in 1-Stunden-Zeitschritten. Um jedoch realistischere Zahlen für diesen Bericht zu liefern, werden die Volumina der bereitgestellten Regelleistung mit 1-Minuten-Zeitreihen berechnet. Ebenso erfolgt die Ausgleichsenergieabrechnung in 15-Minuten-Zeitschritten, so dass die Anpassung der Mengen an die Preise ebenfalls in dieser Zeitauflösung erfolgt.

4.2. PRL mit SoC-Management

Energiebegrenzte Anlagen wie BESS benötigen eine SoC-Managementstrategie, um die Bereitstellung von Regelleistung gemäß den Anforderungen des Übertragungsnetzbetreibers zu gewährleisten. Diese Managementstrategie erfordert, dass der Betreiber Pufferzonen für die Speicherkapazität in Betracht zieht, die durch SoC-Grenzwerte abgegrenzt sind, um die Bereitstellung von PRL während der erforderlichen Mindestzeit zu gewährleisten. Außerdem gibt es Leistungsbeschränkungen, da die Nennleistung mindestens 1,25 Mal größer sein muss als die vermarktete PRL-Leistung. Damit soll der für die Verwaltung der SoC erforderlichen Leistung Rechnung getragen werden. Genauere Informationen finden sich in den Präqualifikationsanforderungen der ÜNB [11].

Tabelle 9: Parameter, die für die PRL-Bereitstellung mit einer SoC-Managementstrategie relevant sind

Parameter	Wert
Nennleistung (kW)	1.600
PRL-Leistung (kW)	1.280
Korrekturleistung (kW)	320

Tabelle 10: Indikatoren für den Ausgleich von Ungleichgewichten in Phase 2 (d.h. Bereitstellung von PRL mit einer SoC-Managementstrategie).

Jahr	PRL-Volumen (MWh)	Einnahmen (EUR)	Kosten (EUR)	Netto (EUR)	Netto pro MW der PRL-Leistung (EUR/MWh)
2017	410	10.962	-8.156	2.806	2.192
2018	435	11.270	-9.487	1.784	1.393
2019	369	9.208	-7.163	2.045	1.598
2020	326	9.062	-6.332	2.729	2.132
2021	395	34.090	-16.992	7.098	5.545
Mittelwert	387	12.918	-9.626	3.292	2.572

4.3. PRL und Peak-Shaving mit SoC-Management

Die letzte Phase nach der Betrachtung eines BESS, das nur Regelleistung mit Unterstützung einer SoC-Managementstrategie bereitstellt, ist die Einbeziehung von Zeiträumen, in denen keine PRL, sondern Lastspitzenkappung (Peak-Shaving) geleistet wird. Wie in den vorangegangenen Phasen liegt der Schwerpunkt weiterhin auf den Ausgleichsenergiemengen. Die Nichtbereitstellung von Regelleistung während der Spitzenstunden schließt die Möglichkeit aus, dass die Bereitstellung von PRL die Spitzenlast am betreffenden Messknoten erhöhen würde, was dem Ziel der Lastspitzenkappung abträglich wäre.

SoC-Management-Strategie senkt PRL-Leistung und Nettoeinkommen

Im Simulationslauf ist das BESS in der Lage, die Regelleistung kontinuierlich bereitzustellen, indem es seine SoC innerhalb der vorgegebenen Grenzen mit Hilfe der so genannten Korrekturleistung steuert. Wie bereits erwähnt, wird davon ausgegangen, dass die für die SoC-Management-Strategien verwendete Energie weder Kosten für den Ausgleich noch Einnahmen verursacht. Aus den Parametern in Tabelle 9 lässt sich jedoch bereits ableiten, dass die für die PRL eingesetzten Mengen angesichts der geringeren vermarkteten PRL-Leistung niedriger sein werden und folglich auch die Ausgleichserträge für die PRL-Bereitstellung geringer ausfallen sollten. Diese Ableitungen werden in Tabelle 10 bestätigt, wo wir ein durchschnittliches Volumen von 387 MWh/a sehen, da die angebotene Regelleistung 1.280 kW statt 1.600 kW beträgt. Aus demselben Grund sind auch die Einnahmen aus dem Ausgleichsgeschäft mit 3.292 EUR/a niedriger (gegenüber 4.115 EUR/a im vorherigen Schritt). Die Einnahmen pro MW an PRL-Leistung bleiben jedoch gleich, da PRL in beiden Fällen vollständig bereitgestellt wird.

Geringere PRL-Bereitstellung, geringeres Ausgleichsenergiepreisrisiko

Wie in Abschnitt 3.2 erwähnt, werden die beiden Dienste nicht gleichzeitig, sondern abwechselnd erbracht. Mit anderen Worten: Innerhalb von Hochlastzeitfenstern wird keine Regelleistung bereitgestellt, was zu einer geringeren Menge an PRL-Abrufen führt (durchschnittlich 251 MWh). Dies führt logischerweise zu sinkenden PRL-Einnahmen, aber auch zu einer geringeren Belastung durch Ausgleichsenergiepreise.

Wie in Tabelle 11 zu sehen ist, verringert sich sowohl die Höhe der Einnahmen und Kosten als auch die Differenz zwischen ihnen. Die Einnahmen sinken im Durchschnitt um

43 %, die Kosten dagegen nur um 36 %. Dies führt zu einer Verringerung der Nettoeinnahmen aus der Bereitstellung von Regelleistung.

Tabelle 11: Indikatoren für den Ausgleich von Ungleichgewichten in Phase 3 (d.h. PRL- Bereitstellung und Peak Shaving mit einer SoC-Management-Strategie).

Jahr	PRL-Volumen (MWh)	Einnahmen (EUR)	Kosten (EUR)	Netto (EUR)	Netto pro MW der PRL-Leistung (EUR/MWh)
2017	276	6.217	-5.299	918	717
2018	285	6.861	-6.451	410	320
2019	238	5.585	-4.831	754	589
2020	229	5.473	-4.340	1.133	886
2021	227	12.703	-9.455	3.248	2.537
Mittelwert	251	7.368	-6.075	1.293	1.010

Steigende Ausgleichskosten führen nicht zu Nettokosten

In Abbildung 10 ist zu erkennen, dass es im Vergleich zu früheren Phasen mehr Monate gibt, in denen Nettokosten zu verzeichnen sind. Dies ist höchstwahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass die Bereitstellung außerhalb der

Hochlastzeiten häufiger zu Kosten als zu Einnahmen führt. Wie in Abschnitt 3.2.2 erwähnt, variieren diese Hochlastzeitfenster je nach Jahreszeit und Jahr, was die unterschiedlichen Ergebnisse in Abbildung 10 in diesen Zeiträumen erklären würde.

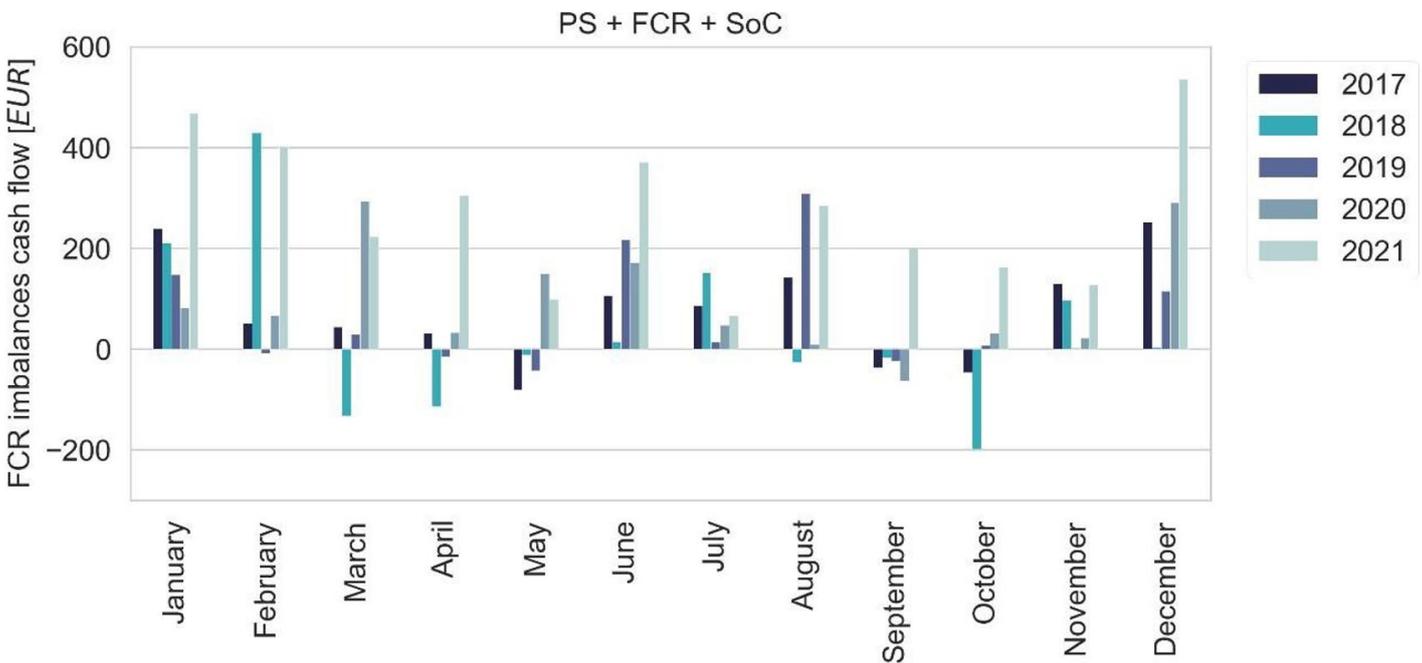


Abbildung 10: Monatliche Zahlungsströme aufgrund des Ausgleichs von Ungleichgewichten in Phase 3 (d.h. Bereitstellung von PRL + SoC-Management + Peak Shaving).

Um diese Einschätzung zu untermauern, wird in **Abbildung 11** der durchschnittliche Ausgleichspreis pro Stunde und Tag des Jahres dargestellt. Es ist zu beobachten, dass im Durchschnitt während der morgendlichen und abendlichen Rampenstunden Einnahmen zu erwarten sind, da wir ein Muster erkennen können, das diesen über verschiedene Jahreszeiten hinweg folgt. Andererseits sind vor allem während der Nachtstunden im Durchschnitt Kosten zu erwarten.

Daraus folgt, dass sich die Auswirkungen der Einbeziehung von Hochlastzeiten je nach ihrer Lage verändern. Ein Vergleich der genutzten Hochlastzeitfenster (**Tabelle 7**) zeigt, dass dies tatsächlich der Fall ist. Daher steigen die Kosten aus der Ausgleichsenergieabrechnung für die Bereitstellung von Regelleistung. Der Anstieg ist jedoch nicht groß genug, um Nettokosten zu verursachen.

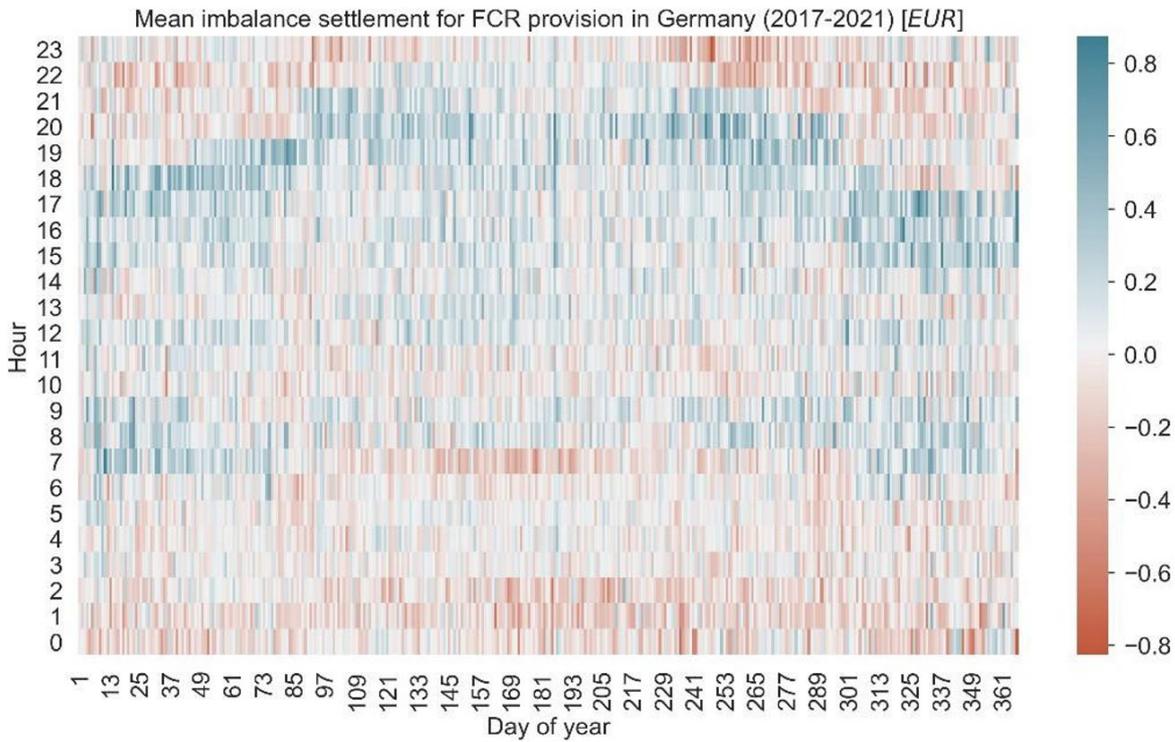


Abbildung 11: Mittlere Ausgleichsleistung pro Stunde und Tag des Jahres für die PRL-Bereitstellung in Deutschland von 2017–2021

5. Schlussfolgerung

Der in dieser Studie gewählte sequenzielle Analyseansatz erlaubt Rückschlüsse auf die Auswirkungen einer SoC-Management-Strategie und der alternierenden Bereitstellung von Peak Shaving auf die PRL-Bereitstellungsmengen und die entsprechenden Kosten. Die Einbeziehung einer SoC-Management-Strategie begrenzt die angebotene PRL-Leistung, was folglich die bereitgestellten PRL-Mengen im Vergleich zur idealen PRL-Bereitstellung in Phase 1 senkt. In Phase 3 führt die Einbeziehung von Hochlastzeitfenstern, in denen keine Regelleistung angeboten wird, zu einer weiteren Reduzierung der bereitgestellten PRL-Mengen (Abbildung 13). Die zur Verfügung stehende PRL-Menge ist von Bedeutung, da eine **geringere PRL-Bereitstellung auch weniger Einnahmen durch Ausgleichszahlungen bedeutet**. Die Tageszeit, in der PRL bereitgestellt wird, ist ebenfalls von Bedeutung, da es Tendenzen für **Zeiträume gibt, in denen ein Ertrag aus der Ausgleichszahlung wahrscheinlicher ist** (Abbildung 12).

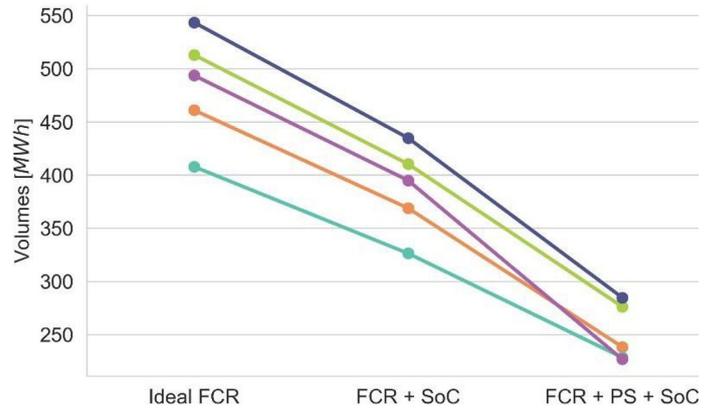


Abbildung 12: Auswirkung zusätzlicher Dienste auf das jährliche PRL-Volumen

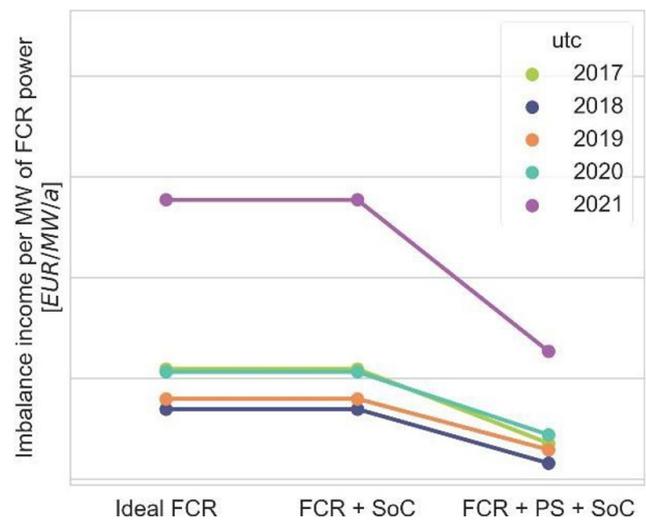
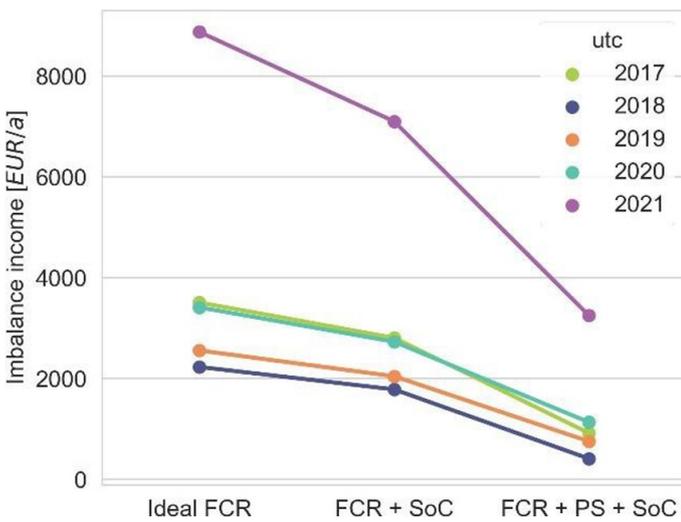


Abbildung 13: Vergleich der Ausgleichserträge (links) und der Ausgleichserträge pro MW vermarkteter PRL-Leistung (rechts) für die drei betrachteten Phasen.

In den vorangegangenen Abschnitten haben wir auch festgestellt, dass die Bereitstellung von PRL in allen Phasen zu Netto-Einnahmen bei den Ausgleichszahlungen führt (Abbildung 14). Der Rückgang der Einnahmen hängt in allen Fällen mit den geringeren PRL-Mengen zusammen, die bereitgestellt werden. Die höheren Einnahmen im Jahr 2021 hängen mit dem allgemeinen Anstieg der Stromspotmarktpreise zusammen, der sich auf den Ausgleichsenergiepreis auswirkt (siehe [Abbildung 4](#)). Bei der Betrachtung der Ausgleichserlöse pro MW Regelleistung zeigt sich, dass die tatsächliche Auswirkung auf die Ausgleichserlöse durch die reduzierte PRL-Bereitstellung gegeben ist, die sich auf Produkte außerhalb der Hochlastzeitfenster zur Spitzenlastreduzierung beschränkt. **Die Auswirkung der Einbezie-**

hung von Hochlastzeitfenstern ändert sich je nachdem, wo diese platziert werden. Diese Fenster befinden sich in den Stunden, in denen die PRL-Bereitstellung am häufigsten Einnahmen generiert. Daher steigen die Kosten aus der Ausgleichsenergieabrechnung für die PRL-Bereitstellung, jedoch **nicht so stark, dass Nettokosten entstehen.**

Es kann geschlussfolgert werden, dass die Bereitstellung von PRL an sich unter den in dieser Studie betrachteten Bedingungen keine negativen Auswirkungen auf die Bilanz eines Bilanzkreises hat. Im Gegenteil, sie führt im Allgemeinen zu einem bescheidenen Einkommen, das zwischen 0,9 % und 4,12 % der PRL-Vergütung liegt – je nach Fall und Jahr (Abbildung 14).

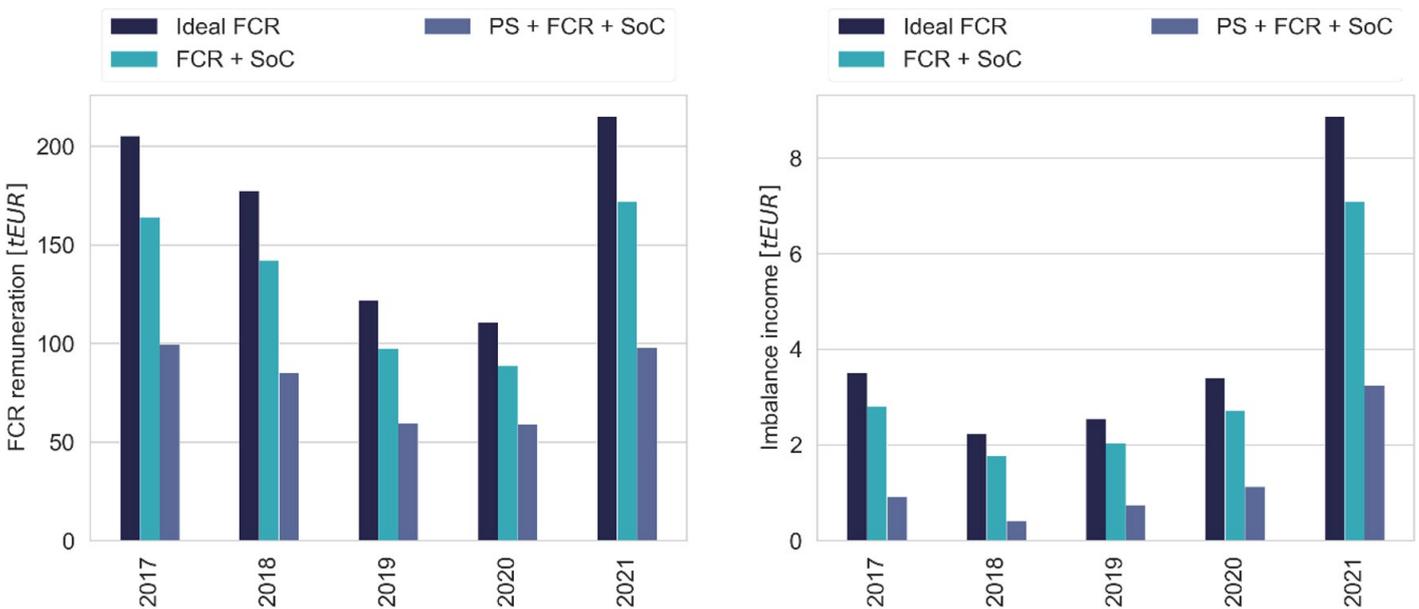


Abbildung 14: Jährliche PRL-Vergütung (links) und durch die PRL-Bereitstellung verursachte Einnahmen bei den Ausgleichszahlungen (rechts) für die drei betrachteten Phasen.

Quellennachweis

- [1] „Stromnetz Hamburg“, Stromnetz Hamburg.
<https://www.stromnetz-hamburg.de/> (Zugriff am 02.11.2022).
- [2] „Stromnetz Hamburg: Unsere Netzentgelte“, Stromnetz Hamburg. <https://www.stromnetz-hamburg.de/fuer-partner/stromlieferanten/netzentgelte> (Zugriff am 02. Nov. 2022).
- [3] EPEX SPOT, „Trading Products | EPEX SPOT,“ Apr. 04, 2021. <https://www.epexspot.com/en/tradingproducts#day-ahead-trading> (Zugriff am 04. Mai 2021).
- [4] Regelleistung.net, „Datacenter FCR/aFRR/mFRR,“ Apr. 06, 2021. <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tenders/> (Zugriff am 04. Mai 2021).
- [5] ENTSO-E, „ENTSO-E-Transparenzplattform“, 2022. <https://transparency.entsoe.eu/> (Zugriff am 12. Juni 2020).
- [6] L. R. Gorjão, B. Schäfer und G. Hassan, „Open Access Power-Grid Frequency Database,“ Jun. 2020, doi: 10.17605/OSF.IO/M43TG.
- [7] TransnetBW, „Kontrolle Reserve Bedarf + Aktivierung“. <https://www.transnetbw.com/en/energy-market/ancillary-services/control-reserve-demand-activation> (Zugriff am 13. Mai 2022).
- [8] R. Hollinger, A. M. Cortés, T. Erge, and B. Engel, „Analysis of the minimum activation period of batteries in frequency containment reserve,“ in 2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM), Jun. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/EEM.2017.7981904.
- [9] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, C. Wittwer, and B. Engel, „Optimal Provision of Primary Frequency Control with Battery Systems by Exploiting All Degrees of Freedom within Regulation,“ Energy Procedia, vol. 99, pp. 204-214, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.10.111.
- [10] Deutsche ÜNB, „Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichspreises (reBAP)“. <https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP-MODELL-210801> (Zugriff am 10. Mai 2022.)
- [11] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelreserven,“ 2022. <https://www.regelleistung.net/ext/static/prequalification> (Zugriff am 29. November, 2022).

Impressum

Herausgeber:

EDF Renewables Storage Deutschland GmbH
Rebekka Schuster
Friedrichstr. 94
10117 Berlin

+49 172 1300 209
presse@edf-re.de
edf-re.de

In Kooperation mit:

EIfER – Europäisches Institut für Energieforschung
EDF-KIT EWIV
Emmy-Noether-Strasse 11
D-76131 Karlsruhe

+49 721 6105 1330
<https://www.eifer.kit.edu/>

Layout und Satz:

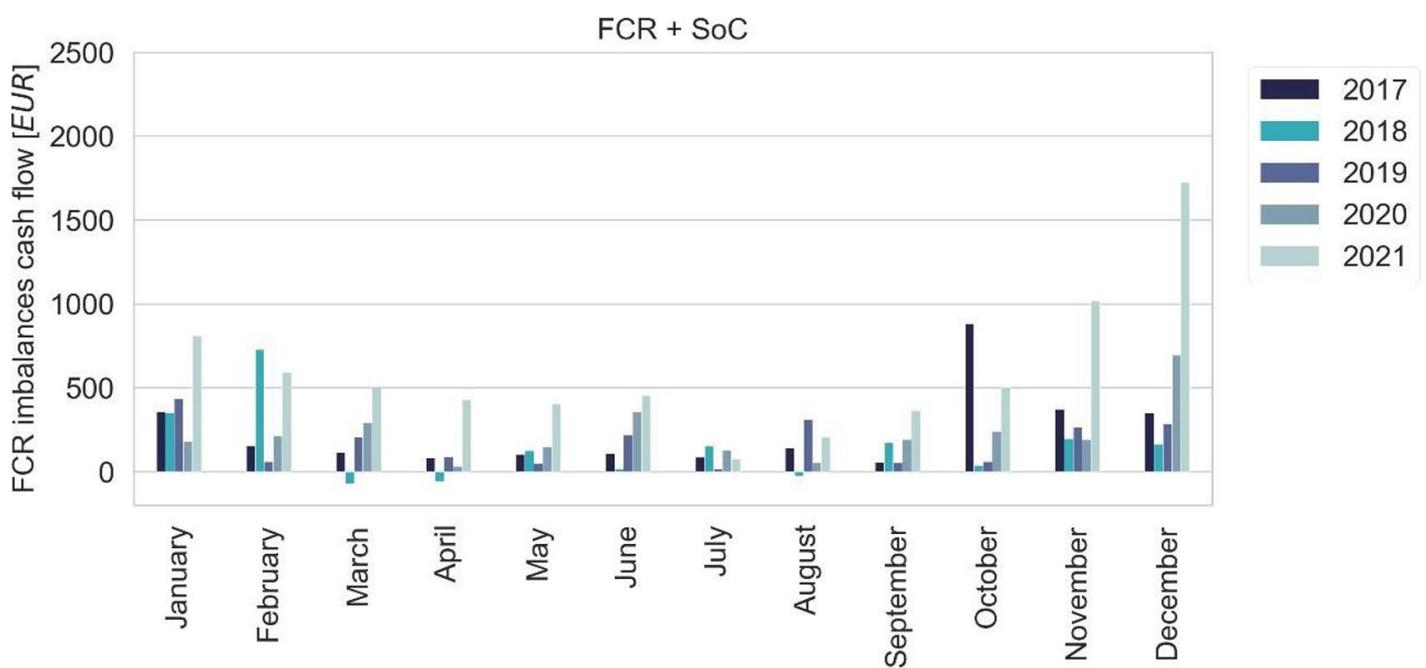
aliado-online.de

Anhang A: Abbildungen und Tabellen

Anhang 1: Anteile des Jahres, für die die PRL-Bereitstellung Kosten oder Einnahmen verursacht.

Jahr	Einnahmen (% des Jahres)	Kosten (% des Jahres)
2017	57	43
2018	52	48
2019	56	44
2020	58	43
2021	51	49
Mittelwert	54,8	45,4

Anhang 2: Monatliche Zahlungsströme in Phase 2 (d. h. Bereitstellung von PRL mit einer SoC-Managementstrategie).



Anhang 3: Höchstwerte für die Bereitstellung negativer und positiver PRL

Phase	Max. negative PRL (kW)	Max. positive PRL (kW)
Ideale PRL	1.339	1.405
PRL + SoC	1.071	1.124
PS + PRL + SoC	1.071	1.049

Anhang 4: Vergleich der Berechnung des Energievolumens mit 1-Stunden- und 1-Minuten-Auflösung

Jahr	PRL + SoC (MWh)		PS + PRL + SoC (MWh)	
	1-h-Auflösung	1-min-Auflösung	1-h-Auflösung	1-min-Auflösung
2017	207	410	127	276
2018	239	435	144	285
2019	195	369	116	238
2020	167	326	107	229
2021	196	395	101	227
Mittelwert	201	387	119	251

Anhang 5: Berechnung der Ausgleichsenergiekosten und -einnahmen mit 1-Stunden-Auflösung für den Fall PRL + SoC

Jahr	Einnahmen (EUR)	Kosten (EUR)	Differenz (EUR)
2017	5.269	-3.861	1.408
2018	6.341	-4.944	1.397
2019	5.405	-3.600	1.805
2020	5.111	-2.929	2.182
2021	13.838	-8.419	5.419
Mittelwert	7.193	4.751	2.442

Anhang 6: Monatlicher Nebenverbrauch für das 1.600 MWh BESS. Quelle: EDF Renewables

Monat	Nebenverbrauch (MWh)	Nebenverbrauch (%)
Januar	2,10	0,13
Februar	2,00	0,13
März	2,10	0,13
April	2,00	0,13
Mai	2,10	0,13
Juni	2,20	0,14
Juli	2,40	0,15
August	5,50	0,34
September	2,70	0,17
Oktober	2,10	0,13
November	1,70	0,11
Dezember	2,40	0,15
Mittelwert	2,44	0,15

Anhang B: Zusätzliche Überlegungen

Die folgenden Ergebnisse beziehen sich auf eine 1-h-Auflösung, wie sie sich aus den Simulationsergebnissen von ElStorM ergibt. Weitere Informationen sind in [Abschnitt 4.3](#) zu finden.

Überlegungen zum Wirkungsgrad

Die Annahme eines deutlich ineffizienteren BESS (20 % Roundtrip-Wirkungsgrad statt 80 %) wirkt sich natürlich auf alle Ströme aus, die die Anlage durchlaufen. Die Betriebsstrategie sieht vor, dass trotz der veränderten Effizienz die Regenergie wie erforderlich bereitgestellt wird. Wenn wir die PRL-Bereitstellungsströme als gleichwertig mit den für den Ausgleich des Ungleichgewichts relevanten Strömen betrachten, ergeben sich die folgenden Konsequenzen:

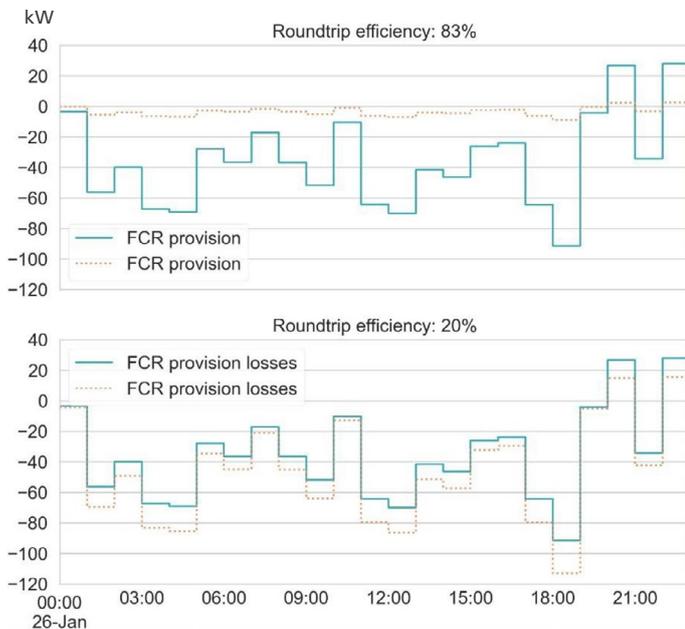
- Wenn sich das BESS auflädt, bleibt die Ausgleichenergie gleich, aber die tatsächliche Veränderung des SoC ist aufgrund der Verluste deutlich geringer.
- Wenn sich das BESS entlädt, bleibt die Ausgleichenergie ebenfalls gleich, aber die tatsächliche Veränderung des SoC ist aufgrund der Verluste wesentlich höher.

Bei einem so niedrigen Wirkungsgrad würde sich die Batterie schneller entladen, so dass der durchschnittliche SoC-Wert über den gesamten Simulationszeitraum sinken würde und häufiger SoC-Management-Maßnahmen erforderlich wären, mit einer höheren Tendenz zu SoC-Lade-maßnahmen. Diese SoC-Management-Maßnahmen in der „Range“-Strategie basieren auf einer geforderten endgültigen Leistungsabgabe und nicht auf einer gewünschten Änderung der SoC, so dass die Folgen gleich sind wie im vorherigen Fall:

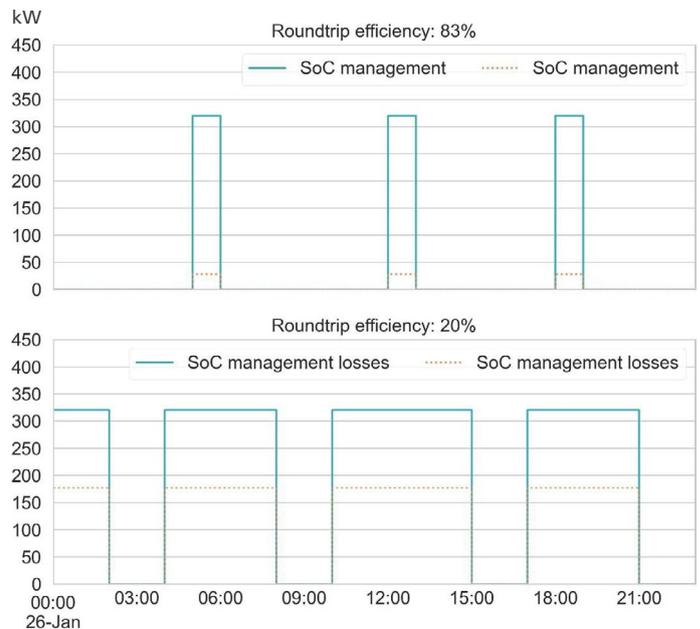
- Wenn das BESS geladen wird, ist die SoC-Änderung aufgrund der Verluste deutlich geringer.
- Wenn sich das BESS entlädt, ist die SoC-Änderung aufgrund der Verluste deutlich höher.

Die Folge sind größere Mengen für das SoC-Management und auch höhere Flüsse in und aus dem angenommenen Bilanzkreis. Wie bereits erwähnt, werden jedoch in dieser Studie die aus dem SoC-Management resultierenden Ausgleichsmengen ignoriert. Mit anderen Worten: Es wird angenommen, dass das SoC-Management keine Ausgleichsmengen erzeugt, da es „perfekt prognostiziert/geplant“ ist.

Anhang 7: Auswirkung auf die PRL-Bereitstellungsströme bei einer Änderung der Wirkungsgradeinstellungen von 83 % auf 20 % für ein BESS, das PRL bereitstellt.



Anhang 8: Auswirkungen auf die SoC-Managementströme bei einer Änderung der Einstellungen für den Wirkungsgrad von 83 % auf 20 % für ein BESS mit PRL.



Dies wirkt sich natürlich deutlich negativ auf die Anzahl der Zyklen aus. Mit einem niedrigeren Wirkungsgrad erreicht das BESS nach 5 Jahren fast 1.370 äquivalente Vollzyklen (Equivalent Full Cycles - EFC), während im Basisfall etwas mehr als 1.161 EFC erreicht werden.

Insgesamt sehen wir ein geringeres Gesamtvolumen für die PRL-Bereitstellung bei geringerer Effizienz. Dies liegt daran, dass in Fällen, in denen über einen längeren Zeitraum eine positive PRL-Bereitstellung (BESS-Entladung) erfolgt, das BESS schneller entladen wird und SoC-Management benötigt. Diese SoC-Management-Ladung ist wiederum weniger effizient und führt zu einem geringen SoC-Anstieg, der nicht immer ausreicht, um die nächste Periode der PRL-Bereitstellung zu decken, was zu einem geringeren PRL-Bereitstellungsvolumen führt.

Änderungen der Annahmen für den Nebenverbrauch

Wie wir beobachten können, wirkt sich die Änderung des Nebenverbrauchs nicht wesentlich auf die Ergebnisse für die Fälle in Phase 2 und 3 aus (siehe unten). Am wichtigsten ist, dass die SoC-Management-Strategie in der Lage ist, diese Änderung zu bewältigen und weiterhin die erforderlichen PRL-Mengen zu liefern. Es wird eine erwartete geringfügige Änderung des SoC-Managementvolumens und der EFC beobachtet.

Anhang 9: Auswirkungen auf ausgewählte Variablen bei Änderung der Annahmen für den Nebenverbrauch in Phase 2.

Variable	PRL + SoC + Nebenverbrauch = 2 %	PRL + SoC + Nebenverbrauch = 15 %
PRL-Bereitstellung (MWh)	1.004	1.004
SoC-Management (MWh)	507	514
EFC	940	945

Anhang 10: Auswirkungen auf ausgewählte Variablen bei Änderung der Annahmen für den Nebenverbrauch in Phase 3.

Variable	PRL + SoC + Nebenverbrauch = 2 %	PRL + SoC + Nebenverbrauch = 15 %
PRL-Bereitstellung (MWh)	594	594
SoC-Management (MWh)	2.307	2.312
EFC	1.821	1.821