

# B E T

Energie. Weiter denken



## **Kurzstudie**

### **Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber- Vorgaben**

Aachen, 19.11.2025

**BET in Zusammenarbeit mit IAEW für green flexibility**

# B E T

## **Auswirkungen von Betriebseinschränkungen für Batteriegroßspeicher durch Netzbetreiber-Vorgaben**

Eine Kurzstudie im Auftrag von **green flexibility**



### **Autorinnen und Autoren BET**

**B E T**

Dr. Lukas Löhr  
Tamara Preuß  
Dr. Andreas Nolde

### **Autorinnen und Autoren IAEW**



Univ.-Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig  
Paul Maximilian Röhrig  
Steffen Kortmann

---

## Inhaltsverzeichnis

---

<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Hintergründe</b> .....	<b>5</b>
2.1	Vermarktung von Großbatteriespeichern .....	5
2.2	Anforderungen von Netzbetreibern .....	6
<b>3</b>	<b>Ursachen für und Auswirkungen von Betriebseinschränkungen</b> .....	<b>8</b>
3.1	Wirkleistungsbeschränkungen .....	9
3.2	Vorzeitige Festlegung des Wholesale-Fahrplans .....	13
3.3	Begrenzung der Wirkleistungsgradienten .....	15
3.4	Limitierung vermarktbarer Regelleistung .....	18
<b>4</b>	<b>Interviews mit Verteilnetzbetreibern</b> .....	<b>19</b>
<b>5</b>	<b>Quantitative Untersuchungen</b> .....	<b>21</b>
5.1	Methodisches Vorgehen .....	21
5.2	Netzseitige Auswirkungen ohne Betriebseinschränkungen .....	22
5.3	Netzseitige Auswirkungen von Betriebseinschränkungen .....	25
5.4	Rückwirkungen von Betriebseinschränkungen auf die BESS-Vermarktung .....	27
5.5	Fazit der quantitativen Untersuchungen .....	29
<b>6</b>	<b>Fazit und Handlungsempfehlungen</b> .....	<b>30</b>
<b>7</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>34</b>
<b>8</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>34</b>

## 1 Einleitung

---

Der aktuelle „Batterie-Tsunami“ mit einer enormen Anzahl an Netzanschlussanfragen für Großbatteriespeicher stellt die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen. Neben der Frage um die Zuweisung knapper Netzanschlusskapazitäten wird insbesondere die Frage der heutigen und zukünftigen Rückwirkungen von Batteriespeichern auf das Netz diskutiert, da systemisch ausgewertete Erfahrungswerte bislang fehlen. Getrieben wird der starke Ausbau von Großbatteriespeicher durch eine starke Kostendegression der Batteriemodule, welche insbesondere auf Lerneffekte, Überkapazitäten in China sowie eine stagnierende Nachfrage im Bereich der Elektromobilität zurückzuführen ist. Gemeinsam mit attraktiven Marktbedingungen bedingt durch den bestehenden und zunehmenden Flexibilitätsmangel auf den Spot- und Regelleistungsmärkten ergibt sich auch ohne staatliche Subventionen ein wirtschaftlicher Business-Case für Speicherbetreiber. Während der Einsatz von Batteriespeichern sich an den teilweise sekundlich schwankenden Bedarfen und Marktpreisen an den Regelenenergie- und Intraday-Märkten zum Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch orientiert, können sie das Netz lokal zwar meist entlasten, in bestimmten – im Worst Case sogar auslegungsrelevanten – Situationen aber auch zusätzlich belasten.

Verschiedene Netzbetreiber forcieren zur besseren Steuerung der Netzurückwirkungen die Vorgabe von Betriebseinschränkungen für Großbatteriespeicher. Diese werden im Rahmen von flexiblen Netzanschlussverträgen (FCA) umgesetzt, die eine netzneutrale oder gar netzdienliche Betriebsweise sicherstellen sollen und in Zeiten knapper Netzkapazitäten deren effizientere Nutzung ermöglichen. Dazu geben Netzbetreiber beispielsweise statische oder dynamische Begrenzungen der Einspeise- bzw. Bezugsleistungen vor oder machen Vorgaben hinsichtlich der maximalen Wirkleistungsgradienten, die über die Anforderungen in den derzeit noch geltenden technischen Anschlussregeln (TAR) hinaus gehen. Weitere in der Praxis umgesetzte Betriebseinschränkungen sind die Beschränkung der vermarktbareren Regelleistung sowie die Fahrplanfestlegung vor Marktschluss des Intraday-Markts. Da einheitliche Standards für flexible Netzanschlussvereinbarungen bislang fehlen, besitzen die Netzbetreiber Freiraum bei der Ausgestaltung der Betriebseinschränkungen. Diese beeinflussen wiederum die Vermarktungsmöglichkeiten der Speicherbetreiber und deren Vermarkter. Es resultieren Erlöseinbußen, die den Business-Case von Batteriespeichern im schlimmsten Fall unwirtschaftlich machen und den Speicherausbau erheblich bremsen können. Dabei sind die Nutzung des Flexibilitätspotenzials der Speicher für die Integration erneuerbarer Energien sowie die Erbringung weiterer Systemdienstleistungen, welche in der Vergangenheit vor allem durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt wurden, zwingend notwendig für das Gelingen der Energiewende.

Ziel dieser Kurzstudie ist es, einen Beitrag zur aktuellen Diskussion rund um flexible Netzanschlussvereinbarungen und den Betriebseinschränkungen von Speichern zu leisten, indem die Anforderungen und Sorgen der Verteilnetzbetreiber auf der einen und die der Batteriebetreiber und Vermarkter auf der anderen Seite gegenübergestellt werden. Grundlage dafür bilden Interviews mit Verteilnetzbetreibern sowie Austausch mit green flexibility und Vermarktern. Auf diese Weise soll ein faktenbasierter Dialog zwischen beiden Rollen unterstützt werden. Im Rahmen einer Case-Study werden die Auswirkungen von Betriebseinschränkungen auf den Netzbetrieb und die Vermarktung von Speichern analysiert, indem verschiedene, durch einen Batteriespeichervermarkter optimierte Einsatzzeitreihen auf einen realen Verteilnetzlastgang projiziert werden.

## 2 Hintergründe

### 2.1 Vermarktung von Großbatteriespeichern

Großbatteriespeicher gelten als das „Schweizer Taschenmesser“ der Energiewende und können als solches flexibel in unterschiedlichen kurzfristigen Strommärkten in Deutschland eingesetzt werden.

Auf den Großhandelsmärkten wie dem Day-Ahead-Markt sowie den Intraday-Märkten erfolgt die Vermarktung auf Basis von deutschlandweiten Preissignalen in der einheitlichen deutschen Gebotszone. Hier werden zum einen Gewinne durch zeitliche Arbitrage erzielt, also dem Kaufen von Strom zu günstigen Zeiten und Verkaufen in Zeiten hoher Strompreise. Zum anderen kann Arbitrage zwischen den Marktstufen Day-Ahead, den Intraday-Auktionen sowie innerhalb des kontinuierlichen Intraday-Marktes realisiert werden. Im letzteren Markt kann bei geeigneten Handelsalgorithmen in einem virtuellen Hochfrequenzhandel der Speicher um ein Vielfaches seiner installierten Leistung vermarktet werden, in dem eingegangene Positionen durch Rückkäufe und Rückverkäufe zu verbesserten Konditionen wieder aufgelöst werden, ohne den Speicher dabei physikalisch auszulasten.

Neben dem Einsatz auf den kurzfristigen Großhandelsmärkten kann auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Regelenergie erfolgen. Die ersten Großbatteriespeicher mit geringer Kapazität waren vor allem auf dem Primärregelleistungsmarkt (FCR) aktiv, auf dem in 4h-Produkten die symmetrische Vorhaltung von Regelleistung vergütet wird. Für modernere 2h-Systeme wird vermehrt auch der größere Sekundärregelleistungsmarkt (aFRR) attraktiv, der neben getrennten Märkten für positive und negative Regelleistungsvorhaltung auch über separate Regelenergiemärkte verfügt.

Die Vermarktung vieler Speicher erfolgt heute „Cross-Market“, das bedeutet, der Einsatz des Speichers erfolgt situativ optimiert auf den unterschiedlichen Strommärkten und deren jeweiligen Preissignalen. Durch die Kombination der Erlösquellen wird die Flexibilität der Speicher optimal genutzt und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher gesteigert. Beispielsweise kann ein Speicher kurzfristig am Regelenergiemarkt zur Frequenzstabilisierung teilnehmen und zeitgleich bzw. in anderen Zeitfenstern Arbitragegeschäfte im Spotmarkt durchführen.

Markt	Produktlänge	Gate Closure	Reaktionszeit
Day-Ahead-Auktionen	Viertelstündliche Produkte	D-1 12:00 Uhr	
Intraday-Auktionen	Viertelstündliche Produkte	D-1 15:00 Uhr D-1 22:00 Uhr D 10:00 Uhr	Rampen zum Viertelstundenwechsel, beschränkt durch technische Anschlussregeln (40 % $P_{inst}/min$ )
Kontinuierlicher Intraday-Markt	Viertelstündliche Produkte	T-5 min	
Primärregelleistung (PRL/FCR)	4h Produkte Vorhaltung	D-1 8:00 Uhr	Vollabruf der vermarkteten Regelleistungen in mindestens 30 sec.
Sekundärregelleistung (SLR/aFRR)	4h Produkte Vorhaltung, Viertelstündliche Produkte Energie	D-1 9:00 Uhr (Vorhaltung) T-25 min (Energie)	Vollabruf der vermarkteten Regelleistungen in mindestens 5 min.

Abbildung 1: Übersicht Wholesale- und Regelmärkte

Zukünftig können für Großbatteriespeicher auch neue Systemdienstleistungsmärkte an Relevanz gewinnen. So erfolgt aktuell die Einführung von Märkten für Momentanreserve, Blindleistung oder

# B E T

Schwarzstartfähigkeit. Zudem können Großbatteriespeicher auf einem technologieoffenen Kapazitätsmarkt unter Berücksichtigung eines De-Ratings ihrer installierten Leistung teilnehmen.

Neben Stand-Alone Anwendungen werden Batteriespeicher auch in Kombination mit anderen Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen für die Portfolio-Optimierung genutzt, z. B. Eigenverbrauchsoptimierung, EE-Vermarktung, Spitzenkappung oder Ausgleichsenergieminimierung.

## 2.2 Anforderungen von Netzbetreibern

Netzbetreiber sind gemäß Energiewirtschaftsgesetz u. a. für einen sicheren Betrieb sowie bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Stromnetzes verantwortlich, um Treibhausgasneutralität zu ermöglichen. Für diese Aufgaben ergeben sich für den Netzbetreiber verschiedene Anforderungen an sein Handeln.

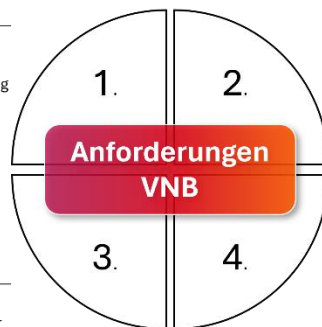
Abbildung 2 zeigt die zum Verständnis der folgenden Ausführungen relevanten Anforderungen und Rahmenbedingungen für den Verteilnetzbetrieb gegliedert in vier Kategorien:

### Netzplanung

- Annahme Worst-Case in Netzplanung, d. h. grundsätzliches Ansetzen der maximalen Einspeise- und Bezugsleistungen und entsprechende Netzdimensionierung

### Verbraucherfreundlichkeit

- Vermeidung hoher Bezugsleistungsspitzen zum vorgelagerten Netz zwecks Vermeidung einer Erhöhung der eigenen Kundennetzentgelte (Kostenwälzung)
- Effiziente Nutzung von Netzkapazitäten zur Reduzierung von Netzausbauinvestitionen/Netzentgelten



### Netzbetrieb & Netzführung

- Vermeidung thermischer Überlastungen hervorgerufen durch Stromflüsse oberhalb der zulässigen Dauerstrombelastbarkeit
- Blindleistungsmanagement

### Prozesse

- Einhaltung der zeitlichen Abläufe im Redispatch-Prozess

Abbildung 2: Anforderungen Verteilnetzbetreiber

- **Netzplanung:** Der Verteilnetzbetreiber hat netzplanerisch grundsätzlich den Worst Case anzunehmen, d. h. für den Anschluss eines Batteriespeichers (im uneingeschränkten Betrieb) sind jederzeit die maximale Einspeise- und maximale Bezugsleistung anzulegen und das Netz entsprechend zu dimensionieren. Dabei spielt es keine Rolle, wie oft bzw. zu welchen Zeitpunkten diese Leistungen tatsächlich abgerufen werden.
- **Netzbetrieb/Netzführung:** Thermische Überlastungen von Betriebsmitteln, bspw. in Leitungen oder Transformatoren hervorgerufen durch hohe Last- und Einspeisespitzen sowie Lastumkehr, führen ohne Engpassmanagement zur Schutzabschaltung des betroffenen Betriebsmittels. Gegebenenfalls betrieblich zulässige leichte und zeitlich begrenzte Überlastungen beschleunigen den Alterungsprozess und sind daher ebenfalls durch ein Engpassmanagement zu vermeiden. Durch die gezielte Bereitstellung bzw. Koordinierung von Blindleistung stellt der Verteilnetzbetreiber die Spannungshaltung sicher und vermeidet Blindleistungsflüsse.
- **Verbraucherfreundlichkeit:** Die jährlichen Bezugsleistungsspitzen zum vorgelagerten Netz sind wesentlicher Bestandteil der Netzentgelte, die der Verteilnetzbetreiber an seinen vorgelagerten Netzbetreiber zahlen muss. Gemäß dem Kostenwälzungsmechanismus verteilt der

# B E T

Verteilnetzbetreiber diese Kosten auf „seine“ Netznutzer. Die Vermeidung von hohen Lastspitzen zum vorgelagerten Netz (unterhalb seiner Anschlusskapazitätsgrenze) sind daher im Interesse des Netzbetreibers. Die effiziente Ausnutzung von Netzkapazitäten zur Vermeidung unnötiger Netzausbauinvestitionen sowie die Vermeidung von Redispatchmaßnahmen und entsprechenden Vergütungszahlungen verfolgen das gleiche übergeordnete Ziel.

- **Prozesse:** Gleichzeitig sind Netzbetreiber an zeitliche Abläufe und Simulationszeiten vorgegebener Prozesse gebunden. Der Engpassmanagementprozess mit vielen aufwändigen Redispatchsimulationen erfolgt rollierend über mehrere Tage und Stunden bis kurz vor Echtzeit.

Für einen sicheren und kostengünstigen Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems sind die drei übergeordneten Zielgrößen der Netzdienlichkeit, Systemdienlichkeit und Marktdienlichkeit zu verfolgen:

- **Netzdienlichkeit** sichert die lokale und regionale Leistungsfähigkeit der Netze und verhindert Engpässe.
- **Systemdienlichkeit** gewährleistet die unmittelbare Betriebs- und Versorgungssicherheit des gesamten Verbundsystems, insbesondere nach Störungen.
- **Marktdienlichkeit** unterstützt eine effiziente Preisbildung und einen funktionierenden Wettbewerb, wodurch Investitionsanreize und wirtschaftliche Versorgungssicherheit gestärkt werden.

Erst im Zusammenspiel dieser drei Dimensionen können die technische Netzstabilität, die Systemresilienz und die ökonomische Tragfähigkeit des Energiesystems langfristig gewährleistet werden. Abbildung 3 stellt sowohl die Ziele als auch Faktoren für die Zielerreichung der drei Wirkungsdimensionen dar. Die Systemverantwortung, d. h. die Zuständigkeit zur Sicherstellung der Systemdienlichkeit, obliegt dabei vor allem den Übertragungsnetzbetreibern, wenngleich diese auch wesentlich für die Verteilnetze ist.

	<b>Netzdienlichkeit</b> (Regionales Netz)	<b>Systemdienlichkeit</b> (Gesamtverbund)	<b>Marktdienlichkeit</b> (Börse, Plattformen)
<b>Ziel</b>	Engpässe verhindern, Netz entlasten  Zuständig: VNB & ÜNB	Frequenz-, Spannung- und Betriebssicherheit erhalten  Zuständig: v. a. ÜNB	Preiseffizienz & Wettbewerb  Zuständig: Märkte
<b>Zielerreichung durch</b>	Engpassmanagement (Wirkleistung)	Frequenzstabilität/ Momentanreserve	Wholesales-Märkte
	Blindleistungsmanagement	Regelleistung	Regelleistungsmärkte
		Schwarzstartfähigkeit (Versorgungswiederaufbau)	Zukünftige Märkte (Blindleistung, Momentanreserve, Schwarzstartfähigkeit)
	Transiente Stabilität		
	■ Zukünftig auch marktlich organisiert		

Abbildung 3: Übersicht Netz-, System- und Marktdienlichkeit

## 3 Ursachen für und Auswirkungen von Betriebseinschränkungen

---

Der absehbar starke Zubau von Großbatteriespeichern stellt Netzbetreiber nicht nur bei der Bearbeitung und Vergabe von Netzanschlusskapazitäten vor erhebliche Herausforderungen. Auch im zukünftigen Netz- und Systembetrieb führt die zunehmende Zahl großer Speicheranlagen zu einer deutlich veränderten Situation und zu neuen technischen Anforderungen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die heute ans Netz angeschlossenen Speicher voraussichtlich über viele Jahre hinweg gemeinsam mit einer wachsenden Anzahl weiterer Großspeicher (in der Größenordnung mehrerer GW) im Netz betrieben und auf dieses wirken werden.

Die aktuellen technischen Anschlussregeln (TAR) der Netzbetreiber sind jedoch historisch gewachsen und nicht für ein System mit großen Mengen Großbatteriespeicher ausgelegt, da diese Entwicklung lange Zeit nicht absehbar war. Vor diesem Hintergrund erfolgt derzeit eine Überarbeitung der Technischen Anschlussregeln, deren Inkrafttreten für das Jahr 2026 geplant ist. Bereits im Dezember 2024 haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Anforderungspapier „Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz“<sup>1</sup> erstellt, das die aktuell gültige VDE-AR-N-4130 für das Übertragungsnetz für die Übergangszeit bis zur Überarbeitung ergänzt. In diesem Papier definieren die ÜNB zusätzliche Anforderungen an Batteriespeicher, die auf der einen Seite durch Betriebseinschränkungen wie Leistungsgradienten oder Stabilitätseigenschaften eine Gefährdung der Netz- und Systemstabilität vermeiden sollen, auf der anderen Seite aber auch durch zusätzliche Vorgaben wie netzbildende Eigenschaften, wirkleistungsunabhängige Blindleistungsbereitstellung oder Konzepten für die Schwarzstartfähigkeit zusätzliche systemdienliche Eigenschaften von Großbatteriespeichern einfordern.

Auch viele Verteilnetzbetreiber stellen bereits heute über die aktuell gültigen TAR hinausgehende Anforderungen an den Netzanschluss von Großbatteriespeichern. Über flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) werden Bedingungen definiert, die Batteriespeicher im marktorientierten Betrieb berücksichtigen müssen. Diese orientieren sich –wie die Vorgaben zu Wirkleistungsgradienten – teilweise an dem Anforderungspapier der Übertragungsnetzbetreiber. Gleichzeitig werden jedoch, etwa in Form von Wirkleistungsbegrenzungen oder vorgezogenen Fahrplanfestlegungen, auch andere Arten von Betriebseinschränkungen gefordert.

Die folgenden Betriebseinschränkungen, deren Ursachen und Auswirkungen auf den Netz- und Speicherbetrieb werden nachfolgend näher analysiert:

1. **Wirkleistungsbeschränkungen**
2. **Limitierung vermarktbarer Regelleistung**
3. **Begrenzung der Wirkleistungsgradienten**
4. **Vorzeitige Festlegung von Fahrplänen**

---

<sup>1</sup> [Zusätzliche Technische Anforderungen an Batteriespeichersysteme mit Anschluss am Höchstspannungsnetz](#)

## 3.1 Wirkleistungsbeschränkungen

### Wirkung von Großbatteriespeichern auf die Netzauslastung

Die Einsatzweise von Großbatteriespeichern und damit deren Wirkung auf das Netz ist von Markt zu Markt unterschiedlich. Im Day-Ahead-Markt sind niedrige Preise häufig mit einem hohen EE-Dargebot und damit Einspeiseüberschüssen verbunden, während hohe Preise aus einer hohen Last bei weniger EE-Erzeugung resultieren. Die Fahrweise eines Speichers auf dem Day-Ahead-Markt, bei niedrigen Preisen zu kaufen und hohen Preisen zu verkaufen, ist damit nicht nur marktdienlich, sondern in den meisten Fällen auch netzdienlich, da sie hohen Netzauslastungen durch EE-Überschüsse oder hohen Lasten entgegenwirkt. Allerdings enthalten die bundeseinheitlichen Strompreissignale keine Informationen über die lokale Netzauslastung. Ein Speicher im Süden Deutschlands, der sich in Zeiten von hohen Windeinspeisungen und niedrigen Strompreisen hinter einem potenziellen Nord-Süd Engpass befindet, erhält einen Anreiz zum Einspeichern und verschärft unter Umständen den Netzengpass. Auch auf Verteilnetzebene können die lokalen Bedingungen von den deutschlandweiten Marktpreissignalen abweichen, sodass diese selbst bei einer Gebotszonenteilung für den Speicherbetreiber unsichtbar bleiben und netzbelastende Betriebsweisen im Day-Ahead-Markt nicht ausgeschlossen werden könnten.

Vor allem jedoch auf den kurzfristigeren Märkten, dem kontinuierlichen Intraday-Markt oder den Regelleistungsmärkten, haben die Marktpreis- bzw. Reglersignale eine geringe Übereinstimmung mit der lokalen Netzsituation. Der Einsatz von Großbatteriespeichern resultiert hier als Reaktion auf Preissignale, die von deutschlandweiten Prognosefehlern getrieben werden. Ein spontaner Kraftwerksausfall oder eine Wetterfront abseits des Batteriespeicherstandorts zeichnet sich im Gegensatz zu der lokalen Netzsituation in den kurzfristigen Marktpreissignalen und Reglern der Regelleistung ab. Somit kann der gesamtsystemisch vorteilhafte Einsatz lokal netzbelastend sein.

Werden Speicher damit uneingeschränkt betrieben, sind sie aus netzplanerischer Sicht netzbelastend, da nicht ausgeschlossen werden kann, dass sie die Netzlast (positiv sowie negativ) in der auslegungsrelevanten Viertelstunde verstärken und folglich Netzausbaukosten oder Sicherheitsaufschläge im Engpassmanagement induzieren. Vereinfacht formuliert ist der Netzbetreiber ohne vertragliche Einschränkungen verpflichtet, dem Batteriespeicherbetreiber zu jeder Zeit die vertraglich vereinbarte Netzanschlussleistung zur Ein- oder Ausspeisung zur Verfügung zu stellen. Ausnahmen sind Störungen und Redispatchmaßnahmen.

Derzeit existiert keine verbindliche Definition darüber, wann ein Batteriespeicher netzbelastend, netzneutral oder netzdienlich ist. Grundsätzlich sind eine investive/netzplanerische und eine operative Auslegung der Definition denkbar<sup>2</sup>. Dieser Kurzstudie liegt eine netzplanerische Definition zugrunde, nach welcher schon vor der Erstellung des Netzanschlusses des Speichers sichergestellt ist, dass dieser aufgrund des netzneutralen oder netzdienlichen Betriebs keinen zusätzlichen Netzausbau und somit keine zusätzlichen Netzkosten induziert. Wird die jährliche Leistungsspitze zum vorgelagerten Netz durch die Integration des Speichers erhöht, ist dieser gemäß dieser Definition per se netzbelastend, unabhängig davon, wie sich der Speicher in den restlichen Viertelstunden des Jahres verhält.

In der öffentlichen Diskussion wird häufig argumentiert, dass sich Speicher die meiste Zeit *netzneutral* bzw. *netzdienlich* verhalten<sup>3</sup>. Diesen Aussagen liegt eine operative Definition zugrunde, nach der Speicher Netzengpässe bzw. Redispatchbedarf durch Lade- bzw. Entladevorgänge entweder verstärken

---

<sup>2</sup> Vgl. ffE „Kooperationsforum Großbatteriespeicher: Gemeinsame Definitionen“

<sup>3</sup> Vgl. Studie „Netzdienlichkeit von Großbatterien“, durch Neon Neue Energieökonomik, 01.09.2025

# B E T

(*netzbelastend*) oder reduzieren (*netzdienlich*). In engpassfreien Zeiten gilt ihr Verhalten als *netzneutral*. Wie sich Speicher in der netzauslegungsrelevanten Viertelstunde der jährlichen Höchstlast verhalten, die für Netzbetreiber aus Kosten- und Netzplanungssicht entscheidend ist, spielt in der operativen Auslegung der Definition keine Rolle.

Keine Leitplanken zur Betriebsweise	Leitplanken zur Betriebsweise	
	netzbelastend	netzneutral
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Beanspruchung zusätzlicher Netzkapazitäten (und folglich Kosten) durch Speicherbetrieb</li> <li>• Umsetzung durch Standard NAV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Weder Beanspruchung noch Schaffung zusätzlicher Netzkapazitäten (und folglich Kosten) durch Speicherbetrieb</li> <li>• Einsatzbeschränkungen</li> <li>• Umsetzung durch FCA (§ 17 Abs. 2b EnWG)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Schaffung zusätzlicher Netzkapazitäten (und somit Einsparung Ausbau-Verstärkungskosten) durch Speicherbetrieb</li> <li>• Einsatzvorgaben</li> <li>• Ausschreibung (§ 11a EnWG)</li> </ul>

Abbildung 4: Netzplanerische Definition von Speicherbetriebsweisen

Die netzneutrale bzw. netzdienliche Fahrweise werden dabei durch vertragliche Vereinbarungen geregelt. Zur Regelung einer netzneutralen Betriebsweise haben Netzbetreiber seit Einführung des § 17 Abs. 2b EnWG im Februar 2025 die Option, die Einspeisung bzw. den Bezug der Speicher durch flexible Netzanschlussvereinbarungen zeitweise zu beschränken und somit den Betrieb des Batteriespeichers zu beeinflussen. Netzdienliche Fahrweisen des Speichers werden darüber hinaus durch Einsatzvorgaben (Stillstand des Speichers ist dann keine Option) seitens des Netzbetreibers hervorgerufen. Da Netzbetreiber selbst keine marktlichen Speicher betreiben dürfen, sind dazu Ausschreibungen gemäß § 11a EnWG notwendig, die nicht Gegenstand dieser Kurzstudie sind.

## Formen von Wirkleistungsbeschränkungen

Wirkleistungsbeschränkungen haben das primäre Ziel, durch eine netzneutrale Betriebsweise Netzausbau einzusparen bzw. Netzkapazitäten freizuhalten, Redispatchkosten zu verringern und eine durch den Speicher induzierte Erhöhung von Netzentgelten zu vermeiden.

	Statisch/zeitvariabel	Dynamisch regelbasiert	Volldynamisch
<b>Beschreibung</b>	Ex ante definierte Betriebseinschränkungen ggfs. saisonal schwankend	Ex ante definierte Regeln für Betriebseinschränkungen basierend auf EE-/Last-Niveau	Situativ ermittelte Betriebseinschränkungen mit Regeln zu Timing und Kontingent der Mitteilungen
<b>Auslöser</b>	-	EE-/Last-Prognose	Netzprognosen (bspw. einspeiseseitige Redispatchanalysen)
<b>Beispiel</b>	Hüllkurven (Beispiel Bayernwerk)	Einspeiseverbot gekoppelt an Grenzwerte von Einspeiseleistung von EE-Anlagen oder von Wetterdaten (Wind- und Bestrahlungsstärke)	Mitteilung im Voraus (beispielsweise D-2); Einschränkungen begrenzt auf eine maximale Stundenzahl pro Jahr

Abbildung 5: Anwendungsmethodik Wirkleistungsbeschränkungen

# B E T

## Statische/zeitvariable Wirkleistungsbeschränkungen

Bei statischen bzw. zeitvariablen Wirkleistungsbeschränkungen werden in bestimmten Zeitfenstern die Bezugs- bzw. Einspeiseleistung des Speichers entweder statisch oder zeitvariabel beschränkt. Dazu werden meist Year-Ahead sogenannte Hüllkurven vorgegeben, welche die Bezugs- bzw. Einspeiseleistung in Abhängigkeit von der Tageszeit gemäß den typischen lokalen Netzlastgängen beschränken. Diese Hüllkurven können dabei saisonal variieren.

Abbildung 6 zeigt eine Hüllkurve in Anlehnung an die Vorgaben der Bayernwerk Netz GmbH, welche die Bezugsleistung in den typischerweise lastgeprägten Morgen- und im Winter auch Abendstunden beschränkt. Die Einspeisung wird in den PV-einspeisegeprägten Mittagsstunden eingeschränkt.

## Betriebskennlinien für den netzneutralen Betrieb

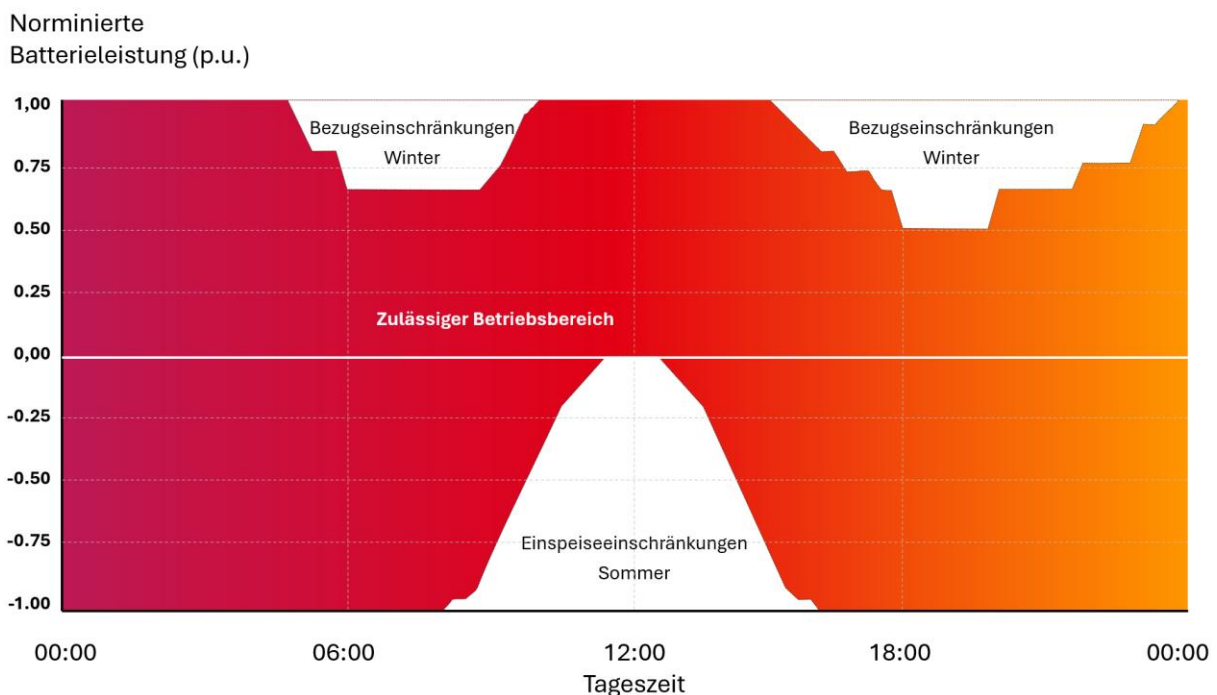


Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung statischer Einschränkungen (Hüllkurve)

Für Netzbetreiber haben statische Hüllkurven prozessual den Vorteil, keine Day-Ahead-Prognosen für die Netzauslastung vorhalten, Betriebseinschränkungen berechnen und diese dem Speicherbetreiber kommunizieren zu müssen. Bei der Ausgestaltung von statischen Einsatzbeschränkungen können sie auf pauschale Erfahrungswerte aus dem Netzbetrieb über periodisch auftretende Last- und Einspeisespitzen zurückgreifen und basierend auf diesen pragmatische Beschränkungen ableiten.

Solche Einschränkungen sind damit insbesondere in PV-dominierten sowie lastdominierten Netzen anwendbar, da hier periodische Muster gut planbar sind. Dagegen können statische Wirkleistungsbeschränkungen in winddominierten Netzen weniger gut angewendet werden. Dennoch können bei statischen Betriebseinschränkungen immer auch Situationen eingeschränkt werden, die letztlich auch aus Netzsicht keine Erfordernis hatten. Bei starker Abweichung zwischen tatsächlicher Markt- und Netzsituation sowie prognostizierter Situation in den Hüllkurven (beispielsweise ein Sommertag mit wenig Sonne und hohen Preisen) kann sogar eine netzdienliche Fahrweise des Speichers unterbunden werden.

Die statischen Hüllkurven können vom Netzbetreiber jährlich angepasst werden, wobei vertraglich die Anzahl der betroffenen Stunden beschränkt ist.

# B E T

Diese sehr pauschalen Einschränkungen waren vor allem zu Beginn der Einführung von FCA verbreitet. Aufgrund der genannten Herausforderungen werden inzwischen vermehrt Lösungen mit flexibleren Einschränkungen gesucht.

## **Dynamisch regelbasierte Wirkleistungsbeschränkungen**

Dynamisch regelbasierte Betriebseinschränkungen basieren auf ex ante definierten Regeln. Demnach sind die Wirkleistungsbeschränkungen an die Erreichung bestimmter Grenzwerte gekoppelt, welche einen Indikator für die Netzbelastung darstellen. Beispiele sind

- Wirkleistungsbeschränkungen oberhalb/unterhalb einer bestimmten Bestrahlungsstärke oder Windgeschwindigkeit und
- Wirkleistungsbeschränkungen gekoppelt an einen Grenzwert der Erzeugung im Verhältnis zur Nennleistung von Windenergie- oder PV-Anlagen oder deren Summe.

Dynamisch regelbasierte Wirkleistungsbeschränkungen ermöglichen es damit anders als statische Hüllkurven, auch ohne Day-Ahead-Forecast der Netzbelastung dynamische Wirkleistungsbeschränkungen zu definieren. Dazu wird die Prognose von Indikatoren, die für die Netzauslastung relevant sind, genutzt. Diese Methode ist daher vor allem in PV- und Wind-geprägten Verteilnetzen anwendbar.

## **Volldynamische Wirkleistungsbeschränkungen**

Volldynamische Einschränkungen sind situativ in Abhängigkeit der Netzbetriebsplanung ermittelte Betriebseinschränkungen, wobei vorab Vereinbarungen zum zeitlichen Vorlauf der Kommunikation, der Beschränkungsdauer bzw. der jährlich maximal betroffenen Stunden getroffen werden.

Die Umsetzung volldynamischer Beschränkungen bedeuten gegenüber statischen und dynamisch regelbasierten Einschränkungen die höchsten Anforderungen für die Netzprognosen, Berechnungen notwendiger Einschränkungen und Kommunikation durch den Netzbetreiber. Dynamische Betriebsbeschränkungen stellen das Zielbild vieler Netzbetreiber dar, dieses ist aufgrund der aufwändigen Prognose- und Kommunikationsprozesse aktuell jedoch für viele Netzbetreiber noch nicht operativ umsetzbar.

Bis zum Zeitpunkt der Einsatzplanung der Speicherbetreiber müssen die Einschränkungen feststehen. Da sowohl Energie- (bspw. Day-Ahead und Intraday) aber auch die Regelreservemärkte für Speicherbetreiber potenziell interessant sind, welche bereits um 8 Uhr die erste Marktschließung erfahren, ist die Bekanntgabe der Betriebseinschränkungen folglich z. B. zwei Tage im Voraus (D-2) oder gar bis zum Vortag bis 7 Uhr sinnvoll. Um dem Speicherbetreiber auch im Fall von dynamischen Einschränkungen eine wirtschaftliche Planung zu ermöglichen, muss die Dauer der jährlichen Einschränkungen begrenzt sein.

Ein Beispiel aus der Praxis ist die Mitteilung von Höhe und Dauer der Wirkleistungsbeschränkung D-2 um 16:00 Uhr vor Market Closure mit einer Limitation der Betriebsbeschränkungen auf maximal 1.000 Stunden pro Jahr. Andere Netzbetreiber geben an, zukünftig Einschränkungen D-1 vor Market Closure mitteilen zu wollen, wobei die prozessuale Umsetzung derzeit noch Schwierigkeiten birgt.

## **Effekt von Wirkleistungsbeschränkungen auf Speicherbetrieb, Märkte und System**

Die Beschränkung der Wirkleistungsabgabe oder des -bezugs von Speichern führt grundsätzlich zu reduzierten Freiheitsgraden in der Vermarktung von Großbatteriespeichern auf den Spot- und Regelleistungsmärkten.

# B E T

Durch die Vorgabe von statischen Hüllkurven wird die Vermarktung in den betroffenen Zeitfenstern beschränkt. Da die Bezugseinschränkungen in der Regel mit hohen Day-Ahead-Marktpreisen und Einspeisebeschränkungen mit niedrigen Day-Ahead-Marktpreisen korrelieren, sind die Auswirkungen auf den Speichereinsatz auf dem Day-Ahead-Markt in Summe eher gering. Allerdings geht dem System durch diese Art von Einschränkungen bei besonderen Wetterereignissen sowie bei lokalen Effekten die Flexibilität von Batteriespeichern verloren. Hinsichtlich des Speichereinsatzes am Intraday- bzw. an den Regelleistungsmärkten sind die Auswirkungen deutlicher, da die dort auszugleichenden Prognoseabweichungen erratisch sind. Dort gehen Flexibilitätspotenziale verloren, insbesondere dann, wenn ähnliche Hüllkurven flächendeckend für Batteriespeicher vorgegeben werden. Die resultierende Verringerung des Angebots auf den Wholesale- und Regelleistungsmärkten kann zu einer geringeren Effizienz dieser Märkte führen. So könnte beispielsweise insbesondere im Sommer das Angebot positiver Regelleistung stark eingeschränkt werden, was zu steigenden Regelleistungspreisen und damit Netzentgelten führen würde.

Dynamisch regelbasierte Betriebseinschränkungen spiegeln die tatsächlichen Netzbelastungen treffender wider als statische Hüllkurven und sind für Speicherbetreiber auf Basis von Wetterprognosen vorhersehbar. Die Höhe und Anzahl der Einschränkungen sind voraussichtlich geringer als bei Hüllkurven und auch besondere Wetterereignisse sowie lokale Effekte sind für Netzbetreiber treffender abbildbar, sodass ein netzdienlicher Betrieb in diesen Zeiten nicht verhindert wird (wie bei statischen Hüllkurven). Die Betriebseinschränkungen korrelieren in der Regel noch stärker mit den Day-Ahead-Marktpreisen, sodass die Auswirkungen auf den dortigen Speichereinsatz gegenüber statischen Einschränkungen geringer sind. Da die Anzahl und Höhe der Einschränkungen voraussichtlich geringer gegenüber den Hüllkurven sind, wirken sich dynamische Beschränkungen im direkten Vergleich positiv auf die Vermarktung am Intraday- und den Regelleistungsmärkten aus.

Im Falle von volldynamischen Einschränkungen ist davon auszugehen, dass die Korrelation zwischen den Beschränkungen und den Day-Ahead-Marktpreisen noch weiter steigt. Die Höhe und Anzahl der Beschränkungen können dadurch i.d.R. weiter reduziert und damit aus Vermarktungsrestriktionen resultierende Marktineffizienzen verringert werden.

Dynamisch regelbasierte und vor allem volldynamische Betriebsbeschränkungen können damit helfen, die negativen Auswirkungen auf System und Märkte zu minimieren und dabei stets eine Netzneutralität zu gewährleisten.

## 3.2 Vorzeitige Festlegung des Wholesale-Fahrplans

### Wirkung spontaner Fahrplananpassungen auf die Netzbetreiberprozesse

Der Handelsschluss im kontinuierlichen Intraday-Markt ist 5 min vor Erfüllung. Der Handel bis zu diesem Zeitpunkt führt dazu, dass der endgültige Wholesale-Fahrplan der Batteriespeicher erst kurz vor physischer Lieferung feststeht. Aufgrund des erratischen und hochfrequenten Charakters des Intraday-Continuous-Marktes, können Batteriespeicher im Algo-Trading kurzfristig ihre Position radikal von Einspeisung zu Bezug und umgekehrt ändern.

Im Kontrast dazu beginnen die Betriebsplanungsprozesse der Übertragungsnetzbetreiber mit Engpassprognosen, u. a. für die Dimensionierung von Redispatch, bereits mit einem Vorlauf von einer Woche, die kontinuierlich an neue Informationen aus aktualisierten Prognosen und Marktergebnissen des Day-Ahead- und Intraday-Marktes angepasst werden. Die letzte Engpassprognose erfolgt 120 Minuten vor Lieferzeitpunkt (Intraday Congestion Forecast, IDCF). Auch Verteilnetzbetreiber legen bereits am Vortag

# B E T

basierend auf diesen Daten die wesentlichen Redispatchmaßnahmen im Rahmen ihres Engpassmanagements fest und aktualisieren ihre Prognosen stetig.

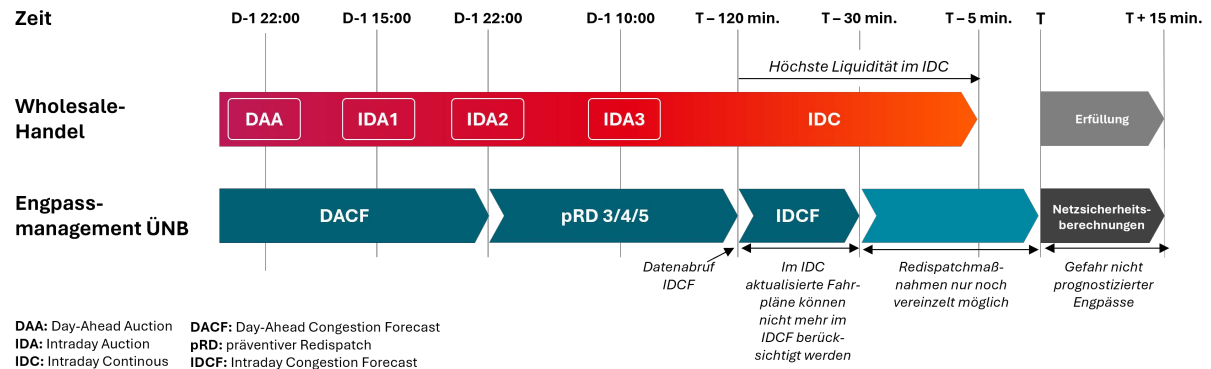


Abbildung 7: Vergleich zeitlicher Abläufe auf dem Energy-Only-Market und dem Engpassmanagement (in Anlehnung an Darstellung der ÜNB)

Die Ermittlung von Redispatchmaßnahmen erfordert rechenintensive Netzberechnungen, die verschiedene (n-1)-Ausfallsimulationen umfassen. Aufgrund dieser Komplexität benötigen diese Prozesse ausreichend Vorlaufzeiten. Die Betriebsplanungsprozesse können damit nicht die tatsächlichen Speicherfahrpläne, die erst 5 Minuten für Erfüllung feststehen, berücksichtigen.

Dies führt mit zunehmenden Batteriespeicherkapazitäten im System dazu, dass Netzbetreiber höhere Sicherheitsaufschläge im Engpassmanagement berücksichtigen müssen und dadurch die deterministisch verfügbaren Transportkapazitäten sinken.

## Vorzeitige Festlegung des Wholesale-Fahrplans

Derzeit begegnen einige Netzbetreiber dieser Herausforderung mit der Vorgabe an Speicherbetreiber, Wholesale-Fahrpläne vorzeitig festzulegen, beispielsweise zwei bis drei Stunden vor Erfüllung. Es gibt jedoch auch Netzbetreiber, welche die Festlegung der Fahrpläne bereits am Vortag fordern.

Durch die vorzeitige Festlegung können die tatsächlichen Fahrpläne in den Engpassmanagementprozessen der Netzbetreiber berücksichtigt und Redispatchmaßnahmen bedarfsgerecht ermittelt werden. Unsicherheiten im Netzbetrieb können reduziert werden, sodass das Erfordernis zunehmender Sicherheitsmargen auf den Leitungen reduziert und so bestehende Transportkapazitäten besser genutzt werden können.

Darüber hinaus wird aktuell das Konzept sogenannter Feasibility Ranges, die Arbeitspunktlimitierung im Laufe des Intraday-Marktes in Zeiten drohender Netzengpässe darstellen, öffentlich diskutiert.

## Effekt auf Speicherbetrieb, Markt und System

Das „Einfrieren“ von Fahrplänen 2-3 Stunden vor Erfüllung verhindert die Teilnahme in der heißen Phase des kontinuierlichen Intraday-Kurzfristhandels. Die Liquidität und Preisvolatilität dieses Marktes ist in den letzten drei, insbesondere in der letzten Stunde vor Erfüllung am größten, sodass hier das größte Erlöspotenzial im Hochfrequenzhandel ruht. Dies führt damit zu hohen wirtschaftlichen Einbußen für die Speicherbetreiber auf dem Intraday-Markt. Gleichzeitig verliert der kurzfristige Intraday-Markt genau in dem Zeitraum an Liquidität, da eine der schnellsten Technologien auf dem Strommarkt nicht mehr zur spontanen Anpassung von Prognosefehlern zur Verfügung stünde. Aufgrund ihrer Trägheit stehen konventionelle Kraftwerke zu diesen Zeitpunkten nur noch eingeschränkt als Flexibilitäten zur Verfügung. Dies kann vermehrt zu Extrempreisen im Intraday-Markt führen oder gar bei kurzfristig starken

# B E T

Prognoseabweichungen und fehlendem Angebot im Extremfall zu einem zusätzlichen Bedarf an Regelleistung mit hohen Regelleistungspreisen. Dies hätte wiederum Rückwirkungen auf die Stromkosten für alle Stromverbraucher. Die Vorgabe des Fahrplans bereits am Vortag schließt weite Teile der Vermarktung auf dem Intraday-Markt vollständig aus und verstärkt die beschriebenen Effekte nochmals deutlich.

Die eingeschränkten Reaktionszeiten auf dem Intraday-Markt schränken auch die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ein. Regelleistung erfordert die Einhaltung von gewissen Ladestandgrenzen. Je nach Netzsituation werden Speicher in der Regelleistung mit der Zeit voller oder leerer. Üblicherweise werden kurzfristige Anpassungen, um innerhalb der Ladestandgrenzen zu bleiben, am kontinuierlichen Intraday-Markt vorgenommen. Falls das durch die Festlegung des Fahrplans nicht möglich ist, könnte entweder weniger Leistung in der Regelleistung bereitgestellt werden oder Energiemengen für Ladestandmanagement müssten über Ausgleichsenergie beschafft werden. Beide Lösungswege würden höhere Preise in der Regelleistung bedeuten, entweder aufgrund weniger Leistung der Speicher in der Regelleistung oder aufgrund einer durch die zusätzliche Ausgleichsenergie hervorgerufene erhöhte Nachfrage nach Regelleistung.

## 3.3 Begrenzung der Wirkleistungsgradienten

### Wirkung von Wirkleistungsgradienten auf das Netz

Durch die Leistungselektronik der Batterieumrichter können Batteriespeicher prinzipiell innerhalb von Sekundenbruchteilen ihren Betriebspunkt zwischen Ein- und Ausspeisung wechseln. Diese hohe Flexibilität von BESS bietet wesentliche technische Vorteile gegenüber den deutlich trägeren konventionellen Kraftwerken.

An den Spotmärkten werden viertelstündliche Produkte gehandelt (seit Oktober 2025 auch auf dem Day-Ahead-Markt). Batteriespeicher können dort folglich einzelne Viertelstundenprodukte praktisch beliebig und weitestgehend unabhängig voneinander anbieten (zeitkoppelnd wirkt natürlich der SoC). In der Praxis ergeben sich durch die Einhaltung der in der aktuellen TAR geforderten maximalen Wirkleistungsgradienten von  $40 \% P_{\text{inst}}/\text{min}$  geringe Einschränkungen (ein Wechsel von voller Ein- zur vollen Ausspeisung ist innerhalb von nur 5 Minuten möglich).

Die Fähigkeit, viertelstündlich zwischen Ein- und Ausspeisung wechseln zu können, führt zu hohen Unsicherheiten in der Betriebsplanung und Systemführung. Bei einem engpassverstärkenden Verhalten verbleiben dann nur geringe Reaktionszeiten für Systemführungsprozesse.

Neben Effekten der Wirkleistung können starke Wirkleistungsgradienten für die Spannungshaltung auch zu schwankenden Blindleistungsbedarfen im Netz führen. Mechanische Spannungsregler können dabei den Gradienten des schwankenden Blindleistungsbedarfs, der durch Speicher induziert wird, nicht folgen. Steile Wirkleistungsgradienten führen dadurch auch zu einer beschleunigten Alterung von Betriebsmitteln.

### Wirkung von Wirkleistungsgradienten auf das System

Die hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von Batteriespeichern führen bei Fahrplanwechseln zu sogenanntem **deterministischen Frequenzabweichungen**, die folglich Regelleistungsabrufe auslösen. Der Stromverbrauch und die EE-Erzeugung in Deutschland sowie deren gemeinsame Wirkung als Residuallast verlaufen untertäglich schwankend. Allerdings ist die Leistungsänderung innerhalb einer Viertelstunde im Mittel gleichmäßig. Batteriespeicher können durch die Umrichtertechnologie steile Gradienten fahren und theoretisch in Sekundenbruchteilen 100 % ihrer installierten Leistung bereitstellen.

# B E T

Ein (oder mehrere) Speicher würden also zum Fahrplanwechsel unmittelbar mit einem Leistungsgradienten von 40 %  $P_{inst}/min$  beginnen, zu laden. Auf Leistungsebene ergeben sich durch diese Fahrweise, die einer steilen Trapez-, nahezu Rechteckfunktion gleicht, Abweichungen zwischen Residuallast und BESS Einsatz, welche den deterministischen Regelleistungsbedarf darstellen. Dieser ist jeweils zu Beginn und zum Ende der Viertelstunde maximal. Da der resultierende Regelleistungsbedarf nicht auf stochastischen Ausfällen oder Prognosefehlern, sondern auf determinierten Abweichungen in der Leistungsänderungsgeschwindigkeit basiert, wird er als deterministischer Regelleistungsbedarf bezeichnet. Flachere Gradienten für Speicher können damit helfen, deterministischen Regelleistungsbedarf zu den Fahrplanwechseln zu reduzieren.

Mit zunehmenden Batteriespeicherkapazitäten im System verstärken sich die beschriebenen Effekte. Daher werden häufig Begrenzungen der Wirkleistungsgradienten vorgegeben.

## Dimensionierung von Wirkleistungsgradienten

In ihrem Anforderungspapier haben die Übertragungsnetzbetreiber für den Einsatz im Fahrplanmarkt im Höchstspannungsnetz eine Begrenzung der Leistungsgradienten auf 6-20 %  $P_{inst}/min$  gefordert. Empfohlen wird dort ein Wirkleistungsgradient von 10 %  $P_{inst}/min$ . Die ÜNB schließen die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für Netzbetreiber wie die Regelleistung explizit von den Wirkleistungsgradienten aus, da eine schnelle Reaktionszeit für diese Systemdienstleistungen erforderlich ist.

Die Anforderungen der ÜNB für Wirkleistungsgradienten wurden inzwischen bereits von ersten Verteilnetzbetreibern weitestgehend übernommen. Andere Netzbetreiber behalten sich gar eine Beschränkung von Wirkleistungsgradienten auf bis zu 1 %  $P_{inst}/min$  vor. Dabei gibt es in der Praxis uneinheitliche Regelungen, ob die Bereitstellung von Primärregelleistung oder auch von Sekundärregelleistung von den Wirkleistungsgradienten ausgeschlossen wird oder nicht.

## Effekt auf Speicherbetrieb, Markt und System

Durch die Vorgabe reduzierter Wirkleistungsgradienten sinken die durch den Speicher in An- und Abfahrtsintervallen vermarktete Leistung und folglich der Energiedurchsatz pro Lieferfenster. Dadurch können Viertelstundenprodukte nicht mehr wie gewohnt weitestgehend unabhängig voneinander vermarktet werden. Es resultieren zeitkoppelnde Nebenbedingungen analog zur Vermarktung von trägeren Kraftwerken. Um die gleiche Energiemenge wie gewohnt vermarkten zu können, müssten Anfahrts- und Abfahrtsintervalle in die benachbarten Viertelstunden ausgedehnt werden, sodass in Summe eine höhere Anzahl an Viertelstunden-Blöcken vermarktet werden muss. Dies erfordert eine vollständige Neugestaltung der Vermarktungsstrategie.

Abbildung 8 (folgende Seite) zeigt schematisch den Einfluss von Wirkleistungsgradienten auf den Fahrplaneinsatz innerhalb eines Viertelstundenintervalls. Während bei einem Wirkleistungsgradienten von 40 %  $P_{inst}/min$  die maximale Leistung nach zweieinhalb Minuten erreicht wird, wird diese bei einem Wirkleistungsgradienten von 20 %  $P_{inst}/min$  erst nach fünf Minuten erreicht. Bei einem Wirkleistungsgradienten von 6 %  $P_{inst}/min$  wird die maximale Leistung innerhalb von 15 Minuten gar nicht erst erreicht. Bei einem Wirkleistungsgradienten von 40 %  $P_{inst}/min$  können 92 % der theoretisch möglichen Energie vermarktet werden, bei 6 % sind es nur noch 45 %. Berücksichtigt man das Herunterfahren des Speichers, welches bei der üblichen Vermarktung einzelner Viertelstunden notwendig ist, reduziert sich der Anteil vermarktbarer Energie - in Abhängigkeit von der Begrenzung der Wirkleistungsgradienten – teils deutlich.

# B E T

<b>Wirkleistungsgradient</b> [%P <sub>inst</sub> /min]	40	20	10	6	1
<b>Anteil vermarktbarer</b> <b>Energie [%]</b>	92	83	67	45	7,5

Somit wird der markt- und systemdienliche Nutzen von BESS, schnell und spontan auf Prognosefehler zu reagieren, stark eingeschränkt. Die längeren Reaktionszeiten führen dabei zu geringerer Liquidität und höheren Extrempreisen, insbesondere auf den Intraday-Märkten. Ebenso können eingeschränkte Reaktionszeiten auf dem Intraday-Markt, wie bereits bei der vorzeitigen Festlegung von Fahrplänen beschrieben, die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten einschränken. Wenn das Lademanagement am kontinuierlichen Intraday-Markt durch Rampen nur langsam möglich ist, könnte auch hier entweder weniger Leistung in der Regelleistung bereitgestellt werden oder Energiemengen für Ladestandmanagement über Ausgleichsenergie bewegt werden müssen, was wiederum steigende Regelleistungspreise verursachen würde.

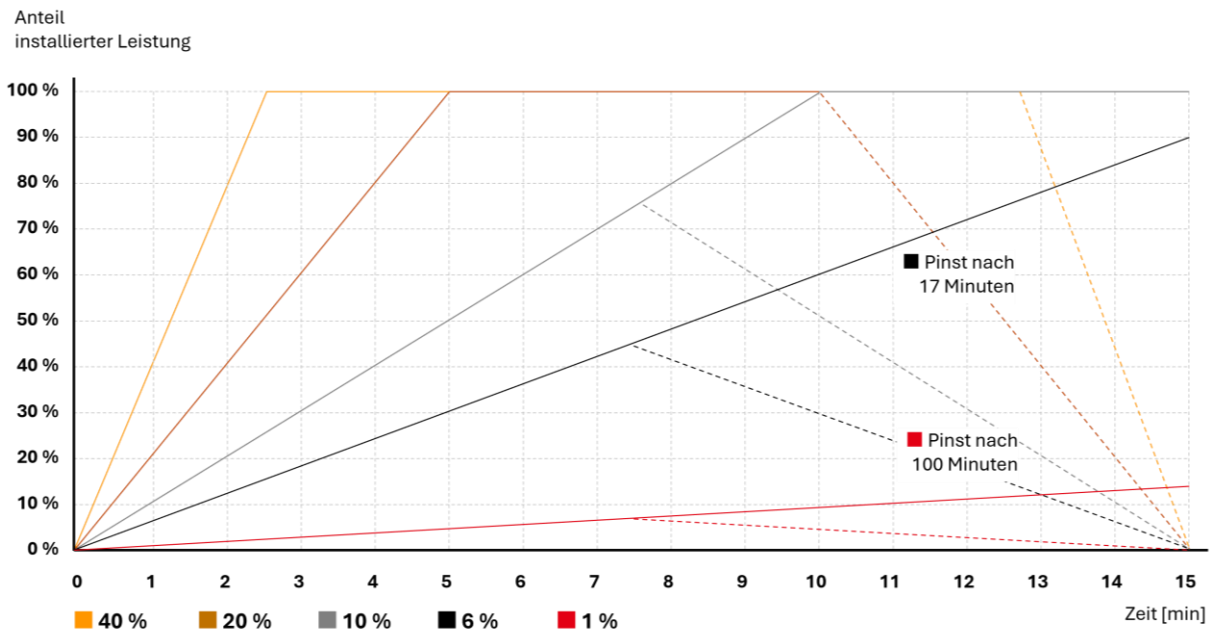


Abbildung 8: Einfluss der Wirkleistungsgradienten auf den Fahrpläneinsatz

Im Falle einer Anwendung von Wirkleistungsgradienten auch auf die Erbringung von Regelleistung würde dies die vermarktbare Leistung stark eingrenzen. Beispielsweise bedeutet eine Wirkleistungsbegrenzung von 10 % P<sub>inst</sub>/min, dass der Speicher seine volle Leistung nach zehn Minuten erreicht. Für die Bereitstellung von PRL ist ein Vollabruf der Leistung innerhalb von 30 Sekunden vorgeschrieben. Somit könnten nur fünf Prozent der installierten Leistung für die PRL präqualifiziert werden. Für die Erbringung von Sekundärregelleistung ist der Vollabruf der Leistung nach fünf Minuten vorgeschrieben. Folglich wäre hier eine Präqualifizierung von 50 % der installierten Leistung möglich. Bei gleichzeitigem Angebot von positiver und negativer Primärregelleistung würde die vermarktbare Leistung weiter sinken. Zwar ist die Nachfrage nach Regelleistung insbesondere in Bezug auf die hohen Ausbautzahlen von BESS beschränkt, allerdings führt dennoch ein reduziertes Angebot zu ineffizienteren Märkten und steigenden Preisen für Regelleistung.

## 3.4 Limitierung vermarktbarer Regelleistung

### Wirkung des Regelleistungseinsatzes auf das Netz

Regelleistungsabrufe sind nicht vorab in Fahrplänen planbar, da sie im Wesentlichen aus den globalen, erratischen Systemungleichgewichten resultieren. Deren Abrufe können daher insbesondere in den Verteilnetzen, in denen heute noch wenig Regelleistung angeboten wird, zu lokal netzbelastender Fahrweise (thermische Überlastung) führen und sie stellen gleichzeitig eine enorme Herausforderung für die Netzlastprognose sowie die Betriebsführung dar, insbesondere wenn deren Digitalisierung bzw. Weiterentwicklung noch in der Umsetzung(svorbereitung) sind. Weiter resultieren durch hohe Gradienten lokale Auswirkungen. Alternativ oder ergänzend zu allgemeinen Wirkleistungsbeschränkungen, einer Begrenzung der Wirkleistungsgradienten oder vorzeitiger Festlegung von Wholesale-Fahrplänen für Batteriespeicher wird daher in manchen FCA eine Limitierung der vermarktbarer Regelleistung gefordert.

### Ausgestaltung der Limitierung vermarktbarer Regelleistung

Während im Rahmen der Primärregelleistung Batteriespeicher aufgrund ihres beschränkten Energiespeichers nur 80 % ihrer installierten Leistung präqualifizieren können, gibt es eine analoge Regelung für die Sekundärregelleistung heute nicht (100 % präqualifizierbar).

In der Praxis angewendete Limitierungen der vermarktbarer Regelleistung im Rahmen von FCA belaufen sich auf einer Bandbreite von 10-90 % der installierten Leistung.

Dabei wird die Limitierung heute häufig statisch vorgegeben. Analog zu Wirkleistungsbeschränkungen sind hier ebenfalls dynamisch regelbasierte oder volldynamische Konzepte denkbar.

### Effekt auf Speicherbetrieb, Markt und Netz

Für den Speicherbetrieb bedeutet eine Limitierung der vermarktbarer Regelleistung im Rahmen der Cross-Market Optimierung zwei Dinge:

Zum einen senkt eine Limitierung eines Freiheitsgrades das Erlöspotenzial des Speichers (in Abhängigkeit des Umfangs der Limitierung). Insbesondere auch das gleichzeitige Vermarkten von vorzeichenungleicher Wirkleistung (beispielsweise gleichzeitiger Stromverkauf am Intraday Continuous und Bereitstellung negativer aFRR-Regelarbeit), das physische Ladezyklen, Anlagenalterung und gleichzeitig Netzauswirkungen vermindert, wird reduziert. Durch das geringere Regelleistungsangebot resultieren am Markt wiederum höhere Regelleistungspreise.

Zum anderen verschiebt sich das Verhältnis von vermarkteter Regelleistung und Teilnahme an Wholesale-Märkten in Richtung Wholesale-Märkte. Es ist damit davon auszugehen, dass Speicher so häufiger eine besonders hohe Wirkleistung erbringen, da (Voll-)Abrufe in der Regelleistung selten sind. Dadurch könnten ohne weitere Betriebseinschränkungen Netze stärker ausgelastet werden als ohne Limitierung der vermarktbarer Regelleistung.

## 4 Interviews mit Verteilnetzbetreibern

---

Im Rahmen der Studiererstellung haben die Autoren Interviews mit vier Netzbetreibern unterschiedlicher Größe und mit Standorten sowohl im Norden, in der Mitte als auch im Süden Deutschlands geführt. Deren Netze sind teils pv-, wind- oder lastgeprägt. Hinsichtlich ihrer Ausgangssituation, Erfahrungswerten mit Speichern im Netz und der Ausgestaltung von FCA zeigte sich ein sehr heterogenes Bild. Die Erkenntnisse aus den Netzbetreiber-Interviews sind – wie auch die schriftlichen Antworten von zwei Batteriespeicher-Vermarktern zu Betriebseinschränkungen – in den Ausführungen zu Kapitel 3 berücksichtigt. Da der Großteil der interviewten Netzbetreiber aus unterschiedlichsten Gründen in dieser Studie nicht namentlich genannt werden wollte, werden alle Erkenntnisse zusammengefasst und anonymisiert dargestellt.

### Ausgangssituation und Erfahrungswerte

Allen Interviewpartnern gemein ist die hohe Anzahl an Netzanschlussanfragen von Großbatteriespeichern, welche die derzeitige Jahreshöchstlast – teils mehrfach – übertreffen. Während einige Netzbetreiber bereits Großbatteriespeicher in ihr Netz integriert und somit Erfahrungswerte hinsichtlich der Speicherfahrweisen und Netzauswirkungen haben, befindet sich unter den Interviewpartnern auch ein Netzbetreiber, der bislang keine Speicher angeschlossen hat und dem eigene Erfahrungswerte folglich fehlen.

Die Erfahrungen der Interviewpartner hinsichtlich der Speicherfahrweisen und Netzauswirkungen beruhen dabei insbesondere auf Speichern, die vor der Einführung von FCA an das Netz angeschlossen wurden und somit nahezu uneingeschränkt betrieben werden. Die Interviewpartner beschreiben, dass die Betriebsweisen der Speicher keinen Gesetz- oder Regelmäßigkeiten folgen und somit nicht prognostizierbar sind. Selbst in PV-geprägten Netzen werden teils in Zeiten lokaler Einspeisespitzen im Netz hohe Einspeisungen von Speichern verzeichnet. Dazu kommt, dass Speicher sich grundsätzlich vollkommen anders verhalten als sonstige Einspeiser und Verbraucher: Die schnellen Leistungs- und Richtungsänderungen sowohl innerhalb als auch zwischen den Viertelstunden unterscheiden sich stark vom Verhalten der restlichen Anschlussnehmer. Es wird von Herausforderungen bei der Spannungshaltung berichtet, da der bei variierender Netzlast zur Spannungshaltung notwendige Stufenschalter des Transformators diesen Änderungsgeschwindigkeiten nicht nachkommt. Bei einem Netzbetreiber mit bereits vielen uneingeschränkt betriebenen Batteriespeichern (Wirkleistungsgradienten gemäß TAB 20-40 %  $P_{inst}/min$ ) kam es daher schon mehrfach zur beinahe Auslösung von Schutzsystemen. Darüber hinaus werden thermische Belastungen der Betriebsmittel und Kurzschlussströme als weitere Auswirkungen genannt.

Die Sorgen der Netzbetreiber betreffen neben der Spannungsstabilität auch erhöhte Netzentgelte, falls die jährliche bezugsseitige Leistungsspitze zum vorgelagerten Netz durch die Speicher erhöht wird. Ein Netzbetreiber begründet darin seine zurückhaltende Haltung gegenüber Speichern im eigenen Netz, insbesondere vor dem Hintergrund, dass diese bislang netzentgeltebefreit sind.

Einig sind sich die Netzbetreiber, dass die Herausforderungen mit zunehmender Anzahl von Speichern im Netz steigen werden und der Netzanschluss von Speichern zukünftig ausschließlich über FCA oder ähnliche Vereinbarungen erfolgen soll.

### FCA – Motivation und Herausforderungen bei der Ausgestaltung

Obwohl Netzbetreiber derzeit gesetzlich nicht verpflichtet sind, FCA anzubieten, und bei knappen Netzkapazitäten grundsätzlich die Möglichkeit haben, Netzanschlussanfragen vorübergehend

# B E T

abzulehnen, sehen die interviewten Netzbetreiber in FCA die Möglichkeit, Anschlussnehmer mit vorgegebenen Einschränkungen (ohne Entschädigungszahlungen) an ihr Netz anzuschließen.

Die Grundeinstellung gegenüber Batteriespeichern ist dabei bei den Netzbetreibern heterogen. Viele Netzbetreiber sind grundsätzlich positiv eingestellt und haben eine intrinsische Motivation, durch den Anschluss von Batteriespeichern die Energiewende voranzutreiben. Dabei wird sich neben einem positiven Beitrag zur Systemstabilität auch ein lokal positiver Netznutzen insbesondere durch die PV-Co-Location versprochen. Bei anderen Netzbetreibern überwiegen aktuell noch die Sorgen vor einem erratischen Netznutzungsverhalten. Wieder andere haben für Batteriespeicher bisher noch keine eigenen FCA entwickelt, sondern behandeln diese wie andere Netzanschlussnehmer.

Die Ausgestaltung von FCA wird grundsätzlich als schwierig beschrieben. Gründe dafür sind fehlende Standards und fehlende Erfahrungswerte sowohl hinsichtlich der Speicherbetriebsweisen und deren Netzauswirkungen als auch hinsichtlich der Auswirkungen von Betriebseinschränkungen. Darüber hinaus muss gewährleistet sein, dass die vereinbarten Einschränkungen nicht nur heute, sondern auch in Zukunft bei weiterentwickelter bzw. veränderter Netzsituation wirksam sind. Neben der Schwierigkeit, Arten von Betriebseinschränkungen auszuwählen, müssen auch die Betriebsgrenzen konkret festgelegt und Kombinationen von Betriebseinschränkungen durchdacht werden. Im Fall von regelbasiert dynamischen Einschränkungen, sind Größen und Grenzwerte für die Auslösung von Betriebseinschränkungen zu finden und für volldynamische Einschränkungen Prognose- und Kommunikationsprozesse zu entwickeln.

Während es bei PV-geprägten Netzen aufgrund typischer Einspeiseverläufe einfacher sei, Year-Ahead statisch/zeitvariable Wirkleistungsbeschränkungen zu definieren, gestaltet sich dies in wind-geprägten Netzen deutlich schwieriger. In wind-geprägten Netzen seien statische Einschränkungen nicht sinnvoll, sondern kompliziertere regelbasiert dynamische oder volldynamische wirksamer. Zur Einführung volldynamischer Betriebseinschränkung ist die (Weiter-)Entwicklung von Prognose- und Kommunikationsprozessen notwendig. Diese könnten in bestehende Redispatch-Prozesse integriert werden, wodurch es einfacher sei, einspeiseseitige Wirkleistungsbeschränkungen vorzugeben. Zur Vorgabe lastseitiger Wirkleistungsbeschränkungen seien andere Prozesse notwendig.

Bei allen Netzbetreibern ist es das Zielbild, langfristig volldynamische Betriebseinschränkungen einzuführen, deren Umsetzung aufgrund der genannten Punkte aber Zeit brauche. Die heutigen konkret angewendeten Betriebseinschränkungen sind in Kapitel 3 benannt. Bei einer Nichteinhaltung dieser Einschränkungen sind Pönalen – bis hin zum Verlust des Netzanschlusses – geregelt.

## 5 Quantitative Untersuchungen

---

Im Rahmen dieser Untersuchungen soll der Einfluss von Betriebseinschränkungen auf das Netz und auf die Vermarktungserlöse quantifiziert werden.

### 5.1 Methodisches Vorgehen

Zur quantitativen Analyse sowohl der netz- als auch erlösseitigen Auswirkungen von Betriebseinschränkungen werden verschiedene Einsatzzeitreihen eines exemplarischen Großbatteriespeichers auf die Lastgänge eines realen Netzgebietes projiziert.

Dazu wurde für diese Studie von einem BESS-Vermarkter die Betriebsweise eines Cross-Market optimierten 10 MW Speichers (2 h-System) unter verschiedenen Betriebseinschränkungen als Backtest für das Jahr 2024 modelliert. Neben den Einsatzzeitreihen des Batteriespeichers wurden zusätzlich Daten zur Vermarktungsweise und den resultierenden Erlösen bereitgestellt.

Die Einsatzzeitreihen wurden mit öffentlich verfügbaren, viertelstündlichen Lastgängen der HS/MS-Ebene eines PV-geprägten, süddeutschen Netzbetreibers desselben Jahres überlagert, um die Auswirkungen der Netzintegration des Batteriespeichers auf die Netzauslastung vereinfacht zu analysieren. Die jährliche Leistungsspitze im Jahr 2024 ohne zusätzlichen Speicher betrug im Jahr 2024 ca. 160 MW auf der Bezugs- und ca. 310 MW auf der EinspeiseSeite.

Der originäre Lastgang stellt in den folgenden Untersuchungen den Netzbetrieb ohne Speicher als Referenzszenario dar. Anschließend wird zunächst analysiert, wie sich ein uneingeschränkt betriebener Speicher auf die Auslastung des Gesamtnetzes auswirkt. Anschließend wird die Wirkung unterschiedlicher Betriebseinschränkungen analysiert:

<b>Einschränkungen</b>	<b>Ausgestaltung</b>
Keine Betriebseinschränkungen	Uneingeschränkter Speicherbetrieb
Statische Wirkleistungsbeschränkungen	Vorgabe einer statischen netzspezifischen Hüllkurve
Dynamische Wirkleistungsbeschränkungen	Vorgabe dynamischer Beschränkungen basierend auf situativer Auslastung
Begrenzung der Wirkleistungsgradienten	Auf 6 % $P_{inst}/min$
Limitierung der vermarktbareren Regelleistung	Auf 20 % $P_{inst}$ jeweils für FCR, aFRR POS und NEG
Vorzeitige Festlegung des Wholesale-Fahrplans	2 Stunden vor Lieferzeitpunkt

Die modellierten Auswirkungen auf die Transformatorauslastung ermöglichen Aussagen über die gegebenenfalls zusätzliche Beanspruchung von Netzkapazitäten bzw. Erhöhung des zu zahlenden Leistungsentgeltes gegenüber dem vorgelagerten Netz. Aussagen bzgl. der Auswirkungen auf die Spannungshaltung bzw. das Blindleistungsmanagement oder die Betriebsplanungs- und Systemführungsprozesse sind dagegen nicht möglich. Die netzseitigen Analysen fokussieren sich daher zunächst auf die statischen und dynamischen Wirkleistungsbeschränkungen.

# B E T

Für die Ermittlung einer netzspezifischen Hüllkurve, die dem Großspeicher als Betriebseinschränkung für einen netzneutralen Betrieb vorgegeben werden soll, wird zunächst auf Basis des aggregierten Transformatorlastgangs für jede tageszeitliche Viertelstunde eines Jahres der maximale Einspeise- und Lastfall ermittelt. Anschließend wird anhand der Speichergöße zuzüglich eines Sicherheitspuffers von weiteren 10 MW untersucht, inwiefern der Speicher zu jeder Viertelstunde einspeisen oder beziehen könnte ohne die maximal aufgetretene Last- oder Erzeugungsspitze auf das Jahr betrachtet zu erhöhen. Der Sicherheitspuffer soll dabei der in der Praxis vorhandenen Unsicherheiten Rechnung tragen. Auf diese Weise wird der netzneutrale Betrieb im Sinne der Abbildung 4 in jedem Fall sichergestellt. Allerdings ist es durch dieses pauschale Vorgehen möglich, dass Einschränkungen an mehreren Tagen auch ohne Bedarf vorgegeben werden. Die resultierende Hüllkurve ist in der nachfolgenden Abbildung 9 dargestellt.

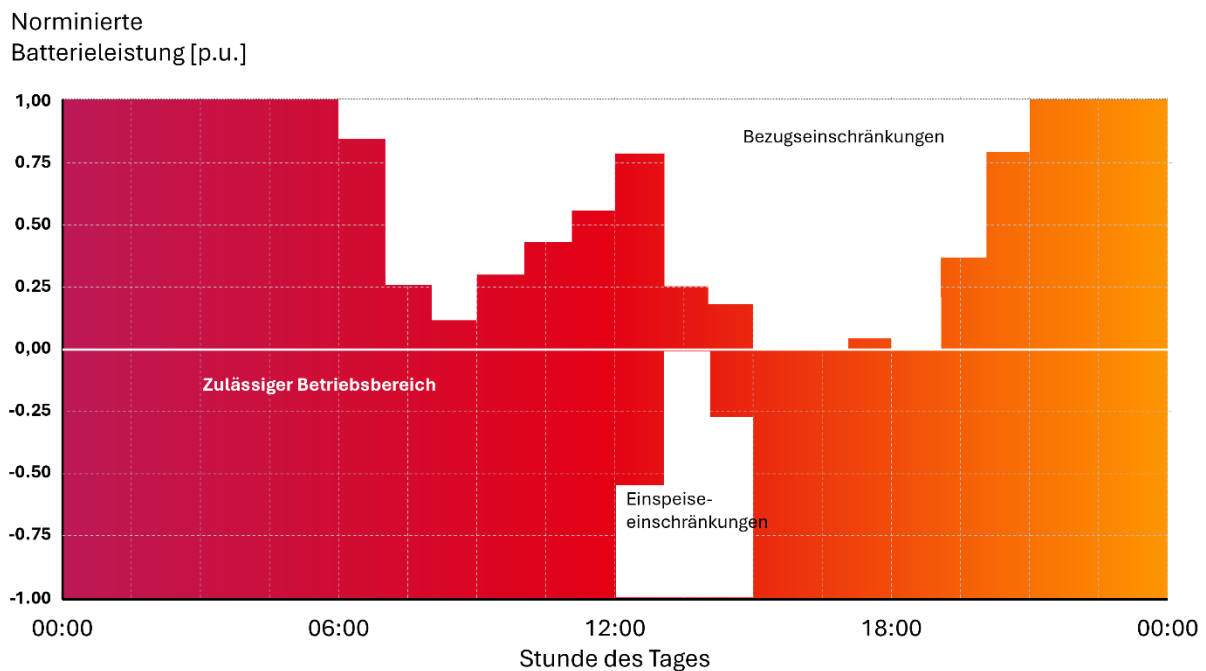


Abbildung 9: Netzspezifische, statische Hüllkurve für einen netzneutralen Betrieb

Alternativ wird eine volldynamische Betriebseinschränkung ermittelt. Hierbei sollen unter Berücksichtigung des tatsächlichen Lastgangs genau diejenigen Viertelstunden einspeise- bzw. bezugsseitig identifiziert werden, in denen der Speichereinsatz die maximale jährliche Einspeise- bzw. Bezugsleistung überschreiten könnte. Da ein Ansatz unter perfekter Voraussicht in der Praxis nicht umsetzbar ist, werden erneut konservativ größere Sicherheitspuffer auf Einspeise- und Bezugsseite berücksichtigt.

Im Vergleich zur statischen Hüllkurve ist die Anzahl der beschränkten Stunden so deutlich reduziert. Im Fall der statischen Einschränkungen sind 5840 Stunden im Jahr von Einschränkungen betroffen. Bezogen auf die über das Jahr vermarktbar ein- und ausspeisende Leistung von 10 MW sind dies 21 %. Bei den dynamischen Einschränkungen sind es dagegen lediglich ca. 240 Stunden im Jahr bzw. 1 % der jährlich vermarktbar ein- und ausspeisenden Leistung.

## 5.2 Netzseitige Auswirkungen ohne Betriebseinschränkungen

Im Folgenden wird zunächst die Netzsituation des in Süddeutschland befindlichen Netzgebietes vor Integration des Speichers analysiert. Hierzu zeigt Abbildung 10 den jahres- und tageszeitlichen Verlauf der Transformatorauslastung in einer Heatmap.

# B E T

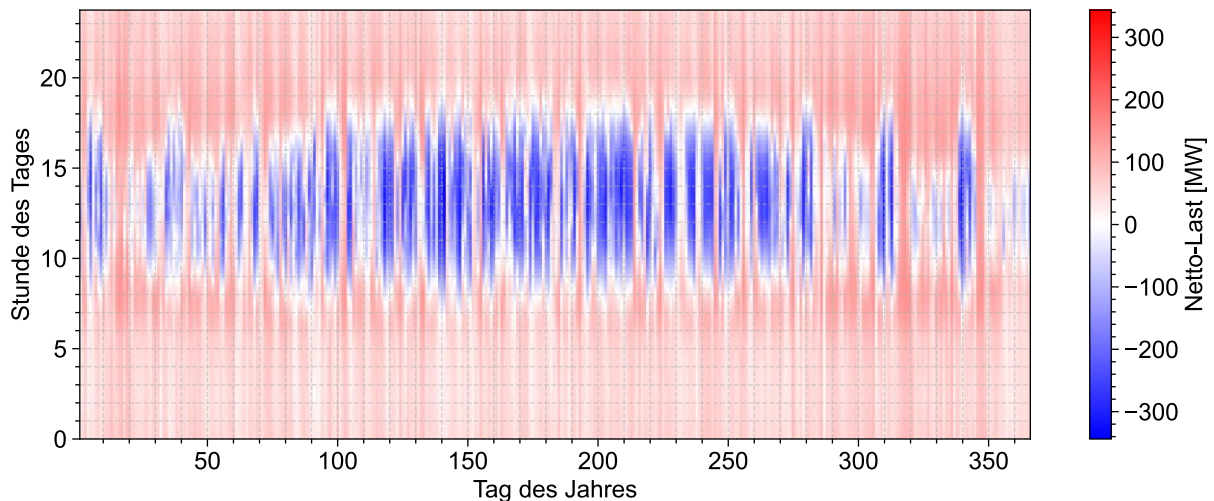


Abbildung 10: Jahresverlauf des HS/MS-Lastgangs im gewählten Netzgebiet im Jahr 2024

Während in den Nacht-, Morgen- und Abendstunden Leistung aus dem vorgelagerten Netz entnommen wird, kommt es vor allem in den Sommermonaten durch eine hohe PV-Einspeisung zu einer starken Rückspeisung in den Mittagsstunden. Die maximale Rückspeiseleistung übersteigt dabei die maximale Bezugsleistung. Während also für die Auslegung des Netzes vor allem die Rückspeisung des Netzes maßgeblich ist, ist für den Netzbetreiber dennoch auch die Bezugsseite zu beachten, um höhere Netzkosten gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber zu vermeiden.

## Unbeschränkter Betrieb

Im Folgenden wird nun der uneingeschränkte Betrieb des Speichers betrachtet. Dieser ist in Abbildung 11 im Tagesverlauf dargestellt. Dabei werden neben dem Median die jeweiligen 75 % und 90 % Quantile sowie die maximale Ein- und Ausspeisung abgebildet. Dabei ist der Bezug aus dem Netz auf der positiven und die Einspeisung in das Netz auf der negativen Achse dargestellt.

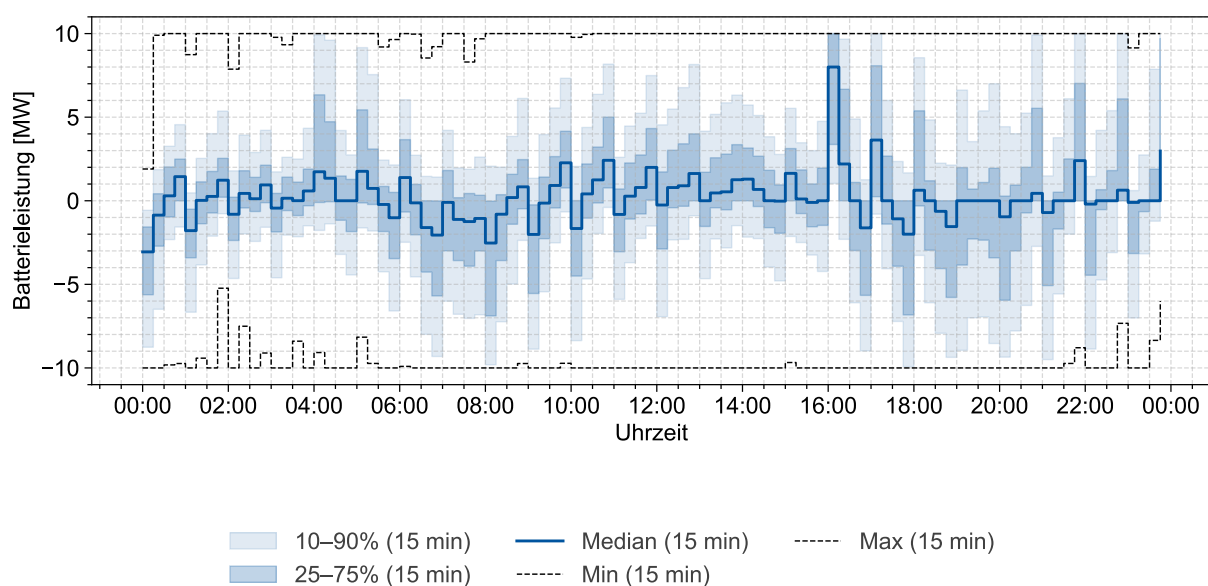


Abbildung 11: Verteilung des untertätigen, unbeschränkten Batteriespeichereinsatzes über das Jahr 2024

# B E T

Durch die Abbildung 11 wird deutlich, dass der Speichereinsatz keinen eindeutigen untertägigen Mustern und Gesetzmäßigkeiten folgt. In den Extremwerten ist fast zu jeder Viertelstunde eine Einspeisung oder Bezug mit der vollen nutzbaren Speicherleistung von 10 MW möglich. Dies deckt sich mit den Beobachtungen einiger Netzbetreiber, dass Batteriespeicher ohne Betriebseinschränkungen potenziell Engpässe verstärken können. Dennoch ist zu beobachten, dass der Speicher insbesondere in den Morgen- und späten Nachmittagsstunden eher netzdienlich in das Netz einspeist. In den Mittagsstunden zeigt sich ein tendenziell netzdienlicher Überschuss an Bezugssituationen. Der stark ausgeprägte Bezug gegen 16 Uhr kann dagegen abhängig von der Jahreszeit entweder operativ netzdienlich oder netzbelastend sein.

Diese Erkenntnisse lassen sich auch anhand der vereinfachten Netzsimulation bestätigen. In Abbildung 12 werden nur die Auslastungen in extremen Betriebssituationen dargestellt, die im 99 % Perzentil der Einspeisung bzw. des Bezugs liegen und die durch den Speichereinsatz weiter verstärkt werden.

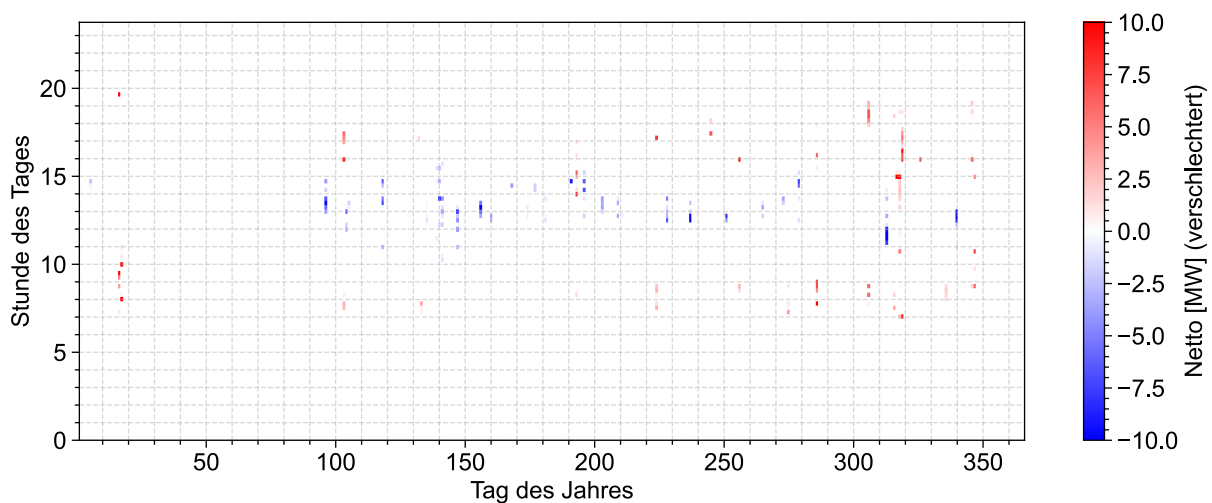


Abbildung 12: Verschlechterung der Netzauslastung durch einen unbeschränkten Speicherbetrieb in Situationen mit bereits hoher Auslastung

Es wird ersichtlich, dass zu einigen Zeitpunkten (insgesamt 351 Viertelstunden) der Speicher bei starker Netzauslastung zusätzlich belastend auf das Netz wirken kann. Hierbei sind vor allem die Mittagsstunden auffällig, in denen die bestehenden Rückspeisespitzen (in blau) an manchen Tagen durch den Speicher verstärkt werden. Zusätzlich werden auch Bezüge (in rot) in den Wintermonaten verstärkt, was die Netzkosten in diesem Netz erhöhen könnte.

Auf der anderen Seite zeigt Abbildung 13 (s. nächste Seite), dass es wiederum in 353 Viertelstunden im Jahr auch zu einer Verbesserung der Netzauslastung kommt, insbesondere in den Mittagsstunden. Hier kommt es durch einen Bezug (lila) zu einem Rückgang der Netzauslastung in Rückspeicherichtung. In den Morgen- und Abendstunden kommt es vor allem zu einer Entlastung durch Einspeisung (grün) in Starklastzeiten. Damit ist der Speicherbetrieb in diesen Situationen operativ netzdienlich, wobei der operativ netzbelastende und netzdienliche Betrieb ohne Betriebseinschränkungen insgesamt ausgeglichen sind.

# B E T

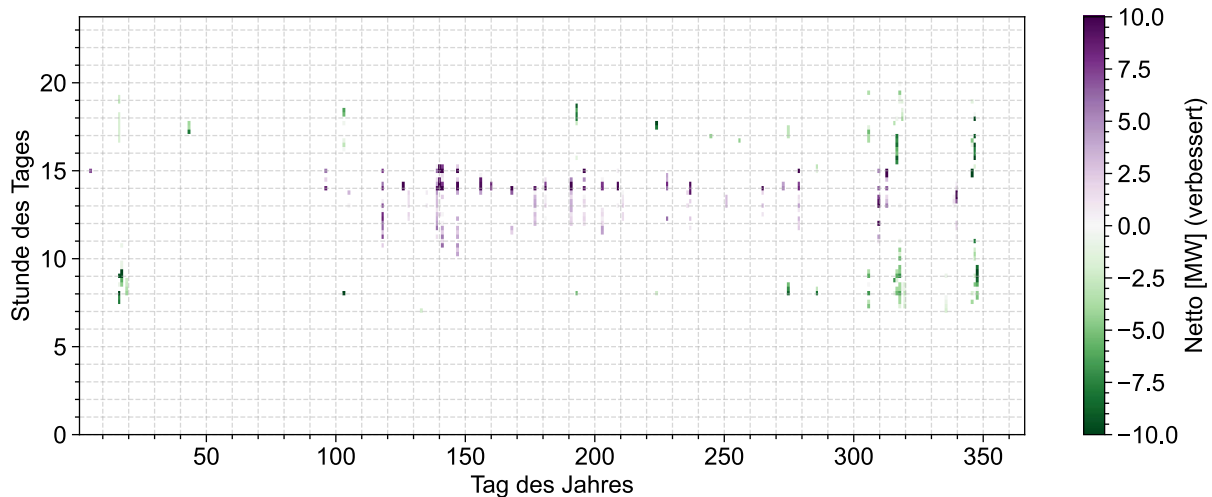


Abbildung 13: Verbesserung der Netzauslastung durch einen unbeschränkten Speicherbetrieb in Situationen mit bereits hoher Auslastung

Auch aus planerischer bzw. investiver Sicht muss der Speicher als netzbelastend eingestuft werden. Abbildung 14 im folgenden Kapitel zeigt für den unbeschränkten Fall, dass ein Anstieg der Bezugsleistung um 9,8 MW zu verzeichnen ist. Auf der Einspeiseseite dagegen kommt es zu einer Verringerung der maximalen Rückspeiseleistung um 2,3 MW. Diese unterschiedlichen Netzzurückwirkungen sind auf den weitestgehend unkorrelierten Batteriespeichereinsatz mit den lokalen Netzauslastungen zurückzuführen.

## 5.3 Netzseitige Auswirkungen von Betriebseinschränkungen

Durch Betriebseinschränkungen soll nun ein netzneutraler Betrieb des Großspeichers sichergestellt werden. Betrachtet werden an dieser Stelle die statischen und dynamischen Wirkleistungsbeschränkungen, da diese Betriebseinschränkungen das Ziel der planerischen Netzneutralität verfolgen. Wirkleistungsgradienten, vorzeitige Festlegungen von Fahrplänen sowie Limitierungen der Regelleistungsvermarktung dienen netzseitig dagegen anderen Zielen (vgl. Kapitel 3).

In Abbildung 14 wird für die Referenz ohne Speicher, den unbeschränkten sowie die beiden beschränkten Speichereinsätze die Jahreshöchstlast jeweils für die Bezugs- und Rückspeiseseite dargestellt.

# B E T

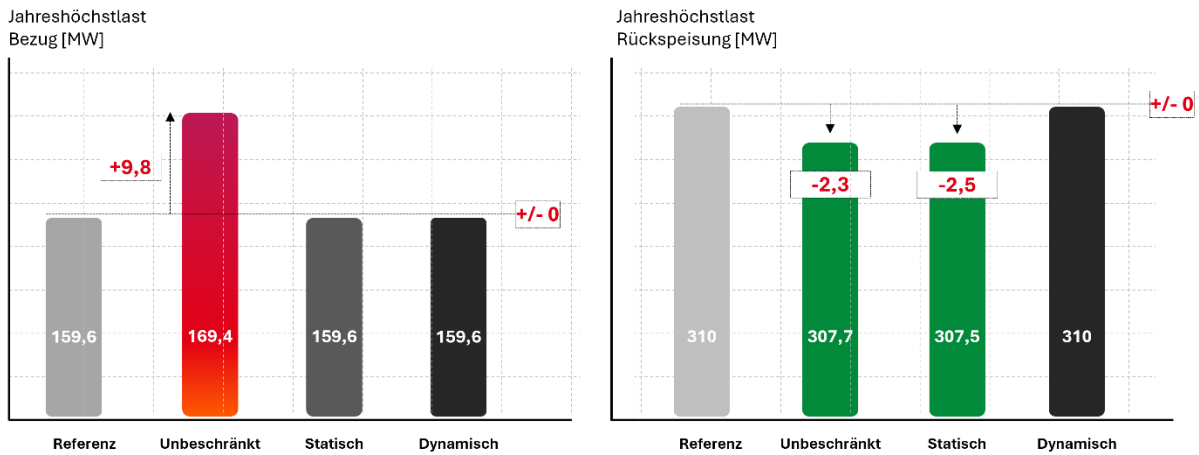


Abbildung 14: Änderung der Jahreshöchstlast Bezug (links) und Rückspeisung (rechts) durch den Speicherbetrieb mit verschiedenen Betriebsbeschränkungen

Während der Speicher im unbeschränkten Fall noch netzbelastend wirkt, zeigt sich in den beiden beschränkten Fällen ein netzneutrales Verhalten. Beide Wirkleistungsbeschränkungen erfüllen die Zielvorgabe, eine Erhöhung der bezugsseitigen Jahreshöchstlast zu vermeiden.

Abbildung 15 zeigt, dass der unbeschränkte Betrieb eine Spitze verursacht, welche die bezugsseitige Jahreshöchstlast erhöht. Die beiden beschränkten Einsatzzeitreihen erhöhen dagegen den Lastgang der Referenz nahe der Jahreshöchstlast nicht.

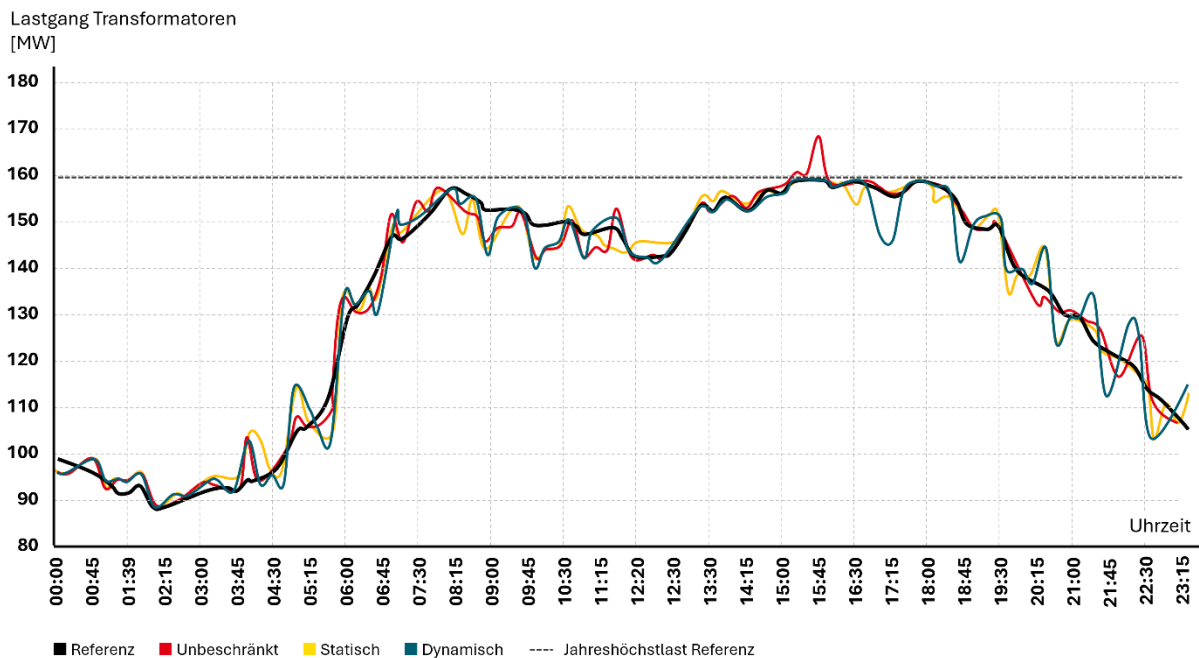


Abbildung 15: Lastgang der HS/MS-Ebene am Tag der Jahreshöchstlast für den unbeschränkten Betrieb (13.11.2024)

Die Jahreshöchstlast der Rückspeisung wird durch beide Wirkleistungsbeschränkungen ebenfalls nicht erhöht. Damit können die Betriebseinschränkungen bei der angewendeten Methode grundsätzlich als wirksam eingestuft werden. Dass im Fall der dynamischen Betriebsbeschränkung die Rückspeiseleistung im Vergleich zur unbeschränkten und statisch beschränkten Einsatzweise steigt, ist hierbei ein aus der

# B E T

Vermarktung auf Regelleistungs- und Intraday-Märkten resultierender, zufälliger Effekt, der nicht die Funktionsweise der dynamischen Betriebsbeschränkung infrage stellt.

Damit sind beide betrachteten Betriebseinschränkungen hinsichtlich der Sicherstellung der Netzneutralität zwar grundsätzlich effektiv, der Umfang der Einschränkung ist im statischen Fall jedoch wesentlich größer als im dynamischen. Folglich sind die negativen Markt- und Systemrückwirkungen (vgl. Kapitel 3.1) der Betriebseinschränkungen hier besonders stark ausgeprägt. Auch das netzdienliche Potenzial in atypischen Situationen wird durch statische Betriebseinschränkungen deutlich beschnitten. Volkswirtschaftlich ist damit eine unter Berücksichtigung geeigneter Sicherheitszuschläge minimal-invasive Einschränkung, wie sie im Falle von dynamischen Beschränkungen möglich ist, den statischen Betriebseinschränkungen vorzuziehen.

## 5.4 Rückwirkungen von Betriebseinschränkungen auf die BESS-Vermarktung

Betriebseinschränkungen wirken neben der Netzseite auch auf die Vermarktung der Speicher. In Kapitel 3 wurde bereits analysiert, dass durch Betriebseinschränkungen die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie die Regelleistungsbereitstellung eingeschränkt werden kann. Abbildung 16 zeigt die abgerufene und damit bereitgestellte Regelleistung auf dem FCR-Markt sowie positiven und negativen aFRR-Markt innerhalb der unterschiedlichen Einsatzzeitreihen für die unterschiedlichen Betriebsbeschränkungen. Die Vermarktungszeitreihen basieren auf einem Backtesting eines internationalen Vermarkters für das Jahr 2024. Dabei werden neben den statischen und dynamischen Wirkleistungsbeschränkungen auch die Beschränkung des Wirkleistungsgradienten von  $6\% P_{\text{inst}}/\text{min}$ , die limitierte Regelleistungsvermarktung auf  $20\%$  sowie die vorzeitige Festlegung des Fahrplans 2h vor Erfüllung betrachtet.

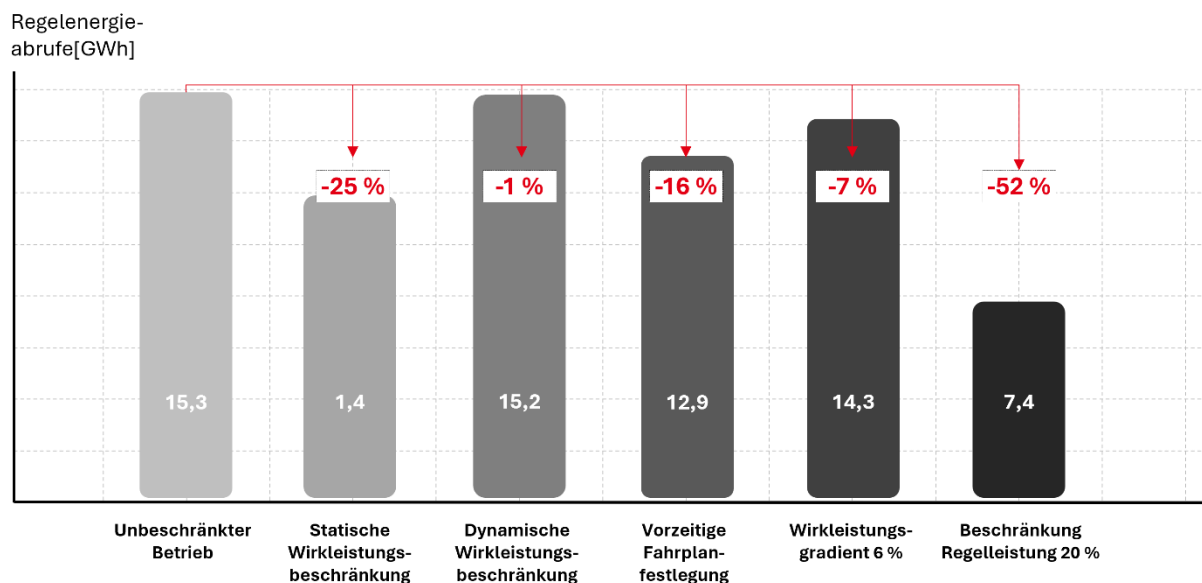


Abbildung 16: Änderung der bereitgestellten Regelleistung (FCR, aFRR POS und NEG) durch Betriebsbeschränkungen

Während im unbeschränkten Betrieb noch ca. 15 GWh positive oder negative Regelleistung durch den 10 MW Speicher bereitgestellt werden konnte, sinkt diese Zahl bei allen Betriebsbeschränkungen. Statische Wirkleistungsbeschränkungen geben Limitierungen in vielen Stunden des Jahres vor, was insbesondere die Regelleistungsvorhaltung mit ihren 4h-Produkten stark beschnidet. Die dynamischen Beschränkungen sind dagegen wesentlich kleiner, sodass die Regelleistungsbereitstellung kaum

# B E T

beeinflusst wird. Die vorzeitige Fahrplanfestlegung beschneidet insbesondere die Möglichkeit, kurzfristige Gebote im Regelarbeitsmarkt anbieten zu können. Wirkleistungsgradienten dagegen führen zu stärkeren intertemporalen Kopplungen auf den Wholesale-Märkten, die sich negativ auf die Vorhaltepoteziale von Regelleistung auswirken. Eine starke Beschränkung der vermarktbaren Regelleistung führt erwartbar zu den größten Rückgängen bei den Regelleistungsabrufen. Durch die Cross-Market Vermarktung von FCR und aFRR kann trotz einer Reduktion der vermarktbaren Leistung auf jeweils 20 % noch gut 50 % der Regelleistungsabrufe realisiert werden.

Bei starker Beeinträchtigung der Erlöse haben Betriebseinschränkungen zudem das Potenzial, Batteriespeicher unwirtschaftlich zu machen und den für die Energiewende notwendigen Ausbau zu gefährden. Daher werden nachfolgend die erlösseitigen Rückwirkungen für verschiedene Formen von Betriebseinschränkungen basierend auf dem Backtesting diskutiert. In Abbildung 17 sind die jährlichen Erlöse des 10 MW / 20 MWh Batteriespeichersystems normiert auf die Erlöse des unbeschränkten Betriebs dargestellt.

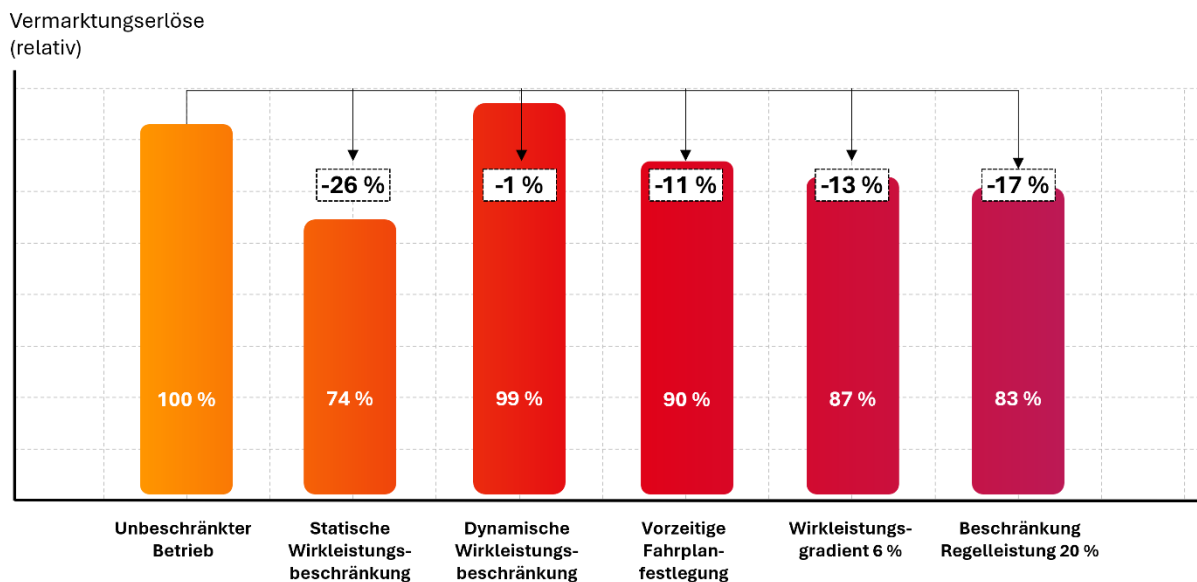


Abbildung 17: Erlösrückwirkungen durch Betriebsbeschränkungen

Die in Abbildung 9 dargestellten, statischen Betriebseinschränkung auf der Bezugs- und Einspeiseseite führen tagsüber zu starken Einschränkungen insbesondere auf der Lastseite. Im Ergebnis gehen die Erlöse des Batteriespeichers um ca. 26 % zurück. Die wesentlich zielgerichteteren dynamischen Betriebseinschränkungen dagegen beeinflussen die Vermarktungserlöse kaum, sodass die Erlöse lediglich um 1 % sinken. Damit sind auch für die Unterstützung des Hochlaufs von Großbatteriespeichern möglichst dynamische Betriebseinschränkungen statischen vorzuziehen.

Die vorzeitige Festlegung des Fahrplans führt für das Jahr 2024 zu einem Erlösrückgang von 10 %. Da die Regelleistungsmärkte für Speicher durch eine zunehmende präqualifizierte Leistung voraussichtlich an Attraktivität verlieren und sich die Vermarktung immer stärker in Richtung Wholesale-Märkte verlagert, ist zu erwarten, dass die negativen Auswirkungen dieser Betriebseinschränkungen künftig weiter zunehmen.

Die Beschränkung des Wirkleistungsgradienten auf 6 %  $P_{inst}/min$  in der Wholesale-Vermarktung führt für das betrachtete Jahr zu einem Rückgang der Erlöse von 13 %. Es zeigt sich, dass erwartbar Wirkleistungsgradienten einen negativen Einfluss auf die erzielbaren Erlöse haben und aus Speicherbetreiberperspektive entsprechend hohe Gradienten vorzugswürdig sind. Mit zukünftig zunehmender Wholesale-Vermarktung ist auch hier anzunehmen, dass dieser Effekt weiter zunimmt. Netzbetreiber

# B E T

sollten damit die für einen sicheren, zuverlässigen und kostengünstigen Netzbetrieb notwendigen Wirkleistungsgradientenbeschränkungen so gering wie systemisch nötig dimensionieren.

Die Limitierung der vermarktbaren Regelleistung auf 20 % je Regelleistungsprodukt zeigt ebenfalls deutliche erlösmindernde Effekte von 17 %. Die Ursache liegt in der starken Relevanz der Regelleistungsvermarktung im Rahmen der Cross-Market Vermarktung, die bei Limitierung nur teilweise durch eine verstärkte Wholesale-Vermarktung kompensiert werden kann. Absehbar könnte dieser Effekt durch eine zunehmende Verlagerung in den Wholesale-Markt abnehmen. Dennoch zeigt die Limitierung der vermarktbaren Regelleistung einen besonders starken Effekt auf Speicher und sollte daher mit Bedacht eingesetzt werden.

## 5.5 Fazit der quantitativen Untersuchungen

Die quantitativen Untersuchungen bestätigen zunächst die Erfahrungen und Planungsgrundsätze der Netzbetreiber, dass unbeschränkte Speicher grundsätzlich netzbelastend wirken können. Die Anwendung von Betriebsbeschränkungen für einen netzneutralen Betrieb, der Netzausbau spart, Netzkosten senkt und Netzkapazitäten für andere Netznutzer freihält, sind daher volkswirtschaftlich angemessen. Die Untersuchungen zeigen, dass statische und dynamische Betriebseinschränkungen für die Sicherstellung eines netzneutralen Betriebs in gleicher Weise effektiv sind.

Auf der anderen Seite zeigt sich, dass Betriebseinschränkungen das Geschäftsmodell und damit den notwendigen Speicherhochlauf negativ beeinflussen können. Dabei wird auch das markt- und systemdienliche Verhalten von Speichern limitiert, was – wie in den Untersuchungen gezeigt – zu niedrigerem Angebot von Regelenergie, aber auch von Energie auf den Wholesale-Märkten führen kann.

Diese Effekte können wiederum höhere und volatilere Preise zur Folge haben. Betriebseinschränkungen sollten daher besser dynamisch als statisch ausgestaltet und nur bis zu einem systemseitig notwendigen Maß angewendet werden.

Ein volkswirtschaftliches Optimum liegt damit in zielgerichteten, effektiven Betriebseinschränkungen, welche die Netzneutralität gewährleisten, aber die Vermarktung nur minimal notwendig limitieren.

Die in der Praxis häufig angewendeten Kombinationen von Betriebsbeschränkungen konnten im Rahmen dieser Kurzstudie nicht betrachtet werden. Es ist allerdings zu vermuten, dass Kombinationen die jeweiligen Rückwirkungen auf den Markt und das System verstärken könnten. Da die betrachteten Betriebsbeschränkung mit der schwierigen Planbarkeit, thermischen Überlastungen und Gradienten teils mehrere Herausforderungen der Netzbetreiber gleichzeitig adressieren, sollten Kombinationen dieser Beschränkungen stets hinsichtlich redundanter Effekte geprüft werden.

Um diese exemplarischen Ergebnisse dieser quantitativen Analyse weiter zu validieren und systematisch auszuwerten, sollte diese auf weitere Netze und Jahre ausgeweitet werden.

## 6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Der starke Zubau von Großbatteriespeichern ermöglicht es, erneuerbare Energien effizienter in den Markt zu integrieren und Systemdienstleistungen kostengünstig bereitzustellen. Der Zubau führt aber auch absehbar zu neuen Herausforderungen und einem starken Wandel im Netzbetrieb. Auch wenn bisher noch wenige systematische Erfahrungswerte zur Netzwirkung von Großspeichern vorliegen, zeigen erste Erfahrungsberichte und unsere quantitativen Analysen, dass Batteriespeicher zwar in vielen Situationen positiv sind, die unbeschränkte Vermarktung von Batteriespeichern auf den kurzfristigen Intraday- und Regelleistungsmärkten jedoch lokal zu zusätzlichen Belastungen und damit steigenden Netzkosten führen können.

Die aktuell gültigen TAR wurden nicht auf diese Entwicklung der Großbatteriespeicher ausgelegt und werden daher aktuell überarbeitet. Die Ergänzung system- und netzverträglicher Regeln für den Anschluss von Batteriespeichern ist jedoch bereits heute von Relevanz, da diese auch in vielen Jahren mit wachsender Anzahl an Großspeichern noch auf das Netz wirken werden. Viele Netzbetreiber haben daher über die aktuell geltenden TAR hinausgehende Anforderungen an den Netzanschluss von Großbatteriespeichern in ihre TAB aufgenommen. Diese gelten sowohl für Batteriespeicher ohne als auch mit FCA gleichermaßen. Mittels FCA werden darüber hinaus weitere Einschränkungen zum Betrieb von Großbatteriespeichern vereinbart. In Gesprächen mit Netzbetreibern, Speicherbetreibern und Vermarktern ergibt sich ein Bild über die Bandbreite heute gängiger Betriebseinschränkungen im Rahmen von FCA:

- Wirkleistungsbeschränkungen von statischen Hüllkurven, über dynamisch-regelbasierte Beschränkungen bis hin zu volldynamischen Day-Ahead-Mitteilungen über Beschränkungen
- Einschränkungen der vermarktaren Regelleistung zwischen 10-90 %
- Vorzeitige Festlegung des Wholesale-Fahrplans von 2-3 Stunden vor Erfüllung bis hin zur Festlegung am Vortag
- Wirkleistungsgradienten von 6- 20 %  $P_{inst}/min$ , aber auch bis hin zu 1 %  $P_{inst}/min$

Ausprägung Betriebseinschränkungen	
	<span style="color: red;">Wholesale</span> <span style="margin-left: 150px; color: red;">Regelleistung</span>
<b>Absolut vermarktbare Leistung</b>	Wirkleistungsbeschränkung ----- Regelleistungsbeschränkung
<b>Änderung vermarktbare Leistung</b>	Begrenzung Wirkleistungsgradienten
<b>Fahrplanangaben</b>	Vorzeitige Festlegung von Fahrplänen

Abbildung 18: Übersicht der derzeit angewendeten Betriebseinschränkungen

**Wirkleistungsbeschränkungen** sind wie auch unsere Untersuchungen zeigen, eine effektive und notwendige Maßnahme, um Batteriespeicher netzneutral in das Stromnetz zu integrieren. Zusätzliche Netzkosten werden vermieden, indem die auslegungsrelevante Viertelstunde nicht verstärkt, Redispatchbedarf vermieden und Sicherheitsmargen auf den Leitungen reduziert werden können. Wirkleistungsbeschränkungen wirken dabei sowohl auf die Vermarktung auf den Wholesale- als auch Regelleistungsmärkten. Negative Rückwirkungen auf den Speicherbetrieb und die Liquidität der Märkte können durch dynamisch-regelbasierte oder volldynamische Beschränkungen minimiert werden, erfordern jedoch intelligente Prozesse auf Seiten der Netzbetreiber.

# B E T

Die **vorzeitige Festlegung der Wholesale-Fahrpläne** soll Unsicherheiten in der Systemführung der Netzbetreiber verringern und dadurch Sicherheitsmargen auf den Betriebsmitteln reduzieren. Dadurch können Batteriespeicher jedoch in der relevantesten Phase des Intraday-Markts nicht teilnehmen, was dessen Liquidität senkt sowie die Volatilität und Extrempreise im Markt erhöht. Alternativ zu einer vorzeitigen Festlegung der Wholesale-Märkte können Wirkleistungsbeschränkungen oder Wirkleistungsgradienten Unsicherheiten in der Betriebsführung verringern.

**Begrenzungen der Wirkleistungsgradienten** von Batteriespeichern sind aus System- und Netzsicht notwendig, um deterministischen Regelleistungsbedarf und Blindleistungsbedarfe zu verringern. Zusätzlich wird die Planbarkeit in der Betriebsführung erhöht. Für Speicher führt dies teils zu starken Erlöseinbußen, da die Wholesale-Vermarktung stark eingeschränkt und komplexer wird. Die Anwendung auf den Regelleistungsmarkt führt ebenfalls zu einer starken Reduktion der vermarktbaren Regelleistung. Auch Wirkleistungsgradienten haben damit negative Rückwirkungen auf die Liquidität der Märkte.

Die **Limitierung der vermarktbaren Regelleistung** kann netzbelastende Fahrweisen vermeiden, Wirkleistungsgradienten aus dem Regelleistungsabruf reduzieren und die Planbarkeit für die Systemführung verbessern. Diese gehen zurzeit mit hohen Erlöseinbußen und einer Verringerung der Liquidität auf den Regelleistungsmärkten einher. Der system- und netzseitige Nutzen einer limitierten vermarktbaren Regelleistung kann in vielen Fällen auch über andere im Rahmen dieser Kurzstudie diskutierten Maßnahmen erzielt werden.

## Handlungsempfehlungen

- (1) **Förderung des faktenbasierten Dialogs zwischen den Interessen und Sorgen der Netz- und Speicherbetreiber im Sinne der Energiewende:** Die Kurzstudie soll zu diesem Dialog anregen und diesen fördern.
  - a. Die Analysen zeigen auf der einen Seite, dass Betriebseinschränkungen insbesondere in einem zukünftigen Energiesystem mit hoher Durchdringung von Großspeichern notwendig sind, um einen sicheren und kostengünstigen Netzbetrieb zu gewährleisten. Für Batteriespeicherbetreiber und -vermarkter bedeutet dies anzuerkennen, dass anders als in der Vergangenheit **zukünftig kaum noch größere Batteriespeicherprojekte ohne FCA mit Optionen für Betriebseinschränkungen realisierbar** sein werden.
  - b. Auf der anderen Seite können pauschale, unnötig scharfe oder ungeeignete Kombinationen von Betriebseinschränkungen die Wirtschaftlichkeit und damit den für die Energiewende dringend notwendigen Speicherhochlauf gefährden und im schlimmsten Fall ausbremsen. Zudem entstünden Ineffizienzen in den Kurzfristmärkten. Die im Rahmen der Studiererstellung geführten Gespräche zeigen, dass es hier an vielen Stellen an Erfahrungswerten fehlt. **Netzbetreiber sollten sich daher mit dem Thema zielgerichteter Betriebseinschränkungen auseinandersetzen** und sich deren marktlichen und systemischen Auswirkungen bewusst sein. Betriebseinschränkungen dürfen nicht dem Zweck dienen, Großbatteriespeicher im eigenen Netzgebiet zu verhindern. Vielmehr haben sie bei geeigneter Auslegung das Potenzial, eine gesamtsystemisch effiziente Integration von Speichern zu ermöglichen.

Gemeinsam sollte der volkswirtschaftliche Nutzen von Großbatteriespeichern für das Netz, das System und den Markt in den Blick genommen werden.

- (2) **Umsetzung möglichst zielgerichteter regelbasiert-dynamischer oder volldynamischer Betriebseinschränkungen:**  
Statische Betriebseinschränkungen wie Hüllkurven sind für gewisse Versorgungsaufgaben zwar ein niederschwelliges Instrument zur Sicherstellung von Netzneutralität, können aber in einigen

# B E T

Situationen im Jahr die Markt- und Systemdienlichkeit von Speichern unnötig beschneiden, in atypischen Netzsituationen auch die Netzdienlichkeit. Aus diesem Grund sollten die Prozesse der Netzbetreiber so weiterentwickelt werden, dass volldynamische oder alternativ dynamisch-regelbasierte Beschränkungen umgesetzt werden können, die möglichst zielgerichtet nur bei tatsächlicher netzseitiger Notwendigkeit den Betrieb von Speichern beschränkt. So kann eine Netzneutralität bei minimalen negativen Rückwirkungen auf die Marktdienlichkeit des Speichers erfolgen. Auch andere Betriebseinschränkungen sollten möglichst dynamisch durch den Netzbetreiber aktiviert werden.

(3) **Erstellung und Veröffentlichung von Studien zum systemischen Nutzen von Wirkleistungsgradienten:**

Begrenzungen der Wirkleistungsgradienten von Batteriespeichern über die aktuellen TAR hinaus sind aus System- und Netzsicht insbesondere in einem System mit hoher Batterieanschlussleistung sinnvoll. Allerdings sind für Dritte die Anforderungen der Netzbetreiber an die Dimensionierung der Wirkleistungsgradienten aktuell nicht transparent. Öffentliche Studien<sup>4</sup> zu dem systemischen Nutzen von Wirkleistungsgradienten können einen Beitrag leisten, ein wohlfahrtsmaximierendes Niveau von Gradienten zu ermitteln, das auch die negativen Rückwirkungen auf die Liquidität der Wholesale- und Regelleistungsmärkte einschließt.

(4) **Umsetzung zielführender, nicht redundanter Kombinationen von Betriebseinschränkungen:**

Unterschiedliche Formen von Betriebseinschränkungen können ähnliche Zwecke erfüllen. Insbesondere Kombinationen von Einschränkungen können daher dazu führen, einen geringen zusätzlichen netzbetreiberseitigen Mehrwert zu schaffen, auf der anderen Seite jedoch die Vermarktbarkeit des Speichers stark zu limitieren. Insbesondere die Limitierung der vermarktbaren Regelleistung kann durch andere Maßnahmen selektiver durchgeführt werden. Zielführende, nicht redundante Kombinationen von Betriebseinschränkungen sollten gewählt werden.

(5) **Festlegung von Leitplanken im Sinne einer Standardisierung von Betriebseinschränkungen in**

**FCA:** Die Gespräche mit verschiedenen Netzbetreibern zeichnen ein stark heterogenes Bild bei der Anwendung von FCA durch Verteilnetzbetreiber. Ein Grund dafür ist, dass die einfach umzusetzenden statischen Betriebseinschränkungen insbesondere für PV-geprägte Netze geeignet sind. Für wind- und lastgeprägte Netze müssen komplexere Betriebseinschränkungen für Batteriespeicher entwickelt werden. Die für die Einführung (voll-)dynamischer Betriebseinschränkungen grundlegenden Netzbetriebs- und Systemführungsprozesse der Netzbetreiber weisen jedoch unterschiedliche Reifegrade bzw. Geschwindigkeiten auf. Auch wenn die Voraussetzungen der Netzbetreiber heterogen sind, sollten im Rahmen des Möglichen Betriebseinschränkungen in FCA standardisiert werden, um Netzbetreibern klare Leitplanken mitzugeben, die Verhandlungen vereinfachen, überzogene Betriebseinschränkungen vermeiden und die Finanzierbarkeit von Speicherprojekten, z. B. bei der Erstellung von Erlösgutachten, vereinfachen.

---

<sup>4</sup> Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Anforderungspapier Nachweise und Studien zum konformen Verhalten sowie der sicheren lokalen und regionalen Integration von Batteriespeichern angekündigt.

# Anhang

## 7 Abbildungsverzeichnis

---

Abbildung 1: Übersicht Wholesale- und Regelmärkte .....	5
Abbildung 2: Anforderungen Verteilnetzbetreiber .....	6
Abbildung 3: Übersicht Netz-, System- und Marktdienlichkeit.....	7
Abbildung 4: Netzplanerische Definition von Speicherbetriebsweisen .....	10
Abbildung 5: Anwendungsmethodik Wirkleistungsbeschränkungen .....	10
Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung statischer Einschränkungen (Hüllkurve) .....	11
Abbildung 7: Vergleich zeitlicher Abläufe auf dem Energy-Only-Market und dem Engpassmanagement (in Anlehnung an Darstellung der ÜNB) .....	14
Abbildung 8: Einfluss der Wirkleistungsgradienten auf den Fahrpläneinsatz .....	17
Abbildung 9: Netzspezifische, statische Hüllkurve für einen netzneutralen Betrieb .....	22
Abbildung 10: Jahresverlauf des HS/MS-Lastgangs im gewählten Netzgebiet im Jahr 2024 .....	23
Abbildung 11: Verteilung des untertätigen, unbeschränkten Batteriespeichereinsatzes über das Jahr 2024 .....	23
Abbildung 12: Verschlechterung der Netzauslastung durch einen unbeschränkten Speicherbetrieb in Situationen mit bereits hoher Auslastung .....	24
Abbildung 13: Verbesserung der Netzauslastung durch einen unbeschränkten Speicherbetrieb in Situationen mit bereits hoher Auslastung .....	25
Abbildung 14: Änderung der Jahreshöchstlast Bezug (links) und Rückspeisung (rechts) durch den Speicherbetrieb mit verschiedenen Betriebsbeschränkungen .....	26
Abbildung 15: Lastgang der HS/MS-Ebene am Tag der Jahreshöchstlast für den unbeschränkten Betrieb (13.11.2024) .....	26
Abbildung 16: Änderung der bereitgestellten Regelleistung (FCR, aFRR POS und NEG) durch Betriebsbeschränkungen .....	27
Abbildung 17: Erlösrückwirkungen durch Betriebsbeschränkungen .....	28
Abbildung 18: Übersicht der derzeit angewendeten Betriebseinschränkungen .....	30

## 8 Tabellenverzeichnis

---

Tabelle 1: Übersicht Wholesale- und Regelmärkte .....	5
---	---

**B E T**

**B E T** Consulting GmbH  
Alfonsstraße 44  
D-52070 Aachen

Telefon: +49 241 47062-0  
[www.bet-consulting.de](http://www.bet-consulting.de)  
[info@bet-consulting.de](mailto:info@bet-consulting.de)