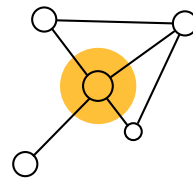
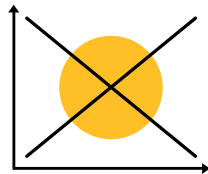
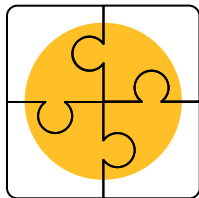
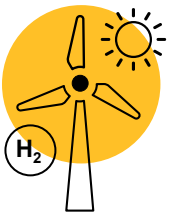


# Nutzen von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem und Kosten eines verzögerten Ausbaus

Im Auftrag von: green flexibility development GmbH



Energiewirtschaftliches Institut an der  
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

**Verfasst von:**

Polina Emelianova

Hanna Klar

Jakob Junkermann

Arne Lilienkamp

Dr. Nils Namockel

Bitte zitieren als:

EWI (2026). Nutzen von Großbatteriespeichern im deutschen Stromsystem und Kosten eines verzögerten Ausbaus

**1** Executive Summary

**2** Motivation

**3** Vorgehen

**4** Ergebnisse

**5** Fazit

# Großbatteriespeicher tragen zur Kosteneffizienz des deutschen Stromsystems bei

Der modellgestützte Vergleich zweier Ausbaupfade für Großbatteriespeicher, die sich in ihrer Ausbaugeschwindigkeit um das Dreifache unterscheiden, zeigt den positiven Systemnutzen zusätzlicher Flexibilität.

## Stromsystem

### Variable Systemkosten und Netze

- Großbatteriespeicher senken die variablen Systemkosten. Der Effekt steigt über die Zeit.
- Sie können den Redispatchbedarf senken und lasten Bestandsnetze besser aus.
- Sie können den Netzausbau zeitlich strecken, ersetzen ihn jedoch nicht komplett. Die Wirkung ergibt sich ungesteuert, da ein Netzsignal fehlt.

### Versorgungssicherheit & Resilienz

- Sie senken den zusätzlichen Bedarf an gesicherter Leistung und verringern Importabhängigkeit sowie Preisschock-Exposition.

Jährlich bis zu

**-1,8 Mrd. €**

Variable Systemkosten im Jahr 2035

## EE-Erzeugung

### EE-Abregelung

- Großbatteriespeicher senken die marktliche EE-Abregelung um 4 TWh (2030) bzw. 11 TWh (2035), was knapp 4 % des gesamten EE-Erzeugungspotenzials entspricht.

### Wert des EE-Stroms

- Sie stützen den PV-Marktwert (2035: +4 €/MWh) durch Verschiebung der Mittagseinspeisung in teurere Stunden.
- Sie reduzieren den Wind-Marktwert (2035: Wind Onshore bis -2,5 €/MWh sowie Wind Offshore bis -8 €/MWh).

Jährlich bis zu

**-11 TWh**

Marktliche Abregelung im Jahr 2035

## Strompreise

### Großhandelspreise

- Großbatteriespeicher nutzen EE-Überschüsse, verdrängen fossile Erzeugung (2035: -5 TWh), senken Nettostromimporte und dämpfen das durchschnittliche Preisniveau sowie die Volatilität auf dem Day-Ahead-Markt.

### Endverbraucherpreise

- Sie führen über geringere Großhandelspreise und geringere Netzkosten perspektivisch zu leichten Entlastungen für alle Verbrauchergruppen. Diese summieren sich für das Jahr 2035 auf bis zu 2,8 Mrd. €.

**-26 %**

Preisvolatilität im Jahr 2035

1 Executive Summary

2 Motivation

3 Vorgehen

4 Ergebnisse

5 Fazit

# Fehlende Investitionssicherheit könnte zu einem verlangsamten Hochlauf von Großbatteriespeichern führen

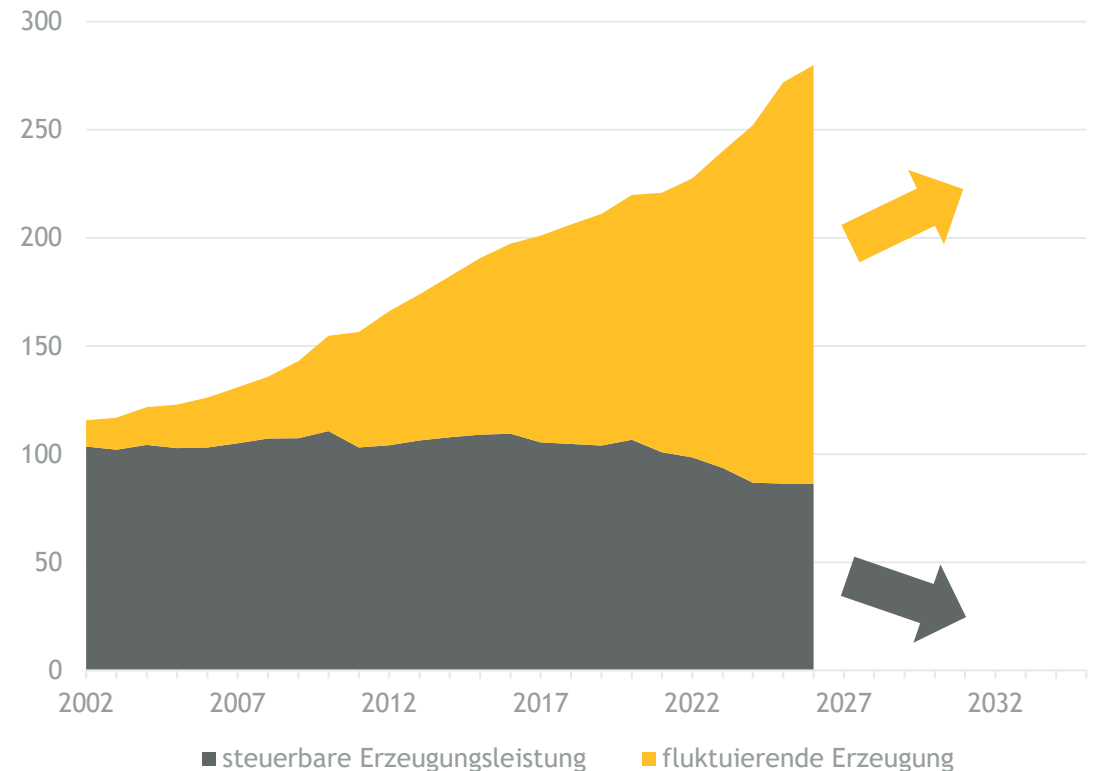
## Hintergrund

- Durch den Zubau fluktuierender Erzeugung, den gleichzeitigen Rückbau steuerbarer Kraftwerke und den Anstieg der Stromnachfrage wächst der Bedarf an Flexibilität und gesicherter Leistung im Stromsystem.
- Gleichzeitig sind die Rahmenbedingungen für die notwendigen Investitionen in zentrale Flexibilitätstechnologien aufgrund laufender Anpassungen des Marktdesigns (z.B. Netzentgeltreform, Netzpaket, FCAs) unsicher.
- Die Folge könnte ein verlangsamter Hochlauf von flexiblen Technologien wie Großbatteriespeichern sein, der zu Effizienzverlusten im Stromsystem führen kann.

Welche Auswirkungen hat ein verlangsamter Hochlauf von Großbatteriespeichern auf das deutsche Stromsystem?

1: [Fraunhofer ISE \(2026\)](#)

## Entwicklung der Erzeugungsleistung in Deutschland<sup>1</sup>, GW



1 Executive Summary

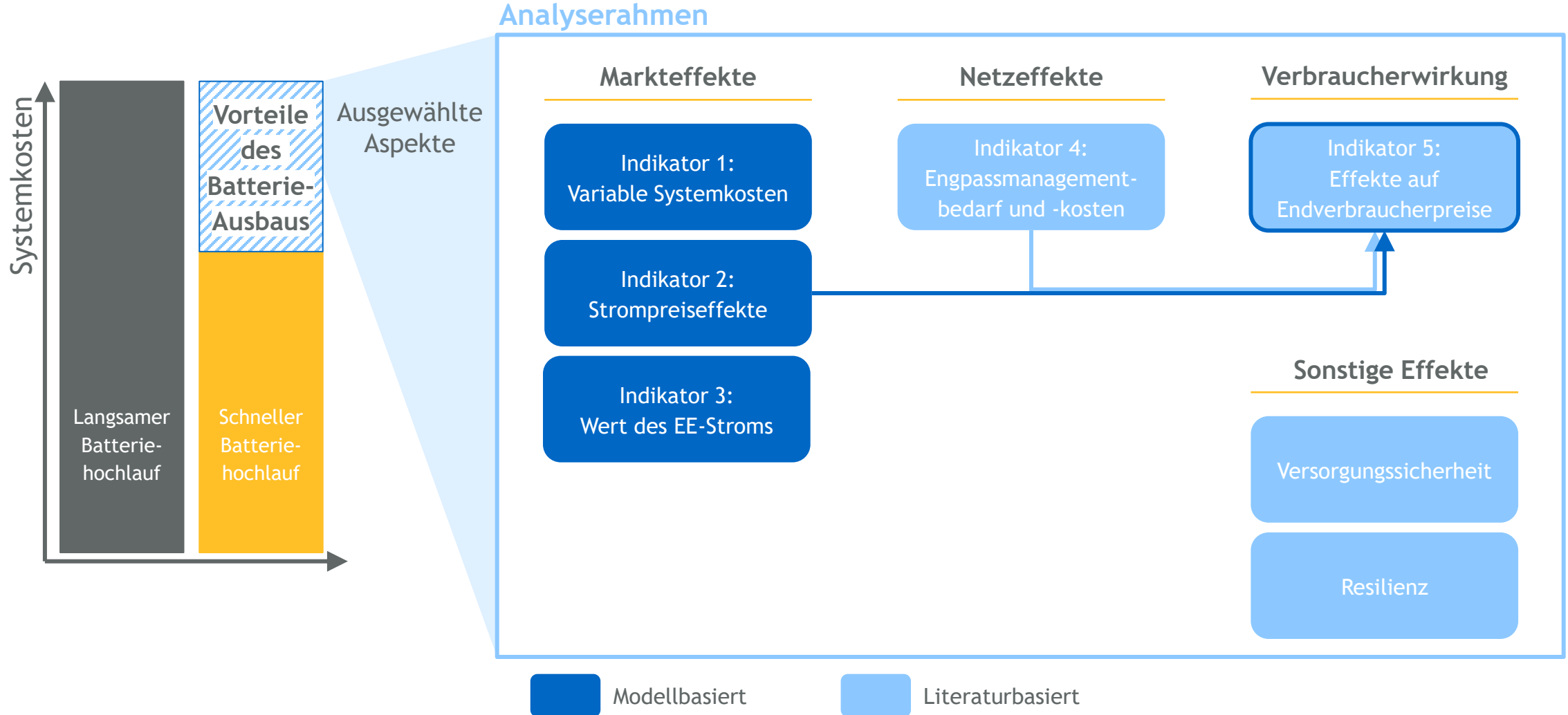
2 Motivation

3 Vorgehen

4 Ergebnisse

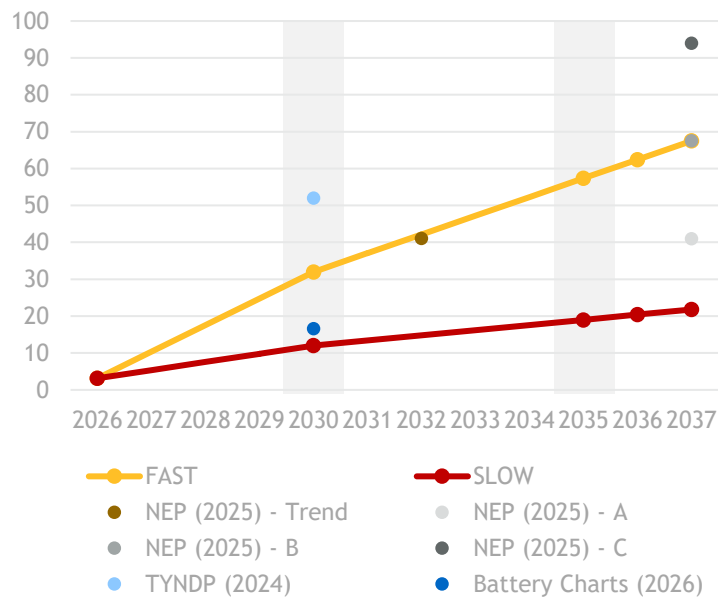
5 Fazit

# Im Gutachten werden die Auswirkungen unterschiedlich schneller Batteriehochläufe anhand verschiedener Indikatoren untersucht



# Der Vergleich der zwei Ausbaupfade isoliert die Systemeffekte von Großbatteriespeichern

Leistung Großbatteriespeicher<sup>1,2,3</sup>, GW



	2030	2035
Installierte Gesamtleistung	2030	2035
FAST (Schneller Hochlauf)	32 GW	57 GW
SLOW (Verlangsamter Hochlauf)	12 GW	19 GW

## Analyserahmen

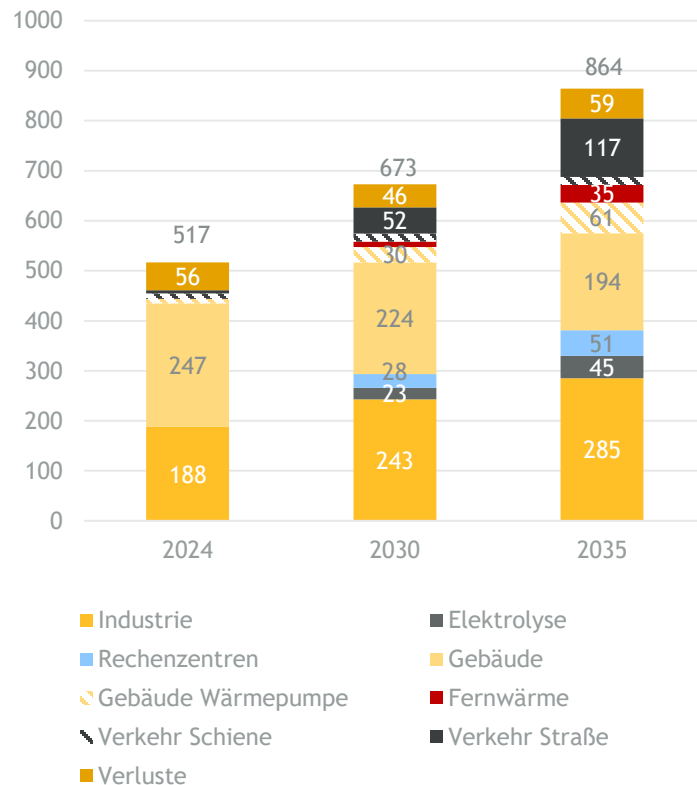
- Dieses Gutachten untersucht die Effekte zweier unterschiedlich schneller Ausbaupfade von Großbatteriespeichern auf das deutsche Stromsystem.
- Um die Effekte des Speicherausbaus isoliert zu betrachten, variiert das Modell ausschließlich die Leistung der Großbatteriespeicher, während alle weiteren Rahmenbedingungen konstant bleiben.
- Wir betrachten einen beschleunigten Hochlauf (FAST) und einen verlangsamten Ausbau (SLOW) für die Jahre 2030 und 2035:
  - FAST orientiert sich in der langen Frist am NEP-Szenario B<sup>1</sup>
  - SLOW entspricht einem deutlich verlangsamten Ausbaupfad unter Berücksichtigung aktueller Unsicherheiten bezüglich Regulatorik sowie potenzieller Verzögerungen durch Netzanschluss- und Genehmigungsprozesse.
- Die Leistung der Batterien teilt sich wie folgt nach Entladedauer auf:

	2h-Speicher	4h-Speicher	Durchschnitt	Erläuterung
2030	65 %	35 %	2,7 h	Dominanz von 2h-Großbatteriespeichern
2035	46 %	54 %	3,1 h	Übergang zu 4h-Großbatteriespeichern

1: [ÜNB \(2026\)](#) | 2: [Battery Charts \(2026\)](#) | 3: [ENTSO-E TYNDP \(2024\)](#)

# Die Analyse fokussiert sich auf Betriebsoptimierung unter festgelegten Annahmen zur Nachfrage und Erzeugungsleistung

## Stromnachfrage in Deutschland, TWh



## Szenariorahmen<sup>1</sup>

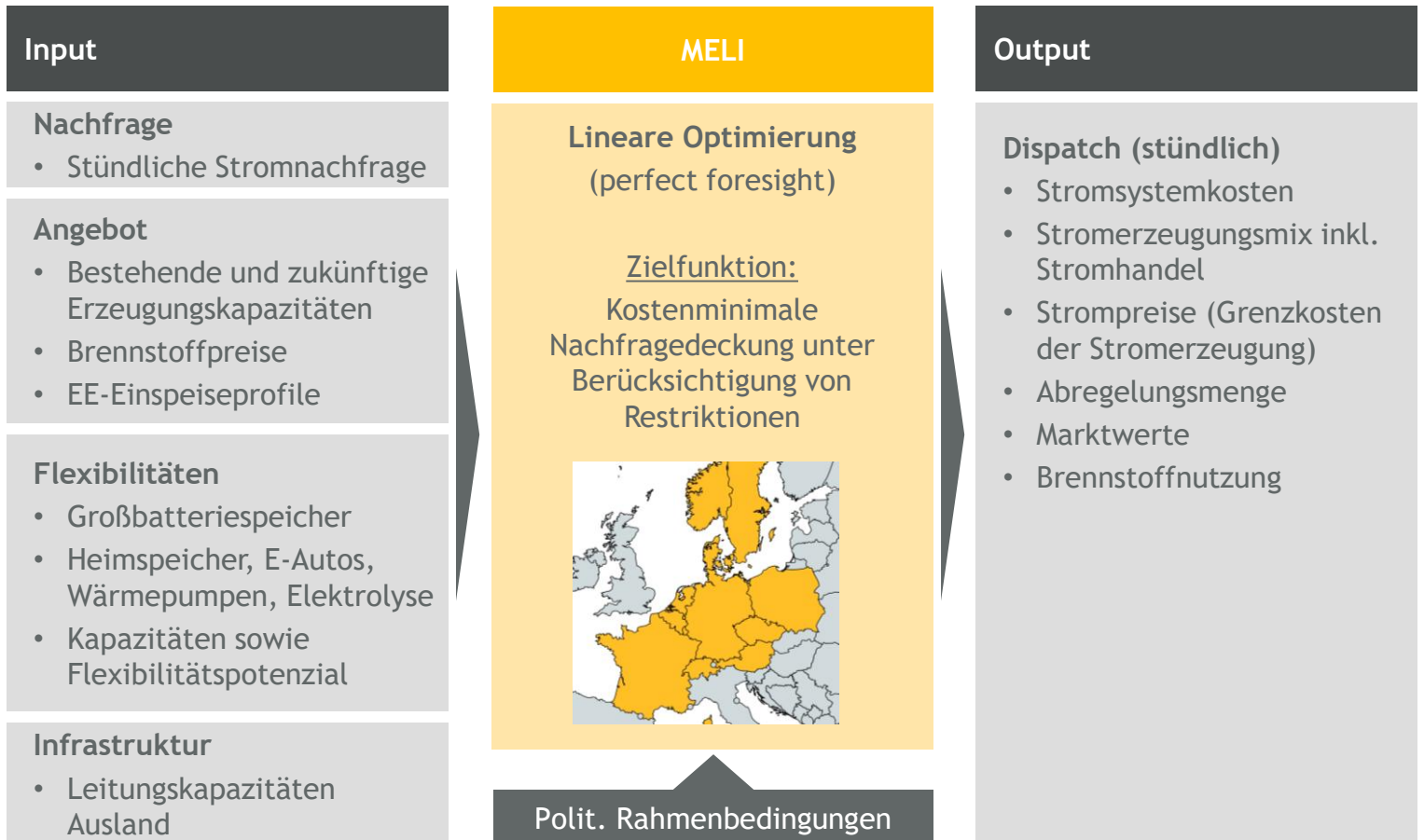
- Der Bruttostrombedarf<sup>2</sup> von 673 TWh (2030) bzw. 864 TWh (2035) basiert auf aktuellen Sektortrends<sup>3</sup> und wird entsprechend dem Szenario B aus dem Netzentwicklungsplan<sup>3</sup> nicht-linear in Anlehnung an die S-Kurve der Diffusionstheorie interpoliert. Die ermittelten sektoralen Strombedarfe fügen sich in die Bandbreiten des Monitoringberichts<sup>4</sup> ein. Der Bedarf für die Elektrolyse wird über Annahmen zur installierten Leistung<sup>8</sup> und Volllaststunden exogen vorgegeben.
- Erzeugungsleistung unterliegt der Annahme, dass die politischen EEG-Ziele bei der PV erreicht, bei der Windenergie jedoch verfehlt werden.<sup>4,5</sup> Der konventionelle Kraftwerkspark entwickelt sich gemäß dem Kohleausstiegsgesetz (KVVG)<sup>6</sup> und der Kraftwerksstrategie<sup>7</sup>. Erzeugungs-, Übertragungskapazitäten und Stromnachfrage im Ausland entsprechen dem TYNDP<sup>11</sup>.
- Als dezentrale Flexibilitätsoptionen werden das flexible Laden von Elektroautos<sup>9</sup>, Wärmepumpen mit einer 2h-Speicherkapazität<sup>10</sup> sowie der systemdienliche Einsatz von Heimspeichern berücksichtigt. Zudem wird ein zunehmend flexibler Betrieb von Elektrolyseuren angenommen.
- Der Szenariorahmen skizziert mittelfristig eine trendbasierte Entwicklung. Der Systemnutzen der Batterien kann höher ausfallen, wenn bspw. ein schnellerer EE-Ausbau realisiert wird oder ein höherer Strombedarf eintritt. Der Nutzen von Batterien hängt zudem von der Verfügbarkeit anderer Flexibilitätstechnologien ab. Je geringer der Beitrag anderer Technologien, desto größer der Nutzen von Batterien.

1: Siehe Anhang zu den Annahmen für [installierte Leistung](#) | 2: Verluste (Kraftwerkseigenverbrauch, Netzverluste, Umwandlung) betragen 7 %<sup>3</sup>. | 3: [ÜNB \(2026\)](#), NEP 2037/2045 Szenario B | 4: [EWI & BET \(2025\)](#) | 5: [IE Leipzig & r2b \(2025\)](#), Trend Szenario | 6: [KVVG](#) | 7: [BMW \(2026\)](#) | 8: [EWI \(2026\)](#) | 9: [Lilienkamp et al. \(2025\)](#) | 10: [Emelianova & Namockel \(2025\)](#) | 11: [ENTSO-E TYNDP \(2024\)](#), National Trends Szenario

# Die Betriebsoptimierung erfolgt mit dem Strommarktmodell Model for ELectricity Markets and Investments (MELI)

## Einordnung

- Die Analyse nutzt ein fundamentales, partielles Gleichgewichtsmodell zur Optimierung des Gesamtsystems.
- Das Modell bildet den statischen Betrieb exogen festgesetzter Kapazitäten ab, während Rückkopplungen auf Investitionsentscheidungen unberücksichtigt bleiben. Dennoch könnten Batterien zusätzliche Systemkosten einsparen, falls weniger anderweitige Erzeugungskapazitäten zugebaut werden müssten.
- Durch die stündliche Auflösung werden reale 15-Minuten-Intervalle geglättet, was den Flexibilitätsbedarf tendenziell unterschätzt.
- Die Modellierung beschränkt sich auf den Großhandelsmarkt (Day-Ahead). Zusätzlichen Nutzen stiften Großbatterien zudem durch ihren Einsatz am Intraday-Markt.



1 Executive Summary

2 Motivation

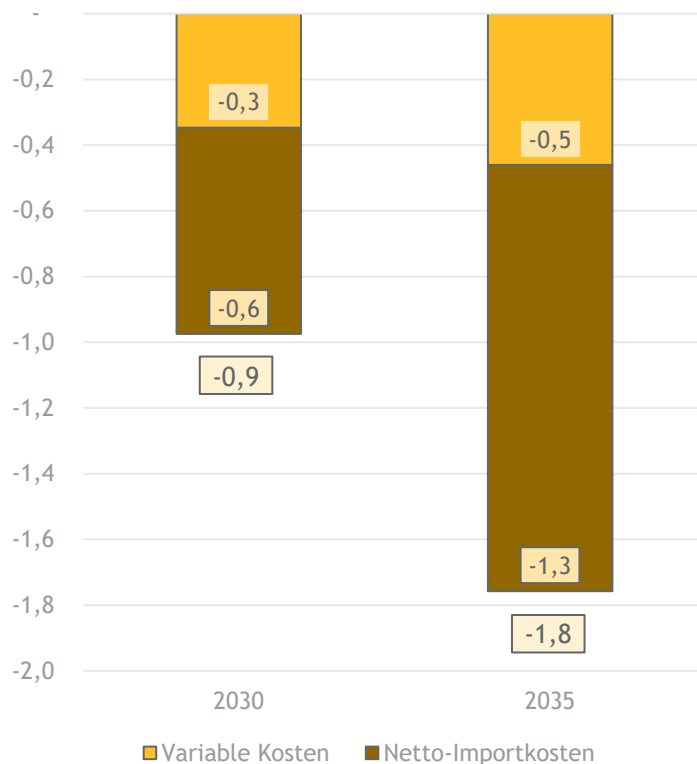
3 Vorgehen

4 Ergebnisse

5 Fazit

# Ein beschleunigter Ausbau von Großbatteriespeichern senkt die variablen Systemkosten um jährlich bis zu 7 %

## Delta Variable Systemkosten, Mrd. €/a



## Einordnung

- Die variablen Systemkosten beinhalten sowohl die variablen Stromerzeugungskosten als auch die Kosten der Stromimporte. Die variablen Stromerzeugungskosten setzen sich aus den Brennstoff- sowie CO<sub>2</sub>-Kosten zusammen.<sup>1</sup>
- Der beschleunigte Hochlauf von Großbatteriespeichern (FAST) senkt die variablen Kosten. Dies geschieht durch eine höhere EE-Einspeisung bei gleichzeitiger Verdrängung konventioneller Erzeugung (2035: -5 TWh). Speicher nutzen EE-Überschüsse in Phasen geringer Nachfrage und verringern so den Bedarf an fossiler Erzeugung. Die variablen Systemkosten sinken damit 2035 um 500 Mio. € bzw. ca. 2 %.
- Durch die zusätzliche Flexibilität der Speicher geht zudem die importierte Strommenge zurück. Infolgedessen sinken die variablen Systemkosten im Jahr 2035 zusätzlich um ca. 1,3 Mrd. € bzw. 5 %.
- Die Verdreifachung der Batterieleistung (FAST vs. SLOW) führt damit zu einer signifikanten Reduktion der Strombeschaffungskosten. Diese Ersparnis nimmt im betrachteten Zeitraum bis 2035 zu.

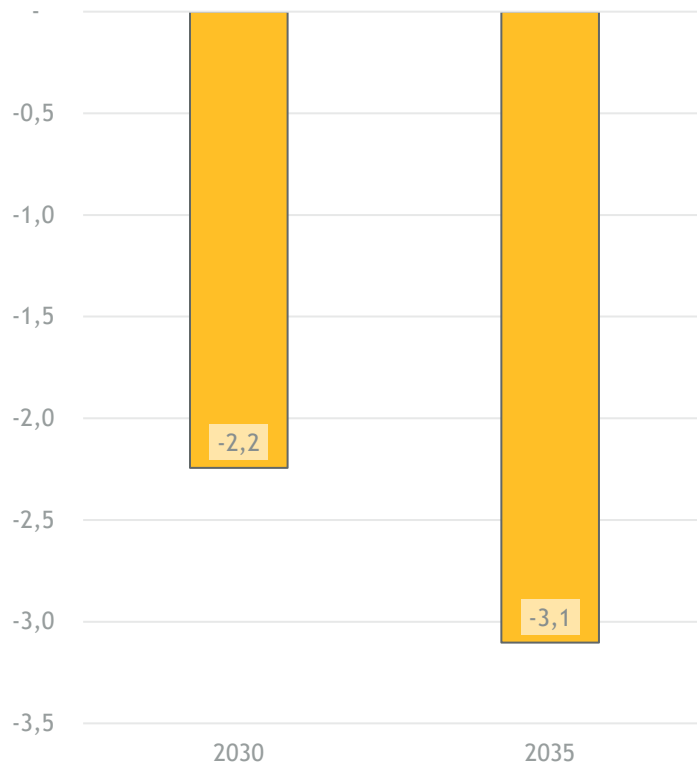
### Fazit Indikator 1:

Der beschleunigte Ausbau von Großbatteriespeichern senkt die variablen Systemkosten um jährlich bis zu 7 %. Dieser Effekt steigt mit der Zeit.

1: Die Berechnung der variablen Systemkosten basiert auf den zugrundeliegenden Modellergebnissen. Die Annahmen zur Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung folgen dem Current Policies Scenario (CPS) aus dem World Energy Outlook ([IEA \(2025\)](#)).

# Die zeitliche Verschiebung von Strommengen dämpft das mittlere Strompreinsniveau um bis zu 5 %

Delta Durchschn. Strompreis<sup>1</sup>, €/MWh



## Einordnung

- Großbatteriespeicher wirken direkt auf die Grenzkosten der Stromerzeugung: Das Laden in günstigen Stunden erhöht die Nachfrage und hebt das Preisniveau an, während das Entladen in teuren Stunden das Angebot erhöht und die Preisspitzen senkt.
- Bei beschleunigtem Ausbau der Großbatteriespeicher (FAST) fällt das durchschnittliche, mengen-gewichtete Strompreinsniveau geringer aus als bei einem langsameren Hochlauf.
- Im Vergleich liegt das mittlere Strompreinsniveau dadurch um ca. 2 €/MWh (2030) bzw. 3 €/MWh (2035) niedriger. Diese Preisdifferenz im Jahresmittel liegt bei unter 5 %. Der preissenkende Effekt beim Entladen und der preisanhebende Effekt beim Laden gleichen sich im Jahresmittel zum Teil aus, die preissenkende Wirkung dominiert jedoch.



### Fazit Indikator 2a:

Eine höhere Leistung von Großbatteriespeichern dämpft das durchschnittliche Strompreinsniveau um bis zu 5 % im Jahr 2035.

1: Die Strompreise entsprechen den Grenzkosten der Stromerzeugung und werden durch eine Dispatch-Modellierung bestimmt. Der angegebene Jahreswert ist der mengengewichtete Mittelwert, d. h. die Summe der stündlichen Produkte aus Preis und Nachfrage geteilt durch die Jahresnachfrage.

# Großbatteriespeicher glätten Preisspitzen und reduzieren die Volatilität am Großhandelsmarkt um bis zu 26 %

Delta Durchschn. Preisvolatilität, €/MWh



## Einordnung

- Die Preisvolatilität wird hier bestimmt als die durchschnittliche Preisänderung von einer Stunde zur nächsten, gemessen als Mittelwert der absoluten Stundendifferenzen über das ganze Jahr. Der Indikator bildet kurzfristige Schwankungen ab und beschreibt somit die operative Flexibilitätsanforderung im System.
- Da Großbatteriespeicher gezielt Hochpreisstunden kappen und Niedrigpreisstunden füllen, fällt die Preisvolatilität bei einem beschleunigten Ausbau (FAST) in beiden Stützjahren geringer aus als bei einem verlangsamten Hochlauf (SLOW).
- Die Verringerung der Volatilität ist für 2030 mit rund -1 €/MWh bzw. 20 % und für 2035 mit -1,7 €/MWh bzw. 26 % deutlich. Diese Änderungen der jährlichen Preisvolatilität können auf weniger extreme Hoch- und Niedrigpreisstunden sowie insgesamt geglättete Strompreise hinweisen. Der Effekt ist für beide betrachteten Jahre deutlich ausgeprägt und deutet auf die preisstabilisierende Wirkung von Batteriespeichern im System hin.



**Fazit Indikator 2b:**  
Großbatteriespeicher dämpfen die Preisvolatilität im betrachteten System um bis zu 26 % im Jahr 2035.

# Großbatteriespeicher reduzieren den täglichen durchschnittlichen Preisspread um bis zu 25 %

## Delta Durchschn. Tagesspread<sup>1</sup>, €/MWh



## Einordnung

- Der tägliche Preisspread wird als Differenz zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Stundenpreis innerhalb eines Tages bestimmt. Der Indikator drückt aus, wie groß die Preisspanne innerhalb eines Tages typischerweise ausfällt und spiegelt somit die Arbitragemöglichkeiten sowie die Verschiebungsanreize für Speicher wider.
- Da Großbatteriespeicher gezielt in Hochpreisstunden entladen und in Niedrigpreisstunden laden, fällt der durchschnittliche tägliche Spread bei einem beschleunigten Ausbau (FAST) in beiden Stützjahren geringer aus als bei einem verlangsamten Hochlauf (SLOW).
- Die Verringerung des Spreads beträgt rund -10 €/MWh bzw. 18 % (2030) und rund -19 €/MWh bzw. 25 % (2035).
- Der Effekt ist 2035 mit weiter vorangeschrittenem Speicherausbau ausgeprägter als im Jahr 2030.



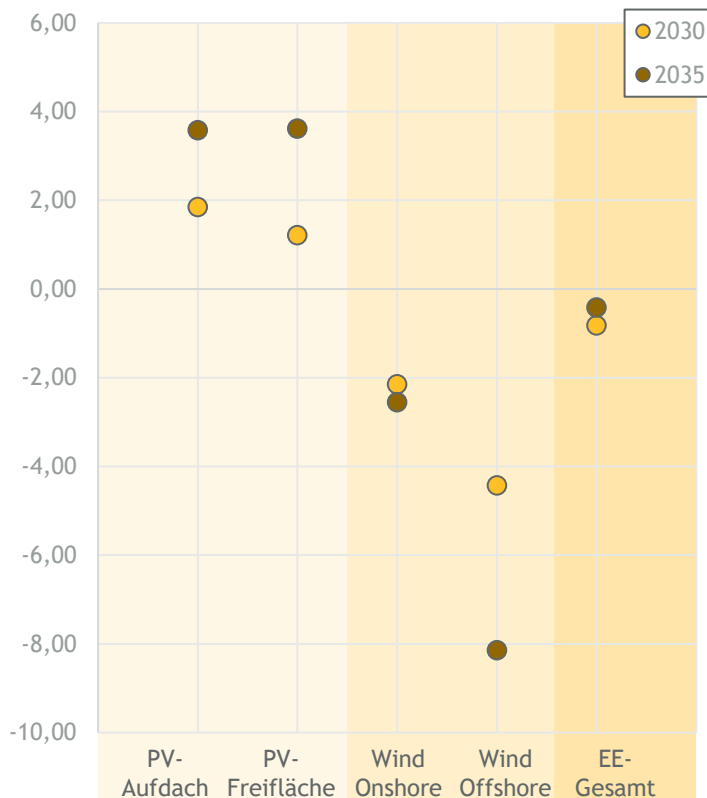
### Fazit Indikator 2c:

Ein beschleunigter Speicherausbau verringert die tägliche Preisspanne um bis zu 25 % im Jahr 2035.

1: Der angegebene Jahreswert ist der mit der Tagesnachfrage gewichtete Mittelwert der 365 Tagesspreads.

# Großbatteriespeicher stützen den Marktwert von PV-Anlagen, mindern ihn jedoch insbesondere bei Wind Offshore

## Delta EE-Marktwerte<sup>1</sup>, €/MWh



## Einordnung

- Der Marktwert entspricht dem mengengewichteten Durchschnittserlös einer Erzeugungstechnologie am Großhandelsmarkt. Ein beschleunigter Ausbau von Großbatteriespeichern verändert den Gesamtmarktwert von EE-Strom kaum (2035: um -0,4 €/MWh bzw. 1 %), beeinflusst jedoch den Marktwert von PV- und Wind-Anlagen unterschiedlich.
- PV-Anlagen profitieren von einem schnelleren Hochlauf von Großbatteriespeichern, da diese den Solarstrom aus den eher günstigen Mittagsstunden mit hoher PV-Einspeisung in Stunden mit höheren Preisen verschieben. Bei einer Verdreifachung der Speicherleistung steigt der Marktwert von PV-Aufdach sowie PV-Freifläche um knapp +4 €/MWh bzw. 18 % (2035).
- Für Windenergieanlagen wirkt zusätzliche Flexibilität dagegen dämpfend, da Speicher in windstarken und teils höherpreisigen Stunden entladen und dadurch Preisniveaus reduzieren. Entsprechend sinkt der Marktwert von Wind Onshore leicht (2035: bis -2,5 €/MWh bzw. 5 %) und von Wind Offshore stärker (2035: bis -8 €/MWh bzw. 12 %) aufgrund höherer Gleichzeitigkeit der Einspeisung.



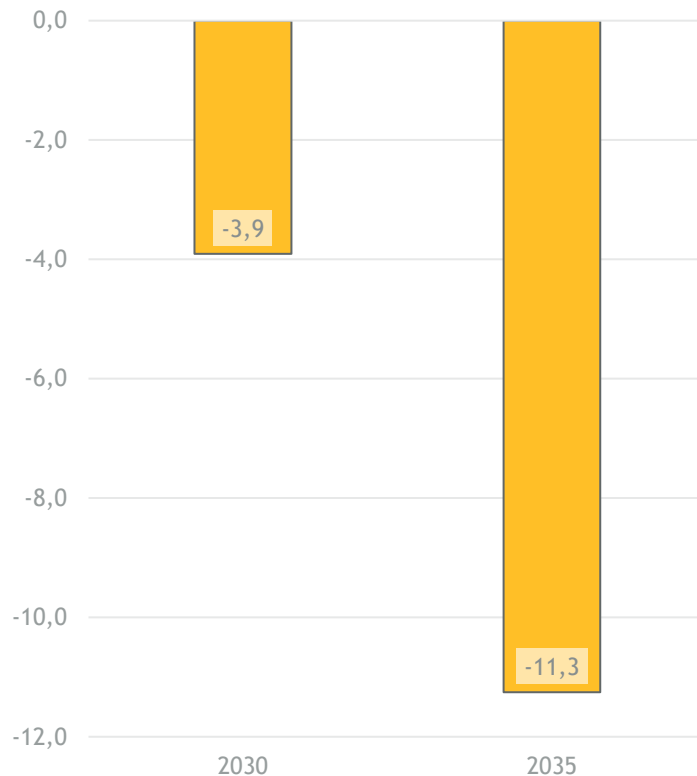
### Fazit Indikator 3a:

Ein beschleunigter Großbatteriespeicher-Ausbau steigert PV-Marktwerte 2035 (+18 %), während Marktwerte von Windanlagen zurückgehen (-5 % bis -12 %).

1: Der Marktwert einer EE-Technologie ist der erzeugungsgewichtete Durchschnittspreis des Stroms, der sich aus dem Verhältnis der über alle Stunden aufsummierten Werte aus Erzeugung und Strompreis zur gesamten Jahreserzeugung der jeweiligen Technologie ergibt.

# Mit beschleunigtem Ausbau von Großbatteriespeichern verringert sich die jährliche marktliche Abregelungsmenge um knapp 50 %

## Delta Marktliche Abregelung<sup>1</sup>, TWh/a



## Einordnung

- Die marktliche Abregelung beschreibt die Differenz zwischen dem theoretischen EE-Erzeugungspotenzial und der tatsächlich eingespeisten Strommenge. Sie wird notwendig, wenn die Nachfrage in bestimmten Stunden bereits gedeckt ist und keine Flexibilitätsoptionen den Überschussstrom weiter aufnehmen können.
- Ein Ausbau von Großbatteriespeichern wirkt dem entgegen: Indem Batterien den überschüssigen Strom aufnehmen und zeitversetzt bei höherer Nachfrage wieder ausspeisen, wandeln sie theoretisches Erzeugungspotenzial in realisierte Einspeisung um.
- Die Größenordnung des Effekts wächst im Zeitverlauf an. Während die Abregelung 2030 um ca. 4 TWh (-36 %) sinkt, können 2035 bereits 11 TWh (-48 %) an zusätzlichem EE-Strom durch einen beschleunigten Ausbau eingespeist werden. Dies ist ein signifikanter Zuwachs, der etwas unter 4 % des gesamten EE-Erzeugungspotenzials ausmacht. Zur Einordnung: Hier wird ausschließlich marktliche Abregelung betrachtet. Die reale netzbedingte EE-Abregelung (Redispatch) lag im Jahr 2025 bei rund 9,4 TWh.<sup>2</sup>



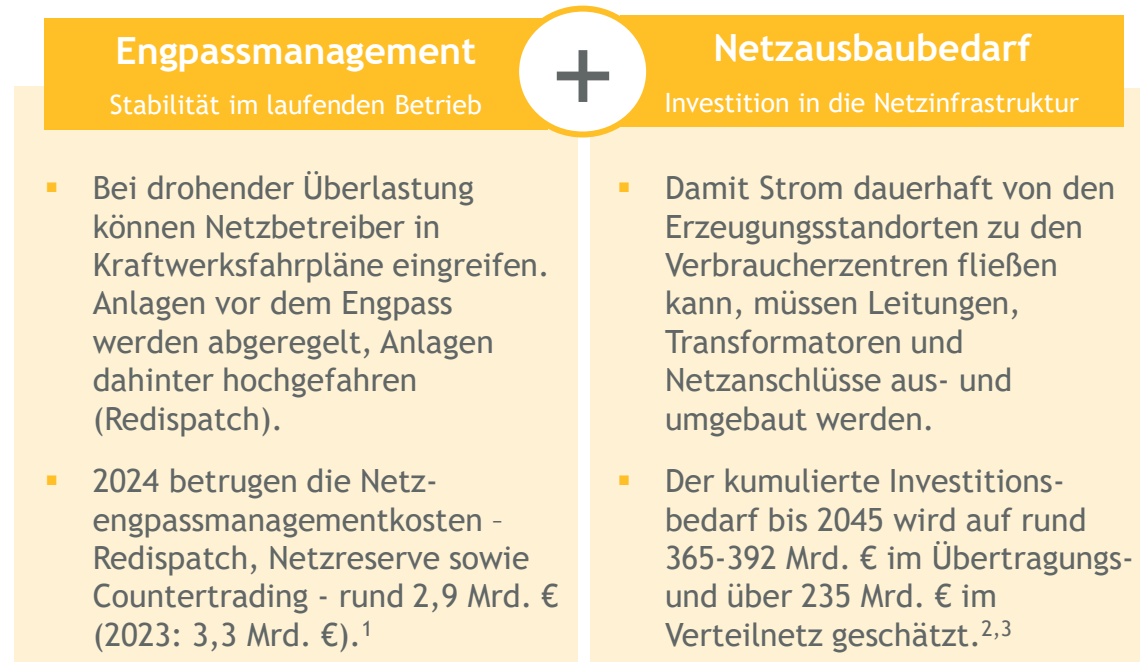
### Fazit Indikator 3b:

Großbatteriespeicher reduzieren die marktliche Abregelung erneuerbarer Energien im betrachteten System signifikant (2035: -48 %).

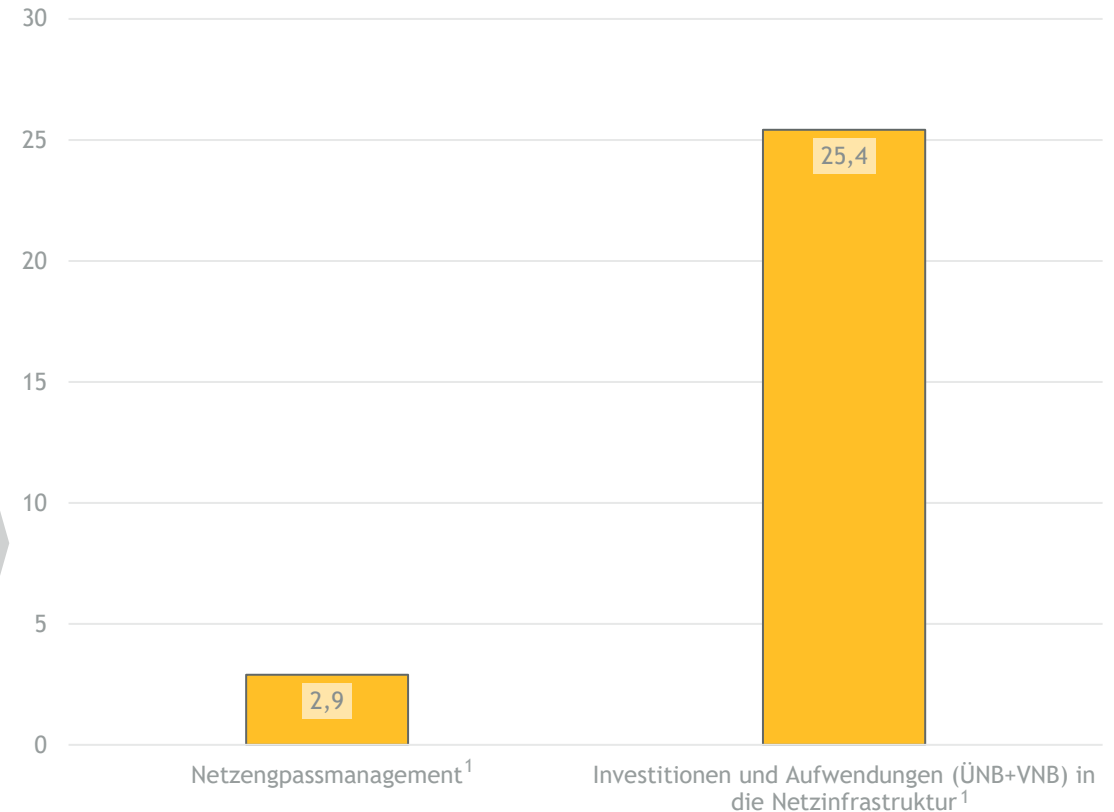
1: Diese Ergebnisse stammen aus dem Strommarktmodell und beinhalten keine netzseitige Abregelung (z. B. durch physische Leitungsempässe). | 2: [SMARD \(2026\)](#)

# Engpassmanagement und Ausbaubedarf treiben die Kosten im deutschen Stromnetz

Aus der räumlichen Diskrepanz zwischen Erzeugung und Last resultieren netzseitige Kosten. Dargebotsabhängige Erzeugung (Wind, PV) entsteht standortgebunden an Orten mit hohem Erzeugungspotenzial, während die Verbrauchszentren überwiegend andernorts liegen. Der notwendige Lastfluss über große Distanzen erzeugt insbesondere zwei Kostenblöcke:



Netzseitige Kosten im Jahr 2024, Mrd. €/a



1: [BNetzA \(2024\)](#) | 2: [ÜNB \(2026\)](#) | 3: [EWI & BET \(2025\)](#)

# Großbatteriespeicher können schon heute Redispatchkosten senken - jedoch nicht gezielt, da das Netzsignal aktuell fehlt

## Wirkungsrichtung

### Ausgangslage

- Batteriespeicher sind seit 2021 rechtlich in den Redispatch einbezogen (§ 13a EnWG, ab 100 kW), werden aber faktisch kaum aktiv abgerufen.<sup>1</sup> Hürden sind Unsicherheiten bei der Kostenkompensation, Flexibilitätsvermarktung und Füllstandsinformationen.<sup>2,5</sup>

### Kosten-senkende Wirkung existiert zwar, ist aber ungesteuert

- Grundsätzlich zeigen Studien jedoch ein Senkungspotenzial: Großbatteriespeicher können je nach Standort schon heute den Redispatchbedarf und damit -kosten reduzieren. Dies erfolgt jedoch ungesteuert, da ein regionales Preissignal zum Zustand der Netzauslastung bisher fehlt.<sup>3,4</sup>
- In der aktuellen einheitlichen Gebotszone bestehen für Großbatteriespeicher, wie für alle Anlagen, keine Anreize, Netzengpässe in ihrer Fahrweise zu berücksichtigen. Ohne lokales Preissignal ist der Effekt je nach Standort leicht belastend (+4,2 €/kW/a) bis entlastend (bis zu -6 €/kW/a). Ein lokales, dynamisches Preissignal kann zu einer gezielteren Kostenentlastung beitragen (bis zu -53 €/kW/a).<sup>3,4</sup>

## Fazit Indikator 4:

Großbatteriespeicher können Redispatchbedarfe und -kosten reduzieren.  
Lokale Signale können den Effekt verstärken.

## Standortabhängigkeit: Redispatchkosten<sup>3,4,6</sup>

### 1. Bollingstedt

-6 €/kW/a  
-47€/kW/a  
-26 €/kW/a  
-4 €/kW/a

### 2. Wilhelmshaven

+0,8 €/kW/a  
-12 €/kW/a  
-5 €/kW/a

### 3. Lausitz

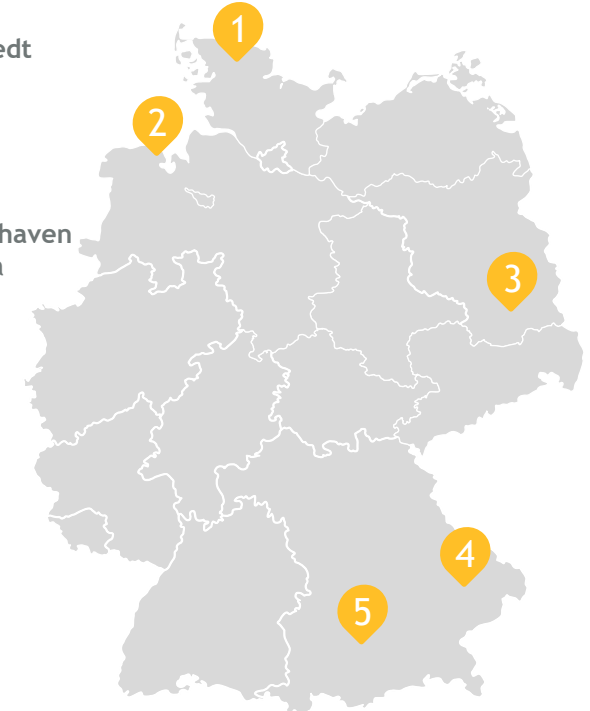
-0,8 €/kW/a  
-29 €/kW/a  
-16 €/kW/a

### 4. Plattling

-3 €/kW/a  
-53€/kW/a  
-30 €/kW/a  
-2 €/kW/a

### 5. Oberbayern

+4,2 €/kW/a  
-14 €/kW/a  
-5 €/kW/a



- Status Quo
- Dynamisches Netzentgelt
- Dynamische Leitplanke
- Statisches Netzentgelt

1: [BMJV](#) | 2: [Neon & ECO STOR \(2026\)](#) | 3: [FfE & elia \(2025\)](#) | 4: [Neon & ECO STOR \(2025\)](#) | 5: [Amprion \(2026\)](#) | 6: Instrument-Ausgestaltung der Studien unterschiedlich gefasst: 3 untersucht ein symmetrisches Netzentgelt von 10ct/kWh, 4 ein asymmetrisches Redispatch Preissignal von 10 ct/kWh bei pos. und 8 ct/kWh bei neg. Redispatchbedarf. Bei der dynamischen Leitplanke prüft 3 verschiedene Eingriffstiefen.

# Großbatteriespeicher können Bestandsnetze besser auslasten und den Netzausbau zeitlich strecken, ersetzen diesen jedoch nicht

## Ausgangslage

- Netzausbau stellt eine strukturelle Lösung für Netzengpässe dar, ist jedoch zeit- und kostenintensiv. Studien schätzen den Investitionsbedarf bis zum Jahr 2045 auf etwa 600 Mrd. €. <sup>1,2</sup> Der engpassreduzierende Einsatz von Flexibilitäten gewinnt daher im Netzbetrieb an Relevanz.

## Höhere Auslastung des Bestandsnetzes

- Großbatteriespeicher können die nutzbare Kapazität bestehender Leitungen und Transformatoren im Regelbetrieb anheben und die vorhandene Infrastruktur im Gesamtsystem effizienter nutzbar machen. Dies geschieht bereits heute durch Netzbooster, die von Netzbetreibern beschafft und betrieben werden. <sup>3,4,5,6</sup>
- Zukünftig könnte eine marktliche Beschaffung netzdienlicher Flexibilität im Verteilnetz auch bei marktlich orientierten Speichern möglich sein. Der regulatorische Rahmen ist in §14c EnWG angelegt, konkrete Marktprodukte aber noch nicht festgelegt. <sup>7</sup>

## Verzögerung des Netzausbaus

- Bei einer Fahrweise, die den aktuellen Netzzustand berücksichtigt, können Großbatterien Einspeise- und Bezugsspitzen glätten und damit Maßnahmen des Netzausbaus verzögern. <sup>3,4,8</sup> Großbatteriespeicher können auch ohne explizites Netzsignal bereits netzentlastend wirken. Bei marktgetriebener Fahrweise wird das Netz bspw. durch die Aufnahme von PV-Strom in günstigen Stunden implizit entlastet. Je nach Positionierung im Netz können jedoch auch zusätzliche Belastungen entstehen. Netzsignale könnten den entlastenden Effekt verstetigen. <sup>9,10</sup>
- Bei verzögertem Übertragungsnetzausbau oder späterer Inbetriebnahme von HGÜ-Trassen können netzdienliche Großbatteriespeicher Nord-Süd- bzw. Nordost-Südwest-Lastflüsse unterstützend auffangen und Spitzenbelastungen vermeiden. <sup>11</sup>

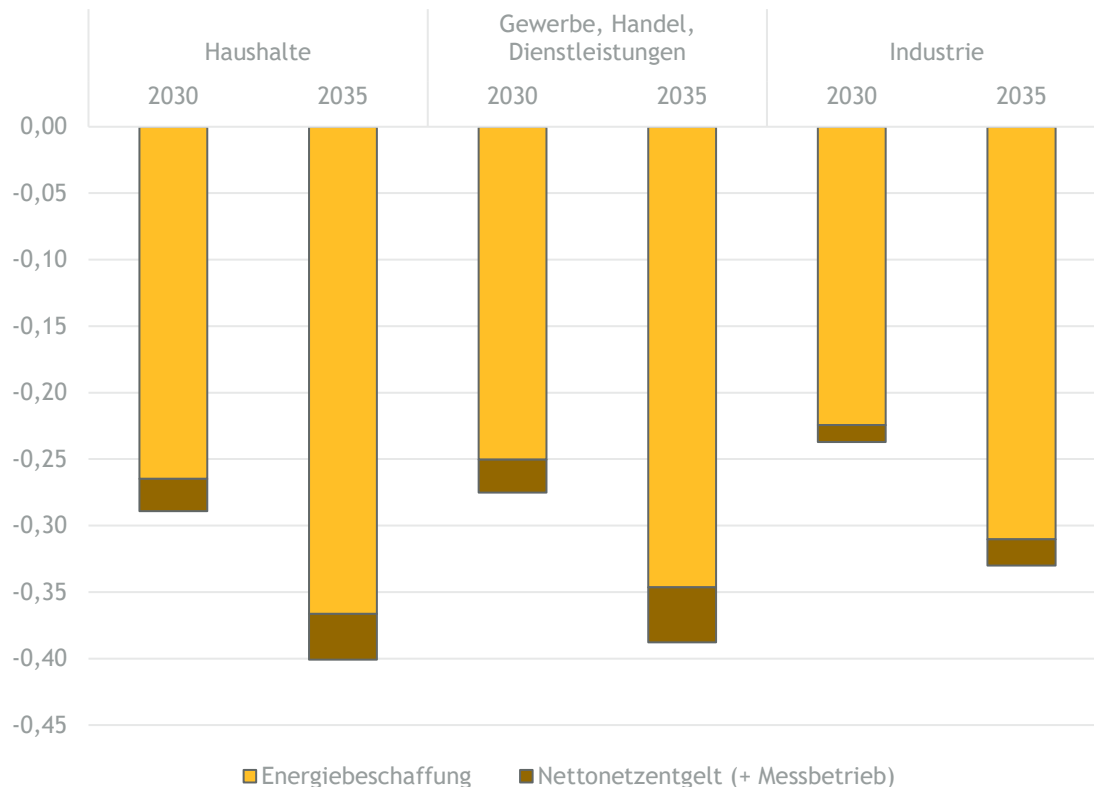
## Fazit:

Großbatteriespeicher können den Netzausbaubedarf zeitlich verzögern und anteilig ersetzen, ihn aber nicht vollständig substituieren. Ihre Wirkung ist begrenzt durch Standort und fehlende Netzsignale, sowie Speichergröße und -dauer.

1: [EWI & BET \(2025\)](#) | 2: [ÜNB \(2026\)](#) | 3: [Tennet \(2026\)](#) | 4: [TransnetBW \(2026\)](#) | 5: [Amprion \(2026\)](#) | 6: [Fluence & Consentec \(2023\)](#) | 7: [BMJV \(2021\)](#) | 8: [Aguado et al. \(2017\)](#) | 9: [Neon & ECO STOR \(2025\)](#) | 10: [FfE & elia \(2025\)](#) | 11: [TenneT \(2024\)](#)

# Der beschleunigte Speicherausbau reduziert Stromkosten über alle Verbrauchergruppen hinweg um bis zu 2,8 Mrd. € pro Jahr

## Delta Endverbraucherpreise<sup>1</sup>, ct/kWh



## Einordnung

- Ein beschleunigter Großbatteriespeicherausbau (FAST) senkt die Energiebeschaffungs- und Netzkosten über alle Verbrauchergruppen hinweg um bis zu -0,3 ct/kWh (2030) und -0,4 ct/kWh (2035) bzw. um ca. 1 % für Haushalte. Im Jahr 2030 ergeben sich über alle Endverbrauchergruppen jährliche Einsparungen von bis zu 1,6 Mrd. €, im Jahr 2035 2,8 Mrd. €.
- Energiebeschaffungskosten - die Kosten für den Einkauf des Stroms am Großhandelsmarkt - sinken für alle Endverbraucher, da das allgemeine Preisniveau mit erhöhtem Speicherausbau (FAST) niedriger ausfällt als bei verzögertem Speicherausbau (SLOW).<sup>2</sup> Gleichzeitig sinken Netzentgelte durch verringerte Redispatchkosten mit erhöhtem Speicherausbau (FAST).<sup>1</sup>
- Beide Effekte fallen im Jahr 2035 mit weiter vorangeschrittenem Speicherausbau stärker aus als im Jahr 2030.



**Fazit Indikator 5:**  
Ein beschleunigter Speicherausbau senkt die Stromkosten aller Verbrauchergruppen um 1-2% bzw. bis zu 2,8 Mrd. € jährlich.

1: Erläuterungen zur Methodik Netzkostenwälzung siehe [Anhang](#). Potenzial zur Einsparung der Redispatchkosten berücksichtigt hier den Status Quo (Großbatteriespeicher erhält keine Preissignale zum Netzzustand) von bis zu -6 €/kW/a aus [Neon & ECO STOR \(2025\)](#), angewandt auf das in diesem Gutachten untersuchte Szenario. | 2: S. Indikator 2) Strompreiseffekte.

# Versorgungssicherheit unter strukturellem Druck



## Kapazitäten

- ERAA 2025 und BNetzA-Versorgungssicherheitsmonitoring (2025) prognostizieren, dass Deutschland den gesetzlichen Zuverlässigkeitsstandard (LOLE von 2,77 h/a) ohne Gegenmaßnahmen in 2026-2030 verfehlt.<sup>1,2</sup>
- Der identifizierte Mehrbedarf an gesicherter Leistung beträgt zwischen 22-36 GW.<sup>2</sup>
- Der Kohleausstieg verstärkt den Druck; weiterer Rückgang steuerbarer konventioneller Kapazität bei wachsendem EE-Anteil.



## Dunkelflaute

- Bei Dunkelflauten handelt es sich meteorologisch um synoptische Wetterlagen, die sich über tausende Kilometer erstrecken und zwischen zwei Tagen und über zwei Wochen andauern können.<sup>3</sup>
- Genau in diesen Stunden entstehen Knappheitsrisiken, da Wind- und Solaranlagen keinen Strom produzieren.
- Beispiel (Nov. 2024): Am 06.11.2024 deckten Wind und Solar im Tagesdurchschnitt lediglich 3 % der deutschen Stromnachfrage. Als direkte Folge stieg der Day-Ahead-Preis im Durchschnitt an diesem Tag auf über 231 €/MWh (mit Einzelspitzen von über 820 €/MWh).<sup>4</sup>



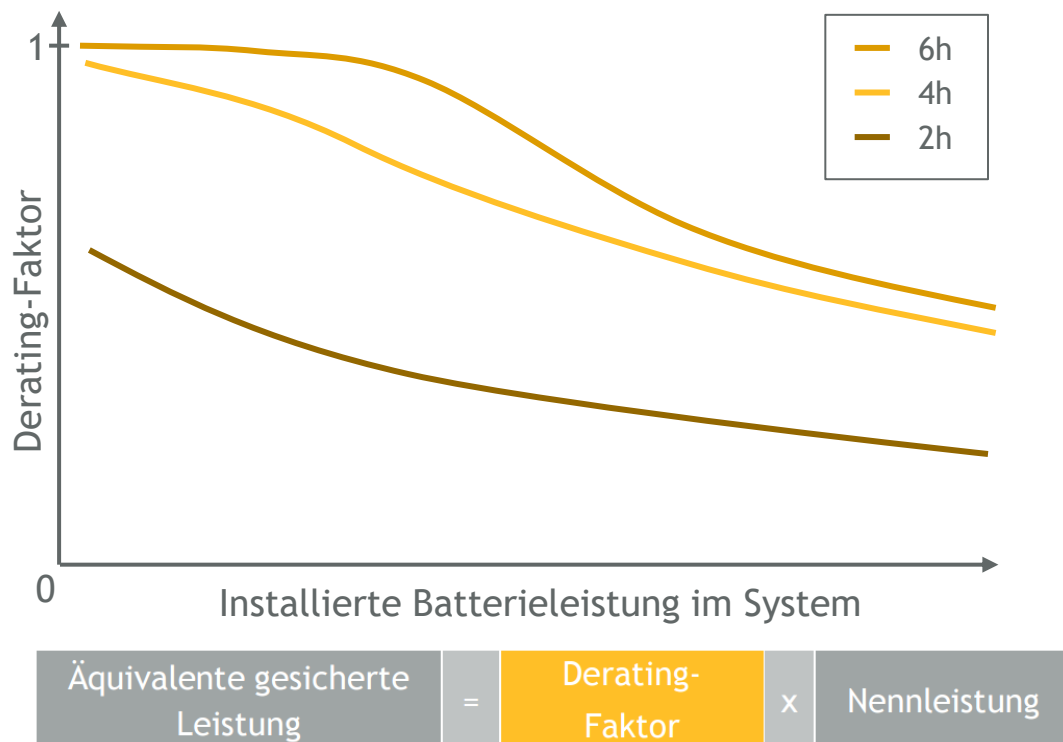
## Batterien

- Wie viel Batteriekapazität tatsächlich zur gesicherten Leistung beiträgt, ist sowohl bei der Berechnungsmethode als auch im regulatorischen Rahmen noch nicht abschließend geklärt. Die Frage ist jedoch entscheidend für das Kapazitätsmarktdesign ab 2032.<sup>5</sup>

1: [ENTSO-E \(2025\)](#) | 2: [BNetzA \(2025\)](#) | 3: [Strnad et al. \(2026\)](#) | 4: [Fraunhofer ISE \(2024\)](#) | 5: [EWI \(2025\)](#)

# Großbatteriespeicher leisten einen systemkritischen Beitrag zur Versorgungssicherheit

Stilistische Darstellung des Derating-Faktors abhängig von der installierten Batterieleistung je Entladedauer<sup>2</sup>



## Einordnung

- Großbatteriespeicher leisten einen verlässlichen Beitrag zur gesicherten Leistung und zur System Adequacy (dt. Systemangemessenheit).<sup>1,2,3</sup> Ein gängiger Indikator ist der Derating Faktor, der die Nennleistung in äquivalente gesicherte Leistung umrechnet (vgl. Grafik).
- Entscheidend ist die Speicherdauer: Batterien mit längerer Entladedauer (4h, 6h) erreichen deutlich höhere Derating Faktoren als 2h-Batterien, der Beitrag zur gesicherten Leistung ist also größer.<sup>1,3,4</sup>
- Mit steigender Gesamtkapazität sinkt der Beitrag pro zusätzliche Batteriekapazität. Der größte relative Mehrwert pro Megawatt liegt also in der frühen Phase des Ausbaus.<sup>2,3,4</sup> Trotz abnehmendem Grenznutzen kann jedoch jede zusätzliche Batterie einen positiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.

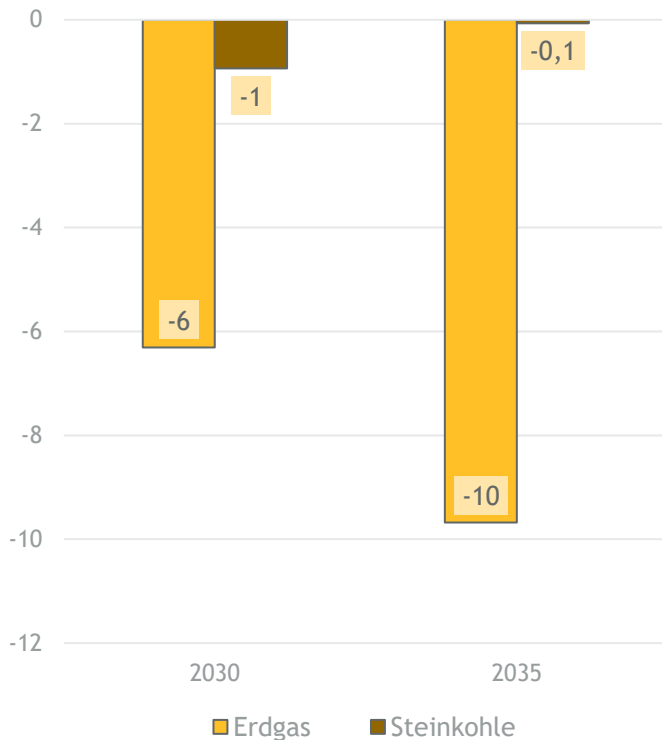


**Fazit:** Großbatteriespeicher können gesicherte Leistung bereitstellen. Früh zugebaute Batterien senken den Bedarf residualer gesicherter Leistung am effektivsten. Dies spricht für einen schnelleren Batteriezubau.

1: [Dratsas et al. \(2021\)](#) | 2: vgl. [EWI \(2025\)](#), tatsächliche Werte sind szenarioabhängig | 3: [Schleifer et al. \(2021\)](#) | 4: [Pham et al. \(2024\)](#)

# Großbatteriespeicher senken die Importabhängigkeit bei Erdgas deutlich und puffern das System gegen globale Angebotsschocks

## Delta Import Steinkohle & Erdgas, TWh/a



## Einordnung

- Ein resilientes Energiesystem ist definiert als eines, „dessen Funktion [...] unter Belastungen erhalten bleibt oder zumindest innerhalb kurzer Zeit wiederhergestellt werden kann“<sup>1</sup>.
- In diesem Gutachten dient die batteriespeicherbedingte Veränderung der Erdgas- und Steinkohleimporte als indikativer Proxy für die Resilienz (siehe Grafik). Aktuelle Studien warnen explizit vor konkreten Risikoszenarien wie dem plötzlichen Ausfall europäischer Gas-Pipelines aus dem Norden oder Süden.<sup>2</sup>
- Großbatteriespeicher laden heimischen EE-Strom und verdrängen Gas- und Steinkohlekraftwerke in Stunden hoher Residuallast. Jede eingesparte Terawattstunde Erdgas senkt die Importabhängigkeit (LNG, Pipelines) 1:1 und puffert Angebotsschocks.<sup>3</sup>
- Mit dem erhöhten Ausbau von Großbatteriespeichern sinkt der Importbedarf an Erdgas (2030: -4 %, 2035: -5 %) und Steinkohle (2030: -9 %, 2035: -1 %) teils deutlich. Damit sinkt auch die Importabhängigkeit und der Einfluss von Angebotsschocks.

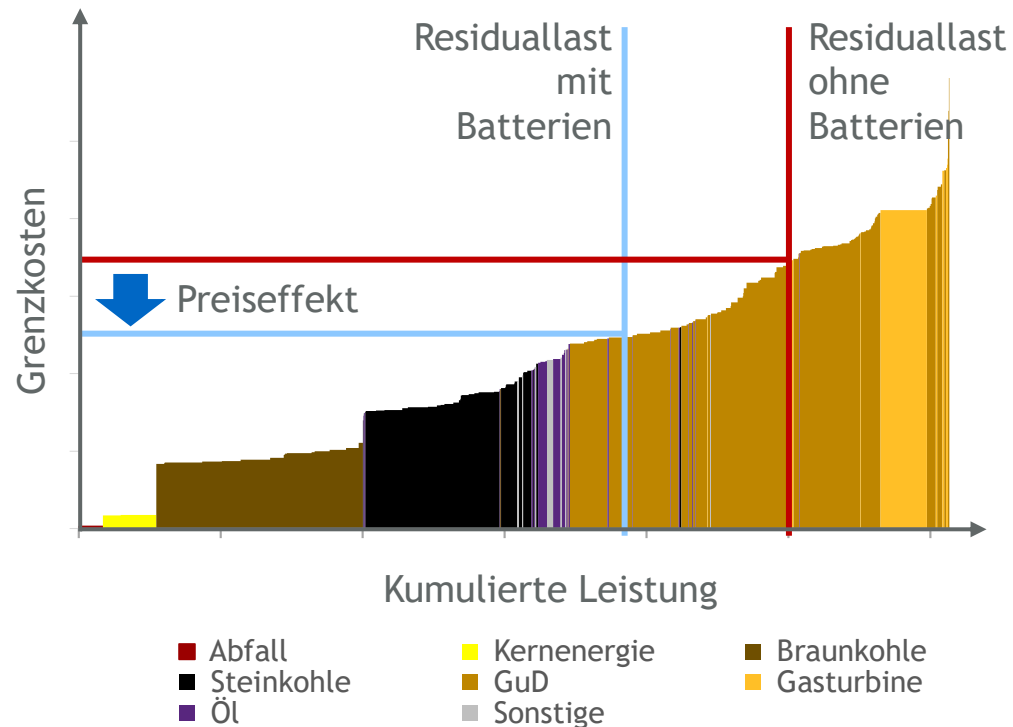


**Fazit:** Speicher stärken die Resilienz, indem sie die Importabhängigkeit und damit die Exposition gegenüber internationalen Preisschocks verringern.

1: [acatech, Leopoldina & Akademienunion \(2017, S.10\)](#) | 2: [PwC, EWI, Prognos & dena \(2025\)](#) | 3: [IEA \(2024\)](#)

# Großbatteriespeicher wirken als struktureller Preisdämpfer in globalen Krisensituationen

## Stilisierte Merit-Order der Residuallast und der potenzielle Preiseffekt von Großbatteriespeichern<sup>1,2</sup>, stündlich



## Einordnung

- Angebotsschocks können auf den globalen Gasmärkten zu massiver Volatilität und extremen Preisspitzen führen. Dies war im Jahr 2022 der Fall.<sup>1,3</sup>
- Globale Angebotsschocks auf den Gasmärkten bleiben ein strukturelles Risiko auch in die 2030er-Jahre hinein.<sup>3,4</sup> In einer solchen Krise steigen die Grenzkosten fossiler Kraftwerke extrem. Diese Kosten schlagen über die Merit-Order auf den Strompreis durch.<sup>1,3</sup>
- Mit Großbatteriespeichern wird in teuren Stunden die teuerste fossile Erzeugung am Rand der Merit-Order aus der Preissetzung gedrängt (siehe Grafik). Dieser Merit-Order-Effekt gilt grundsätzlich immer, aber wirkt besonders stark in Krisenzeiten, da die Merit-Order in Zeiten von hohen Gaspreisen am Ende deutlich steiler verläuft.



**Fazit:** Großbatteriespeicher entfalten preisdämpfende Wirkung. Sie können die Spitzenlast senken, das steile Ende einer „Krisen“-Merit-Order kappen und dadurch Preisschocks mildern.

1: [EWI \(2022a\)](#) | 2: Annahmen: Grenzkosten basieren auf Durchschnittswerten des Jahres 2022 (vgl. [EWI, 2022b](#)), die Merit-Order zeigt hier stilisiert eine Stunde mit hoher Residuallast. Die Residuallast verringert sich lt. Annahme durch das entladen von 12 GW Großbatteriespeicher. Preiseffekt und Residuallast sind rein indikativ. | 3: [EWI \(2023\)](#) | | 4: [PwC/EWI/Prognos/dena \(2025\)](#)

**1** Executive Summary

**2** Motivation

**3** Vorgehen

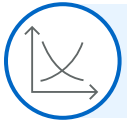
**4** Ergebnisse

**5** Fazit

# Großbatteriespeicher tragen zur Kosteneffizienz des Stromsystems bei



**Variable Kosten:** Großbatteriespeicher leisten einen Beitrag zur Senkung der variablen Systemkosten (rund 7 %). Dieser Effekt steigt mit der Zeit.



**Strompreise:** Großbatteriespeicher senken das mittlere Strompreisniveau (5 %), dämpfen die Preisvolatilität (26 %) und die durchschnittlichen Tagesspreads (25 %).



**Wert des EE-Stroms:** Speicher stützen den Marktwert von PV (+18 %), schmälern ihn bei Wind (Onshore: -5 %, Offshore: -12 %), und verringern die EE-Abregelung (-11 TWh).



**Stromnetz:** Speicher können den Redispatchbedarf senken, Bestandsnetze besser auslasten und den Netzausbau zeitlich strecken bzw. anteilig substituieren.



**Endverbraucher:** Ein beschleunigter Speicherausbau senkt die Stromkosten aller Verbrauchergruppen über die Hebel wie Energiebeschaffung und Netzentgelte um 1-2 %, bzw. bis zu 2,8 Mrd. € jährlich.



**Versorgungssicherheit:** Großbatteriespeicher senken den residualen Bedarf an gesicherter Leistung (mit Sättigungseffekten).



**Resilienz:** Großbatteriespeicher stärken die Resilienz, indem sie die Importabhängigkeit und die Exposition gegenüber internationalen Preisschocks verringern.

Energiewirtschaftliches Institut an der  
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi\_koeln

 **EWI - Energiewirtschaftliches  
Institut an der Universität zu Köln**

Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge, Sylwia Bialek-Gregory, PhD, und Annette Becker bilden die Institutsleitung und führen ein Team von etwa 40 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. Das EWI ist eine Forschungseinrichtung der Kölner Universitätsstiftung. Neben den Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und private Auftraggeber wird der wissenschaftliche Betrieb finanziert durch eine institutionelle Förderung des Ministeriums für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWIKE). Die Haftung für Folgeschäden, insbesondere für entgangenen Gewinn oder den Ersatz von Schäden Dritter, ist ausgeschlossen.

# Modellannahmen für installierte Leistung

## EE-Anlagen, GW

	2024	2030	2035	Quelle
<b>Wind</b>				
Wind Onshore	64	106	141	2030: Mittelfristprognose Trend-Szenario (IE Leipzig, 2025) 2035: linearer Trend
Wind Offshore	9	20	29	
<b>PV</b>				
PV-Freifläche	28	80	136	2030: Mittelfristprognose Trend-Szenario (IE Leipzig, 2025) 2035: EEG, Verteilung zwischen Freifläche und Aufdach nach NEP
PV-Aufdach	62	134	173	
<b>Weitere EE-Anlagen</b>				
Biomasse	9	10	10	2030: Mittelfristprognose Trend-Szenario (IE Leipzig, 2025), 2035: konstant Konstant ggü. dem aktuellen Bestand
Wasserkraft (inkl. Speicher)	14	14	14	

## Konventionelle Anlagen, GW

	2024	2030	2035	Quelle
<b>Kohlekraftwerke</b>				
Steinkohle	16	8	2	KVBG
Braunkohle	15	9	5	
<b>Gaskraftwerke</b>				
Gas	31	41	41	BMWE (2026)
<b>Weitere Anlagen</b>				
Andere	4	4	4	NEP (2025)

## Flexibilitäten, GW

	2024	2030	2035	Quelle
Heimspeicher	10	21	27	Vgl. PV-Aufdach Kapazität
Elektrolyse	0	8	15	2030: EWI (2026) 2035: linearer Trend

[IE Leipzig & r2b \(2025\)](#) | [EEG](#) | [WindSeeG](#) | [KVBG](#) | [BMWE \(2026\)](#) | [EWI \(2026\)](#) | [ÜNB \(2026\)](#)

# Methodik: Ermittlung der Effekte auf die Endverbraucherpreise

- **Schritt 1 - Investitionsbedarf:** Netzausbaubedarf für Übertragungs- und Verteilnetz auf Basis NEP-B<sup>1</sup> (Orientierung an 2037/2045), unter Berücksichtigung eines frontlastigen Investitionsverlaufes.
- **Schritt 2 - Kapitalkosten:** Annualisierung auf Basis der Eigen- und Fremdkapitalstruktur (§ 7 StromNEV) und Verzinsung → WACC; Abschreibung.<sup>2</sup>
- **Schritt 3 - Betriebskosten:** Aufschlag der OPEX auf die Kapitalkosten; angenommen wird ein überwiegender OPEX-Anteil.<sup>2</sup>
- **Schritt 4 - Vollkostenbestimmung:** Aus Kapital- und Betriebskosten ergeben sich die jährlichen Vollkosten für 2030 und 2035.
- **Schritt 5: Wälzung Netznutzungskosten und Netzentgelte:** Wälzung der gesamten Netzkosten auf Haushalte, GHD und Industrie nach Lastprofil und Abrechnungsverfahren (RLM, SLP). Verrechnung mit dem angenommenen Verbrauch (2030 und 2035, basierend auf NEP B) je Gruppe zur Bestimmung der Netzentgelte (ct/kWh).<sup>1,2</sup>
- **Schritt 6 - Redispatchkosten Einsparungspotenzial:** Abzug des Kosteneinsparungspotenzials der durch den Speicherausbau verringerten Redispatch-Kosten nach Entgeltermittlung, basierend auf aktueller Studienlage und aktueller Regulierung (kein Netzsignal).<sup>3,4</sup>
- **Schritt 7 - Endverbraucherpreise:** Berücksichtigung des modellierten Preisniveaus der Energiebeschaffung (MELI) und der Netzentgelte für den Effekt auf Endverbrauchergruppen.

1: [ÜNB \(2026\)](#) | 2: Folgend der Methodik aus [ef.Ruhr & EWI \(2024\)](#) | 3: [Neon & ECO STOR \(2025\)](#) | 4: [FfE & elia \(2025\)](#)

Kurzbeleg	Quellenangabe
Aguado et al. (2017)	Aguado, J. A., de la Torre, S. & Triviño, A. (2017): Battery energy storage systems in transmission network expansion planning. Electric Power Systems Research.
Amprion (2026)	Amprion (2026): Maßnahmenplan zum Erhalt der Versorgungssicherheit.
Battery Charts (2026)	RWTH Aachen / ISEA (2026): Battery Charts - Daten zu stationären Batteriespeichern in Deutschland.
BMWE (2026)	BMWE (2026): Grundsatzvereinbarung mit der Europäischen Kommission über Eckpunkte der Kraftwerksstrategie. Pressemitteilung.
BNetzA (2025)	Bundesnetzagentur (2025): Monitoringbericht 2025.
Dratsas et al. (2021)	Dratsas, P. A. et al. (2021): Battery Energy Storage Contribution to System Adequacy. Energies.
Emelianova & Namockel (2025)	Emelianova, P. & Namockel, N. (2025): Welfare redistribution through flexibility - Who pays? Energy Policy.
ENTSO-E (2025)	ENTSO-E (2025): European Resource Adequacy Assessment 2025 Edition - Executive Report.
ENTSO-E TYNDP (2024)	ENTSO-E (2024): TYNDP 2024 Scenarios Report.
EnWG §13a	Bundesregierung: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 13a.
EnWG §14c	Bundesregierung: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 14c.
EWI & BET (2025)	EWI & BET (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht. Hrsg. BMWK.
EWI (2022a)	EWI (2022a): Rekordstrompreise im Jahr 2022 - Eine Analyse mit dem EWI Merit-Order Tool.
EWI (2022b)	EWI (2022b): EWI Merit-Order Tool 2022 Update.
EWI (2023)	EWI (2023): Analyse der globalen Gasmärkte bis 2035. Hrsg. BMWK.
EWI (2025)	EWI (2025): Bewertung von energiebegrenzten Flexibilitäten in Kapazitätsmechanismen.
EWI (2026)	EWI (2026): Entwicklungen im Elektrolyse-Hochlauf in Deutschland.
FfE & elia (2025)	FfE & elia (2025): Einfluss von Batteriespeichern auf den regionalen Redispatch.
Fraunhofer ISE (2024)	Fraunhofer ISE (2024): Energy-Charts - Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland, Woche 45 2024. energy-charts.info.
Fraunhofer ISE (2026)	Fraunhofer ISE (2026): Energy-Charts - Anlagen zur Stromerzeugung und -speicherung in Deutschland. energy-charts.info.

Kurzbeleg	Quellenangabe
IE Leipzig & r2b (2025)	IE Leipzig & r2b (2025): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen 2026-2030. Hrsg. TransnetBW.
IEA (2024)	IEA (2024): Batteries and Secure Energy Transitions.
IEA (2025)	IEA (2025): World Energy Outlook 2025.
KVBG (2020)	Bundesregierung (2020): Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG). <a href="https://www.gesetze-im-internet.de">gesetze-im-internet.de</a> .
Lilienkamp et al. (2025)	Lilienkamp, A., Namockel, N. & Ruhnau, O. (2025): Flexibility in electricity wholesale markets and distribution grids. EWI Working Paper.
Neon & ECO STOR (2025)	Neon (Hirth, L. et al.) & ECO STOR (2025): Netzdienlichkeit von Großbatterien.
Neon & ECO STOR (2026)	Neon (Hirth, L. et al.) & ECO STOR (2026): Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz.
Pham et al. (2024)	Pham, A., Cole, W. & Gagnon, P. (2024): Average and Marginal Capacity Credit Values of Renewable Energy and Battery Storage in the US Power System. NREL.
PwC, EWI, Prognos & dena (2025)	PwC, EWI, Prognos & dena (2025): Untersuchung der Resilienz der Erdgasversorgung. Hrsg. BMWK.
Schleifer et al. (2021)	Schleifer, A. H. et al. (2021): The evolving energy and capacity values of utility-scale PV-plus-battery hybrid system architectures. <i>Advances in Applied Energy</i> .
SMARD (2026)	Bundesnetzagentur / SMARD (2026): Maßnahmenvolumen im Gesamtjahr stabil. <a href="https://www.smard.de">SMARD.de</a> .
Strnad et al. (2026)	Strnad, F. et al. (2026): Assessing the risk of future Dunkelflaute events for Germany using generative deep learning. Universität Tübingen.
TenneT (2024)	TenneT (2024): Quo Vadis, Groß-Batteriespeicher?.
TenneT (2026)	TenneT (2026): Netzbooster - Innovationen und Flexibilität. <a href="https://www.tennet.eu">tennet.eu</a> .
TransnetBW (2026)	TransnetBW (2026): Netzbooster - Innovation. <a href="https://www.transnetbw.de">transnetbw.de</a> .
ÜNB (2026)	Übertragungsnetzbetreiber (2026): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2. Entwurf).