

Kurzstudie

---

# Die nächste Phase der Energiewende: Flexibilität

Wie Flexibilität den weiteren EE-Ausbau volkswirtschaftlich günstiger und effizienter machen und gleichzeitig die Integration der Erneuerbaren Energien verbessern.

Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE):  
Angela Pape, Patrick Selzam, Jakob Kopsike, Norman Gerhardt

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE):  
Dr. Matthias Stark

# Das Wichtigste in Kürze

Die nächste Phase der Energiewende ist die Flexibilisierung des Stromsystems. Der Ausbau erneuerbarer Energien hat Deutschland bereits vor höheren Strompreisen geschützt und volkswirtschaftlich positiv gewirkt. Gleichzeitig zeigt sich: Viele der heute diskutierten Herausforderungen — negative Börsenstrompreise und ungünstige Stromhandelsbilanzen mit dem Ausland, marktliche Abregelung, sinkende Marktwerte erneuerbarer Energien und steigende Risiken aus § 51 EEG — sind keine getrennten Einzelprobleme. Sie sind Symptome einer gemeinsamen Ursache: Es fehlt Flexibilität, um wachsende Mengen günstigen Wind- und Solarstroms zeitlich besser zu nutzen.

## Die aktuellen Herausforderungen der Energiewende sind Symptome

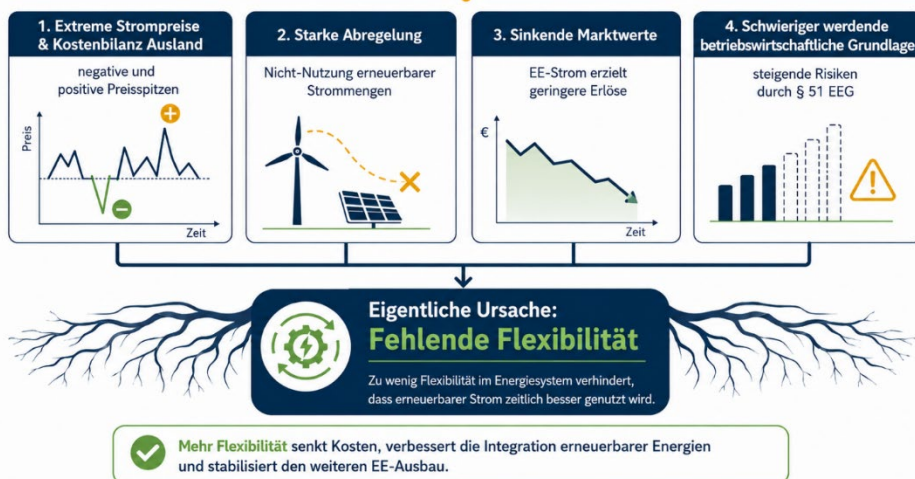


Abbildung: Vier Herausforderungen der Energiewende

Die vorliegende Kurzstudie untersucht rückblickend für den Zeitraum Januar 2025 bis Mai 2026, welche Wirkung zusätzliche Flexibilität im Stromsystem gehabt hätte. Modelliert wurden zusätzliche Stromspeicher in Deutschland mit unterschiedlichen Kombinationen aus Leistung und Speicherdauer. Speicher stehen dabei als konkrete Flexibilitätsoption im Modell; die energiepolitische Schlussfolgerung reicht jedoch darüber hinaus. Die notwendige Flexibilität kann auch durch flexible Verbraucher, Erzeugungsflexibilitäten, Sektorenkopplung oder andere systemdienliche Optionen bereitgestellt werden.

Die Ergebnisse zeigen: Bereits zusätzliche Flexibilität in der Größenordnung von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität — also rund 80 GWh — hätte in mehreren Wirkungsbereichen einen Großteil der Entlastung erreicht. Dieser „Sweet Spot“ beschreibt die Flexibilitätslücke, die im untersuchten Stromsystem bei dem bereits erreichten Ausbau erneuerbarer Energien bestand. Er ist keine langfristige Obergrenze für den Flexibilitätsausbau. Mit weiterem Ausbau von Wind und Solar wächst auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität.

Die volkswirtschaftlichen Kosteneffekte sind erheblich. Zusätzliche Flexibilität erhöht die Marktwerte erneuerbarer Energien, weil Strom aus Zeiten hoher EE-Einspeisung und niedriger Preise in Zeitfenster mit höherer Nachfrage verschoben wird. Dadurch sinken die EE-Förderkosten. Gleichzeitig können Strompreisspitzen reduziert und die Stromkosten der Verbraucherinnen und Verbraucher gesenkt werden. Auch die Kostenbilanz im Austausch mit dem Ausland verbessert sich, weil weniger Strom in extremen Niedrigpreisphasen abgegeben werden muss.

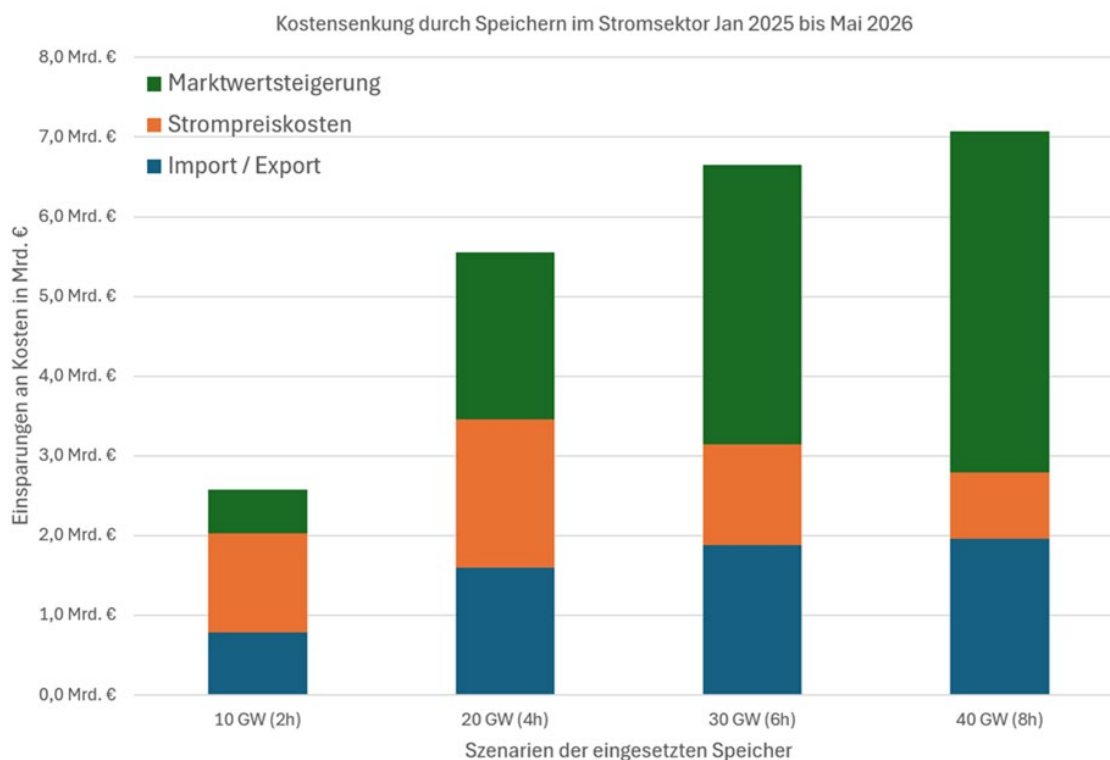


Abbildung: Kostensenkung durch zusätzliche Speicher im Stromsektor, Januar 2025 bis Mai 2026

Über alle drei Kosteneffekte hinweg zeigt die Analyse: Der größte zusätzliche Entlastungsschritt entsteht im Bereich von 20 GW mit vier Stunden Kapazität. Für den untersuchten Zeitraum hätte bereits diese zusätzliche Flexibilität erhebliche Einsparungen ermöglicht. Bei den Förderkosten liegt der wirkungsstarke Bereich etwas höher, bei rund 30 GW mit sechs Stunden Kapazität. Insgesamt wird deutlich: Flexibilität macht erneuerbare Energien volkswirtschaftlich wertvoller und ihre Integration kosteneffizienter.

Auch jenseits der Kosteneffekte ist der Nutzen deutlich. Zusätzliche Flexibilität hätte die Zahl negativer Preisstunden um rund 70 Prozent reduziert. Die marktliche Abregelung erneuerbarer Energien wäre deutlich gesunken. Risiken aus § 51 EEG für neue EE-Anlagen wären erheblich verringert worden. Bei PV sinkt der betroffene Anteil im Sweet Spot von rund 25 Prozent auf etwa 6,3 Prozent, bei Wind Onshore von rund 8 Prozent auf etwa 3,7 Prozent und bei Wind Offshore von rund 7 Prozent auf etwa 2,8 Prozent. Flexibilität schützt damit nicht nur vor negativen Preisen, sondern stabilisiert auch die betriebswirtschaftliche Grundlage für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien.

Ein ergänzendes Sonderszenario zeigt zudem, warum EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau künftig gemeinsam geplant werden müssen. Wäre der Ausbau von Wind und Solar in den vergangenen Jahren geringer ausgefallen, wäre auch die Flexibilitätslücke kleiner gewesen. Daraus lässt sich ableiten: **Neben dem einmaligen Aufholen der heutigen Flexibilitätslücke von rund 20 GW mit vier Stunden Kapazität muss mit weiterem EE-Ausbau fortlaufend zusätzliche Flexibilität erschlossen werden.** Für den im EEG vorgesehenen weiteren Ausbau von rund 20 GW PV und 15 GW Wind pro Jahr ergibt sich als vereinfachte Größenordnung ein **zusätzlicher Flexibilitätsbedarf von etwa 8 GW mit vier Stunden Kapazität pro Jahr.**

Die politische Schlussfolgerung ist eindeutig: Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt die Grundlage für ein günstiges, klimaneutrales Stromsystem. Damit dieser Ausbau seine volle Wirkung entfalten kann, muss er systematisch durch Flexibilitätsausbau flankiert werden. Flexibilität ist kein Randthema der Energiewende, sondern eine zentrale Systemvoraussetzung. Jetzt kommt es darauf an, Speicher, Verbraucherflexibilität und Erzeugungsflexibilität schnell, technologieoffen und netzdienlich zu erschließen.

# Inhalt

---

1.	Einleitung .....	6
2.	Methodik.....	9
3.	Ergebnisse .....	14
3.1	Höhere Marktwerte führen zu geringeren Förderkosten .....	16
3.2	Positive Auswirkung auf Stromkunden .....	17
3.3	Geringere Kosten im Austausch mit dem Ausland .....	18
3.4	Zusammenführung der Kosteneffekte .....	19
3.5	Weniger negative Strompreise .....	21
3.6	Reduzierung der Risiken aus § 51 EEG für den weiteren EE-Ausbau .....	22
3.7	Weniger marktliche EE-Abregelung: Erneuerbaren Strom nutzen statt abregeln .....	25
3.8	Zwischenfazit: Flexibilität adressiert mehrere Herausforderungen gleichzeitig.....	26
3.9	Sonderszenario: EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau gemeinsam denken .....	26
4.	Diskussion .....	30
5.	Quellen.....	33



# 1. Einleitung

## Aktuelle Herausforderungen in der deutschen Energiewende!

Die EEG-Förderung bietet Investitionssicherheit und ist dafür entscheidend, dass der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland in den letzten Jahren so schnell voran geht. Mit zunehmendem Anteil am Gesamtstromverbrauch gestaltet sich die Integration von Wind- und PV-Strom aber zunehmend schwieriger. In Stunden mit sehr hoher EE-Erzeugung und moderater Last treten immer häufiger und immer stärkere Preisausschläge von negativen Börsenstrompreisen auf.[1]. Ohne neue Maßnahmen ist auch in den nächsten Jahren hier keine Änderung erwartbar [2][3]

Es stellen sich hier 4 Herausforderungen. Extreme Strompreise sorgen einerseits dafür, dass EE-Überschussmengen zu niedrigen Preisen an das Ausland abgegeben werden und auf der anderen Seite steigen die Kostenrisiken für die Stromverbraucher, wenn Strom in Zeiten verbraucht wird wo erneuerbare Energien wenig Strom produzieren. Strom aus Windenergie- und PV-Anlagen muss immer öfter sowohl wegen Netzengpässen als auch marktbedingt bei negativen Preisen ungenutzt abgeregelt werden. Die Marktwerte der EE sinken generell und erhöhen so die Differenzen im Rahmen der gleitenden Marktprämie und damit Förderkosten der Energiewende. Zusätzlich erhöhen negative Börsenstrompreise für Neuanlagen die Investitionsrisiken. Der § 51 EEG wurde eingeführt, um den Anlagenbetreibern einen Anreiz zu bieten, in Zeiten negativer Spotmarktpreise keinen Strom zu produzieren bzw. nicht in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Der § 51 wurde sukzessive verschärft von 6 negativen Stunden hintereinander auf mittlerweile jede viertel Stunde für Neuanlagen. Dort steht: «Für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert auf null.» Dieser Paragraph führt dazu, dass diese Anlagen immer öfter in diesen Zeiträumen abgeregelt werden und keine Förderung erhalten. Das Investitionsrisiko steigt also deutlich.

### Die aktuellen Herausforderungen der Energiewende sind Symptome

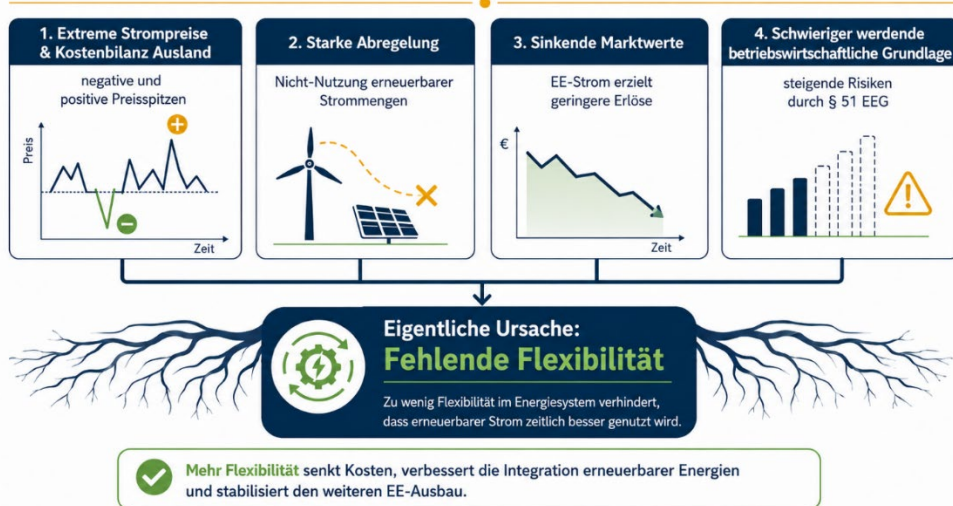


Abbildung 1: Vier Herausforderungen der Energiewende

Das alles sind aber nur Symptome fehlender Flexibilität im Stromsystem. Statt abzuregeln wäre es intelligenter, wenn der Strom zwischengespeichert und zu Zeiten positiver Spotmarktpreise eingespeist würde. Das Ziel dieser Studie ist es zu untersuchen, wie viel zusätzliche Stromspeicher differenziert nach Speicherleistung und Speicherkapazität aktuell benötigt werden, um den genannten 4 Herausforderungen zu begegnen. Dafür wird eine Sensitivitätsanalyse für den Zeitraum 2025 bis Mai 2026 durchgeführt, um die Auswirkungen zusätzlicher Flexibilitäten im Strommarkt zu ermitteln.

Die Studie ist so aufgebaut, dass in Kapitel 2 die Methodiken der durchgeführten Berechnungen und Auswertungen erläutert werden.

In Kapitel 3 werden dann die Ergebnisse der Untersuchung vorgestellt. Betrachtet wird hier die positive Wirkung zusätzlicher Stromspeicher auf

- die Reduktion der nicht geförderten Erzeugung von Neuanlagen für PV, Wind Onshore und Wind Offshore, weil die Anzahl negativer Börsenstrompreise sinkt,
- die Kostenreduktion der EE-Förderung durch Marktwertsteigerungen erneuerbarer Energien und die damit einhergehende Senkung marktlich bedingter EE-Abregelungen,
- die Kostenreduktion der Bilanz zum Ausland. Außerdem wird
- untersucht, wie sich die durch zusätzliche Speicher geänderten Börsenstrompreise, auch durch die Reduktion von Strompreisspitzen, auf die Kosten der Stromkunden auswirken.
- Zusätzlich wird in einem Sonderszenario untersucht, wie sich ein geringerer Ausbau erneuerbarer Energien ausgewirkt hätte.

Abschließend werden in Kapitel 4 die Ergebnisse diskutiert und Schlussfolgerungen gezogen, wie viel zusätzliche Flexibilität für den untersuchten Zeitraum sinnvoll gewesen wäre.

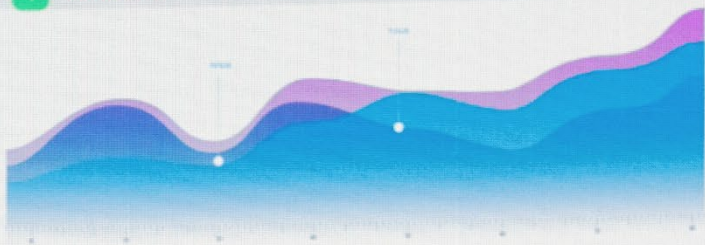
B Business Model



M Market Research



T Total Costs



V Volatility



S Sustainability



S Spre

ID  
QH\_572  
TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
QH\_572  
TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
LS\_4186

TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
LS\_4186  
TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
LS\_4186

TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
LS\_4186  
TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
LS\_4186  
TY\_724  
LS\_4186  
PR\_825  
LS\_4186  
TY\_724  
LS\_4186



## 2. Methodik

### Komplexe Rückwirkungen lassen sich mit einem Strommarktmodell quantifizieren!

Das Fraunhofer IEE verfügt über eine umfassende Datenbasis zur Entwicklung des europäischen Energiesystems, zur Modellierung der Rückwirkungen wetterabhängiger Einspeisung erneuerbarer Energien und zu den Flexibilitätsoptionen. Zur Ermittlung wahrscheinlicher privater Investitionen im politischen Rahmen werden dabei aktuelle Szenario-Bandbreiten aus Veröffentlichungen der europäischen Netzbetreiber mit einer sektorübergreifenden Ausbauplanung kombiniert. Teil der Modellkette ist dabei auch die Entwicklung der Übertragungsnetze und der Engpassbewirtschaftung. Während ein Ausblick auf die zukünftige Entwicklung immer von vielen Annahmen abhängig ist, ist eine Rückrechnung der historischen Strommarktsituation eine weitere Alternative, um isoliert Rückwirkungen auf die aktuelle Marktsituation bewerten zu können.

Für die Marktsimulation wird das **europäische Strommarktmodell SCOPE-EM** des Fraunhofer IEE verwendet. Das Strommarktmodell wurde im Rahmen des lokalen Agorameter-Projekts hinsichtlich Marktpreise, Energiebilanzen, Import-Export sowie Last- und Erzeugungslagerung und Redispatch-Anforderungen für historische Jahre umfassend validiert.[4] Das Modell wurde auch für Zukunftsszenarien bei der Analyse von Rückkopplungseffekten zwischen Markt und Netz in vielen Forschungsprojekten eingesetzt. Der sektorübergreifende Ansatz ermöglicht es, neue Flexibilitätsoptionen abzubilden und die Auswirkungen von regulatorischen Rahmenbedingungen zu untersuchen. Das Modell ist prinzipiell flexibel parametrisierbar und kann an die jeweilige Forschungsfrage angepasst werden.

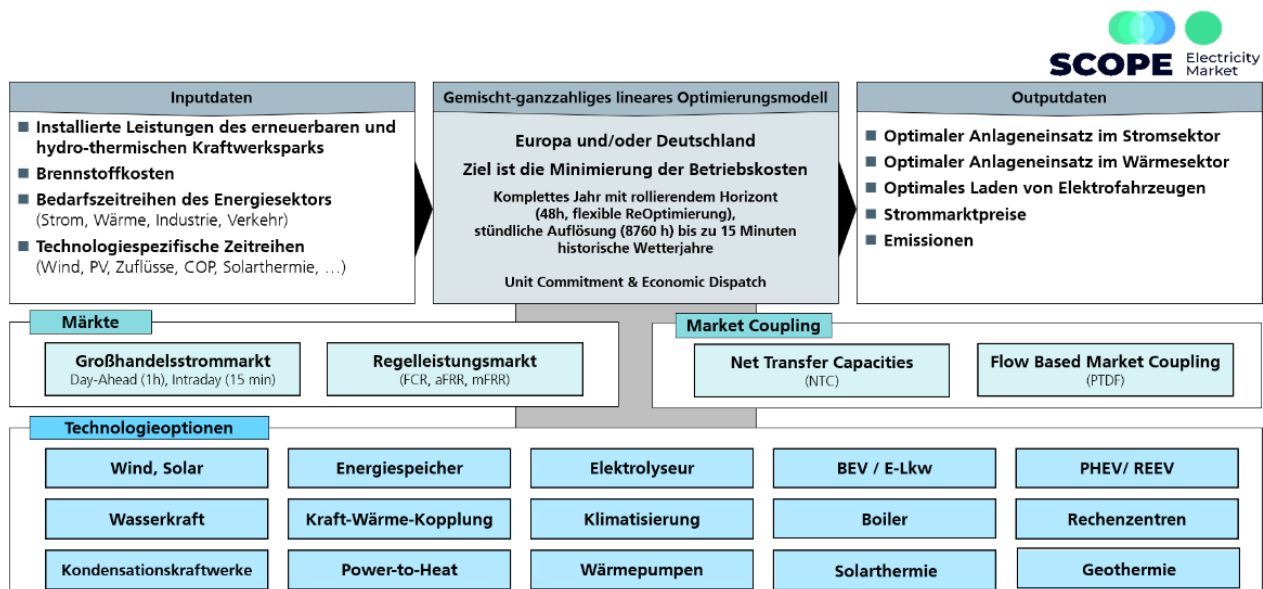


Abbildung 2: Übersichtsgrafik Strommarktmodell SCOPE-EM

Das Modell wurde im Rahmen der Studie für den Zeitraum Anfang 2025 bis Ende Mai 2026 eingesetzt. Dabei wurde es eingangs auf die veröffentlichte marktbasierende Abregelung bei negativen Börsenstrompreisen in Deutschland für das Jahr 2025 validiert und für den gesamten Zeitraum angewendet. Bilanzgrenze ist dabei immer der europäische Strommarkt. In zukünftigen Szenarioanalysen wird der gesamte europäische Raum endogen modelliert. Für Echtzeitanalysen oder wie im Fall dieser Studie, kann bei Rückrechnungen zur detaillierten Analyse von Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und Flexibilität in Deutschland eine geografische Reduktion gewählt werden, um die Lösbarkeit der Problemgröße oder die Eingrenzung der Wechselwirkungen von Deutschland mit dem Strommarkt inkl. Übertragungsnetz in den Fokus zu nehmen. Hierbei wird Deutschland mit seinen direkten Anrainern (Flow-Based-Market-Coupling (PTDF) oder Net-Transfer-Capacity-Verfahren (NTC)) endogen modelliert. Satelliten werden über die realen veröffentlichten Handelsflüsse abgebildet.

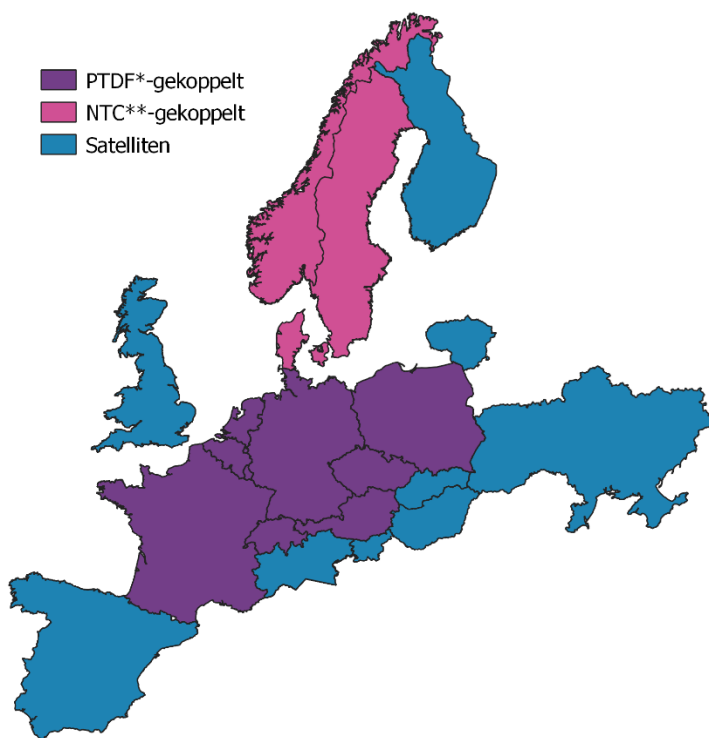


Abbildung 3: Berücksichtigtes Untersuchungsgebiet

Datenhintergrund für Flow-based-Market-Coupling ist dabei das vollständige Übertragungsnetz unter Berücksichtigung der kritischen Netzelemente im Handel sowie die genaue Regionalisierung der Verbraucher, Kraftwerke und der wetterbedingten lokalen EE-Einspeisung.

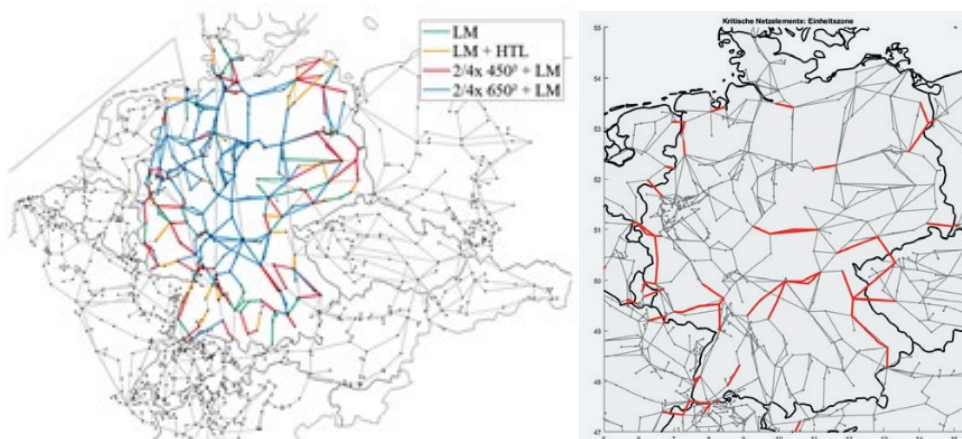


Abbildung 4: Beispielhafte Darstellung der aus dem Übertragungsnetz für den Handel berücksichtigte kritische Netzelemente

Zusätzliche Speicher stehen dabei immer auch stellvertretend für verschiedene Flexibilitätsoptionen. Aufgrund der Zyklengrenzungen von Kurzfristflexibilitäten ist neben der installierten Leistung auch die maximale Länge des Einsatzes (die Kapazität) eine weitere relevante Größe. **Es werden folgende Annahmen für die Modellierung getroffen:**

- Baseline sind die Jahre 2025 und 2026 bis Ende Mai ohne zusätzliche Speicher
- Es werden Wechselwirkungen, z.B. wie lange Überschüsse sind, bei Zyklen in der Modellierung berücksichtigt. Während in der Vergangenheit Speicher mit 2h-Kapazität gebaut wurden (Fokus Regelleistung) sind neue Projekte auch mit bis zu 4h-Kapazität geplant. Diese Dynamik wird extrapoliert auf 6h und 8h, da auch relativ häufig 8 Stunden negative Preise am Stück auftreten. Grundsätzlich können Speicher aber auch in Teillast längere Zeiten abfahren.

- Der Speicherausbau erfolgt dabei nur in Deutschland. Hierdurch wird im Sinne eines robusten Ergebnisses bewusst eine gewisse Überschätzung des tatsächlichen Speicherbedarfs angenommen, da auch im Ausland Flexibilitäten erschlossen werden können.
- Es erfolgt keine wirtschaftliche Bewertung der Speicher aus Sicht von Projektentwicklern. Im Fokus stehen die volkswirtschaftlichen Effekte heute, wissentlich dass ein weiterer EE-Ausbau auch einen weiteren Ausbau von Flexibilitäten benötigen wird.

Die für die Sensitivitätsanalyse gewählten zusätzlichen Speicherleistungen und Speicherkapazitäten sowie die Validierungsergebnisse zwischen Strommarktmodell und realen Strommarktdaten werden in Kapitel 3 „Ergebnisse“ erläutert.

Die Auswertung der Ergebnisse basiert auf folgenden Zeitreihen im Stundenformat der Strommarkt-Simulation:

1. Spotmarktpreise
2. PV, Wind Onshore und Wind Offshore Lastgang vor und nach marktlicher Abregelung
3. Lastgang Import/Export Saldo zum Ausland
4. Verbrauchslastgang
5. Biomasse, Wasser, Batterie Lastgang
6. Lastgang konventioneller Kraftwerke

Die Marktwerte werden durch Multiplikation der betreffenden EE-Lastgänge vor Abregelung (analog der EEG-Vergütungssystematik) geteilt durch die Gesamtmenge ermittelt. Die Stromkosten und Import/Export Saldokosten werden durch Multiplikation des Verbrauchslastgangs und des Saldo-Lastgangs zum Ausland jeweils multipliziert mit den Spotmarktpreisen berechnet. Zur Berechnung der Förderkosten wurden folgende anzulegende Durchschnittswerte für 2025 gemäß veröffentlichten EEG-Finanzierungsbedarf angesetzt: PV 184,9 €/MWh, Wind Onshore 85,2 €/MWh, Wind Offshore 170,3 €/MWh [5].

**Sonderszenario:** Neben der Frage, wieviel Flexibilität heute im Strommarkt fehlt ist auch klar, dass bei dem politisch angestrebten dynamischen EE-Ausbau dies nur eine Momentaufnahme ist. **Um den Zusammenhang zwischen EE-Ausbau und die dafür weitergehend notwendigen zusätzlichen Speicher besser einschätzen zu können, wurde als eine zusätzliche Sensitivität hypothetisch untersucht, was in dem Zeitraum 2025/2026 passiert wäre, wenn es Deutschland versäumt hätte, im selben Umfang EE auszubauen.** Hierbei gilt es zu verdeutlichen,

- ob der dynamische EE-Ausbau der letzten Jahre vor hohen Strompreisen schützt
- wo der sogenannte „Sweet Spot“ in diesem Szenario für den Speicherausbau gelegen hätte, um dies für die nächsten Jahre extrapolieren zu können.

**Definition „Sweet Spot“:** Gemeint mit „Sweet Spot“ ist in dieser Studie die Kombination aus zusätzlicher Speicherleistung und Speicherkapazität als Punkt abnehmenden Grenznutzens im untersuchten historischen Marktsystem.

Grundsätzlich gilt, dass in der komplexen Rückwirkung mit dem Strommarkt/Netz und Europa nur moderate Änderungen methodisch noch zu rechtfertigen sind. In den letzten 2 bis 3 Jahren wurde dabei ein deutliches dynamischeres Wachstum bei PV gesehen, als bei Windenergie und auch für den weiteren Zubau der nächsten Jahre ist ein höheres relatives Wachstum bei PV bezogen auf den Anlagenbestand zu erwarten. Aus diesem Grund werden folgende Sensitivitäten simuliert.

- Generell: Wind-Rückgang um 20% und Solar-Rückgang um 30% bezogen auf die im Untersuchungszeitraum angenommene installierte Leistung. Dies entspricht in etwa auch den im EEG angestrebten Zubau von 20 GW/a für PV und 15 GW/a für Windenergie.
- Es werden 3 Varianten berechnet:
  - Baseline ohne Speicher
  - Zusätzliche 10 GW Speicherleistung und 4h Kapazität
  - Zusätzliche 20 GW Speicherleistung und 4h Kapazität





### 3. Ergebnisse

#### Flexibilität senkt Kosten und verbessert die Integration erneuerbarer Energien!

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse zeigen: Die aktuellen Herausforderungen im Stromsystem sind keine voneinander unabhängigen Einzelprobleme. Sinkende Marktwerte erneuerbarer Energien, hohe Förderkosten, negative Börsenstrompreise, marktliche Abregelungen, Belastungen in der Stromhandelsbilanz mit dem Ausland und steigende Risiken aus § 51 EEG haben eine gemeinsame Ursache: Dem stark gewachsenen Anteil erneuerbarer Energien steht bislang zu wenig Flexibilität im Stromsystem gegenüber.

Zusätzliche Flexibilität setzt genau an dieser Ursache an. Sie verschiebt Strom aus Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger Börsenstrompreise in Zeiten höherer Nachfrage und höherer Preise. Dadurch werden Preisausschläge geglättet, erneuerbarer Strom kann besser genutzt werden und volkswirtschaftliche Kosten sinken. In dieser Studie werden zusätzliche Stromspeicher als konkrete Flexibilitätsoption modelliert. Die energiepolitische Schlussfolgerung reicht jedoch darüber hinaus: Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien muss künftig systematisch mit dem Ausbau von Flexibilitäten zusammengedacht werden.

Die Ergebnisse werden in den folgenden Unterkapiteln anhand von Sensitivitätsdiagrammen dargestellt. Diese Diagramme zeigen, wie stark sich unterschiedliche Kombinationen aus zusätzlicher Speicherleistung und Speicherdauer auf die untersuchten Größen auswirken. In 3D-Diagrammen, wie in Abbildung 5 exemplarisch gezeigt sind die **X-Achse und Y-Achse stets die Rahmen der veränderten Speicherleistung (10 bis 40 GW) bzw. Speicherkapazität (2 bis 8h)** in den einzelnen Szenarien. Die Z-Achse (nach oben gehend) zeigt jeweils den untersuchten Effekt, zum Beispiel die Reduktion von Förderkosten, Stromkosten, negativen Preisstunden oder Risiken aus § 51 EEG. Am oberen Rand gibt es eine „Zone X“. Diese zeigt den aktuellen Rahmen an, da sie keine Veränderung zum Bestand darstellt.

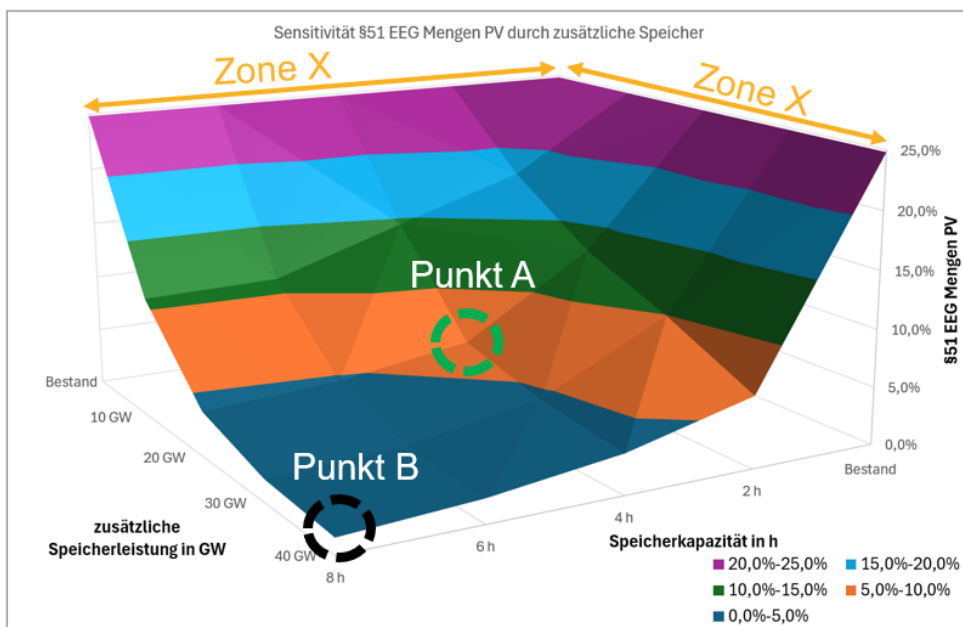


Abbildung 5: Beispielhafte Leselogik der 3D-Sensitivitätsdiagramme

Die 3D-Grafik ist so zu lesen: Jeder Punkt auf der Fläche steht für eine Kombination aus Speicherleistung und Speicherdauer. Ein Speicher mit 20 GW Leistung und 4 Stunden Kapazität entspricht beispielsweise 80 GWh zusätzlicher Speicherkapazität. Die maximal untersuchte Variante von 40 GW mit 8 Stunden entspricht 320 GWh. Anhand der Höhe der Fläche lässt sich ablesen, wie stark sich die jeweilige Kombination auf den betrachteten Effekt auswirkt.

Im Mittelpunkt der Auswertung steht nicht allein die maximal erreichbare Wirkung bei 40 GW und 8 Stunden. Entscheidend ist vielmehr die Frage, ab welchem Flexibilitätsniveau bereits ein großer Teil der positiven Wirkung erreicht wird („Sweet Spot“).. Der bereits in Kapitel 2 definierte Begriff beschreibt den Bereich, in dem zusätzliche Flexibilität besonders wirksam ist und ein großer Teil der bestehenden Flexibilitätslücke geschlossen werden kann.

Wichtig ist dabei die richtige Einordnung: Wenn oberhalb dieses Sweet Spots in mehreren Wirkungsbereichen nur noch ein geringerer Zusatznutzen sichtbar wird, bedeutet das nicht, dass darüber hinaus keine weitere Flexibilität benötigt wird. **Die Untersuchung bezieht sich auf die rückblickend betrachtete Strommarktsituation von 2025 bis Mai 2026 und damit auf die Flexibilität, die im heutigen System bei dem bereits erreichten EE-Ausbau gefehlt hat. Der Sweet Spot beschreibt daher keinen langfristigen Endpunkt des Flexibilitätsausbaus, sondern den akuten Nachholbedarf für die untersuchte Marktsituation.**

Mit weiterem Ausbau von Wind- und Solarenergie wird auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität weiter steigen. Genau dieser Zusammenhang wird in einem zusätzlichen Sonderszenario vertieft. Dort wird untersucht, wie sich die Ergebnisse verändert hätten, wenn im gleichen Wetter- und Marktzeitraum weniger erneuerbare Leistung installiert gewesen wäre. Daraus lässt sich ableiten, warum EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau künftig gemeinsam geplant und beschleunigt werden müssen.

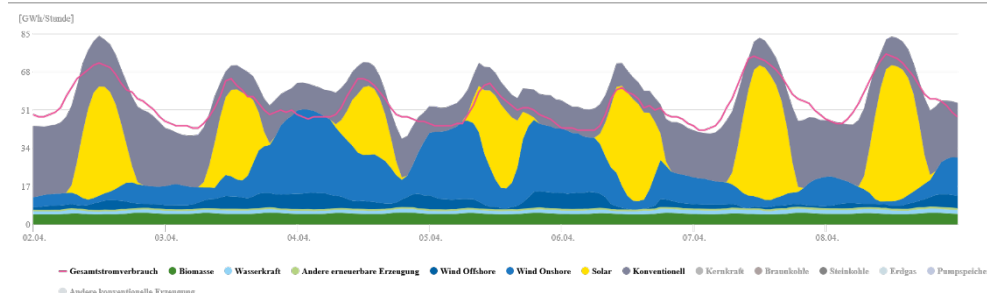
Die Ergebnisse werden im Folgenden entlang der wichtigsten volkswirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Wirkungen dargestellt. Im Vordergrund stehen zunächst die Kosteneffekte: höhere Marktwerte und geringere Förderkosten, Auswirkungen auf Stromkunden sowie geringere Kosten im Austausch mit dem Ausland. Anschließend werden die Effekte auf negative Strompreise und auf die betriebswirtschaftlichen Risiken aus § 51 EEG für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien eingeordnet.

Eine Simulation weist dabei immer auch kleinere Unterschiede zur Realität auf. Das Modell des Fraunhofer IEE ist hierbei dennoch sehr genau, was sich gut darstellen lässt an entsprechenden Validierungsergebnissen:

- so betrug im Jahr 2025 die EE-Abregelungen durch Markt und Redispatch ca. ein Volumen von ca. 14 TWh mit einer maximalen Leistung von 32 GW ([6] vs. [7]). Für den Redispatch selbst fallen 9,4 TWh an. Im Markt wären dann demzufolge 4,6 TWh abgeregelt worden [8]. Das Strommarktmodell erreicht ohne Kalibrierung ebenfalls 32 GW EE-Abregelung in der Spitze, allerdings nur 74% dieser Mengen in 2025.
- ein weiterer Vergleichspunkt ist die Anzahl negativer Stunden. Im Zeitraum 1.1.2025 bis 31.5.2026 traten am Day-Ahead-Markt 819 Stunden negative Preise auf. Im Modell wurden 845 Stunden simuliert.
- der mittlere Börsenstrompreis betrug in diesem Zeitraum 91 €/MWh. Im Modell wurden 97% des realen Day-Ahead-Preises in der Simulation ermittelt. Grundsätzlich steht die Wechselwirkung zusätzlicher Flexibilität mit dem heutigen Strompreis im Fokus, weshalb der simulierte modellendogene Strompreis oder Import-Export Lastgang zur Differenzbildung verwendet wird und nicht die historischen realen Marktdaten.

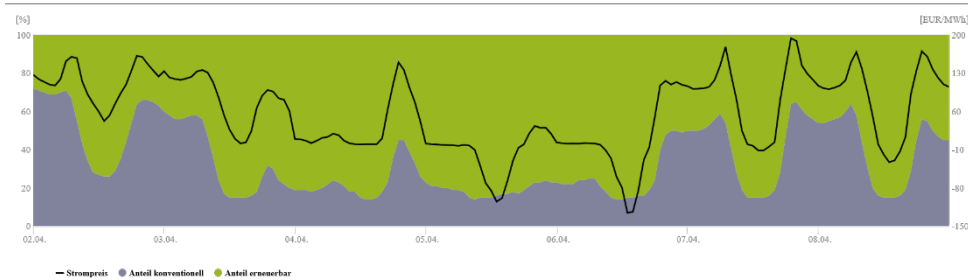
Grundsätzlich gibt es **seltene Situationen im Jahr**, wo aufgrund von Stürmen eine sehr hohe EE-Durchdringung über mehrere Tage möglich ist. In Kombination mit Solarerzeugung können hier auch hohe negative Preise auftreten. Die Dauerleistung der Kurzfristflexibilität der hier untersuchten Speicher ist begrenzt. Die Speicher reichen in solchen seltenen Situationen mit 320 GWh (40 GW Speicherleistung 8 h Kapazität) nicht aus, um diese negativen Preise vollständig aufzulösen.

Live Agorameter | Stromerzeugung und -verbrauch



Datumsbereich: 02.04.2026 - 08.04.2026  
 Auflösung: Stunde  
 Quelle: Agora Energiewende, Agorameter, Stand: 22.06.2026, 00:28  
 URL: [https://www.agora-energiewende.de/daten-tools-agorameter/live/chart/power\\_generation/02.04.2026/08.04.2026/hourly](https://www.agora-energiewende.de/daten-tools-agorameter/live/chart/power_generation/02.04.2026/08.04.2026/hourly)

Live Agorameter | Strompreis und Anteil erneuerbarer Erzeugung



Datumswahl: 02.04.2026 - 08.04.2026  
 Auflösung: Stunde  
 Quelle: Agora Energiewende, Agorameter, Stand: 23.06.2026, 00:19  
 URL: [https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/live/chart/power\\_generation\\_price/02.04.2026-08.04.2026/hourly](https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/live/chart/power_generation_price/02.04.2026-08.04.2026/hourly)



Quelle: Agora Energiewende [9]

Abbildung 6: Beispielhafte seltene Extremsituation: EE-Überschuss-Export über mehrere Tage

### 3.1 Höhere Marktwerte führen zu geringeren Förderkosten

Ein zentraler volkswirtschaftlicher Effekt zusätzlicher Flexibilität liegt in der Steigerung der Marktwerte erneuerbarer Energien. Wind- und Solarstrom haben sehr niedrige variable Kosten und senken dadurch die Börsenstrompreise. Dieser Effekt ist grundsätzlich gewollt und führt dazu, dass bevorzugt erneuerbare Energien den Strombedarf decken und erst die regelbaren Kraftwerke mit höheren variablen Kosten abgeregelt werden. Bei hoher gleichzeitiger Einspeisung führt er jedoch zunehmend dazu, dass erneuerbarer Strom in sehr niedrigen oder negativen Preisstunden vermarktet wird. Die Folge: Die Marktwerte von Wind- und Solarenergie sinken.

Zusätzliche Flexibilität setzt genau an dieser Stelle an. Speicher nehmen Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger Preise auf und speisen ihn später wieder ein, wenn die Nachfrage höher ist. Dadurch werden Preisausschläge geglättet. Niedrigpreisphasen werden angehoben, Hochpreisphasen werden gedämpft. Für erneuerbare Energien bedeutet dies, dass ihr Strom im Markt wieder höhere Preise erzielen kann.

Dieser Effekt ist nicht nur für Anlagenbetreiber relevant, sondern auch für die Finanzierung der Energiewende insgesamt. Denn die Förderkosten erneuerbarer Energien hängen maßgeblich davon ab, welche Erlöse Wind- und Solaranlagen am Strommarkt erzielen. Steigen die Marktwerte, sinkt die Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem am Markt erzielten Erlös. Damit sinken auch die Kosten der EE-Förderung bzw. der EEG-Finanzierungsbedarf.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt diesen Zusammenhang deutlich. Bereits zusätzliche Speicher in der Größenordnung von 20 GW mit vier Stunden Kapazität hätten im untersuchten Zeitraum 2025 bis Mai 2026 die EE-Förderkosten um rund 2,1 Mrd. Euro reduziert. Für diesen Wirkungsbereich liegt der Sweet Spot allerdings bei etwa 30 GW Speicherleistung mit sechs Stunden Kapazität. In diesem Fall läge die Reduktion der EE-Förderkosten bei mehr als 3,5 Mrd. Euro im Betrachtungszeitraum. Bei der maximal untersuchten Flexibilität von 40 GW mit acht Stunden Kapazität steigt der Effekt weiter auf rund 4,3 Mrd. Euro.

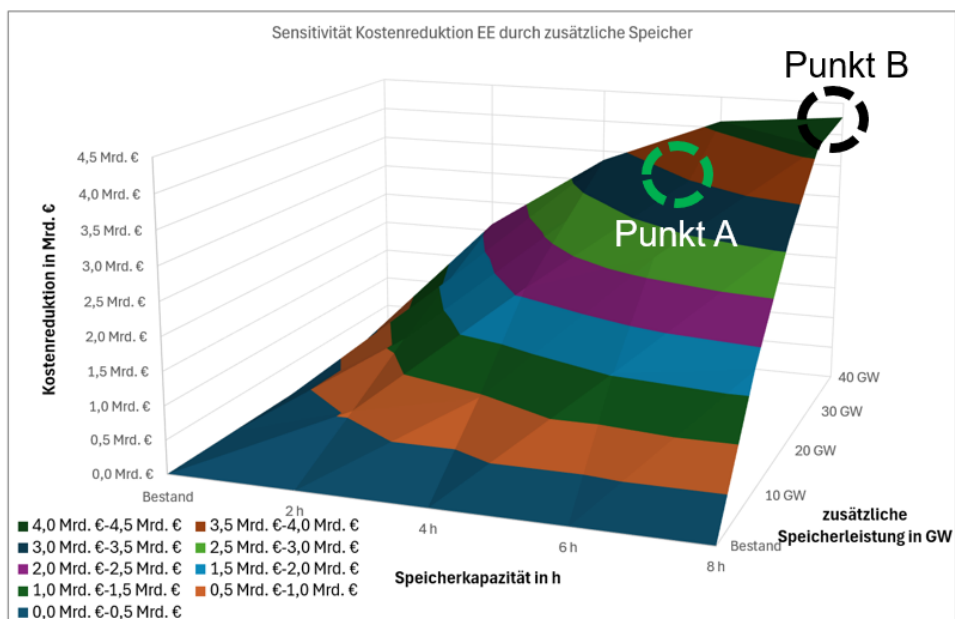


Abbildung 7: Reduktion der EE-Förderkosten durch zusätzliche Flexibilität

Die Grafik zeigt, dass zusätzliche Flexibilität einen deutlichen Beitrag zur Senkung der Förderkosten leisten kann. Besonders wichtig ist dabei nicht allein der Maximalwert bei 40 GW und acht Stunden, sondern der Verlauf der Kurve beziehungsweise Fläche. Ein erheblicher Teil der Kostensenkung wird bereits vor der maximal untersuchten Variante (40 GW, 8h) erreicht. Für die Förderkosten liegt der wirkungsstarke Bereich höher als bei mehreren anderen Effekten, nämlich bei rund 30 GW mit sechs Stunden Kapazität. Das zeigt: Für die Marktwertsteigerung ist nicht nur kurzfristige Flexibilität relevant, sondern auch eine ausreichende Speicherdauer, um größere Mengen erneuerbaren Stroms aus Niedrigpreisphasen in höherpreisige Stunden zu verschieben.

Damit macht Flexibilität erneuerbare Energien nicht nur besser integrierbar, sondern auch volkswirtschaftlich wertvoller. Der Ausbau von Flexibilität ist deshalb kein Zusatzthema neben dem EE-Ausbau. Er ist eine Voraussetzung dafür, dass der weitere Ausbau von Wind und Solar kosteneffizient fortgesetzt werden kann.

### 3.2 Positive Auswirkung auf Stromkunden

Zusätzliche Flexibilität wirkt nicht nur auf die Kosten der EE-Förderung, sondern auch auf die Stromkosten der Verbraucherinnen und Verbraucher. Dabei ist der Zusammenhang weniger offensichtlich als bei den Förderkosten, weil Speicher auf die Börsenstrompreise in zwei Richtungen wirken.

In Zeiten sehr niedriger oder negativer Preise nehmen Speicher Strom auf. Dadurch steigt die Nachfrage in diesen Stunden, und die Börsenstrompreise werden tendenziell angehoben. In Hochpreisphasen speisen Speicher den zuvor aufgenommenen Strom wieder aus. Dadurch erhöht sich das Angebot, teure Kraftwerke werden seltener preissetzend, und Preisspitzen werden gedämpft. Für Stromkunden ist daher nicht die Wirkung in einzelnen Stunden entscheidend, sondern der Gesamteffekt über den gesamten Betrachtungszeitraum. Um dies darzustellen, wurde die stündliche Stromlast Deutschlands mit dem jeweils aus den Szenarien sich ergebenden stündlichen Börsenstrompreis multipliziert und über den Betrachtungshorizont aufaddiert. Die tatsächliche Entlastung einzelner Verbrauchergruppen hängt ab von Beschaffungsstrategien, Hedging, Tarifstruktur und Weitergabe der Einsparungen durch Lieferanten. Es profitieren also nicht nur die Endkunden, sondern auch die Stromlieferanten und weitere Marktteilnehmer.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass zusätzliche Flexibilität die Stromkosten der Verbraucherinnen und Verbraucher im untersuchten Zeitraum senken kann. Der stärkste Effekt liegt bei rund 20 GW zusätzlicher Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität. In dieser Konstellation hätten sich die Stromkosten im Zeitraum 2025 bis Mai 2026, bezogen auf die Stromlast Deutschland, um rund 1,9 Mrd. Euro reduziert. Auf ein Jahr bezogen entspricht dies rund 1,31 Mrd. Euro.

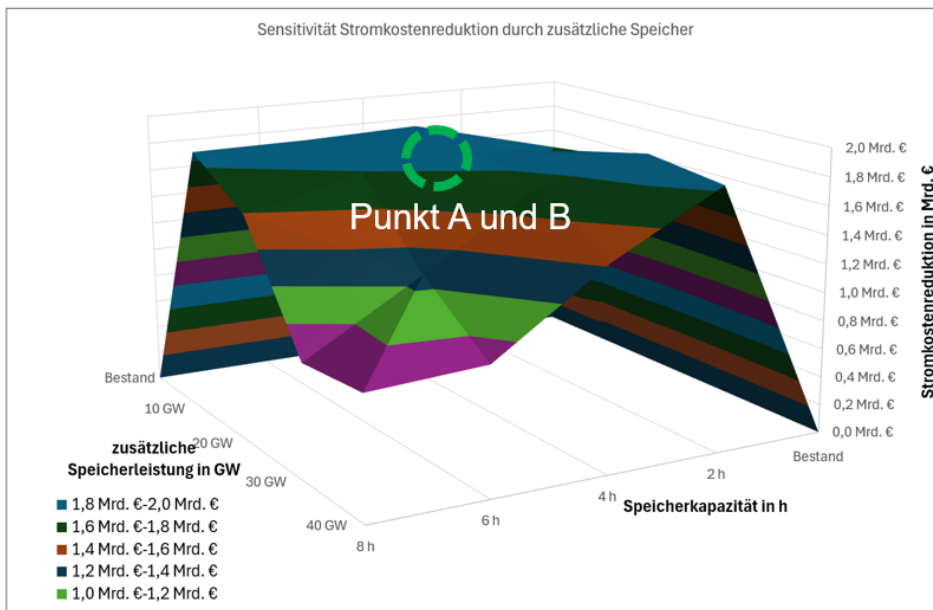


Abbildung 8: Stromkostenreduktion für Stromkunden durch zusätzliche Flexibilität

Die Grafik macht deutlich, dass der Sweet Spot in diesem Wirkungsbereich bei 20 GW Speicherleistung und vier Stunden Speicherdauer liegt. Bis zu diesem Punkt überwiegt die dämpfende Wirkung auf hohe Strompreise. Zusätzliche Flexibilität reduziert also vor allem teure Preisstunden, die für die Gesamtkosten besonders relevant sind.

Oberhalb dieses Punktes nimmt, beim aktuellen Ausbaurahmen der Erneuerbaren Energien, der zusätzliche Nutzen für Stromkunden nicht weiter zu. Das liegt daran, dass Speicher mit zunehmender Flexibilität immer stärker auch in sehr niedrigen Preisstunden nachfrageerhöhend wirken. Die Anhebung sehr niedriger Preise gewinnt dann gegenüber der zusätzlichen Senkung hoher Preise an Bedeutung. Für die untersuchte Marktsituation zeigt sich deshalb, dass bei den Stromkosten der Verbraucherinnen und Verbraucher das Optimum bereits bei einer moderaten zusätzlichen Flexibilität von 20 GW mit vier Stunden Kapazität liegt.

Diese Aussage ist jedoch auf den betrachteten Zeitraum und den damaligen Stand des EE-Ausbaus bezogen. Sie bedeutet nicht, dass darüber hinaus kein weiterer Flexibilitätsausbau erforderlich wäre. **Mit dem weiteren Ausbau von Wind- und Solarenergie entstehen zusätzliche Situationen hoher erneuerbarer Einspeisung und damit auch ein wachsender Bedarf, Erzeugung und Verbrauch zeitlich besser zusammenzubringen. Der hier identifizierte Sweet Spot beschreibt daher den akuten Flexibilitätsbedarf im untersuchten System, nicht den langfristigen Endpunkt des Flexibilitätsausbaus.**

Flexibilität ist kein Kostentreiber, sondern kann Stromkunden entlasten, wenn sie systemdienlich eingesetzt wird. Sie reduziert Preisspitzen, verbessert die Nutzung erneuerbarer Energien und trägt dazu bei, dass die Energiewende nicht nur klimafreundlicher, sondern auch günstiger wird.

### 3.3 Geringere Kosten im Austausch mit dem Ausland

Zusätzliche Flexibilität wirkt sich auch auf die deutsche Kostenbilanz im Stromhandel mit dem Ausland aus. Deutschland ist eng in den europäischen Strommarkt eingebunden. Dieser Austausch ist grundsätzlich ein Vorteil. Er erhöht die Versorgungssicherheit, ermöglicht effizienten Handel und trägt dazu bei, Erzeugung und Verbrauch über Ländergrenzen hinweg auszugleichen.

Problematisch wird es jedoch, wenn Deutschland in Stunden hoher erneuerbarer Einspeisung und niedriger Nachfrage große Strommengen zu sehr niedrigen oder negativen Preisen exportiert. In solchen Situationen wird der Wert des erneuerbaren Stroms im Inland nicht ausreichend genutzt. Zusätzliche Flexibilität kann diese Situation verbessern, indem Strom in

Überschussphasen national aufgenommen und später wieder bereitgestellt wird. Dadurch sinkt der Druck, Strom in Niedrigpreisphasen abzugeben, und die Kostenbilanz im Austausch mit dem Ausland verbessert sich.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass im untersuchten Zeitraum 2025 bis Mai 2026 die Saldo-Stromkosten im Austausch mit dem Ausland bei rund 4,1 Mrd. Euro lagen. Zusätzliche Flexibilität von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität hätte diese Kosten um rund 40 Prozent reduziert. Das entspricht einer Entlastung von etwa 1,6 Mrd. Euro im Betrachtungszeitraum beziehungsweise rund 1,1 Mrd. Euro pro Jahr. Bei der maximal untersuchten Flexibilität von 40 GW mit acht Stunden Kapazität wäre eine zusätzliche Reduktion möglich gewesen, der zusätzliche Effekt fällt jedoch deutlich geringer aus.

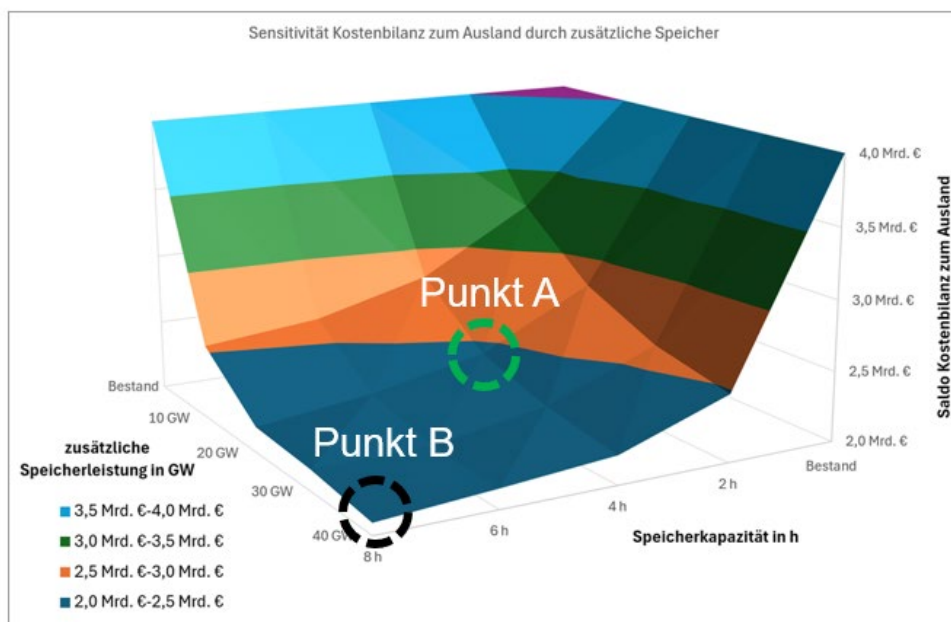


Abbildung 9: Reduktion der Kostenbilanz im Austausch mit dem Ausland durch zusätzliche Flexibilität

Die Grafik verdeutlicht, dass der Sweet Spot auch in diesem Wirkungsbereich bei rund 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Speicherdauer liegt. Bereits diese zusätzliche Flexibilität hätte einen großen Teil der möglichen Verbesserung der deutschen Stromhandelskostenbilanz erreicht. Weitere Speicherleistung und längere Speicherdauer können die Kostenbilanz weiter verbessern, allerdings mit abnehmendem Zusatznutzen für die im betrachteten Zeitraum bestehende Flexibilitätslücke.

Dieser Befund ist energiepolitisch relevant, weil er zeigt: Flexibilität stärkt nicht nur die Integration erneuerbarer Energien im Inland, sondern verbessert auch die ökonomische Einbindung Deutschlands in den europäischen Strommarkt. Es geht nicht darum, grenzüberschreitenden Stromhandel zu reduzieren. Im Gegenteil: Ein flexibleres deutsches Stromsystem kann den europäischen Stromhandel effizienter nutzen, weil weniger Strom in extremen Niedrigpreisphasen abgegeben werden muss und erneuerbare Erzeugung stärker wertschöpfend eingesetzt werden kann.

Auch hier gilt: Der identifizierte Sweet Spot beschreibt den akuten Flexibilitätsbedarf im untersuchten Stromsystem 2025 bis Mai 2026. Mit weiterem Ausbau erneuerbarer Energien wird auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität weiter steigen. Der Zusammenhang zwischen EE-Ausbau und Flexibilitätsbedarf wird im nachfolgenden Sonderszenario vertieft.

### 3.4 Zusammenführung der Kosteneffekte

Die drei zuvor dargestellten Kosteneffekte lassen sich zusammenführen. Zusätzliche Flexibilität senkt erstens die EE-Förderkosten durch höhere Marktwerte erneuerbarer Energien, zweitens die Stromkosten der Endkunden durch geringere

Preisspitzen und drittens die Saldokosten im Stromhandel mit dem Ausland. Diese drei Effekte sind in Abbildung 10 gemeinsam dargestellt.

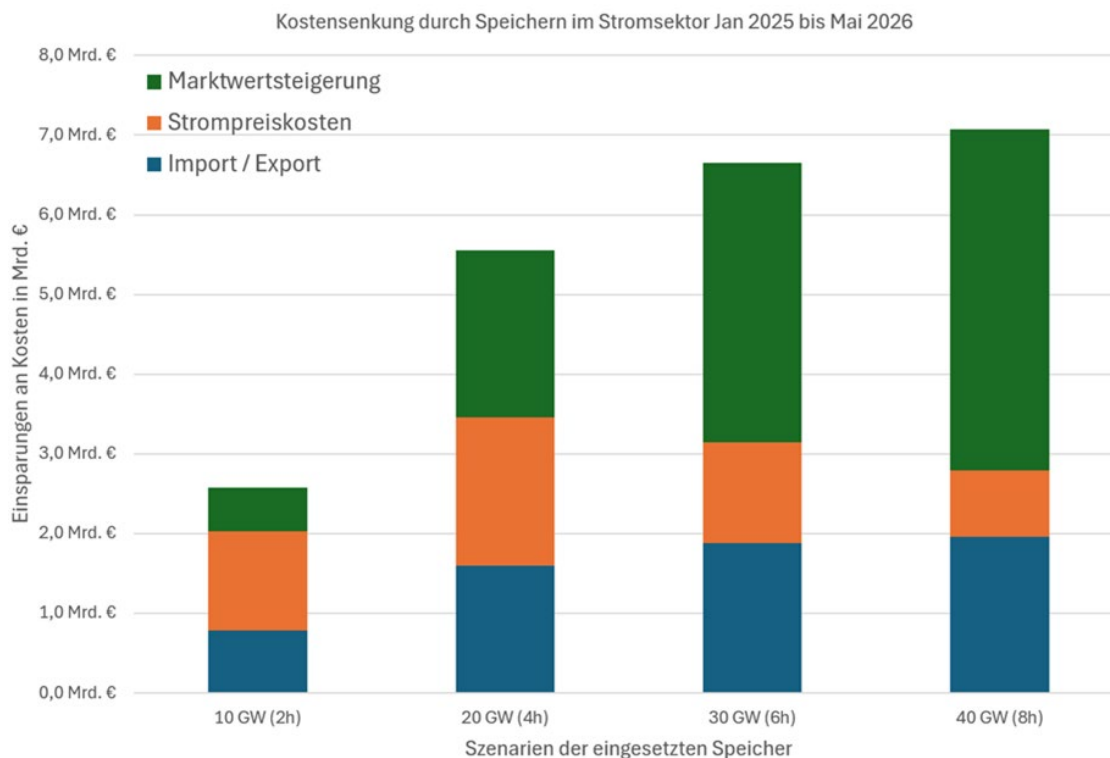


Abbildung 10: Kostensenkung durch zusätzliche Speicher im Stromsektor, Januar 2025 bis Mai 2026

Die Marktwertsteigerungen erneuerbarer Energien sind in der Grafik grün dargestellt. Sie nehmen mit steigender Flexibilität deutlich zu, da Speicher Strom aus Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung und niedriger Börsenstrompreise in Zeitfenster mit geringerer EE-Einspeisung und höheren Preisen verschieben können. Dadurch steigt der am Markt erzielte Wert von Wind- und Solarstrom. Da die EE-Förderkosten maßgeblich von der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Marktwert abhängen, wirken höhere Marktwerte kostensenkend auf die Förderung bzw. die EEG-Finanzierungsbedarf.

Die orange dargestellten Einsparungen bei den Stromkosten der Endkunden zeigen einen anderen Verlauf. Sie steigen zunächst bis zu einer zusätzlichen Speicherleistung von 20 GW mit vier Stunden Kapazität an und gehen danach wieder zurück. Das liegt an der ausgleichenden Wirkung von Speichern auf die Spotmarktpreise. Zu Beginn überwiegt der kostensenkende Effekt, weil Speicher vor allem hohe Strompreisspitzen reduzieren. Mit zunehmender Flexibilität werden jedoch auch Niedrigpreisphasen stärker angehoben. Dadurch nimmt der zusätzliche Entlastungseffekt für Stromkunden bzw. Marktteilnehmer oberhalb von 20 GW Speicherleistung und 4 h Kapazität im aktuellen Marktrahmen wieder ab. Mit weiterem EE-Ausbau wächst auch der Flexibilitätsbedarf (siehe Kapitel 3.9).

Die blau dargestellten Einsparungen bei den Saldokosten im Austausch mit dem Ausland steigen ebenfalls mit zunehmender Flexibilität. Allerdings nimmt der zusätzliche Nutzen oberhalb des Bereichs von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität spürbar ab. Bereits in diesem Bereich kann ein großer Teil der Entlastung erreicht werden, weil weniger Strom in extremen Niedrigpreisphasen exportiert werden muss und erneuerbare Erzeugung stärker im Inland wertschöpfend genutzt werden kann.

In der Gesamtschau zeigt die Grafik, dass der größte zusätzliche Kostensenkungsschritt bei ca. 20 GW Speicherleistung und 4 h Kapazität liegt. Danach steigen die gesamten Einsparungen zwar weiter, aber mit deutlich geringerem Zusatznutzen. Über alle drei Kosteneffekte hinweg liegt somit der Sweet Spot bei rund 20 GW zusätzlicher Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität. Das entspricht 80 GWh zusätzlicher Speicherkapazität.

Dieser Befund ist politisch besonders relevant, weil 20 GW nur einem kleinen Teil der derzeit diskutierten Speicherpotenziale entsprechen. Ins Verhältnis zu mehr als 720 GW Netzzuganganfragen für Stromspeicher gesetzt, wären 20 GW weniger als drei

Prozent dieses Volumens. Für die rückblickend untersuchte Strommarktsituation 2025 bis Mai 2026 hätte bereits dieser vergleichsweise begrenzte zusätzliche Flexibilitätsausbau erhebliche volkswirtschaftliche Entlastungen ermöglicht.

**Wichtig ist jedoch die richtige Einordnung. Die Analyse beschreibt eine rückblickende Betrachtung des Stromsystems von Januar 2025 bis Mai 2026. Der identifizierte Sweet Spot zeigt damit die Flexibilitätslücke, die im untersuchten System bei dem bereits erreichten Ausbau erneuerbarer Energien bestand. Er ist keine Aussage darüber, dass der Flexibilitätsausbau damit abgeschlossen wäre.**

Im Gegenteil: Der weitere Ausbau von Wind- und Solarenergie ist klimapolitisch notwendig und bleibt die Grundlage für ein günstiges, klimaneutrales Stromsystem. Mit diesem weiteren EE-Ausbau steigt aber auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität. Um diesen Zusammenhang besser einzuordnen, wird im nachfolgenden Sonderszenario im Kapitel 3.9 untersucht, wie sich die Ergebnisse verändert hätten, wenn im gleichen Wetter- und Marktzeitraum weniger erneuerbare Leistung installiert gewesen wäre. Daraus lässt sich ableiten, warum EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau künftig gemeinsam geplant und beschleunigt werden müssen.

### 3.5 Weniger negative Strompreise

Negative Börsenstrompreise entstehen, wenn in einzelnen Stunden mehr Strom angeboten wird, als im Markt nachgefragt wird. Sie sind damit zunächst ein wichtiges Preissignal, denn das Stromsystem zeigt an, dass zusätzliche Nachfrage oder Speicherfähigkeit benötigt wird. Problematisch wird dieses Signal jedoch, wenn negative Preise immer häufiger auftreten und sich über längere Zeiträume wiederholen. Dann sind sie nicht mehr nur Ausdruck einzelner Überschussituationen, sondern ein Hinweis auf eine strukturelle Flexibilitätslücke.

Diese Flexibilitätslücke wird mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien sichtbar. Wind- und Solarstrom stehen wetterabhängig zur Verfügung und haben sehr niedrige variable Kosten. In Stunden hoher gleichzeitiger Einspeisung treffen große Mengen günstigen Stroms auf eine Stromnachfrage, die bislang nur begrenzt flexibel reagieren kann. Zusätzliche Speicher können diese Lücke verringern. Sie nehmen Strom in Überschuss- und Niedrigpreisphasen auf und geben ihn später wieder ab. Dadurch sinkt die Zahl negativer Preisstunden deutlich.

Zur Einordnung der Ergebnisse wird darauf hingewiesen, dass nur Stundenpreise analysiert werden, in der Realität aber einzelne Viertelstunden bewertet werden. Die ermittelten Ergebnisse sind also konservativ ermittelt worden.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass im Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis zum 31. Mai 2026 in der Modellierung 845 negative Preisstunden auftraten. Zusätzliche Flexibilität von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Speicherdauer hätte diese Zahl auf 276 Stunden reduziert. Das entspricht einer Verringerung um rund 70 Prozent.

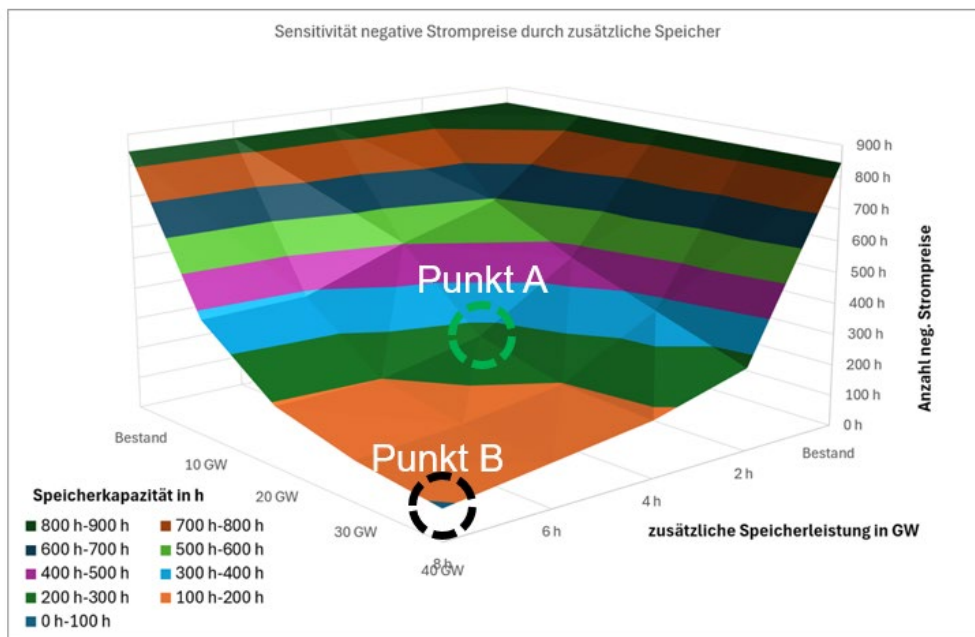


Abbildung 11: Reduktion negativer Börsenstrompreise durch zusätzliche Flexibilität

Die 3D-Grafik zeigt, wie sich unterschiedliche Kombinationen aus Speicherleistung und Speicherdauer auf die Zahl negativer Preisstunden auswirken. Auf der X-Achse ist die zusätzliche Speicherleistung dargestellt, auf der Y-Achse die Speicherdauer. Die Z-Achse zeigt die verbleibende Zahl negativer Preisstunden im Betrachtungszeitraum. Je niedriger die Fläche liegt, desto weniger negative Preisstunden verbleiben.

Besonders deutlich ist der starke Rückgang bis zum Bereich von 20 GW Speicherleistung und vier Stunden Speicherdauer. Dort liegt der Sweet Spot für diesen Wirkungsbereich. Bereits diese zusätzliche Flexibilität hätte einen Großteil der negativen Preisstunden vermieden. Eine weitere Erhöhung auf 40 GW und acht Stunden Speicherdauer kann zusätzliche Effekte erzielen, der Zusatznutzen fällt für die im untersuchten Zeitraum bestehende Flexibilitätslücke jedoch geringer aus. Der Sweet Spot zeigt den akuten Nachholbedarf im heutigen System. Für den weitergehenden EE-Ausbau bedarf es dann einen parallelen zusätzlichen Flexibilitätsausbaus.

Es lässt sich somit zeigen, dass negative Strompreise in ihrer Häufigkeit und Tiefe nicht das eigentliche Problem, sondern ein Symptom fehlender Flexibilität sind. Wer negative Preise reduzieren will, muss deshalb nicht den Ausbau erneuerbarer Energien bremsen, sondern Flexibilität schneller erschließen. So kann günstiger erneuerbarer Strom besser genutzt, Abregelung reduziert und die Marktintegration erneuerbarer Energien verbessert werden.

### 3.6 Reduzierung der Risiken aus § 51 EEG für den weiteren EE-Ausbau

Der § 51 EEG setzt in Zeiten negativer Börsenstrompreise ein klares Signal an den Markt. Neue EEG-geförderte Anlagen erhalten in diesen Zeiträumen keine Förderung. Damit sollen Anlagenbetreiber angereizt werden, ihre Einspeisung stärker am Markt auszurichten. Mit zunehmender Häufigkeit negativer Preise entsteht daraus jedoch ein wachsendes Erlösrisiko für neue Wind- und PV-Anlagen.

Dieses Risiko ist nicht nur ein betriebswirtschaftliches Thema einzelner Anlagenbetreiber. Es betrifft die Investitionsbedingungen für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien insgesamt. Wenn negative Preisphasen häufiger werden, sinkt die Planbarkeit der Erlöse neuer Anlagen. Dadurch kann die wirtschaftliche Grundlage neuer Projekte geschwächt werden — gerade in einem Stromsystem, das für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Kostensenkung weiterhin auf einen beschleunigten Ausbau von Wind- und Solarenergie angewiesen ist.

Zusätzliche Flexibilität kann dieses Risiko deutlich reduzieren. Dabei ist es aus Sicht des Strommarktes egal, ob diese Flexibilität aus Speichern, Erzeugern oder Verbrauchern bereitgestellt wird. In der hier erstellten Studie nehmen Stromspeicher Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Erzeugung und niedriger oder negativer Preise auf. Dadurch steigt die Nachfrage in genau den Stunden, in denen ansonsten § 51 EEG greift. Dadurch werden negative Preisphasen seltener, und das Risiko förderfreier Zeiten für neue Anlagen nimmt ab.

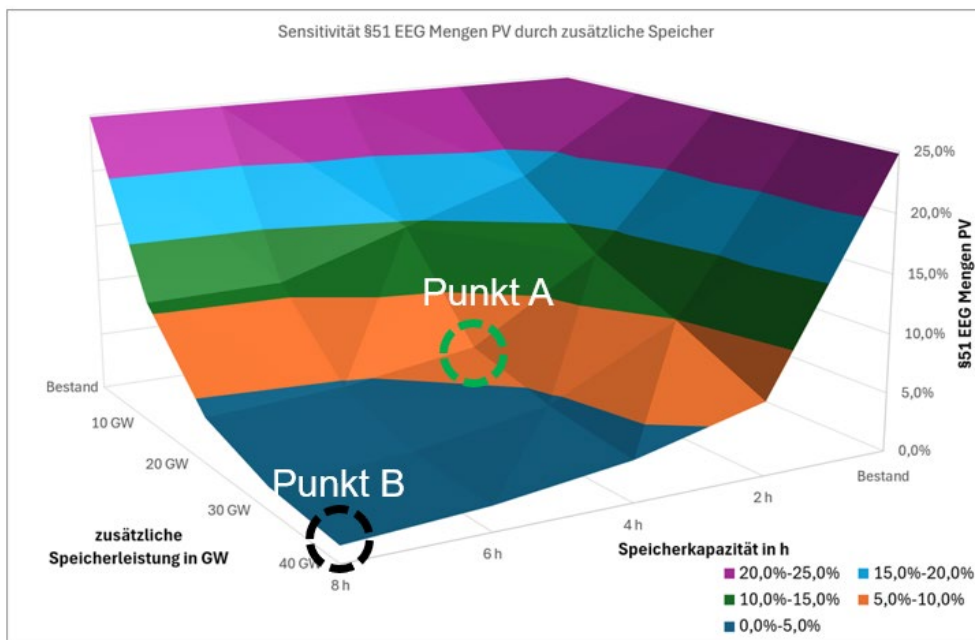


Abbildung 12: Sensitivitätsanalyse zur Reduzierung der §51-Risiken für PV

Die 3D-Grafik zeigt beispielhaft für PV, wie zusätzliche Speicherleistung und Speicherdauer die Risiken aus § 51 EEG reduzieren. Auf der X-Achse ist die zusätzliche Speicherleistung dargestellt, auf der Y-Achse die Speicherdauer. Die Z-Achse zeigt den Anteil der PV-Erzeugung neuer Anlagen, der aufgrund negativer Börsenstrompreise von § 51 EEG betroffen wäre. Je niedriger die Fläche liegt, desto geringer ist das Risiko für die betriebswirtschaftliche Grundlage neuer PV-Anlagen.

Ohne zusätzliche Flexibilität wären im untersuchten Zeitraum ca. 25% der PV-Erzeugung neuer Anlagen von § 51 EEG betroffen gewesen. Bereits bei 20 GW zusätzlicher Speicherleistung mit vier Stunden Speicherdauer sinkt dieser Anteil deutlich auf etwa 6,3 Prozent. Das entspricht einer Reduktion um rund 75 Prozent. Der Sweet Spot liegt damit auch in dieser Sensitivität im Bereich von 20 GW mit vier Stunden Speicherkapazität.

Für Windenergieanlagen zeigt sich derselbe grundsätzliche Zusammenhang, wenn auch auf niedrigerem Ausgangsniveau. Bei Wind Onshore lag der betroffene Anteil im Jahr 2025 bei rund 8 Prozent. Mit 20 GW zusätzlicher Speicherleistung und vier Stunden Speicherdauer sinkt dieser Wert auf rund 3,7 Prozent. Das entspricht einer Reduktion um gut die Hälfte.

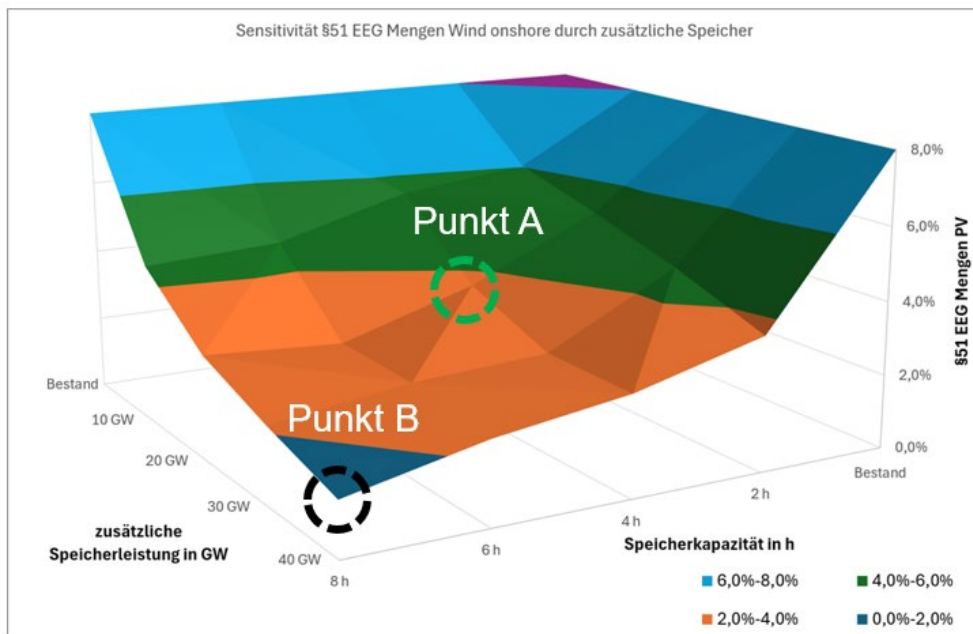


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse zur Reduzierung der §51-Risiken für Wind Onshore

Bei Wind Offshore reduziert sich der Anteil im Sweet Spot von rund 7 Prozent auf etwa 2,8 Prozent. Dies entspräche auch hier eine Reduktion um knapp 60% zum Ausgangswert.

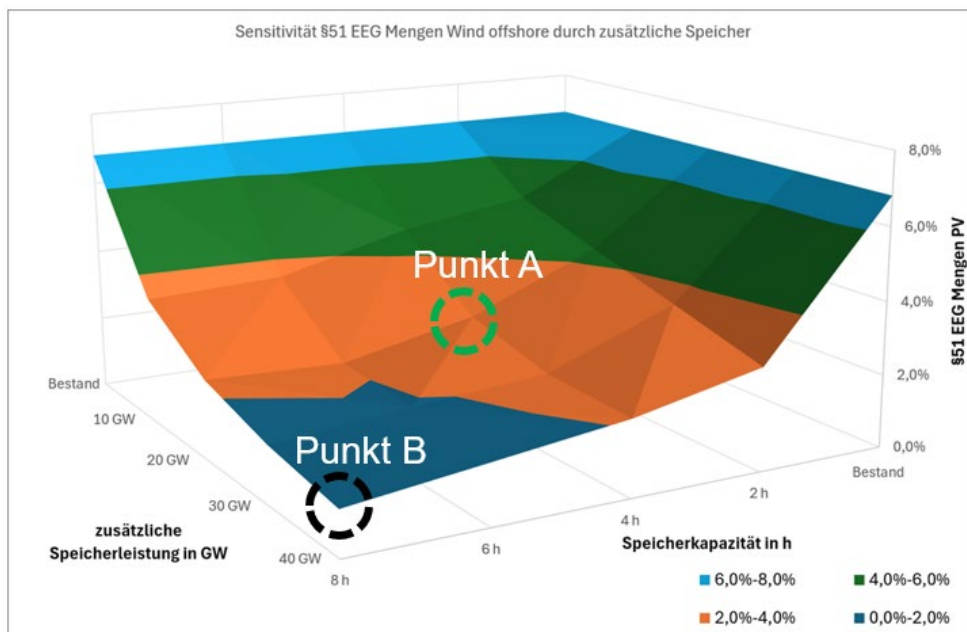


Abbildung 14: Sensitivitätsanalyse zur Reduzierung der §51-Risiken für Wind Offshore

Die Grafiken zeigen zugleich, dass eine weitere Erhöhung der Flexibilität zusätzliche Verbesserungen ermöglicht, der größte Teil der Risikoreduktion aber größtenteils bereits im Bereich von 20 GW mit vier Stunden Kapazität erreicht wird.

Wichtig hierbei ist jedoch zu verstehen, dass der Sweet Spot nicht den langfristigen Endpunkt des Flexibilitätsausbaus beschreibt. Er zeigt, welche zusätzliche Flexibilität in der rückblickend untersuchten Strommarktsituation 2025 bis Mai 2026 in Bezug auf den dortigen Ausbaurahmen der Erneuerbaren Energien besonders wirksam gewesen wäre, um die bereits bestehende Flexibilitäts-lücke zu schließen. Mit weiterem Ausbau von Wind- und Solarenergie wird auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität weiter steigen.

Wer den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien absichern will, muss die Risiken aus § 51 EEG durch mehr Flexibilität begrenzen. Flexibilität schützt damit nicht nur vor negativen Preisen, sondern trägt dazu bei, die betriebswirtschaftliche Grundlage neuer EE-Projekte zu wahren und den weiteren Ausbau von Wind und Solar investitionsfähig zu halten.

### 3.7 Weniger marktliche EE-Abregelung: Erneuerbaren Strom nutzen statt abregeln

Ein besonders anschaulicher Effekt zusätzlicher Flexibilität zeigt sich bei der marktlichen Abregelung erneuerbarer Energien. Wenn in Zeiten hoher Wind- und Solarstromerzeugung nicht ausreichend Nachfrage oder Speichermöglichkeiten vorhanden sind, kann CO<sub>2</sub>-frei erzeugbarer Strom nicht vollständig genutzt werden. Anlagen werden dann abgeregelt, obwohl der Strom grundsätzlich verfügbar wäre.

Diese Abregelung ist aus energiewirtschaftlicher Sicht doppelt problematisch. Zum einen geht günstiger erneuerbarer Strom verloren, der fossile Erzeugung zu anderen Zeitpunkten ersetzen könnte. Zum anderen schwächt sie die Akzeptanz der Energiewende, weil für viele Menschen schwer nachvollziehbar ist, warum erneuerbare Anlagen abgeregelt werden, während zugleich über Stromkosten, Netzausbau und Versorgungssicherheit diskutiert wird.

Zusätzliche Flexibilität setzt genau hier an. Speicher können Strom in Überschussituationen aufnehmen und später wieder einspeisen. Dadurch wird erneuerbare Erzeugung besser in das Stromsystem integriert und die marktliche Abregelung sinkt.

Im untersuchten Zeitraum 2025 bis Mai 2026 lagen die marktlichen EE-Abregelungsmengen bei annähernd 6.000 GWh. Bereits zusätzliche Speicherleistung von 20 GW mit vier Stunden Speicherdauer hätte diese Mengen um rund 55 Prozent auf etwa 2.670 GWh reduziert. Bei der maximal untersuchten Flexibilität von 40 GW mit acht Stunden Speicherdauer wären die marktlichen Abregelungsmengen auf rund 1.350 GWh gesunken. Das entspricht einer Reduktion um rund 70 Prozent.

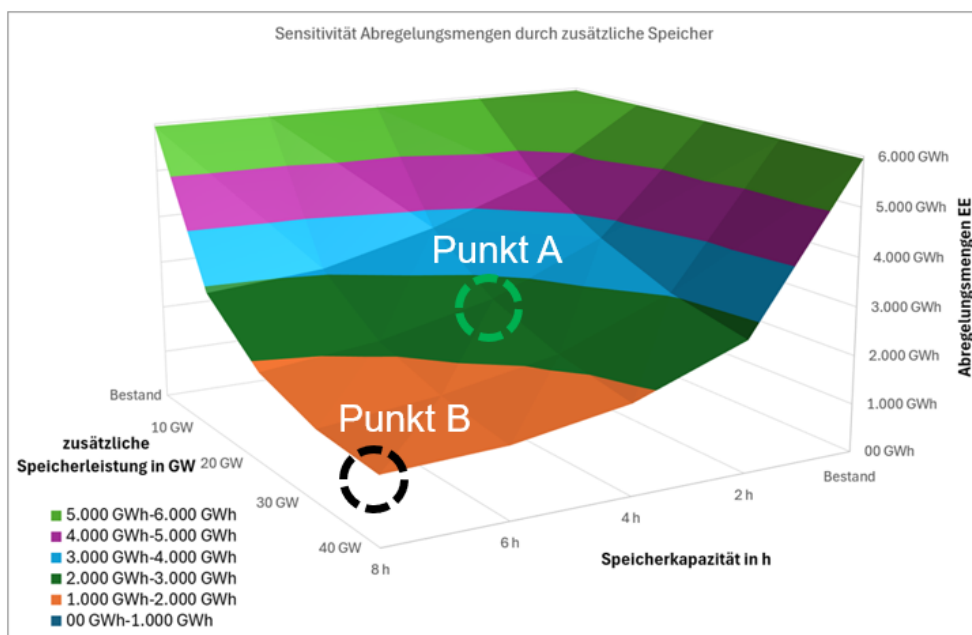


Abbildung 15: Reduktion marktlicher EE-Abregelung durch zusätzliche Flexibilität

Die Grafik zeigt, dass auch bei der marktlichen EE-Abregelung der größte Entlastungsschritt bereits im Bereich von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Speicherdauer erreicht wird. Weitere Speicherleistung und längere Speicherdauer reduzieren die Abregelungsmengen zusätzlich, der Zusatznutzen fällt für die im untersuchten Zeitraum bestehende Flexibilitätslücke jedoch geringer aus.

Flexibilität sorgt dafür, dass erneuerbarer Strom nicht nur erzeugt, sondern auch genutzt werden kann. Der Ausbau von Wind und Solar muss deshalb durch einen parallelen Ausbau von Flexibilitätsoptionen flankiert werden. Nur so kann der Anteil

erneuerbarer Energien weiter steigen, ohne dass zunehmend günstiger, CO<sub>2</sub>-freier Strom ungenutzt bleibt. Dies steigert zudem auch die Akzeptanz des weiter klimapolitisch notwendigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

### 3.8 Zwischenfazit: Flexibilität adressiert mehrere Herausforderungen gleichzeitig

Die Ergebnisse zeigen über alle untersuchten Wirkungsbereiche hinweg ein klares Muster. Zusätzliche Flexibilität wirkt nicht nur auf ein einzelnes Problem, sondern verbessert die Integration erneuerbarer Energien an mehreren Stellen gleichzeitig. Sie erhöht die Marktwerte von Wind- und Solarstrom, senkt dadurch Förderkosten, reduziert Stromkosten für Verbraucherinnen und Verbraucher, verbessert die Kostenbilanz im Austausch mit dem Ausland, verringert negative Börsenstrompreise und reduziert die Risiken aus § 51 EEG für neue EE-Anlagen.

Damit wird deutlich, dass viele der heute diskutierten Herausforderungen der Energiewende nur Symptome derselben Ursache sind. Das Stromsystem verfügt noch nicht über ausreichend Flexibilität, um den stark gewachsenen Anteil erneuerbarer Energien optimal aufzunehmen und zeitlich zu nutzen. Zusätzliche Speicher zeigen in der Modellierung, wie stark sich diese Flexibilitätslücke bereits mit heute technisch verfügbaren Optionen reduzieren lässt.

Für den untersuchten Zeitraum 2025 bis Mai 2026 hätte zusätzliche Flexibilität in der Größenordnung von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Speicherdauer in mehreren Wirkungsbereichen bereits einen Großteil der Entlastung erzielt. In dieser Konstellation hätten negative Preisstunden um rund 70 Prozent reduziert, die marktliche Abregelung erneuerbarer Energien deutlich verringert, die Kostenbilanz im Austausch mit dem Ausland um rund 40 Prozent verbessert und die Risiken aus § 51 EEG für neue Anlagen erheblich gesenkt werden können. Zugleich hätten sich auch Stromkunden durch geringere Preisspitzen entlasten lassen.

Bei den Förderkosten zeigt sich der wirkungsstarke Bereich etwas höher. Hier liegt der Sweet Spot bei rund 30 GW Speicherleistung mit sechs Stunden Speicherdauer. Das verdeutlicht, dass für die Steigerung der Marktwerte erneuerbarer Energien nicht nur kurzfristige Flexibilität, sondern auch eine ausreichende Speicherdauer relevant ist. Dennoch bestätigt auch dieser Wirkungsbereich die zentrale Aussage: **Flexibilität macht erneuerbare Energien volkswirtschaftlich wertvoller und senkt die Kosten ihrer Integration.**

Der identifizierte Sweet Spot ist dabei richtig einzuordnen. Er beschreibt nicht eine endgültige Zielgröße für den Flexibilitätsausbau, sondern den akuten Nachholbedarf in der rückblickend untersuchten Strommarktsituation 2025 bis Mai 2026. Oberhalb dieses Punktes nimmt der Zusatznutzen in mehreren Wirkungsbereichen für die damals bestehende Flexibilitätslücke ab. **Mit weiterem Ausbau von Wind- und Solarenergie wird jedoch auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität weiter steigen.** Dieser Aspekt soll im nachfolgenden Kapitel untersucht werden.

EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau müssen künftig gemeinsam gedacht und beschleunigt werden. Der weitere Ausbau erneuerbarer Energien bleibt zentral für ein kostengünstiges und klimaneutrales Stromsystem. Damit dieser Ausbau seine volle volkswirtschaftliche Wirkung entfalten kann, braucht es jedoch parallel mehr Flexibilität — durch Speicher, flexible Verbraucher, steuerbare erneuerbare Erzeugung, Sektorkopplung und weitere systemdienliche Flexibilitätsoptionen.

### 3.9 Sonderszenario: EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau gemeinsam denken

Die vorangegangenen Ergebnisse in Kapitel 3 zeigen, welche zusätzliche Flexibilität in der rückblickend untersuchten Strommarktsituation von Januar 2025 bis Mai 2026 besonders wirksam gewesen wäre. Der dort identifizierte Sweet Spot beschreibt damit die Flexibilitätslücke, die im heutigen Stromsystem bei dem bereits erreichten Ausbau erneuerbarer Energien besteht. Er ist jedoch keine langfristige Zielgröße für den Flexibilitätsausbau.

Mit dem weiteren klimapolitisch und volkswirtschaftlich notwendigen Ausbau von Wind- und Solarenergie muss auch ein weiterer Ausbau von Flexibilität einhergehen. Andernfalls droht das Stromsystem erneut in eine Situation zu geraten, in der erneuerbare Erzeugung schneller wächst als die Fähigkeit, diesen Strom zeitlich flexibel zu nutzen. Die Folge wären erneut zunehmende negative Preise, sinkende Marktwerte, höhere Förderkosten, mehr Abregelung und steigende Risiken für neue EE-Anlagen.

Um diesen Zusammenhang besser einzuordnen, wurde ein ergänzendes Sonderszenario berechnet. Dabei wurde bewusst kein Zukunftsszenario mit fortgeschriebenem EE-Ausbau gewählt. Ein solches Szenario würde zahlreiche zusätzliche Annahmen erfordern, etwa zur Entwicklung des Stromverbrauchs, des Netzausbaus, des Kraftwerksparks, des europäischen Strommarkts sowie des Flexibilitäts- und EE-Ausbaus im Ausland.

Stattdessen wurde für denselben Zeitraum von Januar 2025 bis Mai 2026 ein hypothetisch geringerer EE-Ausbau in Deutschland angenommen. **So wurde die PV-Installation um 30% und die Wind-Installation um 20% zur Realität reduziert.** Das bedeutet, das Wetterjahr, der Marktzeitraum und die sonstigen Rahmenbedingungen bleiben gleich. Verändert wird nur die installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland. Dadurch lässt sich besser isolieren, wie sich der Ausbau von Wind und Solar auf den Bedarf an zusätzlicher Flexibilität auswirkt.

Das Sonderszenario ist ausdrücklich kein Plädoyer für weniger erneuerbare Energien. Im Gegenteil: Es macht sichtbar, welchen volkswirtschaftlichen Nutzen der bereits erfolgte EE-Ausbau der letzten Jahre hatte — und wie stark dieser Nutzen durch zusätzliche Flexibilität weiter erhöht werden kann.

Die Berechnung zeigt: Der EE-Ausbau der letzten Jahre hätte auch ohne zusätzliche Speicher bereits Netto-Einsparungen von rund 0,3 Mrd. Euro im untersuchten Zeitraum erzielt. Die strompreissenkende Wirkung zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung wäre unter den getroffenen Annahmen damit größer als die zusätzlichen Förderkosten. **Der Ausbau von Wind und Solar in den letzten Jahren hat die Stromkunden bzw. Marktteilnehmer somit bereits entlastet und volkswirtschaftlich positiv gewirkt.**

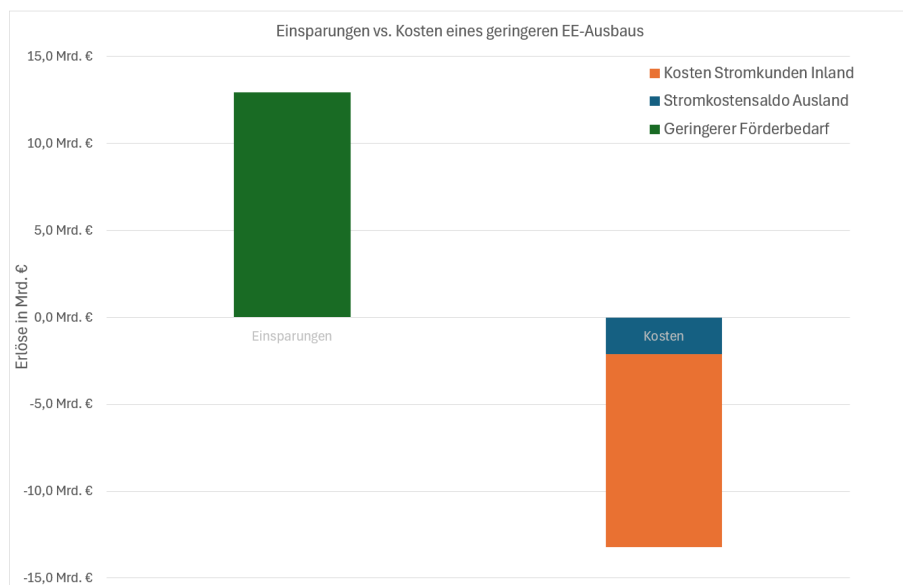


Abbildung 16: Kostenvergleich, wenn Deutschland im Zeitraum Januar 2025 bis Mai 2026 30% weniger Solarstrom und 20% weniger Windstrom gehabt hätte

Gleichzeitig zeigt das Sonderszenario, dass bei einem geringeren EE-Ausbau auch der erforderliche Flexibilitätsbedarf (Flexibilitätslücke) geringer gewesen wäre. Für die hypothetisch reduzierte EE-Installation läge der **Sweet Spot dann bei etwa 10 GW zusätzlicher Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität.** Im heutigen System liegt der Sweet Spot dagegen bei rund 20 GW mit vier Stunden Kapazität. Die Differenz zwischen beiden Punkten macht sichtbar, wie stark der EE-Ausbau der letzten Jahre den zusätzlichen Flexibilitätsbedarf erhöht hat.

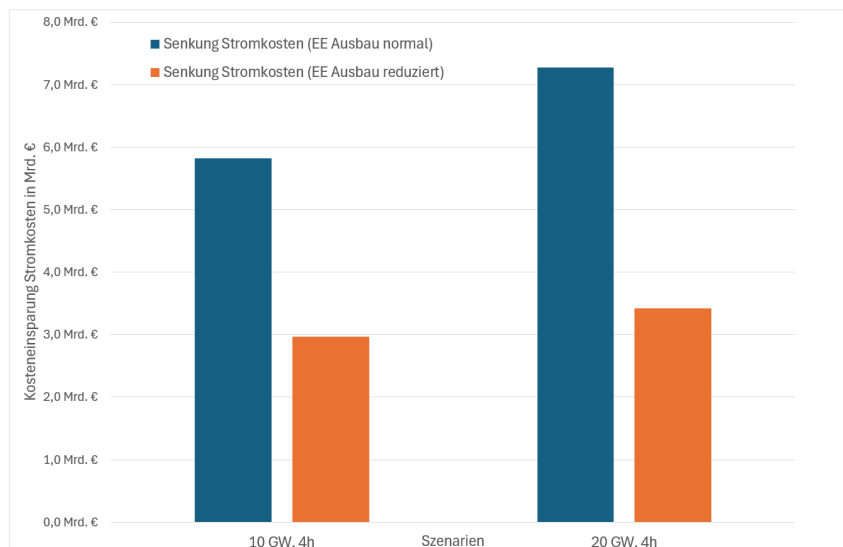


Abbildung 17: Kostenvergleich eines Speicherzubaues im Sonderszenario – wenn Deutschland im Zeitraum Januar 2025 bis Mai 2026 30% weniger Solarstrom und 20% weniger Windstrom gehabt hätte

Aus dieser Untersuchung ergibt sich als erste heuristische Größenordnung ein zusätzlicher Flexibilitätsbedarf in der Größenordnung von etwa 8 GW und 4 h pro Jahr. Diese jährliche zusätzliche Flexibilität kommt zu dem einmaligen Aufholen der heutigen Flexibilitätslücke, erkennbar aus dieser Kurzstudie, von rund 20 GW mit vier Stunden Kapazität hinzu. Für eine belastbare Ausbauplanung sind allerdings Zukunftsszenarien mit mehreren Wetterjahren, Nachfrageentwicklung, Netzausbau, europäischer Flexibilität und Sektorkopplung erforderlich.

Der Effekt ist erheblich. Der bereits berechnete volkswirtschaftliche Nutzen des EE-Ausbaus der letzten Jahre steigt durch das Aufholen der heutigen Flexibilitätslücke massiv an: von rund 0,3 Mrd. Euro auf über 5,5 Mrd. Euro im Betrachtungszeitraum von 1,4 Jahren bezüglich der untersuchten Wirkungsbereiche. Zusätzliche Flexibilität vervielfacht so betrachtet den volkswirtschaftlichen Nutzen des bereits erfolgten EE-Ausbaus.

Die Schlussfolgerung ist eindeutig: Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt die zentrale Grundlage für ein günstiges und klimaneutrales Stromsystem. Damit dieser Ausbau seine volle Wirkung entfalten kann, muss er jedoch systematisch durch Flexibilitätsausbau flankiert werden. Kurzfristig geht es darum, die bestehende Flexibilitätslücke von rund 20 GW mit vier Stunden Kapazität aufzuholen. Für den weiteren EE-Ausbau muss zusätzlich fortlaufend neue Flexibilität erschlossen werden. EE-Ausbau und Flexibilitätsausbau dürfen deshalb nicht getrennt geplant werden, sondern müssen künftig als gemeinsames Ausbauziel verstanden werden.



## 4. Diskussion

### Die Ergebnisse zeigen den volkswirtschaftlichen Nutzen!

Die Ergebnisse der Kurzstudie zeigen eindeutig: Zusätzliche Flexibilität ist ein zentraler Hebel, um die Energiewende kostengünstiger, effizienter und systemverträglicher zu machen. Die untersuchte Flexibilität in Form von Stromspeicher reduzieren nicht nur einzelne Symptome wie negative Börsenstrompreise oder Risiken aus § 51 EEG. Sie wirken gleichzeitig auf mehrere zentrale Herausforderungen des heutigen Stromsystems:

- a) sie erhöhen die Marktwerte erneuerbarer Energien und senken somit die Förderkosten,
- b) reduzieren die Stromkosten für Verbraucherinnen und Verbraucher,
- c) verbessern die Kostenbilanz im Austausch mit dem Ausland,
- d) verringern marktliche EE-Abregelungen und
- e) stabilisieren die betriebswirtschaftliche Grundlage für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien.

Damit bestätigt die Analyse eine zentrale Erkenntnis, die bereits in der BEE-Strommarktdesignstudie 2021 gemeinsam mit Fraunhofer IEE und Fraunhofer ISE [10] herausgearbeitet wurde. **Ein klimaneutrales Stromsystem braucht nicht nur deutlich mehr erneuerbare Energien, sondern auch ein Marktdesign, in dem Flexibilitäten wirtschaftlich erschlossen und systemdienlich eingesetzt werden können.** Erneuerbare Energien werden mit ihrem wachsenden Anteil zunehmend systemprägend. Deshalb muss sich auch das Strommarktdesign stärker an den Erneuerbaren und den dafür notwendigen Flexibilitäten ausrichten. Die vorliegende Kurzstudie konkretisiert diesen Zusammenhang für die aktuelle Strommarktsituation. Für den rückblickend untersuchten Zeitraum Januar 2025 bis Mai 2026 zeigt sich, dass zusätzliche Flexibilität in der Größenordnung von 20 GW Speicherleistung mit vier Stunden Kapazität in mehreren Wirkungsbereichen bereits einen Großteil der Entlastung erreicht hätte. Bei den Förderkosten liegt der wirkungsstarke Bereich etwas höher, bei rund 30 GW mit sechs Stunden Kapazität. Insgesamt wird jedoch deutlich. Bereits ein vergleichsweise begrenzter zusätzlicher Flexibilitätsausbau gegenüber den heutigen Netzanschlussanfragen von in der Pipeline stehenden Speicherprojekten in Höhe von ca. 720 GW hätte erhebliche volkswirtschaftliche Verbesserungen ermöglicht. Netzanschlussanfragen sind aber kein Zubaupotenzial im engeren Sinne sind. Sie zeigen primär den Projektandrang und den Priorisierungsbedarf bei Netzanschlüssen.

Der in der Studie ermittelte Sweet Spot ist als Größenordnung einer bestehenden Flexibilitätslücke zu verstehen. Er bedeutet nicht, dass der Flexibilitätsausbau mit 20 GW und vier Stunden Kapazität abgeschlossen wäre. Die Analyse beschreibt rückblickend, welche Flexibilität im untersuchten Stromsystem bei dem bereits erreichten Ausbau von Wind und Solar gefehlt hat. **Mit dem weiteren klimapolitisch notwendigen Ausbau erneuerbarer Energien steigt auch der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität weiter.** Das Sonderszenario zeigt deshalb ergänzend, dass neben dem einmaligen Aufholen der heutigen Flexibilitätslücke für den weiteren EE-Ausbau fortlaufend zusätzliche Flexibilität erschlossen werden muss.

Zur richtigen Einordnung wird darauf hingewiesen, dass die untersuchten monetären Effekte als Brutto-Entlastungen zentraler Strommarkt-, Finanzierungs- und Zahlungsstromgrößen zu verstehen sind. Sie zeigen, in welcher Größenordnung zusätzliche Flexibilität den EEG-Finanzierungsbedarf, börsenpreisbasierte Strombeschaffungskosten und die deutsche Stromhandels-Kostenbilanz entlasten kann. Diese Größen sind politisch und energiewirtschaftlich relevant, entsprechen aber nicht vollständig einem volkswirtschaftlichen Netto-Wohlfahrtsgewinn. Eine vollständige Netto-Wohlfahrtsrechnung müsste darüber hinaus Produzentenrenten, Speicherinvestitions- und Betriebskosten, Netzanschlusskosten, Speicherverluste, Degradation, Redispatchwirkungen, CO<sub>2</sub>-Effekte, Versorgungssicherheitswirkungen und Verteilungseffekte berücksichtigen.

Wichtig ist zudem, dass in der Modellierung zusätzliche Stromspeicher als konkrete Flexibilitätsoption untersucht wurden. Die Ergebnisse sind jedoch nicht als Aussage zu verstehen, dass die Flexibilitätslücke ausschließlich durch Speicher geschlossen

werden müsste. Aus Marktsicht können auch andere Flexibilitätsoptionen vergleichbare Funktionen erfüllen. Dazu zählen flexible Verbraucher, industrielle Lastverschiebung, Elektromobilität, Wärmepumpen, Elektrodenkessel, Wasserstoffelektrolyseure, die systemdienliche Nutzung dezentraler Batteriespeicher sowie Erzeugungsflexibilitäten wie die Überbauung von Bioenergieleistung. Entscheidend ist nicht die einzelne Technologie, sondern die Fähigkeit, Stromangebot und Stromnachfrage zeitlich besser zusammenzubringen.

**Die Studie betrachtet dabei bewusst abstrakt den volkswirtschaftlichen Nutzen zusätzlicher Flexibilität.** Sie berücksichtigt keine Verteilungseffekte der Einsparungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern und unterstellt vereinfacht vergleichbare Fristen in Szenarioänderungen und der Anpassungsfähigkeit von Terminmärkten in der Strombeschaffung an die Spotmärkte. Sie untersucht nicht die betriebswirtschaftliche Erlössituation einzelner Speicherprojekte oder anderer Flexibilitätsoptionen. Und sie untersucht auch nicht andere Herausforderungen wie die Kosten für den Netzanschluss bei Erneuerbaren Energien oder deren räumliche Steuerung. Das wäre für die hier verfolgte Fragestellung auch nicht zielführend gewesen, weil die benötigte Flexibilität hier auch eine Lösung darstellt Netzausbaukosten zu reduzieren und eine Elektrifizierung weiterer Teile der Volkswirtschaft zu ermöglichen. Flexibilität stellt sich dabei aus sehr unterschiedlichen Technologien mit unterschiedlichen Kostenstrukturen, Einsatzprofilen und Erlösquellen (Markterlöse, Netzeinsparung, Vermeidung von fossilen Brennstoffen in den Sektoren Industrie, Gebäudewärme und Verkehr durch Elektrifizierung). Die Studie beantwortet daher nicht die Frage, welches Geschäftsmodell für welche Flexibilitätsoption unter welchen Marktbedingungen tragfähig ist. Sie zeigt vielmehr die Größenordnung des volkswirtschaftlichen Nutzens bezüglich der untersuchten Wirkungsbereiche und damit die Größenordnung der Flexibilität, die im Stromsystem aktuell fehlt.

Genau daraus ergibt sich jedoch eine zentrale Anschlussfrage: Wenn Flexibilität so wichtig ist für die Energiewende, wie müssen dann die regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen gestaltet werden, dass diese Flexibilität auch tatsächlich realisiert werden kann. Es reicht nicht, den Bedarf zu benennen. Speicher, flexible Verbraucher und flexible Erzeuger müssen wirtschaftlich in die Lage versetzt werden, systemdienlich zu investieren und zu agieren. **Die betriebswirtschaftliche Grundlage der Flexibilität wird damit zu einer zentralen Folgefrage für das künftige Strommarktdesign.**

Dabei kommt es nicht nur auf die reine Menge an Flexibilität an, sondern auch auf ihre Systemintegration. Speicher und andere Flexibilitätsoptionen müssen Zugang zum Stromnetz erhalten und so betrieben werden, dass sie das Stromsystem unterstützen. Für den Netzanschluss bedeutet das, dass Netzbetreiber den Anschluss systemdienlicher Speicher ermöglichen müssen und den Ausbau nicht durch pauschale Verzögerungen oder überzogene Anforderungen ausbremsen dürfen. Angesichts der großen Zahl an Speicherprojekten ist eine intelligente Priorisierung und Beschleunigung netzdienlicher Vorhaben notwendig.

Gleichzeitig braucht es klare Spielregeln für einen netzstützenden Betrieb. Speicher können das Stromsystem entlasten, wenn sie auf Preissignale, Netzsituationen und Systembedarfe sinnvoll reagieren. Ohne geeignete Regeln besteht jedoch das Risiko, dass einzelne Marktanreize nicht immer mit Netzanforderungen übereinstimmen. Deshalb müssen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die marktliche Flexibilität ermöglichen und zugleich netzdienliches Verhalten absichern. Dazu gehören transparente Netzanschlussprozesse, geeignete Netz- und Marktsignale, diskriminierungsfreie Teilnahme an Strom- und Systemdienstleistungsmärkten sowie klare Anforderungen an steuerbares und netzstützendes Verhalten.

Die politische Schlussfolgerung lautet daher: **Die Energiewende tritt in eine Phase ein, in der der Ausbau erneuerbarer Energien und der Ausbau von Flexibilität nicht länger getrennt gedacht werden dürfen.** Der weitere Ausbau von Wind und Solar bleibt die Voraussetzung für ein günstiges, klimaneutrales Stromsystem. Damit dieser Ausbau aber seine volle Wirkung entfalten kann, muss parallel eine Flexibilitätsagenda umgesetzt werden. Sie muss Speicher, Verbraucherflexibilität und Erzeugungsflexibilität gleichermaßen adressieren, Netzanschlüsse beschleunigen, netzstützenden Betrieb ermöglichen und wirtschaftliche Rahmenbedingungen schaffen, die Investitionen in Flexibilität auslösen.

Flexibilität ist damit kein Randthema der Energiewende, sondern eine zentrale Systemvoraussetzung. Sie entscheidet darüber, ob erneuerbarer Strom genutzt oder abgeregelt wird, ob Marktwerte stabilisiert oder Förderkosten erhöht werden, ob negative Preise zum Dauerproblem werden oder als sinnvolles Preissignal wirken, und ob der weitere EE-Ausbau kosteneffizient gelingen kann. Die Ergebnisse dieser Kurzstudie zeigen: **Der volkswirtschaftliche Nutzen zusätzlicher Flexibilität ist erheblich.** Jetzt kommt es darauf an, diese Flexibilität schnell, systemdienlich und technologieoffen zu erschließen.



## 5. Quellen

---

- [1] DIW OpenEnergyTracker 2026: <https://openenergytracker.org/docs/germany/prices/#negative-preise>
- [2] F. Muesgens, S. Radke, F. Panitz, 2026: Solar Infeed During Low Demand Hours – A Problem?: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11050359>
- [3] S. Radke, F. Muesgens, 2026: Mitigating negative electricity prices - Batteries or flexibility in wind and solar?: <https://ieeexplore.ieee.org/document/11050208>
- [4] Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise. Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-15\\_DE\\_Nodal\\_Agorameter/A-EW\\_355\\_Lokale\\_Strompreise\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-15_DE_Nodal_Agorameter/A-EW_355_Lokale_Strompreise_WEB.pdf)
- [5] 50hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW: Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2025 nach § 4 EnFG; <https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/20241025%20ver%C3%B6ffentlichung%20eeg-finanzierungsbedarf%202025.pdf>
- [6] ÜNB (2026): Netztransparenz - Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie>
- [7] BNETZA (2026): SMARD: <https://www.smard.de/>
- [8] BNETZA (2026): Engpassmanagement bis 2025. <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211972/217842/entwicklung-des-netzengpassmanagements>
- [9] Agora Energiewende (2026): Agorameter. [https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/live/chart/power\\_generation/22.06.2026/25.06.2026/hourly](https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/live/chart/power_generation/22.06.2026/25.06.2026/hourly)
- [10] D. Böttger et al (2021): NEUES STROMMARKTDESIGN. [www.klimaneutrales-stromsystem.de](http://www.klimaneutrales-stromsystem.de)

## Danksagung

Die Erstellung dieser Kurzstudie wurde vom BEE in Auftrag gegeben, der auch bei der Auswertung der Berechnungen unterstützt hat. Wir bedanken uns, dass wir gemeinsam diese Studie erstellen durften.

## Bildnachweis

Adobe Stock  
istock  
getty images

## Über Fraunhofer IEE

### Forschung für Energiewende und Klimaschutz

Dem Klimawandel etwas entgegenzusetzen ist eine gesellschaftliche Verpflichtung und zugleich eine der größten wirtschaftlichen Chancen.

Mit unserem Ansatz »**Smart Energy Systems**« forschen wir am Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE seit über 35 Jahren für eine Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energien – national und international.

Wir entwickeln Lösungen für technische und wirtschaftliche Herausforderungen, um die Versorgung zu sichern, die Kosten weiter zu senken, die Digitalisierung in der Energiewirtschaft voranzubringen und neue Geschäftsmodelle in der Energiewende zu ermöglichen.

### Personal und Erträge

- ca. 470 Mitarbeitende
- rund 40 Mio. Euro pro Jahr

## Kontakt

**Norman Gerhardt**

[norman.gerhardt@iee.fraunhofer.de](mailto:norman.gerhardt@iee.fraunhofer.de)

### Adresse

Joseph-Beuys-Straße 8

34117 Kassel

Tel.: 0561 7294-0

[info@iee.fraunhofer.de](mailto:info@iee.fraunhofer.de)

[www.iee.fraunhofer.de](http://www.iee.fraunhofer.de)