



November 2025

50. Fachgespräch der Clearingstelle EEG | KWKG

Marktliche und netztechnische Rolle von Speichern bei der
Flexibilisierung des Strommarktsystems

Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V.

Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse

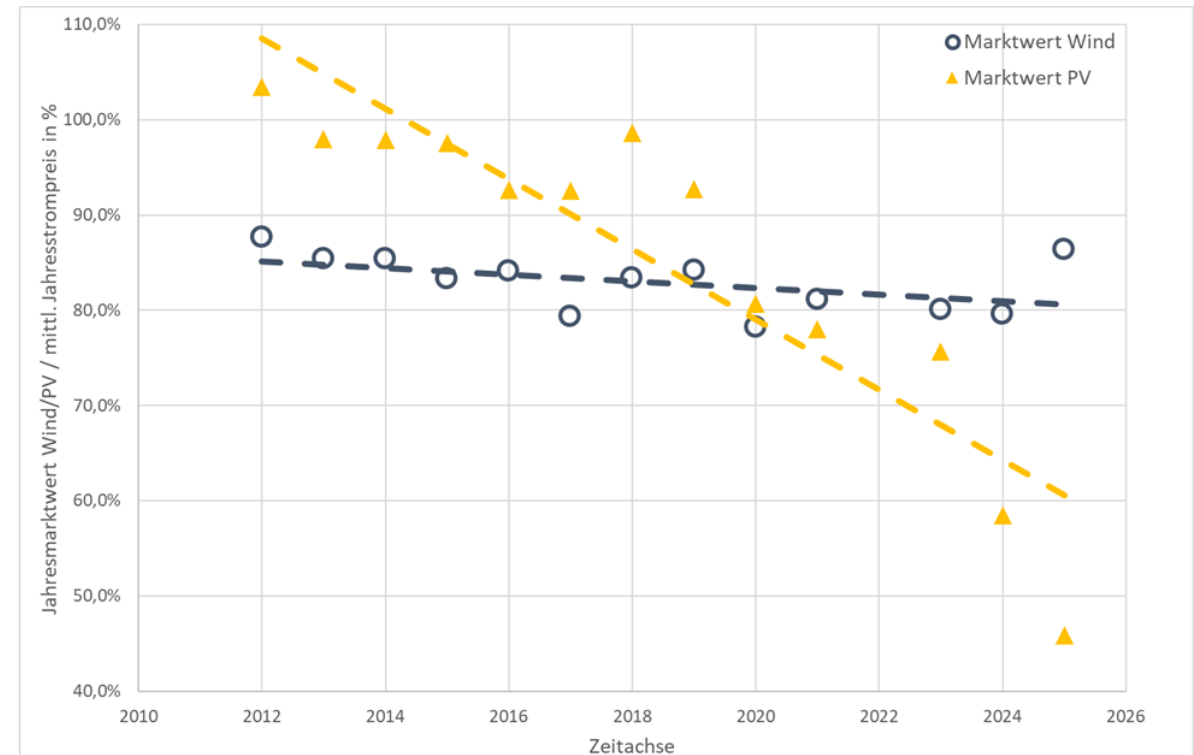
Herausforderungen

- Der Marktwert von Wind und PV sinkt seit Jahren gegenüber dem mittleren Marktniveau.
 - Der market capture value sinkt bei PV deutlich stärker als bei Wind
- Ist das Marktniveau niedrig, sind weder ein Weiterbetrieb von Altanlagen noch Neuanlagen außerhalb der Förderung wirtschaftlich.

Lösungen

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Stabilisierung der Marktwerte Erneuerbarer Energien.

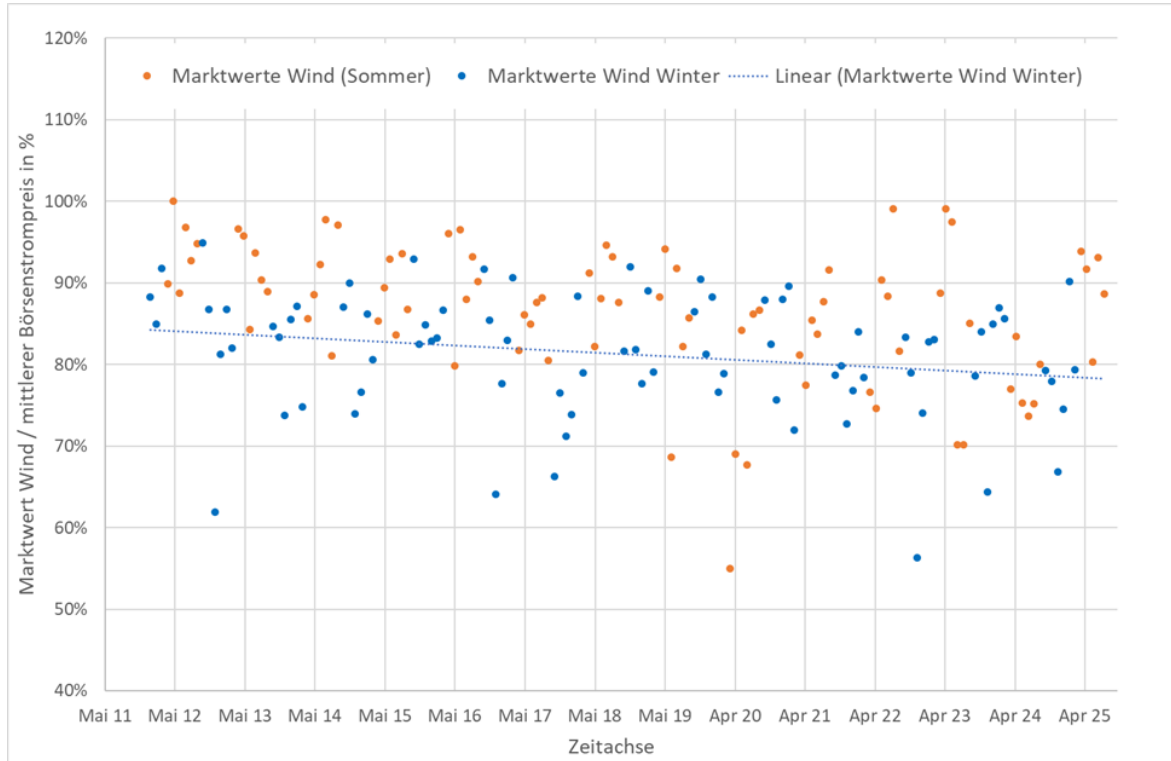
Jahresmarktwerte Wind/PV



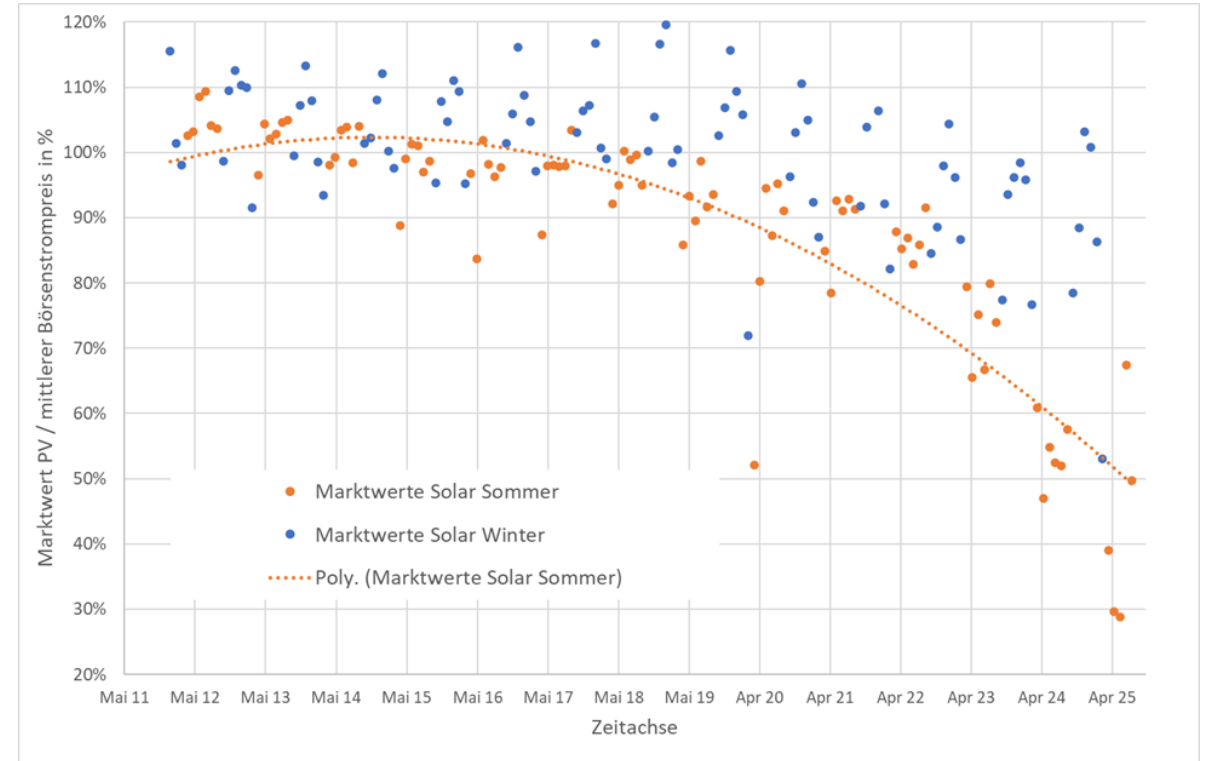
Marktniveau und Marktwerte EE

Entwicklung der letzten 10 Jahre

Entwicklung Marktwerte Wind Onshore



Entwicklung Marktwerte Photovoltaik



Der market capture value der Erneuerbaren Energien sinkt ohne ausreichende Flexibilitäten immer weiter. Dabei ist dieser Effekt bei der PV deutlich stärker als bei der Windenergie Onshore.

Entwicklung nicht vergüteter Strommengen innerhalb einer EEG Förderung

In Zeitfenstern* negativer Strompreise erhalten neue Anlagen keine Förderung im EEG
(siehe §51 EEG 2021).

Entwicklung §51 Mengen

- Starker Anstieg der nicht vergüteten §51 EEG-Energiemengen in den letzten Jahren.

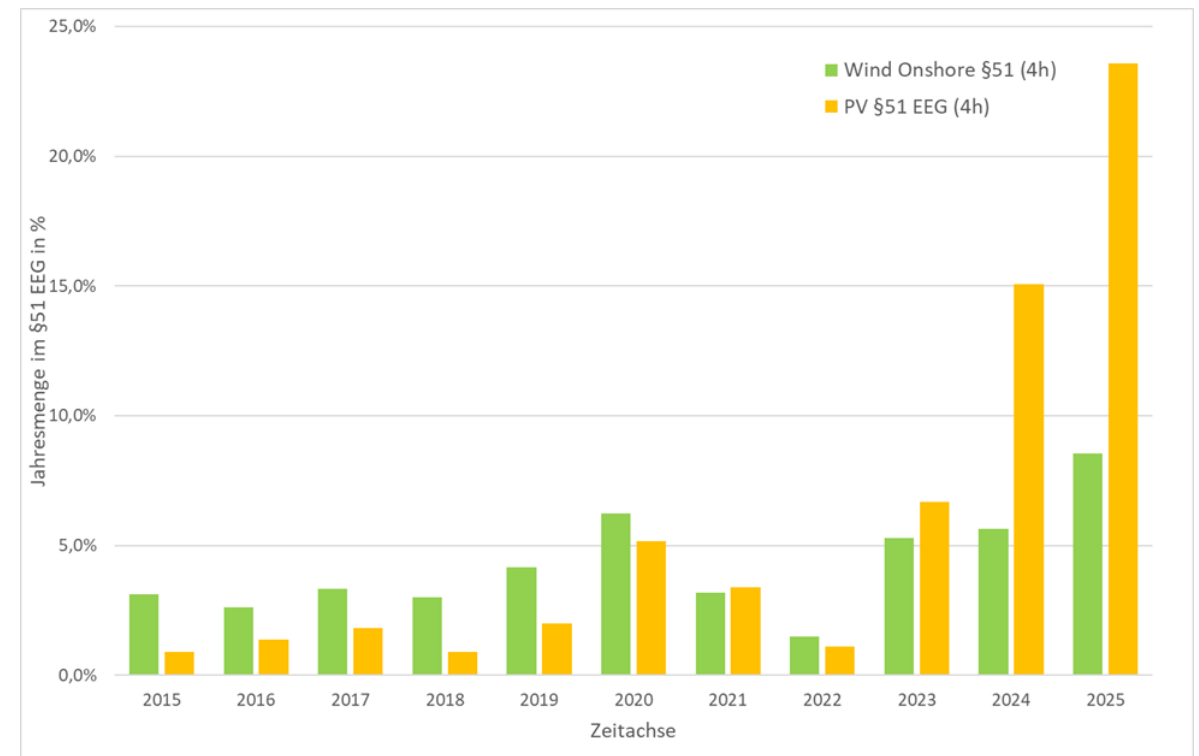
Herausforderung

- Aufgrund des klimapolitisch notwendigen EE-Ausbaus würde ohne die Schaffung ausreichender Flexibilitäten der §51 EEG Rahmen die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien gefährden.

Lösung

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Verhinderung negativer Strompreise.

Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen

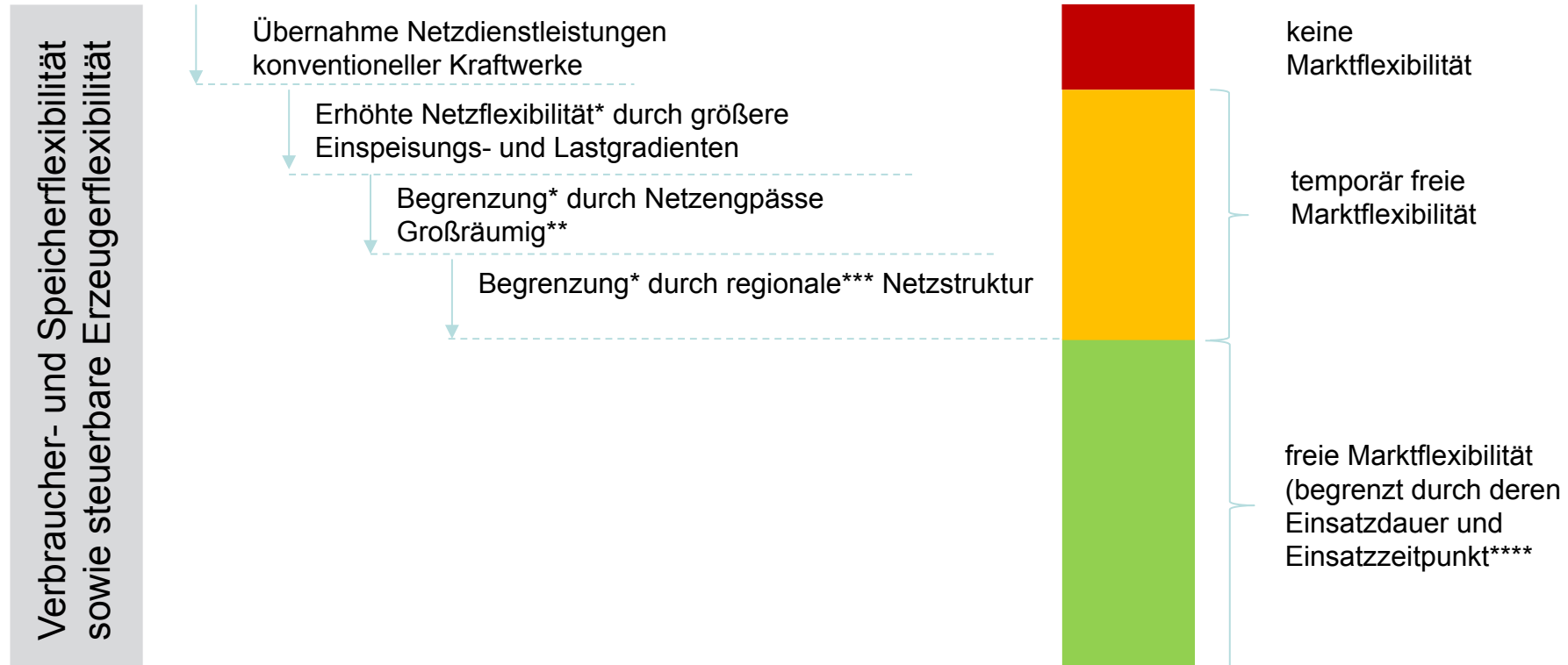


Agenda

- 1 marktliche/volkswirtschaftliche Ebene: Strommarktdesignstudie des BEE
- 2 Netztechnische Ebene: Netzdienlichkeit von Speichern
- 3 Praktische Ebene: Zeiten der Speichereinspeisung

Bestimmung von Marktflexibilität

Verbraucher- und Speicherflexibilität



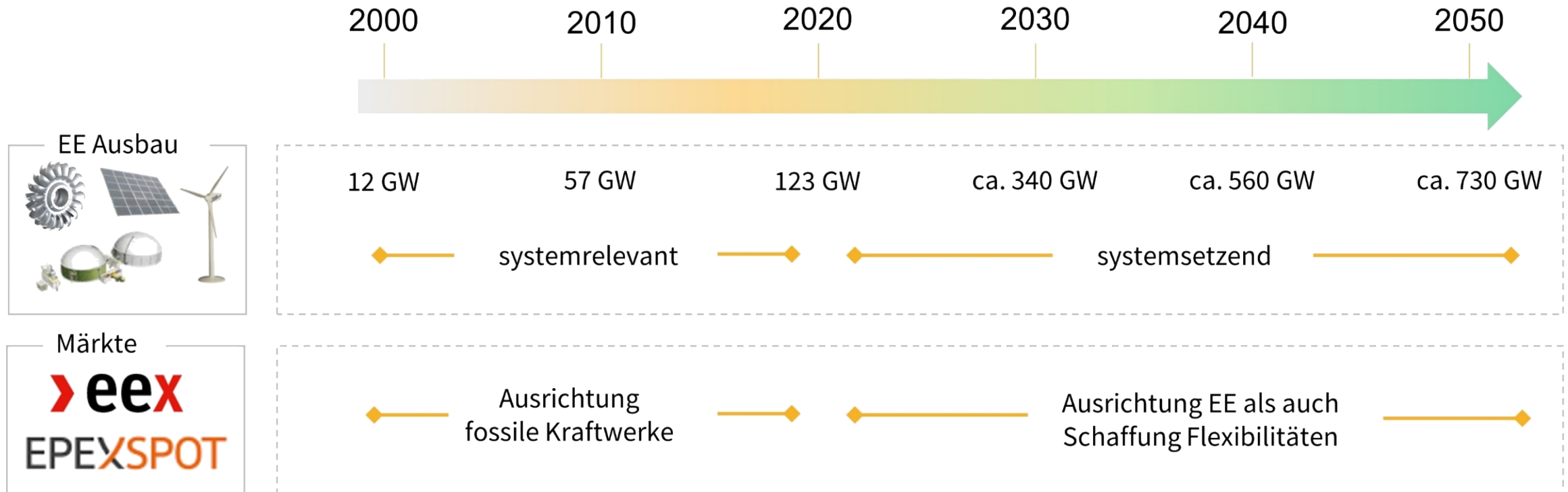
* Temporäre Begrenzung

** z.B. Überspeisung Norddeutschland und steuerbare Verbraucher im Süden

*** z.B. Quotenmodell zur Sicherung von Leitungen und Transformatoren im Niederspannungsnetz

**** z.B. Wärmepumpen sind eher im Winter im Einsatz, Verschiebungsdauern sind begrenzt um nicht die Anwendung zu gefährden

Umsetzung der Energiewende bedingt Neuausrichtung der Märkte



Die Erneuerbaren Energien wurden im Zuge der Energiewende systemsetzend.
Die Märkte müssen sich auf die Erneuerbaren Energien und Finanzierbarkeit von Flexibilitäten ausrichten.

Pfade zur Energiewende

Beispiel: BEE Strommarktdesign

Unterschiedliche Pfade der Energiewende bedingen unterschiedliche Rahmen.

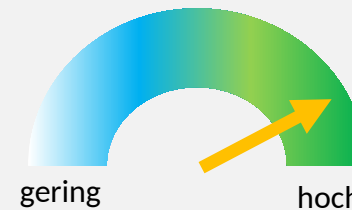
Pfad: Klimazielerreichung über interne Pfade

- EE-Ausbau in Deutschland hoch
- Netzausbau stärker im Inland
- Stromnettoexport
- hoher wirtschaftlicher Rahmen für Flexibilitäten in Deutschland

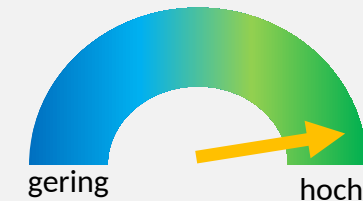
Fazit

- Reduktion Importabhängigkeit
- hohes heimisches Wirtschaftspotential
- hoher Bedarf an Flexibilitäten in Deutschland (Elektrolyseure, Speicher, PtH, usw.)

Ausbau Erneuerbare Energien in Deutschland

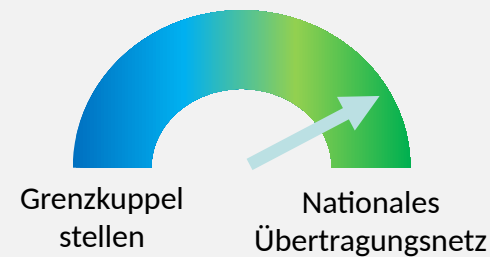


Bedarf an Flexibilitäten



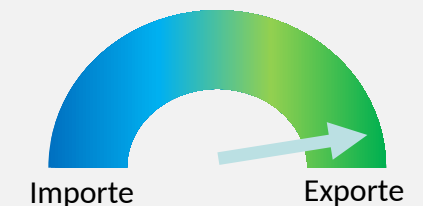
Erreichung der Klimaziele

Netzausbau



Netzausbau im externen und internen Pfad ähnlich

Netto Stromtransfer



Exogene und Endogene Flexibilitätsleistungen

Basisszenario

Technologie/Szenariojahr	2030	2040	2050
Modellendogen:			
Quartiersbatteriespeicher	0 GW, 0 GWh	4,6 GW, 18,2 GWh	46,5 GW, 224,8 GWh
Elektrolyse	14,4 GW _{el}	48,9 GW _{el}	86,4 GW _{el}
Power-to-Methan	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}
Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)	9,6 GW _{el}	27,8 GW _{el}	36,3 GW _{el}
Gasturbinen (H2, Neubau)	0 GW _{el}	0 GW _{el}	9,7 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))	12,1 GW _{el}	8,8 GW _{el}	8,6 GW _{el}
Modellexogen:			
Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung	18,7 GW, 55,4 GWh	30,7 GW, 90,1 GWh	39,1 GW, 112,8 GWh
Gasturbinen (CH4, Bestand)	0,9 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0 GW _{el}
Kondensationskraftwerke (Bestand)	8,1 GW _{el}	6,9 GW _{el}	0 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))	9,8 GW _{el}	9,7 GW _{el}	0 GW _{el}
Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle))	11,0 GW _{el}	13,3 GW _{el}	18,3 GW _{el}

Reformszenario

Technologie/Szenariojahr	2030	2040	2050
Modellendogen:			
Quartiersbatteriespeicher	0 GW, 0 GWh	0 GW, 0 GWh	32 GW, 116,8 GWh
Elektrolyse	5 GW _{el}	42,5 GW _{el}	99,4 GW _{el}
Power-to-Methan	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0,5 GW _{el}
Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)	25,2 GW _{el}	29 GW _{el}	36,4 GW _{el}
Gasturbinen (H2, Neubau)	0 GW _{el}	0 GW _{el}	0,1 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))	8,7 GW _{el}	8,2 GW _{el}	8,7 GW _{el}
Modellexogen:			
Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung	18,7 GW, 55,4 GWh	30,7 GW, 90,1 GWh	39,1 GW, 112,8 GWh
Gasturbinen (CH4, Bestand)	0,9 GW _{el}	0,5 GW _{el}	0 GW _{el}
Kondensationskraftwerke (Bestand)	8,1 GW _{el}	6,9 GW _{el}	0 GW _{el}
KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))	9,8 GW _{el}	9,7 GW _{el}	0 GW _{el}
Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle))	12,5 GW _{el}	16,8 GW _{el}	26,7 GW _{el}

Aufgrund der Modellexogen Vorgabe der stärkeren Flexibilisierung der Bioenergie* im Reformszenario kann der Bedarf an zusätzlichen H2-Gasturbinen im Reformszenario auf 0,1 GW reduziert werden.

Beide Szenarien sind geprägt durch ein hohes aktivierbares Flexibilitätspotential. Im Bereich der Elektrolyse können fast 100 GW bis 2050 betriebswirtschaftlich entstehen und den H2-Bedarf somit vollkommen heimisch decken.

* Hierbei bleibt die erzeugte Jahresenergiemenge der Bioenergie auf gleichem Niveau.

Ergebnis der Sensitivität im Jahr 2050 Basisszenario Marktwertvergleich

Hintergrund

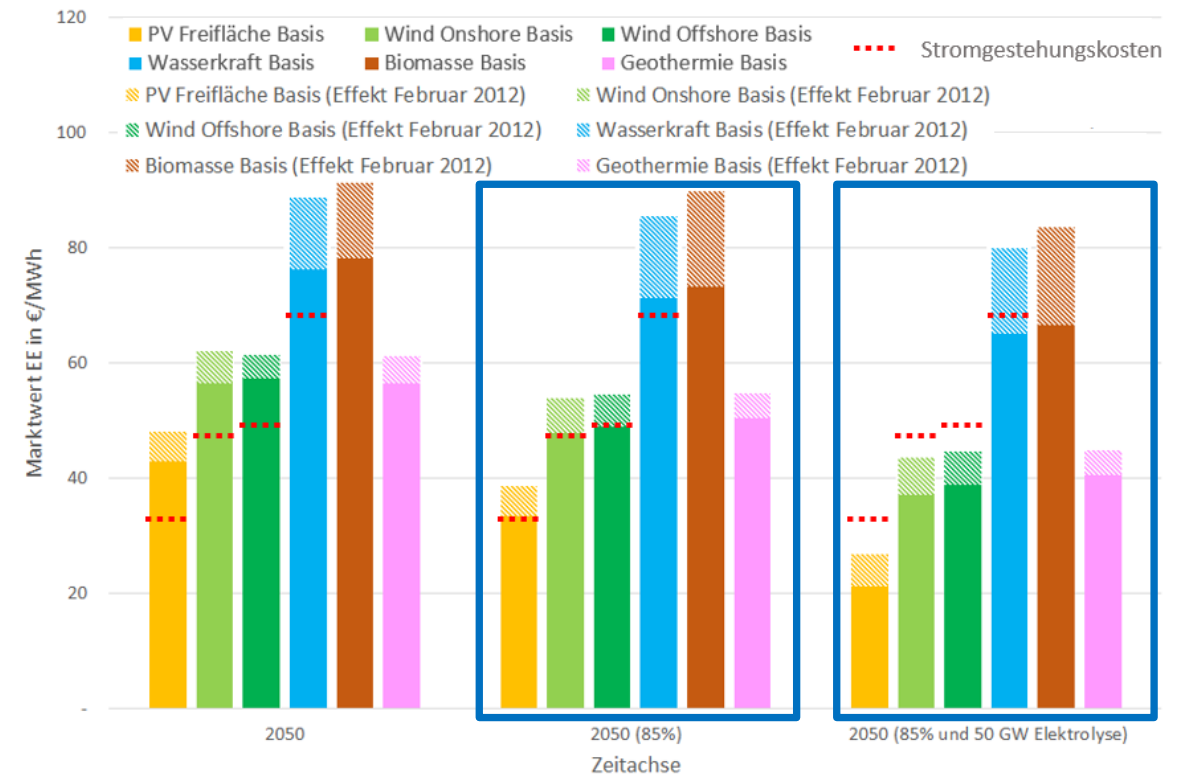
- Die in der Simulation ermittelten Flexibilitäten sind unter optimalen Rahmen entstanden

Ergebnis

- Mit nur 85% der Flexibilitätsleistung sinken die Marktwerte 2050 im Basisszenario deutlich.
→ wirtschaftliche Grundlage gefährdet
- Kommt es zudem, wie in anderen Studien ermittelt, nur zu einem Ausbau von 50 GW an Elektrolyse, senkt dies nochmals die Marktwerte
→ wirtschaftliche Grundlage am Markt nicht gegeben

Fazit

- Unter realen Bedingungen ist im Basisszenario auch 2050 u.U. kein förderfreien wirtschaftlicher Betrieb von Erneuerbaren Energien möglich**



Ergebnis der Sensitivität im Jahr 2050

Basisszenario nicht vergütete erneuerbare Energiemengen

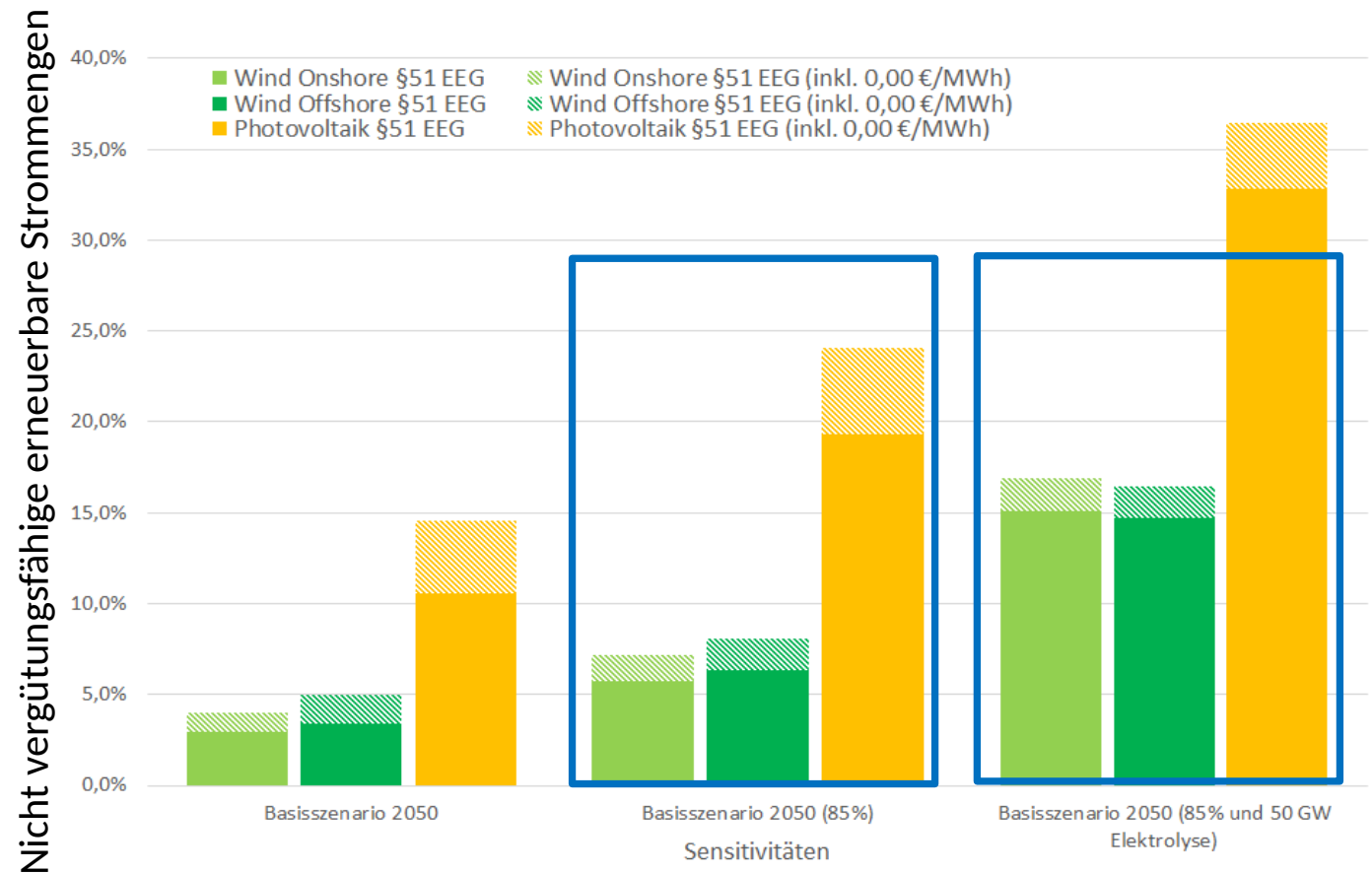
Ergebnis

- Mit nur 85% der optimalen Flexibilitätsleistung verdoppeln sich im Jahr 2050 die nicht vergüteten Strommengen
 - wirtschaftliche Grundlage für Wind gefährdet und für PV voraussichtlich nicht gegeben
- Kommt es zudem nur zu einem Ausbau von 50 GW an Elektrolyseleistung verdoppeln sich die nicht vergütete erneuerbaren Energiemengen nochmals

Wind gegeben. → wirtschaftliche Grundlage weder für noch für PV innerhalb der Förderung

Fazit

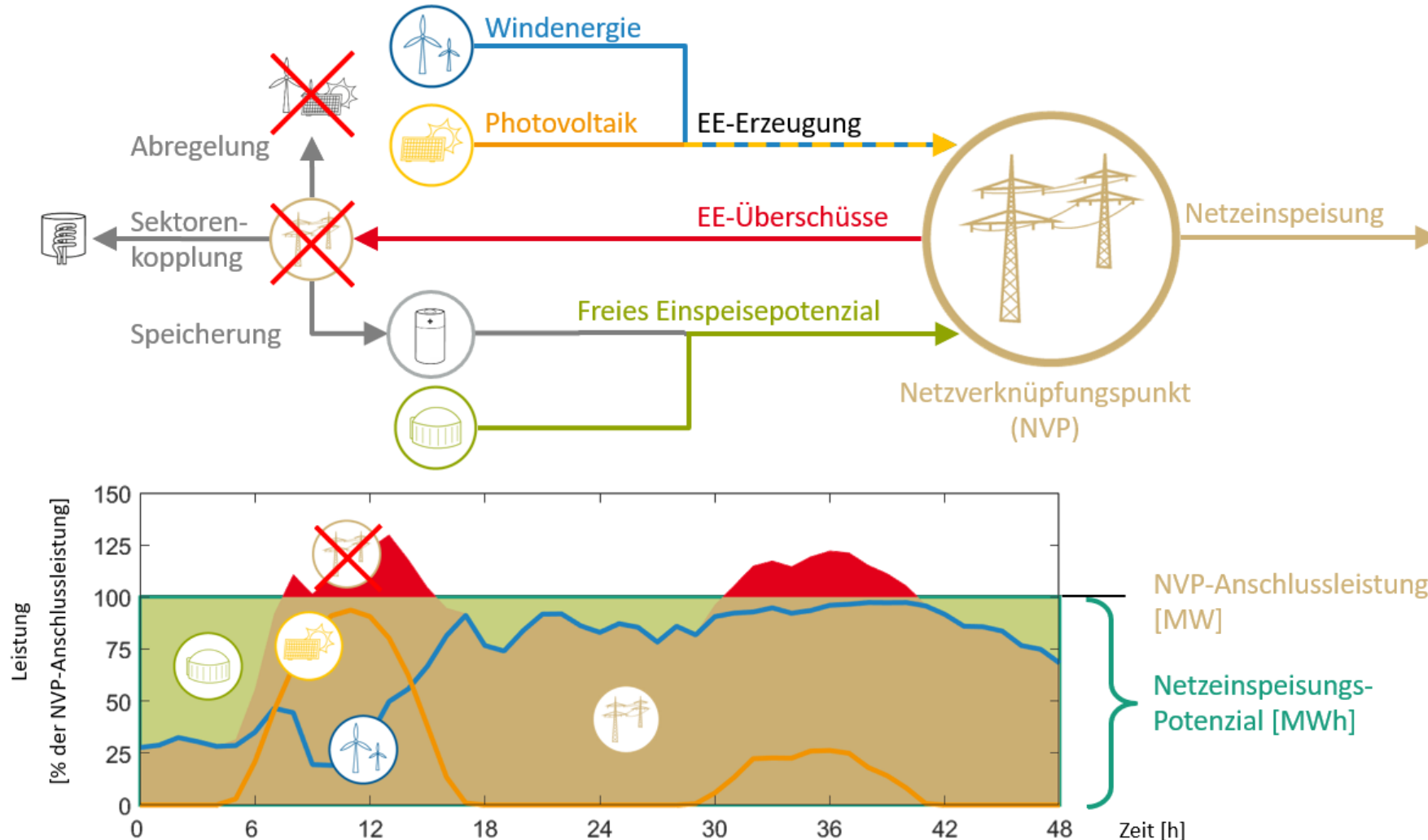
- **Unter realen Bedingungen kann im Basisszenario weder über eine Förderung noch über einen förderfreien Rahmen der klimapolitisch notwendige Erneuerbare Ausbau realisiert werden**



Agenda

- 1 marktliche/volkswirtschaftliche Ebene: Strommarktdesignstudie des BEE
- 2 Netztechnische Ebene: Netzdienlichkeit von Speichern
- 3 Praktische Ebene: Zeiten der Speichereinspeisung

Übersicht über die Methodik des Ansatzes einer Überbauung am NVP

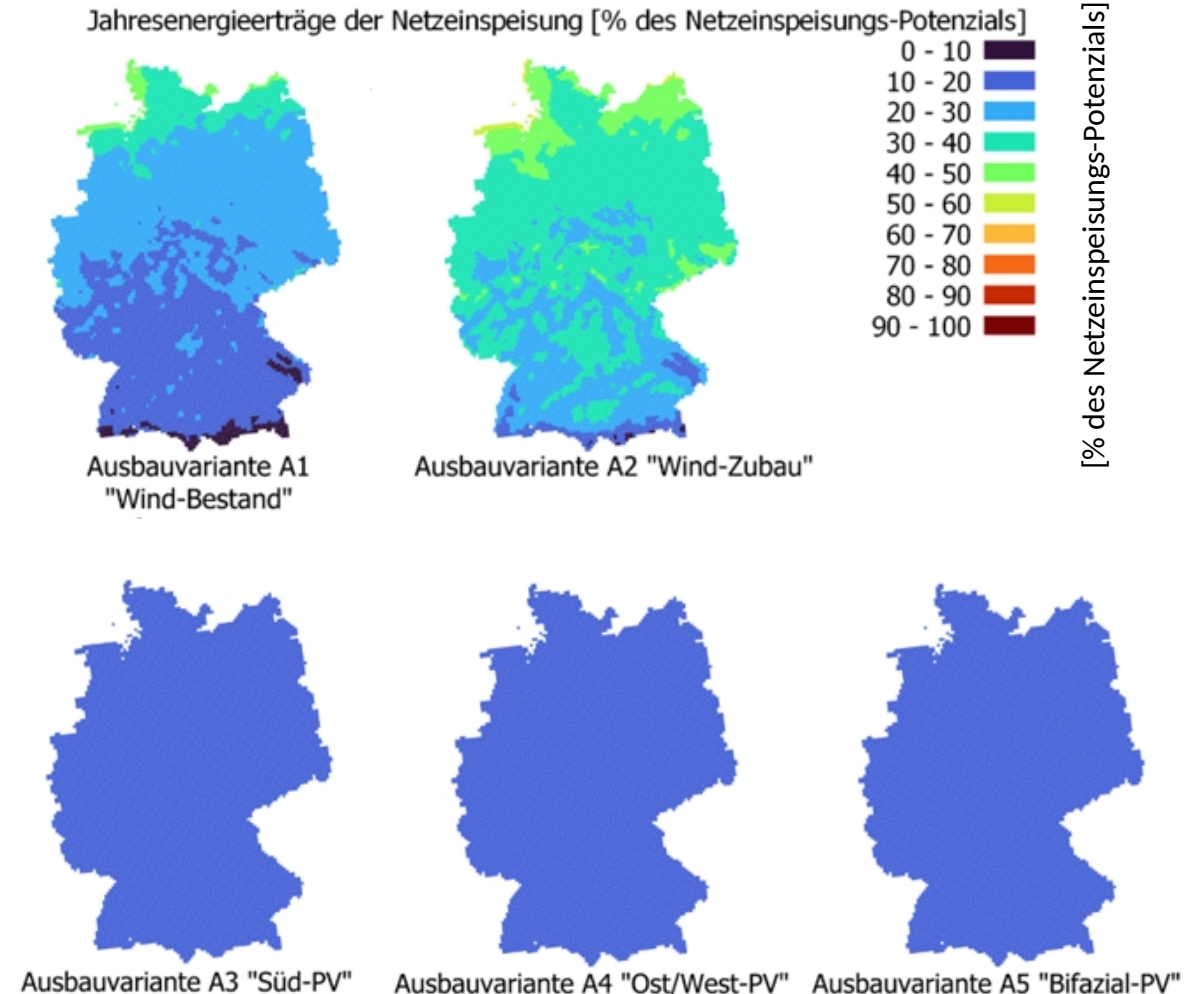


Netzeinspeisung Ohne Überbauung



- Die Netzeinspeisung bezieht sich auf die NVP-Anschlussleistung bzw. das Netzeinspeisungspotenzial → (1 MW = 8.760 MWh)
- In Varianten A entspricht die Netzeinspeisung dem Kapazitätsfaktor, da keine EE-Überschüsse
- Windenergie: merkliche Erhöhung der Netznutzung durch moderne Anlagen im Durchschnitt auf 33%.
- Photovoltaik: Unabhängig der gewählten Ausbauvariante liegt die Netznutzung der PV im Durchschnitt bei ca. 13%

Innerhalb des bisherigen Anschlussrahmens Erneuerbaren Energien (ohne Überbauung) werden ca. 2/3 oder mehr des Netzeinspeisungspotenzials nicht genutzt!



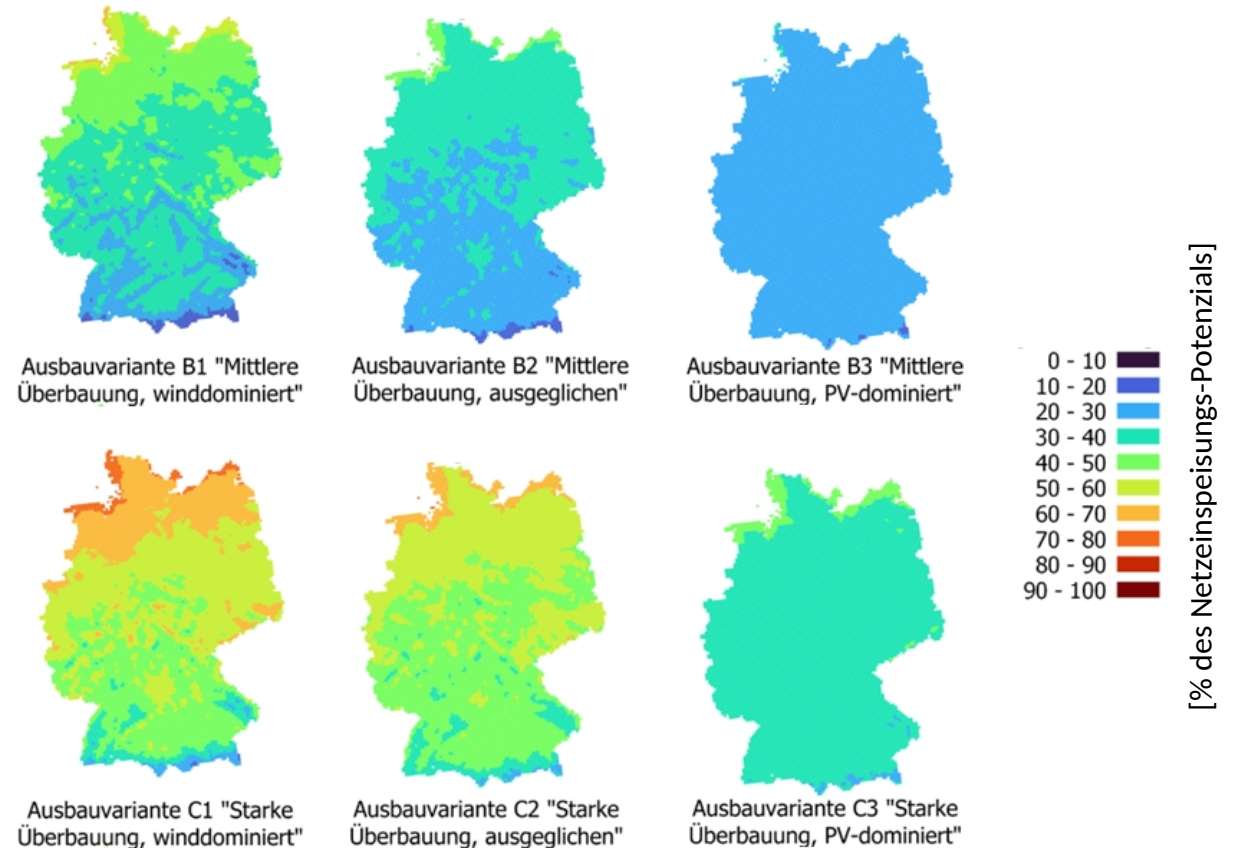
Netzeinspeisung Mit Überbauung



- Varianten B (150% NVP-Leistung) und C (250% NVP-Leistung) setzen Überbauung an.
- Die Überbauung erhöht die Netzeinspeisung deutlich und ermöglicht eine höhere Auslastung der Netzinfrasturktur und senkt somit die Netzkosten
- Anhebung in Variante C1 und C2 im Mittel über Deutschlands auf deutlich über 50%

Mit der Überbauung ließen sich im zweistelligen GW Bereich Neuanlagen für Wind und PV in bestehende NVP integrieren.

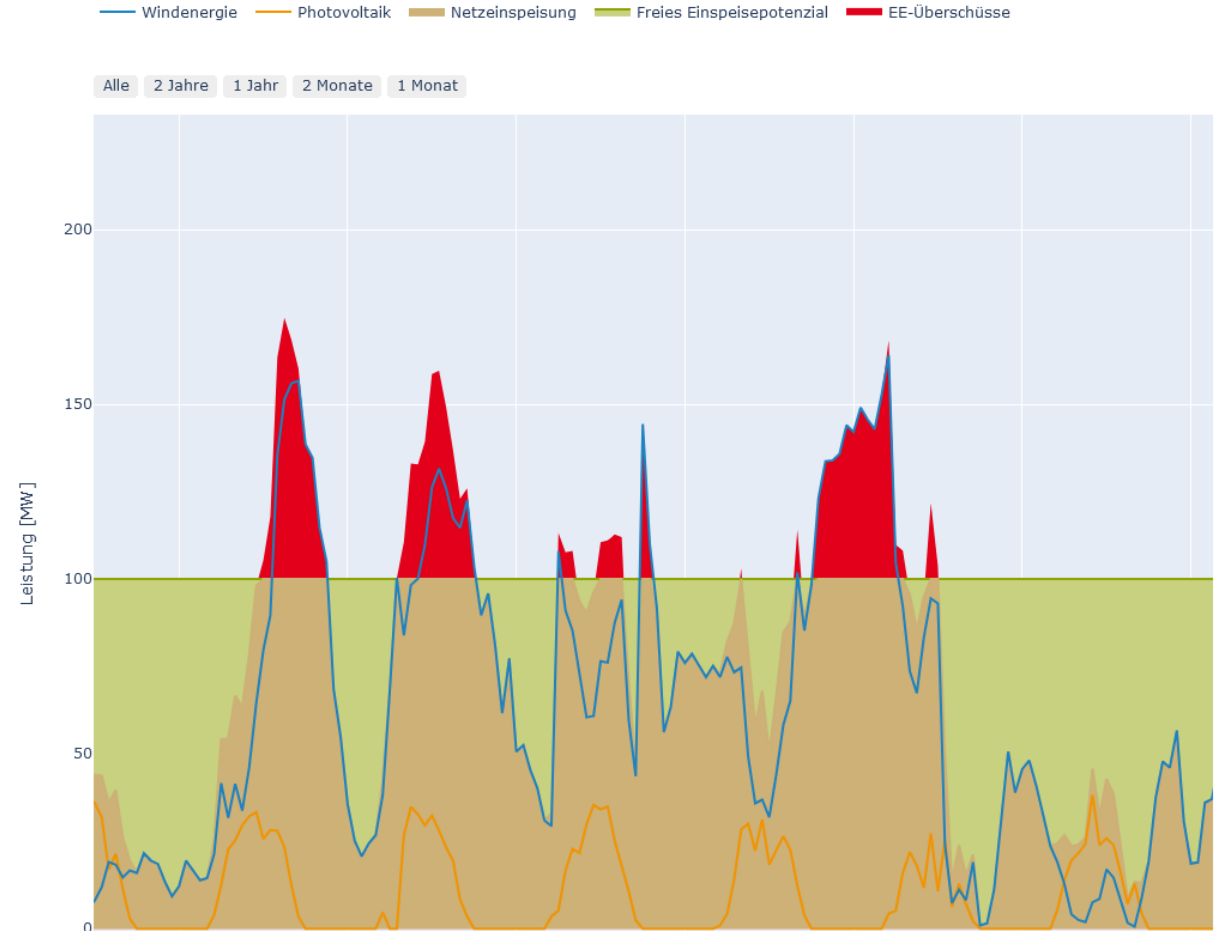
Jahresenergieerträge der Netzeinspeisung [% des Netzeinspeisungs-Potenzials]



Integration der EE-Überschüsse mit elektrischen Speichern

- Mit Hilfe von elektrischen Speichern lassen sich die oberhalb der NVP Leistung erzeugten Strommengen zeitlich versetzen.
 - Bessere Integration der EE
 - Deutlich vereinfachte Netzbetriebsführung mit teilweise über Tage hinweg hohe Auslastung (>90%) der NVP Leistung
 - Entstehung zusätzlicher und vor allem größerer Speicherkapazitäten für die Energiewende

Vorteile der Überbauung wirken sich massiv neben den Projektierern und Betreibern vor allem auch für die Netzbetreiber aus!



Agenda

- 1 marktliche/volkswirtschaftliche Ebene: Strommarktdesignstudie des BEE
- 2 Netztechnische Ebene: Netzdienlichkeit von Speichern
- 3 Praktische Ebene: Zeiten der Speichereinspeisung

Markt vs. Netz

Lösungsansätze für die Praxis

Allgemeine Aussage Netzbetreiber: Marktliche Speicher belasten das Netz.

Was meinen Netzbetreiber:

In Zeiten EE induzierten niedrigen negativen Strompreisen (vor allem Wind im Norden), würden marktlich gefahrene Speicher im Süden die Stromlast erhöhen und zu größeren Netzproblemen führen.

Realität: Dieser Rahmen passiert nur in wenigen Zeiträumen des Jahres (< 3%).

Wie kann man dies lösen?

Wenn die Netzbetreiber über ein Stundenkontingent im Jahr (z.B. 200 Stunden) verfügen und rechtzeitig die Information eines „neutralen“ Speichers im Netz anweisen können, würde die obenstehende Herausforderung gelöst werden.

Speicher als „natürliche flexible Schwämme“ im Kontext von urbanen Räumen verstehen

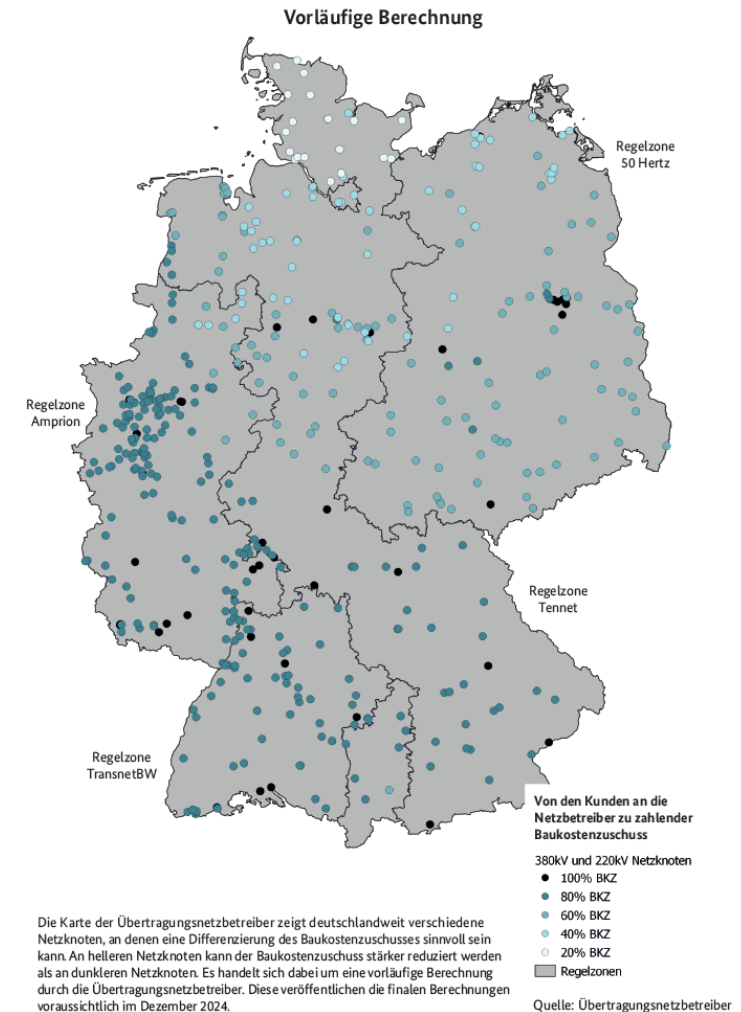
Ende 2024 veröffentlichte die BNETZA ein Positionspapier in dem es um die Differenzierung der Baukostenzuschüsse von Batteriespeichern im regionalen Kontext ging.

Auffällig: Gerade in urbanen Räumen war der Vorschlag diese hoch zu setzen und in ländlichen Räumen niedrig.

Doch Speicher sind wie natürliche Schwämme, gerade im Fokus der PV. Sie nehmen Überschussstrom mittags auf und geben ihn abends ab.

Kombiniert man dies in urbanen Räumen entsteht dazu noch ein weiterer Vorteil. Überschussstrom wird bis in den urbanen Raum oder davor geleitet und dort „geparkt“, bis er dann später direkt dort genutzt werden kann.

➔ Geringere räumliche Netzbelastung



Die Energiewende planbarer und somit effektiver machen

Netzbetreiber stehen immer stärker vor Herausforderungen, da die Dynamik sich beschleunigt und sie häufig erst von Projekten erfahren, wenn diese eine entscheidende Reife besitzen.

Problem

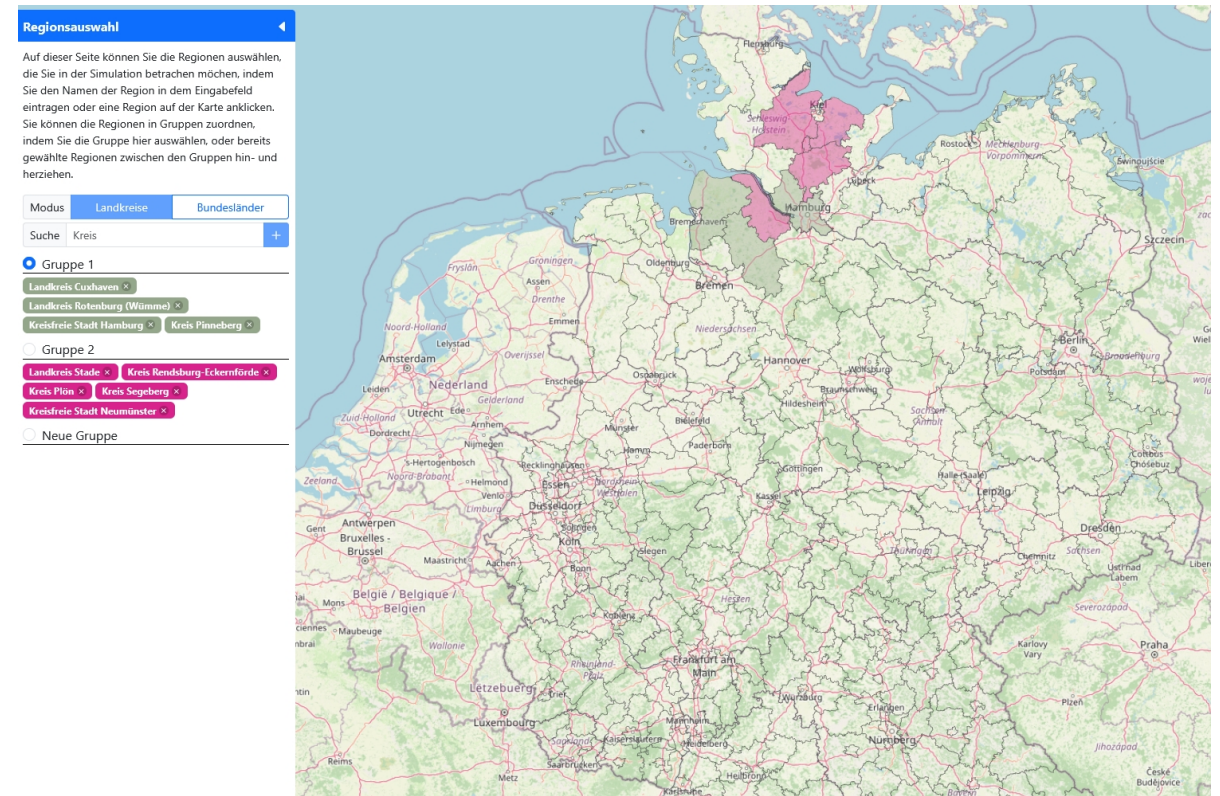
Die Netzplanung wird erschwert und gleichzeitig zum Teil eratisch, da mittel- und langfristige Entwicklungen nur schwer abgeschätzt werden.

Lösungsansatz

Für ein Netzbetreiber kann es egal sein, wer den Netzanschluss bekommt. Er muss nur wissen, welche Netzleistung benötigt wird.

Lösung

Das neue Projekt des BEE und Fraunhofer IEE, der Energiewenderechner.



Speicher sind ein elementarer Bestandteil eines klimaneutralen Stromsystms und bieten starke Reduktionen der volkswirtschaftlichen Kosten

Der Speichereinsatz führt zur Senkung volkswirtschaftlicher Kosten, welche deutlich potenzielle Zusatzkosten ausgleichen und überdecken.

So bedingt ein klimaneutrales Stromsystms mit hohen Anteilen fluktuierend erzeugter Energiemengen einen hohen Anteil von Flexibilitäten.

In Kombination mit steuerbaren Erneuerbaren Energien ermöglichen elektrische Speicher einen zentralen Baustein der gesicherten Leistung.

Flächendeckend eingesetzte Speicheroptionen ermöglichen können zudem sinnvolle Optionen zur Reduzierung bzw. Kostensenkung von Redispatchmaßnahmen darstellen.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

German Renewable Energy Federation

Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

Tel 030 275817022

Mobil 0151 17123012

E-Mail Matthias.Stark@bee-ev.de

www.bee-ev.de

