

Gefördert durch: Förderinitiative Integriertes Strommarktdesign der Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e.V.

ewi



Kurzstudie

# Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV

## Wie sich durch Überbauung Netzausbaukosten einsparen lassen

Berit Czock, Merit Dressler, Julian Keutz, Lisa Restel, Prof. Dr. Oliver Ruhnau, Dr. Philip Schnaars

Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI) gGmbH

13.06.2025

# Inhaltsverzeichnis

---

1. [Executive Summary](#)
2. [Hintergrund](#)
3. [Methodik](#)
  - [EE-bedingte Netzausbaukosten und Netzgebietsklassen](#)
  - [Energiesystemmodell und Szenarienrahmen](#)
  - [Varianten der Netzanschlussoptimierung](#)
4. [Ergebnisse](#)
  - [EE-bedingte Netzausbaukosten und Netzgebietsklassen](#)
  - [Separate Anschlussoptimierung von PV und Wind](#)
  - [Anschlussoptimierung in Co-Location von PV und Wind](#)
  - [Anschlussoptimierung in Co-Location von PV und Wind mit Batterien](#)
  - [Effizienzgewinne](#)
5. [Diskussion](#)

#1

Die Optimierung von Netzanschlussleistung kann beim Ausbau erneuerbarer Energien (EE) zu höherer Kosteneffizienz führen.

#2

Die optimierte Netzanschlussleistung hängt von regionalspezifischen EE-bedingten Netzausbaukosten ab.

#3

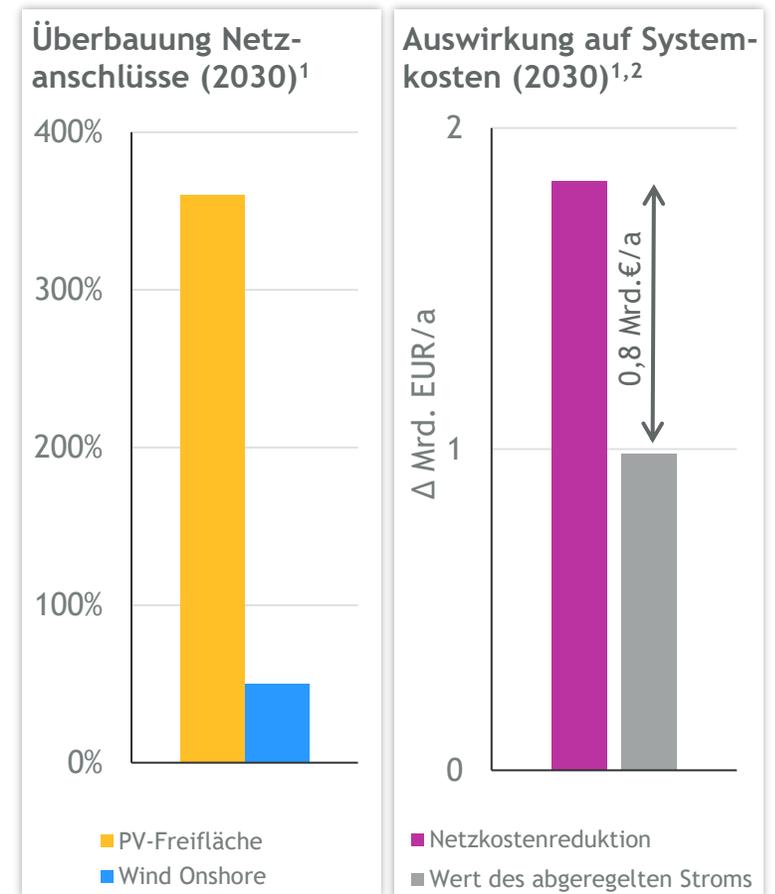
Durch die gemeinsame Optimierung von Netzanschlüssen von PV und Wind können weitere Effizienzgewinne erzielt werden.

#4

In der Praxis gibt es verschiedene Implementierungsoptionen, die jeweils Verteilungseffekte mit sich bringen.

# Die Optimierung von Netzanschlussleistung kann beim Ausbau erneuerbarer Energien zu höherer Kosteneffizienz führen

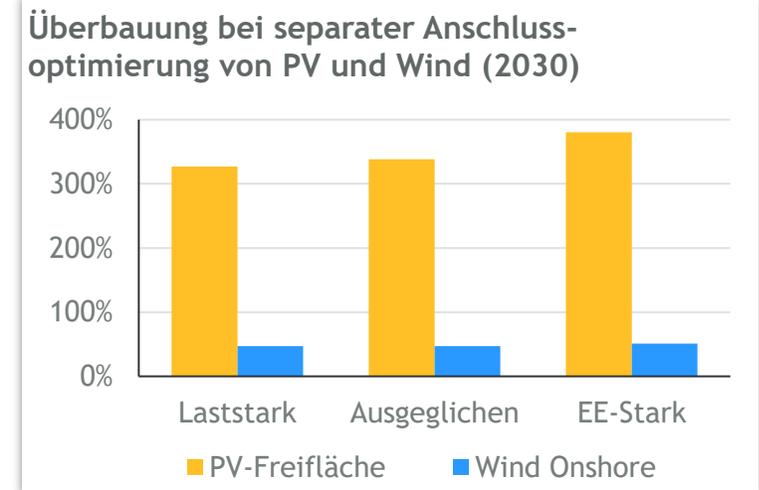
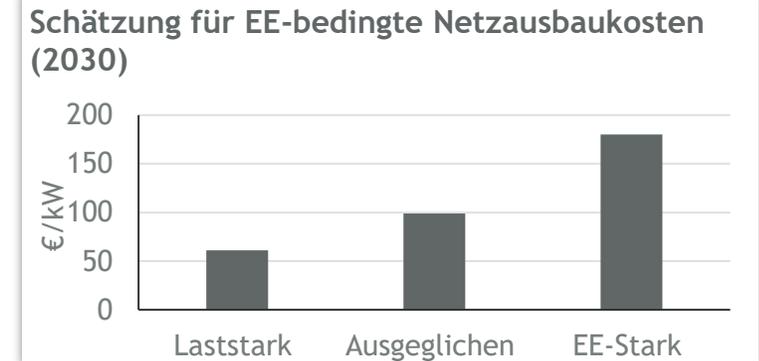
- Hohe Netzausbaukosten:** Die geplante Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren sowie der unterstellte EE-Zubau führen zu hohen Netzausbaukosten, die sich in den aktuellen Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber sowie dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber widerspiegeln.
- Geringer Wert von Erzeugungsspitzen:** EE-Anlagen werden in der Regel nahezu mit ihrer nominalen Spitzenleistung ans Stromnetz angeschlossen, obwohl Erzeugungsspitzen selten auftreten. Zudem ist der Wert der Erzeugung in Zeiten hoher Einspeisung aufgrund von Gleichzeitigkeitseffekten gering. Die Netzanschlussleistung hat also einen abnehmenden Grenznutzen.
- Effizienzgewinne möglich:** Durch die Optimierung von Netzanschlüssen für Wind Onshore und PV-Freifläche könnten im betrachteten Szenario insgesamt 0,8 Mrd. € eingespart werden. Dieser Effizienzgewinn ergibt sich als Nettoeffekt aus den Einsparungen beim Verteilnetzausbau einerseits und dem Wert des zusätzlich abgeregelten Stroms andererseits.



1: Bei separater Anschlussoptimierung von Wind und PV | 2: Annuitätisch, Differenz gegenüber Referenzfall ohne Anschlussoptimierung

# Die optimierte Netzanschlussleistung hängt von regionalspezifischen EE-bedingten Netzausbaukosten ab

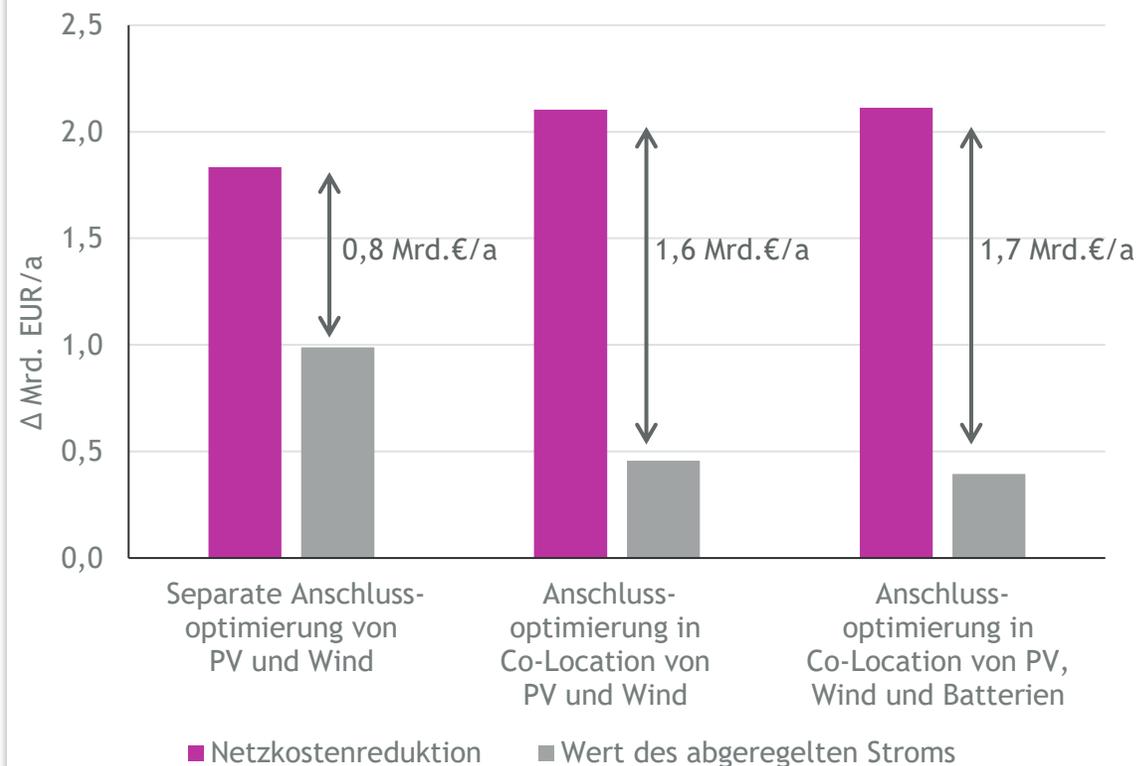
- **EE-bedingte Netzausbaukosten in €/kW bisher unbekannt:** Aufgrund mangelnder Daten fehlten bisher valide Schätzungen der Netzausbaukosten je kW EE-Anschlussleistung.
- **Verteilnetze sind heterogen:** Netzgebiete in Deutschland unterscheiden sich hinsichtlich gebietsstruktureller Gegebenheiten, der Lastdichte, der vorhandenen EE-Kapazität und des erwarteten EE-Zubaus. Deshalb ist zu erwarten, dass sich auch EE-bedingte Netzausbaukosten auf Verteilnetzebene regional unterscheiden.
- **Empirische Schätzung der Verteilnetzausbaukosten:** Für diese Kurzstudie wurden die aktuellen Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber ausgewertet und so EE-Ausbau bedingte Kosten für drei unterschiedliche Netzgebietsklassen identifiziert. Die EE-getriebenen Verteilnetzausbaukosten liegen zwischen 61 €/kW in laststarken Netzgebieten und 180 €/kW in EE-starken Netzgebieten.
- **Optimierung der Netzanschlussleistung abhängig von Kosten:** In EE-starken Netzgebieten werden PV-Netzanschlüsse etwas stärker überbaut als in laststarken und ausgeglichenen Netzgebieten. Für Wind Onshore unterscheidet sich die Optimierung von Netzanschlüssen kaum zwischen den betrachteten Netzgebietsklassen.



## Durch die gemeinsame Optimierung von Netzanschlüssen von PV und Wind können weitere Effizienzgewinne erzielt werden

- **Separate Netzanschlüsse:** Heute werden Netzanschlüsse in der Regel für jeden Anlagentyp einzeln dimensioniert. Das führt zu einer geringen Netzauslastung.
- **Optimierung in Co-Location von Wind und PV führt zu höherer Netzauslastung:** Erzeugungsspitzen von PV und Wind treten nicht unbedingt gleichzeitig auf. Deshalb können sich die Erzeugungsprofile bei gemeinsamem Netzanschluss (Co-Location) ergänzen, was die durchschnittliche Netzauslastung steigert. Im Ergebnis kann Verteilnetzausbau eingespart werden, während abgeregelte Strommengen sinken.
- **Co-Location mit Batterien reduziert Abregelungen:** Batterien „hinter“ dem Netzanschluss können die Menge und damit den Gesamtwert des durch die Überbauung zusätzlich abgeregelten Stroms reduzieren und weitere Effizienzgewinne erzielen. Allerdings braucht es weitere Geschäftsmodelle, um die Batterien vollständig zu refinanzieren.

Auswirkung auf Systemkosten (2030)<sup>1</sup>



1: Annuitätisch, Differenz gegenüber Referenzfall ohne Anschlussoptimierung

## In der Praxis gibt es verschiedene Implementierungsoptionen, die jeweils Verteilungseffekte mit sich bringen

- **Verschiedene Implementierungsoptionen:** Die Optimierung von EE-Netzanschlüssen könnte über administrative Vorgaben bei der Wahl der Netzanschlusskapazität oder finanzielle Anreize (Internalisierung der Netzausbaukosten bei der Investitionsentscheidung) implementiert werden.
- **Weitere Analysen sind notwendig,** um eine vollständige Bewertung der Optionen zu ermöglichen:
  - **Systemeffekte:** Eine optimierte Überbauung hätte Effekte auf das Übertragungsnetz, sowie auf Strompreise, Emissionen, Kraftwerkspark und andere dynamische Entwicklungen des Energiesektors.
  - **Regionale Steuerungswirkung:** Werden regionalspezifische Anreize gesetzt, ist eine regionale Steuerungswirkung erwartbar. Diese hätten unter anderem Wechselwirkungen mit dem EEG-Referenzertragsmodell (Wind Onshore).
  - **Verteilungseffekte:** Die Erlöse der EE-Betreiber sinken bei Überbauung durch höhere Abregelung. Dies hätte unter anderem Wechselwirkungen mit der EEG-Förderung (z.B. anzulegende Werte).
- **Komplexität der Implementierung:** Insgesamt besteht ein Trade-off zwischen Komplexität und Passgenauigkeit der Vorgaben oder Anreize für spezifische Regionen und Erzeuger, der durch Informationsasymmetrien seitens des Regulators erschwert werden könnte.

### Relevante Aspekte

In dieser Analyse

Kosteneinsparung im Netzausbau

Mehrkosten durch Abregelung

Systemeffekte

Verteilungseffekte

Regionale Steuerungswirkung

# Hintergrund



# Bei Anschluss mit Spitzenleistung führt EE-Ausbau zu hohen Verteilnetzausbaukosten

- Die Verteilnetzausbaukosten in Deutschland werden in aktuellen Studien auf durchschnittlich ca. 350 Mrd. € bis 2045 geschätzt (Abbildung 1). Dies könnte zu stark steigenden Netzentgelten führen<sup>1</sup>.
- Einspeiser haben einen signifikanten Einfluss auf die Netzausbaukosten. So sind beispielsweise fast 50 % der geschätzten Verteilnetzausbaukosten auf Hochspannungsebene durch Einspeiser getrieben (Abbildung 2).
- EE-Erzeuger spielen innerhalb der Einspeiser eine zunehmend große Rolle und können Netzausbaukosten im Vergleich zu konventionellen Erzeugern aus zwei Gründen treiben:
  - EE-Erzeuger sind oft weiter vom Verbrauch entfernt.
  - Die volatile Einspeisung von EE-Erzeugern führt bei Anschluss mit Spitzenleistung zu einer geringeren Netzauslastung.
- Zudem haben die Erzeugungsspitzen von EE-Erzeugern einen geringen Wert, da sie aufgrund ihrer hohen Gleichzeitigkeit die Börsenstrompreise senken.
- Diese Kurzstudie untersucht, inwieweit die Optimierung von EE-Netzanschlüssen Verteilnetzausbaukosten senken könnte – ohne wertvollen EE-Strom zu verlieren.

Abbildung 1: Geschätzte Verteilnetzausbaukosten<sup>2</sup>

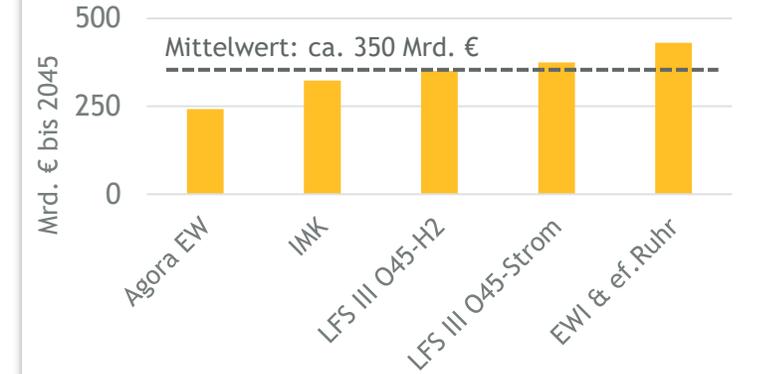
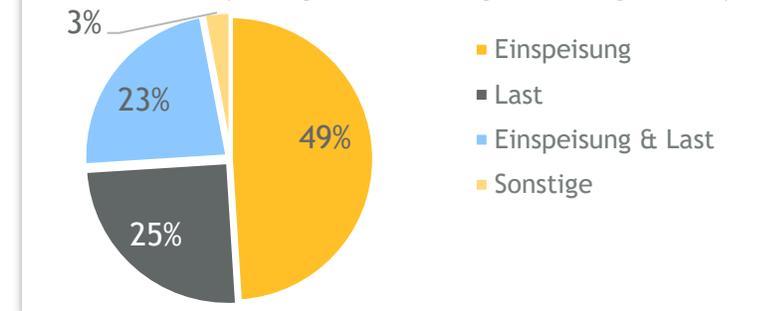


Abbildung 2: Treiber der Verteilnetzausbaukosten (Beispiel Hochspannungsnetz)<sup>3</sup>

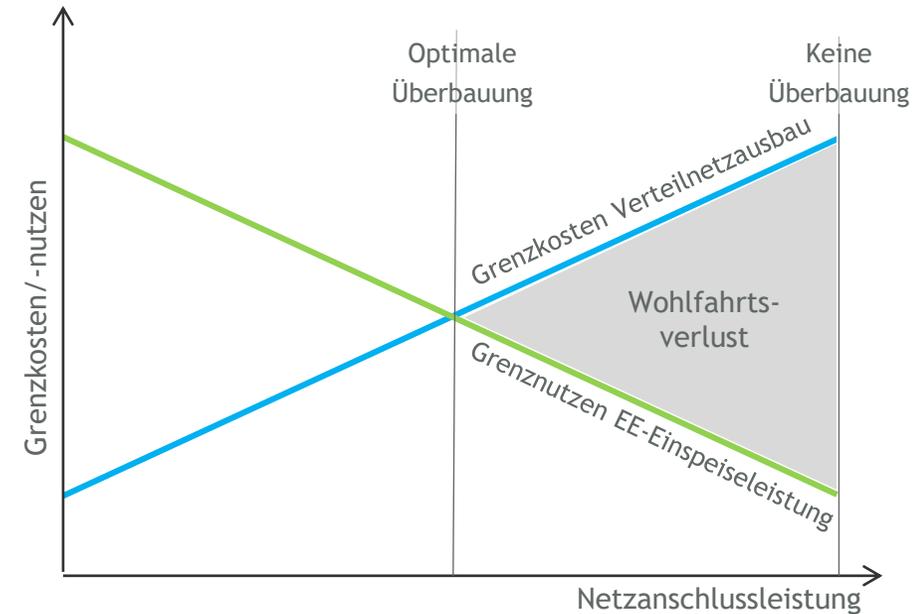


1: [EWI & ef.Ruhr \(2024\)](#) | 2: [Agora Energiewende \(2024\)](#), [IMK \(2024\)](#), [Fraunhofer ISI \(2024\)](#), [EWI & ef.Ruhr \(2024\)](#) | 3: [SMARD \(2025\)](#)

# Heutige Anreize für Optimierung von Netzanschlüssen sind unvollständig und können deshalb zu Wohlfahrtsverlusten führen

- **Heutige Anreize unvollständig:** Derzeit müssen EE-Erzeuger für Netzanschlusskosten bis zum Netzverknüpfungspunkt (NVP) aufkommen. Zudem ist Netzanschlusskapazität ein zunehmend knappes Gut. Beides schafft schon heute Anreize zur Überbauung, insbesondere in Netzgebieten mit bereits hoher EE-Leistung, in denen ein NVP oft nur noch in einiger Entfernung von Anlagen zugeteilt werden kann.
- **Netzausbaukosten jenseits des NVP als Externalität:** Erzeuger sind nicht den durch sie verursachten Netzausbaukosten jenseits des NVP ausgesetzt. Diese Kosten sind deshalb eine ökonomische Externalität. Potenziell liegen daher die volkswirtschaftlichen Netzausbaukosten über dem Grenznutzen der EE-Einspeiseleistung, wodurch ein Wohlfahrtsverlust entsteht (siehe Abbildung).
- **Optimierung von Netzanschlüssen:** Für diese Kurzstudie wird die Netzanschlussleistung von EE-Erzeugern unter Berücksichtigung von geschätzten Verteilnetzausbaukosten pro kW EE-Anschlussleistung in einem Energiesystemmodell optimiert. Es werden die dadurch eingesparten Verteilnetzausbaukosten mit den verursachten Opportunitätskosten für nicht eingespeisten Strom gegenübergestellt.

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Netzanschlussoptimierung



# Überbauung ist bereits Thema in der öffentlichen Diskussion

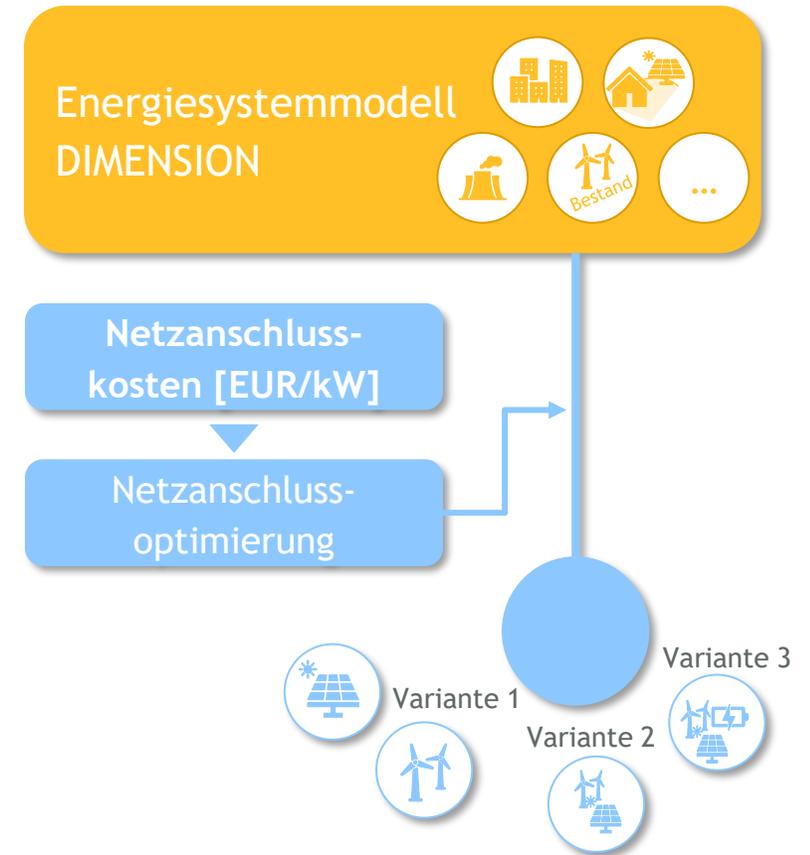
- **Bessere Netzauslastung durch EE-Überbauung:** Bisherige Analysen zeigen, dass eine Überbauung von NVPs zu einer besseren Netzauslastung führen kann, ohne die Abregelung stark zu erhöhen<sup>1</sup>. Eine Reduktion der Netzanschlusskosten wird diskutiert, aber nicht quantifiziert, und nachgelagerte Netzausbaukosten werden nicht betrachtet.
- **EE-Spitzenkappung:** Bereits seit 2017 dürfen Netzbetreiber bei der Netzplanung im Rahmen der sog. „Spitzenkappung“ annehmen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung von Wind Onshore und PV um bis zu 3 % reduziert werden darf.<sup>2</sup>
- **Flexible Anschlussvereinbarungen:** Die EEG-Novelle vom 31.01.2025 erlaubt es Netzbetreibern und EE-Anlagenbetreibern eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung ins Netz vereinbaren<sup>3</sup>. Zudem ist es Anlagenbetreibern nun erlaubt technologieübergreifend einen NVP gemeinsam zu nutzen. Die Novelle schafft die Grundlage für EE-Überbauung, setzt jedoch keine Anreize.
- **EE-Baukostenzuschüsse:** In ihrem Diskussionspapier zur Stromnetzentgeltsystematik schlägt die Bundesnetzagentur unter anderem die Einführung eines Baukostenzuschusses (einmalig in €/kW) oder eines Einspeisenentgeltes (dauerhaft in €/kWh) vor. So sollen Erzeugungsanlagen an der Finanzierung der Netzkosten beteiligt werden<sup>4,5</sup>.

1: [BEE \(2024\)](#) | 2: [§ 11 EnWG](#) | 3: [BGBL. 2025 I Nr. 52](#) | 4: [BNetzA \(2025\)](#) | 5: [UBA \(2025\)](#)

# Methodik

# Strommarktmodellierung mit Netzanschlussoptimierung für Freiflächen-PV und Wind Onshore

- **Optimierte EE-Netzanschlüsse:** Um die Optimierung von Netzanschlüssen abzubilden, wurde für diese Kurzstudie das EWI-Energiesystemmodell DIMENSION<sup>1</sup> weiterentwickelt. Hierzu wurde eine zusätzliche Entscheidungsvariable für den Netzanschluss von ab 2025 zugebauten Freiflächen-PV\* und Onshore-Windanlagen\* eingeführt und mit zusätzlichen Verteilnetzausbaukosten\* belegt.
- **Abschätzung von Netzausbaukosten:** Die für den EE-Anschluss angenommenen Netzausbaukosten werden basierend auf Verteilnetzausbauplänen geschätzt. Dabei werden zwei Szenarien für die Kosten betrachtet (zentral und konservativ).
- **Drei Netzgebietsklassen (NGKs):** Die Netzausbaukosten werden für drei NGKs (EE-stark, laststark und ausgeglichen) separat geschätzt und der (exogen) angenommene EE-Zubau wird anhand von EE-Flächenpotentialen auf diese verteilt.
- **Drei Varianten der Anschlussoptimierung:** Betrachtet wird zum einen ein Referenzfall ohne Optimierung von Netzanschlüssen, sowie drei Varianten der Anschlussoptimierung: separat für Wind und PV, in Co-Location und in Co-Location mit Batterien vor dem Netzanschluss. Es wird jeweils angenommen, dass alle zugebauten Anlagen (Wind Onshore und Freiflächen-PV) ihre Anschlüsse entsprechend der betrachteten Variante optimieren, sodass Gesamteffekte tendenziell überschätzt werden.



1: DIMENSION (Modellübersicht siehe nächste Seite) |

\* Wenn im Folgenden von Netzausbaukosten die Rede ist, sind damit die Kosten für den Ausbau der Verteilnetze gemeint. Zudem ist unter PV stets Freiflächen-PV und unter Wind die Windkraft Onshore zu verstehen.

# Abschätzung der Verteilnetzausbaukosten: Verteilnetzausbaupläne als Datenbasis

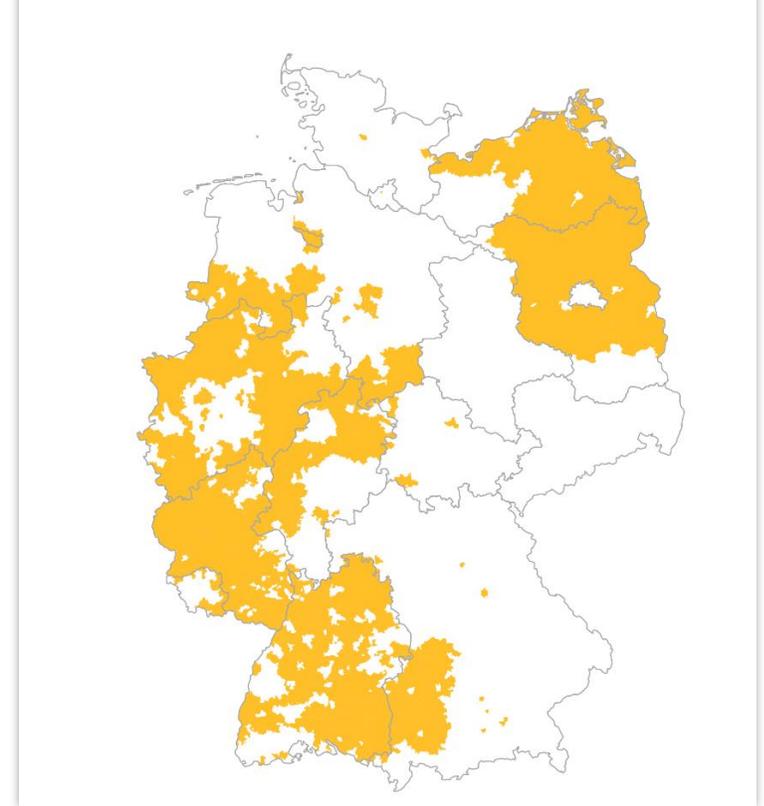
## Grundgesamtheit der Verteilnetzausbaupläne

- Die 84 größten Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, ihre Netzausbaupläne zu veröffentlichen. Die Netzausbaupläne enthalten die Maßnahmen, mit denen der VNB sein Netz in den kommenden fünf bzw. zehn Jahren verstärken, ausbauen oder optimieren will.

## Auswahl geeigneter Verteilnetzausbaupläne

- Trotz inhaltlicher Vorgaben weisen die Netzausbaupläne eine hohe Heterogenität bezüglich der Informationstiefe auf.
- Für die Bestimmung der EE-bezogenen Netzausbaukosten werden nur Verteilnetzausbaupläne genutzt, die die folgenden Informationen enthalten oder eine Ableitung ermöglichen\*:
  - Aktueller Bestand sowie erwartete Entwicklung von PV, Wind Onshore und Last.
  - Grund der Maßnahmen (z.B. EE-bedingt) und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme (Fokus: 2028-2033) sind enthalten.
- Insgesamt erfüllen 17 Netzausbaupläne diese Anforderungen. Einige Verteilnetzausbaupläne umfassen mehrere Netzgebiete, sodass die Kosten basierend auf 34 Netzgebieten aus 17 Verteilnetzausbaupläne hergeleitet werden (siehe Abbildung).

Abbildung 4: Berücksichtigte Verteilnetzausbaupläne mit ausreichender Datenqualität



1: [VNBdigital.de](https://www.vnb-digital.de) | \* Bei fehlenden Bestandsdaten wurden bspw. Informationen aus dem Marktstammdatenregister sowie regionalen Lastberechnungen des EWI hergeleitet. Falls der Zeitpunkt der Inbetriebnahme nicht aufgeführt wurde, wurden die Kosten entsprechend der zeitlichen Entwicklung der angeschlossenen Leistung verteilt.

# Abschätzung der Verteilnetzausbaukosten: Ableitung der Netzausbaukosten je kW angeschlossene EE

## Grundsätzliches Vorgehen

- Die Netzausbaukosten werden nach dem Ausbaugrund „Zubau EE-Anlagen“ sowie „Zubau Erzeugung und Verbrauch“ und der Inbetriebnahme im Zeitraum 2028 bis 2033 gefiltert und mit dem (EE-)Zubau im jeweiligen Netzgebiet ins Verhältnis gesetzt.
- *Zentrale Kostenschätzung*
  - Bei der zentralen Kostenschätzung werden sowohl Maßnahmen mit dem Ausbaugrund „Zubau EE-Anlagen“ als auch anteilige Kosten der Maßnahmen mit dem Grund „Zubau Erzeugung und Verbrauch“ berücksichtigt.

$$\text{Netzausbaukosten}_{\text{zentral}} = \text{Netzausbaukosten}_{\text{konservativ}} + \frac{\text{Zubau Wind Onshore und Freiflächen PV}}{(\text{Zubau Lasten} + \text{Zubau EE} + \text{Zubau Speicher})} * \frac{\text{Kosten "Zubau Erzeugung und Verbrauch" [€]}}{\text{Zubau Wind Onshore und Freiflächen PV [kW]}}$$

- *Konservative Kostenschätzung*
  - In der konservativen Kostenschätzung werden ausschließlich die Kosten der Maßnahmen berücksichtigt, die als Ausbaugrund den „Zubau von EE-Anlagen“ benennen.

$$\text{Netzausbaukosten}_{\text{konservativ}} = \frac{\text{Kosten "Zubau EE-Anlagen" [€]}}{\text{Zubau Wind Onshore und Freiflächen PV [kW]}}$$

- Die zentrale Kostenschätzung stellt den „best guess“ dar, während die konservative Schätzung als Sensitivität betrachtet wird.

# Betrachtung von drei Netzgebietsklassen mit unterschiedlichen Netzausbaukosten und EE-Potenzialen

## Definition von Netzgebietsklassen (NGKs)

- Netzausbaukosten können sich regional deutlich unterscheiden. So kann in laststarken, i.A. gut ausgebauten Netzen, die EE-Einspeisung vor Ort verbraucht werden, während sie in EE-starken Gebieten überregional abgeführt wird und Netzkomponenten ggf. verstärkt werden müssen.
- Basierend auf Daten zur heutigen Verteilung von Last und EE-Erzeugung werden lokale Residuallastzeitreihen geschätzt und drei NGKs definiert (Details im Anhang):
  - EE-stark: die Residuallast ist häufig negativ
  - Laststark: die Residuallast ist häufig hoch
  - Ausgeglichen: die Residuallast ist weder häufig negativ noch häufig hoch
- Entsprechend der geschätzten Residuallast werden die Verteilnetzausbaupläne den NGKs zugeordnet und es werden je NGK unterschiedliche Netzausbaukosten in € pro kW zugebauter EE-Anschlussleistung abgeleitet.

## Zuweisung der Postleitzahlgebiete zu NGKs

- Analog werden basierend auf regional geschätzter Residuallast Postleitzahlgebiete den NGKs zugeordnet, um den angenommenen EE-Zubau anhand regionaler Flächenpotentiale auf die NGKs zu verteilen (Details im Anhang).

### NGK 1: EE-stark



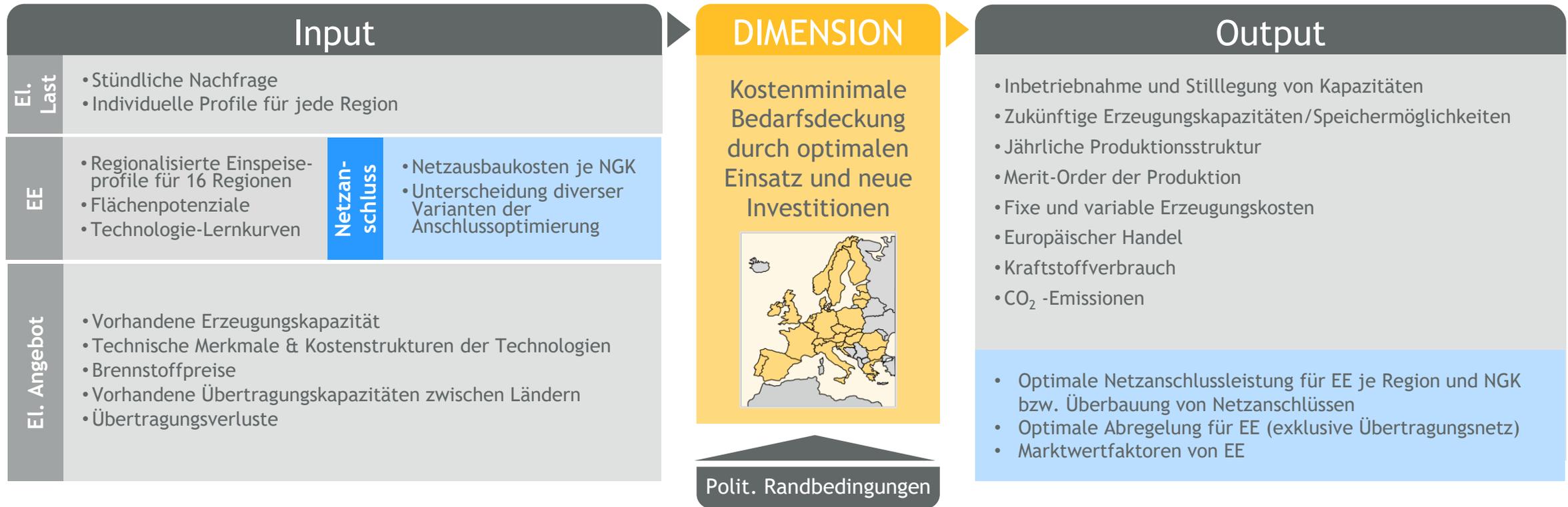
### NGK 2: Ausgeglichen



### NGK 3: Laststark



# Weiterentwickeltes Energiesystemmodell DIMENSION mit optimierten EE-Netzanschlüssen



- Die Netzanschlussoptimierung wird für alle zugebauten Freiflächen-PV- und Onshore-Windanlagen abgebildet. Für bestehende EE-Anlagen sowie Aufdach-PV- und Offshore-Wind-Anlagen werden keine Netzanschlussbeschränkungen oder -kosten angenommen.
- Die Netzanschlussoptimierung berücksichtigt empirisch geschätzte Netzausbaukosten pro kW EE-Anschlussleistung für drei NGK.

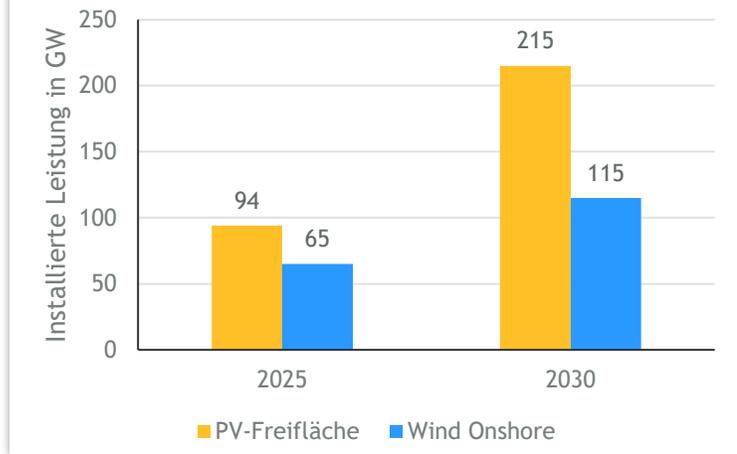
# Annahmen zur Entwicklung des Energiesystems in DIMENSION

	Heute		Quellen	2030		Quelle
Stromnachfrage in den Endverbrauchs-sektoren	Gebäudesektor Industrie Mobilitätssektor Landwirtschaft	237 TWh 253 TWh 12 TWh 5 TWh	TYNDP 2024 <sup>1</sup>	Gebäudesektor Industrie Mobilitätssektor Landwirtschaft	268 TWh 249 TWh 69 TWh 5 TWh	TYNDP 2024 (Global Ambition) <sup>1</sup>
Gaspreis	34,39 €/MWh <sub>th</sub>		Energy-Charts <sup>2</sup>	22,30 €/MWh <sub>th</sub>		WEO 2024 (Stated Policies) <sup>5</sup>
EE-Kapazität	Wind Onshore Wind Offshore PV	65 GW 9 GW 95 GW	Energy-Charts <sup>3</sup>	Wind Onshore Wind Offshore PV	115 GW 30 GW 215 GW	EEG
Treibhausgas-emissionen	649 Mt		UBA <sup>4</sup>	438 Mt		KSG



1: Heute - Referenz für 2019; 2030 - Interpolation ([TYNDP, 2024](#)) | 2: Gaspreis für 2024 ([Energy-Charts, 2025a](#)) | 3: EE-Kapazität für 2025 ([Energy-Charts, 2025b](#)) | 4: Emissionen für 2024 ([Umweltbundesamt, 2025](#)) | 5: [WEO \(2024\)](#)

Abbildung 5: Installierte EE-Leistung<sup>1,2</sup>



Der EE-Ausbau folgt in allen betrachteten Fällen den Zielen des EEG 2025 (Osterpaket). Die regionale Verteilung des Zubaus wird exogen vorgegeben und erfolgt proportional zu den regionalen Flächenpotentialen.<sup>3</sup>

Abbildung 6: Verteilung der installierten Leistung von Freiflächen-PV (2030)\*

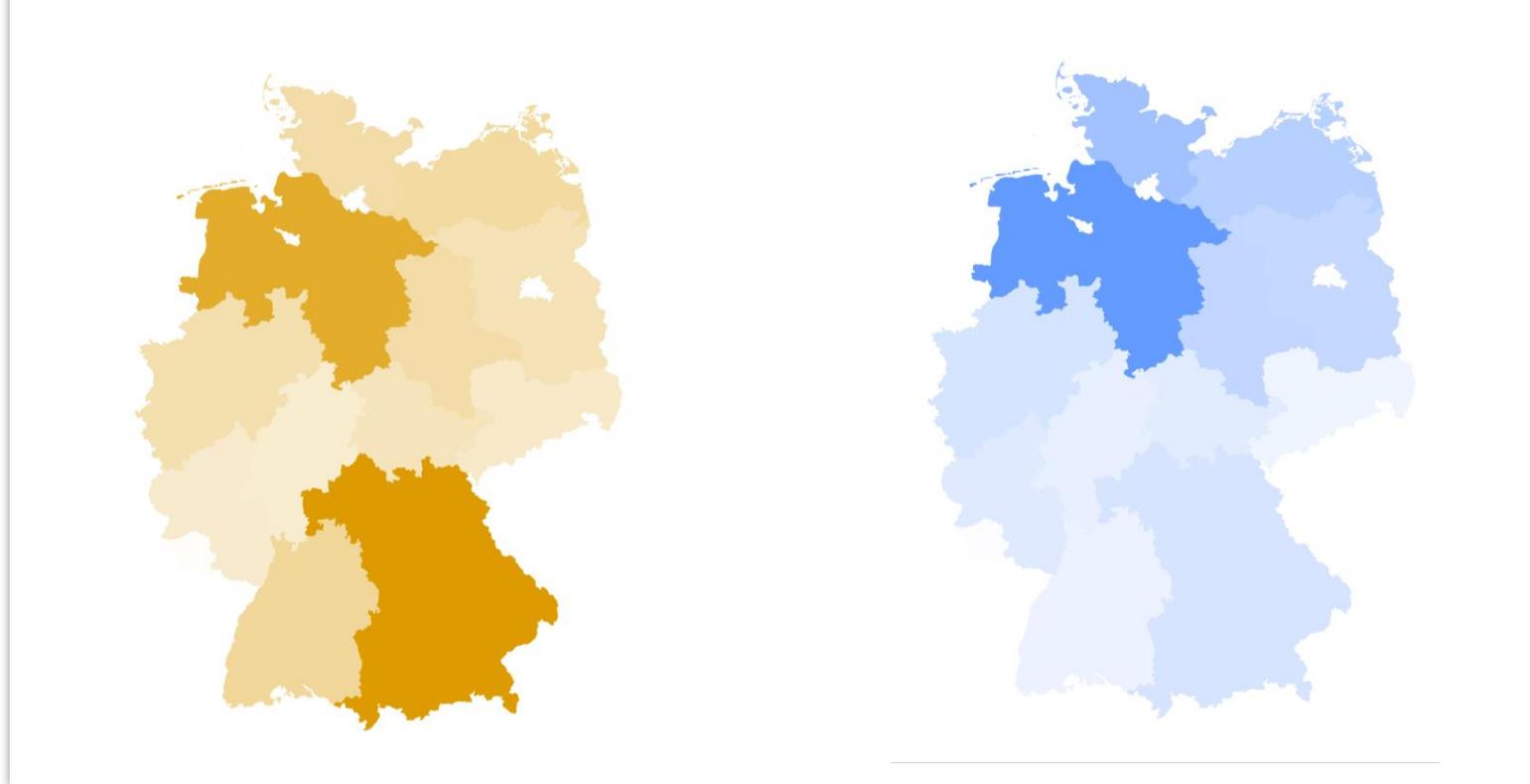
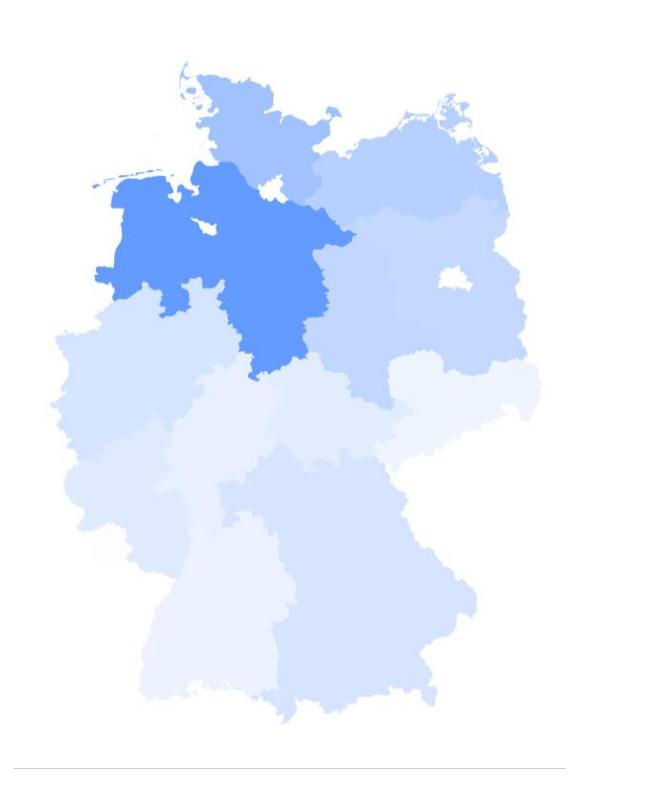


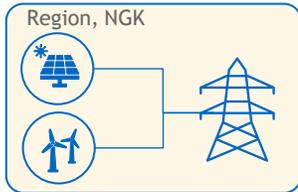
Abbildung 7: Verteilung der installierten Leistung von Wind Onshore (2030)\*



1: [Energy-Charts \(2025b\)](#) | 2: EEG | 3: [FFE \(2019\)](#) | \*aggregiert auf Bundeslandebene

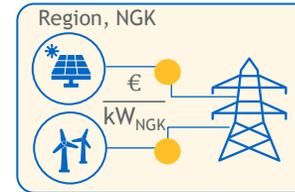
# Betrachtung von drei Varianten der EE-Netzanschlussoptimierung sowie eines Referenzfalls ohne Anschlussoptimierung

## Keine Anschlussoptimierung



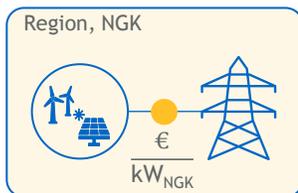
- Freiflächen-PV und Wind Onshore werden separat und mit voller Leistung angeschlossen.

## Separate Anschlussoptimierung von PV und Wind



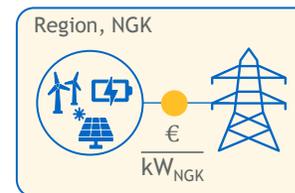
- In jeder Region und NGK wird die Netzanschlussleistung jeweils für Freiflächen-PV und Wind Onshore separat optimiert.

## Anschlussoptimierung in Co-Location von PV und Wind



- In jeder Region und NGK werden die Netzanschlüsse gegen das gemeinsame Einspeiseprofil von Wind und PV optimiert.

## Anschlussoptimierung in Co-Location von PV, Wind und Batterien



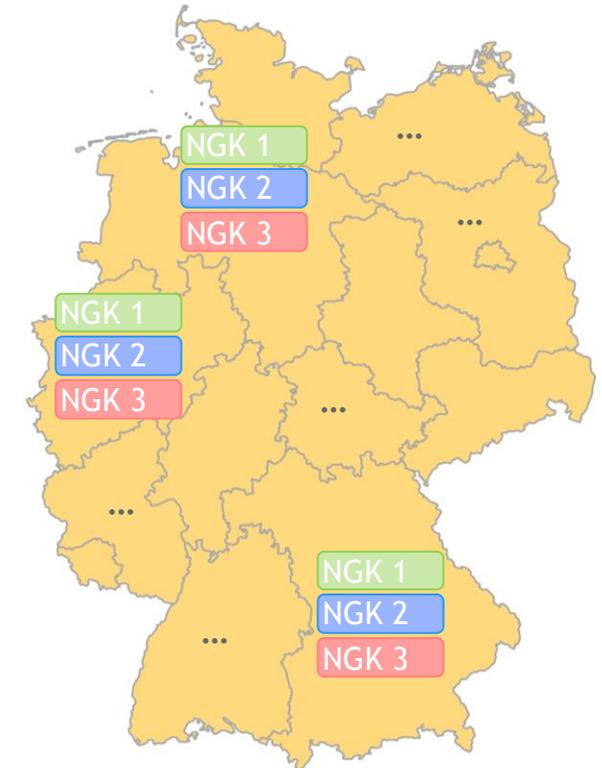
- Wie Co-Location von Wind und PV mit der zusätzlichen Option, Batteriespeicher hinter dem Netzanschluss zu installieren und dort abgeregelten Strom einzuspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt auszuspeichern.

● Endogen dimensionierter Netzanschluss

# Netzanschlüsse werden für 16 Regionen und 3 Netzgebietsklassen optimiert

- Für PV und Wind werden Wetterprofile (stündliche Verfügbarkeiten) für 16 Regionen, den deutschen Bundesländern, unterschieden.
- Der angenommene PV- und Wind-Zubau je NGK folgt proportional den EE-Flächenpotenzialen pro NGK und wird für alle betrachteten Varianten fixiert.
- Der Zubau pro NGK wird jeweils auf Bundeslandebene aggregiert und den Wetterprofilen pro Bundesland zugeordnet.
- Netzanschlüsse werden also für 16x3 Regionen optimiert, die sich jeweils hinsichtlich der installierten Leistung von PV und Wind und damit hinsichtlich der theoretischen Einspeisepprofile unterscheiden. Diese treiben die Optimierung der Netzanschlüsse im Energiesystemmodell maßgeblich.
- Die Ergebnisse der Modellierung werden auf Ebene der drei NGKs aggregiert (Summen bzw. mit EE-Zubau gewichtete Mittelwerte) dargestellt.

Abbildung 8: Jede Region wird auf 3 NGKs aufgeteilt



# Limitationen bei der Schätzung der Netzausbaukosten sowie bei der Modellierung

## Schätzung der Netzausbaukosten

- **Keine Übertragungsnetzausbaukosten:** Diese Kurzstudie fokussiert die Verteilnetzausbaukosten. Übertragungsnetzausbaukosten werden nicht betrachtet.
- **Mangelnde Datenverfügbarkeit:** Nur 84 der mehr als 800 VNB sind zur Veröffentlichung von Netzausbauplänen verpflichtet. Zudem weisen die veröffentlichten Netzausbaupläne eine starke Heterogenität bezüglich der Informationstiefe auf (fehlende Daten sowie unterschiedliche Granularität), sodass hier lediglich 17 Pläne ausgewertet werden konnten.
- **Einheitliche Netzausbaukosten je NGK:** Es erfolgt jeweils eine Punktschätzung der Kosten für 2030, welche nicht zwischen Spannungsebenen differenziert. Kosten werden nicht in Abhängigkeit des voranschreitenden EE-Ausbaus abgebildet.

## Modellierung

- **Keine Netzrestriktionen außer dem Netzanschluss:** Es erfolgt keine Lastflussberechnung, sodass keine Auswirkungen auf netzbedingte Abregelungen und Redispatchmaßnahmen abgeleitet werden können.
- **Keine Unsicherheit und Systemdienstleistungen:** Regelleistungs-, Regelarbeits- und Intraday-Märkte werden nicht abgebildet.
- **Keine regionale Steuerung des EE-Zubaus:** Die regionale Verteilung verändert sich zwischen den hier betrachteten Szenarien nicht.
- **Keine Abbildung von Fördermechanismen:** Es werden keine EE-Subventionen, beispielsweise über das EEG, berücksichtigt, welche die betreiberspezifischen Anreize zur Überbauung beeinflussen könnten.

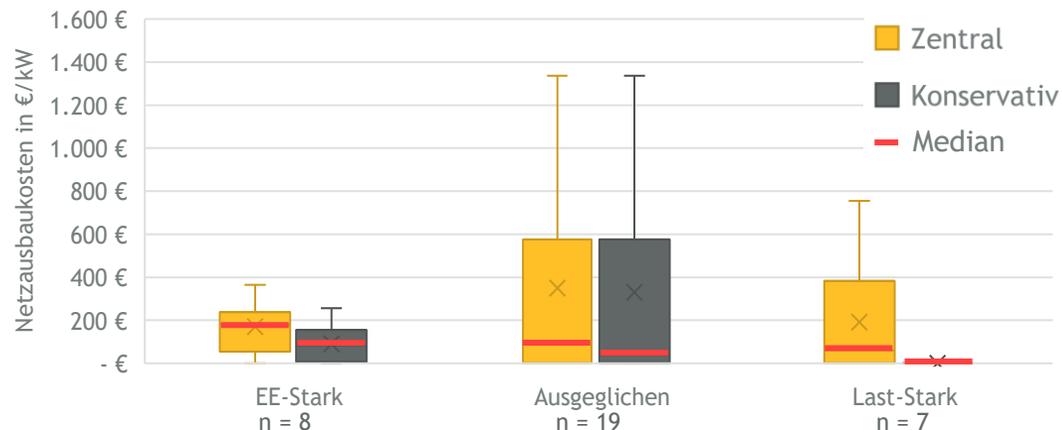
3

# Ergebnisse

# EE-bedingte Netzausbaukosten unterscheiden sich deutlich zwischen den Netzgebietsklassen

Abbildung 9: Auf Basis der Verteilnetzausbaupläne geschätzte erzeugungsbedingte Netzausbaukosten

	Netzgebietsklasse	Zentral	Konservativ
Median	EE-Stark	180 €/kW	85 €/kW
	Ausgeglichen	99 €/kW	40 €/kW
	Laststark	61 €/kW	0 €/kW



## Einordnung

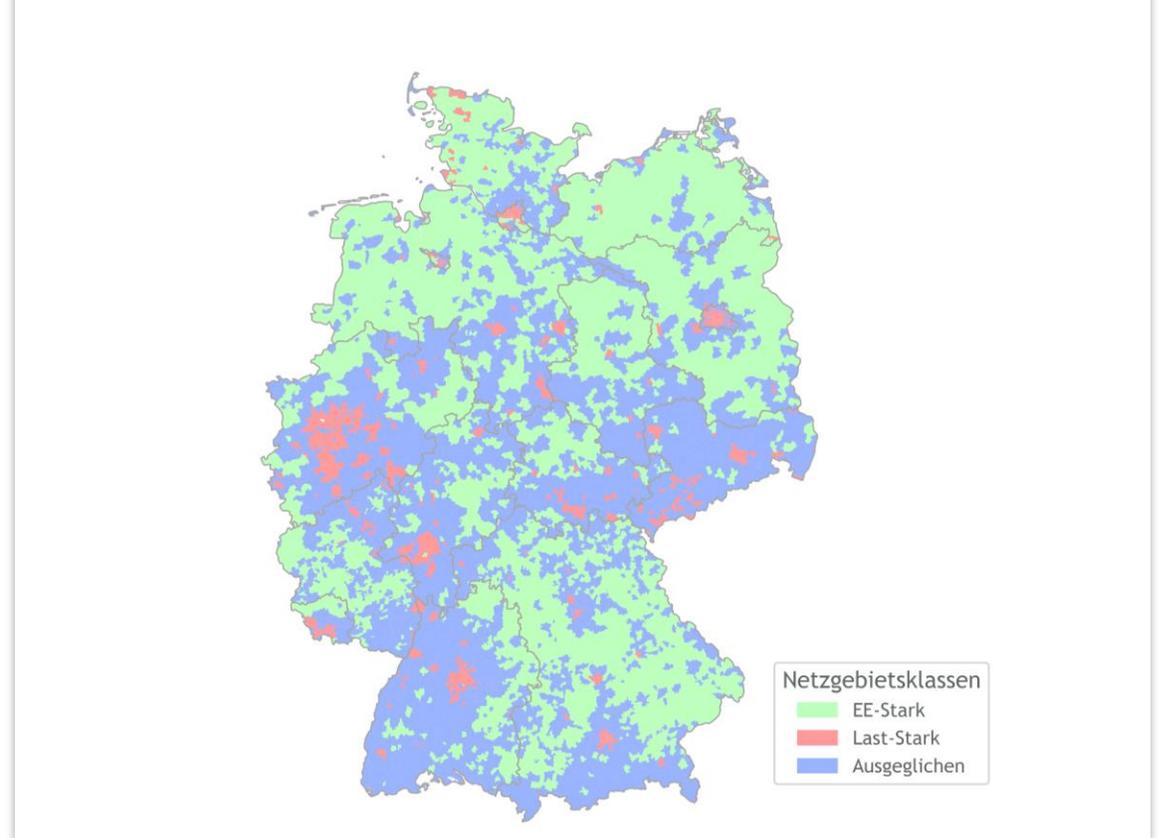
- Auf Grundlage der Verteilnetzausbaupläne wurden zwei Kostenschätzungen für den erzeugungsbedingten Netzausbau erstellt, wobei die zentrale Schätzung im Fokus steht und die konservative als Sensitivitätsanalyse dient (siehe Seite 18).
- Die höchsten EE-bedingten Netzausbaukosten ergeben in EE-starken Netzgebieten. Dort tragen EE in den kommenden Jahren deutlich zu den Netzkosten bei.
- Wie sich die Investitionen auf jährliche Netzkosten auswirken, lässt sich nicht unmittelbar aus den Netzausbauplänen erschließen
  - Kapitalkosten im Rahmen der Kapitalverzinsung bestimmbar
  - (Grenz-)Betriebskosten nicht enthalten
- Ein signifikanter Anteil der Netzausbaukosten kann mangels Datenverfügbarkeit nicht zugeordnet werden.

Eingeschränkte Stichprobengröße aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit.

## Insbesondere im Norden und Südwesten von Deutschland sind EE- bedingte Netzausbaukosten hoch

- EE-starke Regionen liegen insbesondere in Norddeutschland, wo ein Großteil der Wind Onshore-Leistung und ein größerer Anteil der PV-Leistung angeschlossen ist, sowie in Süddeutschland, wo bereits ein signifikanter Anteil der PV-Leistung installiert ist.
- Laststarke NGKs fokussieren sich auf Ballungsräume und Industriezentren. Diese befinden sich unter anderem im Westen Deutschlands (Ruhrgebiet), in Ostdeutschland (z.B. Chemie-Dreieck und Dresden) sowie in Großstädten (z.B. Großraum Stuttgart, München oder Berlin).
- 17 % der Postleitzahlgebiete werden als laststark, 51 % als ausgeglichen und 32 % als EE-stark identifiziert.

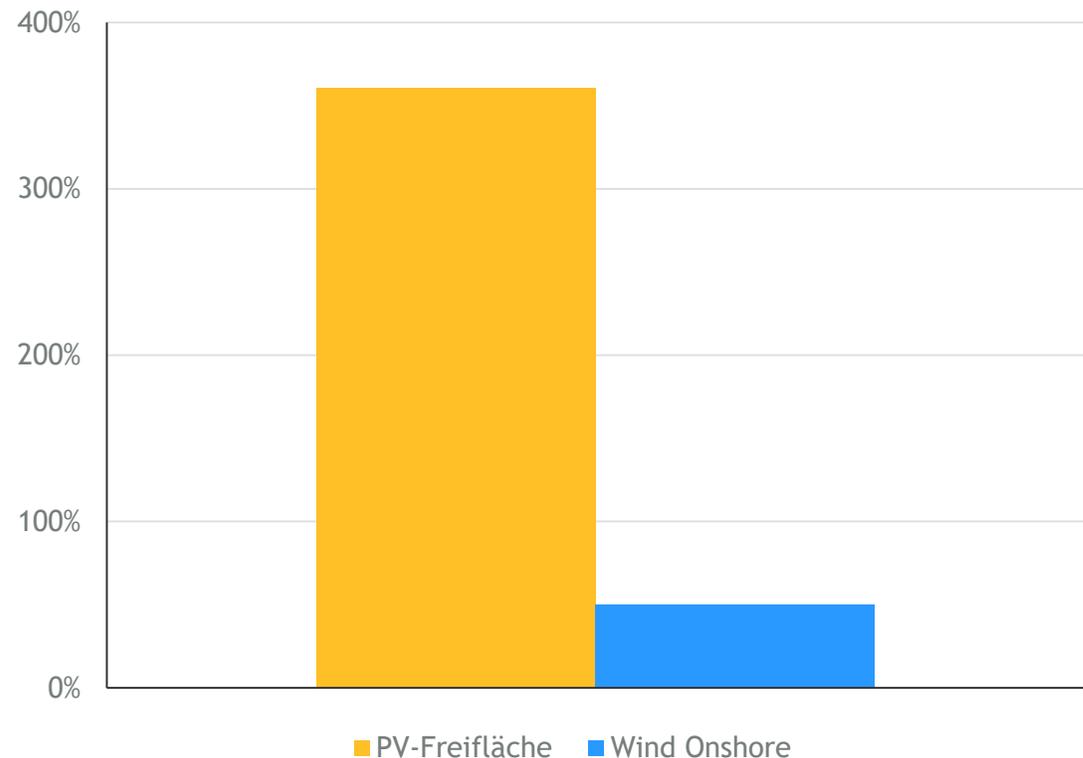
Abbildung 10: Räumliche Verteilung der NGKs in Deutschland



# Eine Optimierung des Netzanschlusses führt zu einer signifikanten Überbauung, vor allem bei PV-Anlagen

- Werden die Netzanschlüsse der zugebauten Freiflächen-PV- und Wind Onshore-Anlagen unter Berücksichtigung der empirisch geschätzten Netzausbaukosten optimiert, zeigt sich für beide Technologien eine signifikante Überbauung der Netzanschlüsse (Abbildung 11).
- Insbesondere die Netzanschlüsse von PV werden stark überbaut: die PV-Spitzenleistung übersteigt die Netzanschlussleistung um 360 %. Dies lässt sich durch die hohe Gleichzeitigkeit von PV-Einspeisung in Deutschland erklären, welche zu einem geringen Grenznutzen zusätzlicher Netzanschlussleistung bei PV-Anlagen führt.
- Die Überbauung von Wind-Anlagen erscheint zwar gering im Vergleich zu PV, ist mit 50 % aber dennoch signifikant.

Abbildung 11: Überbauung bei separater Anschlussoptimierung von PV und Wind (2030)



## Die Optimierung von EE-Netzanschlüssen erhöht Marktwertfaktoren, gleichzeitig steigen Abregelungen an

- Abbildung 12 vergleicht die Marktwertfaktoren für PV und Wind mit und ohne Netzanschlussoptimierung. Im betrachteten Szenario sind die durchschnittlichen Marktwertfaktoren von PV im Referenzfall ohne Anschlussoptimierung niedrig, bedingt durch den starken Ausbau und den geringen Wert der gleichzeitigen (Spitzen-)Einspeisung.
- Netzanschlussoptimierung führt zu Überbauung und reduziert die PV-Einspeisung zu Spitzenzeiten. Dadurch steigt der durchschnittliche Marktwertfaktor von PV um etwa 25 Prozentpunkte an. Für Wind Onshore fällt der Anstieg des Marktwertfaktors aufgrund der geringeren Gleichzeitigkeit von Erzeugungsspitzen deutscher Windenergieanlagen sowie der höheren Gleichzeitigkeit mit der Last geringer aus.
- Gleichzeitig steigen durch die Netzanschlussoptimierung die Abregelungen<sup>1</sup> von EE-Strom um etwa 30 TWh ggü. der Referenz an (Abbildung 13), wodurch sich die abgesetzte Strommenge verringert - vor allem bei neu zugebauten PV-Anlagen.

Abbildung 12: Marktwertfaktoren von PV und Wind ohne und mit Anschlussoptimierung (2030)

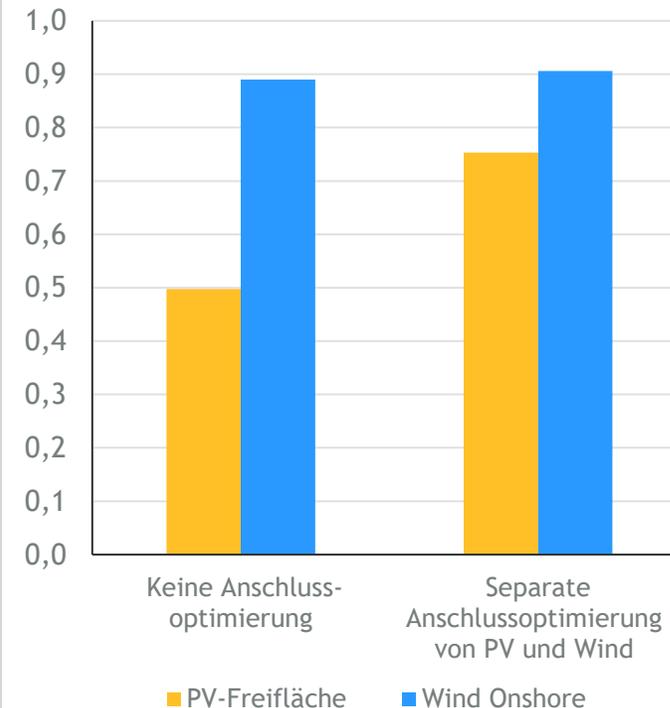
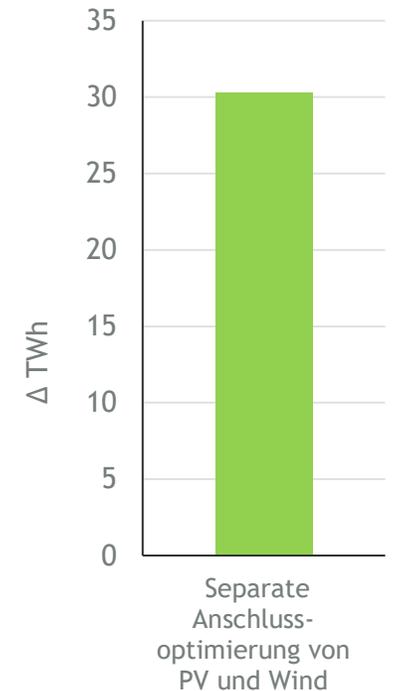


Abbildung 13: Zusätzliche Abregelung von EE-Strom (2030)<sup>2</sup>

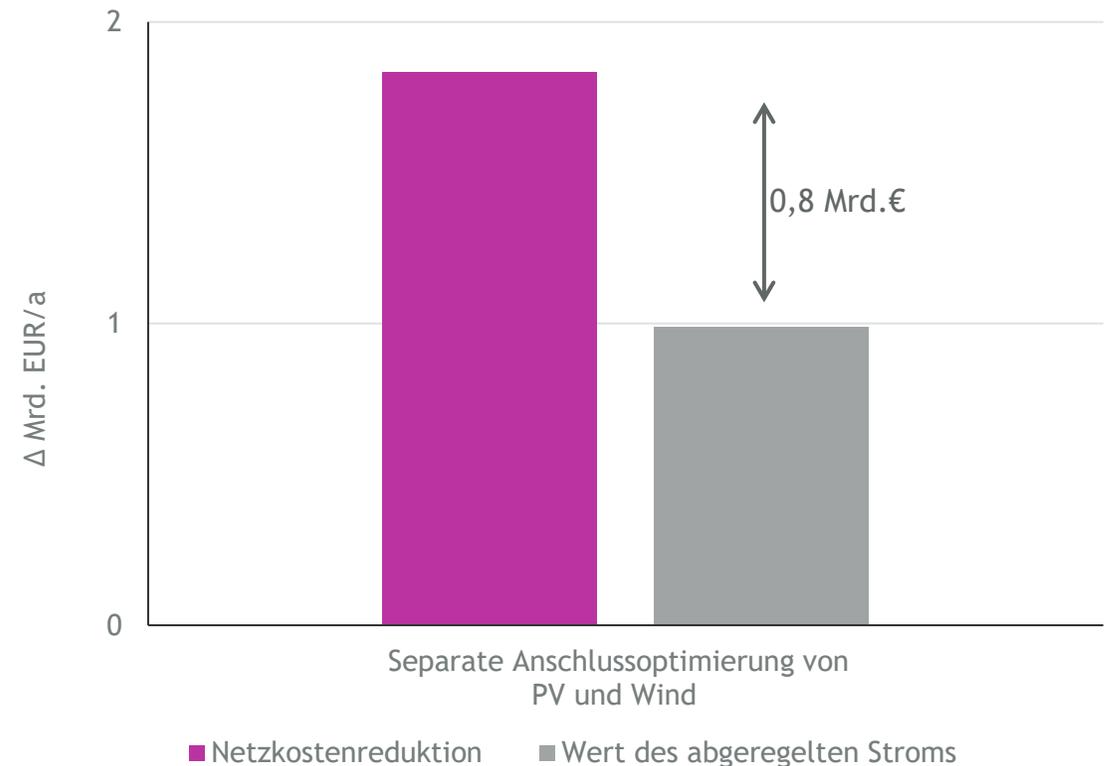


1: Exklusive übertragungsnetzbedingte Abregelungen | 2: Differenz der Abregelung ggü. Referenzfall ohne Anschlussoptimierung

# Die eingesparten Netzausbaukosten übersteigen den Wert des abgeregelten Stroms um 0,8 Mrd. €

- Abbildung 14 zeigt, wie sich eine Anschlussoptimierung von Freiflächen-PV und Wind Onshore auf die Systemkosten auswirkt. Dabei wird die annuitätische Kostenabweichung im Vergleich zum Referenzfall ohne Anschlussoptimierung im Jahr 2030 dargestellt.
- Gegenüber dem Referenzfall lassen sich Netzausbaukosten in Höhe von 1,8 Mrd. € einsparen.
- Gleichzeitig wird mehr Strom abgeregelt: Multipliziert mit dem stündlichen Strompreis beträgt der Wert des abgeregelten Stroms etwa 0,8 Mrd. € - von Abregelungen ist v.a. PV- (Spitzen-)Erzeugung betroffen, deren Wert aufgrund der hohen Gleichzeitigkeit ohnehin geringer ausfällt.
- Insgesamt zeigen sich also Effizienzgewinne, aber auch Verteilungseffekte: Den Betreibern von EE-Anlagen entgehen Erlöse, während die Netzausbaukosten und damit die Netzentgelte für Endkund\*innen sinken.

Abbildung 14: Auswirkung auf die Systemkosten (2030)<sup>1</sup>

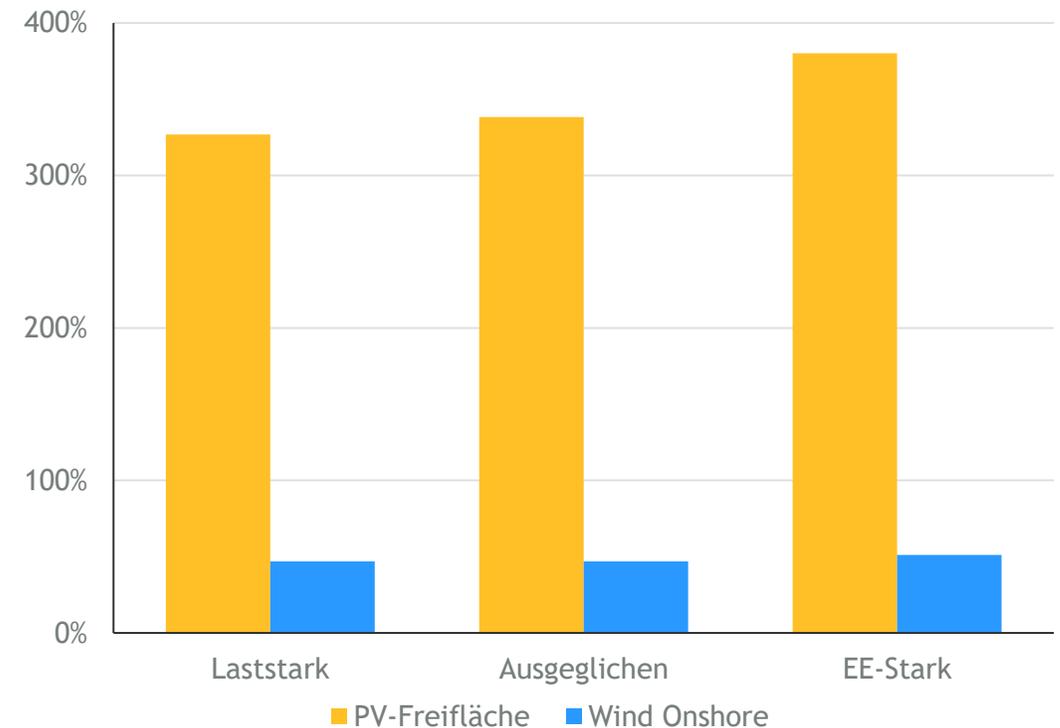


1: Annuitätisch, Differenz gegenüber Referenzfall ohne Anschlussoptimierung

## Die optimierte Überbauung unterscheidet sich zwischen Netzgebietsklassen, aber die Unterschiede sind gering

- Die geschätzten EE-bedingten Netzausbaukosten unterscheiden sich zwischen Netzgebieten und sind in EE-starken NGKs ca. doppelt so hoch, wie in laststarken NGKs.
- Abbildung 15 zeigt die Überbauung von Netzanschlüssen für die verschiedenen NGKs: Grundsätzlich sind die Unterschiede bei der Überbauung zwischen den NGKs gering.
- Das heißt, dass eine deutliche Überbauung von PV-Netzanschlüssen sowie eine leichte Überbauung von Wind-Netzanschlüssen sich im betrachteten Szenario als robust gegenüber gebietsstrukturellen Unterschieden erweist.
- Am wichtigsten scheint eine regionale Steuerung mit Blick auf EE-starke Netzgebiete: Hier ist ein höherer Überbauungsgrad von Vorteil, da dort die (geschätzten) Netzanschlusskosten am höchsten sind.

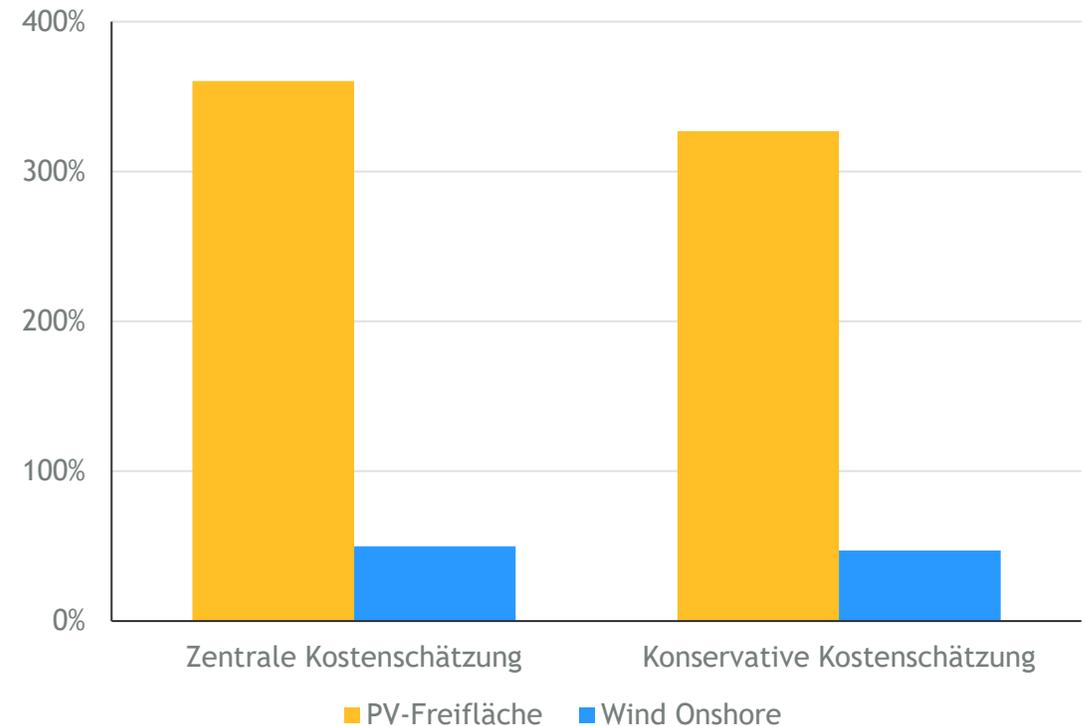
Abbildung 15: Überbauung bei separater Anschlussoptimierung von PV und Wind nach NGK (2030)



## Der Überbauungseffekt ist robust gegenüber unterschiedlichen Annahmen zu Netzausbaukosten

- Die EE-bedingten Netzausbaukosten wurden empirisch geschätzt und unterliegen insb. aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit großer Unsicherheit. Zusätzlich zur zentralen Kostenschätzung wird daher ein Fall mit konservativer Kostenschätzung untersucht.
- Abbildung 16 zeigt die Überbauung von Netzanschlüssen bei separater Anschlussoptimierung von Freiflächen-PV und Wind Onshore im Vergleich zwischen den beiden Kostenschätzungen für die EE-bedingten Netzausbaukosten.
- Die Netzausbaukosten (€/kW) sind bei der zentralen Kostenschätzung mehr als doppelt so hoch wie in der konservativen Schätzung. Trotz des hohen Unterschieds bei den Netzausbaukosten liegt die Überbauung für PV und Wind bei der konservativen Kostenschätzung nur wenig unter der zentralen.
- Für das betrachtete Energiesystem-Szenario ist die Überbauung robust gegenüber niedrigeren Netzausbaukosten.

Abbildung 16: Überbauung bei separater Anschlussoptimierung von PV und Wind unter zentraler und konservativer Kostenschätzung (2030)



# Auch bei Co-Location von Wind und PV ist Überbauung sinnvoll

- Co-Location von Wind und PV kann bereits ohne Überbauung zu Effizienzgewinnen führen, da die gemeinsame Spitzenleistung im Allgemeinen geringer als die Summe der individuellen Spitzenleistungen ist (Profilergänzung). Der Netzanschluss mit der gemeinsamen Spitzenleistung ist gegenüber dem separaten Anschluss besser ausgelastet. So können ohne zusätzliche EE-Abregelung Netzkosten gespart werden.
- Die Überbauung der gemeinsamen Spitzenleistung kann diese Effizienzgewinne nochmals steigern. Die optimierte Überbauung liegt im betrachteten Szenario bei 74 % (Abbildung 17). Überbauung bezieht sich dabei auf die gemeinsame theoretische Einspeisespitze, die nicht zwangsläufig der Summe der Spitzenleistungen von PV und Wind entspricht.
- Die EE-Abregelung reduziert sich im Vergleich zur separaten Anschlussoptimierung um über 40 % (Abbildung 19), wobei der Marktwertfaktor des eingespeisten EE-Stroms auf einem hohen Niveau ist (Abbildung 18).

Abbildung 17: Überbauung (2030)

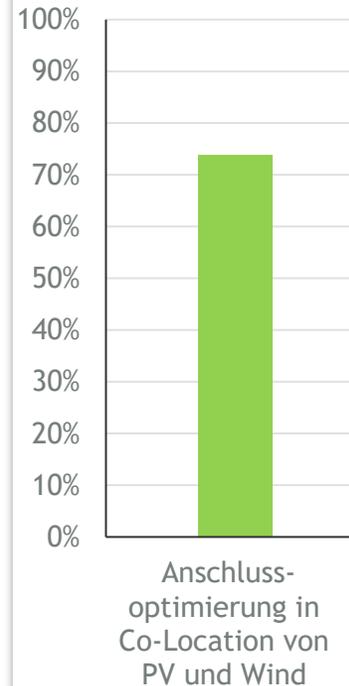


Abbildung 18: Marktwertfaktoren von EE (2030)

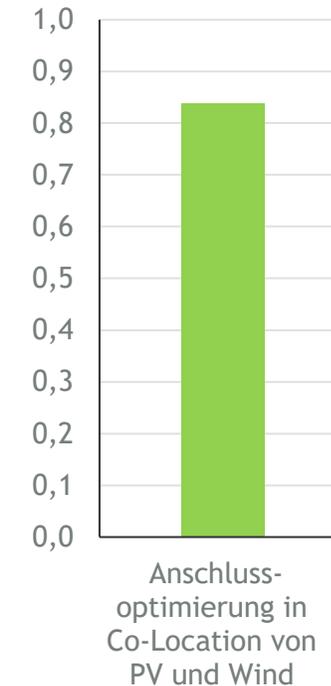
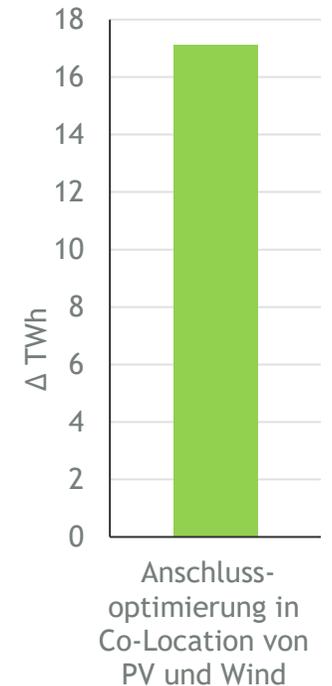


Abbildung 19: Zusätzliche EE-Abregelung (2030)



# Bei Co-Location haben Batterien einen geringen Effekt auf die Überbauung

- Zusätzlich wird eine Variante mit Co-Location von PV und Wind mit Batterien betrachtet. Diese Batterien können den vor Ort abgeregelten EE-Strom einspeichern und ihn in höherpreisige Stunden verschieben. Die Leistung der Batterien wird endogen dimensioniert und beträgt 6 GW<sup>1</sup>.
- Abbildungen 20 bis 22 zeigen die Überbauung, die EE-Marktwertfaktoren und die zusätzliche EE-Abregelung bei Co-Location von PV, Wind und Batterien. Gegenüber der Co-Location von PV und Wind steigt die Überbauung bei Co-Location mit Batterien marginal auf 75 % an.
- Der gemeinsame Netzanschluss von PV- und Wind-Anlagen mit Batterien erhöht die EE-Marktwertfaktoren leicht, während Abregelungen weiter sinken.
- Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die betrachteten Batterien ausschließlich vor Ort abgeregelten Strom laden dürfen.

Abbildung 20: Überbauung (2030)

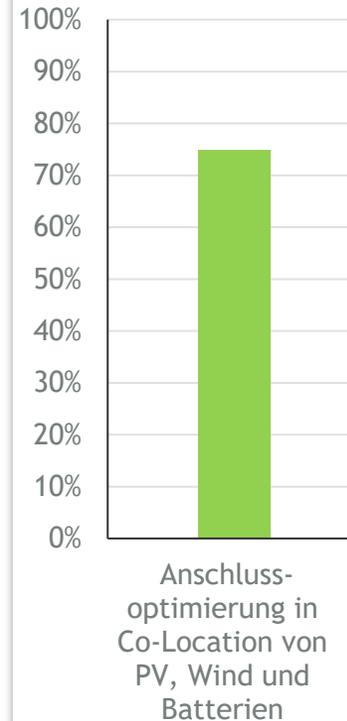
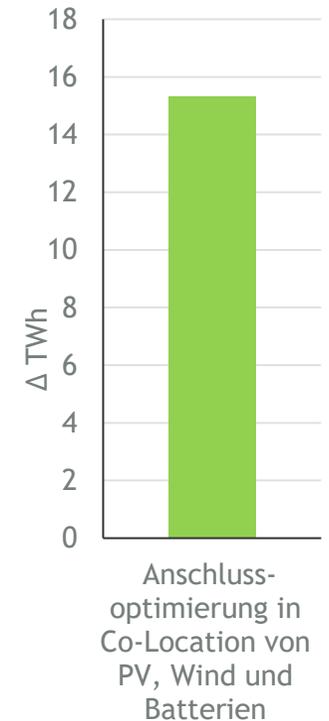


Abbildung 21: Marktwertfaktoren von EE (2030)



Abbildung 22: Zusätzliche EE-Abregelung (2030)

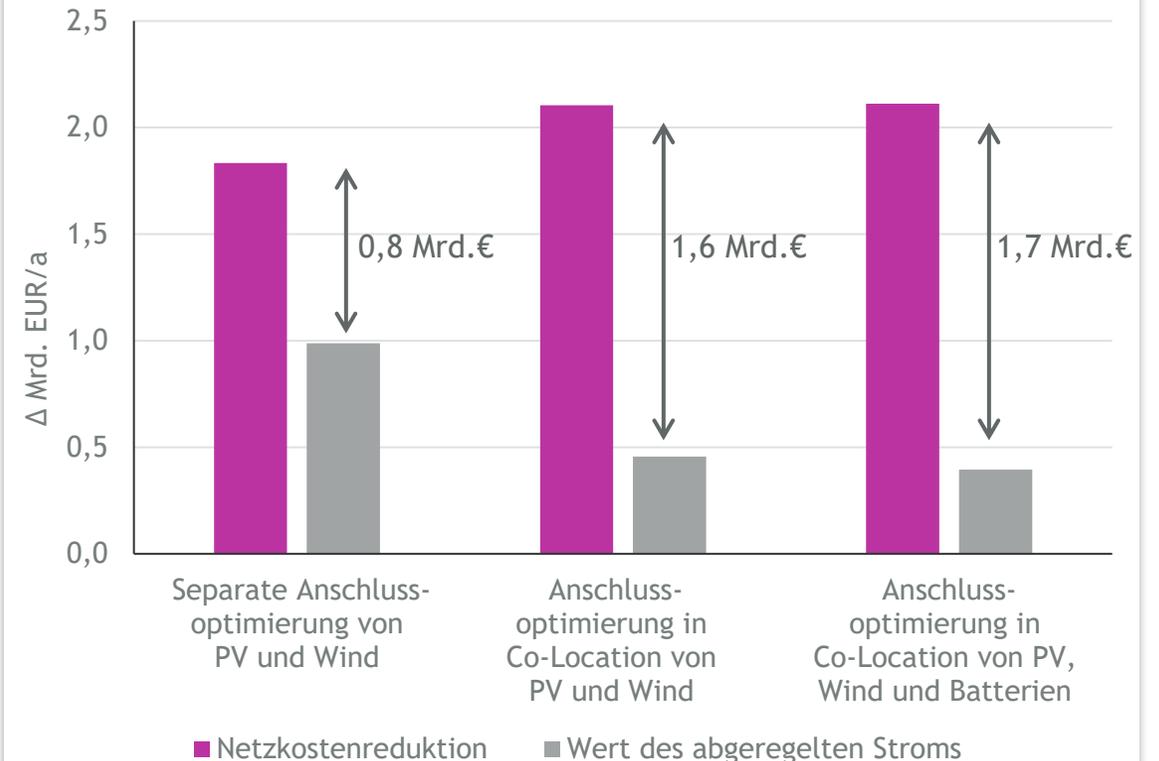


1: Das Verhältnis von Kapazität zu Leistung beträgt 4h.

## In allen betrachteten Fällen können Effizienzgewinne erzielt werden, insb. bei gemeinsamer Optimierung des Netzanschlusses

- Abbildung 23 zeigt die Auswirkungen der EE-Anschlussoptimierung auf die Systemkosten in den drei betrachteten Varianten. Der Nettoeffekt ergibt sich aus den Kosteneinsparungen beim Verteilnetzausbau und dem Wert des zusätzlich abgeregelten Stroms ggü. dem Referenzfall ohne Anschlussoptimierung.
- Im Vergleich zur separaten Anschlussoptimierung von Wind Onshore und Freiflächen-PV führt Co-Location zu zusätzlichen Einsparungen bei den Netzausbaukosten. Weiterhin reduziert sich der Wert des abgeregelten Stroms bei Co-Location. Der Effizienzgewinn beträgt 1,6 Mrd. €.
- Batterien in Co-Location steigern Effizienzgewinne weiter auf 1,7 Mrd. € (ca. 10 € je kW installierter Batterieleistung), können sich jedoch nicht am Strommarkt refinanzieren.
- Insgesamt ist zu beachten, dass per Annahme jeweils alle neu zugebauten EE-Anlagen ihre Netzanschlüsse optimieren, sodass die Effizienzgewinne einer Maximalschätzung entsprechen.

Abbildung 23: Auswirkung auf die Systemkosten (2030)<sup>1</sup>



1: Annuitätisch, Differenz gegenüber Referenzfall ohne Anschlussoptimierung

# Diskussion

4

# Die Modellierung zeigt potenzielle Effizienzgewinne, weitere Analysen sind jedoch nötig

## Zentrale Ergebnisse

- Wir schätzen die Verteilnetzausbaukosten pro kW EE-Anschlussleistung je nach Netzgebietsklasse auf 61-180 EUR/kW (zentrale Schätzung) bzw. 0-85 EUR/kW (konservative Schätzung).
- Die Optimierung von Netzanschlüssen im Energiesystemmodell DIMENSION unter Berücksichtigung dieser Kosten legt nahe, dass die Überbauung von EE-Netzanschlüssen die Netzausbaukosten ggü. der Referenz ohne Netzanschlussoptimierung deutlich senken kann. Durch die Überbauung steigen die Abregelungen von EE-Strom, aber auch die Marktwertfaktoren für EE.
- Für die betrachteten Fälle und Szenarien, in denen jeweils alle zugebauten PV-Freiflächen- und Wind Onshore-Anlagen ihre Netzanschlüsse optimieren, zeigen sich insgesamt Effizienzgewinne: Die durch Optimierung der Netzanschlüsse eingesparten Kosten beim Netzausbau sind größer als der Wert des wegen der reduzierten Anschlussleistung zusätzlich abgeregelten EE-Stroms.

## Weiterführende Analysen notwendig

- **Schätzung der Netzausbaukosten:** Wir nutzen eine imperfekte Datenbasis zur Annäherung an die Realität, die deutlich heterogener ist als von uns abgebildet. Darüber hinaus vernachlässigen wir Netzausbaukosten im Übertragungsnetz und Netzbetriebskosten (Engpassmanagement).
- **Unsicherheiten:** Wir berechnen die optimale Überbauung für eine begrenzte Zahl an Szenarien mit unsicheren Annahmen, die die Effizienz maßgeblich beeinflussen könnten.
- **Implementierung:** Wir berechnen innerhalb unserer Szenarien ein techno-ökonomisches Optimum. Es sind verschiedene Politikinstrumente denkbar, die in der Realität auf dieses Optimum hinwirken können.
- **Verteilungseffekte:** Neben Effizienzgewinnen verschieben sich Kosten und Gewinne zwischen Akteuren im Stromsystem durch Überbauung. Dies hängt auch von der Implementierung ab.

# Effizienzgewinne hängen von den Annahmen zur Entwicklung des Energiesystems ab

Effizienzgewinne sinken bei

- Steigenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen

(ceteris paribus)

Effizienzgewinne  
durch Optimierung von  
EE-Netzanschlüssen

Effizienzgewinne steigen bei

- Sinkender Nachfrage
- Mehr EE-Zubau

(ceteris paribus)

## Ceteris paribus

- ... führt eine sinkende Stromnachfrage zu steigenden Effizienzgewinnen durch Überbauung, weil der Grenznutzen von EE-Strom und damit die Kapitalproduktivität von Netzanschlüssen geringer ist. Aus dem gleichen Grund steigen Effizienzgewinne bei mehr EE-Zubau.
- ... führen steigende Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise zu höheren Strompreisniveaus, wodurch der Wert des abgeregelten Stroms potenziell steigt.

# Implementierung: Wie lässt sich in der Praxis auf eine optimale Überbauung hinwirken?

## Mögliche Politikansätze

- **Finanzielle Anreize:** Netzausbaukosten für EE-Erzeuger könnten zum Beispiel über einen EE-Baukostenzuschuss, der die Grenzkosten des Anschlusses widerspiegelt, internalisiert werden. So könnten Erzeuger selbst über die optimale Überbauung entscheiden.
- **Administrative Vorgaben:** Überbauungsverhältnisse für EE könnten administrativ festgelegt werden (z. B. in Netzanschlussbedingungen), begründet durch externe Netzausbaukosten.
- **Lokale Differenzierung:** Sowohl finanzielle Anreize als auch administrative Vorgaben könnten sowohl bundesweit einheitlich als auch lokal unterschiedlich ausgestaltet werden.

## Implementierung in der Praxis

- **Parametrierung:** Wie diese Analyse zeigt, ist die Schätzung der EE-bedingten Netzausbaukosten zur Parametrierung etwaiger finanzieller Anreize nicht trivial. Allerdings scheint die optimierte Überbauung nicht stark von der Parametrierung der Netzausbaukosten bzw. finanziellen Anreizen abzuhängen. Die optimierte Überbauung hängt zudem von den Eigenschaften der angeschlossenen Anlage(n) und vom Energiesystemszenario ab, was die Parametrierung administrativer Vorgaben erschwert.
- **Regionale Heterogenität und Steuerung:** Zwischen den hier betrachteten Netzgebieten unterscheiden sich die geschätzten Netzausbaukosten stark, aber die optimierten Überbauungsverhältnisse sind relativ ähnlich. Zudem könnten lokal differenzierte Instrumente eine regionale Steuerungswirkung auf den EE-Zubau entfalten, die in dieser Analyse nicht betrachtet wurde. Hierbei würden auch Wechselwirkungen mit bestehenden regionalen Anreizen (z.B. Referenzertragsmodell) entstehen.

# Während Netzausbaukosten eingespart werden, kommt es zu Verteilungseffekten im Strommarkt

EE-Anlagen	Steuerbare Kraftwerke	Nachfrage-seite	EEG-Differenzkosten
Marktwertfaktor steigt	Höherer durchschnittlicher Strompreis	Netzentgelte sinken	Marktwertfaktor steigt
Abregelungen steigen	Höhere Residuallast führt zu mehr Einsatz	Höherer durchschnittlicher Strompreis	Förderbedarf steigt

- Erzeuger:** Die Strompreise könnten sich im Durchschnitt im Fall einer Optimierung von Netzanschlüssen erhöhen. Effekte auf der Erzeugerseite sind für steuerbare Kraftwerke und für EE-Anlagen unterschiedlich. Steuerbare Kraftwerke dürften vom höheren durchschnittlichen Strompreisniveau sowie von höherer Erzeugungsmenge profitieren. EE-Anlagen profitieren von einem höheren Marktwertfaktor, die gesamte vermarktete Energiemenge ist jedoch geringer. Der Nettoeffekt hängt maßgeblich von der Entwicklung des Energiesystems („Szenario“) ab und bedingt die Veränderungen der EEG-Kosten.
- Nachfrage:** Während Strompreise potenziell steigen, sinken durch Optimierung von Netzanschlüssen die Netzausbaukosten und damit die Netzentgelte. Die Verbrauchsseite des Stromsystems könnte also von den Effizienzgewinnen profitieren. Der Nettoeffekt bei den Stromkosten hängt ebenfalls vom Szenario ab.
- EEG:** Wenn EE-Betreiber Netzausbaukosten internalisieren müssen, könnte sich der Förderbedarf für Anlagenbetreiber und damit die EEG-Fördersumme erhöhen.

Agora Energiewende (2024)	Agora Energiewende (2024) Investitionen für ein Klimaneutrales Deutschland. DOI: <a href="https://www.agora-energiewende.de/publikationen/investitionen-fuer-ein-klimaneutrales-deutschland">https://www.agora-energiewende.de/publikationen/investitionen-fuer-ein-klimaneutrales-deutschland</a>
BEE (2024)	BEE (2024) Netzverknüpfungspunkt-Studie. DOI: <a href="https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf">https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf</a>
BNetzA (2025)	BNetzA (2025) Diskussionspapier - Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes). DOI: <a href="https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=6">https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1%233_AgNes/Downloads/Diskussionspapier.pdf?__blob=publicationFile&amp;v=6</a>
DIMENSION (2025)	DIMENSION (2025) DOI: <a href="https://www.ewi.uni-koeln.de/de/methoden/dimension/">https://www.ewi.uni-koeln.de/de/methoden/dimension/</a>
Energy-Charts (2025a)	Energy-Charts (2025a) Jährliche Börsenpreis Gas (TTF). DOI: <a href="https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=de&amp;c=NL&amp;chartColumnSorting=default&amp;interval=year&amp;year=2024">https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=de&amp;c=NL&amp;chartColumnSorting=default&amp;interval=year&amp;year=2024</a>
Energy-Charts (2025b)	Energy-Charts (2025) Installierte Nettoleistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2025. DOI: <a href="https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&amp;c=DE&amp;legendItems=1x8vv">https://www.energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&amp;c=DE&amp;legendItems=1x8vv</a>
EWI & ef.Ruhr (2024)	EWI & ef.Ruhr (2024) Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. DOI: <a href="https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/abschaetzung-der-netzausbaukosten-und-die-resultierenden-netzentgelte-fuer-baden-wuerttemberg-und-deutschland-zum-jahr-2045/">https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/abschaetzung-der-netzausbaukosten-und-die-resultierenden-netzentgelte-fuer-baden-wuerttemberg-und-deutschland-zum-jahr-2045/</a>
FFE (2019)	FFE (2019) Regionalized Potential Assessment of Variable Renewable Energy Sources in Europe (at EEM 2019). DOI: <a href="https://opendata.ffe.de/eem2019/">https://opendata.ffe.de/eem2019/</a>
Fraunhofer ISI (2024)	Fraunhofer ISI (2024) Langfristszenarien 3. DOI: <a href="https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php">https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php</a>

IMK (2024)	IMK (2024) Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. DOI: <a href="https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009011">https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?produkt=HBS-009011</a>
SMARD (2025)	SMARD (2025) Update: Verteilnetze bis 2045. DOI: <a href="https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215544">https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215544</a>
TYNDP (2024)	TYNDP (2024) DOI: <a href="https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/">https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/</a>
UBA (2025a)	UBA (2025a) Verteilung der Netzkosten der Energiewende. DOI: <a href="https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/01/UBA_ClimateChange_Netzentgelte_51_2024.pdf">https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/01/UBA_ClimateChange_Netzentgelte_51_2024.pdf</a>
UBA (2025b)	UBA (2025b) Treibhausgasemissionen in Deutschland. DOI: <a href="https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung">https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung</a>
VNBdigital (2025)	VNBdigital (2025) DOI: <a href="https://www.vnbdigital.de/">https://www.vnbdigital.de/</a>
WEO (2024)	WEO(2024) World Energy Outlook 2024. DOI: <a href="https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024">https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024</a>



## EWI - Eine Wissensfabrik

Das EWI ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen.

## Forschungs- und Beratungsprojekte

Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten - praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.

## Neuste volkswirtschaftliche Methoden

Das EWI analysiert den Wandel der Energiewelt mit neusten volkswirtschaftlichen Methoden und detaillierten computergestützten Modellen.

## EWI Academy

Das EWI bietet Trainings zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen für Unternehmen, Politik, NGOs, Verbände sowie Ministerien an.

## KONTAKT

 Berit Hanna Czock  
berit.czock@ewi.uni-koeln.de

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

 @ewi\_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

# Die Bestimmung und Zuweisung der Netzgebietsklassen basiert auf der geschätzten stündlichen regionalen Residuallast

## Methodik zur Approximation der stündlichen regionalen Residuallast

- Zur Bestimmung der NGK wird die Jahresdauerlinie der (erwarteten) Residuallast erstellt.
- Für die Analyse werden Daten auf Postleitzahlebene erhoben. Die installierte Freiflächen-PV- und Wind Onshore Leistung [kW] stammt aus dem Marktstammdatenregister<sup>1</sup>, die Lastdaten [kWh] aus einer Regionalisierung des EWI-Netzmodells SPIDER<sup>2</sup>.
- Zeitreihen der deutschlandweiten Einspeise- und Lastverläufe werden durch den realisierten Stromverbrauch sowie EE-Einspeisung im Jahr 2024 angenähert<sup>3</sup>. Diese werden mit den regionalen Daten verrechnet, um die lokale Residuallast anzunähern.

### 1. Zur Einteilung der Gebiete in NGKs werden Schwellwerte für die Residuallast definiert

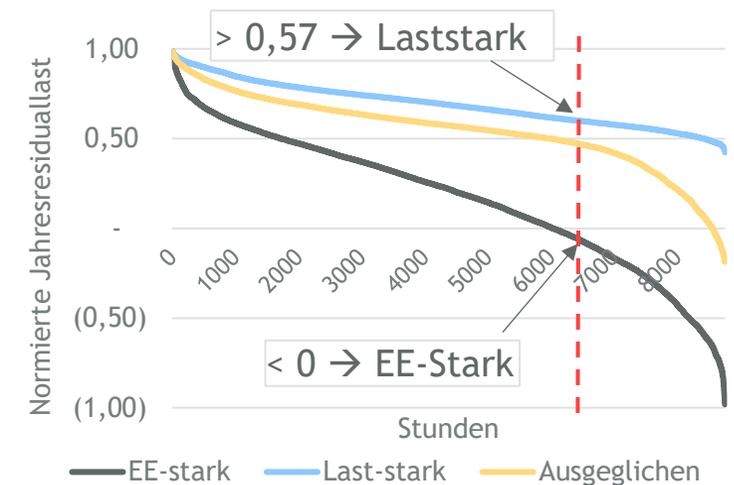
- Weisen über 25 % der Stunden eine negative Residuallast (EE-Überschuss) auf, ist die Region EE-stark, bei über 25 % der Stunden mit Residuallast > 57 % ihres Maximalwerts laststark. Sonst gilt die NGK als ausgeglichen.

### 2. Die Residuallast der ausgewerteten VNB wird analog berechnet und ausgewertet.

- Für die VNBs, für die EE-bedingte Netzausbaukosten ermittelt werden können, wird die Residuallast basierend auf den Angaben der Netzausbaupläne zu aktuell installierten EE-Anlagen und Lasten ermittelt. Für die Zuweisung zu den NGK werden dieselben Schwellwerte angelegt, wie für die NGK-Bestimmung der Postleitzahlgebiete.

1: [Marktstammdatenregister](#) | 2: [EWI-Modell SPIDER](#) | 3: [SMARD](#)

## Exemplarische Darstellung der Jahresdauerlinie der Residuallast der NGKs



# Definition der Auswertungsparameter bei separater Anschlussoptimierung

- Für alle
  - Zeitschritte  $t \in (0, 1, \dots, T)$ ,
  - Regionen  $reg \in (0, 1, \dots, 16)$ ,
  - Technologien  $tech \in (PV, Wind)$ ,
  - Netzgebietsklassen  $ngk \in (EE\text{-stark}, ausgeglichen, laststark)$
- Die Modellierung und Auswertung erfolgt jeweils für die Kostenschätzungen  $ks \in (zentral, konservativ)$

$$\text{Überbauung}_{tech} = \frac{\sum_{reg} \sum_{ngk} \max(\text{Verfügbarkeit}_{tech,reg,ngk}(t) * \text{Kapazität}_{tech,reg,ngk})}{\sum_{reg} \sum_{ngk} \text{Netzanschluss}_{tech,reg,ngk}}$$

$$\text{Marktwertfaktor}_{tech} = \frac{\sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t (\text{marg. Stromerzeugungskosten}(t) * \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t))}{\sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t \left( \frac{\text{marg. Stromerzeugungskosten}(t)}{T} * \sum_{tech} \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t) \right)}$$

$$\text{Abregelung} = \sum_{tech} \sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t (\text{Verfügbarkeit}_{tech,reg,ngk}(t) * \text{Kapazität}_{tech,reg,ngk} - \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t))$$

$$\text{Eingesparte annualisierte Netzausbaukosten} = \sum_{tech} \sum_{reg} \sum_{ngk} (\text{Netzanschluss}_{Referenz,reg,ngk} - \text{Netzanschluss}_{tech,reg,ngk}) * \text{Netzausbaukosten}_{ks} * \text{Annuitätenfaktor}$$

Die NGK-spezifische Auswertung erfolgt, indem nicht über die Netzgebietsklassen summiert wird.

# Definition der Auswertungsparameter bei Co-Location von PV und Wind

- Für alle
  - Zeitschritte  $t \in (0, 1, \dots, T)$ ,
  - Regionen  $reg \in (0, 1, \dots, 16)$ ,
  - Technologien  $tech \in (PV, Wind)$ ,
  - Netzgebietsklassen  $ngk \in (EE\text{-stark}, ausgeglichen, laststark)$
- Die Modellierung und Auswertung erfolgt jeweils für die Kostenschätzungen  $ks \in (zentral, konservativ)$

$$\text{Überbauung}_{EE} = \frac{\sum_{reg} \sum_{ngk} \max(\sum_{tech} \text{Verfügbarkeit}_{tech,reg,ngk}(t) * \text{Kapazität}_{tech,reg,ngk})}{\sum_{reg} \sum_{ngk} \text{Netzanschluss}_{EE,reg,ngk}}$$

$$\text{Marktwertfaktor}_{EE} = \frac{\sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t (\text{marg. Stromerzeugungskosten}(t) * \sum_{tech} \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t))}{\sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t \left( \frac{\text{marg. Stromerzeugungskosten}(t)}{T} * \sum_{tech} \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t) \right)}$$

$$\text{Abregelung} = \sum_{tech} \sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t (\text{Verfügbarkeit}_{tech,reg,ngk}(t) * \text{Kapazität}_{tech,reg,ngk} - \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t))$$

$$\text{Eingesparte annualisierte Netzausbaukosten} = \sum_{reg} \sum_{ngk} (\text{Netzanschluss}_{Referenz,reg,ngk} - \text{Netzanschluss}_{EE,reg,ngk}) * \text{Netzausbaukosten}_{ks} * \text{Annuitätenfaktor}$$

Die NGK-spezifische Auswertung erfolgt, indem nicht über die Netzgebietsklassen summiert wird.

# Definition der Auswertungsparameter bei Co-Location von PV, Wind und Batterien

- Für alle
  - Zeitschritte  $t \in (0, 1, \dots, T)$ ,
  - Regionen  $reg \in (0, 1, \dots, 16)$ ,
  - Technologien  $tech \in (PV, Wind, Batterie)$ ,
  - Netzgebietsklassen  $ngk \in (EE\text{-stark}, ausgeglichen, laststark)$
- Die Modellierung und Auswertung erfolgt jeweils für die Kostenschätzungen  $ks \in (zentral, konservativ)$

$$\text{Überbauung}_{EE} = \frac{\sum_{reg} \sum_{ngk} \max(\sum_{tech \neq Batterie} (\text{Verfügbarkeit}_{tech,reg,ngk}(t) * \text{Kapazität}_{tech,reg,ngk}))}{\sum_{reg} \sum_{ngk} \text{Netzanschluss}_{EE,reg,ngk}}$$

$$\text{Marktwertfaktor}_{EE} = \frac{\sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t (\text{marg. Stromerzeugungskosten}(t) * \sum_{tech} \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t))}{\sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t \left( \frac{\text{marg. Stromerzeugungskosten}(t)}{T} * \sum_{tech} \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t) \right)}$$

$$\text{Abregelung} = \sum_{tech} \sum_{reg} \sum_{ngk} \sum_t (\text{Verfügbarkeit}_{tech,reg,ngk}(t) * \text{Kapazität}_{tech,reg,ngk} - \text{Einspeisung}_{tech,reg,ngk}(t))$$

$$\text{Eingesparte annualisierte Netzausbaukosten} = \sum_{reg} \sum_{ngk} (\text{Netzanschluss}_{Referenz,reg,ngk} - \text{Netzanschluss}_{EE,reg,ngk}) * \text{Netzausbaukosten}_{ks} * \text{Annuitätenfaktor}$$

Die NGK-spezifische Auswertung erfolgt, indem nicht über die Netzgebietsklassen summiert wird.