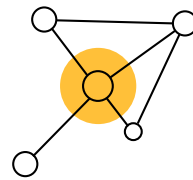
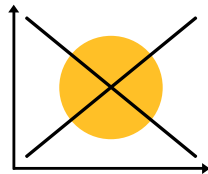
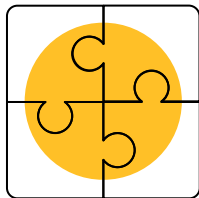
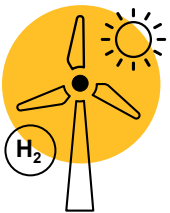


Baukostenzuschüsse für erneuerbare Stromerzeuger


Anreize zur räumlichen Steuerung und Details der Ausgestaltung

Im Auftrag von: RWE AG



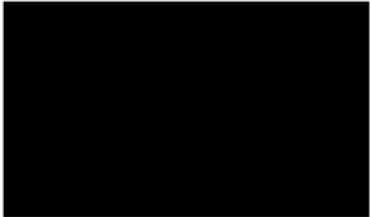
Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

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

Verfasst von:



Bitte zitieren als:

EWI (2026): Baukostenzuschüsse für erneuerbare Stromerzeuger. Anreize zur räumlichen Steuerung und Details der Ausgestaltung.

- 1** Die fehlende zeitliche sowie räumliche Kongruenz von Netz-, EE- und Nachfrageausbau führt zu einem Anstieg der Redispatchvolumen und -kosten. Die regionale Steuerung von EE-Ausbau kann Redispatch- und Netzausbaukosten senken.
- 2** Ein Instrument hierzu sind Erzeuger-Baukostenzuschüsse (BKZ). Ein BKZ von 100 €/kW kann eine räumliche Lenkungswirkung entfalten. Der BKZ ist damit eine grundsätzlich geeignete Alternative zur räumlichen Steuerung von EE-Ausbau.
- 3** Die Wirksamkeit dieses BKZ profitiert vom Referenzertragsmodell (Wind an Land) und der Kostenstruktur und geringen regionalen Variation der Volllaststunden (Freiflächen-PV).
- 4** Für die identifizierte Lenkungswirkung sollte die Höhe eines BKZ für die Gebotsabgabe in den EEG-Auktionen kalkulierbar sein und ausreichend Wettbewerb in den Auktionen vorherrschen.
- 5** Ein BKZ kann eine Lenkungswirkung entfalten, aber Detailfragen der Ausgestaltung bleiben offen. Eine dynamische, tiefer regionalisierte Ausgestaltung könnte die Wirksamkeit erhöhen.

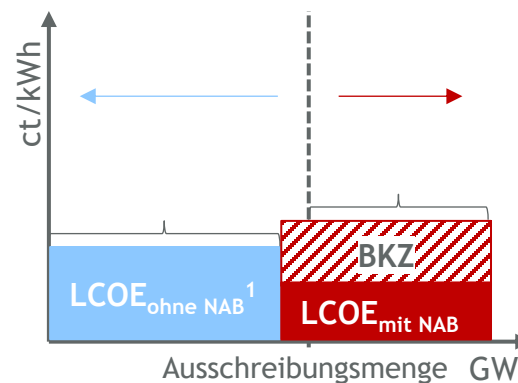
Zusammenfassung: Regionale Baukostenzuschüsse für Erzeuger können EE-Investitionen räumlich steuern.

BKZ für Erzeuger lenken Investitionen.

- Räumlich ungesteuerter EE-Zubau kombiniert mit **unzureichendem Netzausbau induziert Engpässe** im Übertragungs- und Verteilnetz und erfordert **Redispatch und Netzausbau**.
- EE-Ausbau an **Standorten mit Netzausbaubedarf (NAB)**¹ ist aufgrund höherer Volllaststunden und damit geringerer Stromgestehungskosten (LCOE) wirtschaftlicher, sodass diese in wettbewerblichen EEG-Auktionen vorrangig bezuschlagt werden.
- Durch **regionale Baukostenzuschüsse (BKZ)** können EE-Betreiber an den induzierten Netzmehrkosten beteiligt werden. Dadurch werden diese bei der **Standortwahl berücksichtigt**. Das Gutachten unterstellt einen **homogenen BKZ in engpassbelasteten Netzgebieten**, methodisch entsprechend den BKZ für Verbraucher.

BKZ beeinflusst EEG-Angebotskurven.

- In den EEG-Auktionen führt ein untersuchter **BKZ von 100 €/kW** zu einer veränderten Angebotskurve durch höhere Kosten bei Standorten mit zusätzlichem Netzausbaubedarf.
- Dadurch **können neue Investitionen räumlich gesteuert** werden. Dies könnte Netzausbau- und Redispatchkosten und damit Systemkosten reduzieren.



Ausgestaltungsfragen bleiben offen.

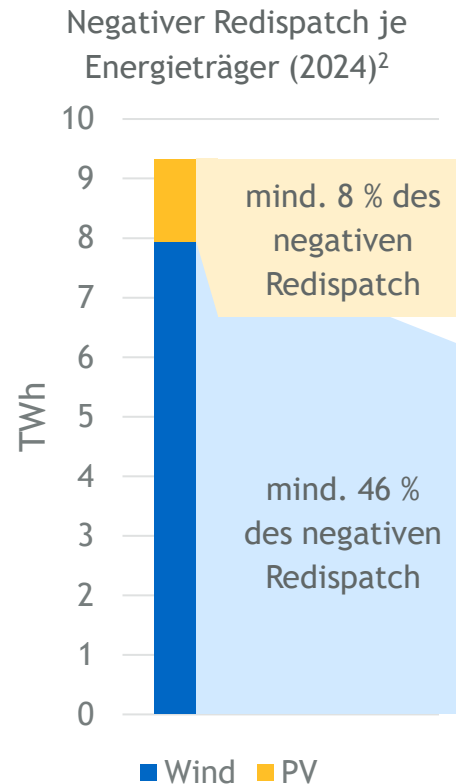
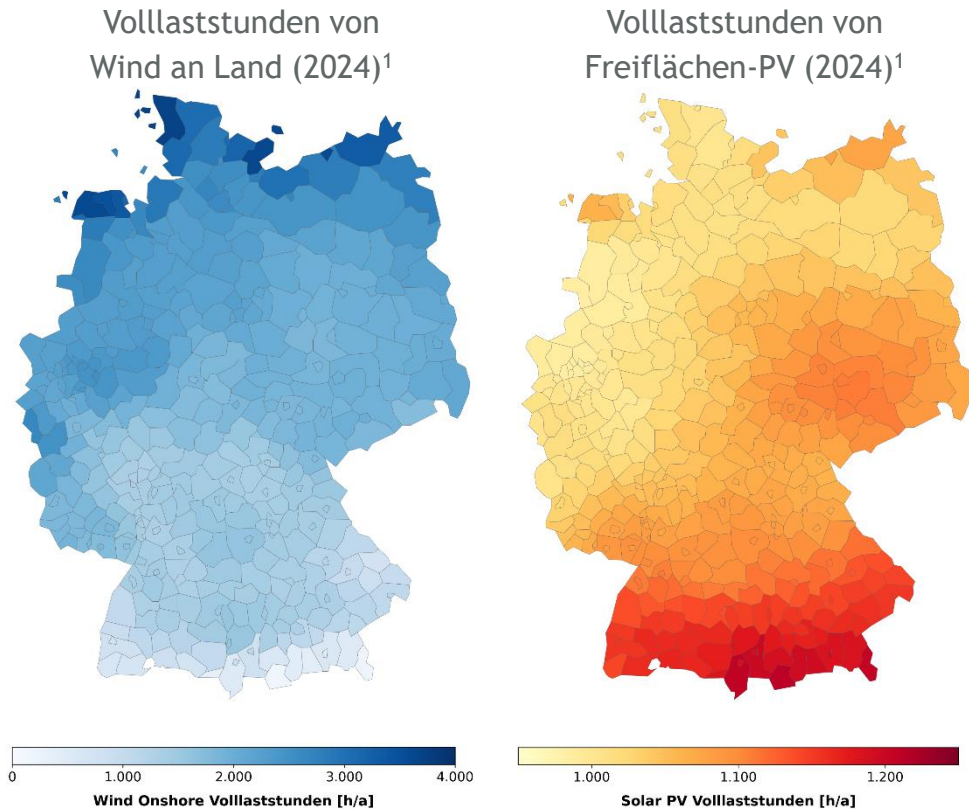
- Es wurde ein homogener BKZ unterstellt, tatsächliche Kosten variieren zwischen und innerhalb von Verteilnetzgebieten.
- Eine zielgenaue Steuerung erfordert möglichst **vollständige Informationen über regionale Netzzustände** – Informationsasymmetrien zwischen Akteuren begrenzen die Präzision des Steuerungsinstruments.
- Da BKZ auf die Netzanschlussleistung erhoben werden, entsteht zusätzlich ein Anreiz zur **Überbauung**². Dies erhöht die Systemeffizienz, könnte die räumliche Lenkungswirkung jedoch abschwächen.
- Ein **hinreichender EEG-Auktionswettbewerb und Kalkulierbarkeit** der BKZ sind wesentliche Prämissen für die Wirksamkeit des Instruments.

1: Vereinfachend sind hiermit Standorte, die ohne weiteren Netzausbau einen signifikanten Anteil der erzeugten Energie auf Grund von Engpässen nicht einspeisen können, gemeint. | 2: Im Hinblick auf die EE-Anlagenleistung im Vergleich zur Netzverknüpfungskapazität.

Unzureichende regionale Steuerungssignale beim EE-Ausbau erhöhen Netzausbau- und Redispatchbedarf.

Es besteht ein Zusammenhang zwischen regionalen EE-Volllaststunden und Redispatch.

Beschreibung

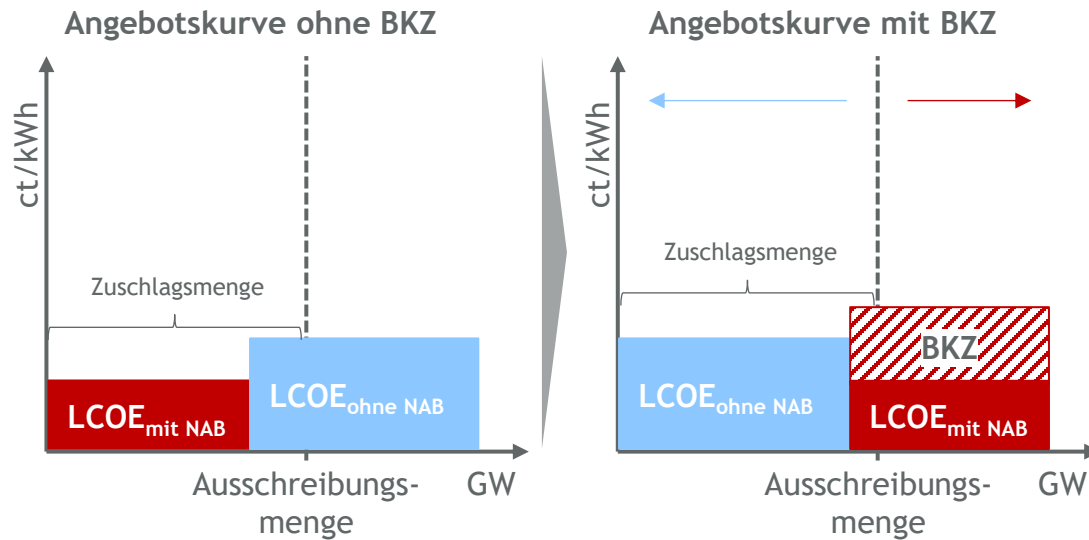


- Der Zubau von Wind an Land konzentriert sich auf Nord- und Ostdeutschland, während Freiflächen-PV vornehmlich in Süddeutschland zugebaut werden³. Dies hängt maßgeblich mit höheren Volllaststunden (VLS) der jeweiligen Technologien in diesen Regionen zusammen.
- Während lastferner Zubau in windstarken Regionen eng mit Redispatch im Übertragungsnetz zusammenhängt, tritt Redispatch im Verteilnetz zunehmend durch PV auf⁴. Die fehlende räumliche Investitionssteuerung von erneuerbaren Energien (EE) erhöht systemische Ineffizienzen insbesondere durch Netzausbau- und Redispatchkosten^{5,6}.
- Es wird vereinfachend unterstellt, dass die LCOE an Standorten mit NAB strukturell geringer als an Standorten ohne NAB sind⁷.

1: ERA5 Wetterdatenschätzung (Copernicus, 2026) basierend auf Lindner et al. (2025) und Brown et al. (2026) | 2: BNetzA (2025a) | 3: BNetzA (2026a) | 4: BNetzA (2025b) | 5: FfE (2026) | 6: EWI & BET (2025) | 7: Hohe Volllaststunden sind nicht automatisch vollumfänglich mit höherem Redispatch verbunden; weitere Einflussfaktoren sind die regionale Verteilung der Nachfrage und die tatsächlich vorhandene Netzinfrastruktur.

Regionale BKZ für Erzeuger gleichen die LCOE von Standorten mit und ohne Netzausbaubedarf an.

BKZ erhöhen LCOE von Standorten mit Netzausbaubedarf



| | |
|---------------------------------|---|
| Standorte ohne Netzausbaubedarf | $LCOE = \frac{\text{Annualisierte jährliche Kosten}}{\text{Jährliche Volllaststunden}}$ |
| Standorte mit Netzausbaubedarf | $LCOE = \frac{\text{Annualisierte jährliche Kosten} + BKZ}{\text{Jährliche Volllaststunden}}$ |

Beschreibung

- Ausgangspunkt des Gutachtens ist die Angebotskurve der EEG-Ausschreibungen in der Projekte nach steigenden LCOE geordnet werden. Annahmegemäß bieten Investoren für Standorte mit NAB (**rote Balken**) aufgrund höheren VLS zu niedrigeren Geboten in den EEG-Ausschreibungen, als für Standorte ohne NAB (**blaue Balken**)¹. Ohne räumliche Steuerung wird der EE-Zubau daher dort im Förderregime bezuschlagt, wo die LCOE am niedrigsten sind - typischerweise ertragsstarke, aber Standorte mit Netzausbaubedarf (siehe linke Abbildung).
- Ein **regional differenzierter BKZ** fließt als kapazitative, über die gesamte Betriebsdauer vollständig kalkulierbare Einmalzahlung als zusätzliche Kosten in die LCOE der Standorte mit Netzausbaubedarf ein. Diese müssen daher **höhere Gebote** einreichen, um ihre Kapitalkosten zu decken.² Wird der BKZ ausreichend hoch gesetzt, dass er die betriebswirtschaftlichen **Vorteile einer höheren Auslastung kompensiert**, internalisieren die Anlagen ihre Netzdienlichkeit, sodass Standorte ohne Netzausbaubedarf (**blaue Balken**) eher bezuschlagt werden (siehe rechte Abbildung).

1: In Fördermodellen mit zweiseitigen CfDs entsprechen die Gebote den LCOE bei perfektem Wettbewerb. | 2: Alternativ ließe sich dieselbe Wirkung auch über ein ertragsseitiges Iso-Rendite-Modell darstellen.

In der Analyse werden Effekte von BKZ auf eine LCOE-basierte Angebotskurve für jeweils fünf Standorte untersucht.

Untersuchung der Steuerungseffekte

- Für Wind an Land und Freiflächen-PV werden fünf unterschiedliche Standorte variierend in den zugrundeliegenden VLS verglichen, wobei **Standort A die höchsten** und **Standort E die niedrigsten VLS** aufweist.
- Für die Standorte werden jeweils die LCOE als Quotient aus annualisierten Kosten und VLS berechnet und zu einer Angebotskurve geordnet. **Anlagenkonfiguration und Kostenparameter** werden zwischen den Standorten vereinfachend **konstant angenommen**. Eine **vollständige Parametrisierung** ist dem **Anhang** entnehmbar.
- Im zweiten Schritt wird ein **BKZ von 100 €/kW¹** auf die Investitionskosten der jeweils vier bzw. drei auslastungsstärksten Standorte hinzugerechnet. Basierend auf den neuen LCOE werden **Effekte auf die Angebotskurve untersucht**.

Unterstellte Standorte für Freiflächen-PV

- Die Auslastungen der Standorte A bis E entsprechen den 10-, 30-, 50-, 70- und 90 %-Quantilen der VLS über alle deutschen Landkreise (NUTS3) im Jahr 2024 und bilden die räumliche Standortgüte verschiedener Standorte ab^{2,3}.

Volllaststunden von Freiflächen-PV

| Standort | VLS |
|----------|-----------|
| A | 1.152 h/a |
| B | 1.093 h/a |
| C | 1.066 h/a |
| D | 1.030 h/a |
| E | 1.002 h/a |

Unterstellte Standorte für Wind an Land

- Die Auslastungen der Standorte A bis E bilden unterschiedliche standortübliche Gütefaktoren innerhalb verschiedener Bundesländer ab⁴. Das Referenzertragsmodell (REM) wird über einen standortabhängigen Korrekturfaktor der VLS nachfolgend berücksichtigt.

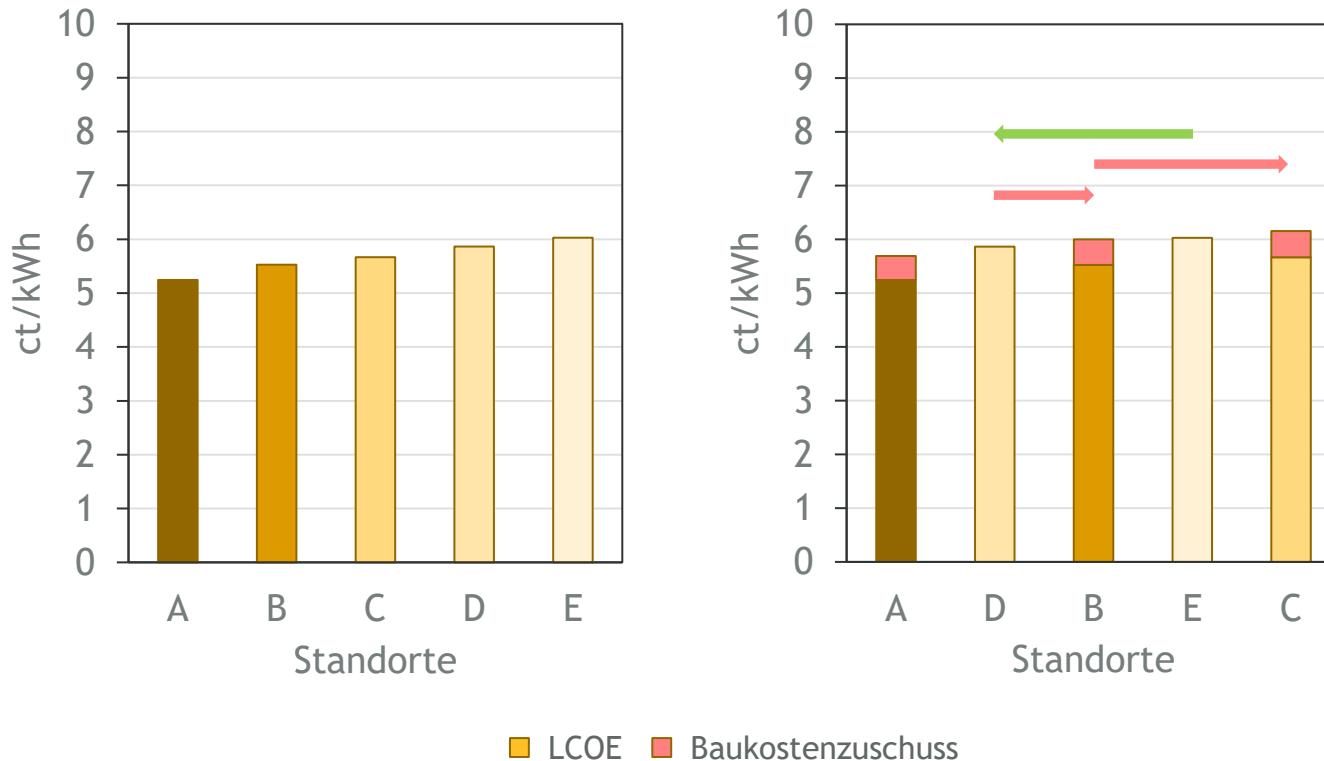
Volllaststunden von Wind an Land

| Standort | Gütefaktor | VLS |
|----------|------------|-----------|
| A | 100 % | 3.455 h/a |
| B | 90 % | 3.110 h/a |
| C | 80 % | 2.764 h/a |
| D | 70 % | 2.419 h/a |
| E | 60 % | 2.073 h/a |

1: Hierbei handelt es sich um einen illustrativen Ankerwert, welcher sich an den aktuellen Höhen von Verbraucher-BKZ im Übertragungsnetz orientiert. | 2: Schätzung anhand von ERA5 Wetterdaten (Copernicus, [2026](#)) basierend auf Lindner et al. ([2025](#)) und Brown et al. ([2026](#)). | 3: Hierbei wird ein Überbauungsfaktor der *Anlagenleistung* im Vergleich zur *Netzverknüpfungskapazität* von 1,3 unterstellt. | 4: FA Wind und Solar ([2025](#))

Aufgrund einer flachen Angebotskurve für Freiflächen-PV können Baukostenzuschüsse starke regionale Anreize setzen.

Vereinfachte Angebotskurve für Freiflächen-PV¹



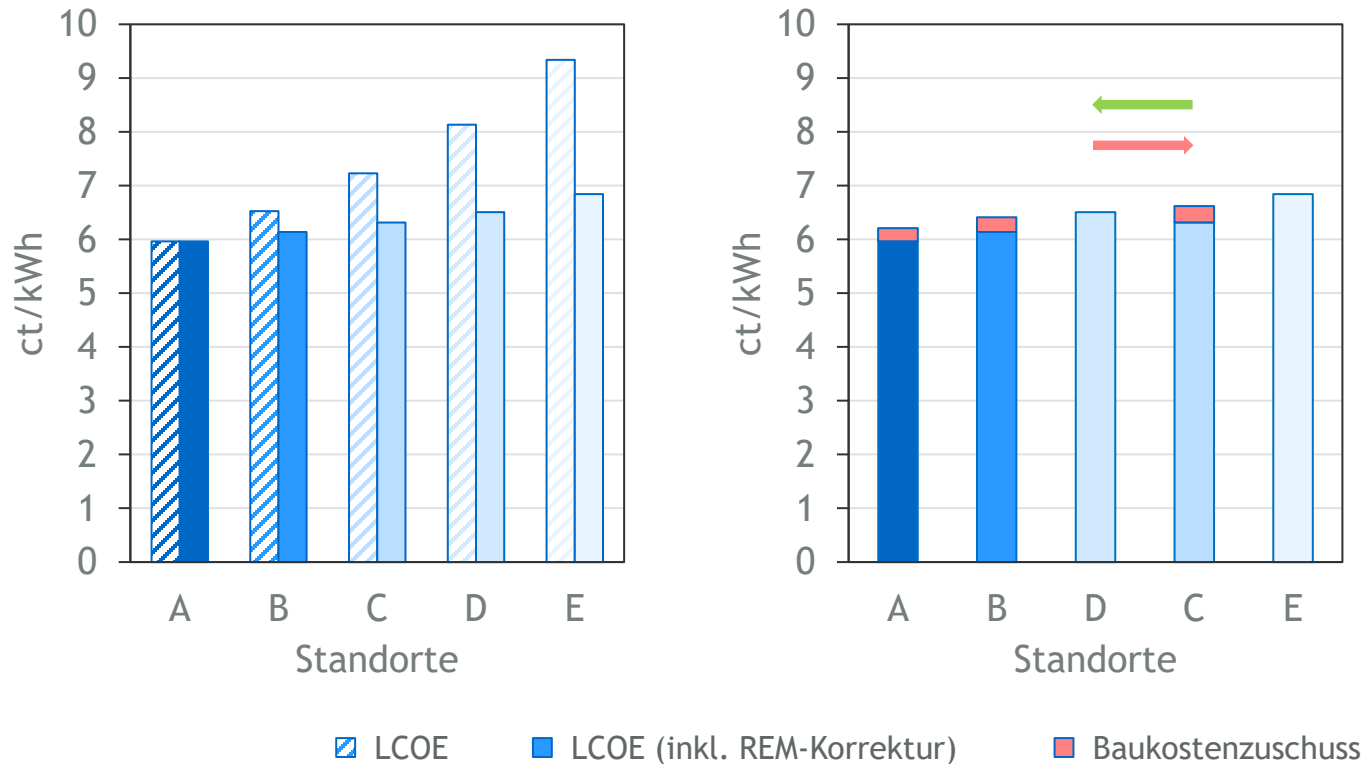
Beschreibung

- Freiflächen-PV weist deutschlandweit eine geringere Variation in den VLS auf, die eine flache Angebotskurve mit sich bringt.
- Folglich entfaltet der angenommene BKZ (100 €/kW) eine Lenkungswirkung in der Angebotsfunktion. Deutlich wird das in der Abbildung durch den Tausch der Positionen der Standorte B, C, D & E in der Angebotsfunktion. Der BKZ macht rund 8 % der LCOE aus.
- Somit könnte der BKZ beeinflussen, ob Einzelgebote im Zuschlagsvolumen berücksichtigt bleiben oder herausfallen.
- Auch ein BKZ in geringerer Höhe könnte bereits zu einer räumlichen Steuerungswirkung führen. Der hier unterstellte BKZ erhöht die Investitionskosten um ca. 11 %.

1: Niedrigere Gebotswerte - wie in aktuellen Ausschreibungsergebnissen im Jahr 2026 beobachtet - würden den zur Steuerung notwendigen BKZ reduzieren (BNetzA, [2026b](#)).

Das Referenzertragsmodell verstärkt die Lenkungswirkung von Baukostenzuschüssen.

Vereinfachte Angebotskurve für Wind an Land¹ (inkl. Referenzertragsmodell)



Beschreibung

- Wind an Land weist deutschlandweit aufgrund des REM geringe Unterschiede in den (REM-korrigierten) LCOE auf.
- Basierend auf § 36h EEG orientiert sich die Förderung von subventionierten Windkraftanlagen an der Standortgüte. Dieses Referenzertragsmodell lenkt Investitionen bereits teilweise in Standorte ohne Netzausbaubedarf, indem es über angepasste Fördersätze die LCOE-Differenzen aufgrund unterschiedlicher Anlagenauslastungen weitestgehend kompensiert². Hierdurch reduzieren sich die zur Investitionssteuerung benötigten regionalen BKZ deutlich.
- Die Abbildung visualisiert, dass der angenommene BKZ (100 €/kW) die Reihenfolge der Angebotsfunktion beeinflussen kann. Der BKZ erhöht die Investitionskosten in der angenommenen Konfiguration dabei um ca. 6 % und macht, je nach Standort, rund 3,6 % - 5 % der REM-korrigierten LCOE aus.

1: Die schematische Angebotskurve zeigt eine Auswahl an Standortgütern des Referenzertragsmodells (100 % = Referenzanlage) | 2: Das REM wirkt durch einen Korrekturfaktor als Auf- oder Abschlag auf die EEG-Vergütung und somit lediglich auf die Erlöseseite. Da sich dieses Gutachten auf Gestehungskosten fokussiert wird dieser Mechanismus durch eine Korrektur der LCOE nach oben dargestellt.

Durch regionale BKZ können EE-Investitionen räumlich gesteuert werden.



Zusammenfassung der Ergebnisse des Gutachtens

- **Regional differenzierte Baukostenzuschüsse für Erzeuger internalisieren Mehrkosten im Netzausbau** durch einmalige Vorabzahlungen. Hierdurch **steigen die Stromgestehungskosten** und der Gebotswert in den EEG-Ausschreibungen, sodass bei identischen Investitions- und Betriebskosten unter wettbewerblichen Bedingungen **weniger Anlagen an Standorten mit Netzausbaubedarf gefördert** werden.
- Das Gutachten untersucht die **Wirkung von BKZ auf die potenzielle Gebotshöhe** in EEG-Ausschreibungen für Wind an Land und Freiflächen-PV. Für das künftige zweiseitige Fördermodell wird perfekter Wettbewerb sowie die vollständige Kalkulierbarkeit des BKZ über die gesamte Betriebsdauer unterstellt.
- Bei Freiflächen-PV¹ könnte ein beispielhafter Baukostenzuschuss von 100 €/kW die Vorteile einer **höheren Anlagenauslastung kompensieren**. Dies liegt insbesondere an der **geringen Variation der VLS zwischen Standorten**.
- Die VLS variieren bei Wind an Land stärker als bei Freiflächen-PV. Allerdings berücksichtigt das **Referenzertragsmodell unterschiedliche Standortgüten** bereits bei der Berechnung der EEG-Förderung. Dies verstärkt die steuernde Wirkung des Baukostenzuschusses, welche sich für den beispielhaften BKZ von 100 €/kW entfaltet.

1: Analog weitere EE außerhalb des Referenzertragsmodells wie z.B. ungeförderete Windprojekte.

Das Gutachten zeigt mittels vereinfachter Zusammenhänge die Lenkungswirkung von BKZ.

Berechnung

Dieses Gutachten unterstellt eine homogene Höhe des BKZ an allen Standorten mit zusätzlichem Netzausbaubedarf. Die mit dem Anschluss einer EE-Anlage verbundene **Netzauswirkung** kann sich **allerdings zwischen und innerhalb von Verteilnetzgebieten unterscheiden**. Für eine effektive Wirkung eines BKZ für Erzeuger sollten diese **unterschiedlichen Voraussetzungen und ihre Dynamik** im Zeitverlauf über die Höhe des BKZ **berücksichtigt werden**¹. Eine sachgerechte und für den Investor berechenbare Bestimmung hat hierbei eine zentrale Rolle.

Informationsasymmetrie

Für eine möglichst **zielgenaue Steuerungswirkung** sind **vollständige Informationen** über die Wirkung von EE-Technologien auf regionale Netzengpässe und die Kosten einzelner EE-Projekte **notwendig**. Diese Informationen liegen bei unterschiedlichen Akteuren vor. Die **Festlegung regulatorischer Rahmenbedingungen** für die Festsetzung eines BKZ für Erzeuger durch die Netzbetreiber **erfolgt durch die Bundesnetzagentur**.

Überbauung

BKZ für Erzeuger würden auf die Netzanschlussleistung erhoben. Hierdurch entsteht der **erwünschte Anreiz**, die Netzanschlussleistung im Verhältnis zur Anlagenleistung zu verringern (**Überbauung**), um günstiger in den EEG-Ausschreibungen bieten zu können. Diese gewollte Lenkungswirkung **erhöht die Effizienz der Stromnetzbewirtschaftung**, auch in bereits engpassbelasteten Gebieten^{1,2}. Die damit verbundene Veränderung der Angebotsreihung in den EEG-Auktionen bildet das Gutachten allerdings nur in stark vereinfachter Form ab.

Wettbewerb & Interaktion

BKZ für Erzeuger **erhöhen die Kosten des EE-Ausbaus** durch die Internalisierung externer Kosten. **Gleichzeitig sinken** hierdurch die **Netzausbau- und Redispatchkosten**, sodass die Gesamtsystemkosten geringer ausfallen könnten. Eine wesentliche Voraussetzung für die Steuerungswirkung ist die Wettbewerbsintensität in den EEG-Auktionen. Zudem könnten BKZ wirksamer sein, wenn ihre **Höhe so kalkulierbar** ist, dass sie in den EEG-Ausschreibungen jeweils berücksichtigt werden kann.

1: Basierend auf EWI & BET (2025) sind ebenfalls Boni bzw. negative BKZ-Höhen denkbar, wenn Anlagen zum Abbau von Netzengpässen beitragen. | 2: EWI (2025)



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

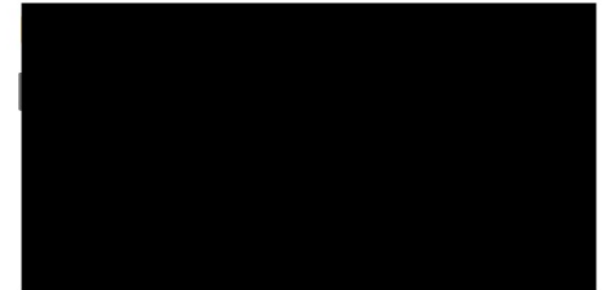
Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten - praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.

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.



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

 @ewi_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Datenanhang der dem Gutachten zugrunde liegenden Berechnung

| Parameter | Wind an Land | Quelle | Freiflächen-PV | Quelle | Einheit | Hinweis |
|---|--|---------------------------|----------------|-----------------------|---------|--|
| ALLGEMEIN | | | | | | |
| WACC | 5,6 % | Deutsche WindGuard (2023) | 5,3 % | Fraunhofer ISE (2024) | % | <i>Weighted Average Cost of Capital</i> |
| Projektlaufzeit | 20 | Deutsche WindGuard (2025) | 30 | Fraunhofer ISE (2024) | Jahre | |
| CAPEX | | | | | | |
| CAPEX (spez., inkl. Montage & Planung) | 1.744 | Deutsche WindGuard (2025) | 700 | Fraunhofer ISE (2024) | €/kW | <i>All-in CAPEX inkl. Netzanschluss (ohne BKZ)</i> |
| NETZANSCHLUSS / BKZ | | | | | | |
| Baukostenzuschuss (BKZ) - Basiswert | 100 | Eigene Annahme | 100 | Eigene Annahme | €/kW | <i>Pro Einheit Netzverknüpfungskapazität</i> |
| Überbauungsfaktor | 1 | Eigene Annahme | 1,3 | Eigene Annahme | | <i>Anlagenleistung / Netzverknüpfungskapazität</i> |
| FOM - FIXE BETRIEBSKOSTEN | | | | | | |
| FOM (Wartung, Pacht, Verwaltung, Rückbau) | 28 | Deutsche WindGuard (2025) | 13 | Fraunhofer ISE (2024) | €/kW/a | <i>Pauschale Fixkosten p.a.</i> |
| OPEX - VARIABLE BETRIEBSKOSTEN | | | | | | |
| OPEX (variabel) | 9 | Deutsche WindGuard (2025) | 0 | Fraunhofer ISE (2024) | €/MWh | <i>Ungeplante Reparaturen, Verbrauchsmaterial</i> |
| Quellen | | | | | | |
| Deutsche WindGuard (2024) | Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2023 | | | | | |
| Deutsche WindGuard (2025) | Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2025 | | | | | |
| Fraunhofer ISE (2024) | Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien | | | | | |

- BNetzA (2025a) Bundesnetzagentur (2025a): Netzengpassmanagement 2024: Volumen und Kosten gesunken. URL: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/216636/volumen-und-kosten-gesunken>
- BNetzA (2025b) Bundesnetzagentur (2025b): Redispatch mit EE-Anlagen: Anstieg der Verursachung im Verteilernetz. URL: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218702/anstieg-der-verursachung-im-verteilernetz>
- BNetzA (2026a) Bundesnetzagentur (2026a): Statistik zur Stromerzeugungsleistung ausgewählter erneuerbarer Energieträger - April 2026. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publicationFile&v=51
- BNetzA (2026b) Bundesnetzagentur (2026b): Statistiken: Solaranlagen Freifläche - Ausschreibungen. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>
- Brown et al. (2026) Brown, T.; Hörsch, J. & Schlachtberger, D. (2018): PyPSA: Python for Power System Analysis, *Journal of Open Research Software*, 6(1), URL: <https://pypsa.org>
- Copernicus (2025) Copernicus (2025): ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. URL: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels>
- Deutsche WindGuard (2024) Deutsche WindGuard (2024): Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2023. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-eb-wal-kostensituation-20231123.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- Deutsche WindGuard (2025) Deutsche WindGuard (2025): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Stand 2025. URL: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2025/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20E2%80%93%20Stand%202025.pdf

- EWI (2025) EWI (2025): Optimierte Netzanschlüsse von Wind und PV. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/06/EWI_Optimierte-Netzanschluesse-von-Wind-und-PV.pdf
- EWI & BET (2025) EWI (2025): Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2025/09/EWI_BET_EnergiewendeEffizientMachen.pdf
- FA Wind und Solar (2025) Fachagentur Wind und Solar (2025): Gütefaktoren von Windenergieanlagen an Land. URL: https://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Analysen/FA_Wind_Solar_Guetefaktoren_WEA_mit_Ausschreibungszuschlag.pdf
- FfE (2026) FfE (2026): Potenzial zur Einsparung von Redispatch durch Windenergie in Süddeutschland. URL: <https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2026/03/Kurzstudie-Potenzial-zur-Einsparung-von-Redispatch-durch-Windenergie-in-Sueddeutschland.pdf>
- Fraunhofer ISE (2024) Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (Juli 2024). URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- Lindner et al. (2025) Lindner, M.; Geis, J.; Seibold, T.; & Brown, T. (2025): PyPSA-DE: Open-source German energy system model reveals savings from integrated planning. In 2025 21st International Conference on the European Energy Market (EEM) (pp. 1-6). IEEE. URL: <https://github.com/PyPSA/pypsa-de>