

Analyse der langfristigen Maßnahmenwirkung der anteiligen Werteverbrauchskompensation vor dem Hintergrund eines »Südbonus für Kraftwerke«

Impressum

Analyse der langfristigen Maßnahmenwirkung der anteiligen Werteverbrauchskompensation vor dem Hintergrund eines »Südbonus für Kraftwerke«

Projektleitung

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG

Gulbener Straße 23, D-03046 Cottbus
Thorsten Spillmann, thorsten.spillmann@ieg.fraunhofer.de

Verantwortlich für den Inhalt des Textes

Thorsten Spillmann, thorsten.spillmann@ieg.fraunhofer.de; Gloria Maria Colmenares Montero, gloria.colmenares@ieg.fraunhofer.de; Karsten Lüdorf, luedorf@consentec.de; Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Beteiligte Institute

Consentec GmbH

Grüner Weg 1, D-52070 Aachen
Christoph Maurer, maurer@consentec.de

Verfasst im Auftrag von

LEAG Clean Power GmbH

Leagplatz 1, D-03050 Cottbus

Bildnachweis

Deckblatt: iStock.com/kflGALORE

Zitierempfehlung

Spillmann, T.; Colmares Montero G; Lüdorf, K.; Maurer, C. (2025): Kurzstudie zu dem Südbonus für Kraftwerke. Orte: Cottbus, Berlin: Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geotechnologien IEG, Consentec GmbH

Veröffentlicht

Dezember 2025

Hinweise

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.

Ort: Cottbus

Status: Endversion

Datum: 08.12.2025

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Energiesystemische Einordnung der Redispatch-Problematik	5
2.1	Kurz- bis mittelfristige Entwicklung der Redispatchmengen	5
2.2	Langfristige Entwicklung der wesentlichen Einflussfaktoren	6
3	Indikative Berechnung zur kumulativen Maßnahmenwirkung	10
3.1	Berechnungsmethodik.....	10
3.2	Diskussion der Ergebnisse.....	11
4	Zusammenfassung.....	14
5	Abbildungsverzeichnis.....	15
6	Tabellenverzeichnis.....	15
7	Literaturverzeichnis.....	16

1 Einleitung

Die Bundesregierung plant, bis zum Jahr 2030 den Bau von bis zu 20 GW Gaskraftwerkskapazitäten anzureizen. Um dabei die Netzsicherheit und -stabilität sicherzustellen, soll in einem zeitnah erwarteten Gesetzgebungsvorschlag mit dem sogenannten „Südbonus“ eine Komponente zur regionalen Steuerung in den Ausschreibungsprozess neuer Kraftwerkskapazitäten eingebracht werden. Zielsetzung ist es, zwei Drittel der insgesamt ausgeschriebenen Kapazität im „netztechnischen Süden“ zu installieren, um auf diese Weise Netzengpässe und damit einhergehende Redispatch-Mengen zu reduzieren und die mit Transportengpässen im Stromnetz verbundenen Systemkosten zu reduzieren.

Nach einem von der Vorgängerregierung veröffentlichten Dokument im Rahmen des dafür angesetzten Konsultationsprozesses (BMWK 2024b) ist der netztechnische Süden als eine die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und das Saarland umfassende Zone definiert. Das Gebiet umfasst damit im Wesentlichen die Bundesländer, die aktuell einen positiven Redispatch-Saldo aufweisen. Der Südbonus soll als fixer Reduktionswert ausgestaltet werden, der sich mindernd auf die bei der Gebotsreihung ausschlaggebende Zuschlagskennziffer auswirkt. Diese ergibt sich aus dem Gebotswert auf eine spezifische Investitionskostenförderung je installierter Kraftwerksleistung. Die Höhe des Reduktionswertes soll sich an den systemischen Kosteneinsparungen einer regionalen Steuerung orientieren und hat eine Größenordnung von 200-300 Euro/kW installierter Leistung des Angebotes. Um eine zeitnahe Umsetzung sicherzustellen, ist eine Realisierungsfrist für die kommerzielle Inbetriebnahme von 6 Jahren nach Zuschlagserteilung vorgesehen.

Allerdings existieren neben dem Südbonus weitere Maßnahmen, die die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks abhängig vom Standort unterschiedlich beeinflussen können. Insbesondere ist hier die gesetzliche Redispatch-Vergütung zu nennen, die neben der Vergütung der operativen Kosten auch eine Kompensation des anteiligen Werteverbrauchs als jährliche Fixkostenerstattung vorsieht. Aktuell kommt dies vor allem Kraftwerksstandorten im netztechnischen Süden zugute. Insofern ist eine Betrachtung der potenziell kumulativen Wirkung von Südbonus und Redispatchvergütung insbesondere mit Blick auf den anteiligen Werteverbrauch und mögliche Folgen für Förderkosten und Kapazitätsallokation notwendig.

Um diesen Umstand genauer zu betrachten, wird in dieser Studie ein Vergleich der Maßnahmenwirkung von Südbonus und anteiligem Werteverbrauch im Rahmen der Redispatchvergütung angestellt: Auf Basis der langfristigen Systemstudien wird die wirtschaftliche Auswirkung der anteiligen Werteverbrauchsvergütung für Südstandorte über die anzusetzende Anlagenlebensdauer quantifiziert und mit dem Südbonus verglichen.

2 Energiesystemische Einordnung der Redispatch-Problematik

Aus systemischer Sicht ist die Entwicklung der Netzengpässe und damit einhergehend der Redispatchmengen ein Ergebnis verschiedener Einflussfaktoren. Diese umfassen neben der regionale Verortung flexibler Stromerzeugungskapazitäten und dem Netzausbau auch die Entwicklung und regionale Verteilung von Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeichern und die Flexibilisierung der regionalen Stromnachfrage. Da diese Einflussfaktoren in Wechselwirkung miteinander stehen, ist eine Aussage über die Entwicklung der Netzengpasssituation nicht trivial und bedarf gesamtsystemischer Analysen.

Systemische Analysen zur Redispatchentwicklung werden mit unterschiedlichen zeitlichen Horizonten durchgeführt und können grob in Studien mit Fokus auf die kurze bis mittlere Frist und Studien mit Fokus auf die lange Frist kategorisiert werden. Eine Übersicht einschlägiger Studien ist in Tabelle 1 gegeben, die sich hinsichtlich des zugrunde liegenden Modellansatzes und Detaillierungsgrades unterscheiden.

Tabelle 1: Gegenüberstellende Darstellung der für die Analyse herangezogenen Studien

Studie	Horizont	Strom- erzeugung	Redispatch	Modell	Wetterjahr
Kurze bis mittlere Frist					
Systemanalysen 2023-2025 (ÜNB 2023b, 2024a, 2025)	2025–2028	RE	RE	M,N	2012
Versorgungssicherheit Strom (BNetzA 2025b)	2030–2035	RE	RE	M,N	2020
Lange Frist					
Szenarioentwurf NEP 2037/2045 (ÜNB 2024b)	2037, 2045	RE	DE	M,N	
Ariadne Szenarien zur Klimaneutralität 2045 (Luderer et al. 2025)	2025–2045	RE	—	G	2019
Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (Fh ISI et al. 2024)	2025–2045	(RE)	—	G	2010

RE: Regional analysiert und aufgeschlüsselt, (RE): Regional analysiert aber nicht ausgewiesen, DE: Analyse auf nationaler Ebene, M: Marktmodell, N: Netzmodell, G: Gesamtsystemmodell

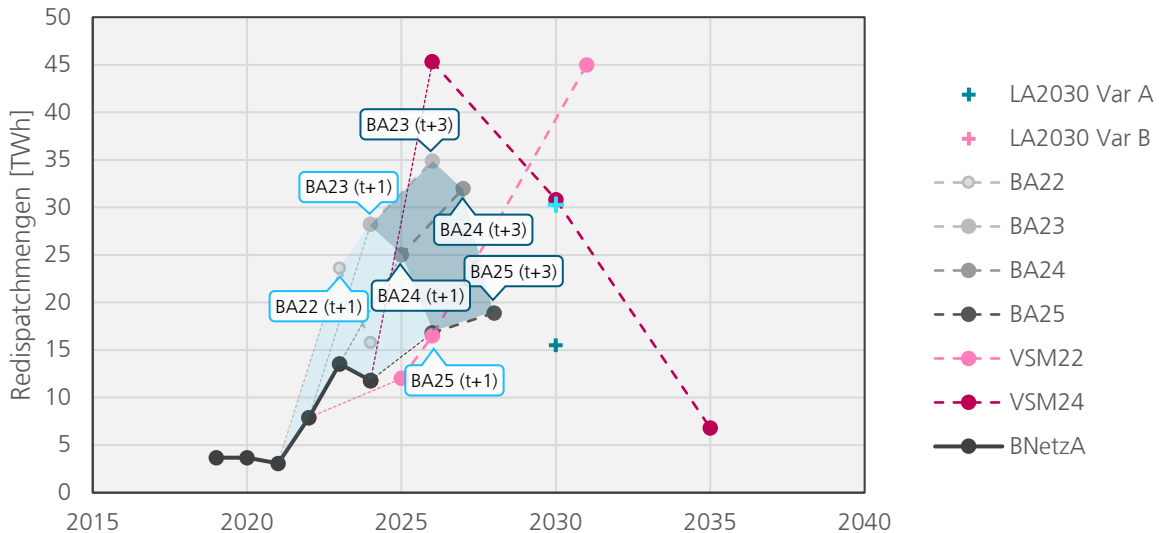
2.1 Kurz- bis mittelfristige Entwicklung der Redispatchmengen

Die historische Entwicklung der aus dem Netzengpassmanagement der Netzbetreiber resultierenden Redispatchmengen wird kontinuierlich von der Bundesnetzagentur gemonitort und berichtet. In den Jahren 2019 bis 2023 haben die Redispatch-Bedarfe bedeutsam zugenommen und befanden sich im Jahr 2023 auf einem 2,5 bis 3 mal höheren Niveau als 2020 (vgl. Abbildung 1). Dabei stellen die im Betrachtungszeitraum dominierenden Netzengpässe in Nord-Süd-Transportrichtung einen wesentlichen Einflussfaktor auf Ausmaß und regionale Verteilung der Redispatchmaßnahmen dar.

Die Studien mit einem Fokus auf die kurze bis mittlere Frist zielen darauf ab, absehbare Entwicklungen des Energiesystems in den kommenden drei bis zehn Jahren zugrunde zu legen und die Auswirkungen auf das Stromsystem in Form von Markt- und Netzsimulationen zu untersuchen. Die Analysen unterscheiden sich teilweise im Untersuchungsansatz, in den betrachteten Zeithorizonten und in vielen Ergebnisdetails. Dennoch ergibt sich zumindest in der kurzen Frist ein vergleichsweise konsistentes Gesamtbild, bei dem in signifikantem Maße Gaskraftwerkskapazitäten zugebaut werden. In Abbildung 1 sind die Ergebnisse der verschiedenen Studien in Bezug auf die erwartete Entwicklung der Redispatchmengen gegenübergestellt. Während die Ergebnisse eine gewissen Spannweite aufweisen, lässt sich

festhalten, dass alle Studien von einem vorübergehenden Anstieg des Redispatchbedarfs ausgehen. Diesem wirkt der voranschreitende Netzausbau und Zuwachs an steuerbaren Kapazitäten¹ entgegen, sodass im Zeitraum bis 2035 ein Trendwechsel erwartet wird und die Redispatchmengen langfristig zurückgehen.

Abbildung 1: Kurz- bis mittelfristige Entwicklung der Redispatchmengen



Quellen: eigene Darstellung auf Basis UNB (2023a, 2023b, 2025) und BNetzA (2023, 2025a)

2.2 Langfristige Entwicklung der wesentlichen Einflussfaktoren

Die Studien mit einem Fokus auf die lange Frist zielen hingegen darauf ab, in Form von Szenarien kostenoptimale Entwicklungspfade zur angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2045 aufzuzeigen, wobei die Entwicklungen von Energienachfrage und -angebot in Wechselwirkung miteinander untersucht werden. Die Ergebnisse der Gesamtsystemstudien umfassen die Entwicklung der Stromerzeugungs- und -transportkapazitäten und -mengen im Zeitverlauf, inklusive der Stromdispatchmengen in stündlicher bis mehrstündlicher Auflösung. Die Ariadne-Studie stellt dabei insofern eine Besonderheit dar, als dass die Modellergebnisse in voller Detailtiefe einsehbar und somit für weitergehende Analysen nutzbar sind (Lindner et al. 2025). Dadurch ist es möglich, für die im Rahmen dieser Kurzstudie angestrebte Analyse auf regionalisierte Modellergebnisse aufzusetzen, die einen in sich kohärenten Entwicklungspfad hin zu einem klimaneutralen Energiesystem bis 2045 wiedergeben.

Da der Strommarkt in den langfristig ausgelegten Analysen nicht explizit modelliert wird, lassen sich Redispatch-Mengen nicht unmittelbar aus den Modellergebnissen herausziehen, sondern müssen auf Basis der zugrundeliegenden Einflussfaktoren approximiert werden. Die folgenden Darstellungen basieren auf dem *Technologie-Mix*-Szenario aus der Ariadne-Studie. *Technologiemix*: Dieses Szenario beschreibt einen Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität mit einem weitgehend an Kosteneffizienz orientierten Mix an Technologien und Energieträgern. Das Szenario stellt somit einen Mittelweg zwischen den Technologie-Fokus-Szenarien *Fokus Elektrifizierung* und *Fokus Wasserstoff* der Studie dar mit einer weniger stark ausgeprägten Schwerpunktsetzung auf direkte und indirekten Elektrifizierungsoptionen in der Endenergienachfrage.

¹ Diese umfassen neben Batteriespeichern Flexibilität auf der Nachfrageseite, wie systemdienlich eingesetzte Elektrolyseure, Wärmepumpen und systemdienliches Laden von Elektrofahrzeugen, und der Angebotsseite, insb. in Form von Spitzenlastkraftwerken.

Gaskraftwerkskapazitäten und -erzeugungsmengen

Der Nettozubau von Kraftwerkskapazitäten ist in Abbildung 3 für die 30 Modellregionen der Szenarioanalyse zusammen mit der damit einhergehenden Entwicklung der Stromerzeugungsmengen aus Erdgas und Wasserstoff dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sich der Großteil des Nettozubaus an Gaskraftwerkskapazitäten bis 2045 auf sechs Modellregionen konzentriert, die sich auf ein Bundesland in der Südzone und vier Bundesländer in der Nordzone verteilen. Langfristig findet der mit Abstand größte Kapazitätszubau in Niedersachsen statt, gefolgt von Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Brandenburg. Der Kapazitätsaufbau erfolgt im Wesentlichen in Form von neugebauten Wasserstoffkraftwerken, aber teilweise auch durch umgerüstete Erdgaskraftwerke.

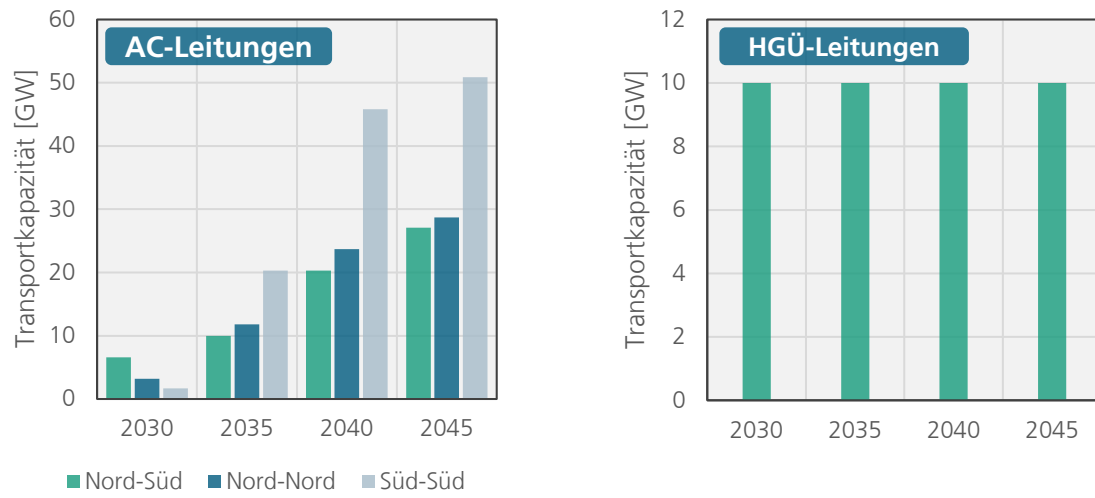
Die regionale Verteilung ist bedingt durch unterschiedliche Standortfaktoren. Auf die nördlichen Bundesländer konzentriert sich ein Großteil der elektrolytischen Wasserstoffherzeugung aufgrund von vorteilhaften Potenzialen für Erneuerbaren Energien. Damit geht eine ausgeprägte Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur wie dem Wasserstofftransportnetz, aber auch Großspeichern einher. Eine Verortung von Wasserstoffrückverstromungskapazitäten in die Nähe von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten reduziert dabei die Kosten des Wasserstoffsystems. Diese grundsätzliche Tendenz findet sich auch in den Langfristszenarien (Fh ISI et al. 2024). In der Systementwicklungsstrategie wird diesem Befund ebenfalls Rechnung getragen, die die Verortung von Kraftwerken in der Nähe von Wasserstoffspeichern als einen Ankerpunkt für das zukünftige Energieangebot ausweist, sofern ausreichende Kapazitäten zur Behebung von Engpässen im Süden zur Verfügung stehen (BMWK 2024a). Nordrhein-Westfalen weist eine hohe Dichte an Wasserstoffgroßverbrauchern (insbesondere Chemie, Stahl, Raffinerien) auf, die sowohl auf Wasserstoff als Rohstoff angewiesen sind, als auch große Wärme- und Strombedarfe aufweisen. Auch hier birgt die Verortung von Wasserstoffrückverstromungskapazitäten Synergiepotenziale, die dazu beitragen können, die gesamtsystemischen Kosten zu reduzieren.

Die unterschiedlichen Standortfaktoren spiegeln sich auch in den regionalen Stromerzeugungsmengen wider, die auf der rechten Seite in Abbildung 3 aggregiert auf Bundeslandebene dargestellt sind. So bleiben die Stromerzeugungsmengen aus Gaskraftwerken in den nördlichen Bundesländern trotz des hohen Zuwachses an Kapazität im Zeitverlauf gering, werden also nahezu ausschließlich als Backupkapazitäten eingesetzt, während die Kraftwerke in den anderen Regionen höhere Vollaststunden aufweisen, insbesondere im Fall von KWK-Anlagen in Ballungszentren. Die Stromerzeugung bleibt im Zeitraum 2035–2045 nach einem anfänglichen Rückgang ggü. 2030 in den meisten Regionen auf einem gleichbleibenden Niveau.

Stromtransportkapazitäten und -mengen

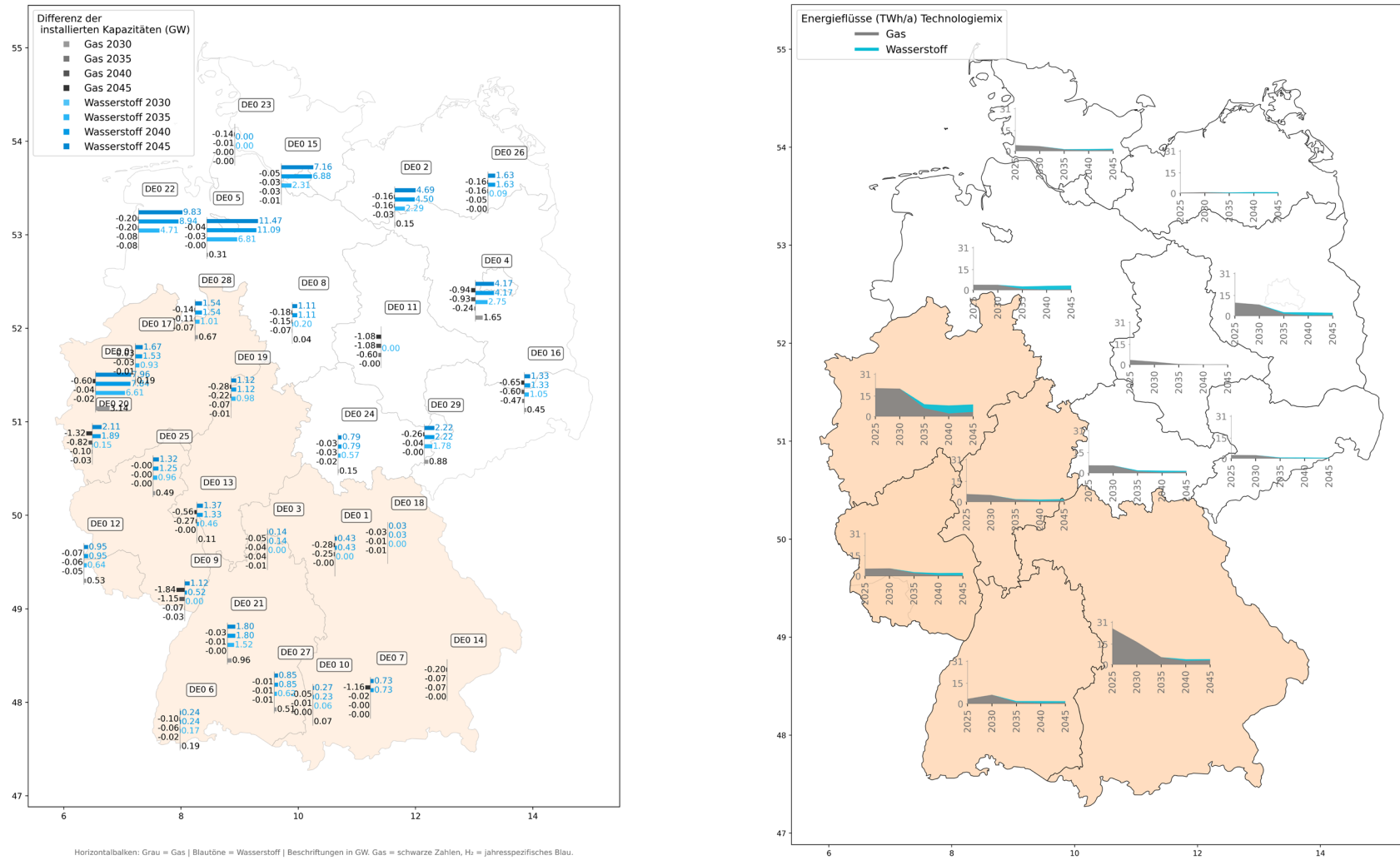
Der zukünftige Bedarf an Redispatch ist in hohem Maße abhängig von der Entwicklung der Stromtransportkapazitäten aus Regionen mit hohem Stromerzeugungspotenzial in die Gebiete mit hohem Strombedarf. Der Aufbau von Übertragungskapazitäten innerhalb und zwischen den Netzregionen Nord und Süd ist in Abbildung 2 jeweils für die AC- und HGÜ-Leitungen dargestellt. Die Süd-Süd-Verbindungen zeigen mit rund 50 GW den stärksten Zuwachs bis 2045, was auf insbesondere auf den Ausbau des oben beschriebenen zweiten Korridors zur besseren Erschließung der Südregion für Energieimporte aus dem Norden zurückzuführen ist. Innerhalb der Region Nord ist der Ausbaubedarf mit rund 30 GW weniger stark ausgeprägt, ebenso wie die eigentlichen Austauschkapazitäten zwischen den Regionen. Der Ausbau der HGÜ-Leitungen fällt mit 10 GW langfristig eher moderat aus.

Abbildung 2: Zubau Stromtransportkapazitäten ggü. 2025 im Szenario Technologie-Mix



Quellen: eigene Darstellung auf Basis von Lindner et al. (2025)

Abbildung 3: Regionaler Nettozubau ggü. 2025 und Stromerzeugungsmengen aus Gaskraftwerken im Szenario *Technologie-Mix*



Quellen: eigene Darstellung auf Basis von Lindner et al. (2025)

3 Indikative Berechnung zur kumulativen Maßnahmenwirkung

Die vorangegangene Analyse zeigt auf, dass die Redispatchmengen langfristig als Ergebnis eines systemdienlichen Kraftwerkskapazitätzubaues und einer stringenten Netzentwicklung zurückgehen werden. Auf die kurze bis mittlere Frist sind jedoch noch mit signifikanten Redispatchmengen zu rechnen.

Der Südbonus zielt darauf ab, zwei Drittel der geplanten 20 GW Kraftwerksausschreibungen in netztechnischen Süden zu verorten. Dafür wird die aus dem Gebotswert ermittelte Zuschlagskennziffer eines Kraftwerksprojekts im netztechnischen Süden um einen fixen Betrag reduziert, um dessen Position in der Angebotsreihung zu verbessern. Angedacht in ein Reduktionswert in der Größenordnung von 200-300 EUR/kW installierter Kraftwerksleistung.

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen profitieren Südstandorte jedoch noch von der Kompensation des anteiligen Werteverbrauchs im Rahmen der gesetzlichen Redispatchvergütung. Diese sieht vor, dass ein Kraftwerk, das im Redispatch zur Erhöhung der Einspeiseleistung in Anspruch genommen wurde, eine anteilige Fixkostenerstattung erhält. Da solche Redispatchmaßnahmen aktuell vor allem im netztechnischen Süden anfallen, stellt dies eine mögliche zusätzliche wirtschaftliche Bevorteilung der Südstandorte dar.

Allerdings ist die tatsächlich erzielbare Vergütung aus anteiligem Werteverbrauch aus Sicht der Kraftwerksbetreiber unsicher, weil sie das anfallende Redispatchvolumen nicht sicher abschätzen und kontrollieren können. Daraus ergeben sich verschiedene mögliche, aus gesamtgesellschaftlicher Perspektive negativ zu bewertende Konsequenzen.

- Werden die möglichen Erlöse aus anteiligem Werteverbrauch von den Kraftwerksbetreibern bei der Gebotslegung für die Ausschreibungen nicht berücksichtigt, fallen aber hinterher an, stellen sie für die Anlagen windfall profits und für die Stromkunden unnötige Zusatzkosten dar.
- Entscheiden sich die Betreiber hingegen für eine Einpreisung bei der Gebotslegung, entstehen ihnen wegen der Unsicherheiten über die tatsächliche Inanspruchnahme für Redispatch erhebliche Risiken, die die Kapitalkosten der Investition und damit letztendlich die Förderkosten des Staates erhöhen.
- Erreichen die eingepreisten Erlöse eine signifikante Größenordnung und reichten aus, um vermutete Kostennachteile von Kraftwerken im Süden auszugleichen oder diese sogar überkompensieren, könnte dies dazu führen, dass auch bei dem nicht vom Südbonus abgedeckten letzten Drittel der auszuschreibenden Kapazitäten Nordstandorte bei der Gebotslegung benachteiligt wären und damit ggf. sogar eine ineffizient hohe Beanreizung von Südstandorten verbunden wäre.

Im Folgenden wird in Form einer indikativen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung untersucht, ob die Vergütung aus anteiligem Werteverbrauch über die Lebensdauer der auszuschreibenden Anlagen eine relevante Größenordnung erreichen kann.

3.1 Berechnungsmethodik

Um die Höhe des anteiligen Werteverbrauchs AWV_j in einem Jahr j zu bestimmen, werden die dem Redispatch anrechenbaren Betriebsstunden RDH_j in diesem Jahr mit dem rechnerischen jährlichen Werteverlust der Anlage WV_{Plan} pro planmäßiger jährlicher Betriebsstunde FLH_{Plan} multipliziert:

$$AWV_j = RDH_j \cdot \frac{WV_{Plan}}{FLH_{Plan}}$$

Der rechnerische jährliche Werteverlust WV_{Plan} einer Anlage entspricht ihrem Restwert RW_j bezogen auf ihre Restnutzungsdauer RND_j :

$$WV_{Plan} = \frac{RW_j}{RND_j}$$

Um den wirtschaftlichen Vorteil der Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs über die Anlagenlebensdauer zu bestimmen, müssen die über die Lebensdauer anfallenden jährlichen Redispatch-

Stunden abgeschätzt werden. Daraus lässt sich anhand der oben erläuterten Methodik der Vergütungssatz berechnen. Um diese Zahlungsreihe mit dem Südbonus vergleichbar zu machen, müssen die jährlichen Vergütungssätze mit einem kalkulatorischen Zinssatz diskontiert werden, um einen initialen Kapitalwert KW_{AWV} zu bestimmen:

$$KW_{AWV} = \sum_{j=1}^n \frac{AWV_j}{(1+q)^j} = \sum_{j=1}^n \frac{RDH_j}{(1+q)^j} \cdot \frac{WV_{Plan}}{FLH_{Plan}}$$

Um eine übermäßige Wettbewerbsverzerrung auszuschließen, sollte dieser Wert deutlich unter dem Reduktionswert des Südbonus SB liegen:

$$KW_{AWV} \ll SB$$

Für die Berechnung wurde zunächst ein Literaturwert für die spezifischen Investitionskosten einer Gasturbinenanlage in Höhe von 470 EUR/kW zugrunde gelegt. Um den zuletzt steigenden Weltmarktpreisen für Gasturbinen Rechnung zu tragen, wurde ein zweiter Fall mit höheren spezifischen Investitionskosten von 900 EUR/kW berechnet. Die Anlagenlebensdauer wurde auf 20 Jahre angesetzt und ein interner Zins von 5 % p.a. angenommen.

Ein im kommenden Jahr ausgeschriebenes Kraftwerksprojekt würde nicht vor 2030 realisiert werden. Um den wirtschaftlichen Vorteil der Anteiligen Werteverbrauchsvergütung zu bestimmen, ist demnach eine Abschätzung der anzusetzenden jährlichen Redispatch-Stunden im Zeitverlauf von 2030 bis 2050 notwendig. Diese werden für die jeweiligen Modellregionen im Ariadne Szenario Technologie-Mix anhand der Differenz zwischen der sich in einer Modellregion einstellenden Vollaststunden und dem nationalen Durchschnittswert approximiert:

$$RDH_{reg,j} \approx FLH_{reg,j} - FLH_{DE,j} = \frac{Q_{reg,j}}{P_{reg,j}} - \frac{\sum_{reg} Q_{reg,j}}{\sum_{reg} P_{reg,j}}$$

Der nationale Durchschnittswert stellt ebenfalls die Approximation für die planmäßigen jährlichen Betriebsstunden dar:

$$FLH_{Plan} \approx \frac{\sum_{reg} Q_{reg,j}}{\sum_{reg} P_{reg,j}}$$

3.2 Diskussion der Ergebnisse

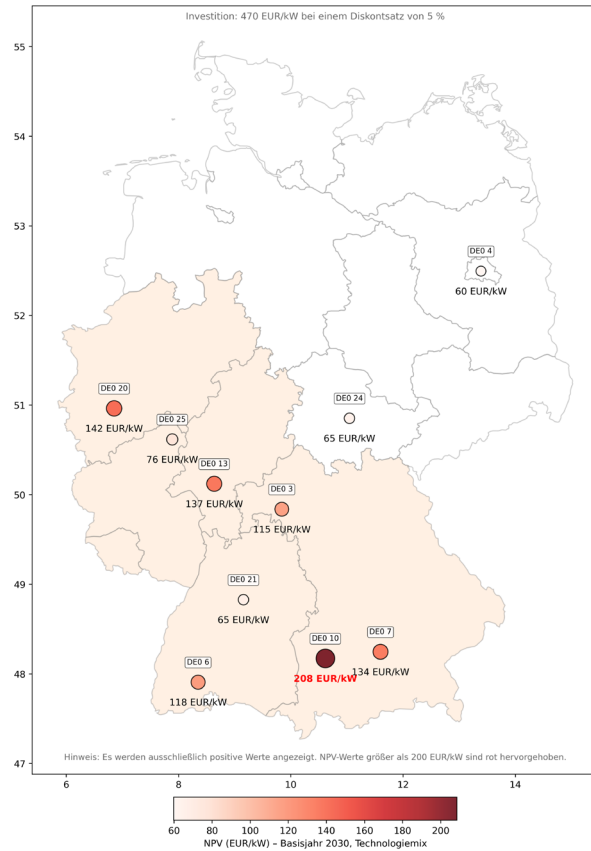
Das Ergebnis der regionalen Verteilung der Redispatch-Stunden ist in Abbildung 4 in der Mitte dargestellt. Die Verteilung auf die Modellregionen zeigt im Jahr 2030 eine klare Schwerpunktsetzung in Bezug auf positive Redispatchmaßnahmen auf die Südregionen auf, die aber im Zeitverlauf deutlich abschwächt. Dies deutet auf den auch in der Metaanalyse antizipierten rückwärtigen Trend des Redispatch-Bedarfs hin.

Auf Grundlage der Zeitreihen lässt sich ein indikativer modellregionsspezifischer Kapitalwert für die auf die Werteverbrauchsvergütung zurückzuführenden jährlichen Einnahmen bilden. Dieser ist auf der linken Seite von Abbildung 4 für den Fall niedrigerer und auf der rechten Seite für den Fall höherer spezifischer Investitionskosten dargestellt. Dabei werden nur Werte für die Modellregionen ausgewiesen, die im Zeitverlauf ein positives Stundensaldo aufweisen. Die Grafik zeigt, dass die Modellregionen, die sich in der Nähe heutiger Schwerpunktregionen befinden, die höchsten Kapitalwerte aufweisen. Der höchste Wert wird in der Modellregion um Schwaben erreicht, die sich in unmittelbarer Nähe zur Grenze zwischen den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg befindet. Für die Variante mit niedrigeren Investitionskosten beläuft sich dieser auf 208 EUR/kW. Weitere Regionen mit hohen Werten, d. h. in dieser Variante von über 100 EUR/kW, befinden sich in Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg und Rheinland-Pfalz.

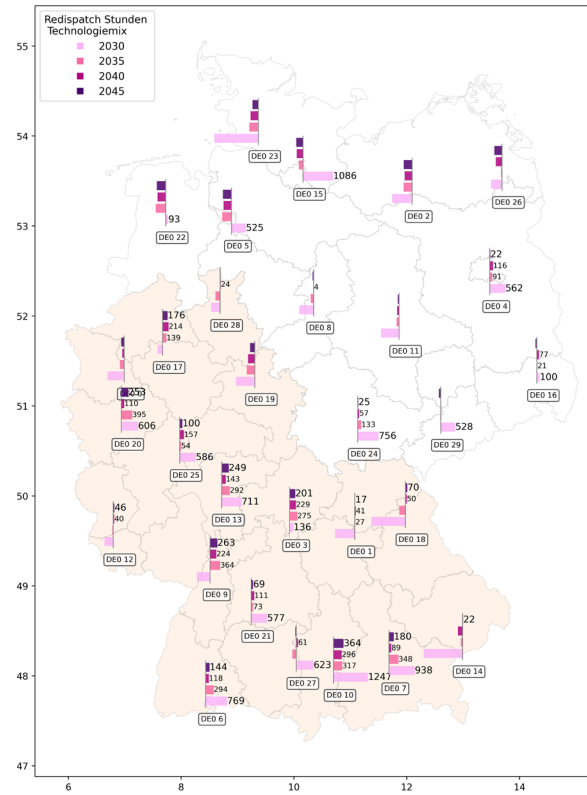
Werden höhere spezifische Investitionskosten unterstellt, steigen auch die Werte der diskontierten Werteverbrauchsvergütung auf ein Niveau zwischen 125 und 399 EUR/kW. Wenn die Preiserhöhungen, die sich in den letzten Jahren für die wesentlichen Kraftwerkskomponenten eingestellt haben, für den Ausschreibungszeitraum auf ähnlich hohem Niveau bleiben, so hat dies demnach signifikante Auswirkungen auf die in Aussicht stehende Redispatchvergütung.

Abbildung 4: Approximierte Redispatch-Stunden in den Regionen und diskontierte Werteverbrauchsvergütung

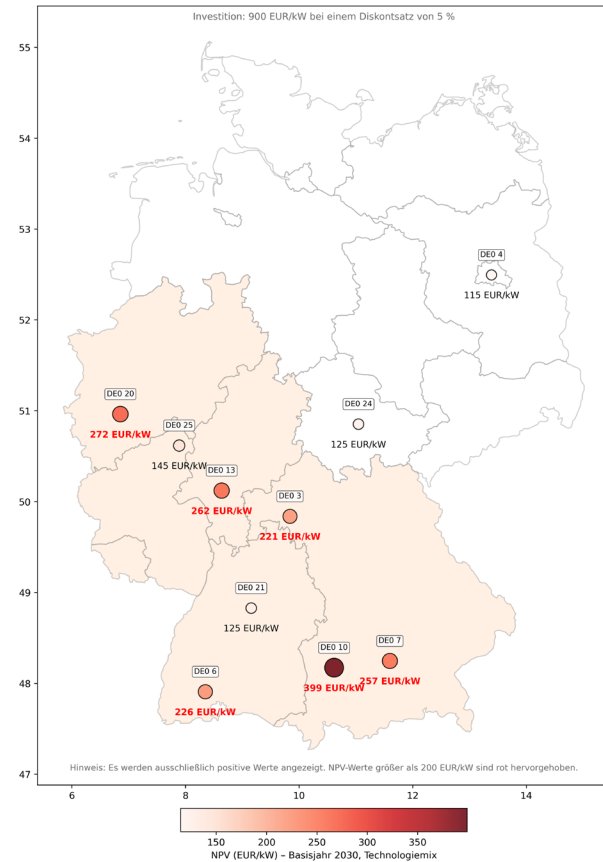
Diskontierte Werteverbrauchsvergütung bei Investitionskosten von 470 EUR/kW



Approximierte Redispatch-Stunden in den Modellregionen im Zeitverlauf 2030–2045



Diskontierte Werteverbrauchsvergütung bei höheren Investitionskosten von 900 EUR/kW



Quellen: eigene Berechnung auf Basis von Lindner et al. (2025)

Die Berechnungen zeigen, dass die Vergütungen des anteiligen Werteverbrauchs im Redispatch über die Anlagenlebensdauer eine signifikante Größenordnung erreichen und für einzelne Regionen im netztechnischen Süden durchaus eine mit dem Südbonus vergleichbare Höhe erreichen kann. Werden Neuinvestitionskosten in einer Größenordnung von 900 EUR/kW unterstellt, wird das Niveau des Südbonus zum Teil sogar deutlich übertroffen. Das Eintreten der zu Beginn des Kapitels skizzierten potenziellen negativen Konsequenzen ist somit nicht auszuschließen. Vor diesem Hintergrund erscheint es zweifelhaft, ob das Zulassen eines Nebeneinanders von Fixkostenförderung in Form der anteiligen Werteverbrauchsvergütung und Gebotswertreduktion in Form des Südbonus für die Anlagen, die an den geplanten Ausschreibungen teilnehmen, sinnvoll ist. Zur Auflösung wären verschiedene Ansätze denkbar:

- Würde die Vergütung des anteiligen Werteverbrauchs für an den Ausschreibungen teilnehmende Anlagen ausgesetzt, würden sowohl die Risiken für die Anlagen (bei Einpreisung) als auch drohende Mehrkosten für die Allgemeinheit sowie potenzielle Verzerrungen in den Anreizen für die Standortwahl über den vorgesehenen Südbonus hinaus vermieden. Allerdings wäre hierfür eine Änderung der Regelungen zur Redispatchvergütung notwendig.
- Wirtschaftlich äquivalent, aber möglicherweise einfacher in der Umsetzung wäre es, die Anlagen zu verpflichten, erhaltene anteilige Wertevergütungen im Rahmen des ohnehin beihilferechtlich vorgegebenen Clawback-Mechanismus zurückzuzahlen (bzw. mit Förderzahlungen zu verrechnen).
- Schließlich wäre auch denkbar, bei der Bemessung des Südbonus erwartete Erlöse aus der Zahlung anteiligen Werteverbrauchs in Ansatz zu bringen. Ein solches Vorgehen erscheint jedoch gegenüber den beiden vorgenannten Ansätzen nicht präferiert, weil es – als erzwungene Einpreisung – zwar windfall profits der Betreiber und daraus resultierende Mehrkosten für die Allgemeinheit adressiert. Die aus der Unsicherheit der zu erwartenden Vergütung resultierenden Risiken für die Betreiber werden jedoch nicht vermieden, was ggf. sogar die Effektivität des Südbonus gefährden könnte. Ebenfalls nicht adressiert würden darüber hinaus potenzielle Rückwirkungen auf das nicht durch den Südbonus kontingentierte Drittel des Ausschreibungsvolumens.

4 Zusammenfassung

In der vorliegenden Analyse wurden die Einflussfaktoren der langfristigen Entwicklung der Redispatchmengen beschrieben und eine Betrachtung der kumulierten Wirkung von Südbonus und Redispatchvergütung insbesondere mit Blick auf den anteiligen Werteverbrauch und mögliche Folgen für Förderkosten und Kapazitätsallokation durchgeführt.

Die Kurzfristanalysen zeigen auf, dass der Redispatchbedarf in den kommenden Jahren zunächst strukturell hoch bleiben wird, bevor er als Ergebnis eines in den langfristigen Systemstudien angenommenen systemdienlichen Zubaus an Kraftwerkskapazitäten zusammen mit einem stringenten Netzausbau langfristig rückläufig ist.

Es erscheint jedoch zweifelhaft, ob eine Einführung des Südbonus zusätzlich zur bereits bestehenden Redispatchvergütung in ihrer jetzigen Ausgestaltung volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Letztere sieht vor, dass ein Kraftwerk, das im Redispatch zur Erhöhung der Einspeiseleistung in Anspruch genommen wurde, eine anteilige Fixkostenerstattung erhält. Da solche Redispatchmaßnahmen aktuell vor allem im netztechnischen Süden anfallen, stellt dies eine mögliche wirtschaftliche Bevorteilung der Südstandorte dar. Aufgrund der Unsicherheit der tatsächlich eintretenden Vergütung ergeben sich daraus mögliche volkswirtschaftlich negativ zu bewertende Konsequenzen. Würden die eingepreisten Erlöse groß genug sein, um etwaige Kostennachteile von Kraftwerken im Süden auszugleichen oder sogar überzukompensieren, würde dies dazu führen, dass auch bei dem nicht vom Südbonus abgedeckten letzten Drittel der auszuscheidenden Kapazitäten Nordstandorte bei der Gebotslegung übermäßig benachteiligt wären und damit ggf. sogar eine ineffizient hohe Beanspruchung von Südstandorten verbunden wäre.

Eine Abschätzung der auf den anteiligen Werteverbrauch zurückgehenden Erlöse im netztechnischen Süden auf Basis der aus Langfriststudien abgeleiteten Entwicklung der regionalen Vollaststunden zeigt, dass die Vergütungen des anteiligen Werteverbrauchs im Redispatch über die Anlagenlebensdauer eine signifikante Größenordnung erreichen und für einzelne Regionen im netztechnischen Süden durchaus eine mit dem Südbonus vergleichbare Höhe erreichen kann. Das Eintreten der oben skizzierten potenziellen negativen Konsequenzen ist somit nicht auszuschließen. Das Zulassen eines Nebeneinanders von Fixkostenförderung in Form der anteiligen Werteverbrauchsvergütung und Gebotswertreduktion in Form des Südbonus für die Anlagen, die an den geplanten Ausschreibungen teilnehmen, erscheint vor diesem Hintergrund nicht zielführend. Zur Auflösung wären verschiedene Ansätze denkbar, wie ein Ausschluss neu ausgeschriebener Anlagen von der anteiligen Werteverbrauchsvergütung oder einer Rückzahlung der erhaltenen anteiligen Werteverbrauchsvergütungen im Rahmen des vorgegebenen Clawback-Mechanismus.

5 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kurz- bis mittelfristige Entwicklung der Redispatchmengen	6
Abbildung 2: Zubau Stromtransportkapazitäten ggü. 2025 im Szenario Technologie-Mix.....	8
Abbildung 3: Regionaler Nettozubau ggü. 2025 und Stromerzeugungsmengen aus Gaskraftwerken im Szenario <i>Technologie-Mix</i>	9
Abbildung 4: Approximierte Redispatch-Stunden in den Regionen und diskontierte Werteverbrauchsvergütung	12

6 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gegenüberstellende Darstellung der für die Analyse herangezogenen Studien	5
---	---

7 Literaturverzeichnis

BMWE (2025):

Aktueller Stand des Netzausbaus (Übertragungsnetz). Arbeitsstand des BMWE zum 16. Mai 2025. Berlin.

Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 30.09.2020.

BMWK (2024a):

Systementwicklungsstrategie 2024. Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem. Berlin.

Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/ses.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

BMWK (2024b):

Kraftwerkssicherheitsgesetz. Ausschreibungen für steuerbare Kapazitäten für einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Konsultation nach Ziffer 4.8.4.4 der Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022. Berlin.

Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240911-kraftwerkssicherheitsgesetz.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

BNetzA (2023a):

Versorgungssicherheit Strom. Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Bonn.

Online verfügbar unter <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

BNetzA (2023b):

Zahlen zu Netzengpassmanagementmaßnahmen. Tabellendokumente für die Jahre 2019-2023.

Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

BNetzA (2025a):

Redispatchentwicklung nach Energieträger. Juli 2022 bis März 2025.

Online verfügbar unter <https://www.smar.de/page/home/topic-article/444/217642/uneinheitliche-entwicklungen>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

BNetzA (2025b):

Versorgungssicherheit Strom. Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. Bonn.

Online verfügbar unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2025.pdf?__blob=publicationFile&v=12, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

Fh ISI; Consentec GmbH; ifeu; TU-Berlin (2024):

Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Orientierungsszenarien. Karlsruhe, Aachen.

Online verfügbar unter <https://langfristszenarien.de/>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

Lindner, M.; Brown, T.; Geis, J.; Seibold, T. (2025):

Kopernikus-Projekt Ariadne Szenarien zur Klimaneutralität 2045 - Modellresultate PyPSA-DE, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

Luderer, G.; Bartels, F.; Brown, T.; Aulich, C.; Benke, F.; Fleiter, T.; Frank, F.; Ganal, H.; Geis, J.; Gerhardt, N.; Gnann, T.; Gunnemann, A.; Hasse, R.; Herbst, A.; Herkel, S.; Hoppe, J.; Kost, C.; Krail, M.; Lindner, M.; Neuwirth, M.; Nolte, H.; Pietzcker, R.; Plötz, P.; Rehfeldt, M.; Schreyer, F.; Seibold, T.; Senkpiel, C.; Sörgel, D.; Speth, D.; Steffen, B.; Verpoort, P. C. (2025):

Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne. Potsdam: Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung; Technische Universität Berlin; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme; Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik; Eidgenössische Technische Hochschule Zürich.

Online verfügbar unter <https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitaet-2045/>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

RLI (2023):

H2-Ready Gas-fired Power Plants. Policy Brief. Berlin.

Online verfügbar unter <https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2023/11/RLI-Study-H2-ready-EN.pdf>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

ÜNB (2023a):

Langfristanalyse 2030 (V2022). Executive Summary. Berlin: 50 Hertz; amprion; Tennet; Transnet BW.

Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/studie%20zum%20beschleunigten%20kohleausstieg%20bis%202030/teilkpaket_2_exemplarische_quantitative_langfristanalyse_2030.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

ÜNB (2023b):

Systemanalysen 2023. Berlin: 50 Hertz; amprion; Tennet; Transnet BW.

Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/systemanalysen_uenb_2023.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

ÜNB (2024a):

Systemanalysen 2024. Berlin.

Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalysen_UeNB_2024.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

ÜNB (2024b):

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045. Version 2025. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin: 50 Hertz; amprion; Tennet; Transnet BW.

Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>, zuletzt geprüft am 30.09.2025.

ÜNB (2025):

Systemanalysen 2025. Berlin: 50 Hertz; amprion; Tennet; Transnet BW.

Online verfügbar unter https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Systemanalysen_UeNB_2025_V2.pdf, zuletzt geprüft am 30.09.2025.