epico KlimaInnovation

Guidehouse

Netzausbau und EE-Ausbau besser verzahnen

– Leitlinien für eine kosteneffiziente und investitionssichernde Energiereform

SEPTEMBER 2026

IMPRESSUM

TITEL

Netzausbau und EE-Ausbau besser verzahnen
– Leitlinien für eine kosteneffiziente und investitionssichernde Energiereform

HERAUSGEBER

EPICO (Energy and Climate Policy and Innovation Council e. V.)
Hausvogteiplatz 12 — 10117 Berlin, Germany
Rue du Commerce 72 — 1040 Brussels, Belgium

Guidehouse Germany GmbH
Bellevuestr. 3 — 10785 Berlin

AUTOREN

Dr. Alexandra Krumm, EPICO
Joachim Schmitz-Brieber, EPICO
Dr. Bernd Weber, EPICO
Philipp Creutzburg, Guidehouse
Thilo Brömmelhörster, Guidehouse
Dr. Malte Gephart, Guidehouse
Dr. Corinna Klessmann, Guidehouse

IN ZUSAMMENARBEIT MIT

Guidehouse Germany GmbH

GESTALTUNG UND UMSETZUNG

Nicolas Höfer

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis viii

Tabellenverzeichnis ix

Abkürzungsverzeichnis i

Haftungsausschluss 1

Zusammenfassung 2

1.0 Einleitung 6

2.0 Zielsetzung und Lösungsraum für einen Instrumentenmix zur EE-Netz-Synchronisation 8

3.0 Den kurzfristig vorgesehenen Instrumentenmix verbessern 13
3.1 Investitionssteuerung – Redispatchvorbehalt 13
3.2 Betriebssteuerung – Flexible Connection Agreements 17
3.3 Steuerung der Anlagen- und Netzdimensionierung – Überbauungspflicht 19
3.4 Einordnung der Instrumente 20

4.0 Alternative Instrumente für einen mittel- bis langfristigen Instrumentenmix nutzen 25
4.1 Investitionssteuerung – Räumlich differenzierter Baukostenzuschuss, Netzoptimierte Ausschreibungen 25
4.2 Betriebssteuerung – Dynamische Netzentgelte für Einspeiser 27
4.3 Steuerung der Anlagen- und Netzdimensionierung – Baukostenzuschuss 28
4.4 Einordnung der Instrumente 29

5.0 Übergang durch eine Roadmap aktiv gestalten 32

6.0 Begleitende Maßnahmen umsetzen 34

7.0 Fazit und Handlungsempfehlungen 36

8.0 Literaturverzeichnis 41

Anhang A. Methodik der LCOE-Analyse 44

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Weiterentwicklung des Instrumentenmixes zur Steuerung des EE-Ausbaus 4

Abbildung 2: Wirkdimensionen für einen Instrumentenmix zur EE- und Netzsynchronisation 9

Abbildung 3: LCOE-Werte für beispielhafte EE-Projekte
(Freiflächen-PV links, Onshore Wind rechts) **20**

Abbildung 4: LCOE-Werte für beispielhafte EE-Projekte
(Freiflächen-PV links, Onshore Wind rechts) **25**

Abbildung 5: Weiterentwicklung des Instrumentenmixes zur Steuerung des EE-Ausbaus 27

Abbildung 6: Status quo des Netzausbaus und mögliche Beschleunigungspotenziale 29

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Instrumente und ihre Wirkungen **11**

Tabelle 2: Einordnung der Wirkung der Instrumente des kurzfristigen Instrumentenmixes **22**

Tabelle 3: Einordnung der Wirkung der alternativen Instrumente **45**

Tabelle 4: Annahmen der LCOE-Berechnung im Referenzfall **A-1**

Tabelle 5: Annahmen der Instrumentenszenarien für Wind Onshore **A-3**

Tabelle 6: Annahmen der Instrumentenszenarien für Freiflächen-PV **A-3**

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AgNes	**Allgemeine Netzentgeltsystematik**
BKZ	**Baukostenzuschuss**
BMWE	**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**
BNetzA	**Bundesnetzagentur**
CAPEX	**Investitionsausgaben**
EE	**Erneuerbare Energien**
EEG	**Erneuerbare-Energien-Gesetz**
EK	**Eigenkapital**
EUR	**Euro**
FCA	**Flexible Connection Agreement / flexible Netzanschlussvereinbarung**
FK	**Fremdkapital**
LCOE	**Levelized Cost of Electricity / Stromgestehungskosten**
NE	**Netzentgelte**
NoA	**Netzoptimierte Ausschreibungen**
PPA	**Power Purchase Agreement / Stromabnahmevertrag**
PV	**Photovoltaik**
RD	**Redispatch**
RDV	**Redispatchvorbehalt**
SAL	**Systemdienliche Anschlussleistung**
VLS	**Volllaststunden**
WACC	**Weighted Average Cost of Capital / gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten**

HAFTUNGSAUSSCHLUSS

Dieser Bericht wurde durch **Guidehouse Germany GmbH** (Guidehouse) für **EPICO – Energy and Climate Policy** and Innovation Council e.V. erstellt. Die in diesem Bericht vorgestellte Arbeit stellt eine professionelle Einschätzung von Guidehouse auf der Grundlage von Informationen dar, die zumZeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen.
Guidehouse ist weder für die Verwendung des Berichts oder das Vertrauen auf den Bericht seitens des Lesers noch für irgendwelche Entscheidungen auf Grundlage des Berichts verantwortlich. Leser des Berichts werden darauf hingewiesen, dass sie sämtliche Haftungspflichten tragen, die für sie oder Dritte entstehen, weil sie sich auf den Bericht oder die in dem Bericht enthaltenen Daten, Informationen, Erkenntnisse und Meinungen verlassen.

ZUSAMMENFASSUNG

Nur ein kohärenter Instrumentenmix zur EE-Netz-Synchronisation kann zugleich Systemkosten senken und Investitionssicherheit erhalten

Die Synchronisation des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) mit dem Netzausbau kann einen wichtigen Beitrag zu einer kosteneffizienten Energiewende liefern. Steigende Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement zeigen, dass die bisherige Logik, das Netz dem EE-Ausbau nachlaufend anzupassen, an Grenzen stößt. Synchronisation darf jedoch keine einseitige Anpassung des EE-Ausbaus an Netzrestriktionen bedeuten: Standortwahl, Auslegung und Betrieb neuer EE-Anlagen müssen Netzrestriktionen stärker berücksichtigen; zugleich müssen Netzausbau und Netzbetrieb beschleunigt und verbessert werden. Ziel eines Reformpaket sollte es sein, die Gesamtsystemkosten aus Stromerzeugung, Netzausbau und Redispatch zu senken, ohne Investitionsrisiken zu erhöhen und den EE-Ausbau zu gefährden.

Unter den derzeit zur EE-Netz-Synchronisation zur Diskussion stehenden Instrumenten kann kein Einzelinstrument sowohl Standortwahl, Anlagen- und Netzdimensionierung als auch Betrieb gleichermaßen wirksam steuern. Erforderlich ist daher ein kohärenter Instrumentenmix. Die Instrumente sollten technologiespezifische Unterschiede zwischen Wind- und Solarenergie berücksichtigen, geförderte wie ungeförderten EE-Ausbau adressieren und unproduktive Investitionsrisiken für EE-Projekte vermeiden. Die für dieses Papier erstellten, ergänzenden quantitativen Stromgestehungskosten-Analysen (LCOE) verdeutlichen dabei, wie stark einzelne Instrumente die Stromgestehungskosten durch veränderte Finanzierungsbedingungen beeinflussen. Zudem müssen sie gut aufeinander abgestimmt sein, um Fehlsteuerung zu vermeiden.

1. DEN KURZFRISTIGEN INSTRUMENTENMIX GEZIELT NACHBESSERN

Der Kabinettsbeschluss des Netzanschlusspakets zeigt auf, wie die EE-Netz-Synchronisation aus Sicht der Bundesregierung kurzfristig ausgestaltet werden sollte. Dieser Instrumentenmix aus dem Redispatchvorbehalt (RDV), einer Überbauungspflicht für EE und flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (Flexible Connection Agreements, FCA) adressiert grundsätzlich alle drei Wirkdimensionen, also Standortwahl, Anlagenauslegung und Betrieb.
Aber die vorgeschlagenen Instrumente können in ihrer gegenwärtigen Form zur Verteuerung oder gar Verlangsamung des EE-Ausbaus führen, ohne die intendierte Steuerung effektiv zu erreichen. Zudem lassen sie wichtige Ausgestaltungsfragen offen.

Der **RDV** soll die Standortwahl beeinflussen, indem neue Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten einen Teil ihrer Redispatchkompensation verlieren. Gegenüber dem Referentenentwurf weist der Kabinettsbeschluss wichtige Anpassungen auf: Technologiedifferenzierung, höhere Schwellenwerte für das Greifen des RDV, eine kürzere Geltungsdauer und Obergrenzen für nicht kompensierte Abregelung. Dennoch bleiben erhebliche Risiken: Die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete ist für EE-Projektierer nur begrenzt vorhersehbar, das Instrument kann Fehlanreize für Netzbetreiber schaffen (Netzausbau verschleppen und Redispatch auf Anlagen im RDV fokussieren) und wirft offene Fragen zur europäischen Rechtskonformität auf. Die mit dem RDV einhergehenden Risiken für EE-Projekte führen zu höheren Finanzierungskosten erhöhen damit auch deren Erzeugungskosten, wie unsere LCOE-Analysen quantitativ zeigen.

Daher sind weitere **Anpassungen am RDV** notwendig.

- Kapazitätslimitierte Gebiete sollten vorausschauend und **transparent ausgewiesen** werden.
- Schwellenwerte müssen eine Anwendung auf **Ausnahmefälle** begrenzen (und nicht gleich ab dem weithin als effizient akzeptierten Niveau von Redispatch greifen)
- Erneute Belastungen derselben Anlage während ihrer Lebensdauer sollten ausgeschlossen werden **(Bestandsschutz)**.
- **Fehlanreize** für Netzbetreiber lassen sich verringern, wenn eingesparte Redispatchkompensation nicht beim einzelnen Netzbetreiber verbleibt, sondern etwa in einen gemeinsamen Mechanismus zur Senkung der Netzentgelte fließt.

Die geplante Evaluierung sollte prüfen, ob das Instrument wirksam und verhältnismäßig ist sowie eine Ablösung des Instruments ermöglichen, wenn Alternativen wie ein Baukostenzuschuss (BKZ) zur Verfügung stehen.

Die bereits heute im EEG verankerten **FCA** ermöglichen es zusätzliche EE-Anlagen trotz begrenzter Netzkapazität anzuschließen und deren Betrieb an lokale Engpässe anzupassen. Ihre heutige individuelle Aushandlung verursacht jedoch hohe Transaktionskosten. Zudem schlagen sich Informations- und Machtasymmetrien in einer nachteiligen Verhandlungsposition für Projektentwickler nieder.

- Erforderlich sind daher **bundesweit standardisierte FCA** inklusive klarer Obergrenzen für nicht kompensierte Abregelung sowie ein gesetzlicher Anspruch auf die Nutzung dieser standardisierten FCA. Den Vertragsparteien sollte weiter die Möglichkeit gegeben werden, im Einvernehmen von diesem Standard abzuweichen, sofern sie für die Situation vor Ort vorteilhaftere, individuelle Regelungen vereinbaren können.

Die Überbauungspflicht kann dazu beitragen Netzkapazität besser auszulasten, weil seltene EE-Erzeugungsspitzen nicht mehr die Auslegung der Netzanschlusskapazität und den tiefen Netzausbau bestimmen.

- Wenngleich eine Überbauungspflicht voraussichtlich kaum negative Auswirkungen auf Erzeugungskosten hat, sollten pauschale Grenzwerte perspektivisch durch flexiblere Anschlussprodukte ergänzt werden, die eine garantierte Mindestleistung mit dynamisch nutzbarer Zusatzleistung verbinden.

2. DEN ÜBERGANG ZU PREISBASIERTEN INSTRUMENTEN VORANBRINGEN

Wenngleich der kurzfristige Instrumentenmix aus RDV, Überbauungspflicht und FCA es ermöglicht Redispatch- und Netzausbaukosten bei EE-Projekten in die Projektplanung von EE-Anlagen einzubeziehen, sind negative Auswirkungen auf die Investitionssicherheit bereits absehbar. Dieser Instrumentenmix sollte daher nicht zum dauerhaften Zielmodell werden. Die Instrumente sollten zunächst verbessert und ihre Nebenwirkungen begrenzt werden – siehe oben für entsprechende Vorschläge. Darüber hinaus sollten **mittelfristig stärker preisbasierte Instrumente** eingeführt werden, wie sie bereits von der Bundesnetzagentur im Rahmen der AgNes-Reform angekündigt wurden. Dieser Übergangszeitraum sollte durch Ausstiegsklauseln und klare Fristen aktiv gestaltet und möglichst verkürzt werden.
Langfristig ist auch der Lösungsraum für lokale Strompreissignale offenzuhalten.

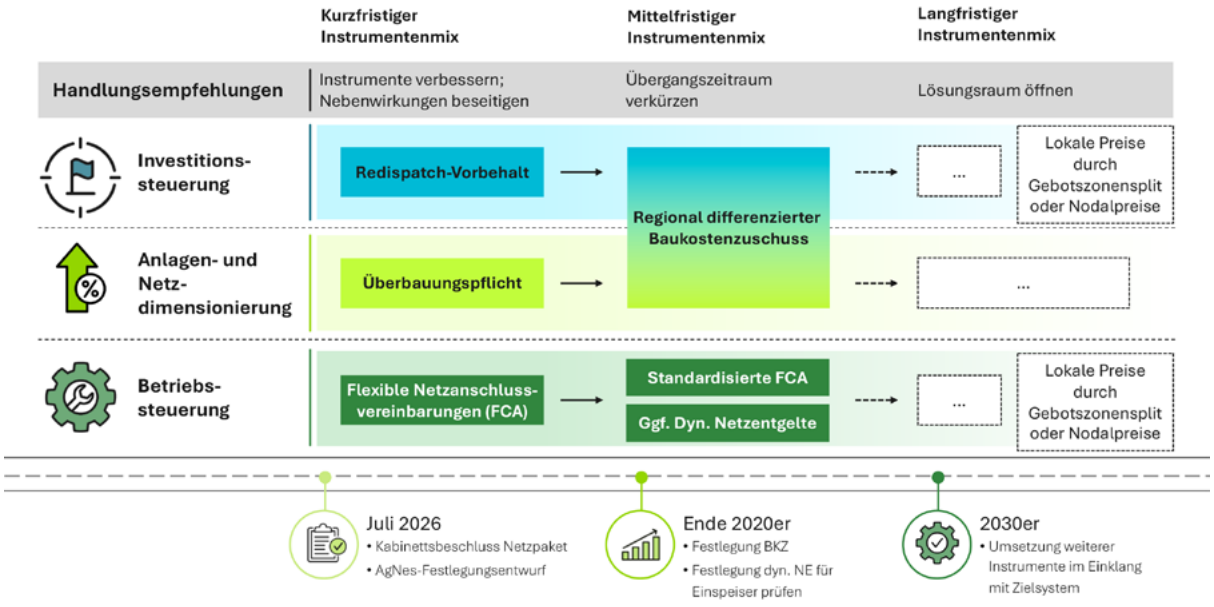

Abbildung 1: Weiterentwicklung des Instrumentenmixes zur Steuerung des EE-Ausbaus

Ein **regional und technologiespezifisch differenzierter Baukostenzuschuss (BKZ)** erscheint dabei kurz- bis mittelfristig als vorzugswürdiges Instrument. Allerdings bedarf es noch vertiefter Folgeanalysen zur feingliedrigen Ausgestaltung und den genauen Wirkmechanismen, um eine praxistaugliche Umsetzung sicherzustellen (siehe auch Abschnitt 4.1). Sofern dies sichergestellt ist, macht er Netzausbaukosten bereits bei der Investitionsentscheidung sichtbar und erlaubt Projektierern, zwischen Standorten sowie zwischen Erzeugungsleistung, Flexibilität und Anschlusskapazität abzuwägen. Da die Belastung frühzeitig bekannt ist, entstehen grundsätzlich keine zusätzlichen Investitionsrisiken. Ein regional differenzierter BKZ kann damit gleichzeitig Anreize zur Standortwahl sowie für eine effiziente Anlagen- und Netzanschluss-dimensionierung setzen. Perspektivisch können damit sowohl der RDV als auch pauschale Vorgaben zur Überbauung abgelöst werden.

Dynamische Einspeisenetzentgelte könnten Engpässe zeitlich und räumlich differenziert in Betriebsentscheidungen übersetzen. Ihre Umsetzung ist jedoch komplex: Sie hängt von Engpassprognosen vor dem Marktergebnis ab, kann gleichgerichtete Überreaktionen vieler Anlagen auslösen und erhöht Erlös- und Finanzierungsrisiken für EE-Projekte. Vor einer Einführung ist daher zu prüfen, ob sie gegenüber dem bestehenden Redispatchsystem in Verbindung mit standar-disierten FCA einen zusätzlichen Systemnutzen schaffen. Langfristig sollte auch eine Teilung der Stromgebotszone oder die Einführung nodaler Preise als grundlegendere Alternative zu einem komplexen Instrumentenmix in Betracht gezogen werden.

NETZAUSBAU UND TRANSPARENZ BLEIBEN UNVERZICHTBAR

Die Bundesregierung sollte die EE-Netz-Synchronisation durch eine **verbindliche Roadmap** steuern, Reformprozesse von Netzanschlusspaket und Netzentgeltsystematik (AgNes) verzahnen und Ausstiegsklauseln für Übergangsinstrumente vorsehen. Parallel bleiben die **Beschleunigung des Verteilnetzausbaus, eine Stärkung der Ausbaufinanzierung sowie der optimierte Betrieb der Verteilnetze** unverzichtbar. Transparente Anschlusskapazitäten, ein verbesserter Netzanschlussprozess, der Einsatz digitaler Netzmodelle in Netzplanung und -betrieb, der lokaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch vor und hinter dem Netzanschlusspunkt sowie eine Flexibilitätsagenda sind notwendige Ergänzungen. Diese Punkte, teilweise bereits im Netzanschlusspaket adressiert, sollten im Rahmen des bereits angekündigten Verteilnetzpakets ausgebaut werden. So kann die Weiterentwicklung vom kurzfristigen Ordnungsrahmen über einen stärker preisbasierten mittelfristigen Instrumentenmix mit einem regional differenzierten BKZ im Zentrum hin zu einem langfristig konsistenten Zielsystem gelingen – ohne eine Zäsur beim Ausbau erneuerbarer Energien.

1.0 SYNCHRONISIERUNG ALS SCHLÜSSEL: WEGE ZU EINER KOSTENEFFIZIENTEN ENERGIEWENDE

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die Energiewende kosteneffizienter auszugestalten und die Marktintegration erneuerbarer Energien (EE) zu stärken. Vor dem Hintergrund deutlich gestiegener Netzkosten hat sich dabei das Schlagwort „Synchronisation“ von (EE) und Netzausbau etabliert. Lange Zeit galt die Prämisse, den Netzausbau dem Ausbau der erneuerbaren Energien nachgelagert anzupassen. Die wachsenden Kosten für Netzengpassmanagement und Netzausbau zeigen jedoch, dass eine stärkere Abstimmung von EE- und Netzausbau erforderlich ist, um die Gesamtkosten der Transformation zu begrenzen. So haben sich die Kosten des Engpassmanagements seit 2015 auf rund 3 Mrd. EUR im Jahr 2025 mehr als verdoppelt. Schätzungen gehen von einem Investitionsvolumen von rund 400 bis 600 Mrd. EUR bis 2045 aus, wobei sich die Kosten einer Leitung für das Übertragungsnetz entsprechend Netzentwicklungsplänen seit 2012 nahezu verdreifacht haben.[1]

Die Synchronisation von EE-Ausbau und Netzausbau umfasst dabei sowohl eine stärkere Berücksichtigung von Netzrestriktionen beim Ausbau neuer EE-Anlagen als auch die Beschleunigung des Netzausbaus, wo dieser volkswirtschaftlich sinnvoll ist, und die Optimierung des Netzbetriebs.

Mit dem Kabinettsbeschluss zur Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und zum Netzanschlusspaket[2] vom 29. Juli 2026 sowie dem Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur im AgNes-Verfahren[3] vom 6. August 2026 haben Bundesregierung und Regulierungsbehörde Weichenstellungen für eine bessere Synchronisation von EE- und Netzausbau vorgenommen. Während das EEG und das Netzanschlusspaket aktuell das parlamentarische Verfahren durchlaufen, befindet sich der AgNes-Festlegungsentwurf bis zum 18. September 2026 in der Konsultation. Die Bundesnetzagentur plant dabei eine schrittweise Einführung der vorgesehenen Instrumente auf Basis weiterer Festlegungen. Während beim AgNes-Verfahren mit Umsetzung in 2029 nur noch begrenzte Änderungen zu erwarten sind, können im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens zum Netzanschlusspaket noch Änderungen in der konkreten Ausgestaltung vorgenommen werden. Ein Inkrafttreten des Netzanschlusspaketes ist in Abhängigkeit von der Länge des parlamentarischen Prozesses noch in 2026 möglich.

[1] Ariadne (2025)
[2] BMWE (2026)
[3] BNetzA (2026b)

Die vorgeschlagenen Instrumente zielen einerseits darauf ab die Investitionsentscheidungen von EE-Projektierern zu beeinflussen, andererseits aber auch auf das Einspeiseverhalten von Anlagen. Die Debatte konzentriert sich dabei insbesondere auf die Frage, wie Netzengpässe effizient berücksichtigt werden können, ohne den Ausbau erneuerbarer Energien unnötig zu beeinträchtigen. Aus ökonomischer Sicht könnten Preissignale, die Netzengpässe berücksichtigen (sogenannte lokale Preissignale) – etwa durch eine Aufteilung der deutschen Stromgebotszone – diese Aufgabe übernehmen. Schließlich können durch einen Stromgebotszonensplit regionale Netzengpässe direkt im Strompreis abgebildet werden, sodass Preissignale für eine systemdienliche Standortwahl und einen netzentlastenden Betrieb von Erzeugern, Verbrauchern und Flexibilitätsoptionen entstehen. Ein solcher Ansatz erscheint gegenwärtig jedoch politisch nicht durchsetzbar und wäre mit erheblichen (aber letztlich lösbaren) Herausforderungen in der Umsetzung konfrontiert. Umso wichtiger ist die Weiterentwicklung alternativer Instrumente zur EE-Netz-Synchronisation.

Vor diesem Hintergrund analysiert das vorliegende Papier die angekündigten Reformen sowie weitere Instrumente zur EE-Netz-Synchronisation. Ziel ist es, die unterschiedlichen Ansätze einzuordnen, ihre Wirkungen inklusive unerwünschter Nebeneffekte zu bewerten und Handlungsoptionen für die kurz-, mittel- und langfristige Weiterentwicklung des Instrumentenmixes aufzuzeigen. Dabei diskutieren wir einerseits Instrumente, die zeitlich vorgelagert, d.h. rasch, implementiert werden können (Redispatchvorbehalt (RDV), flexible Netzanschlussverträge (FCA), Überbauungspflicht) und andererseits Instrumente, die perspektivisch die Synchronisation von EE- und Netzausbau stärken können (räumlich differenzierte Baukostenzuschüsse (BKZ), netzoptimierte Ausschreibungen und dynamische Netzentgelte). Darauf aufbauend entwickeln wir Handlungsempfehlungen, die im Kern auf eine koordinierte Weiterentwicklung der kurzfristigen Instrumente hinweisen.[4]

[4] Die Analyse baut u.a. auf einen von EPICO und der Konrad-Adenauer-Stiftung im Juni 2026 durchgeführter Policy-Accelerator-Workshop mit rund 20 Expertinnen und Experten aus Politik, Wissenschaft, Regulierung, Netz- und Energiewirtschaft auf. Die dort diskutierten Erkenntnisse wurden im Anschluss unter Berücksichtigung der aktuellen Reformvorschläge vertieft und zu dem vorliegenden Papier weiterentwickelt.

2.0 ZIELSETZUNG UND LÖSUNGSRAUM FÜR EINEN INSTRUMENTENMIX ZUR EE-NETZ-SYNCHRONISATION

NOTWENDIGKEIT DER EE-NETZ-SYNCHRONISATION

Ziel eines Reformpakets zur EE-Netz-Synchronisation sollte die Senkung der Gesamtsystemkosten sein, also die Summe aus Erzeugungskosten, Netzausbaukosten und Kosten des Engpassmanagements (Redispatch). Für den Zubau an Erneuerbaren heißt dies, dass Anlagen dort zugebaut werden sollten, wo ihre Erzeugungskosten am geringsten sind und der zusätzliche Netzausbau möglichst begrenzt ist. Gleichzeitig sollten EE keinen unproduktiven Risiken ausgesetzt werden, da diese die Stromgestehungskosten erhöhen.

Diese Ziele stehen untereinander in Wechselwirkung[5] und werden durch verschiedene Regelungsbereiche adressiert. Während eine Reduktion der Erzeugungskosten über Auktionen im EE-Fördersystem in das wirtschaftliche Kalkül der Projektierer einfließt, agieren diese bislang weitgehend blind gegenüber den Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement, die durch den Zubau und Betrieb der EE-Anlagen hervorgerufen werden. Ziel der Instrumente zur EE-Netz-Synchronisation ist es damit die im Netz entstehenden Herausforderungen für EE-Projektierer transparent zu machen und in deren Entscheidungen einfließen zu lassen. Der bedarfsgerechte und beschleunigte Netzausbau bleibt dabei eine zentrale Voraussetzung für die Integration weiterer erneuerbarer Erzeugung. In der aktuellen Fachdebatte stehen jedoch insbesondere Instrumente zur Steuerung des EE-Zubaus im Mittelpunkt. Das vorliegende Papier nimmt daher die hierfür relevanten Instrumente in den Blick. Konkret gilt es also durch passende Instrumente die Standortwahl, die Anlagenauslegung und das Einspeiseprofil im Betrieb der Anlagen zu beeinflussen.

ANFORDERUNGEN AN EIN ABGESTIMMTES REFORMPAKET ZUR EE-NETZ-SYNCHRONISATION

Hierfür ist ein „synchronisierter Dreiklang“ notwendig, der die zentralen Wirkdimensionen der EE-Netz-Synchronisation adressiert: **Investitionssteuerung, Anlagen- und Netzdimensionierung sowie Betriebssteuerung** (illustrativ dargestellt in Abbildung 2). Wenngleich einige Instrumente mehrere dieser Wirkdimensionen in unterschiedlichem Grad abdecken, vermag unter den diskutierten Instrumenten alle drei Dimensionen gleichermaßen wirksam zu beeinflussen.

[5] Bspw. können Einsparungen beim Netzausbau zu höheren Kosten für Engpassmanagement führen. Ebenso kann die gewünschte Internalisierung von Netzkosten bei EE-Projekten zu höheren Erzeugungskosten führen.

Während einige Instrumente vor allem die Standortentscheidung neuer Anlagen beeinflussen (z.B. BKZ), setzen andere Anreize für netzdienliches Betriebsverhalten (z.B. dynamische Einspeiseentgelte) oder für eine effizientere Auslegung von Anlagen und Netzanschlüssen (z.B. Überbauungspflicht).

Wenngleich ein abgestimmtes Reformpaket eine möglichst geringe Komplexität aufweisen sollte scheint daher eine Kombination verschiedener Instrumente erforderlich. Die Wirkungen dieser Instrumente sollten sich ergänzen – ohne jedoch zu widersprüchlichen Signalen und Doppelbelastungen zu führen. Hieraus folgt eine hohe Komplexität, die es erforderlich macht, Instrumente nicht nur einzeln, sondern in der Gesamtschau zu bewerten.

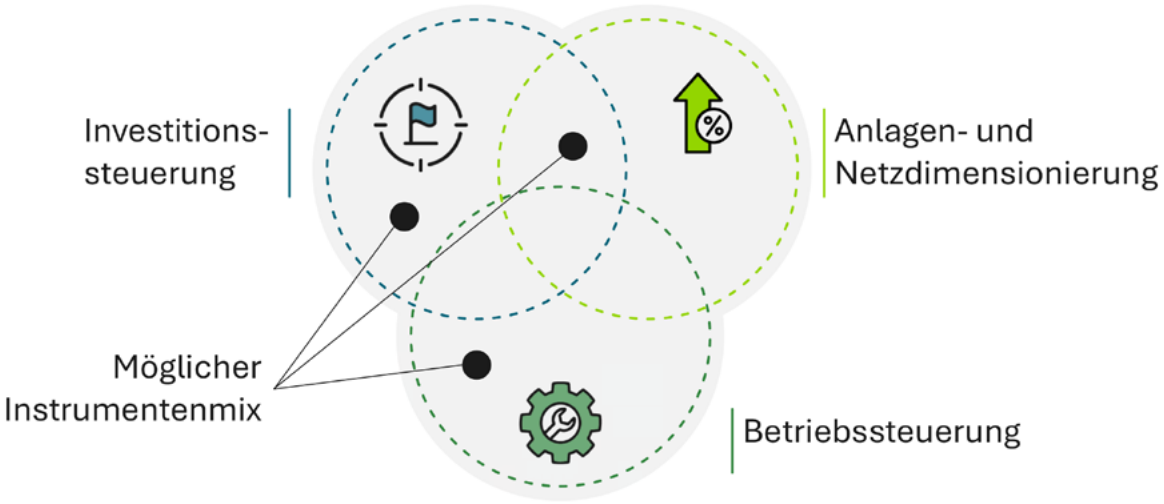

Abbildung 2: Wirkdimensionen für einen Instrumentenmix zur EE- und Netzsynchronisation

Ein konsistentes Zielsystem sollte zudem weitere Ausgestaltungselemente beinhalten:

- Erstens ist eine technologiespezifische Differenzierung insbesondere zwischen Wind- und Solarenergie notwendig, da sich Erzeugungsprofile, Standort-anforderungen und Auswirkungen auf Netzengpässe deutlich unterscheiden.
- Zweitens sollten die Instrumente gleichermaßen für geförderte und ungeförderte (d.h. ausschließlich marktlich finanzierten) Anlagen gelten, um Fehlanreize und Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Segmenten zu vermeiden.
- Drittens müssen die Maßnahmen mit dem europäischen Rechtsrahmen vereinbar sein.

Darüber hinaus sollte ein Reformpaket die Perspektiven von Netzbetreibern und EE-Projektierern gleichermaßen berücksichtigen. Risiken sollten grundsätzlich von den Akteuren getragen werden, die diese Risiken als sogenannte produktive Risiken durch eigenes Handeln beeinflussen und effizient bewirtschaften können. Beispielsweise können EE-Projektierer vorhersehbare Steigerungen der Netzkosten an Standorten mit knappen Netzkapazitäten durch eine geeignete Standortwahl umgehen. Unproduktive Risiken hingegen, sollten vermieden werden, da diese lediglich zu Risikoaufschlägen für Investoren führen, ohne die gewünschte Steuerungswirkung zu entfalten. Diese Risiken entstehen beispielsweise, wenn EE-Projektierer am Ende der Projektentwicklung oder gar nach Inbetriebnahme mit Kostensteigerungen konfrontiert werden, ohne die Möglichkeit darauf zu reagieren. Eine wirksame EE-Netz-Synchronisation sollte daher Planungs- und Investitionssicherheit mit wirksamen Anreizen für netzdienliche Standortwahl, Anlagenauslegung und -verhalten verbinden.

ABGRENZUNG DES BETRACHTETEN LÖSUNGSRAUMS

Auf Basis dieser Zielsetzung lässt sich der durch BMWE und BNetzA vorgeschlagene Instrumentenkatalog aber auch Vorschläge Dritter entlang der drei Wirkdimensionen zur EE-Netz-Synchronisation einordnen (siehe Tabelle 1).

- Die Instrumente RDV, räumlich differenzierte Baukostenzuschüsse und netzoptimierte Ausschreibungen[6] adressieren primär die Investitionssteuerung und beeinflussen die Standortwahl neuer Anlagen.

- Flexible Netzanschlussvereinbarungen (flexible connection agreements, FCA)[7] sowie perspektivisch dynamische Einspeisenetzentgelte wirken vor allem auf die Betriebssteuerung und schaffen Anreize, Einspeisung und Flexibilität hinter dem Netzverknüpfungspunkt stärker an Netzengpässen auszurichten.

- Instrumente wie eine Überbauungspflicht setzen dagegen bei der Dimensionierung von Anlagen und Netzanschlüssen an und können dazu beitragen, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen.[8]

[6] SUER/ÖI (2026)
[7] Im Papier unterscheiden wir zwischen den FCA, die zur Umsetzung des sogenannten Redispatchvorbehalts genutzt werden könnten, also für den Netzanschluss in kapazitätslimitierten Gebieten, und freiwillig genutzten FCA, die in allen Netzgebieten zum Einsatz kommen können. Für ersteres wird knapp der Begriff RDV genutzt, für letzteres (freiwillige) FCA.
[8] Die Überbauungspflicht kann mittelfristig von einer statischen zu einer dynamischen systemdienliche Anschlussleistung (SAL) weiterentwickelt werden, vgl. BET (2026)

Tabelle 1: Instrumente und ihre Wirkungen

	Primäre Wirkung des Instruments			
Instrument	**Investitions steuerung**	**Betriebs-steuerung**	**Anlagen- und Netz-dimensionierung**	Wirkungs-mechanismus
Redispatch-Vorbehalt	**X**			Ordnungsrecht
BKZ (räumlich differenziert)	**X**		**X**	Preisbasierter Anreiz
Dyn. Einspeise-netzentgelte	**(X)**	**X**		Preisbasierter Anreiz
Überbauungspflicht			**X**	Ordnungsrecht
(Standardisierte) FCA		**X**		Freiwillige Vereinbarungen
Netzoptimierte Ausschreibungen	**X**			Preisbasierter Anreiz

Neben diesen Instrumenten werden auch weitere Ansätze diskutiert, beispielsweise Elemente eines Central-Dispatch-Modells, Kapazitätspreise oder begleitende Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems. In dem hier vorliegenden Bericht sollen jedoch Instrumente im Fokus stehen, die unmittelbar am EE-Ausbau ansetzen und dadurch Redispatchvolumina strukturell senken können[9]. Gleichfalls konzentriert sich dieses Papier auf Instrumente, die bereits Gegenstand aktueller Reformvorhaben von Bundesregierung und Bundesnetzagentur sind.

STRUKTUR DIESES PAPIERES

Die folgenden Abschnitte bewerten die Instrumente entlang ihrer Wirkung auf die drei Wirkdimensionen Investitionssteuerung, Betriebssteuerung sowie Anlagen- und Netzdimensionierung qualitativ. Ergänzend werden die Auswirkungen auf Erzeugungskosten mittels Stromgestehungskosten beispielhafter Projekte dargestellt,[10] Auswirkungen auf Netzkosten eingeordnet und mögliche unerwünschte Nebenwirkungen der Instrumente erörtert. Denn die Eignung eines Instruments bemisst sich nicht allein an seinem Potenzial zur Reduktion von Netzengpässen und den damit verbundenen Kosten, sondern vor allem daran, ob es **die Gesamtkosten des Energiesystems senkt, Investitionen in erneuerbare Energien ermöglicht und gleichzeitig Fehlsteuerungen** vermeidet.

[9] So zielen Central-Dispatch-Elemente bspw. darauf das Marktergebnis den Netzrestriktionen anzupassen, ohne unmittelbaren Einfluss auf die Standortwahl der EE-Anlagen. Entsprechend dem Vorschlag der Bundesnetzagentur sollen Kapazitätsentgelte für Einspeiser einen Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten, entfalten jedoch nur begrenzte Wirkungen auf Standort- oder Betriebsentscheidungen (keine Anreizfunktion).

[10] Methodik dargestellt im Anhang

Während kurzfristig Weichenstellungen für den Instrumentenmix durch aktuelle Entwürfe des BMWE und der BNetzA gesetzt scheinen, besteht bei der spezifischen Ausgestaltung der einzelnen Instrumente noch Gestaltungsspielraum und kann mittel- und langfristig der Lösungsraum geweitet werden. Es lohnt sich damit den Blick auch auf weitergehende Vorschläge aus der Branche zu richten, die perspektivisch Elemente des kurzfristigen Instrumentenmixes ergänzen oder ablösen können.

Dementsprechend ist die nachfolgende Analyse in zwei Teile gegliedert:
Kurzfristig liegt der Fokus auf dem RDV zur Standortsteuerung, dem Einsatz von FCAs zur Betriebssteuerung sowie der Überbauungspflicht zur Anlagen- und Netzdimensionierung. Für die mittlere Frist wurden seitens BNetzA mit dem Baukostenzuschuss für Erzeuger und dynamischen Einspeisenetzentgelten bereits weitere Instrumente angekündigt, die auf eine Investitions- beziehungsweise Betriebssteuerung abzielen. Da die AgNes-Reform der BNetzA erst 2029 greift und die Instrumente BKZ und dynamische Netzentgelte mit größeren Umsetzungs-herausforderungen einhergehen, werden diese Instrumente für einen mittelfristigen Instrumentenmix in Erwägung gezogen. Ergänzend werden netzoptimierte Ausschreibungen als alternatives Instrument zur Standortsteuerung betrachtet.

[6] SUER/ÖI (2026)
[7] Im Papier unterscheiden wir zwischen den FCA, die zur Umsetzung des sogenannten Redispatchvorbehalts genutzt werden könnten, also für den Netzanschluss in kapazitätslimitierten Gebieten, und freiwillig genutzten FCA, die in allen Netzgebieten zum Einsatz kommen können. Für ersteres wird knapp der Begriff RDV genutzt, für letzteres (freiwillige) FCA.
[8] Die Überbauungspflicht kann mittelfristig von einer statischen zu einer dynamischen systemdienliche Anschlussleistung (SAL) weiterentwickelt werden, vgl. BET (2026)

3.0 DEN KURZFRISTIG VORGESEHENEN INSTRUMENTENMIX VERBESSERN

Der kürzlich verabschiedete Kabinettsbeschluss zum Netzanschlusspaket zeigt, wie Standort und Betrieb von EE-Analgen vorerst gesteuert werden sollen. Dies sind der vormalig als Redispatchvorbehalt (RDV) bezeichnete Mechanismus zur Investitionssteuerung[11], FCAs zur Betriebssteuerung und zudem eine Überbauungspflicht, die die Anlagen- und Netzdimensionierung beeinflusst.

Die Instrumente werden im Folgenden kurz beschrieben und in der Gesamtschau bewertet und eingeordnet.

3.1 Investitionssteuerung – Redispatchvorbehalt

AUSGESTALTUNG UND STEUERUNGSLOGIK

Das zentrale Instrument zur Synchronisation von EE- und Netzausbau im Netzanschlusspaket ist der RDV. Dieser zielt auf eine Standortsteuerung von EE-Anlagen ab und sieht vor, dass Netzbetreiber für eine Dauer von sechs Jahren kapazitätslimitierte Gebiete ausweisen können, sobald die jährliche Wind- oder PV-Abregelung 5% übersteigt. Die regionale Auflösung dieser Gebiete obliegt den Netzbetreibern, wobei prinzipiell ein granularer Zuschnitt auf die Engpassgebiete möglich ist. In kapazitätslimitierten Gebieten soll der Anschlussvorrang für die entsprechende EE-Technologie entfallen; ein Anschluss für Neuanlagen wäre nur noch bei nach oben begrenztem Verzicht auf eine Kompensation des Redispatch und Abschluss eines Netzanschlussvertrags möglich sein. Die jährliche, unkompensierte Abregelung soll auf 20% der erzeugten Energiemenge bzw. auf 18% für Windenergieanlagen in Vorranggebieten begrenzt werden. EE-Projektierer sollen damit angehalten werden bei der Standortwahl die lokale Netzsituation zu berücksichtigen und Standorte ohne Kapazitätslimitierung zu bevorzugen. Das Einspeiseverhalten der Anlagen kann mittelbar auch durch die abzuschließenden FCA beeinflusst werden (siehe nächster Abschnitt). Im Gegenzug sollen Netzbetreiber betroffene Netzgebiete prioritär optimieren, verstärken und ausbauen.

Die Ausgestaltung des RDVs im Kabinettsbeschluss weist deutliche Anpassungen gegenüber dem Referentenentwurf auf und greift viele Kritikpunkte aus der Branche auf. So wurde gegenüber dem Referentenentwurf eine Technologiedifferenzierung zwischen Wind und PV aufgenommen.

[11] Gegenüber früheren Fassungen spricht die vom Bundeskabinett verabschiedete Fassung des Netzanschlusspakets nicht mehr explizit vom Redispatchvorbehalt und nimmt auch inhaltlich zahlreiche Änderungen an diesem Mechanismus vor. Gleichwohl bleibt der Mechanismus dem Grunde nach erhalten. Der Einfachheit halber wird im Folgenden weiter von RDV gesprochen.

Damit ist es weiterhin möglich in PV- oder Wind-dominierten Netzgebieten die jeweils andere Erzeugungsart mit komplementärem Einspeiseprofil zuzubauen. Gleichfalls wurden die Grenzwerte für die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete von 3% auf 5% angehoben und die Dauer der Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete von zehn auf sechs Jahre verringert, wodurch eine übermäßige Anwendung verhindert werden soll. Als wichtigste Anpassung zeigt sich die Einführung einer Obergrenze für den Umfang nicht-kompensierter Redispatches. Damit wird das resultierende Risiko für Projektentwickler gegenüber einem unbeschränkten RDV begrenzt. Ein erhöhtes Risiko für EE-Projekte macht sich insbesondere durch höhere Finanzierungskosten bemerkbar, da schwer kalkulierbare Umsatzeinbußen eingepreist werden müssen.

ENTSCHÄRFT ABER WEITERHIN MIT HERAUSFORDERUNGEN KONFRONTIERT

Der RDV entsprechend Kabinettsbeschluss gewinnt damit deutlich an Verhältnismäßigkeit. Dennoch bleiben einige der zentralen Kritikpunkte am Instrument bestehen. So besteht weiterhin die Gefahr, dass der RDV den marktgetriebenen EE-Ausbau zurückdrängt, da die zusätzlichen Risiken nur über das EEG hinreichend kompensiert werden können (über höhere Gebote), nicht jedoch im PPA-Markt. Gleichfalls bleiben zusätzliche Risiken für EE-Projekte trotz Obergrenze für unvergüteten Redispatch bestehen. Einerseits liegen die Obergrenzen mit bis zu 20% der erzeugten Energiemenge hoch, andererseits könnte – in Abhängigkeit von der Ausgestaltung des Netzanschlussvertrages – der RDV mehrfach über die Lebensdauer der Anlagen greifen. Gleichfalls besteht die Möglichkeit, dass EE-Projektierer im Einzelfall nicht mehr auf die rückwirkende Ausweisung eines kapazitätslimitierten Gebietes durch Standortwechsel reagieren können.[12] Dieses unproduktive Risiko kann von Projektierern nach der Standortwahl nicht mehr beeinflusst werden und führt über Risikoaufschläge zu erhöhten Finanzierungskosten, die wiederum die Kosten des EE-Ausbaus insgesamt erhöhen können. Entsprechende Kostensteigerungen führen durch die Refinanzierung über das EE-Fördersystem zu Verteilungseffekten (Entlastung der Netzbetreiber und mittelbar der Netznutzer durch verringerte Netzentgelte, Belastung des Bundeshaushalts durch höhere EE-Förderung).

Weiterhin besteht die Herausforderung, dass Netzbetreiber durch den RDV Fehlanreizen ausgesetzt sind. Da EE-Anlagen, für die der RDV greift, für den Netzbetreiber „kostenlose“ Redispatchpotenziale darstellen (schließlich muss keine Redispatch-Vergütung gezahlt werden), werden entsprechende Anlagen im Redispatch bevorzugt eingesetzt. Anstatt eine systemdienliche Reihenfolge beim Regeln der Kraftwerke im Redispatch entsprechend Kosten und Wirksamkeit zu wählen, werden EE-Anlagen im RDV bis zur jährlichen Obergrenze abgerufen.

[12] Anzeige bei BNetzA bis 31. März laut Kabinettsbeschluss möglich

Daraus entsteht auch die Herausforderung, dass Netzbetreiber den Netzausbau verschleppen könnten, um kapazitätslimitierte Gebiete auszuweisen und darüber ihre Redispatchkosten zu senken. Schließlich greift der – schwer überprüfbare und bislang im Netzanschlusspaket bei Verzug nicht mit Sanktionen versehene – prioritäre Ausbau erst nach Ausweisung der Gebiete. Damit besteht trotz angehobener Schwellenwerte die Gefahr, dass der RDV zu umfassend zum Einsatz kommt. Die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete auf Basis historischer Redispatchmengen scheint zudem ungeeignet, um zukünftige Engpasssituationen abzubilden.

Die Datenlage in welchen Gebieten der RDV greifen würde, ist derzeit unzureichend. Es existieren keine deutschlandweiten Analysen zur Auswirkung der Schwellenwerte auf den Umfang der Ausweisung von kapazitätslimitierten Gebieten.[13]
Diese Intransparenz zu bestehenden Engpässen im Netz führt auch zu einer Informationsasymmetrie zwischen Netzbetreibern und EE-Projektierern; und verstärkt damit die ohnehin vorliegende Verhandlungsmacht auf Seiten der Netzbetreiber beim Abschluss der notwendigen Netzanschlussverträge.

Anders als preisbasierte Ansätze zur Internalisierung von Netzkosten (wie der BKZ) ermöglicht der RDV keine graduelle Abwägung der Netzausbaukosten bei der Standortwahl – über das Label der Kapazitätslimitierung hinaus werden Netzgebiete nicht weiter differenziert. Zudem gehen derzeit 65% des Redispatchvolumens auf Anforderungen aus dem Übertragungsnetz zurück.[14] Wenngleich Redispatchanforderungen aus dem Verteilnetz perspektivisch zunehmen, besteht die Gefahr, dass allein auf Basis von Übertragungsnetzengpässen kapazitätslimitierte Gebiete ausgewiesen werden, ohne dass diese Engpässe durch Netzausbau im Verteilnetz adressiert werden könnten. Das im Kabinettsbeschluss benannte Ziel des RDV, Limitierungen der Netzkapazitäten im Verteilnetz anzuzeigen und die Standortwahl für EE-Anlagen entsprechend zu beeinflussen, wird damit nur teilweise erreicht.

Ein weiteres Problem ist, dass in einigen Verteilnetzen finanzieller und bilanzieller Ausgleich noch in einer Übergangsphase zusammenfallen. Infolgedessen könnten der RDV von Netzgebiet zu Netzgebiet ökonomisch stark unterschiedlich wirken.[15]
Die Ungleichbehandlung kann gerichtlich angreifbar sein.

Rechtliche Analysen gehen zudem davon aus, dass der RDV nicht mit dem EU-Recht vereinbar sein könnte.[16] So gewährt die Elektrizitätsbinnenmarktverordnung allen Erzeugern einen Anspruch auf Redispatchvergütung. Eine Ausnahme besteht nur bei freiwilligem Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen. Der RDV kann jedoch als Zwang zum Abschluss entsprechender Netzanschlussvereinbarungen interpretiert werden. Zudem erachtet das Europarecht eine Spitzenkappung, also das systematische

[12] dvlp.energy (2026)
[14] Bundesnetzagentur (2026a)
[15] SUER (2026a)
[16] SUER (2026b)

„Einrechnen“ von Redispatch bei der Netzdimensionierung, in Höhe von bis fünf Prozent für zulässig und sinnvoll (für den dt. Kontext ist der Wert sogar höher). Eine europarechtlich „saubere“ Ausweisung als kapazitätslimitiertes Gebiet dürfte daher einen höheren Schwellenwert erfordern, der deutlich oberhalb 5% jährlicher Redispatchmengen liegt.

ANPASSUNGSBEDARF AM REDISPATCHVORBEHALT

Um diese Herausforderungen zu adressieren, sollten der RDV angepasst werden. Es muss sichergestellt werden, dass das Instrument ein eng begrenztes Ausnahmeinstrument für akute Engpassregionen bleibt, anstatt flächendeckend in der breiten Masse der Netzgebiete zur Anwendung zu kommen. Um das **finanzielle Risiko** für EE-Anlagen zu begrenzen und kalkulierbar zu machen, muss für Projektentwickler frühzeitig bekannt sein, ob ihre Anlagen in einem kapazitätslimitierten Gebiet liegen – eine Ausweisung mit ausreichend Vorlaufzeit und Abstimmung mit dem Turnus der EE-Ausschreibungen ist notwendig. Zudem sollte klargestellt werden, dass Anlagen bei erneuter Ausweisung eines kapazitätslimitierten Gebietes nicht betroffen sind.

Fehlanreize für Netzbetreiber können vermieden werden, indem Netzbetreiber verpflichtet werden, die RD-Kompensation in jedem Fall abzuführen – bei Greifen des RD-Vorbehalts jedoch an einen von allen Netzbetreibern gespeisten Fonds. Die Mittelverwendung könnte auf bestehenden Instrumenten wie dem bestehenden Mechanismus zur regionalen Angleichung der Netzentgelte („bundesweiter Aufschlag für besondere Netznutzung“) aufsetzen und genutzt werden, um die Höhe der Netzentgelte insgesamt zu reduzieren. So bleiben individuelle Anreize für Netzbetreiber zum Netzausbau erhalten während Netznutzer insgesamt profitieren können. Mit der anstehenden Reform der Anreizregulierung sollten die Redispatch-Kosten zudem in den Effizienzvergleich eingehen.

Bei einer Verbesserung des RD-Vorbehalts muss die **EU-Rechtskonformität** des RDVs gewährleistet werden. Hierfür könnte die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete auf Basis eines deutlich angehobenen Schwellenwertes eine Möglichkeit darstellen. Alternativ könnten auch spezifische technische Kriterien, wie beispielsweise engpassbehaftete Netzelemente, anstatt pauschaler Redispatchmengen genutzt werden. Weiterhin scheint die vorausschauende Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete, bspw. auf Basis der Netzausbaupläne und bestehender Netzanschlussanfragen geeigneter, um entstehende Engpasssituation abzuschätzen.

3.2 Betriebssteuerung – Flexible Connection Agreements

AUSGESTALTUNG UND STEUERUNGSLOGIK

Flexible Connection Agreements (FCA) sind ein Instrument zur Betriebssteuerung, das den Netzanschluss neuer EE-Anlagen auch dann ermöglichen soll, wenn Engpässe im Netz vorliegen und die Einspeisung mit voller Kapazität nicht zu jedem Zeitpunkt garantiert werden kann. Anlagenbetreiber akzeptieren dabei vertraglich definierte Einschränkungen ihrer Einspeisemöglichkeiten im Gegenzug für einen früheren oder überhaupt möglichen Netzanschluss.

Der freiwillige Abschluss von FCA beim Netzanschluss von EE-Anlagen entsprechend § 8a EEG ist heute schon möglich. Auch der RDV soll auf Basis von FCA umgesetzt werden.[17] Dieses Instrument wurde bereits im vorangehenden Abschnitt diskutiert. Hier wird die Rolle freiwilliger FCA diskutiert.

Vielfältige Ausgestaltungsmöglichkeiten für FCA sind denkbar – und werden bereits in der Praxis genutzt, von einer fixen Beschränkung der Einspeisung in bestimmten Zeitfenstern bis hin zur dynamischen, kurzfristigen Einschränkung durch den Netzbetreiber. Anders als im Redispatch werden Abregelungen in Folge eines FCA nicht vergütet. In Abhängigkeit von der Ausgestaltung des FCA können damit hohe, gar unbegrenzte Abregelung und Einnahmenausfälle die Folge sein. Die Steuerungswirkung von FCA kann räumlich hoch aufgelöst sein, da die Vereinbarungen an konkreten Netzanschlusspunkten ansetzen beziehungsweise einzelne Netzengpässen berücksichtigen.

Im aktuellen Reformprozess wird einerseits ein Anspruch für EE-Projektierer auf den Abschluss von standardisierten FCA als mögliche Option zur besseren Synchronisation von EE- und Netzausbau diskutiert.[18, 19] Andererseits würde sich aus dem RDV ein Zwang zum Abschluss von FCA für den Netzanschluss in kapazitätslimitierten Gebieten ergeben. FCA ermöglichen es dabei als temporäres Instrument, Netzengpässe zeitweise zu überbrücken und zusätzliche EE-Anlagen anzuschließen, bevor die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen vollständig umgesetzt sind. Dies ist die Intention eines FCA zur Umsetzung des RDV. Darüber hinaus können FCA jedoch auch genutzt werden, um EE-Anlagen dauerhaft an den Kosten des Engpassmanagements zu beteiligen, indem ein effizientes Maß an unvergüteter Abregelung ermöglicht wird.

Damit können FCA dazu beitragen, unterschiedliche Zeitschienen für EE- und Netzausbauprojekte kurzfristig besser miteinander zu synchronisieren. Zudem können

[17] Der RDV kann dabei als eine standardisierte Form von FCA interpretiert werden, die den Netzanschluss in kapazitätslimitierten Netzgebieten an die Akzeptanz entsprechender Einschränkungen knüpft.
[18] EWE & EnBW (2026)
[19] bne (2026)

FCA einen Beitrag leisten, vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und den Netzausbau bis „zur letzten Kilowattstunde“ zu vermeiden. Gleichzeitig schaffen FCA Anreize für zusätzliche Flexibilitäten, beispielsweise durch Speicher oder andere Lösungen hinter dem Netzanschlusspunkt.

HERAUSFORDERUNGEN UND ANPASSUNGSBEDARF

FCA werden bislang zeit- und ressourcenintensiv individuell zwischen Netzbetreibern und Projektentwicklern ausgehandelt. Dadurch entstehen hohe Transaktionskosten, die einer breiten Anwendung des Instruments im Wege stehen. Zudem bestehen erhebliche Informations- und Machtasymmetrien zwischen Netzbetreibern und EE-Projektierern. Netzbetreiber verfügen über deutlich bessere Informationen zur tatsächlichen Netzsituation und den zu erwartenden Einschränkungen als Projektentwickler. Die mangelnde Transparenz kann die Verhandlungsposition von EE-Projektierern schwächen und erschwert zugleich die Bewertung wirtschaftlicher Risiken. Zudem besteht eine Verhandlungs- bzw. Machtasymmetrie, da der EE-Projektierer auf den Netzanschluss angewiesen ist, um sein Projekt wirtschaftlich realisieren zu können, der Netzbetreiber dagegen keine entsprechende Abhängigkeit vom einzelnen Projekt hat. Bei unbegrenzter Abregelung durch den FCA, entsteht für Projektierer zudem ein zusätzliches, unproduktives Risiko, dass sich in erhöhten Finanzierungskosten der Projekte niederschlägt.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen, kann eine Standardisierung von FCA genutzt werden – und wird bereits von der Branche vorangetrieben.[20] Bisher besteht jedoch nur ein Baukastensystem, welches den FCA-Abschluss einheitlich strukturiert aber weiterhin sehr viele Verhandlungsspielräume lässt. Der aktuelle Kabinettsbeschluss sieht vor, dass die BNetzA Vorgaben für eine möglichst einheitliche Umsetzung durch die Netzbetreiber treffen kann. Die Festlegungskompetenz der BNetzA ist dabei zentral, um einheitliche Rahmenbedingungen für FCA zu schaffen und eine bundesweit konsistente Anwendung sicherzustellen.

Eine wirksame Standardisierung bedeutet dabei nicht zwingend starre Einheitsverträge für alle Anwendungsfälle, sondern die Festlegung zentraler Schlüsselparameter: Dazu gehören vor allem garantierte Mindestkapazitäten, maximale Abregelungsgrenzen, verbindliche Ankündigungsfristen sowie feste Umwandlungsfristen in vollwertige Netzanschlüsse nach dem Netzausbau.[21]

Durch solche klar definierten Vorgaben lassen sich die Transaktionskosten reduzieren und zusätzliche Risiken mit entsprechender Kostenwirkung für EE-Projekte vermeiden.[22] Die Standardisierung von FCA sollte daher im Mittelpunkt der Weiterentwicklung des Instruments stehen, um dessen Potenziale für die Betriebssteuerung nutzbar zu machen und gleichzeitig die bestehenden Umsetzungshemmnisse zu verringern.

[20] FA Wind Solar (2026)
[21] RAP (2026)
[22] Siehe bspw. Vorschlag der EWE/EnBW die unvergütete Abregelung auf 200 VLS im Jahr zu begrenzen.

3.3 Steuerung der Anlagen- und Netzdimensionierung – Überbauungspflicht

AUSGESTALTUNG UND STEUERUNGSLOGIK

Die Überbauung von Netzanschlüssen und darauf aufbauende Konzepte wie die systemdienliche Anschlussleistung (SAL)[23] dienen der Steuerung der Anlagen- und Netzdimensionierung. Ihr Grundgedanke besteht darin, mehr Erzeugungsleistung zu installieren, als dauerhaft gesicherte Netzanschlusskapazität zur Verfügung steht. Einspeisung bei selten auftretenden Erzeugungsspitzen wird dabei bewusst begrenzt, während die vorhandene Anschlusskapazität über den Großteil des Jahres besser genutzt werden kann. Dadurch rückt die gemeinsame Optimierung von Erzeugungsanlage und Netzanschluss stärker in den Mittelpunkt und Netzausbaukosten können reduziert werden.

Der Ansatz adressiert einen bislang wenig beachteten Aspekt der EE-Netz-Synchronisation. Netzanschlüsse werden heute häufig auf selten auftretende Einspeisespitzen ausgelegt.[24] Dies kann zusätzliche Netzausbaukosten verursachen, obwohl die entsprechende Anschlusskapazität über weite Teile des Jahres nicht vollständig genutzt wird. Durch eine stärkere gemeinsame Optimierung von Anlage und Netzanschluss können bestehende Netzkapazitäten effizienter genutzt und Netzausbaubedarfe begrenzt werden. Gleichzeitig entstehen Anreize, Speicher und andere Flexibilitätsoptionen hinter dem Netzanschlusspunkt zu integrieren.

HERAUSFORDERUNGEN UND ANPASSUNGSBEDARF

Der Kabinettsbeschluss zum Netzanschlusspaket greift die Überbauung bereits auf – was sehr zu begrüßen ist, in Form einer ordnungsrechtlichen Beschränkung der Netzanschlusskapazität für EE-Anlagen. Eine stärkere Steuerungswirkung könnte erreicht werden, indem Überbauung nicht starr vorgegeben wird, sondern Projektentwicklern die Möglichkeit gibt, die Anlagen- und Netzdimensionierung durch mehr Wahlfreiheit zu optimieren. Denkbar wäre beispielsweise ein gestuftes Modell, bei dem eine Mindestanschlussleistung garantiert wird und für darüberhinausgehende Leistung stärker eingeschränkte Anschlussprodukte genutzt werden können, die eine dynamische Optimierung der Einspeisung zulassen (anlehnend an den BET-Vorschlag der SAL).20 Dadurch würden Anreize entstehen, Erzeugungsleistung, Flexibilität und Netzanschlusskapazität gemeinsam zu optimieren.

Gleichzeitig sind wichtige Ausgestaltungsfragen einer Überbauungspflicht noch offen. Die Steuerungswirkung hängt maßgeblich davon ab, wie die relevante Anlagenleistung definiert wird. Insbesondere bei PV-Anlagen können unterschiedliche Bemessungsgrößen zu unterschiedlichen Anreizen führen. Die Wirtschaftlichkeit einer Überbauung unterscheidet sich teilweise deutlich zwischen Windenergie- und PV-Anlagen. Zudem besteht die Gefahr administrativer Fehlsteuerungen, da optimale Überbauungsgrade je nach Technologie, Netzgebiet und Anlagenkonfiguration variieren und sich daher nur begrenzt pauschal vorgeben lassen.

3.4 Einordnung der Instrumente

Durch die Instrumente RDV, FCA und eine Überbauungspflicht werden alle Wirkdimensionen (Investitionssteuerung, Betriebssteuerung, Anlagen- und Netzdimensionierung) grundsätzlich adressiert. Vor dem Hintergrund der bestehenden Herausforderungen ist fraglich, wie effektiv die gewählten Instrumente sind.

Der **RDV** erzielt seine Wirkung als ordnungsrechtliches Instrument. Die Wirkung hängt stark von der endgültigen Parametrierung und Umsetzung in der Praxis ab. Im Abschnitt 3.1 haben wir verschiedene Ansatzpunkte zur weiteren Verbesserung des RDV dargestellt, die umgesetzt werden sollten, um Rechtssicherheit herzustellen, das finanzielle Risiko für EE-Anlagen zu begrenzen und Fehlanreize für Netzbetreiber zu verhindern.

FCA außerhalb des RDVs haben das Potenzial eine zielgerichtete Betriebssteuerung für EE-Anlagen zu erreichen, die auf die lokale Netzsituation zugeschnitten ist. Die Gestaltungsfreiheit und Verhandlungsmacht der Netzbetreiber kann jedoch zu einem Übersteuern führen, in Form unbegrenzter, unvergüteter Abregelungen oder statischer Einschränkungen, die weit über das notwendige Maß hinausgehen. Eine Standardisierung inklusive der Festlegung von Obergrenzen für nicht-kompensierten Redispatch scheint damit geboten.

Analog zum RDV besteht bei einer regulatorischen **Überbauungspflicht** für EE-Projektierer nicht die Möglichkeit auf Basis von Kosten-Nutzen-Abwägungen graduell auf die anfallenden Netzanschluss- und -ausbaukosten zu reagieren. Vielmehr wird die Netzanschlusskapazität pauschal um einen fixen Grenzwert reduziert. Im Kabinettsentwurf wird bspw. eine 70%-Schwelle für Freiflächen-PV benannt. Analysen des EWI legen nahe, dass durchaus höhere Überbauungsverhältnisse gerechtfertigt sind und Einsparungen bei annuitätischen Netzausbaukosten in Höhe von rund 1,8 Mrd. EUR/a möglich sind, wenngleich dies unter dem Vorbehalt einer sehr lückenhaften Datenbasis bleibt, die nur einzelne Netzgebiete abdeckt.[25]

[25] EWI (2025)

Um Zielsicherheit für das Instrument zu erreichen, muss zudem sichergestellt werden, dass die Vorgaben nicht umgangen werden können. Eine stichhaltige Definition der Anlagenkapazität scheint insbesondere für PV-Anlagen herausfordernd, wo bspw. durch günstige Second-Hand-PV-Paneele die Anlagenkapazität künstlich erhöht werden könnte, um höhere Netzanschlusskapazitäten zu ermöglichen.

WIRKUNG DER INSTRUMENTE AUF NETZ- UND ERZEUGUNGSKOSTEN

Um die Instrumente zu bewerten, verknüpfen wir im Folgenden eine qualitative Einordnung mit einer quantitativen LCOE-Analyse. Entscheidend ist, ob Einsparungen beim Netzausbau und Redispatch die möglichen Steigerungen bei den Erzeugungskosten, etwa durch unvergütete Abregelung oder höhere Finanzierungskosten, überwiegen. Während Tabelle 2 die Effekte zunächst qualitativ zusammenfasst, quantifiziert die LCOE-Analyse die konkreten Kostenauswirkungen anhand beispielhafter Projekte für Freiflächen-PV und Onshore-Wind Abbildung 3 (Methodik siehe Anhang A).

Vor dem Hintergrund bestehender Umsetzungsherausforderungen ist entscheidend, ob die Instrumente ihre intendierte Wirkung erzielen und Systemkosten senken können. Um die effizientesten Instrumente und eine adäquate Ausgestaltung für diese zu identifizieren, müssen Einsparungen im Netzausbau und Redispatch gegen eine resultierende Steigerung der Erzeugungskosten abgewogen werden. Letzteres kann in Form direkter (z.B. nicht-kompensierter Redispatch) wie auch indirekter Kostensteigerungen (z.B. geringere Kalkulierbarkeit von Einnahmen, welche dann die Finanzierungskosten erhöhen) auftreten.

Instrumente wirken sich tendenziell positiv auf die Systemkosten aus, wenn sie das Investitionsrisiko nicht erhöhen und eine Steigerung der Erzeugungskosten ausschließlich auf die Internalisierung von Netzkosten zurückgeht. Für eine erste Einordnung der Wirkung werden die Effekte auf Netzkosten und Erzeugungskosten in der nachfolgenden Tabelle separat betrachtet und qualitativ bewertet.

Die Auswirkung auf die Erzeugungskosten wird ergänzend durch eine Analyse der Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity/LCOE) in erster Näherung quantifiziert. Die LCOE setzen die über die Lebensdauer der Anlagen anfallenden Kosten ins Verhältnis zur erzeugten Strommenge. Anhand beispielhafter EE-Projekte wird die Wirkung der Instrumente u.a. durch Risikoaufschläge und Verringerung der Volllaststunden beschrieben und dem Status quo ohne zusätzliche Instrumente gegenübergestellt (siehe auch Erläuterung der Methodik in Anhang A).

Tabelle 2: Einordnung der Wirkung der Instrumente des kurzfristigen Instrumentenmixes

	Internalisierung von Netzkosten		Auswirkung auf Erzeugungskosten	
	Internalisierung von Redispatch-Kosten	**Internalisierung von Netzausbau-kosten**	**Auswirkung auf Investitions-sicherheit**	**Auswirkung auf Erzeugungskosten** (durch Risikoaufschläge, höhere Investitionskosten oder verringerte Einnahmen)
Kurzfristiger Instrumentenmix				
Redispatchvorbehalt (entsprechend Kabinettsbeschluss)				
FCA (mit Begrenzung des nicht-kompensierten RD)				
Überbauungspflicht (SAL) (entsprechend Kabinettsbeschluss)				
Instrumentenmix				

Legende:

tendenziell positive Wirkung | neutral/keine Wirkung | tendenziell negative Wirkung

Sowohl der freiwillige Abschluss eines FCAs (außerhalb von kapazitätslimitierten Gebieten) als auch der RDV wälzen Redispatchkosten auf die Betreiber, was die Erzeugungskosten stark erhöht. Der RDV führt für die Dauer seiner Anwendung zu deutlichen Steigerungen der Finanzierungskosten der Anlagen und verringert die Erträge. Ein FCA mit Begrenzung des nicht-kompensierten Redispatchs verursacht zwar deutliche geringere Risikoaufschläge, verringert . die Erträge jedoch über die gesamte Lebensdauer der Anlage durch nicht vergütete Abregelung.

Diese Effekte spiegeln sich bei Freiflächen-PV in substanziellen Erhöhungen der Stromgestehungskosten (LCOE) von mehr als 10% wider, sowohl beim RDV als auch bei der Nutzung von FCAs. Bei Windenergie führt ein FCA hier nur zu geringen, relativen Kostensteigerungen, da die Volllaststunden der Anlage deutlich höher ausfallen, womit eine fixe Grenze von 200 VLS nicht-kompensierten Redispatchs weniger ins Gewicht fällt. Beim RDV hingegen fallen relative Kostensteigerungen höher aus, da die erhöhten Finanzierungskosten auf höhere Investitionskosten der Windenergie treffen.

Die Überbauungspflicht führt zu einer Berücksichtigung von Netzausbaukosten, erhöht dabei die Erzeugungskosten aber nur geringfügig. Aufgrund ihres Einspeiseprofils erreichen EE nur in wenigen Stunden des Jahres ihre maximale

Einspeiseleistung. Selbst eine Kappung der Anschlussleistung auf 70%iger reduziert den Energieertrag der Anlagen damit nur geringfügig. Da die Überbauungspflicht bereits zu Beginn der Projektentwicklung berücksichtigt werden kann, entstehen keine zusätzlichen Investitionsrisiken.

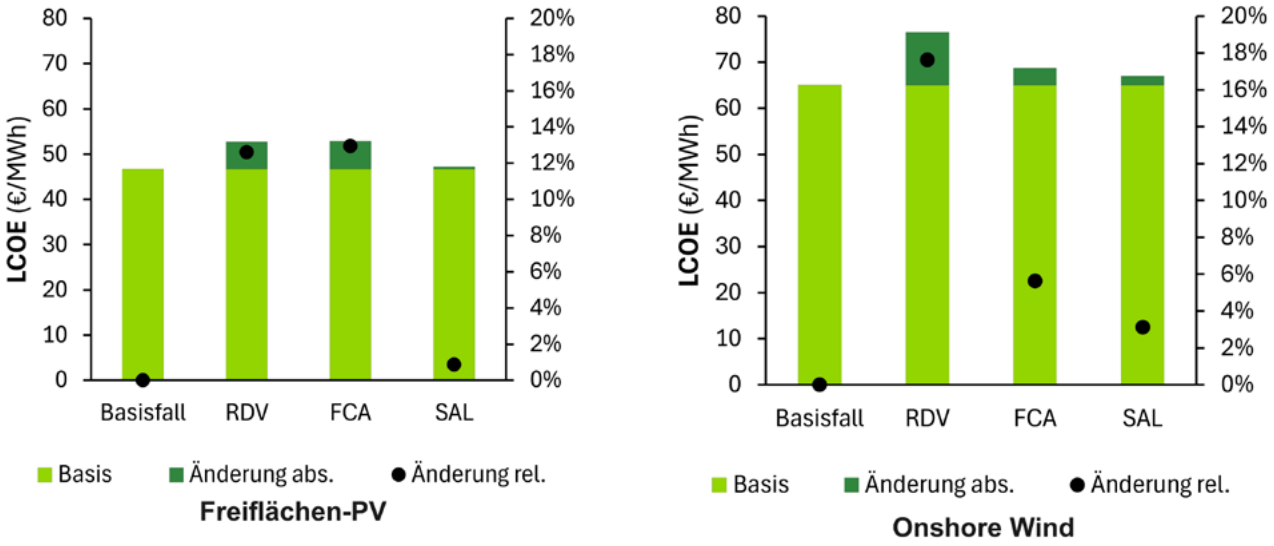

Abbildung 3: LCOE-Werte für beispielhafte EE-Projekte (Freiflächen-PV links, Onshore Wind rechts)

GESAMTSCHAU DES INSTRUMENTENMIXES

Im Vergleich der untersuchten Werkzeuge zeichnet sich die Überbauungspflicht (SAL) derzeit als das am wenigsten risikobehaftetes Instrument ab. Die qualitative und quantitative Bewertung legt nahe, dass die Überbauungspflicht im Vergleich am positivsten bewertet werden kann und tendenziell Maßnahme mit eindeutigem Systemvorteil gewertet werden kann, da sie im vorliegenden Modell mit den geringsten LCOE-Steigerungen einhergeht. Die genaue Wirkung der Instrumente hängt jedoch stark von deren konkreter Parametrierung abhängt.

Insgesamt würde der Instrumentenmix damit zwar ermöglichen Netzkosten bei EE-Projekten zu internalisieren, damit aber zugleich eine Verschlechterung des Risikoprofils von EE-Investitionen mit sich bringen. Diese Risiken könnten innerhalb des Fördersystems kompensiert werden (mit Verteilungseffekten), würden aber den marktgetriebenen EE-Ausbau beeinträchtigen. Das verschlechterte Finanzierungsprofil würde zudem die Kapitalbindung erhöhen und könnte damit die Projektpipeline, also den zukünftigen EE-Ausbau, beeinträchtigen. Dies ist problematisch, da der RDV seine Steuerungswirkung nur dann entfalten kann, wenn in EE-Ausschreibungen Wettbewerb

herrscht, also eine Überzeichnung erreicht wird. Bei unterzeichneten Ausschreibungen können potenziell auch teure EE-Projekte, die einen Netzanschluss innerhalb kapazitätslimitierter Gebiete vorsehen, bezuschlagt werden.[26]

Um die Wirkung der Instrumente über diese erste Einordnung hinaus zu beurteilen, sind weitere Analysen und größere (Daten-) Transparenz notwendig. So kann die Frage der Zielsicherheit des RDV auch auf Basis des Kabinettsbeschlusses derzeit nicht beantwortet werden. Die notwendigen Redispatchdaten werden nur dezentral durch die Netzbetreiber bereitgestellt. Darüber hinaus sind die Veröffentlichungen der Netzbetreiber, wie bspw. die Netzausbaupläne, nicht ausreichend, um Einsparungen bei Netzkosten und volkswirtschaftliche Mehrwerte zusätzlicher EE-Einspeisung umfassend gegeneinander abzuwägen. Ein Unter- oder Übersteuern sowohl des RDV als auch der Überbauungspflicht ist damit wahrscheinlich.

[26] EWI (2026)

4.0 ALTERNATIVE INSTRUMENTE FÜR EINEN MITTEL- BIS LANGFRISTIGEN INSTRUMENTENMIX NUTZEN

Die Einordnung des kurzfristig vorgesehenen Instrumentenmixes zeigt, dass die Instrumente eine stärkere Berücksichtigung der Netzkosten beim EE-Ausbau bewirken könnten. Dies würde jedoch durch zusätzliche Investitionsrisiken für Erneuerbare erkauft. Diese würden nicht nur EE-Erzeugungskosten erhöhen, sondern könnten auch den EE-Ausbau insgesamt beeinträchtigen. Damit stellt sich die Frage welche alternativen Instrumente zur Verfügung stehen, die die eine verbesserte EE-Netz-Synchronisation bewirken ohne negative Nebenwirkungen mit sich zu bringen.

Alternative Instrumente im Bereich der Netzentgelte wurden bereits durch die BNetzA im AgNes-Festlegungsentwurf angekündigt. Dieser sieht die Einführung dynamischer Einspeisenetzentgelte für Erzeuger ab dem Jahr 2032 (bis spätestens 2035) vor. Wenngleich Baukostenzuschüsse für Einspeiser als Instrument zur Standortsteuerung und Steuerung der Anschlussdimensionierung nicht explizit angekündigt wurden, behält sich die BNetzA offen dieses Instrument mit „Anreizfunktion“ festzulegen. Als alternativer Ansatz zur Standortsteuerung stehen zudem netzoptimierte Ausschreibungen in der Debatte. Diese Optionen für einen mittel- bis langfristigen Instrumentenmix werden im Folgenden diskutiert und analog zum kurzfristigen Instrumentenmix im vorangegangenen Kapitel eingeordnet.

4.1 Investitionssteuerung – Räumlich differenzierter Baukostenzuschuss, Netzoptimierte Ausschreibungen

BAUKOSTENZUSCHUSS

Der Kabinettsbeschluss des Netzanschlusspaketes sieht vor, dass die BNetzA einen Baukostenzuschuss ausgestalten kann (Festlegungskompetenz).[27] Dieser könne entsprechend netztechnischen Kriterien regional differenziert ausgestaltet werden und würde damit die Möglichkeit bieten, Investitionen in EE zu steuern. Die BNetzA gibt in ihrem Festlegungsentwurf jedoch noch keine weiteren Hinweise zu einer möglichen Ausgestaltung.

[27] Es ist umstritten, ob die Bundesregierung angesichts europäischer Rechtsprechung entsprechende Kompetenzen verteilen kann (siehe Redispatch Podcast (2026)).

Ein räumlich differenzierter BKZ könnte sowohl flache als auch tiefe Netzausbaukosten berücksichtigen. Beim Netzanschluss von EE-Anlagen können nicht nur in unmittelbarer Nähe der Anlagen[28] Netzausbaukosten für eine Kapazitätserhöhung anfallen. Vielmehr können bei vorhandenen Engpässen auch weiter entfernt von der Anlage selbst Netzausbaukosten anfallen. Während Erstere der Anlage selbst verursachungsgerecht relativ einfach zugeordnet werden können, ist dies für Letztere, die sogenannten tiefen Netzausbaukosten, methodisch herausfordernder.[29]

Verfügbare Netzanschlusskapazitäten und chronische Engpasssituationen im Netz würden damit in Investitionssignale für EE-Investoren übersetzt und könnten bereits bei der Standortwahl neuer Anlagen berücksichtigt werden. Die Kosten des Netzanschlusses variieren damit in Abhängigkeit von der lokalen Netzsituation. Dadurch entstehen Anreize für netzdienlichere Standortentscheidungen. Zudem kann ein netzanschlusskapazitätsbezogener BKZ die effiziente Nutzung von Netzanschlüssen fördern und Anreize für eine Überbauung setzen (siehe Kapitel 4.3).

Der besondere Mehrwert eines BKZ liegt darin, dass Projektierer diese Signale bereits bei der Investitionsentscheidung berücksichtigen und so zwischen unterschiedlichen Standorten abwägen können (im Gegensatz zum RDV). Da BKZ bereits bei der Investitionsentscheidung bekannt sind (bzw. sein sollten), entstehen keine zusätzlichen Risiken für Investoren. Die Finanzierungskosten von EE-Anlagen bleiben also unverändert. Zudem wirkt ein BKZ nicht nur auf den geförderten, sondern auch auf den ungeförderten EE-Ausbau.

Für eine wirksame Standortsteuerung durch BKZ ist eine bundeseinheitliche Methodik erforderlich, welche die durch den Netzanschluss verursachten Netzkosten hinreichend genau abbildet und zugleich weder methodisch zu komplex wird oder ohne Einzelprojekte durch hohe Kostenreflexivität über Gebühr belastet. Hierfür scheint zunächst weitere Forschungsarbeit notwendig (inkl. Analyse der Wechselwirkungen mit Windvorranggebieten). Die praktische Umsetzung steht jedoch vor Herausforderungen: Während eine bundesweit einheitliche Vorgabe der BNetzA den Abstimmungsbedarf vereinfacht, liegt die Hürde vor allem in der operativen Umsetzung durch die über 800 Verteilnetzbetreiber, insbesondere mit Blick auf die sachgerechte Einberechnung vorgelagerter Netzkosten und den Umgang mit komplexen Einzelfällen.
Eine weitere Herausforderung für BKZ ist, dass der Kapitalbedarf für EE-Investitionen steigt. Wenngleich das Risikoprofil der Anlagen unverändert bleibt, steigt der Eigenkapitalbedarf je EE-Projekt an wodurch die Anzahl an sich in Entwicklung befindlicher Projekte sinken könnte.

[28] Nähe hierbei im netztechnischen Sinne, die nicht zwingend auch räumliche Nähe bedeuten muss.
[29] Consentec et al. (2026)

NETZOPTIMIERTE AUSSCHREIBUNGEN

Ein alternativer Ansatz zur Investitionssteuerung sind netzoptimierte Ausschreibungen (NoA). Hierbei würden Redispatch- und Netzausbaukosten bereits im Ausschreibungsverfahren über standortabhängige Boni oder Mali berücksichtigt.[30] So würden Gebote für Anlagen in Netzengpassgebieten mit einem Malus versehen werden. Die hierfür relevanten Netzengpassgebiete sollen jährlich veröffentlicht werden und ausgewiesen werden, wo ein hinreichend deutlicher Engpass vorliegt. Als Schwellenwert wurden hierfür 10% Abregelung der Jahreserzeugung vorgeschlagen – ein Wert deutlich oberhalb der für kapazitätslimitierte Gebiete vorgesehenen 5%. Die Höhe des Malus solle dabei netzbezogene Mehrkosten abbilden, ohne überproportionale Steigerungen der Förderkosten auszulösen. Die Förderhöhe bliebe dabei weiterhin durch das abgegebene Gebot bestimmt und wäre unabhängig vom Malus; dieser solle lediglich die Zuschlagswahrscheinlichkeit im Wettbewerb beeinflussen. Das Instrument würde damit jedoch ausschließlich auf den geförderten Ausbau und nicht auf marktgetriebenen Ausbau wirken (letzteren aber auch nicht zusätzlich finanziell belasten).

4.2 Betriebssteuerung – Dynamische Netzentgelte für Einspeiser

Dynamische Einspeisenetzentgelte sollen Netzengpässe über zeitlich und regional differenzierte Preissignale in die Betriebsentscheidungen von Erzeugungsanlagen einfließen lassen. Die Netzentgelte werden von den Netzbetreibern abhängig vom prognostiziertem RD-Bedarf tags voraus festgelegt. In Zeiten und Regionen mit hoher Netzbelastung steigen die Einspeiseentgelte, während sie bei geringer Netzbelastung sinken oder gar negativ ausfallen können, wenn zusätzliche Einspeisung in einer Region netzentlastend wirkt. Anlagenbetreiber entscheiden dabei selbst, wie sie auf das Preissignal reagieren; d.h. ob sie ihre Einspeisung reduzieren (freiwillige Abregelung), mittels Speicher verschieben oder anderweitig Flexibilitätsoptionen hinter dem Netzanschlusspunkt nutzen. Mittelbar wirken dynamische Netzentgelte damit auch auf die Investitionsentscheidung. EE-Projektierer lassen die antizipierten Kostenfluktuationen in ihre Standortwahl sowie in ihre Anlagenauslegung mit einfließen. Die Bundesnetzagentur verfolgt diesen Ansatz im Rahmen der AgNes-Reform und strebt eine Einführung ab 2032 (bis spätestens 2035) an.

Bei der Ausgestaltung dynamischer Netzentgelte bestehen erhebliche Herausforderungen, denn sie müssen bereits vor dem Market Clearing festgelegt werden. Die tatsächliche Netzsituation hängt jedoch vom späteren Marktergebnis und kurzfristigen Änderungen bei Erzeugung und Nachfrage ab. Netzbetreiber müssen Engpässe daher prognostizieren, bevor diese tatsächlich eintreten. Prognosefehler können dazu führen,

[30] Siehe SUER/ÖI (2026)

dass Netzentgelte zu hoch oder zu niedrig ausfallen und damit die gewünschte Steuerungswirkung verfehlen. Insbesondere kurzfristig auftretende Netzengpässe lassen sich nur begrenzt abbilden. Zudem besteht die Gefahr, dass EE-Anlagen aufgrund sehr ähnlicher Einspeiseprofile innerhalb einer Region gleichförmig auf dynamische Netzentgelte reagieren. Ein Über- oder Untersteuern ist damit wahrscheinlich. Die variablen Entgelte und Prognoseunsicherheiten erhöhen das Erlösrisiko von EE-Betreibern, womit auch Finanzierungskosten für EE-Projekte steigen würden.

4.3 Steuerung der Anlagen- und Netzdimensionierung – Baukostenzuschuss

Neben der Standortsteuerung bei räumlicher Differenzierung (siehe Abschnitt 4.1) setzt ein Baukostenzuschuss auch Anreize für eine effizientere Dimensionierung von EE-Anlagen und Netzanschlüssen. So bepreist ein BKZ die Inanspruchnahme von Netzanschlusskapazität und macht die verbundenen Kosten bereits bei der Investitionsentscheidung sichtbar. Projektierer erhalten dadurch einen Anreiz, vorhandene Netzkapazitäten möglichst gut auszunutzen, wie bspw. durch Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen. Zusätzliche Netzanschlusskapazität wird damit nur dann nachgefragt, wenn deren Nutzen die entstehenden Mehrkosten rechtfertigt.
Die Entscheidung über die optimale Kombination aus Erzeugungsleistung, Netzanschlusskapazität und Flexibilitätsoptionen hinter dem Netzanschluss verbleibt damit bei den Anlagenbetreibern.

Analog zu einer regulatorischen Überbauungspflicht kann der BKZ nicht unmittelbar auf Engpasssituationen im Netz Einfluss nehmen, da die Betriebsweise der Anlagen nicht beeinflusst wird. Vielmehr kann in einzelnen Zeitpunkten durch die Überbauung auch zu viel/zu wenig abgeregelt werden, wenn im Netz zusätzliche/keine Transportkapazitäten zur Verfügung stehen. Ein großer Vorteil des BKZ, analog zur Überbauungspflicht, ist jedoch, dass die Planungsgrundlage der Netzbetreiber angepasst wird.
Die für die Netzplanung entscheidende Höchstleistung entsprechend Netzanschlusskapazität wird durch Überbauung reduziert. Die Folge sind Einsparungen von Netzkosten, nicht nur unmittelbar am Netzanschlusspunkt, sondern auch an weiter entfernten Engpassstellen im Netz.

4.4 Einordnung der Instrumente

Durch die Einführung dynamischer Netzentgelte sowie einen BKZ (oder alternativ netzoptimierte Ausschreibungen) können alle Wirkdimensionen der EE-Netz-Synchronisation abgedeckt werden, wobei der BKZ zugleich für Standortwahl als auch für Anlagen- und Netzdimensionierung Anreize setzt.

WIRKUNG DER INSTRUMENTE AUF NETZ- UND ERZEUGUNGSKOSTEN

Analog zum kurzfristigen Instrumentenmix (siehe Abschnitt 3.4) werden die Alternativinstrumente anhand ihrer Wirkung auf Netz- und Erzeugungskosten (LCOE-Analyse) eingeordnet (Tabelle 3).

Tabelle 3: Einordnung der Wirkung der alternativen Instrumente

	Internalisierung von Netzkosten		Auswirkung auf Erzeugungskosten	
	Internalisierung von Redispatch-Kosten	**Internalisierung von Netzausbau-kosten**	**Auswirkung auf Investitions-sicherheit**	**Auswirkung auf Erzeugungskosten** (durch Risikoaufschläge, höhere Investitionskosten oder verringerte Einnahmen)
Mittelfristige Instrumente				
BKZ				
Netzoptimierte Ausschreibungen				
Dyn. NE				
Standardisierte FCA (mit Begrenzung des nicht-kompensierten RD)				

Legende:
tendenziell positive Wirkung | neutral/keine Wirkung | tendenziell negative Wirkung

Der BKZ kann bei entsprechender Ausgestaltung Anreize für eine netzdienliche Standortwahl setzen. Netzausbaukosten können sehr gut internalisiert werden, ohne die Investitionssicherheit negativ zu beeinflussen. Für eine geeignete Ausgestaltung des BKZ, die eine Abwägung zwischen hoher Kostenreflexivität und Pauschalierung für Handhabbarkeit erfordert, sind allerdings noch offene methodische Fragen zu klären. Gleichfalls bewirkt ein BKZ auch die Reduktion und effiziente Ausnutzung der Netzanschlusskapazitäten.[31]

[31] Zwischen beiden Wirkungen des BKZ besteht eine Wechselwirkung. Durch regionale Differenzierung des BKZ kann der Anreiz zur effizienten Anlagen- und Netzanschlussdimensionierung abgeschwächt werden (bspw. bei Reduktion des BKZ auf Null in engpassfreien Netzgebieten).

Die Wirkung eines BKZ auf die EE-Stromgestehungskosten fällt dabei zwischen PV und Onshore-Wind deutlich unterschiedlich aus (Abbildung 4). Der für beide Technologien als konstant angenommene BKZ erhöht die Investitionskosten für PV deutlich und führt damit zu erheblichen relativen Kostensteigerungen. Für Onshore Wind, mit ohnehin höheren Investitionskosten, fällt die Steigerung entsprechend geringer aus.[32]

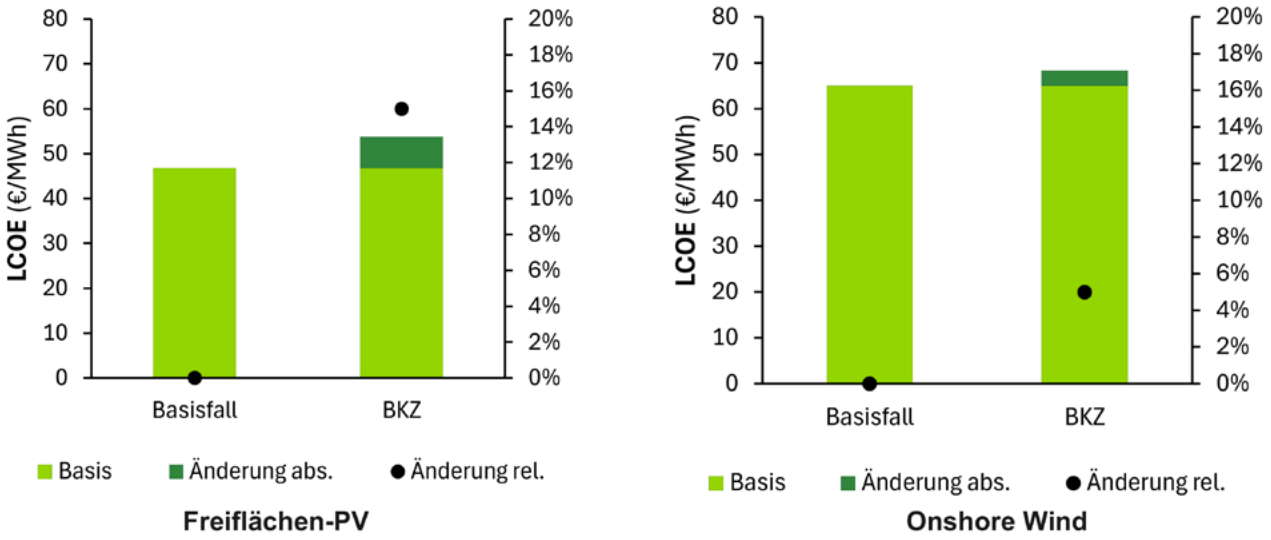

Abbildung 4: LCOE-Werte für beispielhafte EE-Projekte (Freiflächen-PV links, Onshore Wind rechts)

Auch netzoptimierte Ausschreibungen können zu einer Berücksichtigung der Netzausbaukosten bei der Standortwahl führen. Im Gegensatz zu einem BKZ werden die Netzkosten dabei aber nur im Gebot einer der Ausschreibung berücksichtigt und fließen nicht als tatsächliche, internalisierte Kosten in die Projektkosten ein.
Da ein entsprechendes Ausschreibungsdesign zudem die Investitionsrisiken nicht erhöht, bleiben die Erzeugungskosten unverändert.[33] Die räumliche Steuerungswirkung hängt dabei davon ab, wie die Ausschreibungen ausgestaltet werden und wie gut sich regional unterschiedliche Netzsituationen im Auktionsmechanismus abbilden lassen.

[32] Die Wirkung des BKZ hängt maßgeblich von der Ausgestaltung ab, also der absoluten Höhe des BKZ sowie einer Differenzierung nach Regionen und Technologien.
[33] Die Standortwahl verändert auch die Standortgüte und damit die Erzeugungskosten. Dieser Effekt tritt auch bei den anderen Instrumenten zur Standortsteuerung auf und wird hier nicht berücksichtigt.

Sowohl durch den BKZ als auch durch NoA kann die Verteilung zusätzlicher EE-Erzeugung in Deutschland systemdienlich optimiert werden. Wenngleich kurzfristig weiterhin ein starker Netzausbau auf Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene notwendig ist, gehen Analysen davon aus, dass durch ein optimiertes EE-Angebot langfristig bis 2045 Netzausbaukosten im Übertragungsnetz in Höhe von rund 16 Mrd. EUR (rund 6% der Gesamtkosten) eingespart werden können im Vergleich zum offiziellen Netzentwicklungsplan (2023).[34,35]

Dynamische Netzentgelte für Einspeiser kommen der Wirkung eines Gebotszonensplits bzw. nodaler Strompreise näher als andere Instrumente, zeigen jedoch erhebliche Herausforderungen in der Umsetzung. Ihre Wirksamkeit ist maßgeblich von der Qualität von Engpassprognosen und der räumlichen Ausgestaltung abhängig. Zwar bewirken dyn. Netzentgelte eine Internalisierung der Redispatchkosten und reduzieren damit Redispatchvolumina. Analysen zeigen jedoch die häufige Überreaktion der EE-Anlagen, die in Kombination mit den verbleibenden Redispatchbedarfen, die EE-Einspeisung insgesamt deutlich senken kann.[36] Zudem führt die zusätzliche Unsicherheit zu Risikoaufschlägen und verschlechtert damit die Finanzierungsbedingungen für EE-Anlagen. Die verringerte Einspeisung der Anlagen durch Reaktion auf die dyn. Netzentgelte in Verbindung mit erhöhten Finanzierungskosten erhöhen die Erzeugungskosten substanziell.

GESAMTSCHAU DES INSTRUMENTENMIXES

Insgesamt zeigt sich, dass mittelfristig alternative Instrumente zur Verfügung stehen, die Redispatch- und Netzausbaukosten tendenziell besser internalisieren können als dies bei den Instrumenten des kurzfristigen Instrumentenmixes der Fall ist.
Der BKZ erzielt seine Wirkung zudem ohne zusätzliche Investitionsrisiken und erscheint in erster Einordnung damit als überlegene Option zur Standortsteuerung und Steuerung der Anlagen- und Netzanschlussdimensionierung. Dynamische Netzentgelten hingegen bringen voraussichtlich hohe zusätzliche Investitionsrisiken mit sich. Ob durch die Einführung dynamischer Netzentgelte damit ein Mehrwert im Sinne höherer Systemeffizienz erzielt werden kann, muss auf Basis weiterer Analysen geprüft werden. Die breite Nutzung standardisierter FCA in Verbindung mit dem bestehendem Redispatchsystem kann ggf. eine Alternative zur Nutzung dynamischer Einspeiseentgelte darstellen.

[34] Ariadne (2025)
[35] Im Vergleich zu Untersuchungen der ef.Ruhr (732 Mrd. EUR) oder des IMK (651 Mrd. EUR) liegen die Ariadne-Schätzungen am kostenoptimierten Ende, wobei Agora Energiewende diesen Kurs durch identifizierte jährliche Einsparpotenziale von 4,8 Mrd. EUR durch Flexibilität bekräftigt. Demgegenüber dient die dena als Referenz für Szenarien mit geringer Flexibilisierung, die aufgrund ungesteuerter Lastspitzen einen massiven physischen Netzausbau unumgänglich machen. Insgesamt verdeutlicht dieser Vergleich, dass eine intelligente Laststeuerung und Systemplanung den physischen Ausbaubedarf sowie die resultierenden Gesamtkosten drastisch reduzieren können.
[36] Aurora Energy Research (2026)

5.0 ÜBERGANG DURCH EINE ROADMAP VORANBRINGEN

Das Ziel aktueller Reformbestrebungen der Bundesregierung und BNetzA ist richtig, durch EE-Netz-Synchronisation die Systemkosten zu senken. Im Hinblick auf den EE-Ausbau kann hierfür ein Instrumentenmix genutzt werden, welcher die Investition in neue EE-Anlagen steuert (Standortwahl) und zudem die Anlagen- und Netzdimensionierung sowie den Betrieb effizient anreizt.

Der durch das BMWE vorgestellte kurzfristige Instrumentenmix mit den ordnungsrechtlichen Ansätzen des RDV und der Überbauungspflicht sowie der Möglichkeit freiwillig FCAs abzuschließen, deckt dabei grundsätzlich alle relevanten Wirkdimensionen ab. Insbesondere der RDV zeigt in seiner vorgeschlagenen Ausgestaltung jedoch erhebliche Herausforderungen.

Gleichfalls hat die Bundesnetzagentur mit dem Festlegungsentwurf zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) bereits die Einführung weiterer Instrumente angekündigt. Dynamische Netzentgelte und ein regional differenzierter BKZ setzen dabei preisbasierte Anreize in den gleichen Wirkdimensionen wie der durch die Bundesregierung vorgeschlagene Instrumentenmix. Als Zeithorizont für die Einführung dieses mittelfristigen Instrumentenmixes sieht die BNetzA die frühen 2030er-Jahre vor[37]. Durch diese kumulierten Anreize droht – zumindest potenziell – eine Doppelbelastung, deren wechselseitige Effekte für Investoren schwer einzuschätzen sind, was die Planungs- und Finanzierungssicherheit für Neuanlagen nachhaltig beeinträchtigt.

Eine Abstimmung der sich überlappenden Ansätze ist damit geboten. So sollten die Reformen des Netzanschlusspakets bereits jetzt so ausgestaltet werden, dass sie mit einem möglichen mittel- bis langfristigen Instrumentenmix kompatibel sind, der auch Instrumente in der Zuständigkeit der BNetzA berücksichtigt. Hierfür sollten die Instrumente aufeinander abgestimmt oder zeitlich gestaffelt werden. Beim RDV empfiehlt sich ein vorsichtiges Herantasten bei der Ausgestaltung, um Fehlanreize sowie eine unerwünschte Kumulation von Lenkungs- und Entlastungseffekten zu vermeiden. So bleibt das Instrument im Bedarfsfall nachsteuerbar oder schnell revidierbar, falls es zu unvorhergesehenen Verzerreffekten kommt. Der Übergang zwischen Instrumente sollte durch entsprechende Regelungen wie bspw. Ausstiegsklauseln aktiv gestaltet werden. Schließlich bietet die Einführung eines BKZ zur Investitionssteuerung die Option den RDV abzulösen. Im Ergebnis kann eine Roadmap der Bundesregierung stehen, die mehr Klarheit zu einem möglichen Zielsystem schafft und die Reformprozesse besser verzahnt.

[37] Der Festlegungsentwurf benennt 2032 als frühesten Zeitpunkt für die Einführung dyn. Einspeisenetzentgelte. Für den BKZ wird keine Aussage gemacht.

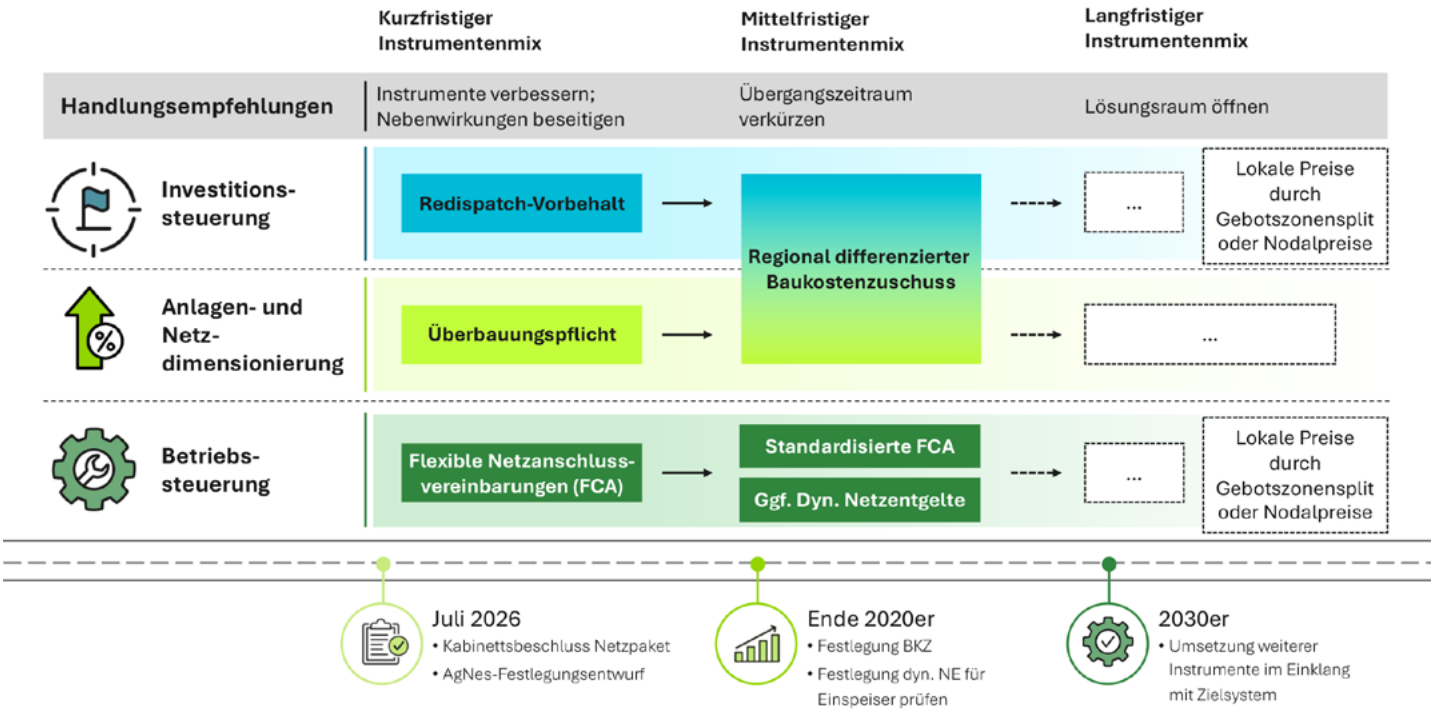

Abbildung 5: Weiterentwicklung des Instrumentenmixes zur Steuerung des EE-Ausbaus

6.0 BEGLEITENDE MASSNAHMEN UMSETZEN

Neben Instrumenten zur Steuerung von Investition, Anlagendimensionierung und Betrieb von EE-Anlagen sollte ein umfassendes Reformpaket zur EE-Netz-Synchronisation auch alternative Ansätze verfolgen. Schließlich sollte die EE-Netz-Synchronisation nicht ausschließlich auf Maßnahmen beruhen, die den EE-Ausbau an den Netzausbau anpassen. Vielmehr gilt es den schleppenden Netzausbau auf Verteilnetzebene zu beschleunigen, um so den notwendigen EE-Zubau zu ermöglichen.

Der Kabinettsbeschluss des Netzanschlusspakets zeigt hierfür bereits wichtige Ankerpunkte – beispielsweise die Verbesserung des Netzanschlussprozesses und Erhöhung der Transparenz zu verfügbaren Anschlusskapazitäten. Diese könnten durch das kürzlich von der Bundesregierung angekündigte Verteilnetzpaket ausgebaut werden. Viele der Maßnahmen sind dabei vor dem Hintergrund eines ohnehin notwendigen, weiteren Netzausbaus No-Regret-Maßnahmen.

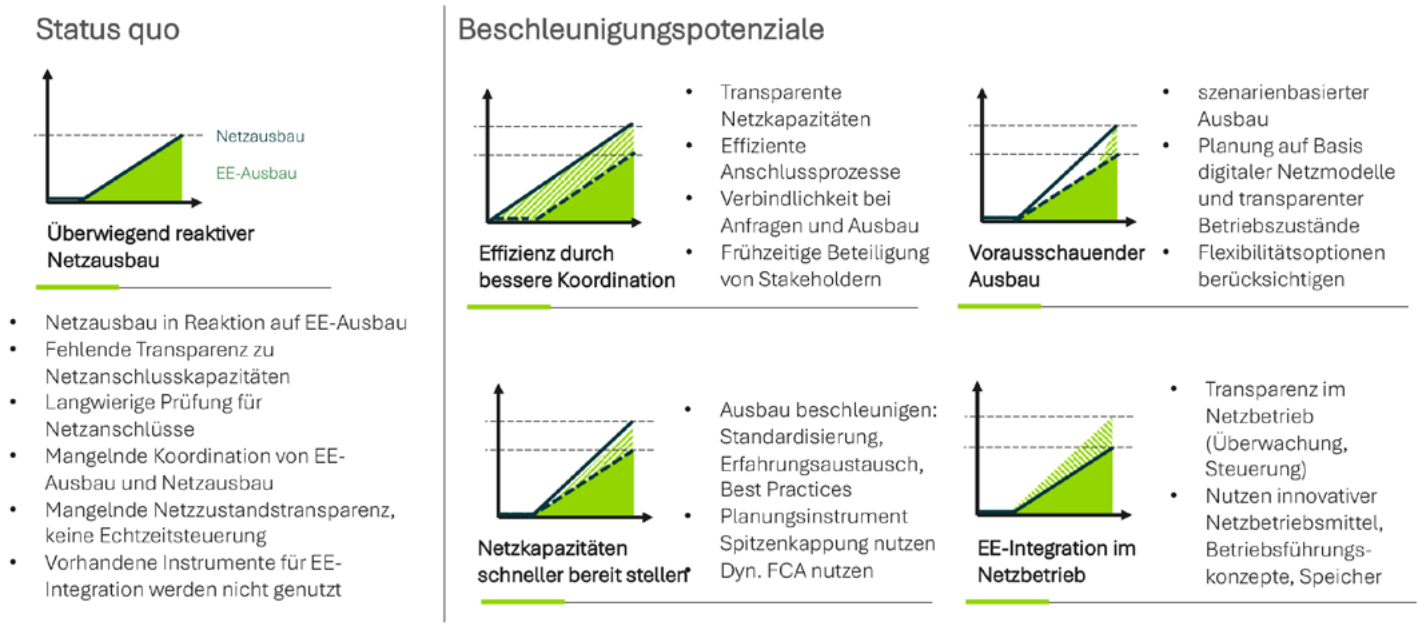

Abbildung 6: Status quo des Netzausbaus und mögliche Beschleunigungspotenziale

Ein umfassendes Reformpaket zur EE-Netz-Synchronisation sollte damit folgende unterstützende Maßnahmen und Ziele verfolgen, illustriert in Abbildung 6:

- Beschleunigung des Netzausbaus auf Verteilnetzebene, durch Beschleunigung von Planung- und Genehmigung, Standardisierung von Komponenten, den Austausch von Erfahrungen und Best Practices unter Netzbetreibern

- Finanzierung des Netzausbaus durch zusätzliche Instrumente stärken, insbesondere für kommunale Unternehmen

- Ermöglichen des vorausschauenden Netzausbaus durch Besserstellung in der Anreizregulierung sowie vorrauschauende Planung auf Basis von Szenarien, digitaler Netzmodelle und transparenter Netzbetriebszustände unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen; hierfür Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber methodisch vereinheitlichen und stärker mit Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber abstimmen

- Verbesserung des Netzanschlussprozesses und Erhöhung der Transparenz zu verfügbaren Anschlusskapazitäten (bereits Teil des Netzanschlusspaketes)

- Ermöglichen des lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch – vor und hinter dem Netzverknüpfungspunkt; Um die Nutzung von abzuregelndem Strom hinter dem Netzanschluss zu ermöglichen, sollte Redispatch auf Ebene des Netzverknüpfungspunkt anstatt auf Anlagenebene ermöglicht werden (Ausgangspunkt können bestimmte Anlagenkonstellationen sein, bei denen dies praktisch umsetzbar ist.)

- Flexibilisierung der Nachfrage durch Umsetzung einer Flexibilitätsagenda

- Umfassendere Nutzung des bestehenden Planungsinstruments der Spitzenkappung durch alle Verteilnetzbetreiber

- Erhöhen der Transparenz im Netzbetrieb und Einsatz digitaler Lösungen für Überwachung und Steuerung sowie innovativer Netzbetriebsmittel

7.0 FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Intention der Bundesregierung ist richtig, EE-Ausbau und Netz-Ausbau stärker zu synchronisieren. Steigende Netzausbau- und Redispatchkosten verdeutlichen den Handlungsbedarf, um eine kosteneffiziente Energiewende zu ermöglichen.
Die Synchronisation umfasst dabei zwei Richtungen:

- Einerseits muss durch Beschleunigung des Netzausbaus und Sicherstellen eines effizienten Netzbetriebs die Integration zusätzlicher EE-Kapazitäten ermöglicht werden.

- Anderseits sollten durch eine netzdienliche Steuerung des EE-Ausbaus und -Betriebs bestehende Netzkapazitäten bestmöglich ausgenutzt werden und der Netzausbaubedarf begrenzt werden.

Vor dem Hintergrund des sehr hohen Ausbaubedarfs der nächsten Jahre muss der (Verteil-) Netzausbau ins Zentrum der politischen Aufmerksamkeit rücken.
Das von der Bundesregierung angekündigte Verteilnetzpaket will dies nun angehen.

Grundlegend für die netzdienliche Steuerung des EE-Ausbaus sind lokale Signale, die knappe Netzkapazitäten anzeigen und damit die Standortwahl und Betrieb der EE-Anlagen beeinflussen: Indem Netzkosten für EE-Projektierer sichtbar gemacht werden, können diese darauf reagieren und Netzkosten in ihren betriebswirtschaftlichen Abwägungen berücksichtigen (internalisieren). So kann die Gesamtsystemeffizienz steigen. Eine ökonomisch sinnvolle Maßnahme, um dieses Ziel zu erreichen, wäre ein Gebotszonensplit, dies ist jedoch derzeit nicht politisch durchsetzbar und fällt damit auf absehbare Zeit als Lösungsoption weg.

Im Fokus der Aufmerksamkeit stehen daher aktuell verschiedene, alternative Instrumente, die lokale Signale liefern und zur Internalisierung von Netzkosten beitragen können, sich im Detail aber in ihrer Wirkung unterscheiden. Dabei vermag es kein Einzelinstrument gleichfalls die Standortwahl, Dimensionierung von Anlagen und Netzanschlusskapazitäten sowie den Betrieb zu beeinflussen. Um eine bestmögliche Synchronisation von EE- und Netzausbau zu erreichen, sind also verschiedene, sich ergänzende Instrumente zu prüfen.

Damit wird eine systematische Betrachtung des Zusammenspiels verschiedener Instrumente und die Entwicklung eines kohärenten Gesamtansatzes für die EE-Netz-Synchronisation notwendig. Die Auswahl und isolierte Betrachtung einzelner Instrumente ist nicht ausreichend. Vielmehr gilt es auch Wechselwirkungen und Nebenwirkungen der Instrumente zu berücksichtigen.

UNSERE ANALYSE ZEIGT DABEI:

Für einen kurzfristigen Instrumentenmix zur EE-Netz-Synchronisation gibt der veröffentlichte Kabinettsbeschluss zum Netzanschlusspaket eine klare Stoßrichtung vor. Der sogenannte Redispatchvorbehalt (RDV) soll die Einnahmen für EE-Projekte in netzlimitierten Regionen reduzieren und damit eine Investitionssteuerung herbeiführen; zudem soll die Einführung einer Überbauungspflicht die Anlagen- und Netzdimensionierung steuern. Bereits heute erlauben die im EEG verankerten FCA eine Betriebssteuerung der Anlagen. Die vorgeschlagenen Instrumente weisen jedoch weiterhin Lücken und Herausforderungen auf, die adressiert werden sollten.

Die Umsetzung des **RDVs** erzielt seine Steuerungswirkung, indem die Redispatchkompensation in kapazitätslimitierten Gebieten für EE-Anlagen durch den zwingenden Abschluss eines FCA eingeschränkt wird. Wenngleich der Kabinettsbeschluss gegenüber dem Referentenentwurf wichtige Anpassungen enthält, sind weitere Anpassungen notwendig, um Rechtssicherheit herzustellen, das finanzielle Risiko für EE-Anlagen zu begrenzen und Fehlanreize für Netzbetreiber zu verhindern:

- Offene Fragen zur Vereinbarkeit des RDVs mit dem **EU-Recht** müssen geklärt werden. Hierfür ist es notwendig, kapazitätslimitierte Gebiete, in denen der RDV greift, auf Basis individueller, netzspezifischer Kriterien auszuweisen.
  Die Einschränkung der Redispatchkompensation auf Basis pauschaler Schwellenwerte für Redispatchmengen erscheint hingegen wenig zielführend und sollte vermieden werden.

- Zudem sollte **größtmögliche (Daten-) Transparenz** geschaffen werden.
  Derzeit ist die Datenlage unzureichend, um zu beurteilen welche Gebiete als kapazitätslimitiert gelten würden. So kann die Wirksamkeit des Instruments nicht beurteilt werden.

- Ein **moderates Maß an Redispatch ist effizient,** um den Netzausbaubedarf zu begrenzen. So sieht bspw. die gesetzliche Regelung der Spitzenkappung eine 3% Abregelung als effizientes Maß vor. Vor dem Hintergrund eines von EE dominierten Stromsystems, sollte die Schwelle für die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete deutlich höher liegen als bei 5%.

- Es besteht die Gefahr, dass Netzbetreiber Anlagen im RDV als „kostenlose“ Redispatchpotenziale nutzen, was die effiziente Einsatzreihenfolge von Anlagen verzerrt. Solche **Fehlanreize für Netzbetreiber** durch den RDV sollten verhindert werden. Deswegen sollten Netzbetreiber verpflichtet werden, auch bei Greifen des RDVs eine Kompensation zu zahlen – anstatt an die Anlagenbetreiber kann diese bspw. an einen Fonds zur Senkung der Netzentgelte abgeführt werden.

- Um das **Risiko für Projektentwickler zu minimieren,** sollten kapazitätslimitierte Gebiete vorausschauend definiert werden und mit ausreichend Vorlaufzeit ausgewiesen werden. Durch Abstimmung der Zeitschiene der Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete mit EE-Ausschreibungen und typischen Projektentwicklungsdauern, können „böse Überraschungen" für Projektierer verhindert werden.

- Es sollte klargestellt werden, dass **Anlagen bei erneuter Ausweisung eines kapazitätslimitierten Gebietes im Laufe der Anlagenlebensdauer nicht betroffen sind,** andernfalls wird die Planungssicherheit für Projektentwickler und Anlagenbetreiber stark reduziert. Schließlich ist es möglich, dass kapazitätslimitierte Gebiete in kurzer Folge hintereinander ausgewiesen werden.

- Der Kabinettsbeschluss sieht die **Evaluierung des Instruments** des Redispatch-vorbehalts in 2029. Bereits jetzt sollte festgelegt werden, dass der RDV überarbeitet oder ersetzt wird, wenn es sich als ineffektiv herausstellt, problematische Wirkungen zeigt oder mit einem regional differenzierten Baukostenzuschuss (BKZ) ein alternatives Instrument zur Verfügung steht.

Ergänzend zum RDV soll eine **Überbauungspflicht** die netzdienliche Dimensionierung von EE-Netzanschlüssen bewirken und ermöglicht damit auch Netzbetreibern eine angepasste Planungsgrundlage. Durch pauschale Ausgestaltung erfolgt jedoch keine Abwägung zwischen Netzanschlusskosten und dem Mehrwert zusätzlicher Einspeisung auf Anlagenebene. Notwendige Anpassungen sind:

- Daher muss geklärt werden, wie Anlagenleistung für Wind- und PV-Anlagen definiert werden kann, um **Fehlanreize zu vermeiden.** Insbesondere bei PV-Anlagen, die sich von Panels bis hin zu Umrichtern aus verschiedenen Komponenten (Panels, Umrichter) mit teils unterschiedlichen Leistungen zusammensetzen, erscheint die Definition der Anlagenleistung herausfordernd. Um höhere Netzanschluss-kapazität zu erkaufen, könnten Projektierer einzelne Komponenten überdimensionieren – die Steuerungswirkung des Instruments ginge verloren und lediglich der EE-Ausbau würde teurer werden.

- Die statische Grenze der Netzanschlusskapazität ist unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation. Auch wenn im Netz freie Transportkapazitäten vorhanden sind, könnte eine EE-Anlage keine zusätzliche Leistung oberhalb der fixen Netzanschlusskapazität einspeisen. Perspektivisch ist eine Weiterentwicklung notwendig, die Projektentwicklern mehr Wahlfreiheit bietet und eine dynamische Begrenzung der Einspeisung ermöglicht.

Der freiwillige Abschluss von FCA stellt auch heute schon eine Möglichkeit dar, um EE-Anlagen bei begrenzten Netzanschlusskapazitäten ans Netz zu bringen und kann auch in nicht-kapazitätslimitierten Gebieten genutzt werden:

- Bei mehr als 800 Verteilnetzbetreibern in Deutschland ist eine **Standardisierung notwendig,** um Transaktionskosten bei Abschluss eines FCA zu senken dessen umfassende Anwendung zu ermöglichen. Bestehende Ansätze zu einem Baukastensystem gehen dabei nicht weit genug.

- Wichtig ist das Festlegen einer **Obergrenze für unvergütete Abregelung,** die deutlich unterhalb der Obergrenze für kapazitätslimitierte Gebiete liegt, um Risiken für Projektentwickler kalkulierbar zu machen

- Der Netzanschluss mit Rückgriff einen derartigen Standard-FCA für den Netzanschluss auch außerhalb kapazitätslimitierter Gebiete sollte für **Projektierer als Option gesetzlich verankert** werden.

In jedem Fall dürfen die laufenden Reformen nicht zu einer Zäsur im EE-Ausbau führen. Ziel ist es weiterhin Investitionssicherheit für EE zu gewährleisten und dabei stärkere Anreize für eine systemdienliche Ausgestaltung der EE-Ausbaus zu setzen. Nicht zuletzt, da Instrumente zur Standortsteuerung nur dann ihre volle Wirkung auf den geförderten EE-Ausbau entfalten, wenn in den Ausschreibungen Wettbewerb (d.h. Überzeichnungen) erzielt werden. Dass große Sorgfalt bei der Ausgestaltung der Instrumente – durch Berücksichtigung der oben aufgeführten Punkte im weiteren Verfahren - erforderlich ist, unterstreichen auch die Ergebnisse der LCOE-Analyse: Während z. B. eine Überbauungspflicht (SAL) mit den geringsten LCOE-Steigerungen als vergleichsweise risikoarm hervorgeht, drohen bei anderen Ansätzen wie dem RDV spürbare Kosten- und Risikoaufschläge für EE-Projekte.

Bestehende Herausforderungen in diesem Instrumentenmix zeigen, dass bereits jetzt auf einen weiterentwickelten, optimierten Instrumentenmix hingearbeitet werden sollte. Mittelfristig wären andere Instrumente von Vorteil, die einen stärkeren Fokus auf preisbasierte Anreize zulassen, um eine Steuerung des EE-Ausbaus zu erreichen. Der Übergangszeitraum sollte dabei möglichst verkürzt werden. Regulatorische Unsicherheit sollten abgebaut werden, indem durch Entwicklung einer Roadmap ein langfristiger Entwicklungspfad aufgezeigt wird. Darin sollten klare Fristen benannt werden, um einen effizienten Instrumentenmix zur EE-Netz-Synchronisation zu erreichen.

Der Übergang zu einem mittelfristigen Instrumentenmix sollte dabei aktiv durch die Bundesregierung vorangetrieben werden. Insbesondere die vom Kabinettsbeschluss vorgesehene Evaluierung des RDVs ist ein Ansatzpunkt, um den Wechsel hin zu regional differenzierten BKZ vorzunehmen – insofern diese bis dahin durch die BNetzA bereits umgesetzt sind. So zeigt der Festlegungsentwurf der Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes) der BNetzA zwar bereits eine Stoßrichtung auf, lässt den Zeitrahmen aber teilweise offen.

Regional differenzierte BKZ sollten schnellstmöglich durch die BNetzA definiert und durch Netzbetreiber umgesetzt werden, um einerseits den RDV zur Standortsteuerung ablösen zu können und andererseits Anreize für eine netzdienliche Anlagen- und Netzanschlussdimensionierung zu setzen. Dabei sollte auf technologiedifferenzierte Ausgestaltung geachtet werden, um unterschiedliche Kostenstrukturen abzubilden und den EE-Ausbau einzelner Technologien nicht einzuschränken.

Die Umsetzung **dynamischer Einspeisenetzentgelte** für EE hat das Potenzial Redispatchvolumina und -kosten deutlich zu senken. Allerdings birgt das Instrument eine sehr hohe Komplexität. Daher bleibt zu prüfen ob durch dynamische Netzentgelte für Einspeiser tatsächlich Vorteile gegenüber dem bestehendem Redispatchsystem in Kombination mit dem breiten Einsatz standardisierter FCA realisiert werden können. Der mittelfristige Instrumentenmix könnte auf einem regional differenzierten BKZ als zentralem Element aufsetzen. Entscheidend für die erfolgreiche Implementierung sind jedoch tiefergehende Folgeanalysen zur feingliedrigen Ausgestaltung sowie zu den systemischen und ökonomischen Wirkmechanismen des Instruments. Darüber hinaus belegen die Analysen, dass eine technologiespezifische Differenzierung des BKZ von entscheidender Bedeutung ist. Dynamische Einspeisenetzentgelte können ergänzend Teil des Mixes sein, wenn Umsetzungsherausforderungen adressiert werden können – falls nicht könnte die breite Anwendung standardisierter FCA eine wichtige Rolle im Instrumentenmix spielen.

Langfristig gilt es den Lösungsraum zu öffnen. Dabei sollte der Gebotszonensplit oder die Einführung nodaler Preise als Alternative zu einem komplexen Instrumentenmix in Erwägung gezogen werden.

8.0 LITERATURVERZEICHNIS

Ariadne (2025): Kopernikus-Projekt Ariadne (2025). Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Link: https://ariadneprojekt.de/publikation/report-szenarien-zur-klimaneutralitat-2045/

Aurora (2026): Aurora Energy Research (2026). Studie zur Auswirkung regionaler dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem. Link: https://cms-production.auroraer.com/wp-content/uploads/2026/04/Studie-zur-Auswirkung-regionaler-dynamischer-Netzentgelte-auf-das-Stromsystem.pdf

BET (2026): BET Consulting (2026). Systemdienliches Strommarktdesign zur Reduktion von Systemkosten und Erreichung der Klimaziel. Link: https://www.bet-consulting.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2026/BET_Consulting_systemdienliches_Strommarktdesign_Langfassung.pdf

BMWE (2026): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2026). Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens. Link: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260729-gesetzentwurf-netzanschlusspaket.pdf

bne (2026): Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2026). Netzanschlusskrise überwinden: Flexible Netznutzung im EEG, statt individueller Netzanschlussverträge. Link: https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/26-04-bne-Positionspapier-fNAV-im-EEG.pdf

BNetzA (2026a): Bundesnetzagentur (2026). SMARD: Netzengpassmanagement im Q4 und Gesamtjahr 2025. Link: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil

BNetzA (2026b): Bundesnetzagentur (2026). Festlegungsentwurf zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik (AgNes). Link: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/FL-Entwurf_DE_DL_BF.pdf

Consentec et al. (2026): Consentec GmbH und Institute of Management, Economics and Law, TU Clausthal (2026). Gutachten zur Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik. Link: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/GBK-GZ/2025/GBK-25-01-1x3_AgNes/Downloads/Gutachten_FL-Entwurf.pdf

Deutsche WindGuard (2025): Deutsche WindGuard GmbH (2025). Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2025. Link: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2025/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20%E2%80%93%20Stand%202025.pdf

dvlp.energy (2026): dvlp.energy GmbH (2026). Wo könnte der Ausbau der Erneuerbaren künftig ausgebremst werden? Link: https://www.dvlp.energy/blog/wo-konnte-der-ausbau-der-erneuerbaren-kunftig-ausgebremst-werden

EWE/EnBW (2026): EWE AG und EnBW Energie Baden-Württemberg AG (2026). EWE und EnBW schlagen flexible Netzanschlussverträge vor. Link: https://www.lobbyregister.bundestag.de/media/50/0e/723847/Stellungnahme-Gutachten-SG2604170015.pdf

EWI (2025): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2025). Optimized grid connections for wind and PV: How grid expansion costs can be saved via reduced grid connection capacity. Link: https://www.ewi.uni-koeln.de/en/publications/optimized-grid-connections-for-wind-and-pv-how-grid-expansion-costs-can-be-saved-via-reduced-grid-connection-capacity/

EWI (2026): Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2026). Redispatch-Vorbehalt: Hebel für mehr Kosteneffizienz? Link: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/redispatch-vorbehalt-hebel-fuer-mehr-kosteneffizienz/

EY (2025): Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (2025). German Tax & Legal Quarterly 2025. Link: https://www.ey.com/en_gl/technical/tax-guides/worldwide-corporate-tax-guide

FA Wind Solar (2026): Fachagentur Wind und Solar e.V. (2026). Musterverträge flexible Netzanschlussvereinbarungen. Link: https://www.fachagentur-wind-solar.de/veroeffentlichungen/mustervertraege/mustervertrag-fcas

Fraunhofer ISE (2024): Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (2024). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Link:https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2024_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf .

Lazard (2026): Lazard (2026). Levelized Cost of Energy. Link: https://www.lazard.com/media/kcfconhf/lazards-lcoeplus_vf.pdf

Quasar (2025): QUASAR Project (2025). Best Practice Guide for Decommissioning and Repowering of Utility-Scale PV Plants. Link: https://quasar-project.eu/news-and-events/new-report-best-practices-for-decommissioning-and-repowering-utility-scale-pv-plants/

Regulatory Assistance Project (2026): Flex to connect. Link: https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2026/06/rap-fazliu-flex-to-connect-june-2026.pdf

Redispatch Podcast (2026): Redispatch Podcast (2026) – #137 Nachgehakt: Redispatch-Vorbehalt im Netzpaket auf dem Prüfstand. Link: https://www.podbean.com/ew/pb-p73m6-1b33d2d

SUER (2026a): Stiftung Umweltenergierecht (2026). Der Redispatch-Vorbehalt: Auswirkungen auf Netzanschlussanspruch und Entschädigung. Link: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2026/05/Stiftung_Umweltenergierecht_Vortrag-Redispatch-Vorbehalt_2026-05-06.pdf

SUER (2026b): Stiftung Umweltenergierecht (2026). EU-rechtliche Vorgaben zur Begrenzung von Netzanschlussansprüchen: Vorab-Einblick in die Würzburger Studie #47. Link: https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2026/06/Stiftung-Umweltenergierecht_Begrenzung-Netzanschluesse_EU-Recht_2026-06-24.pdf

SUER/ÖI (2026): Stiftung Umweltenergierecht und Öko-Institut (2026). Netzoptimierte Ausschreibungen: Konzept für eine netzdienliche EE-Ausbau-Steuerung. Link: https://www.oeko.de/publikation/netzoptimierte-ausschreibungen-konzept-fuer-eine-netzdienliche-ee-ausbau-steuerung/

UBA (2023): Umweltbundesamt (2023). Entwicklung eines Konzepts und Maßnahmen zur Sicherung einer guten Praxis bei Rückbau und Recycling von Windenergieanlagen. Link: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-eines-konzepts-massnahmen-zur-sicherung

ZSW (2024): Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2024). Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen des ersten Segments (Freiflächenanlagen). Link: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/stromgestehungskosten-photovoltaikanlagen-freiflaechenanlagen.pdf

ANHANG A.
METHODIK DER LCOE-ANALYSE

ANALYTISCHER ANSATZ UND EINORDNUNG DER SYSTEMKOSTEN

Zur vergleichenden Bewertung der betrachteten Instrumente werden deren Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) beispielhafter Windenergie- und Freiflächen-PV-Projekte untersucht. Die LCOE setzen die über die Lebensdauer der Anlagen anfallenden Kosten ins Verhältnis zur erzeugten Strommenge. LCOE dienen damit als Näherung für die Erzeugungskosten und dem Vergleich über verschiedene Erzeugungsarten hinweg. Veränderungen der LCOE bei erneuerbaren Energien geben zugleich einen Hinweis auf mögliche Auswirkungen auf deren Förderbedarf.

REFERENZFALL UND LCOE-BERECHNUNG

Für die Analyse werden Beispielprojekte für Windenergie an Land und Freiflächen-PV definiert. Die Parametrisierung umfasst Projektgröße und Bauzeit, Investitions- und Betriebskosten, Betriebsdauer und Stilllegungskosten sowie Finanzierung, Stromerzeugung und technologiespezifische Degradation. Die Annahmen orientieren sich soweit möglich an aktuellen technologiespezifischen Studien und werden für beide Technologien konsistent in einem einheitlichen LCOE-Modell abgebildet.
Wo erforderlich, werden die Literaturwerte durch eigene Annahmen ergänzt. Die verwendeten Werte und ihre jeweiligen Quellen sind in Tabelle 4 zusammengefasst.

Für die Diskontierung werden die gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten vor Steuern (weighted average cost of capital, WACC) vor Steuern verwendet. Der Vorsteuer-WACC wird auf Basis der technologiespezifischen Eigen- und Fremdkapitalkosten sowie der Kapitalstruktur bestimmt wird.

Die standort- und technologiespezifischen Erträge werden anhand historischer Wetterdaten modelliert. Als einheitliche meteorologische Grundlage wird das Referenzjahr 2019 verwendet. Für den Referenzfall werden ein ertragsstarker norddeutscher Windstandort und ein ertragsstarker süddeutscher PV-Standort betrachtet.
Die simulierten Erträge werden um markt- und netzbedingte Abregelungen des Status quo bereinigt und anschließend als Volllaststunden in der LCOE-Berechnung berücksichtigt.

Tabelle 4: Annahmen der LCOE-Berechnung im Referenzfall

Parameter	Einheit	Wind Onshore	Utility-Scale PV	Quellen
Projektkapazität	MW	50	50	Eigene Annahme
Bauzeit	Jahre	2	1	Angelehnt an Lazard (2026)
Betriebsdauer	Jahre	30	30	Fraunhofer ISE (2024),Eigene Annahme
WACC (pre-tax)	%	6,3	5,8	Eigene Berechnung basierend auf Fraunhofer ISE (2024)
EK-Anteil	%	20	20	
EK-Kosten	%	7	6,5	
FK-Kosten	%	5,5	5,0	
Steuersatz	%	28	28	Angelehnt an EY (2025)
Investitionskosten	€/MW	1.790.000	540.000	Wind: Deutsche WindGuard (2025) PV: ZSW (2024)
Volllaststunden	h/a	2.640	1.140	Eigene Berechnung basierend auf www.renewables.ninja und eigenen Annahmen
Feste O&M-Kosten	€/MWh	32.000	13.300	Fraunhofer ISE (2024)
Stilllegungskosten	€/MW	50.000	41.000	Wind: UBA (2023) PV: Quasar (2025)
Degradation	%	0	0,2	Eigene Annahme

ABBILDUNG DER INSTRUMENTE IN DER LCOE-ANALYSE

Die betrachteten Instrumente werden in der Sensitivitätsanalyse je nach Wirkmechanismus als Veränderung der Investitionskosten, Finanzierungskosten oder der netzbedingten Abregelungen, also der Volllaststunden, gegenüber dem Referenzfall abgebildet. Alle übrigen Annahmen bleiben unverändert. Tabelle 5 und Tabelle 6 fassen die jeweiligen Anpassungen gegenüber dem Referenzfall für Windenergie an Land und Utility-Scale-PV zusammen.

Beim **Redispatchvorbehalt** (RDV) werden Ertrags- und Finanzierungseffekte berücksichtigt. Unvergütete Abregelungen werden während der Geltungsdauer des Instruments in den jährlichen Projekterträgen abgebildet[38]; anschließend gelten wieder die Ertragsannahmen des Referenzfalls. Die ausgewiesene Veränderung der Volllaststunden entspricht daher dem über die gesamte Betriebsdauer gemittelten Effekt.

[38] Ausgestaltung des RDV entsprechend Kabinettsbeschluss zum Netzanschlusspaket vom 29.7.2026

Zusätzlich wird das erhöhte Volumen- und Preisrisiko über veränderte Finanzierungskonditionen berücksichtigt. Zur Quantifizierung werden die Eigenkapitalkosten um 1,5 Prozentpunkte, die Fremdkapitalkosten um 0,5 Prozentpunkte und der Eigenkapitalanteil um 10 Prozentpunkte erhöht. Die Höhe der Aufschläge stellt eine Szenarioannahme dar.

Der **Baukostenzuschuss (BKZ)** wird als einmalige zusätzliche Investitionsausgabe modelliert und entsprechend den CAPEX zugeschlagen. Ein zusätzlicher Finanzierungskostenaufschlag wird aufgrund der angenommenen Ausgestaltung (einmalig, frühzeitig bekannt) nicht unterstellt. Die Annahme zur Höhe des BKZ basiert auf einer Auswertung aktueller Preisblätter mehrerer deutscher Verteilnetzbetreiber, als Mittelwert für den erhobenen BKZ zum Anschluss in der Hochspannung.

Bei der **Überbauungspflicht** wird eine gegenüber der installierten Erzeugungsleistung auf 70% begrenzte Netzanschlussleistung unterstellt. Die daraus resultierende Kappung von Einspeisespitzen wird in den erzielten Volllaststunden der Anlagen berücksichtigt. So wird auf Basis der Einspeiseprofile der beispielhaften EE-Projekte die Reduktion der Einspeisung ermittelt.

Für die **flexible Netzanschlussvereinbarung (FCA)** wird eine zeitweise unvergütete Begrenzung der Einspeisung über eine Verringerung der Volllaststunden abgebildet. Als Obergrenze für unvergütete, netzbedingte Abregelung werden 200 Volllaststunden im Jahr angenommen.[39,40] Zusätzlich wird das mit der geringeren Planbarkeit der Projekterlöse verbundene Finanzierungsrisiko durch einen **Aufschlag von 0,5 Prozentpunkten auf die Eigenkapitalkosten** berücksichtigt; die übrigen Finanzierungsannahmen bleiben unverändert.

[39] Ausgestaltung entsprechend Kabinettsbeschluss zum Netzanschlusspaket vom 29.7.2026
[40] Angelehnt an den Vorschlag zu flexiblen Netzanschlussverträgen für EE-Einspeiser der EWE und EnBW (siehe EWE/EnBW(2026))

Tabelle 5: Annahmen der Instrumentenszenarien für Wind Onshore

Szenario	Abweichung gegenüber Referenzfall
RDV	WACC: 7,7 % Volllaststunden: 2.610 h/a (Mittel über Lebensdauer)
Baukostenzuschuss	Investitionskosten: 1.900.000 €/MW
Netzorientierte Ausschreibung	Volllaststunden: 2.045 h/a
Überbauungspflicht	Volllaststunden: 2.560 h/a
Flexible Netzanschlussvereinbarung	WACC: 6,5 % Volllaststunden: 2.530 h/a

Tabelle 6: Annahmen der Instrumentenszenarien für Freiflächen-PV

Szenario	Abweichung gegenüber Referenzfall
RDV	WACC: 7,2 % Volllaststunden: 1.120 h/a (Mittel über Lebensdauer, ohne Degradation)
Baukostenzuschuss	Investitionskosten: 650.000 €/MW
Netzorientierte Ausschreibung	Volllaststunden: 990 h/a
Überbauungspflicht	Volllaststunden: 1.130 h/a
Flexible Netzanschlussvereinbarung	WACC: 5,9 % Volllaststunden: 1.020 h/a

ÜBER UNS

EPICO KlimaInnovation ist eine unabhängige Denkfabrik, die mit klaren Konzepten und tragfähigen, ausgewogenen Lösungen eine konstruktive markt- und innovationsorientierte Klima- und Energiepolitik voranbringt. Wir schaffen ein Netzwerk, das Schlüsselakteure der Klima- und Energiepolitik zusammenbringt, um eine gesellschaftlich breit verankerte Agenda aufzustellen und umzusetzen. Wir bieten eine Plattform für Akteure aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft, um zielführende Ansätze einzubringen, zu beraten und voranzutreiben.

KONTAKT

Berlin-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.
Hausvogteiplatz 12
10117 Berlin, Germany

Agata Gurgenidze
Director of Communications
agata.gurgenidze@epico.org

Brüssel-Büro

Energy and Climate Policy and Innovation Council e.V.
Rue du Commerce 72
1040 Brussels, Belgium

Michela Sandron
EU Communications Specialist
michela.sandron@epico.org

@epicothinktank

EPICO KlimaInnovation

epico.org

epico KlimaInnovation

Guidehouse