

BEE-Handout

des Referentenentwurfs zum Netzanschlusspaket aus
dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
(BMWE) vom 30. Januar 2026

Berlin, 11. Februar 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhalt

1.	Einleitung	3
2.	Redispatch-Vorbehalt	4
3.	Optimierte Nutzung bestehender Netzinfrastruktur	6
4.	Zielpfad zur Lösung	7

1. Einleitung

Das deutsche Stromsystem befindet sich in einer umfangreichen Transformation. Während sich die Erzeugung zukunftsorientiert ausrichtet und mit großen Schritten immer stärker durch Erneuerbare Energien (EE) bestimmt wird, hängt die Netzinfrastuktur vielerorts in der Vergangenheit fest. Netzbetreiber sind gesetzlich zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau der Stromnetze verpflichtet, sind dem jedoch vielerorts nicht nachgekommen. Die Mehrzahl der Netzbetreiber wendet die wesentlichen Instrumente zur Netzbetriebsoptimierung nicht an, wie Erhebungen der BNetzA zeigen. Nur bei den wenigsten findet eine sogenannte vorausschauende Netzplanung statt, ganz zu schweigen von einem vorausschauenden Netzausbau, der zumindest die Erneuerbare-Energien-Ausbaupläne der Bundesländer einbeziehen müsste. Der Einbau von digitalen Steuerungsmöglichkeiten hinkt um Jahre hinterher, Netzanschlüsse für dringend im Netz benötigte Flexibilitäten werden jahrelang hinausgezögert. Gleichzeitig geht der EE-Ausbau stetig voran, weshalb teilweise erneuerbarer Strom wegen der mangelhaften Infrastruktur nicht abtransportiert werden kann. Die Konsequenz davon sind Abregelungen - auch Redispatch genannt. Diese werden vom Netzbetreiber gesteuert, wofür dieser den Anlagenbetreiber entschädigen muss. Die Kosten kann er dann über die Netzentgelte an die Stromkunden weitergeben. Netzbetreiber werden aktuell also für ihr Verschulden am unzureichenden Zustand der Infrastruktur finanziell nicht in die Pflicht genommen.

Am 30. Januar 2026 wurde ein Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) zum „Netzanschlusspaket“ bekannt, dessen Kernaspekt der sogenannte Redispatch-Vorbehalt darstellt. Dieser sieht vor, dass in bestimmten, sich zeitlich auch veränderlichen Netzgebieten neuen EE-Anlagen der Anschluss verwehrt werden darf, solange diese nicht bereit sind, bis zu zehn Jahre auf ihre Entschädigungsansprüche aus dem Redispatch zu verzichten. Die finanziellen Verpflichtungen sollen also einseitig verlagert werden. Im Kern wird hier die EE-Branche, die ihren Ausbauzielen vorbildlich nachkommt, für Versäumnisse der Netzbetreiber, die ihren Ausbauzielen weit hinterherhinken in Haftung genommen.

Gleichzeitig ist im Gesetzentwurf keine Lösungsorientierung zu erkennen. Netzbetreiber müssten Redispatch in vollem Ausmaß weiterführen, sie wären nur von ihren Zahlungsverpflichtungen befreit. Neue Anreize, ihren Pflichten zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau der Stromnetze nachzukommen, fehlen genauso wie eine Pönalisierung von bestehenden Versäumnissen. Das BMWE betreibt damit Symptom- statt Ursachenbekämpfung zu Lasten der Erneuerbaren-Branche und gefährdet so die gesamte Energiewende.

2. Redispatch-Vorbehalt

2.1. Grundsätzliches

Die Stromversorgung Deutschlands basiert zu fast 60 % auf Erneuerbaren Energien (EE). EE wirken durch ihre niedrigen Gestehungskosten über die Merit Order preisdämpfend auf die Börsenstrompreise, wodurch sie den Wirtschaftsstandort erheblich voranbringen. Dieser Preisvorteil bleibt bestehen, unabhängig von internationalen Krisen und Konflikten.

Der entscheidende Verursacher von Kosten in einem Erneuerbaren Energiesystem ist der notwendige Ausbau der Stromnetze. Die damit verbundenen Investitionskosten könnten über eine Optimierung von Netznutzung und den Netzbetrieb massiv gesenkt werden. Für die Umsetzung sowohl der optimierenden Maßnahmen als auch des Netzausbau selbst sind die Netzbetreiber zuständig. Diese kommen ihrer Verantwortung allerdings seit Jahren nicht nach. Insbesondere Transparenz, Standardisierung und Digitalisierung blieben auf der Strecke.

Infolgedessen sind Stromnetze in Deutschland von Engpässen betroffen. Um dennoch Stabilität zu gewährleisten, ist Redispatch ein unverzichtbares Instrument für Netzbetreiber, um ein perfektes Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Wegen dieser Unverzichtbarkeit sind Ausgleichszahlungen für EE-Anlagenbetreiber ebenfalls unverzichtbar. Nur durch sie wird Planungssicherheit möglich und nur durch sie haben Projektierer und Betreiber eine betriebswirtschaftliche Grundlage für ihre Investitionen. Aus diesem Grund sind Entschädigungszahlungen für Abregelungen auch EU-rechtlich verankert.

Auf dem Weg zu einem optimalen Stromsystem müssen politische Maßnahmen darauf abzielen, das Aufkommen von Redispatch möglichst weit zu reduzieren. Erste Schritte wie die Begünstigung des Speicherausbaus, das Stromspitzenpaket oder die Ermöglichung der NVP-Überbauung sind bereits getan. Eine Reihe weiterer Vorschläge findet sich in Kapitel 3.

Die Einführung eines Redispatch-Vorhalts führt in keiner Weise zur Reduktion der abgeregelten Strommenge. Auch gibt dieser keinen Anreiz zu einer effizienteren Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems. Stattdessen wird lediglich der notwendige dezentrale Ausbau der Erneuerbaren Energien, von Flexibilitäten und Netzen herausgezögert. Die Kosten bleiben die gleichen. Lediglich Risiken und Kosten werden einseitig auf Anlagenbetreiber verlagert. Warum der Anlagenbetreiber, der große Mengen notwendigen Erneuerbaren Stroms produziert, für die Notwendigkeit von Abregelung mehr verantwortlich sein soll als der Verteilnetzbetreiber, der mit der Optimierung, der Verstärkung und dem Ausbau seines Stromnetzes hinterherhinkt, bleibt aus Sicht des BEE unklar.

Betrachtet man die Redispatchmengen Netzbetreiber scharf, so fällt auf, dass sich **über 95 % aller Redispatch-Mengen auf 11 Netzbetreiber – größtenteils Flächennetzbetreiber – verteilen**. Zusätzlich wird sichtbar, dass nicht nur der Norden, sondern u.a. mit Bayernwerk Netz und N-Ergie vor allem auch der Süden stark betroffen ist. Diese Entwicklung hat sich in den letzten Jahren deutlich verstärkt.

Diese Netzbetreiber überspannen zugleich eine Versorgungsfläche, die deutlich größer als 70 % des gesamten Bundesgebiets ist. Da bereits in den vergangenen 3 Jahren im Durchschnitt mehr als 3 % der erneuerbaren Energiemengen unter dem Redispatch fielen, **würde somit ein potenzieller Redispatch-Vorbehalt in weiten Teilen Deutschlands zum Tragen kommen und den notwendigen Ausbau der Erneuerbaren massiv blockieren**.

Bewertet man die theoretisch realisierbare erneuerbare Energiemenge pro Netzgebiet anhand der Installation und durchschnittlicher Vollaststunden pro Technologie über die letzten 3 Jahre und setzt dies ins Verhältnis zur Redispatch-Menge, so würden mehrere dieser Netzbetreiber bereits heute schon flächendeckend Werte oberhalb von 3 % aufweisen (u.a. Avacon, Schleswig-Holstein-Netz, N-Ergie, Westfalen Weser Netz, usw.) und andere wären kurz davor (E.DIS Netz, Bayernwerk).

Im Fazit würde es bedeuten, dass große Teile dieser Netzgebiete, und somit auch Deutschlands, aufgrund der nicht planbaren Erlösrisiken für Anlagenbetreiber für die Energiewende nicht mehr zur Verfügung stünden. Aus Sicht der Erneuerbaren Energien sollte daher nicht der Redispatch-Vorbehalt im Fokus der politischen Diskussion stehen, sondern die Elemente zur Reduzierung des Redispatches. Daher werden in Kapitel 4 mehrere Optionen vorgestellt, dies zu erreichen.

2.2. Einschätzung des Entwurftextes

Allgemeines Vorhaben:

Im neu eingefügten Absatz 1d unter § 14 EnWG soll Netzbetreibern zuerst ein Recht zur Definition von sogenannten „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ eingeräumt werden. Dies meint einen Bereich, der „Umspannanlagen und diese verbindende Leitungsabschnitte“ umfasst und in dem über 3 % der „Stromeinspeisung der unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen im vorangegangenen Kalenderjahr“ abgeregelt wurden. Der sogenannte Redispatch-Vorbehalt ermöglicht es nun, in diesen „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ einem Anschlussbegehreren (meistens ein EE-Anlagenbetreiber) den Netzanschluss nach § 8a Abs. 4 EEG-E zu verwehren. Alternativ **muss** der Anschlussbegehrende bis zu zehn Jahre auf Entschädigungsansprüche für Redispatch verzichten.

Definition kapazitätslimitierter Netzgebiete:

Dass Netzbetreiber laut Referentenentwurf einzelne Gebiete als „kapazitätslimitierte Netzgebiete“ einstufen können, wirft Fragen auf. Insbesondere warum der Mindestanteil an abgeregelter Strommenge auf 3 % festgelegt wurde, erschließt sich nicht. Das deutsche Stromsystem regelte 2025 insgesamt etwa 3 % der Strommenge ab, weshalb unabhängig vom Zuschnitt eine Vielzahl an „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ definiert werden müssten. Welche Netzgebiete jedoch genau betroffen wären, können weder das BMWE als Autor des Referentenentwurfs noch die Verbände der Netzbetreiber glaubhaft darlegen. Der Grenzwert von 3 % abgeregelter Strommenge ist weder ökonomisch noch technisch begründbar und erscheint willkürlich gesetzt. Da aktuell und in den vergangenen Jahren bundesweit ein Redispatch-Anteil von über 3 % erreicht wird, ist davon auszugehen, dass von der nun vorgeschlagenen Regelung weite Teile der Bundesrepublik betroffen wären – insbesondere im Norden und Süden Deutschlands.

Wirtschaftliche Folgen:

Wegen der undurchsichtigen Definition von „kapazitätslimitierten Netzgebieten“ ließen sich die ausbleibenden Entschädigungszahlungen im Cashflow der EE-Anlagenbetreiber kaum

abschätzen. Da die Gebiete auch noch jedes Jahr neu definiert und erweitert werden können, entfällt auch für Projektierer und Finanzierer jede finanzielle Planbarkeit. Der Redispatch-Vorbehalt schafft so ein unkalkulierbares Risiko für die Finanzierer und Projektierer. Der Ausbau in den entsprechenden Regionen könnte nicht oder nur zu erheblich höheren Finanzierungskosten umgesetzt werden. Energiepolitisches Repowering im Norden würde ebenso wie die gerade von der bayerischen Staatsregierung angekündigte Beschleunigungsinitiative Windenergie nicht stattfinden können. Der Erneuerbaren-Ausbau würde sich auf wenige Regionen in der Mitte Deutschlands konzentrieren, was gerade nicht Ziel einer kosteneffizienten, dezentralen Energieversorgungsstrategie und bundesweiten Netzplanung war. Auch würden bundesweit stattfindende Prozesse zur Lösungsfindung zwischen Anlagen- und Netzbetreibern im Keim ersticken. Anstatt das gerade erst im EEG eingeführte Instrument der freiwilligen flexiblen Netzanschlussverträge zu stärken, mit dem lokal und anlassbezogen effiziente Anschlussregularien vereinbart werden können, kürzt der Referentenentwurf dies durch einen verpflichtenden Netzanschlussvertrag einseitig zulasten der Erzeuger ab und nimmt damit den Netzbetreibern den Anreiz, effiziente Lösungen zu ermöglichen.

In den vom Redispatch-Vorbehalt betroffenen Gebieten und darüber hinaus wäre der EE-Ausbau und die gesamte Energiewende in Gefahr. Weitreichende negative Folgen für die gesamte Volkswirtschaft drohen. Verpflichtende Zahlungen des CO₂-Preises durch verfehlte Dekarbonisierung und ein geschwächter preisdämpfender Effekt der EE auf die Merit Order erhöhen die Verbraucherpreise und schwächen den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Rechtliche Bedenken:

Könnte man EE-Anlagen vollständig den Netzanschluss verwehren, würde dies einen Vertragspartner einseitig benachteiligen, was nach § 7 Abs. 2 Ziffer 2 EEG jedoch explizit ausgeschlossen ist. Außerdem sind Redispatch-Maßnahmen nach Art. 13 Abs. 7 Elektrizitätsbinnenmarktverordnung grundsätzlich finanziell zu entschädigen. Ausnahmen gibt es nur, wenn der Anlagenbetreiber im Netzanschlussvertrag **freiwillig** auf die vollständige Einspeisung verzichtet. Diese nach EU-Recht implizite, notwendige Freiwilligkeit ist im Netzanschlusspaket nicht gegeben. Entsprechend hatte zuletzt auch die Stiftung Umweltenergierecht den Redispatch-Vorbehalt als nicht mit EU-Recht vereinbar eingeschätzt.¹

3. Optimierte Nutzung bestehender Netzinfrastruktur

3.1. Netztransparenz, Standardisierung und Digitalisierung

Der Gesetzentwurf sieht einige kleine Schritte hin zur Schaffung von Netztransparenz, Standardisierung und Digitalisierung vor. Netzbetreiber sollen für die Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform ein festes Zieldatum bekommen. Sie sollen auch zur Veröffentlichung und monatlichen Aktualisierung der verfügbaren Netzanschlusskapazitäten und der für ihre Berechnung verwendeten Kriterien verpflichtet werden. Verteilnetzbetreiber sollen sich auch gemeinsam auf Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazitäten einigen. Übertragungsnetzbetreiber erhalten eine Frist zur

¹ https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2025/10/Stiftung_Umweltenergierecht_WueBerichte_60_Hintergrundpapier_Netzanschluss.pdf, S. 27f

gemeinsamen Entwicklung transparenter und diskriminierungsfreier Netzanschlussverfahren. Insgesamt soll die Übermittlung von Informationen zu Netzanschlussbegehren digitalisiert und unter den Netzbetreibern vereinheitlicht werden. Allerdings werden diese Vorgaben nicht pönalisiert, so dass eine Umsetzung weniger wahrscheinlich wird.

3.2. Berücksichtigung der Anlagenbetreiber

Die unter 3.1 genannten Vorgaben hält der BEE für passend, weist jedoch darauf hin, dass es für unverschuldete Umstände, z. B. höhere Gewalt oder Lieferengpässe, in jedem Fall Ausnahmeregelungen braucht und dass die besonderen Umstände der Anlagenbetreiber bei den Entscheidungen der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Auch wenn die für sie vorzuhaltende Leistung vom Netzbetreiber nach unten korrigiert wird, wie im Gesetzentwurf angedacht, dann müssen unverschuldete Aktivitäten des Anschlussnehmers berücksichtigt werden. Beispielhaft zu nennen sind hier Anlagen, die in Teillast laufen müssen, die eine Überbauung planen, die auf Lieferungen elektrischer Bauteile warten müssen, oder die Teile ihrer Energiemenge für Direktbelieferungsprojekte nutzen.

Problematisch ist, dass der Entwurf die aktuelle Reform der Netzentgeltsystematik (AgNes) und ein geplantes Grundmodell der Bundesnetzagentur ignoriert. In diesem Prozess ist vorgesehen, die optimale Anschlusskapazität stetig weiterzuentwickeln, was auch bedeutet, dass eine vorher vertraglich gebuchte Kapazität des Anlagenbetreibers überschritten werden kann. Der im §17 Abs. 1 EnWG neugefasste Rahmen setzt ein gegenläufiges Signal und könnte sich zudem negativ auf die Entstehung von Flexibilitäten am NVP auswirken. Der BEE schlägt eine Harmonisierung beider Vorhaben vor.

3.3. Zahlungsverpflichtungen

Der Entwurf soll VNB die Erhebung einer Reservierungsgebühr für Netzanschlusskapazitäten ermöglichen. Aus Sicht des BEE ist bei einer solchen Gebühr zu beachten, dass sie bei Realisierung des angeschlossenen EE-Projekts mit dessen Kosten vollständig verrechnet wird und nicht zu hoch angesetzt ist, um kleine Akteure nicht zu benachteiligen.

Außerdem soll den Netzbetreibern die Erhebung von „angemessenen“ Baukostenzuschüssen (BKZ) zur teilweisen Finanzierung von Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes ermöglicht werden. Damit greift der Referentenentwurf dem aktuell von der BNetzA durchgeführten Konsultationsverfahren im sogenannten AgNes-Prozess vor. Dies ist aus Sicht des BEE nicht nachvollziehbar, zumal die Wirkweise von Baukostenzuschüssen in diesem laufenden Prozess ergebnisoffen und konstruktiv zwischen Netzbetreibern und Einspeisern untersucht und bewertet wird. Eine gesetzliche Festlegung darauf, dass die Netzbetreiber nun einseitig Zahlungsbedarfe für den Anschluss von Einspeiseanlagen bestimmen dürfen, öffnet schwer kontrollierbaren und prohibitiven Maßnahmen Tür und Tor und wird daher abgelehnt.

4. Zielpfad zur Lösung

Das Netzanschlusspaket wird seinem Namen „(...) Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau“ nicht gerecht, da es darauf abzielt, EE-Projekte auszubremsen oder komplett (wirtschaftlich) zu verhindern, ohne den Netzausbau zu beschleunigen. Der Ausbau

Erneuerbarer Energien und Speicher hat Fahrt aufgenommen und erfordert einen ambitionierten Ausbau und die Ertüchtigung von Verteil- und Übertragungsnetzen unter breiter Einbindung von Flexibilitäten.

Die Erneuerbaren Energien sind sich ihrer Verantwortung bewusst und wollen den Herausforderungen im Zuge der Energiewende lösungsorientiert begegnen. Nachfolgend zeigt der BEE einige Möglichkeiten auf, mit welchen Mitteln dies ermöglicht werden könnte und sich durch zusätzliche Angebote unterstützen lässt.

4.1. Verfahrenserleichterungen bei Planung und Genehmigung von Netzen

Ein zentrales Mittel zur Reduktion von Redispatchmengen und zur besseren Netzintegration der Erneuerbaren Energien und Flexibilitäten liegt in einem deutlich schnelleren und effizienteren Netzausbau. Um dies zu realisieren, braucht es die seit langem geforderte Entbürokratisierung von Ertüchtigungsmaßnahmen – auch über die Umsetzung der EU-Vorgaben aus dem Paket RED III Netze und Offshore hinaus. Beispielsweise muss das Planfeststellungsverfahren für geringfügige Maßnahmen durch ein einfaches Anzeigeverfahren ersetzt werden. Weitere Maßnahmen zur Netzausbaubeschleunigung (z. B. zur Mobilisierung von Investitionskapital) sollten ebenfalls geprüft werden.

4.2. Anwendung des NOXVA-Prinzips

Bereits seit 2016 wurde das NOXVA-Prinzip (**N**etz**O**ptimierung vor **F**lexibilitäten vor **V**erstärkung vor **A**usbau) vonseiten der Netzbetreiber benannt, aber bisher unzureichend umgesetzt. Das Freileitungsmonitoring in der Hochspannung wird nur von 19 der 62 VNB mit Hochspannungsnetz angewendet, obwohl Gutachten aus 2021 gezeigt haben, dass Leitungen durch das witterungs- und temperaturabhängige Freileitungsmonitoring um bis zu 50 % stärker ausgelastet werden könnten. Hinzu kommen u. a. der Einsatz von kurativem Engpassmanagement, der flächendeckende Einsatz von intelligenten Ortsnetzstationen und die Weiterentwicklung des n-1-Prinzips (Sicherstellung der Netzstabilität bei Ausfall einer Hauptkomponente). Die Bundesregierung versteht sich als Wegbereiter für Technologieoffenheit, Innovation und Entbürokratisierung. Die Nutzung bestehender technischer und gesetzlicher Spielräume sollte daher klar vor der Verhinderung des EE-Ausbaus stehen.

4.3. Digitalisierung der Netze

Der schleppende Rollout von Smart-Meter-Gateway und intelligenten Messsystemen ist eines der größten Versäumnisse der Netzbetreiber in den letzten Jahren. Diese Systeme schaffen die Grundvoraussetzung zur Einführung von dynamischen Netzentgelten für Stromverbraucher. Daraus resultieren Preissignale, die Redispatchmengen und -kosten reduzieren und die Nutzung von günstigem Grünstrom marktlich anreizen. Mittelfristig können so auch Netzausbaukosten eingespart werden.

4.4. Überbauung von Netzverknüpfungspunkten

Die bereits Anfang 2024 veröffentlichte BEE-Studie zur Überbauung von Netzverknüpfungspunkten (NVP) hat gezeigt, dass die bestehende Netzinfrastruktur wesentlich effizienter genutzt werden kann.

Anlagenbetreiber sind freiwillig bereit, mittels NVP-Überbauung alle Energiespitzen oberhalb der NVP-Leistung nicht einzuspeisen. Dies vereinfacht zum einen die Betriebsführung für die Netzbetreiber und reduziert den Netzausbau, zum anderen reduziert es die Redispatchkosten deutlich. Trotz dieser Vorteile lassen Netzbetreiber die Umsetzung von NVP-Überbauung nur in einem sehr begrenzten Umfang zu. Daher betont der BEE nochmals seine Forderung, dass Anlagenbetreiber das explizite Recht haben sollten, eine NVP-Überbauung umzusetzen.

Ein für Anlagenbetreiber verpflichtender Abschluss von FCAs nach einseitiger Ausgestaltung des Netzbetreibers, wie im Gesetzentwurf vorgesehen, ist dagegen keine Lösung für fluktuierende Erneuerbare Energien. Im Kontext fluktuierender Erneuerbarer Energien könnte dies als Verhinderungsinstrument missbraucht werden, wenn bspw. für PV-Anlagen im Sommer tagsüber die Einspeisung verboten würde.

Steuerbare Erneuerbare Energien könnten hier im Kontext ihrer Flexibilität potenziell stärkere Zugeständnisse gegenüber dem Netzbetreiber eingehen, weshalb es hier eine gesonderte Betrachtung geben sollte zwischen fluktuierender und steuerbarer Erneuerbaren Energien.

4.5. FCA im Kontext der steuerbaren EE mit Flexibilität

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) können – insbesondere, wenn sie mit einem Wahlrecht zugunsten des Anlagenbetreibers ausgestaltet sind – ein deutlich differenzierteres und verhältnismäßigeres Instrument darstellen als ein pauschaler Redispatch-Vorbehalt.

Die aus dem Vorschlag eines allgemeinen Redispatch-Vorbehalts resultierenden Problemlagen treten in besonderer Schärfe bei fluktuierenden erneuerbaren Energien (EE) zutage. Für steuerbare EE-Technologien, insbesondere Biogasanlagen, stellt sich die Situation demgegenüber differenzierter dar.

Die Anlagen werden so ausgelegt, dass sie ihre Erzeugung schwerpunktmäßig in Hochpreisphasen an der Strombörse verlagern. Diese Hochpreisphasen korrelieren typischerweise nicht mit netzbedingten Engpasssituationen. Vielmehr fallen Engpässe regelmäßig mit Niedrigpreisphasen zusammen, die aus marktwirtschaftlichen Gründen ohnehin gemieden werden.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass ein Redispatch-Vorbehalt für steuerbare, flexibel fahrbare EE-Anlagen regelmäßig geringere Eingriffsintensität entfaltet, während es für fluktuierende Erzeugungstechnologien ein unkalkulierbares Risiko darstellt. Da die flexible Bioenergie aufgrund der Steuerbarkeit keinen zusätzlichen Redispatch auslöst und dringend benötigt wird für ein klimaneutrales Stromsystem, sollten Anschlussbegehren schnell bearbeitet und freigegeben werden.

Aus systematischer Sicht erscheint es daher geboten, dem Anschlussbegehrenden eine flexible Netzanschlussvereinbarung verpflichtend anzubieten, sofern ein regulärer Netzanschluss – insbesondere am technisch und wirtschaftlich günstigsten

Verknüpfungspunkt – nicht möglich ist. Dabei muss jedoch sichergestellt sein, dass es sich um ein verpflichtendes Angebot des Netzbetreibers handelt, dessen Annahme im freien Ermessen des Anlagenbetreibers steht. Die Grundsätze des Anschlussvorrangs erneuerbarer Energien sowie die bestehende Systematik des Netzanschlussverfahrens dürfen durch eine solche Ausgestaltung weder relativiert noch faktisch ausgehöhlt werden.

Steuerbare und fluktuierende Erzeugungstechnologien unterscheiden sich sowohl hinsichtlich ihrer Systemintegration als auch hinsichtlich ihrer netz- und systemdienlichen Betriebsweise erheblich. Diesem Umstand sollte der Gesetzgeber sowohl im Redispatch-Regime als auch im Netzanschlussrecht durch eine differenzierte, verhältnismäßige und systemkonforme Ausgestaltung Rechnung tragen.

4.6. Nutzen statt Abregeln umsetzen

Nach geltender Rechtslage sind Netzbetreiber in Zeiten von Netzengpässen verpflichtet, die Stromerzeugung direkt an jeder einzelnen Anlage zu steuern, anstatt die Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt. Dadurch ist es nicht möglich, Erneuerbaren Strom bei Netzengpässen in einen Batteriespeicher neben der EE-Anlage zwischenzuspeichern oder im regionalen Kontext an Endkunden zu bringen. Der abgeregelte Strom ist nicht nutzbar.

Es ist daher sinnvoll, dies umzukehren und nicht über das Stromnetz abgeleiteten Erneuerbaren Strom **vor dem NVP** anderen Möglichkeiten der Nutzung zuzuführen. Neben der Sektorenkopplung (z. B. Elektrolyseure, P2H, usw.) ließen sich solche Energiemengen über Batteriespeicher auch zeitlich verlagern. Dies brächte eine deutlich gezieltere Integration Erneuerbarer Strommengen in die Energiewirtschaft mit sich. Die damit verlagerten Strommengen würden in Zeiten geringer Erneuerbaren-Einspeisung die fossil geprägten hohen Strompreise senken und dabei gleichzeitig die Marktwerte der Erneuerbaren Energien anheben, wodurch die Förderkosten sinken.

Ähnliches gilt für den bereits bestehenden §13k EnWG zur Reduzierung der Redispatchmengen, der das Konzept “Nutzen statt Abregeln” im regionalen Kontext festlegt. Dieses Instrument wird bislang nur für 0,06 % des potenziellen EE-Stroms angewendet, womit der Überarbeitungsbedarf der gesetzlichen Regelung sehr deutlich wird. Ein Bericht der Übertragungsnetzbetreiber von Anfang 2026 hat das ebenfalls aufgezeigt. Strommengen, die im Kontext von “Nutzen statt Abregeln” Nutzung finden, senken direkt das Aufkommen und die Kosten von Redispatch, da hierfür keine Ausgleichszahlungen notwendig werden.

4.7. Smarte Planung – der Energiewenderechner

Die Energiewende ist eine Maschine mit mehreren tausend kommunalen Zahnrädern, welche ineinander greifen müssen. Bisher lag der Fokus in der Planung auf langfristiger Top-Down-Betrachtung, welche häufig durch die regionalen Bottom-Up-Entwicklungen vor Ort über den Haufen geworfen wurden. Daher ist es zielgerichtet, die langfristige Planung auch auf den Bottom-Up-Ansatz im regionalen Kontext auszurichten.

Der BEE hat hierfür gemeinsam mit dem Fraunhofer IEE und über 240 Unterstützern in der gesamten Energiebranche und -politik das Projekt “Energiewenderechner” gestartet, welches in wenigen Wochen veröffentlicht wird. Damit ist es möglich, bereits auf Landkreisebene (später auch Kommunalebene) Simulationen über 8 Wetterjahre auf stündlicher Ebene zu

realisieren. Dies ermöglicht nicht nur die Transparenz des aktuellen regionalen Stands der Energiewende, sondern auch die Planung bis 2045 über Fünfjahreszeiträume.

Mit diesem Tool realisieren wir neben einer gemeinsamen Datengrundlage für alle Beteiligten auch die sinnvolle regionale Ausgestaltung hinsichtlich Stromerzeugung und Flexibilität in Bezug auf den Stromverbrauch. Sie wird als Planung sowohl für die Netzbetreiber dienen als auch als lokales Signal für die EE-Anlagenbetreiber. Dadurch lässt sich der benötigte überregionale Netzausbau deutlich verschlanken, da Stromerzeugung und Stromverbrauch in einen regionalen Bezug gesetzt werden. Gleichzeitig ermöglicht es für die Netzbetreiber langfristige Planungen ihres Netzausbaus, da nicht das einzelne Projekt im Fokus steht, sondern der regionale Gesamtrahmen. Durch die breitere Verteilung der Erneuerbaren Energien über Deutschland wird die Einspeisung weniger volatil (Portfolioeffekt) und gleichzeitig entsteht weniger Redispatch, da überregionale Stromnetze entlastet werden.

Ansprechpartner*innen

Ansprechpartner*innen:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Felix Fischer
Stabsstelle Politik
felix.fischer@bee-ev.de

Dr. Matthias Stark
Abteilungsleiter Erneuerbare Energiesysteme
matthias.stark@bee-ev.de

Weitere Autor*innen:

Paul Jannaschk, Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (paul.jannaschk@bee-ev.de)

Tristan Stengel, Bundesverband Windenergie e.V. (T.Stengel@wind-energie.de)

Florian Strippel, Fachverband Bioenergie e.V., (Florian.Strippel@biogas.org)

Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 % Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

Tel.: 030 2758 1700

info@bee-ev.de

www.bee-ev.de

V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen.

Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

13.2.2026