

Netzoptimierte Ausschreibungen: Konzept für eine netzdienliche EE-Ausbau-Steuerung

Dieses Konzeptpapier wurde im Auftrag des Umweltbundesamts durch das Öko-Institut, in rechtlichen Aspekten unterstützt durch die Stiftung Umweltenergierecht, erstellt und entstand im Rahmen des Vorhabens „Wissenschaftliche Unterstützung zu Instrumenten und Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien für Klimaneutralität bis 2045“ (FKZ 3722 43 5010).

1 Problemstellung und Ziel des Instruments

Dieses Papier skizziert einen Mechanismus der „netzoptimierten Ausschreibungen (NoA)“¹ zur räumlichen Steuerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien, bei dem netzbedingte Engpasssituationen in die Förderentscheidung einbezogen werden. Zentraler Mechanismus ist die Anwendung eines Malus auf die Gebote von geplanten Projekten in den Ausschreibungen zur finanziellen Förderung nach dem EEG. Dieser Netzengpass-Malus soll sich nur auf die Reihung der Gebote auswirken, nicht jedoch auf die Förderhöhe oder die Prüfung des Maximalgebots. Anlagen werden in der Zuschlagsreihenfolge nach hinten verschoben, wenn sie in einem Gebiet mit unzureichender Netzkapazität geplant sind und ihre zusätzliche Erzeugung voraussichtlich zu einem erhöhten Redispatchbedarf führen würde.

Diese Berücksichtigung von Stromerzeugungs- und Netzkosten bei der Zuschlagserteilung hat das Ziel, die Systemkosten zu senken. Ein Zuschlag wird dann nicht mehr ausschließlich anhand der benötigten Förderhöhe erteilt, sondern neben den Stromerzeugungskosten werden auch die absehbaren Netzkosten berücksichtigt.

Auch sollen netzoptimierte Ausschreibungen den erneuerbaren Ausbau oder des Netzes nicht bremsen, sondern den Ausbau räumlich vorrangig in Gebiete ohne Netzengpässe steuern. Sie zielt auf eine effizientere Nutzung vorhandener Netzressourcen ab und kann so zu niedrigeren Systemkosten beitragen. Durch netzoptimierte Ausschreibungen soll den Ausbau in jene Regionen lenken, in denen ausreichend Netzkapazitäten vorhanden sind. Das Instrument ist auf PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) beschränkt, da Verteilnetzbetreiber aufgrund der kurzen Realisierungszeiten von PV-Projekten nur begrenzte Möglichkeiten haben, zeitnah mit Ertüchtigungsmaßnahmen auf den Zubau der Photovoltaik zu reagieren.

Zudem existieren für PV-FFA bislang keine der räumlichen Steuerung von Windenergieanlagen vergleichbaren Instrumente. Durch das Referenzertragsmodell wird ermöglicht, dass Windenergieanlagen auch an weniger windhöffigen Standorten wirtschaftlich betrieben werden können. Dieses Instrument zielt damit darauf einer ausschließlichen Konzentration des Ausbaus auf besonders ertragreiche Standorte entgegenzuwirken. Darüber hinaus steuern das Windenergieflächenbedarfsgesetz sowie das Baugesetzbuch und die Raumordnungsgesetze von

¹ Dieses Konzept knüpft an die Idee der sog. Verteilernetzkomponente an, die bereits im Rahmen der gemeinsamen Wind- und PV-Ausschreibung im EEG 2017 getestet worden ist. Sie wird hier aber stark abgewandelt, um das Redispatchvolumen zu reduzieren.

Bund und Ländern die Ausweisung von Windenergiegebieten unter Berücksichtigung vielfältiger Kriterien. Die Netzbetreiber können sich bereits bei der Ausweisung dieser Gebiete einbringen und tun dies in der Praxis teilweise auch, so dass auf dieser Ebene netztechnische Aspekte berücksichtigt werden können und der Netzbetreiber ausreichend Zeit hat, seine Netzplanung auf den Ausbau auszurichten. Die Erwartung des so verorteten Ausbaus wird durch die rechtlich vorgesehene konzentrierende Wirkung der Windplanungen in gewissem Maße abgesichert. Diese Instrumente zielen somit darauf, den Ausbau der Windenergie in einem Maße räumlich zu lenken, wie es bei PV-FFA nicht gegeben ist.

Im Unterschied zu anderen möglichen Instrumenten ist für Projektierende die Wirkung des Malus vorab kalkulierbar, sodass Investitionsentscheidungen bereits im Voraus angepasst werden können. Dies erhöht die Steuerungswirkungen gegenüber anderen Instrumenten und ist für alle Beteiligten planbar.

Aktuell wird auch das Instrument des Redispatchvorbehalts² als ein mögliches Instrument zur besseren Vereinbarkeit von EE-Ausbau und Netzausbau diskutiert. Konkret würde das Instrument vorsehen, dass Anlagen keine finanzielle Entschädigung für Redispatch-Maßnahmen erhalten, wenn sie sich bewusst in einem vom Netzbetreiber ausgewiesenen Engpassgebiet anschließen lassen. Neue Anlagen in diesen Regionen sähen sich dem Risiko von Einnahmeausfällen gegenüber, die in die abgegebenen Gebote eingepreist würden. Unklar bleibt, ob und wie häufig eine Anlage in einem solchen Gebiet tatsächlich abgeregelt würde, und ebenso, ob Projekte überhaupt noch in Netzengpassgebieten errichtet würden.

Problematisch ist zudem, dass Standorte, an denen niedrige Erzeugungskosten erhöhte Redispatchkosten kompensieren könnten, ggf. nicht mehr in Betracht gezogen würden. Grund dafür ist die hohe Unsicherheit über zukünftige Zahlungsströme: Für Projektierende ist nicht planbar, wie hoch die abgeregelt Strommenge und entgangene Erlöse zukünftig sind.

Darüber hinaus steigt mit dem Redispatchvorbehalt die Bedeutung der Abschaltreihenfolge. Werden Anlagen im Rahmen des Redispatch abgeregelt, mildert bislang die umfassende finanzielle Entschädigung für Anlagenbetreiber (§ 13a Abs. 2 EnWG) den Eingriff ab. Hintergrund ist, dass nicht die abgeregelt Anlage allein den Netzengpass verursacht, sondern die Abregelung ausgewählter Anlagen zum Nutzen des Netzbetriebs und damit zum Nutzen aller örtlichen Erzeugungsanlagen und Stromabnehmer erfolgt. Wenn neue Anlagen im Redispatch-Vorbehalt hierfür zukünftig keine Entschädigung mehr erhalten sollten, alte bestehende Anlagen aber weiterhin, würde das den Druck auf die Netzbetreiber erhöhen, die Abschaltreihenfolge willkürfrei festzulegen und anzuwenden. Denn Maßnahmen gegenüber nicht entschädigungsberechtigten neuen Anlagen könnten kritischer hinterfragt und gegebenenfalls auch vermehrt Rechtsstreitigkeiten nach sich ziehen. Zudem stellen sich weitere noch nicht näher untersuchte Fragen mit Blick auf Ungleichbehandlungen von Anlagen im Rahmen des Redispatchvorbehalts, etwa wenn Solaranlagen in Windenergiegebieten aufgrund unterschiedlicher Einspeiseprofile nicht redispatcherhöhend wirken, aber mit dem Redispatchvorbehalt belegt werden.

Zudem ist zweifelhaft, ob der Redispatchvorbehalt mit dem EU-Recht vereinbar ist. Denn Einschränkungen bei der Nutzung des Netzanschlusses müssen nach EU-Recht grundsätzlich kompensiert werden. Nach der EBM-VO ist der Ausschluss von Entschädigungszahlungen für

² Eine detaillierte Beschreibung findet sich unter: <https://e-bridge.de/wp-content/uploads/2023/06/Synchronisierung-von-EE-Zubau-und-Netzkapazitaeten-in-der-Hochspannung.pdf> (zuletzt geprüft am 03.02.2026); für einen konkreten Gesetzesvorschlag siehe den Vorschlag von Mecklenburg-Vorpommern BR-Drs. 318/25.

Abregelungen lediglich dann zulässig, wenn der Erzeuger einen Netzanschlussvertrag akzeptiert hat, der keine Garantie für eine verbindliche Lieferung von Energie enthält. (siehe Art. 13 Abs. 7 S. 1 EBM-VO). Daraus dürfte folgen, dass die Vereinbarung freiwillig geschlossen werden muss. Ein System, das in bestimmten Gebieten den Netzanschluss nur unter Ausschluss der Redispatch-Entschädigung vorsieht, läuft demgegenüber auf einen faktisch verpflichtenden Vertragsabschluss hinaus, in dem der Anlagenbetreiber auf seinen finanziellen Ausgleich verzichtet. Damit aber wird ihm die Möglichkeit genommen, einen solchen Vertrag nicht zu akzeptieren, ohne zugleich auf den gesetzlich garantierten Netzanschlussanspruch insgesamt verzichten zu müssen.

2 Grundlegende Funktionsweise netzoptimierter Ausschreibungen

Das Instrument der netzoptimierten Ausschreibungen setzt zum Zeitpunkt der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen durch die Bundesnetzagentur an, in deren Rahmen die finanzielle Förderung von EE-Projekten festgelegt wird. Bei diesen Auktionen ermittelt die Bundesnetzagentur die Höhe der gewährten Förderung basierend auf der Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung. Andere Kosten, wie etwa notwendiger Redispatch oder Netzausbau, werden dabei bisher nicht berücksichtigt. Durch das hier vorgestellte Instrument der netzoptimierten Ausschreibungen sollen diese Kosten bereits in die Entscheidung über die finanzielle Förderung rechtssicher und planbar miteinbezogen werden.

Melden Planende ein Projekt zu einer Auktion, ist es notwendig, dass sie das Netzgebiet verbindlich angeben, in dem die geplante Anlage angeschlossen werden soll. Handelt es sich dabei um ein Netzengpassgebiet, das heißt ein Netzgebiet, in dem ein erhöhtes Redispatchvolumen aufgrund begrenzter Netzkapazitäten vorliegt, schlägt die Bundesnetzagentur auf das von der Anlage abgegebene Gebot einen Malus auf. Dadurch rückt das Projekt in der Zuschlagsreihenfolge gegenüber anderen Anlagen zurück, die sich nicht in einem Netzengpassgebiet befinden. Neue PV-Freiflächenanlagen in Netzgebieten, in denen keine Netzengpässe existieren, werden damit vorrangig bezuschlagt. Dadurch sollen Verteilnetze entlastet und Redispatchkosten reduziert werden.

In Folge des Malus kann eine Anlage in einem Netzengpassgebiet entweder keinen Zuschlag erhalten oder – trotz des Malus – dann bezuschlagt werden, wenn ihr Auktionsgebot entsprechend niedrig ist und die Anlage insofern keine oder nur eine sehr niedrige Förderung benötigt. Die tatsächliche Förderhöhe der Anlage bemisst sich in diesem Fall ausschließlich nach dem ursprünglichen Gebot, ohne Berücksichtigung des zuvor erhobenen Malus.

2.1 Ermitteln von Netzengpassgebieten

2.1.1 Grundkonzept und Ausgestaltung des Instruments

Als Netzengpassgebiete werden jene Gebiete bezeichnet, in denen ein weiterer Ausbau einer PV-Freiflächenanlage in der Summe zu einem deutlich erhöhten Redispatchvolumen im Verteilnetz führen würde. Ausschlaggebend ist dabei nicht der isolierte Effekt einer einzelnen zusätzlichen PV-Freiflächenanlage, sondern das bereits bestehende, strukturell erhöhte Redispatchniveau in einer Region. In Gebieten, in denen Redispatch bei PV-Anlagen bereits heute in relevantem Umfang auftritt, ist davon auszugehen, dass zusätzlicher PV-Zubau das Redispatchvolumen in der Summe weiter erhöht.

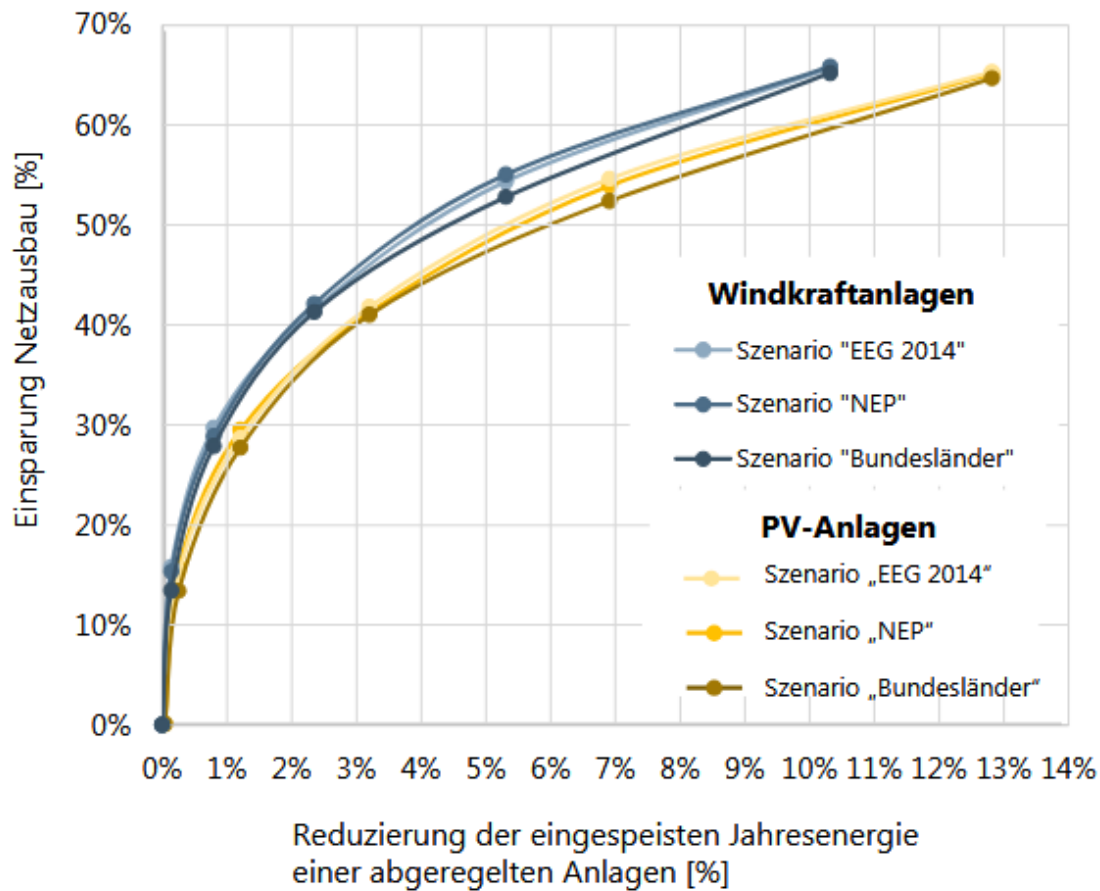
Das Ausweisen dieser Gebiete wird jährlich vor der Bekanntgabe der ersten Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen auf der Grundlage von Daten zum Redispatch der Verteilnetzbetreiber (VNB) durch eine Verordnung des Bundeswirtschaftsministeriums oder eine Durchführungsverordnung der Bundesnetzagentur oder eine Festlegung der Bundesnetzagentur bestimmt. Es kann sich bei diesen Gebieten um Verteilnetzabschnitte oder ganze Verteilnetze handeln. Relevant ist lediglich, dass dort zusätzliche PV-Erzeugung mit erhöhtem Redispatch verbunden wäre. Zu diesem Zwecke werden Verteilnetzbetreiber verpflichtet, der Bundesnetzagentur jährlich Regionen zu melden, in denen es in relevantem Maße zu PV-bedingtem Redispatch im Verteilnetz kommt. In diesen Regionen ist daher davon auszugehen, dass mit dem zusätzlichen Anschluss von PV-FFA zwangsläufig ein weiterer Anstieg des Redispatchvolumens zu erwarten ist. Eine retrospektive Betrachtung des aufgetretenen Redispatches kann in den ersten Iterationen dieses Instruments erfolgen. Zukünftig sollte berücksichtigt werden, dass sich die verfügbare Netzkapazität ändert. Geplante Anschlüsse von EE-Anlagen, Verbrauchenden oder Netzerüchtigungen sollten mit in die Bewertung von Netzenspassgebieten aufgenommen werden. Dadurch würde beurteilt, wie hoch die Netzkapazität im betreffenden Gebiet zum Zeitpunkt der geplanten Inbetriebnahme einer geplanten Anlage ist und ob das zusätzliche PV-Projekt tatsächlich zu einem erhöhten Redispatch führen würde. Grundlage hierfür wären die netzbetreiberinternen Informationen zu geplanten Netzerweiterungen und Anschlussentwicklungen. Perspektivisch kann in einer VO-Ermächtigung vorgesehen werden, dass die Bundesregierung oder Bundesnetzagentur ermächtigt wird, die Ausweisung von Netzenspassgebieten auf Grundlage solcher Verteilnetzplanungen und Prognosedaten weiterzuentwickeln (siehe auch 2.1.2).

Für die Abgrenzung der Netzenspassgebiete ist auch zwischen einem langfristig angestrebten Zielzustand des Netzes und einem kurzfristig akzeptierten Übergangszustand zu unterscheiden. Ein Anteil von 3 % Redispatch dient derzeit als Referenz für einen ausreichend ertüchtigten Verteilnetzbereich, da Netze nicht bis zur letzten Kilowattstunde ausgebaut werden sollen. Die Differenz zwischen dieser Referenz und dem Schwellenwert, ab dem ein Malus in netzoptimierten Ausschreibungen angewendet wird, spiegelt wider, dass die natürliche Trägheit des Netzausbaus bei der Transformation des Stromsystems akzeptiert werden muss. Ein Ausbau erneuerbarer Energien findet dabei auch in Gebieten mit unzureichender Netzkapazität statt. Allerdings sollen zu große Effizienzverluste verhindert werden, die dadurch entstehen, dass Projekte in Regionen mit deutlich höherem Redispatch geplant werden.

Die Spitzenkappung von 3 % nach §11 Abs. 2 EnWG leiten sich aus der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ ab³. Darin wird eine pauschale Spitzenkappung erneuerbarer Energien der möglichen Einsparung beim Netzausbau gegenübergestellt, wie in der nachfolgenden Abbildung, die der Studie entnommen ist, dargestellt.

³ BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hrsg.) (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland. Verteilernetzstudie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, September 2014, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html> (zuletzt geprüft am 05.02.2026)

Abbildung 2-1: Auswirkung von Erzeugungsmanagement in der Netzplanung auf den Netzausbaubedarf in Verteilernetzen



Quelle: BMWi 2014, S. 76

Die Studie zeigt, dass eine Spitzenkappung von 3 bis 5 % der Jahresenergiemenge einen besonders großen Nutzen entfaltet: Sie vermeidet 40 % (bei 3 %) bis 55 % (bei 5 %) des notwendigen Netzausbaus. Erhöht man die Kappung weiter, kommt es nur noch zu geringen Einsparungen beim Netzausbau, während die abgeregelte Energiemenge schneller ansteigt.

In einem Bereich oberhalb von 5 % kann entsprechend davon ausgegangen werden, dass zusätzliches Redispatchvolumen durch einen vertretbaren Netzausbau vergleichsweise effizient gesenkt werden kann. Der Bereich von 3 bis 5 % beschreibt somit keinen Grenzwert für eine kurzfristig problematische Netzsituation, sondern einen Referenzwert für einen langfristig angestrebten Zielzustand des Netzes. Der Schwellenwert für netzoptimierte Ausschreibungen sollte entsprechend höher liegen.

Für die Ausgestaltung der netzoptimierten Ausschreibungen stellt sich die Frage, wie dieser Bereich weiter eingegrenzt werden kann. Entsprechend der Vorgehensweise, mit der der 3 %-Wert ermittelt wurde, lässt sich feststellen, dass die Kurven oberhalb von 3 % zunächst leicht abflachen bis ca. 5-7 %. In diesem Bereich der Kurve lässt sich also durch eine Erhöhung des Schwellenwerts der Aufwand für den Netzausbau, mit dem weitere Erneuerbare integriert werden können, weiter absenken.

Die Kurven verlaufen dann bis zu den maximal dargestellten ca. 13 % mit weitgehend gleichbleibender Steigung. Im Bereich zwischen 7 % und 13 % kann durch einen relativ geringen zusätzlichen Netzausbau eine relativ große zusätzliche Energiemenge integriert werden. Da der absolute Netzausbau dennoch zunimmt, erscheint ein Schwellenwert in der Mitte dieses Bereichs – also bei 10 % – aus fachlicher Sicht in erster Näherung sinnvoll.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die inzwischen stark zunehmende Rolle von Speichern und neuen Lasten in den Verteilnetzen dieses Bild weiter bestärken.

Es handelt sich hier um eine grobe Abschätzung, entsprechend der Abschätzung der 3 %-Spitzenkappung. Die konkrete Höhe sollte im weiteren Prozess, auch unter Berücksichtigung des zeitlichen Bezugs (z. B. rollierende Jahreswerte) weiter präzisiert werden.

2.1.2 Verfügbare Datenbasis zur Identifikation der Netzengpassgebiete

Zur Identifikation von Situationen, in denen zusätzliche Einspeisung aus Photovoltaikanlagen in bestimmten Gebieten zu Netzengpässen beitragen würde, ist ein geeigneter Indikator erforderlich.

Für die Abgrenzung von diesen Gebieten kommen unterschiedliche Datenquellen und methodische Zugänge in Betracht.

Öffentliche Redispatch-Daten⁴ erlauben eine Auswertung durchgeführter Redispatch-Maßnahmen auf Anlagenebene. Sie geben Aufschluss darüber, wo und in welchem Zeitraum Anlagen aufgrund von bestehenden Netzengpässen hoch- oder runtergeregelt werden. Entstehen Engpässe aufgrund von Stromeinspeisung aus PV-Freiflächenanlagen, so müssen andere Anlagen heruntergeregelt werden. Dies führt dazu, dass auf negative Redispatch-Maßnahmen fokussiert werden sollte. Aufgrund der Einspeisecharakteristik von Photovoltaikanlagen sollte nur das Abregelungsvolumen von PV-Anlagen entscheidend sein, da Wind und PV-Anlagen unterschiedliche Einspeiseprofile aufweisen und daher in Regionen mit viel Windenergieanlagen neue PV-Anlagen nicht zu einer Erhöhung des Redispatchvolumens führen⁵.

Zur Identifikation von Netzengpassgebieten, in denen zusätzliche Einspeisung aus Photovoltaikanlagen voraussichtlich zu einer Erhöhung des Redispatchvolumens führen würde, ist ein geeigneter, praktikabler Indikator erforderlich.

Für die Abgrenzung solcher Gebiete kommen grundsätzlich unterschiedliche Datenquellen und methodische Zugänge in Betracht, die jeweils unterschiedliche Aspekte von Netzengpässen abbilden und sich hinsichtlich räumlicher Auflösung, technologischer Trennschärfe und zeitlicher Verfügbarkeit unterscheiden.

Eine Möglichkeit besteht in der Auswertung historischer Redispatch-Maßnahmen. Öffentliche Redispatch-Daten erlauben eine anlagenbezogene Auswertung durchgeführter Redispatch-Maßnahmen und geben Aufschluss darüber, in welchen Regionen und Zeiträumen bestehende Netzengpässe zu Eingriffen in die Erzeugung geführt haben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Ort einer Redispatch-Maßnahme nicht zwingend mit dem Ort des ursächlichen Netzengpasses identisch ist, da netzentlastende Eingriffe auch an weiter entfernten Anlagen erfolgen können. Eine

⁴ Auf <https://www.netztransparenz.de/de-de/> sind die einzelnen Redispatchmaßnahmen in viertelstündlicher Auflösung anlagenscharf unterteilt in (pos/neg) gelistet.

⁵ Fraunhofer IEE (2024), Netzverknüpfungspunkte-Studie, verfügbar unter: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Studien/2024/20240310_BEE_Studie_NVP.pdf (zuletzt geprüft am 10.02.2026)

räumliche Aggregation (z. B. auf Ebene größerer Gebietseinheiten) kann dennoch als erste Näherung zur Identifikation netzbelasteter Regionen dienen.

Ergänzend erfassen Netzbetreiber im Rahmen des Redispatch-2.0-Meldeverfahrens aggregierte Informationen zu überlasteten Netzelementen. Diese Daten sind netzphysikalisch näher an der Ursache von Engpässen, werden jedoch bislang nicht öffentlich zugänglich gemacht und liegen der Bundesnetzagentur in aggregierter Form vor.

Gesetzlich könnte die Bundesregierung/ das federführende Bundeswirtschaftsministerium oder die Bundesnetzagentur ermächtigt werden, im Rahmen einer Verordnung oder Festlegung Art, Umfang und Aggregationstiefe der für die Ausweisung von Netzengpassgebieten erforderlichen Daten festzulegen und entsprechende Meldepflichten gegenüber den Verteilnetzbetreibern vorzusehen. Die konkrete Datengrundlage kann dabei an den Stand der Datenverfügbarkeit und die Weiterentwicklung der Netzplanung angepasst werden.

Ein praktisches Beispiel für die Festlegung von Netzgebieten, die sich durch Kapazitätsengpässe auszeichnen ist die „Capaciteitskaart“⁶ der niederländischen Netzbetreiber. In dieser Karte weisen Verteilnetzbetreiber detaillierte Daten zu Netzgebieten im Hinblick auf vorhandene und benötigte Kapazität aus. Ebenso finden sich Informationen zu bestehenden Anschlussanfragen und insbesondere zum voraussichtlichen Zeitpunkt einer Netzertüchtigung. Diese Informationen dienen explizit dazu, Anschlussnehmenden aufzuzeigen, in welchen Gebieten ausreichende Kapazität für einen Anschluss besteht, wann mit einer Ertüchtigung des Netzes zu rechnen ist und ob zunächst andere Projekte einen Anschluss erhalten. Tennet verwendet diese Karte als Grundlage für den holländischen Redispatch-Markt GOPACS⁷. Für jedes der Netzgebiete können Netzbetreiber ihren Redispatchbedarf formulieren, der dann durch flexible Erzeuger oder Verbraucher gedeckt wird.

Auch für Deutschland ist denkbar, eine „Kapazitätskarte“ einzuführen, die Transparenz über verfügbare Netzkapazitäten schafft. Dabei handelt es sich nicht um eine Veröffentlichung sicherheitsrelevanter Netzzustandsdaten oder eine Echtzeitdarstellung von Engpässen, sondern um eine planerische, aggregierte Orientierungshilfe für Projektierende auf Ebene größerer Netzgebiete. Die dafür notwendigen Daten müssten bei Netzbetreibern vorliegen, da Netzbetreiber verpflichtet sind, eine monatliche Meldung an die Bundesnetzagentur über durchgeführten Redispatch zu leisten.⁸ Auch werden im Rahmen eines separaten Meldeverfahrens „Überlastete Netzelemente“ aggregierte Informationen zu überlasteten Leitungen und Umspannwerken übermittelt. Beide Meldungen können grundsätzlich Anhaltspunkte für die Identifikation von Bereichen begrenzter Netzkapazität liefern, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich ihrer Aussagekraft und Granularität. Ob die Qualität dieser Daten für das Erstellen einer Kapazitätskarte und als Grundlage für netzoptimierte Ausschreibungen eignet, ist im Dialog mit Netzbetreibern zu erörtern. Die BNetzA soll hier ggf. Vorgaben machen und ein Meldeverfahren festlegen. Die Verfügbarkeit einer Kapazitätskarte könnte ebenso einen beschleunigenden Effekt auf den Ausbau der PV-FFA haben, da so der Ausbau proaktiv in Netzgebiete mit ausreichender Kapazität gelenkt werden kann.

⁶ Verfügbar unter: <https://data.partnersinenergie.nl/capaciteitskaart/rnb/afname> (zuletzt geprüft am 26.01.2026).

⁷ Verfügbar unter: <https://www.gopacs.eu/en/> (zuletzt geprüft am 19.01.2026)

⁸ Siehe Bundesnetzagentur (2021), Konsultationsergebnisse der öffentlichen Konsultation 2021: Änderungen des Datenmeldeverfahrens aufgrund der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0): Die §§ 13, 13a, 14 EnWG gelten seit dem 1. Oktober 2021 in einer neuen Fassung (Redispatch 2.0), unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Meldeverfahren/Ergebnispapier_Meldeverfahren_2022.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (letzter Zugriff am 21.01.2026)

Aus Projektplanungssicht ist Transparenz essenziell. Planende sollten bereits vor dem Gebotsverfahren der BNetzA Kenntnis darüber haben, ob ein geplanter Standort in einem ausgewiesenen Netzengpassgebiet liegt und welcher Malus damit verbunden wäre. Hierfür ist die verbindliche Ausweisung der betroffenen Gebiete und der anzuwendenden Malusregelung erforderlich.

2.1.3 Methodische Einordnung und Perspektiven

Die oben genannten Ansätze stellen derzeit die wesentlichen verfügbaren Datenquellen dar, um Netzengpassgebiete datenbasiert zu identifizieren. Sie liefern jeweils eigenständige Hinweise auf das Auftreten und die räumliche Verteilung von Engpasssituationen, auch wenn sie unterschiedliche Aspekte von Netzengpässen mit jeweils unterschiedlicher Detailtiefe abbilden.

Für eine erste Ausgestaltung des Instruments erscheint daher eine pragmatische Kombination beider Ansätze sinnvoll: Öffentlich verfügbare Redispatch-Daten können als erste, transparente Näherung dienen, während netzinterne Informationen zu überlasteten Netzelementen sowie zu geplanten Netzausbaumaßnahmen perspektivisch zur Plausibilisierung und Weiterentwicklung der Gebietseinteilung herangezogen werden können.

Dem Aufwand einer Festlegung der Netzengpassgebiete sollte durch eine periodische Ausweisung von einem Jahr Rechnung getragen werden. Dies erscheint vertretbar, da sich nur geringe unterjährige Änderungen bei der verfügbaren Netzkapazität ergeben sollten.

Darüber hinaus könnte langfristig eine Kapazitätskarte nach niederländischem Vorbild eine deutlich zielgenauere und transparentere Abgrenzung Netzengpassgebiete ermöglichen. Eine solche Karte setzt jedoch standardisierte VNB-interne Planungs- und Prognosedaten voraus (z. B. freie Anschlusskapazitäten, Netzausbauzeitpläne, konsistente Gebietszuschnitte). Die Kapazitätskarte ist daher als Zielbild bzw. perspektivische Weiterentwicklung des Instruments zu verstehen. Diese Möglichkeit sollte bereits in einer entsprechenden Verordnungsermächtigung geschaffen werden.

Insgesamt ist festzuhalten, dass jede datenbasierte Abgrenzung Netzengpassgebiete mit methodischen Vereinfachungen verbunden ist. Für ein praktikables und transparentes Instrument erscheint es sachgerecht, diese Grenzen offen zu benennen und die Gebietseinteilung schrittweise weiterzuentwickeln.

Es gibt von Seiten der Netzbetreiber auch Spielraum bei der anzustrebenden prospektiven Ausweisung von Netzengpassgebieten. Bewerten Netzbetreiber zukünftig verfügbare Netzkapazitäten eher defensiv, besteht die Gefahr, dass Projekte mit einem Malus belegt werden, obwohl ihr tatsächlicher zusätzlicher Redispatcheffekt gering wäre, etwa weil in den kommenden Jahren Netzausbaumaßnahmen oder strukturelle Änderungen in der angeschlossenen Leistung zu erwarten sind.

Ein Mechanismus, der dem entgegenwirken soll, dass zukünftige Kapazitäten unterschätzt werden, ist jener der Qualitätsregulierung der Netzbetreiber. Mit der Berücksichtigung der Energiewendekompetenz in dieser Regulierung, soll ein Anreiz geschaffen werden, zusätzliche erneuerbare Energien Anlagen an das Netz anzuschließen. Bisher ist dieser Anreiz allerdings nicht

mit einem Bonus-Malus System verknüpft, wie es beim Qualitätselement bisher der Fall ist. Vielmehr soll ein Anreiz durch die erhöhte Transparenz zwischen Netzbetreibern entstehen.⁹

Daher könnte dieses Instrument einer defensiven Ausweisung von Netzengpassgebieten entgegenwirken, sofern der Anschluss von EE-Anlagen einen direkten Einfluss auf die Erlösobergrenze der Netzbetreiber hätte.

2.2 Festlegung des Malus für Angebote in den EE-Auktionen

2.2.1 Auktionskontext zur Ausgestaltung des Malus

Um eine Vorstellung der Wirksamkeit eines Malus zu gewinnen, ist es sinnvoll, die Ergebnisse der PV-Freiflächenauktionen des vergangenen Jahres zu betrachten. Für die beiden Auktionen im Jahr 2025, für die bereits öffentlich zugängliche Daten einsehbar sind, wurden die von der BNetzA veröffentlichten Ergebnisse in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 2-1: Angebotsstatistik der Bundesnetzagentur für die PV-Freiflächenauktionen im März und Juli 2025

	März	Juli
Niedrigstes Gebot	3,99 Cent/kWh	4,00 Cent/kWh
Durchschnittliches Gebot	4,66 Cent/kWh	4,80 Cent/kWh
Höchstes bezuschlagtes Gebot	4,88 Cent/kWh	6,26 Cent/kWh
Maximaler Gebotswert	6,80 Cent/kWh	

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Auktionsdaten der BNetzA (März und Juli 2025).

Insbesondere in der Märzauktion lagen die Gebote der einzelnen Projekte nah beieinander. In der Juli-Auktion zeigte sich hingegen ein größerer Spread. Dies war insbesondere darauf zurückzuführen, dass im März deutlich mehr Gebote eingereicht wurden als im Juli und somit ein höherer Wettbewerbsdruck bestand. Beide Auktionen waren überzeichnet.

2.2.2 Einordnung der Malushöhe

Für die Bestimmung einer sachgerechten Größenordnung des Malus ist eine nachvollziehbare und marktnah begründete Herleitung erforderlich. Ziel ist es, eine Malushöhe zu wählen, die redispatchbedingte Zusatzbelastungen angemessen berücksichtigt, ohne zugleich überproportionale Förderkostensteigerungen auszulösen. Eine vollständige Gesamtsystemkostenanalyse ist im Rahmen dieses Berichts nicht erfolgt. Stattdessen wird die Größenordnung des Malus anhand realer Auktionsdaten plausibilisiert und in Relation zu typischen redispatchbedingten Kostenwirkungen eingeordnet.

⁹ Genauere Informationen sind verfügbar unter:

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20251219_GBK_QM.html
(zuletzt geprüft am 26.01.2026)

Zur Einordnung angemessener Malushöhen wurden historische Ergebnisse der wettbewerblichen Ausschreibungen für Freiflächen-Photovoltaik nach dem EEG ausgewertet. Die zugrunde liegenden Daten stammen aus den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Rundenstatistiken zu beendeten Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments (Freifläche).¹⁰ Die veröffentlichten Statistiken enthalten aggregierte Angaben zu Gebotswerten und Zuschlagswerten, erlauben jedoch keine Analyse einzelner Gebote.

Da Einzelgebotsdaten nicht öffentlich verfügbar sind, wird der preisliche Entscheidungsraum an der Zuschlagsgrenze näherungsweise über die Differenz zwischen dem höchsten abgegebenen Gebotswert und dem höchsten noch bezuschlagten Gebotswert beschrieben. Diese Größe gibt den maximalen Preisbereich an, innerhalb dessen sich die Zuschlagsentscheidung einer Ausschreibungsrunde bewegt. Um die Vergleichbarkeit zwischen Ausschreibungsrunden mit unterschiedlichen Preisniveaus herzustellen, wird dieser Entscheidungsraum zusätzlich relativ zum jeweiligen Zuschlagswert gesetzt.

Auf dieser Grundlage wird die potenzielle Wirkung eines Malus bewertet, indem dessen Höhe in Relation zu dem beobachteten Entscheidungsraum eingeordnet wird. Ein Malus, der unterhalb von 25 % dieses Preisbereichs liegt, wird als moderat beziehungsweise schwach wirksam eingeordnet. Maluswerte zwischen 25 % und 50 % des Entscheidungsraums gelten als klar wirksam, da sie geeignet sind, die Rangfolge von Grenzgeboten spürbar zu beeinflussen, ohne zwingend eine Ausschlusswirkung zu entfalten. Überschreitet der Malus 50 % des beobachteten Entscheidungsraums, ist von einer stark eingreifenden Wirkung auszugehen, die in einzelnen Ausschreibungsrunden einer faktischen Verdrängung nahekommen kann.

Die aggregierte Auswertung der historischen EEG-Freiflächenauktionen zeigt, dass ein Malus von 0,5 ct/kWh in 46 % der betrachteten Ausschreibungsrunden als moderat oder „schwach wirksam“ einzuordnen ist. In weiteren 28 % der Runden entfaltet derselbe Malus eine klare Wirksamkeit, während er in 26 % der Fälle als „stark eingreifend“ zu bewerten ist. Die Ergebnisse legen nahe, dass ein einheitlicher Malus von 0,5 ct/kWh im Mittel einen moderaten Lenkungsimpuls setzt, seine Wirkung jedoch von der jeweiligen Wettbewerbssituation abhängt.

Die so ermittelte Größenordnung wird zusätzlich anhand tatsächlich beobachteter Redispatchkosten plausibilisiert. Auf Basis öffentlich verfügbarer Daten zum Netzengpassmanagement seit Juli 2022¹¹ ergeben sich durchschnittliche Redispatchkosten in Höhe von 10,37 ct/kWh je abgeregelter Energiemenge. Wird dieser Wert proportional auf die gesamte erzeugte Strommenge übertragen, ergibt sich bei einer angenommenen Abregelungsquote von 5 % ein kostenäquivalenter Aufschlag von rund 0,52 ct/kWh, bei 10 % rund 1,04 ct/kWh und bei 12 % rund 1,24 ct/kWh. Damit liegt die aus den Auktionsdaten abgeleitete Malusgröße in einer Bandbreite, die mit überschlägig berechneten redispatchbedingten Zusatzkosten je erzeugter kWh vereinbar ist. Die vorgeschlagenen Maluswerte bewegen sich somit innerhalb eines plausiblen kostenbezogenen Rahmens, ohne eine exakte verursachungsgerechte Kostenallokation zu unterstellen.

Vor diesem Hintergrund erscheint ein einheitlicher Malus (Malus_1) in der Größenordnung von 0,5 ct/kWh grundsätzlich geeignet, Anreize zur Berücksichtigung netzbezogener Belastungen in der Projektwahl zu setzen, ohne den Auktionsmechanismus systematisch zu verzerren. Ergänzend hierzu bietet sich eine gestaffelte Ausgestaltung des Malus (Malus_2) an, bei der höhere Maluswerte

¹⁰

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>

¹¹ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211972/213384/netzengpassmanagement-je-energietraeger>

gezielt für Netzgebiete mit besonders hohen Redispatch-Anteilen vorgesehen werden. Während Malus_1 in der Mehrzahl der historischen Ausschreibungsrunden lediglich einen lenkenden, nicht verzerrenden Effekt entfaltet, können höhere Malusstufen in stärker belasteten Netzgebieten bewusst eine klar wirksame bis stark eingreifende Wirkung annehmen. Eine solche Staffelung ermöglicht es, die Intensität des Eingriffs an das Ausmaß der netzseitigen Belastung anzupassen, ohne den Auktionsmechanismus insgesamt unnötig zu verschärfen.

2.2.3 Ausgestaltungsvarianten des Malus

Um Projekte in Netzengpassgebieten in Auktionen schlechter zu stellen, soll ein Malus auf die abgegebenen Gebote aufgeschlagen werden. Dabei sind zwei Ausgestaltungsvarianten denkbar: Einerseits kann ein fester Malus (in der Form eines Aufschlags auf den Gebotswert bei der Reihung der Gebote) auf alle Projekte in Netzengpassgebieten oberhalb des definierten Schwellenwerts aufgeschlagen werden (Malus_1). Andererseits kann der Malus mit zunehmendem Redispatch-Anteil der jährlichen PV-Erzeugung des Netzgebiets ansteigen (Malus_2). Eine mögliche Ausgestaltung ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Vor dem Hintergrund der oben dargestellten Kurvenauswertung zur Spitzenkappung erscheint es sachgerecht, einen Malus ab einem Redispatch-Anteil von etwa 10 % der jährlichen PV-Erzeugung anzusetzen. Ein früherer Ansatzpunkt des Malus würde dagegen den Übergangscharakter des Instruments konterkarieren, während ein späterer Ansatzpunkt die Lenkungswirkung unnötig verzögern würde.

Die Wahl der oberen Staffelungsgrenze von 30 % dient der Abbildung eines ausreichend breiten Wertebereichs, wie er in Auswertungen historischer Redispatch-Daten beobachtet werden kann. Sie stellt keine normative Zielgröße dar, sondern ermöglicht eine differenzierte Lenkungswirkung auch in stark belasteten Netzgebieten.

Beim Modell Malus_1 wird ein einheitlicher Malus auf alle Projekte angewendet, die sich in einem Netzengpassgebiet oberhalb des definierten Schwellenwerts befinden. Alle betroffenen Projekte werden damit gegenüber Projekten außerhalb von Netzengpassgebieten gleichbehandelt, unabhängig von der Höhe des Redispatch-Anteils des Netzgebiets.

Tabelle 2-2: Mögliche Ausgestaltungen des Malus

Redispatch-Anteil der jährlichen PV-Erzeugung	10-15 % PV-FFA Redispatch/a	15-20 % PV-FFA Redispatch/a	20-25 % PV-FFA Redispatch/a	>25% PV-FFA Redispatch/a
Malus_1	0,5 Cent/kWh	0,5 Cent/kWh	0,5 Cent/kWh	0,5 Cent/kWh
Malus_2	0,25 Cent/kWh	0,5 Cent/kWh	1,0 Cent/kWh	1,5 Cent/kWh

Quelle: Eigene Darstellung

Das Modell Malus_2 sieht demgegenüber eine gestufte Ausgestaltung des Malus vor, bei der die Höhe des Malus mit zunehmendem Redispatch-Anteil des Netzgebiets ansteigt. Dadurch wird nicht nur eine Abgrenzung zwischen Netzengpassgebieten und Netzgebieten mit ausreichenden Kapazitäten vorgenommen, sondern zusätzlich eine Differenzierung innerhalb der

Netzengpassgebiete ermöglicht. Projekte in besonders stark belasteten Netzgebieten werden entsprechend stärker benachteiligt als Projekte in weniger stark belasteten Gebieten.

Beide Modelle entfalten eine Lenkungswirkung über die Zuschlagsreihenfolge. Während Malus_1 eine vergleichsweise einfache und klare Steuerung zwischen Netzengpassgebieten und nicht-Netzengpassgebieten bewirkt, erlaubt Malus_2 eine feinere Abstufung der Anreize, geht jedoch mit einer stärkeren und aufwändigeren Parametrisierung des Instruments einher.

Für die oben betrachteten Auktionen wurde ein maximaler Gebotswert von 6,80 Cent/kWh formuliert. Bei der Prüfung des maximal zulässigen Gebots ist auf den ursprünglichen Gebotswert und nicht auf den durch den Malus modifizierten Wert abzustellen. Dieses Vorgehen entspricht der Regelung erscheint sinnvoll, da das Ziel des Instruments nicht darin besteht, Projekte formal auszuschließen, sondern lediglich die Zuschlagsreihenfolge zu verändern.

Die hier vorgeschlagenen Maluswerte sind für Projektierende bereits zum Zeitpunkt der Planung einsehbar und können entsprechend in die Gebotsstrategie einbezogen werden. Sind Projektierende davon überzeugt, dass die Wirtschaftlichkeit eines Projekts den Malus kompensieren kann, können sie ihre Planung fortführen. Andernfalls besteht die Möglichkeit, andere Standorte in Betracht zu ziehen und das Projekt ggf. später zu realisieren, wenn das Netz entsprechend ausgebaut wurde.

Ebenso sind feinere Abstufungen oder eine kontinuierliche Ausgestaltung denkbar, bei der der Malus als Funktion des zu erwartenden Redispatch-Volumens definiert wird.

2.2.4 Einordnung unter Berücksichtigung der Randbedingungen

Welche der beiden Malus-Varianten zweckmäßig ist, hängt maßgeblich von den zugrunde gelegten Randbedingungen und dem angestrebten Steuerungsziel ab. Wird – wie hier vorgeschlagen – ein vergleichsweise hoher Schwellenwert zur Einstufung eines Netzgebiets als Netzengpassgebiet gewählt (z. B. >10–14 % der Jahreserzeugung), ist bereits eine deutliche Abgrenzung zwischen grundsätzlich geeigneten Standorten und Standorten vorgenommen, die zu erhöhtem Redispatch führen.

Unter diesen Bedingungen erscheint ein einheitlicher, moderater Malus (Modell Malus_1) als gut geeignetes Instrument, um einen sanften Lenkungsimpuls zu setzen. Ein solcher Malus wirkt insbesondere in Situationen, in denen Projektierende zwischen mehreren ähnlich geeigneten Standorten wählen können, und führt dazu, dass Netzengpassgebiete bei der Standortwahl nachrangig berücksichtigt werden.

Eine weitergehende Staffelung des Malus nach der Höhe des Redispatch-Anteils eines Netzgebiets (Modell Malus_2) kann zusätzliche Feinsteuerung ermöglichen, ist für die grundsätzliche Wirksamkeit des Instruments unter den genannten Randbedingungen jedoch nicht zwingend erforderlich. Sie wäre insbesondere dann sinnvoll, wenn eine stärkere Differenzierung innerhalb der Netzengpassgebiete angestrebt wird oder wenn niedrigere Eintrittsschwellen gewählt würden.

3 Zusammenfassung

Mit dem neuen Instrument der netzoptimierten Ausschreibungen (NoA) kann der Zubau von PV-Freiflächenanlagen hin zu Netzregionen ohne Engpässe gesteuert werden. Das Instrument setzt direkt an der Ausschreibung der Förderung an, indem es Gebote von Projekten, die in einem

Netzengpassgebiet geplant sind, mit einem Malus versieht. Es dürfte daher klare, rechtssichere und planbare Steuerungssignale setzen und zusätzlichen Redispatchbedarf reduzieren, ohne das Erlörisiko für neue Anlagen zu erhöhen. Mit einer Differenzierung der Höhe des Netzengpass-Malus in der Ausschreibung kann auch aufgezeigt werden, wie belastet ein Netz ist und ein klares Steuerungssignal in der Ausschreibung gesetzt werden. Das Konzeptpapier zeigt hier eine Bandbreite für eine sinnvolle Höhe des Malus auf. Wenn Anlagen trotz des Netzengpass-Malus einen Zuschlag erhalten sollten, sind die Förderkosten für diese Anlagen so niedrig, dass die eingesparten Förderkosten die unter Umständen entstehenden Redispatchkosten übersteigen und der Zubau daher aus Gesamtsystemkostensicht sinnvoll ist.

Im Hinblick auf die Festlegung der Netzengpassgebiete macht das Konzeptpapier konkrete Vorschläge.

Wichtig ist dabei, dass die konkreten Netzengpassgebiete zusammen mit der Veröffentlichung der Ausschreibungsrunden bekannt gemacht werden. Für Bieter ist so bereits vor Gebotsabgabe zu erkennen, in welchen Regionen ein Zubau von neuen Anlagen ohne zusätzliche Belastung des Netzes erfolgen kann. Investitionen werden so in Regionen gelenkt, in denen ein Ausbau keine oder nur geringe Auswirkungen auf das Redispatchvolumen hat.