

Stellungnahme zum BMW-Netzpaket

Statkraft bedankt sich für die Möglichkeit der Stellungnahme zum sog. „Netzpaket“ des BMW. Wir sehen in dem Entwurf positive Ansätze zur Verbesserung der Netzanschlussprozesse, die auch zu mehr Transparenz für Antragsteller führen werden. Der geplante Redispatch-Vorbehalt droht hingegen zu einer erheblichen wirtschaftlichen Belastung für EE-Projekte zu werden. Priorität muss der Netzausbau haben.

Grundsätzliches

Die Einführung des Redispatch-Vorbehalts ist eine von mehreren Maßnahmen, die scheinbar unabgestimmt die Planung erneuerbarer Projekte massiv erschweren. Hinzu kommen weitere Unsicherheitsfaktoren, etwa zu den Auswirkungen der Änderungen im EEG sowie die Diskussion um Einspeise-Netzentgelte im AgNES-Prozess der BNetzA. All dies geschieht in einem Umfeld steigender Kosten und großen Preisdrucks. Die Risiken sind umso größer, weil viele parallele Prozesse nicht aufeinander abgestimmt erscheinen, sodass Doppelbelastungen und Fehlsteuerungen drohen. Gleichzeitig gibt es in Deutschland zahlreiche Projekte, die dank mehr verfügbarer Flächen und schnellerer Genehmigung erfolgreich an Ausschreibungen teilnehmen und die Kosten der Energiewende senken. Diese positive Entwicklung sollte nicht gefährdet werden. Statkraft appelliert daher dringend, dass die verschiedenen Stränge ganzheitlich betrachtet und zusammen entschieden werden, um ein sicheres und tragfähiges Investitionsumfeld zu gewährleisten.

Statkraft fordert, das Netzpaket effektiv im Sinne des Erneuerbaren-Ausbaus auszugestalten. Dazu gehören eine Streichung des Redispatch-Vorbehalts, eine Anwendung der Prozessoptimierungen auf die relevanten Netzebenen sowie eine Beschleunigung des Verteilnetzausbaus.

Zudem halten wir es für äußerst fragwürdig, für die parallelen Anhörungen von EEG und Netzpaket – zwei umfangreiche Gesetzesvorhaben mit äußerst hoher Tragweite – lediglich eine Frist von 3 Werktagen vorzusehen. Dies gilt umso mehr, als dass damit keinerlei Beschleunigungseffekt auf das Gesetzgebungsverfahren erreicht werden kann, da die sitzungsfreie Zeit von Bundestag und Bundesrat bereits begonnen hat. Dies wird der Relevanz der Gesetze nicht gerecht, erhöht die Fehleranfälligkeit und missachtet demokratisch notwendige Beteiligungsrechte der betroffenen Branchen.

Systemdienliche Anschlussleistung (§ 11 Abs. 2 EnWG, § 8 Abs. 1 EEG)

Eine umfassende Prüfung der Auswirkungen dieses Instruments ist in der kurzen Zeit kaum möglich. Klar ist, dass hierdurch weitere Erlörisiken geschaffen werden und der wirtschaftliche Druck auf viele Projekte weiter zunimmt. Denkbar sind auch Preissteigerungen in der Lieferkette durch eine geringere Verfügbarkeit attraktiver Anlagentypen. Grundsätzlich stehen wir einer generellen und unbegrenzten Anwendung dieses Prinzips skeptisch gegenüber, insbesondere in Regionen ohne Kapazitätsmangel im Netz. Zudem wird durch das absehbar von der BNetzA eingeführte Kapazitätsentgelt ohnehin ein wirtschaftlicher Anreiz geschaffen, möglichst sparsam mit der Netzanschlusskapazität umzugehen, sodass eine ordnungsrechtliche Vorgabe überflüssig erscheint. In jedem Fall ist eine eindeutige Übergangsregelung nötig, um Projekte mit hohem Reifegrad vor aufwändigen Umplanungen und Auseinandersetzungen mit Netzbetreibern zu schützen. Wir schlagen vor, dass die Regelung nicht auf solche Anlagen anzuwenden ist, die vor dem Inkrafttreten des Gesetzes vollständige Genehmigungsunterlagen eingereicht haben.

Redispatch-Vorbehalt (§§ 13a Abs. 6, 14 Abs. 1c EnWG, § 8 Abs. 4 EEG)

Statkraft lehnt die Einführung des Redispatch-Vorbehalts ab. Das Instrument ist nicht geeignet, den mangelnden Gleichlauf zwischen Netzausbau und Erneuerbaren Energien auszugleichen. Es ist zudem europarechtlich unzulässig, wie der BWE und die Stiftung Umweltenergierecht in Gutachten nachgewiesen haben. Der Netzausbau muss dem Ausbau der Erneuerbaren Energien folgen bzw. diesen antizipieren. Für eine bessere Synchronisation von Erneuerbaren- und Netzausbau sollten stattdessen **Flächenausweisung und Netzplanung besser verzahnt** und eine **Südquote in den EEG-Ausschreibungen** festgelegt werden. Auch bereits in der Diskussion befindliche Alternativen, wie beispielsweise eine Bonus-Malus-Regelung in den Ausschreibungen, sind nicht dazu geeignet diesen fundamentalen Widerspruch aufzulösen.

Schlechte räumliche Steuerung und höhere EEG-Kosten

Ohne umfassende Datengrundlage über das Redispatch-Geschehen ist es kaum möglich, die Folgen des Instruments abzuschätzen. Zwar ist das Auslösekriterium durch die Anhebung auf 5% und die Differenzierung von Wind- und PV-Einspeisung entschärft worden. Dennoch bleibt es möglich, dass im Zeitverlauf große Teile des Netzes einer Kapazitätslimitierung unterliegen. Wenn es durch ein zu niedrigschwelliges Kriterium zu viele kapazitätslimitierte Standorte gibt, entfällt die Steuerungswirkung hin zu besseren Standorten. Dann führt das Instrument vor allem zu Kostensteigerungen im EEG.

Durch das **Abstellen auf die Abregelungsmenge eines einzigen Jahres** reicht mitunter schon ein sehr gutes Windjahr aus, um die Schwelle zu überschreiten, ohne dass dies auf einen strukturellen Mangel an Netzkapazitäten hindeuten würde. Demgegenüber soll ein Entfall der Kapazitätslimitierung vor Ablauf der 6-Jahresfrist an ein Unterschreiten der Schwelle in drei (statt einem) aufeinanderfolgenden Jahren erfolgen. Das ist nicht konsistent.

Priorisierter Netzausbau läuft ins Leere

An kapazitätslimitierten Standorten muss das Netz prioritär ausgebaut werden. Wenn es wegen des niedrigen Auslösekriteriums eine zu hohe Zahl solcher Standorte gibt, können die **Netzbetreiber einer solchen Priorisierung praktisch nicht mehr nachkommen**. Die Wirksamkeit dieser Vorgabe ist fraglich, da sie kaum vollzieh- und durchsetzbar ist. Auch besteht **kein ökonomischer Anreiz** (wie bspw. eine Übernahme der Redispatch-Kosten bei ausbleibendem Netzausbau), sich an die Frist zu halten.

Besonders unverständlich ist aus unserer Sicht, dass das **Netzpaket keinerlei Maßnahmen zur Beschleunigung des Verteilnetzausbaus** enthält, sondern die angestrebte Synchronisierung von Netzen und Erneuerbaren allein zulasten der letzteren regeln will. Hierzu gibt seit Langem diverse Vorschläge von BDEW, BWE und VKU, die berücksichtigt werden müssen. Ein erheblicher Teil der Abregelungen geht auf **Engpässe im Übertragungsnetz** zurück, wie auch der Monitoringbericht vom letzten Herbst bestätigt. Diese hat aber nicht der Anschlussnetzbetreiber zu verantworten und kann sie demzufolge auch nicht beseitigen, wie es § 14 Absatz 1d Satz 4 implizit unterstellt.

Keine Abstimmung von Flächenausweisung und Netzplanung

Die Steuerung der Windenergie erfolgt dezentral über die etablierten Verfahren des Planungsrechts nach BauGB, ROG und WindBG. Bei der Flächenausweisung werden die vorhandene Netzsituation und die Netzausbauplanung bislang nicht ausreichend berücksichtigt, sodass **Flächenausweisungen an Standorten erfolgen, wo Projekte netzseitig nur schwerlich umsetzbar** sind. Netzverfügbarkeit und Netzausbauplanung sollten daher verbindlich in die Ausweisung von Windenergiegebieten einfließen.

An bestehenden Windenergie-Standorten oder auch seit Langem ausgewiesenen Gebieten hingegen ist die **Notwendigkeit eines möglichen Netzausbaus langfristig vorhersehbar** für den zuständigen Netzbetreiber. Dass dieser erst dann angestoßen wird, wenn die (zusätzliche) Anschlussleistung benötigt wird, ist nicht nachvollziehbar, da das EnWG vorausschauenden Netzausbau ermöglicht und verlangt. Ein Redispatch-Vorbehalt ist in solchen Fällen nicht verursachergerecht.

Widersprüche zwischen Netzpaket, EEG und AgNES

Daneben scheint es keine Abstimmung mit dem laufenden Vorhaben der BNetzA zu geben, Engpässe durch dynamische Netzentgelte effizienter zu vermeiden oder zu bewirtschaften. Weiterhin ist es notwendig, Netzpaket und EEG-Novelle gemeinsam zu betrachten: Ein regional ausgewogenerer Windenergie-Zubau im Sinne der Netzplanung kann durch die Anpassung des Referenzertragsmodells erreicht werden und Redispatch langfristig vermeiden.

Keine Orientierung an kosteneffizientem Energiesystem

Ein weiterer Aspekt ist, dass das Instrument zeitlich nicht befristet ist. Als dauerhaftes Instrument muss es auf einem **Zielbild eines effizienten klimaneutralen Energiesystems und der dazugehörigen Infrastruktur** aufbauen. Es ist allgemein unstrittig, dass das **Netz nicht auf „die letzte Kilowattstunde“** ausgebaut werden kann und es darum auch künftig Engpässe und damit Redispatch geben muss. In ihrem jüngsten NEP-Entwurf haben die Übertragungsnetzbetreiber klargestellt, dass es **aufgrund steigender Netzausbaukosten wirtschaftlich zunehmend sinnvoller wird, Engpässe zu bewirtschaften als sie durch Netzausbau zu beseitigen**. Es ist nicht sachgerecht, Kosten und Risiken für diesen volkswirtschaftlich wünschenswerten Redispatch allein den Erneuerbaren Energien aufzuerlegen.

Zudem führt die Regelung zu einer **ungerechtfertigten Benachteiligung von Neuanlagen gegenüber Bestandsanlagen**, da für Netzbetreiber Fehlanreize entstehen, künftig vorrangig entschädigungsfreie Neuanlagen anstelle von entschädigungspflichtigen Bestandsanlagen abzuschalten – ungeachtet einer systemdienlich optimalen Steuerung sowie der Investitionssicherheit geplanter Vorhaben.

Vorschlag: Statkraft spricht sich aus den genannten Gründen klar gegen die Einführung des Redispatch-Vorbehalts aus. Im Mindesten müsste der Mechanismus deutlich überarbeitet werden, um ihm eine Steuerungsfunktion zu geben und wirtschaftliche Risiken auf ein tragfähiges Niveau zu reduzieren. Sollte sich die Politik grundsätzlich für die Einführung eines Redispatch-Vorbehalts entscheiden, sind Anpassungen unabdingbar:

- 1. Auslöseschwelle anheben:** Die Kapazitätslimitierung sollte erst ab einer Abregelungsmenge von 10% ausgesprochen werden dürfen. Vor Ausweisung eines Redispatchgebiets müssen die Netzbetreiber nachweisen, dass alle weiteren Maßnahmen ausgeschöpft wurden, um Redispatch zu vermeiden (NOXVA-Prinzip, Digitalisierung, Überbauung).
- 2. Ausnahme von Abregelungsmengen im Übertragungsnetz:** Diese hat der Anschlussnetzbetreiber nicht zu verantworten, sie dürfen daher keine Rolle für die Kapazitätslimitierung spielen.
- 3. Transparenz aller Abregelungsdaten:** Projektierer müssen das Risiko von Kapazitätslimitierungen abschätzen können. Dafür müssen alle Abregelungsdaten auch unterhalb der Auslöseschwelle veröffentlicht werden sowie eine Prognose des Netzbetreibers für die nächsten Jahre (s. Kommentierung § 17c).
- 4. Ausschluss mehrfacher Ausweisungen:** Dasselbe Netzelement soll nur einmalig als kapazitätslimitiert ausgewiesen werden dürfen. Folgeausweisungen müssen explizit ausgeschlossen werden.
- 5. Begrenzung auf max. 5 Jahre:** Die Kapazitätslimitierung muss nach 5 Jahren enden, um dem Netzbetreiber einen Anreiz für eine zügige Beseitigung der Engpässe in seinem Netz zu geben.
- 6. Einheitliches Abstellen auf Durchschnittswerte:** Kapazitätslimitierungen sollten nur ausgesprochen werden, wenn die abgeregelte Strommenge in einem Dreijahresschnitt die Schwelle überschreitet.
- 7. Standardisierung des FCA:** Der abzuschließende FCA darf sich nur im Hinblick auf den finanziellen Ausgleich von einem normalen Anschlussvertrag unterscheiden. Weitere Vorgaben müssen ausgeschlossen sein.
- 8. Scharfstellen des priorisierten Netzausbaus:** Netzbetreiber sollten bei der Ausweisung darlegen müssen, wie sie ihrer Verpflichtung zum priorisierten Netzausbau konkret nachkommen wollen. Zudem sollte es einen wirksamen Anreiz geben, dies einzuhalten.

Priorisierung von Netzananschlussbegehren (§ 17b EnWG)

Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur sind **nicht die richtigen Adressaten für die Aufgabe einer Priorisierung von Netzananschlüssen**. Dies ist eine Debatte, die unter Berücksichtigung aller Interessen und Ziele (Energiewende, Wachstum, Digitalisierung etc.) geführt werden muss. Eine solche Abwägung vorzunehmen ist eine genuin politische Aufgabe, da nur in einem politischen Prozess alle Beteiligten ihre Interessen gleichberechtigt vorbringen können. Dass Verteilnetzbetreiber dies übernehmen können, aber nicht müssen, wird **die Probleme nicht im Interesse der Allgemeinheit lösen**.

Vorschlag: Statkraft spricht sich dafür aus, dass die Politik eigene Vorschläge zu diesem Thema vorlegt.

Transparenz über verfügbare Netzananschlusskapazitäten (§ 17c Abs. 1 EnWG)

Diese Vorschrift begrüßen wir außerordentlich. Sie wird nicht nur die **Planung und Durchführung von Projekten erleichtern**, sondern auch Netzbetreiber entlasten und einer „Selbst-Koordinierung“ von Projekten an **netztechnisch bessere Standorte** führen. Im weiteren Gesetzgebungsverfahren ist sicherzustellen, dass es hier nicht zu Verzögerungen kommt, wie bspw. das Setzen einer langen Frist. Für

diese Aufgaben gibt es bereits verfügbare Lösungen für die Netzbetreiber, die eine zügige Implementierung dieser Vorgabe ermöglichen. Die Transparenz geht aber nicht weit genug. Nicht nur die genannten Umspannebenen sind relevant, sondern **auch die Hochspannungsebene (110 kV)** selbst. Diese müsste ergänzt werden.

Zudem bedarf es einer **umfassenden Transparenz über das Redispatch-Geschehen**. Es ist heute nicht flächendeckend bekannt welche Anlagen und Strommengen abgeregelt werden, wo diese Anlagen ans Netz angeschlossen sind und welcher Netzbetreiber die Abregelung veranlasst. Eine solche Transparenz würde vieles ermöglichen:

- Umfassenderes Monitoring über Engpässe und Redispatch,
- Bessere Verzahnung von Regionalplanung und Netzausbau,
- Leichtere Kontrolle des Netzausbaus durch die Bundesnetzagentur,
- Bessere „Selbststeuerung“ der Projekte an netztechnisch günstigere Standorte.

Auch alle diskutierten Instrumente, mit denen EE- und Netzausbau besser verzahnt werden sollen (Redispatch-Vorbehalt, Systemdienliche Anschlussleistung (BET), FCA gemäß EWE/EnBW), können nur mit entsprechender Transparenz effektiv funktionieren. So würde auch deutlich werden, wo Engpässe in Zukunft drohen, nicht nur, wo sie bereits sind. Denn Wind-Vorhaben haben lange Projektlaufzeiten und schließen den Netzanschlussvertrag häufig erst nach dem EEG-Zuschlag.

Vorschlag: Statkraft schlägt eine Erweiterung der Transparenzpflicht auf die Hochspannungsebene sowie sämtliche Redispatch-Daten vor. Konkret sollen alle Netzbetreiber a) die Daten zu Redispatch-Maßnahmen inkl. des EEG-Anlagenschlüssels der betroffenen Anlage¹ sowie b) den geographischen Standort der im Marktstammdatenregister hinterlegten Anschlusslokationen (SEL-Nummern) veröffentlichen.

Verbesserungen der Netzanschlussverfahren (§§ 17c Abs. 2, 17d, 17e, 17f EnWG)

Statkraft begrüßt diese Regelungen – unverbindliche Reservierungsanfragen, erweiterte Informationspflichten und Fristen, digitale Verfahren und gemeinsame Reservierungsvorgaben der VNB – sehr. Auch sie können zu **effizienteren und zielgerichteteren Prozessen** führen. Dank marktverfügbarer Angebote kann dies von den Netzbetreibern auch zügig umgesetzt werden. Wir halten die Einführungsfrist bis zum 01.01.2028 für unverbindliche Anschlussauskünfte (§ 17c Abs. 2) und die vollständige digitale Antragsabwicklung (§ 17e Abs. 2) für unnötig lang. Eine Einführung sollte bereits zum 01.01.2027 erfolgen.

Allerdings werden bereits heute geltende Fristen und Vorgaben von vielen Netzbetreibern nicht eingehalten, was zu erheblichen Verzögerungen führen kann. Da die Nichteinhaltung meist folgenlos bleibt, fehlt ein wirksamer Anreiz zur Einhaltung der Vorgaben.“

Kritisch sehen wir allerdings die vollständige **Ausnahme der Hochspannungsebene** in § 17e Abs. 3 zu Datenstandards (Formate, Inhalte). Zumindest gemeinsame Mindeststandards sollten hier eingefordert werden. Bei diesen Vorgaben sowie der Transparenzpflicht für Anschlusskapazitäten stellt sich zudem die Frage, wie die wirksame Umsetzung sichergestellt werden kann. Bisher sieht das Gesetz keine entsprechenden Instrumente vor, diese Vorschriften konkret durchsetzbar zu machen. Dies sollte nachgebessert werden.

Vorschlag: Statkraft schlägt vor, die gesetzlichen Vorgaben für Netzbetreiber in diesem Gesetz und darüber hinaus (bspw. § 8 EEG) mit mehr Nachdruck durchzusetzen, bspw. über Pönalen. Außerdem regen wir an, Formate und Inhalte der Daten auch für die Hochspannungsebene zu standardisieren und Regelungen zu ergänzen, die die Umsetzung der Netzbetreiberpflichten garantieren.

¹ Beispielhaft die Veröffentlichung von Avacon

Reservierung von Anschlusskapazität (§ 17f EnWG)

Einheitliche sinnvolle und praktikable Reservierungsvorgaben durch alle VNB in Deutschland wären eine enorme Erleichterung. Es ist jedoch fraglich, ob sich Verteilnetzbetreiber allein aufgrund ihrer großen Zahl auf solche Vorgaben einigen können. Zudem ist kritisch, dass in dem Verfahren **keine Möglichkeit für potenzielle Anschlussnehmer besteht, ihre Interessen vorzutragen**. Da die Bundesnetzagentur nur die Vorschläge der VNB bestätigen und Änderungen verlangen, aber kein eigenes Verfahren vorschlagen kann, ist die **Durchsetzbarkeit dieser Regelung sehr fraglich**. Unverständlich ist zudem die **Begrenzung des Instruments auf die Mittelspannung und die angrenzenden Umspannebenen**.

Vorschlag: Statkraft schlägt daher vor, in Absatz 3 zu ergänzen, dass die Bestätigung durch die Bundesnetzagentur im Rahmen eines formellen Festlegungsverfahrens erfolgen muss und die BNetzA ein solches auf Basis eines eigenen Festlegungsentwurfes starten muss, wenn die VNB ihrer Verpflichtung nicht nachkommen. Zudem sollte unbedingt die Hochspannungsebene einbezogen werden.

Definition Einspeisenetz (§ 3 Nr.18 EEG)

Es ist unklar, welchen Mehrwert die Einführung dieser Definition im EEG entfalten soll, da keine konkrete Regelung daran weiter anknüpft. Insofern regen wir an klarzustellen, welche Bedeutung diese Definition entfaltet und durch welche Regelungen diese flankiert werden soll.

BKZ (§ 17 EEG)

Baukostenzuschüsse würden die Realisierungskosten von EE-Projekten deutlich steigern. Ob und wie diese eingeführt werden, obliegt der BNetzA im sog. AgNes-Prozess. Statkraft sieht dieses Instrument skeptisch. Die konkrete Bewertung hängt von der Berechnungsmethode und Höhe möglicher BKZ ab. Von den vorliegenden Vorschlägen der BNetzA zur Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten wären **klug ausgestaltete BKZ die am wenigsten schädliche Option**.² Sie können zudem eine verbesserte räumliche Steuerung des EE-Zubaus erreichen und vermeiden die hohen Kollateralschäden für Strommärkte und das Investitionsumfeld der Erneuerbaren Energien, die mit dem Redispatch-Vorbehalt oder dynamischen Netzentgelten einhergehen. Es ist daher richtig, § 17, der in seiner jetzigen Form ohnehin die Unabhängigkeit der BNetzA verletzt, anzupassen.

In der vorgeschlagenen Formulierung erscheint § 17 jedoch heikel und verletzt möglicherweise weiterhin die Unabhängigkeit der BNetzA: Satz 2 erlaubt Netzbetreibern explizit die Erhebung von Baukostenzuschüssen, die BNetzA darf laut Satz 3 per Festlegung nur nähere Regelungen zur Ausgestaltung festlegen. BKZ fallen aber grundsätzlich in die Unabhängigkeit der BNetzA in Sachen Netzfinanzierung, der Gesetzgeber darf den Netzbetreibern diese Möglichkeit nicht einräumen.

Vorschlag: § 17 sollte in eine reine Festlegungsermächtigung für die BNetzA umformuliert werden.

² Näheres ist unserer Stellungnahme vom 27.03.2026 zu entnehmen.

Über uns

Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Sonne und Gas, liefert Fernwärme und ist weltweit ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt über 6.000 Mitarbeiter in mehr als 20 Ländern.

Kontakt

Claudia Gellert

Head of Political Affairs Germany
Claudia.gellert@statkraft.com

Michael Koch

Manager Political Affairs
Michael.koch@statkraft.com