

BEE-Stellungnahme

zu den Eckpunkten der BNetzA zum
Festlegungsverfahren der Fortentwicklung des sog.
„Redispatch 2.0“ und für die Änderung der Festlegungen
BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061 sowie Fragen
an die Branche

Berlin, 04. November 2024



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Das Wichtigste in Kürze	3
Vorbemerkungen	4
1 Bilanzierungsmodelle (Beschlusskammer 6)	5
1.2 Verteilernetze	5
1.3 Höhe der Ausfallarbeit	6
2 Kommunikationsprozesse	6
2.2 Marktrollen	6
2.3 Stammdaten	7
2.4 Abrufprozesse	8
2.5 Anreizkomponente.....	9
2.6 Sonderregelungen für nicht direktvermarktete Anlagen	9
3 Ausblick.....	10
Ansprechpartner*innen	11

Das Wichtigste in Kürze

Der BEE begrüßt:

- Den frühzeitigen Einbezug der Branche in den Prozess zur Fortentwicklung des Redispatch 2.0 Prozesses
- Die Einführung einer Anreizkomponente zur Einhaltung der fristgerechten Datenmeldung und Bewirtschaftung von Bilanzkreisen

Der BEE kritisiert:

- Die Abschaffung der Wahlmöglichkeiten der Bilanzierungsmodellen für Anlagenbetreiber
- Die Abschaffung der Pauschalberechnung innerhalb des Prognosemodells

Der BEE empfiehlt:

- Die Integration von Qualitätsstandards in die Anreizkomponente zur Einhaltung der fristgerechten Datenmeldung und Bewirtschaftung von Bilanzkreisen
- Die Konsultation der betroffenen Marktrollen zur Vereinheitlichung der Marktrollen auf den Einsatzverantwortlichen (EIV)
- Die transparente Entwicklung von Kriterien zur Überführung von Erzeugungsanlagen in das Planwertmodell, unter Einbezug der Branche im Kontext der durch die Übertragungsnetzbetreiber zu erstellende Liste

Vorbemerkungen

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. dankt für die Möglichkeit zur Stellungnahme bzgl. der Weiterentwicklung des sogenannten „Redispatch 2.0 (BK6-23-241)“.

Wir möchten darauf hinweisen, dass eine Konsultation der Eckpunkte zur Weiterentwicklung des Redispatch-Systems erst dann vorgenommen werden sollte, wenn alle Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen sind, die die Rahmenbedingungen des Systems beeinflussen. Besonders relevant ist diesbezüglich die derzeit geplante Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Der BEE weist darauf hin, dass einige der unter §14 (Abs. 1b) EnWG vorgeschlagenen Regelungen negative Auswirkungen auf den Redispatch haben können und verweist an dieser Stelle auf seine [Stellungnahme zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts vom 25.10.2024](#).

Grundsätzlich hat der Betreiber einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie Anspruch auf finanziellen Ausgleich als Aufwendungsersatz für den nicht durchgeführten bilanziellen Ausgleich. Dabei stellt sich die Frage, ob es sinnvoll ist, den Anlagenbetreiber direkt in den Prozess einzubeziehen, oder ob der finanzielle Ausgleich zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und dem Netzbetreiber (NB) effizienter geregelt werden sollte. Insbesondere bei Anlagen in der Direktvermarktung betrifft eine Redispatch-Maßnahme häufig den Bilanzkreis des Direktvermarkters (DV), der die Marktrollen „Einsatzverantwortlicher (EIV)“ und „Betreiber der Technischen Ressource (BTR)“ innehat. Mit der geplanten Regelung im EnWG-Entwurf müsste bei einer negativen Redispatch-Maßnahme, sollte Ausgleichsenergie benötigt werden, diese dann über den DV beschafft werden, während die finanzielle Kompensation direkt an den Anlagenbetreiber weitergeleitet wird. Die Höhe der Ausfallarbeit würde jedoch weiterhin zwischen DV und NB abgestimmt, was bedeutet, dass der Anlagenbetreiber zunächst auf Zahlungen warten müsste, bis diese Klärung erfolgt.

Zwar ist mit einer zeitnahen Verrechnung der Ausgleichsenergiekosten zwischen DV und Anlagenbetreiber zu rechnen, doch gab es in den letzten Jahren erhebliche Verzögerungen bei der Abstimmung der Ausfallarbeit und den damit verbundenen Zahlungen für Redispatch-Maßnahmen. Daher sieht der BEE ein signifikantes Risiko für Liquiditätsengpässe und einen doppelten Abstimmungsaufwand für Anlagenbetreiber. Gerade vor dem Hintergrund, dass im vorliegenden Eckpunktepapier die Zusammenführung von Marktrollen als Maßnahme zur Vereinfachung und Effizienzsteigerung des Systems vorgeschlagen wird, ist es kritisch zu hinterfragen, ob die Einbeziehung der Anlagenbetreiber in die Abstimmungsprozesse tatsächlich zielführend ist.

1 Bilanzierungsmodelle (Beschlusskammer 6)

1.2 Verteilernetze

Grundsätzlich unterstützt der BEE die Auffassung, dass das Planwertmodell im Vergleich zum Prognosemodell einen präziseren bilanziellen Ausgleich ermöglicht. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die verbindliche Nutzung des Planwertmodells sowohl die Bereitstellung der Planungsdaten durch die EIV als auch deren Verarbeitung durch die Netzbetreiber erfordert. Der BEE spricht sich vor diesem Hintergrund gegen die Abschaffung der Wahlmöglichkeit zwischen den Bilanzierungsmodellen für fluktuierende Erzeugungsanlagen aus. Ein Großteil dieser Anlagen befindet sich aktuell im Prognosemodell. Die verpflichtende Überführung in das Planwertmodell würde für die Anlagenbetreiber erhebliche Mehrkosten und Mehraufwand bedeuten. Außerdem ist es fraglich, ob gerade kleinere Anlagenbetreiber die notwendige Datenverarbeitung und Übermittlung leisten können und wie mit Fahrplanmeldungen umgegangen werden soll, die zwangsläufig nicht die notwendige Prognosegüte aufweisen können. Wir plädieren deshalb für die Beibehaltung der Wahlmöglichkeiten für Anlagenbetreiber.

Bereits in der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass die Verarbeitung der Daten mit einem hohen Umsetzungsaufwand für alle beteiligten Akteure einhergeht. Der BEE gibt zu bedenken, dass eine verpflichtende Nutzung eines der beiden Modelle insbesondere für Direktvermarktungsunternehmen nachteilig wäre, die sowohl fluktuierende als auch nicht-fluktuierende Erneuerbare-Energien-Technologien vermarkten. Zudem besteht die Unsicherheit, ob alle NB in der Lage sind, die gelieferten Planungsdaten in der Praxis zu verarbeiten, was zu einem erheblichen manuellen Aufwand beim Clearing führen könnte.

So ist vor diesem Hintergrund die Überführung der Anlagen im Rahmen eines Konsultationsprozesses ausschließlich durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nicht sachgerecht. Eine solche kann nur sinnvoll sein, wenn die Umsetzung sowohl aus Anlagen- als auch Verteilnetzbetreibersicht gewährleistet werden kann. Diese relevanten Stakeholder sollten daher im Prozess ebenfalls ausreichend berücksichtigt werden, um Probleme nach der Überführung zu vermeiden.

Die BNetzA schlägt vor, Anlagen, die voraussichtlich nur eine geringe Netzsensitivität aufweisen und somit nicht wesentlich für Redispatch-Maßnahmen sind, im Prognosemodell zu belassen. Diese Aussage zur „Relevanz“ von Anlagen im Rahmen des Redispatch ist aus unserer Sicht kritisch zu hinterfragen - die Erfahrung zeigt bereits, welchen erheblichen Umsetzungsaufwand unklare Formulierungen verursachen. Der BEE empfiehlt daher, im Rahmen einer Branchenkonsultation nachvollziehbare Kriterien zu entwickeln, anhand derer geprüft werden kann, wann Anlagen als nicht wesentlich für Redispatch-Maßnahmen eingestuft werden können.

Darüber hinaus empfehlen wir, die durch die ÜNB zu veröffentlichen Liste der Anlagen, die im Folgejahr in das Planwertmodell überführt werden müssen, bereits sechs Monate im Voraus zu veröffentlichen und sowohl die VNB als auch die betroffenen Anlagenbetreiber einzubeziehen. So kann sichergestellt werden, dass den Direktvermarktungsunternehmen ausreichend Zeit für die notwendigen Vertragsanpassungen und -verhandlungen eingeräumt wird.

Der BEE erkennt die Notwendigkeit eines Verfahrens zur Qualitätsbewertung der Planungsdaten an und empfiehlt auch hier eine Beteiligung der betroffenen Akteure.

1.3 Höhe der Ausfallarbeit

Der BEE lehnt die gesamtheitliche Abschaffung der Pauschalabrechnung im Zuge der Umstellung auf das Planwertverfahren ab. In der Tat erlaubt die Spitz-Abrechnungsmethode eine präzisere Bestimmung der Ausfallarbeit, die meist nachteilig für den Anlagenbetreiber ausfällt. Während größere BTR und die Betreiber von fluktuierenden Erzeugern den mit der Spitz-Abrechnung verbundenen Mehraufwand leisten können, sind die Betreiber von kleineren Anlagen, die seltener von Redispatch-Maßnahmen betroffen sind, auf die Pauschalabrechnung angewiesen. Gleichzeitig bedeutet der finanzielle Ausgleich mittels Pauschalabrechnung für die Netzbetreiber keinen großen Mehraufwand, weshalb es nicht ersichtlich ist, warum diese Anlagen nicht weiter im Prognosemodell verbleiben und auch auf die Pauschalabrechnung zurückgreifen können sollten.

Außerdem merkt der BEE an, dass die Daten zur Ermittlung der Ausfallberechnung allen beteiligten Marktrollen - EIV, BKV und BTR - über eine einheitliche Schnittstelle zur Verfügung gestellt werden sollten. Diese Transparenz kann die Nachvollziehbarkeit der Berechnungen erhöhen und so die notwendige Kommunikation zur Einigung auf die Höhe des finanziellen Ausgleichs zwischen NB und EIV/BTR vereinfachen.

2 Kommunikationsprozesse

2.2 Marktrollen

Der Entwurf der Beschlusskammern sieht vor, alle Kommunikationsprozesse, die bisher den Marktrollen BTR, LF, BKV des LF, oder EIV zugeordnet waren, auf den EIV zu vereinheitlichen. Der BEE begrüßt die Zusammenlegung in dem Sinne einer allgemeinen

Verschlinkung der Marktprozesse insgesamt - der Aufwand kann so natürlich minimiert werden. Allerdings gibt es in der EE-Branche hierzu unterschiedliche Bewertungen. So besteht insb. bei den BTR die Befürchtung vor nachteiligen Abrechnungen, sollten Erstaufschläge durch DV mit BTR-Rolle ohne Prüfung genehmigt werden. Dies geschieht bereits in der Praxis und beruht auf dem Umstand eines mangelnden Eigeninteresses der DV an korrigierten Erstaufschlägen. Der BEE empfiehlt daher bilaterale Gespräche mit den beteiligten Marktrollen, um die kritischen Punkte auszuräumen. Grundsätzlich sollte bei der Vereinheitlichung der Kommunikationsprozesse die Schlechterstellung der Anlagenbetreiber unbedingt vermieden werden.

Frage an die Branche (S.11):

Halten Sie den Vorschlag für sinnvoll? Falls nein: Was schlagen Sie stattdessen vor, um mehrere EIV je SR zu ermöglichen?

Der BEE teilt die Auffassung der Beschlusskammer, wonach sich das „Multi-BKV/EIV-Problem“ massiv limitierend auf die freie Wahl der Akteure beziehungsweise Dienstleister an vielen Netzanschlüssen auswirkt. Entsprechend begrüßen wir den Vorschlag ausdrücklich, diese Vorgabe so anzupassen, sodass zukünftig pro MaLo genau ein EIV vorhanden sein muss. Dies stellt aus Erzeugersicht eine sachgerechte Variante des zuvor bereits möglichen, vergleichbaren Konzeptes der Steuergruppe (SG) dar. Im Bereich der Windenergie ist es beispielsweise technisch schon jetzt möglich, einzelne Erzeugungseinheiten separat zu steuern und so eine differenzierte Vermarktung zu ermöglichen.

2.3 Stammdaten

Der BEE unterstreicht die Auffassung der Beschlusskammer und begrüßt die dargelegten Maßnahmen zur Verbesserung der Stammdatenqualität und die massengeschäftstaugliche Standardisierung von Antwort- und Clearingprozessen. Die in Bezug auf Stammdaten an die Branche gestellten Fragen werden im Folgenden gebündelt beantwortet:

Fragen an die Branche (S. 12):

Ist es sinnvoll, die Möglichkeit der Übermittlung von „angereicherten Stammdaten“ durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von „initialen Stammdaten“ dauerhaft vorzusehen?

Halten Sie es für sinnvoll, dass die Anschlussnetzbetreiber die Stammdaten einer Anlage auf Abruf den berechtigten Marktrollen zur Verfügung stellen? Falls ja: Wer soll die Verantwortung für die Richtigkeit der Stammdaten tragen?

Die Erfahrung aus der Praxis zeigt, dass inkorrekte Stammdaten oft nicht als solche identifiziert und dementsprechend korrigiert werden können, oder aber deren Meldung die Anlagenbetreiber nicht erreicht. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass Pönalen in diesem Kontext regelmäßig Anlagenbetreiber treffen, ist eine Überprüfungsmöglichkeit der Stammdaten durch die Anlagenbetreiber dringend notwendig.

Hier erscheint es sinnvoll, die initiale Stammdatenmeldung beizubehalten und den Anlagenbetreibern und EIV über den Eingang der Stammdatenmeldung inklusive der beim Netzbetreiber nun hinterlegten Stammdaten und Rollenzuordnungen zu informieren, sodass die Betreiber die Stammdaten frühzeitig auf ihre Richtigkeit prüfen können. Eine weitere Möglichkeit bestünde in der Integration von für den Redispatch 2.0 relevanten Stammdaten in das Marktstammdatenregister (MaStReg). So könnte zentral sichergestellt werden, dass alle Marktakteure mit den gleichen Stammdaten arbeiten. Eine Freigabe durch die VNB nach voriger Überprüfung und Anreicherung (TR/SR, MaLo) der Stammdaten könnte die Zuverlässigkeit der Stammdaten verbessern und somit spätere Kommunikationsprozesse erleichtern. Weiter denkbar wäre die Verknüpfung der ID der TR mit dem MaStReg.

2.4 Abrufprozesse

Ankündigung von Redispatch-Maßnahmen

Der BEE begrüßt die Vorankündigung in Kombination mit der Anreizkomponente im Grundsatz, plädiert hier jedoch für eine höhere Vorlaufzeit von 60 Minuten - in jedem Fall aber ist eine Vorabinformation auch im Aufforderungsfall und im Planwertmodell grundsätzlich notwendig. Zudem muss betont werden, dass diese Informationspflicht auch im Planwertmodell von zentraler Bedeutung ist und daher die rechtzeitige und einheitliche Informierung der EIV über geplante Redispatch-Abrufe erforderlich macht – unabhängig vom verwendeten Bilanzierungsmodell.

Allerdings sieht es der BEE kritisch, dass in „Einzelfällen“ von dieser Regelung abgewichen werden darf, wenn die Einhaltung der Frist als unmöglich angesehen wird. Bereits in der Vergangenheit wurde mehrfach darauf hingewiesen, welche erheblichen Probleme eine unzureichende Vorabankündigung von Redispatch-Maßnahmen mit sich bringt. Trotz wiederholter Mitteilungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) lehrt die Praxis leider, dass zahlreiche NB die entsprechenden Vorgaben nicht konsequent umsetzen. Einzelfälle, die zum Abweichen der fristgerechten Vorabankündigung berechtigen, müssen demnach in sich geschlossen determiniert werden, da andernfalls zu erwarten ist, dass auch zukünftig über die vage Begründung eines „Einzelfalls“ auf eine rechtzeitige Vorankündigung verzichtet wird.

Zusätzlich müssen die Vorabmeldung von Redispatch-Maßnahmen Qualitätsstandards erfüllen, die nicht nur eine fristgemäße, sondern vor allem eine korrekte Vorabmeldung sicherstellen. So kann verhindert werden, dass fehlerhafte Vorabmeldungen die rechtzeitige Beschaffung von Ausgleichsenergie durch die EIV erschweren. Die Ankündigung eines Abrufs

kann also rechtzeitig erfolgen, aber fehlerhaft sein. Im Eckpunktepapier ist dieser Fall bisher nicht abgebildet, sollte aber bedacht werden.

Positiv hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die unter Punkt 2.5 genannte Anreizkomponente zur Umsetzung der Regelungen. Der BEE begrüßt, dass die durch verspätete oder ausbleibende Datenmeldungen entstehenden Ausgleichsenergiekosten beim verantwortlichen Akteur verbleiben. Allerdings bedarf es an dieser Stelle klarer Spezifikationen zur Abrechnung der Maßnahmen. Ohne ein abgestimmtes Vorgehen besteht die Gefahr, dass der entstehende Verwaltungsaufwand indirekt zu Nachteilen für die Akteure führt, die nicht für die verspätete oder nicht erfolgte Meldung verantwortlich sind.

Fragen an die Branche (S. 12):

Ist eine rollierende vorherige Information oder eine einmalige vorherige Information je Abruf vorzugswürdig? Wenn eine rollierende Information befürwortet wird: in welcher Frequenz und in welcher Gradualität?

Sofern die einmalige vorherige Information je Abruf rechtzeitig und korrekt an den EIV/BKV übermittelt wird, ist eine rollierende Information nicht zwingend notwendig.

2.5 Anreizkomponente

Die Schaffung von Anreizen für eine fristgerechte Datenmeldung und Bewirtschaftung durch die beteiligten Akteure (ANB und EIV/BKV) begrüßt der BEE ausdrücklich. Die Kosten für Ausgleichsenergie dem verantwortlichen Akteur zuzuordnen, bewertet der BEE als nachvollziehbar und sachgerecht. Wie im vorigen Abschnitt 2.4 ausgeführt, merken wir allerdings an, dass nicht nur eine fehlende oder verspätete, sondern auch eine fehlerhafte Meldung zu Ausgleichsenergiekosten führen kann. Durch eine Beteiligung der betroffenen Akteure bei der Ausgestaltung des Anreizmechanismus und der zu erfüllenden Qualitätsstandards kann eine praxistaugliche Umsetzung dieses sinnvollen Instruments erreicht werden.

2.6 Sonderregelungen für nicht direktvermarktete Anlagen

Mit der Annahme, dass nicht direktvermarktete Anlagen vor allem Kleinanlagen im unteren Leistungssegment sind, scheint die Zuordnung ins Prognosemodell sowie weitere Vorgaben zur Vermeidung von Kommunikationsaufgaben, sinnvoll. Anlagenbetreiber haben hier nicht unbedingt die Kapazitäten, sich um Referenzwerte oder Einstrahlungsdaten zu bemühen bzw. die Montage teurer Messtechnik zur Aufnahme von Wetterdaten bereitzustellen. Jedoch scheint es fraglich, dass Verteilnetzbetreiber in der Lage sind, falls es zum Schalten der

Kleinanlagen kommt, für Hunderte Anlagen geeignete Referenzwerte zu ermitteln oder mit Einstrahlungsdaten deren Erträge zu prognostizieren.

Viele dieser Kleinanlagen könnten zudem Anlagen mit Überschusseinspeisung sein. Hier ist die Frage, wie der vermiedene Eigenverbrauch der Anlagenbetreiber entschädigt werden kann.

3 Ausblick

Auch wenn der BEE die Bemühungen der BNetzA hier Rechtssicherheit zu schaffen schätzt, wirft sich für den Gesamtprozess der Fortentwicklung die Frage auf, wie das Festlegungsverfahren weiter gehen und eine angemessene Branchenbeteiligung ermöglicht wird. Bei der letztmaligen Ausarbeitung des Redispatch 2.0-Prozesses gab es erheblichen Dissens nach der Ausarbeitung der Festlegung. Der BEE rät daher dringend zu einer Ausweitung der Stakeholderbeteiligung - insbesondere die DV-Unternehmen sollten hier gehört werden. Bilaterale Gespräche zwischen der Regulierungsbehörden und den Verbänden erscheinen daher angebracht, um Praxiserfahrung in die Prozessausgestaltung miteinfließen zu lassen.

Des Weiteren empfiehlt der BEE die Verbesserung der Qualität von Erstaufschlägen im Prognosemodell sowie verbindliche Regelungen zu den Zahlungsfristen beim finanziellen Ausgleich, welche zusammengenommen die aktuellen Liquiditätsengpässe bei Anlagenbetreibern abfedern könnten. Diese Liquiditätsengpässe sind schließlich das Ergebnis langer und aufwendiger Prozesse zur Einigung über die Höhe des finanziellen Ausgleichs bei Redispatch-Maßnahmen, insbesondere bei der Ablehnung von Erstaufschlägen durch die Anlagenbetreiber, und könnten vermieden werden.

Ansprechpartner*innen

Ansprechpartner*innen:

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

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

Paul Jannaschk
Referent für Energienetze und Erneuerbare
Energiesysteme, BEE
paul.jannaschk@bee-ev.de

Weitere Autor*innen:

Florian Strippel, Fachverband Biogas e.V.

florian.strippel@biogas.org

Tristan Stengel, Bundesverband WindEnergie e.V.

T.Stengel@wind-energie.de

Maria Roos, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

roos@bsw-solar.de

Stefan Reschke, Bundesverband Solarwirtschaft e.V.

reschke@bsw-solar.de

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

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



Bundesverband
Erneuerbare Energie e.V.

Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
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 Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen. Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

04. November 2024