

Bundesnetzagentur  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

**E.ON SE**  
Energienetze Deutschland  
Regulierung/Netzwirtschaft  
Brüsseler Platz 1  
45131 Essen  
www.eon.com

Andreas Ernst  
M +49 1 62-2 84 76 81  
andreas.ernst@eon.com

29. Oktober 2024  
Seite: 1 / 12

## **E.ON-Stellungnahme zu BNetzA Eckpunkten „Fortentwicklung des Redispatch 2.0“**

Sehr geehrte Damen und Herren

die Regelungen zum Einspeisemanagement wurden mit Wirkung zum 01.10.2021 aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2017) in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem sogenannten Redispatch 2.0 (RD 2.0), überführt. Allerdings bestehen nach wie vor Schwierigkeiten bei der branchenweiten Umsetzung des RD 2.0. Aus diesem Grund hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) am 31. August 2023 ein Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des RD 2.0 eingeleitet und in diesem Zusammenhang am 26. September 2024 Eckpunkte veröffentlicht und zur Konsultation gestellt.

Gern nehmen die E.ON-Verteilnetzbetreiber (E.ON-VNB) die Gelegenheit wahr, sich an dieser Konsultation im Rahmen einer Stellungnahme zu beteiligen. Wir begrüßen den Ansatz der BNetzA, die Prozesse des RD 2.0 zu vereinfachen. Dabei sollte der Fokus auf massengeschäftstaugliche Prozesse gelegt werden. Da die Expertise für massengeschäftstaugliche Prozesse bei den Verteilnetzbetreibern liegt, kann die Fortentwicklung des RD 2.0 auch nur mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) erfolgen. Die E.ON-VNB bieten hierfür ausdrücklich ihre aktive Unterstützung an.

Zu den einzelnen Ziffern des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung des RD 2.0 nehmen wir in den nachstehenden Punkten detailliert Stellung und bitten, unsere Ausführungen bei der weiteren Verfahrensbearbeitung zu berücksichtigen.

### **Zu Ziffer 1.2.1 Einstieg Planwertmodell**

Die im Eckpunktepapier der BNetzA ausgewiesene schrittweise Überführung der für das Engpassmanagement wesentlichen dezentralen Erzeugungsanlagen in das Planwertmodell bis zum Ende des Jahres 2030 wird von den E.ON-VNB begrüßt und unterstützt.

Für die Organisation des Übergangs der betreffenden Erzeugungsanlagen vom Prognose- in das Planwertmodell sollte vom Grundsatz auf den Ansatz des BDEW-

Vorsitzender des Aufsichtsrats:  
Erich Clementi

Vorstand:  
Leonhard Birnbaum  
(Vorsitzender)  
Nadia Jakobi  
Thomas König  
Victoria Ossadnik  
Marc Spieker

Sitz: Essen  
Amtsgericht Essen  
HRB 28196

Abschlusspapiers der Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0 zurückgegriffen werden. Hier sehen wir insbesondere folgende Punkte.

1. Festlegung der in das Planwertmodell zu überführenden Erzeugungsleistung (und keine explizite Benennung der zu überführenden Erzeugungsanlagen) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB).
2. Aufteilung der zu überführenden Leistungsanteile auf die Regelzonen und die VNB erster Ordnung durch die ÜNB.
3. Prüfung und Auswahl der dezentralen Erzeugungsanlagen, die unter Berücksichtigung der Leistungsvorgabe des ÜNB in das Planwertmodell zu überführen sind, durch den VNB.
4. Abstimmung der Anlagenauswahl mit den jeweils betroffenen Marktakteuren.

Die vorstehenden Punkte berücksichtigen dabei den Sachverhalt, dass für die Erzeugungsanlagen im Verteilnetz auch nur der jeweilige VNB (bzw. Anschlussnetzbetreiber (ANB)) die Anlagenauswahl treffen kann. Nur der ANB kennt in seinem Stromversorgungsnetz die spezifischen Gegebenheiten der betreffenden Erzeugungsanlage, wie Steuerungsqualität und die sich hieraus ergebenden Bilanzkreisrisiken.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass im Verteilnetz nicht nur Redispatchmaßnahmen auf Grund von Aufforderungen des ÜNB umgesetzt werden müssen, sondern es sind auch VNB-eigene Redispatchmaßnahmen erforderlich. Dementsprechend muss der VNB erster Ordnung berechtigt sein, in begründeten Fällen selbst zusätzlich zu überführende Erzeugungsleistungen gemäß o. g. Ziffer 1. zu benennen und mit dem ÜNB abzustimmen. Die o.g. Ziffern 2. bis 4. bleiben hiervon unberührt.

Die E.ON-VNB begrüßen ausdrücklich, dass ein Wahlrecht des Anlagenbetreibers, in Bezug auf das anzuwendende Bilanzierungsmodell, nicht mehr bestehen soll. Die Abstimmung zur Anlagenauswahl (vorstehend Ziffer 4.) sollte sich darauf beschränken, dass in begründeten Fällen ein Aussetzen des Wechsels einer Anlage in das Planwertmodell eingeräumt werden kann. Damit sollte aber kein grundsätzlicher Ausschluss des Planwertmodells für einzelne Erzeugungsanlagen ermöglicht werden.

Die Veröffentlichung einer Liste von Anlagen, die in das Planwertmodell überführt werden sollen, sehen wir als geeignetes Instrument, zur Information aller Marktakteure und würde darüber hinaus der Transparenz dienen. Der Termin zur Veröffentlichung dieser Liste sollte so gelegt werden, dass für alle beteiligten Marktpartner ein ausreichender Umsetzungszeitraum gewährleistet wird.

Ein jährlicher Stichtag, zu dem alle in der veröffentlichten Liste ausgewiesenen Erzeugungsanlagen in das Planwertmodell überführt werden sollen, ist zwingend zu vermeiden. Stattdessen ist die Anzahl, der im Gebiet eines VNB umzustellenden Erzeugungsanlagen möglichst gleichmäßig auf die Monate eines Jahres zu verteilen.

Erzeugungsanlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, sollten vorrangig in das Planwertmodell überführt werden.

### **Zu Ziffer 1.2.2 Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich**

Für ein Aussetzen der Prozesse (gemäß BK6-20-059), die sich auf den bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber beziehen, bedarf es einer befristeten Änderung des § 14 EnWG. Der im Eckpunktepapier generelle Hinweis auf das Kapitel 17 der MaBiS, sollte nicht zu dem Schluss führen, dass sämtliche dort beschriebene Prozesse ausgesetzt werden. Der Prozess zur Abrechnung zwischen dem Netzbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) des Lieferanten (LF), der die Übermittlung der Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation (MaLo) durch den Netzbetreiber an den LF vorsieht, muss für die Abrechnung von RD-Maßnahmen erhalten bleiben. In diesem Zusammenhang wäre eine genauere Differenzierung bei den Kommunikationsprozessen und der damit verbundenen Datenaustausche wünschenswert. Es ist erforderlich, dass eine Klarstellung erfolgt, welche der Prozesse nur vorübergehend oder endgültig ausgesetzt werden bzw. für welche Prozesse Änderungen zwingend erforderlich sind.

Eine abgestimmte Vorgehensweise im Hinblick auf Vorlaufzeiten im Falle einer Wiederaktivierung mit alten oder veränderten Prozessen sollte frühzeitig berücksichtigt werden, um Prozesse und Formate entsprechend des durch die BNetzA festgelegten Änderungsmanagement ordnungsgemäß produktiv nehmen zu können.

Die vorübergehend oder dauerhaft nicht mehr benötigten Datenformate bzw. nicht mehr benötigte Inhalte von Datenformaten sollten entfernt werden, um unnötige Informationsaustausche erst gar nicht zuzulassen. Sofern diese wieder eingesetzt werden sollen, ist das von der BK6 der BNetzA festgelegte Änderungsmanagement zu beachten.

### **Zu Ziffer 1.2.3 Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell**

Wir interpretieren die unter diesen Punkt ausgewiesene Verpflichtung des ANB zur Nominierung von Fahrplänen im Redispatch-Bilanzkreis 6 Monate vor Anwendung des Planwertmodells so, dass nicht 6 Monate vor Einführung des Planwertmodells Fahrpläne versendet werden sollen, sondern 6 Monate vor Beginn des Planwertmodells alle Daten ausgetauscht und bekannt gemacht werden sollen. Hier sehen wir folgende Punkte, die auch im BDEW-Abschlusspapier der Task Force Rahmenbedingungen Redispatch 2.0 ausgewiesen sind.

1. Der ANB deklariert den Bilanzkreis für die Fahrplanbuchung im Planwertmodell. BKVs, welche für steuerbare Ressourcen (SR) im Planwertmodell verantwortlich sind, werden vom ANB über den Bilanzkreis informiert.
2. Sofern das Planwertmodell anzuwenden ist, hat der ANB die Pflicht, ein Fahrplanmanagement zu ermöglichen. Dies kann auch durch Beauftragung Dritter erfolgen.

### **Zu Ziffer 1.2.4 Mindestanforderungen an die Prognosegüte**

Sofern, wie im Eckpunktepapier der BNetzA ausgewiesen, der Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung entfallen soll, bedarf es dennoch klarer Regeln und der Einführung eines Verfahrens zur Qualitätsbewertung der vom Einsatzverantwortlichen (EIV) zur Verfügung gestellten Planungsdaten.

Die Hoheit der Bewertung über die Planungsdatengüte des EIV sollte alleinig beim ANB liegen. Die Bewertung kann monatlich, wie im Eckpunktepapier angedeutet,

durch einen Abgleich von gemessenen IST-Werten und Planungsdaten erfolgen. Im Falle, dass der EIV die vorgegebene Güte nicht erreicht, sollte es dem ANB obliegen, temporär eigene Prognosewerte für die operative Abwicklung der Netzberechnung und für das Fahrplanmanagement zu verwenden. Damit kein Anreiz für eine abweichende Prognose durch EIV besteht, muss eine Pönalisierung von EIV bei Nicht-Erreichung der vorgegebenen Prognosegüte durch die BNetzA definiert werden.

### **Zu Ziffer 1.3.1 Pauschalabrechnungsverfahren**

Das Pauschalabrechnungsverfahren ist für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung kein geeignetes Abrechnungsverfahren, da hierbei die Prognosen und die tatsächlich ermittelte Ausfallarbeit zu weit auseinanderlaufen. Aus diesem Grund befürworten wir ausdrücklich für die Energieträger Wind und PV den Wegfall des Pauschalabrechnungsverfahrens, sofern die betroffenen Anlagen auf Basis von viertelstundenscharfen Lastgangdaten abgerechnet werden.

Anders stellt sich für uns die Situation bei dargebotsunabhängigen Energieträgern und Anlagen ohne registrierende Lastgangdatenmessung dar. Bei diesen Konstellationen bietet das Pauschalabrechnungsverfahren nach aktuellem Stand eine Methode, um die Ausfallarbeit adäquat zu berechnen. Solange für Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung oder mit einer Abrechnung über Standardeinspeiseprofile keine neue, praktikable und manipulationsfreie Berechnungsmethode eingeführt wird, sollte das Pauschalabrechnungsverfahren im Prognosemodell für diese Anlagengruppen erhalten bleiben.

Auf Grund eines fehlenden alternativen Abrechnungsmodells ist auch bei der Überbauung von Netzanschlüssen für PV-Anlagen das Pauschalabrechnungsverfahren vorerst das einzige Abrechnungsverfahren, welches zur Anwendung gebracht werden kann. Wir möchten in diesen Zusammenhang auf unsere Ausführungen am Ende unseres Schreibens unter dem Punkt "Weiteres" verweisen.

### **Zu Ziffer 2.1 Kommunikationsprozesse – Künftige Ausgestaltung der Prozesse**

Die BNetzA erwägt übergangsweise, Vorgaben für die Kommunikationsprozesse im Redispatch hinsichtlich der Entwicklung massengeschäftstauglicher Geschäftsprozesse per Festlegung auf wesentliche Inhalte zu begrenzen. Den Rahmen für wesentliche Vorgaben werden dabei in den folgenden Festlegungen gesehen:

- BK6-20-059 Festlegung zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch zum Zwecke des Redispatch
- BK6-20-060 Festlegung zur Netzbetreiberkoordination bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen
- BK6-20-061 Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen

Bei der Ausgestaltung von Kommunikationsprozessen und Formaten schlägt die BNetzA vor, dass den ÜNB eine koordinierende und federführende Rolle zukommen soll, in der sie zur Entwicklung von bundeseinheitlichen Kommunikationsprozessen und Formaten verpflichtet werden sollen. Eine solche Schlüsselrolle der ÜNB wird aus zweierlei Gründen als nicht zielführend angesehen und daher abgelehnt.

Die VNB sind in einem sehr viel höherem Maß auf das Funktionieren von massentauglichen Prozessen angewiesen und entsprechend stärker betroffen als dies bei

den ÜNB der Fall ist. Es muss sichergestellt werden, dass die Anforderungen in den Verteilnetzen in einer entsprechenden Detailtiefe Berücksichtigung finden, die bei der angedachten Federführung durch die ÜNB nicht vorausgesetzt werden kann. Es muss zwingend gewährleistet werden, dass bei der Ausgestaltung der Prozesse die relevanten, also direkt betroffene VNB gleichberechtigt beteiligt werden. Relevante VNB wären in diesem Sinne VNB, mit einer signifikanten Betroffenheit an eigenen bzw. fremden (Aufforderung zur Umsetzung von RD-Maßnahmen durch den vorgelegerten ÜNB) Netzengpässen.

Die konkrete Ausgestaltung sollte durch die gemeinsame Arbeit aus ÜNB und relevanten VNB erfolgen.

Die Berücksichtigung der weiteren Marktpartner (wie z. B. EIV, BKV) im Erarbeitungsprozess ist ebenfalls in einer Art sicherzustellen, sodass deren Commitment zur erarbeiteten Lösung besteht.

Die Plattform sollte der BDEW mit klaren Entscheidungsstrukturen sein. Einer Überprüfung der bisherigen Strukturen stehen wir offen gegenüber.

Dem Vorschlag, den Prozess für die Erstellung von massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen in dem Sinne umzustellen, dass die Prozesse nicht im Detail per Festlegung vorgegeben werden, wird von uns jedoch ausdrücklich begrüßt. Damit können Erkenntnisse, die im Rahmen der Weiterentwicklung von Prozessen gewonnen werden, möglichst schnell Wirkung entfalten können. Die erforderliche Verbindlichkeit für Kommunikationsprozesse kann – wie aktuell schon bei den Prozessen für die Netzbetreiberkoordination – über die Freigabe in den BDEW-Gremien und Mitteilung durch die BNetzA erreicht werden.

Bei diesem iterativen Vorgehen, muss sichergestellt sein, dass zu jedem Zeitpunkt ein konsistentes Dokument öffentlich gemacht wird, welches den Marktteilnehmern die Möglichkeit bietet, sich einen Überblick über die geplanten Änderungen in den bestehenden Festlegungen und Zeitpunkten eines Inkrafttretens zu verschaffen. Erreicht werden kann dies beispielsweise über die bewährten Fristen zum Änderungsmanagement in der Marktkommunikation.

Besondere Wichtigkeit kommt aus unserer Sicht dabei dem Nachhalten von Änderungen in den Zuschnitten von Rollen und den damit verbundenen Verantwortlichkeiten und Fristen zu. Falls sich für die Ausübung der Rolle notwendigen Datenaustausche und entsprechende Fristen ändern, sollte dies transparent gemacht werden. Nur so kann die Voraussetzung für eine verlässliche und funktionierende Marktkommunikation gewährleistet werden, so dass alle an dem entsprechenden Datenaustausch teilnehmenden Markttrollen bereits bei der Erstellung und Weiterentwicklung der Kommunikationsprozesse und Datenformate eingebunden sind.

### **Zu Ziffer 2.1.2 Antwort- und Clearingverhalten**

Gemäß Ziffer 2.1.2 zeigt die BNetzA an, fachliche Antwort- und Clearingprozesse einführen zu wollen. Dies wird von den E.ON-VNB begrüßt.

Für den massengeschäftstauglichen Redispatch, welcher insbesondere bei den VNB relevant ist, ist es zwingend erforderlich, automatisierte Antwortprozesse und den im Rahmen von Clearingprozesse nötigen Informationsaustausch maschinell verarbeitbar zu implementieren. Dabei sollte der Austausch von standardisierten Informationen erfolgen, um manuelle Aufwände bei diesen Prozessen zu reduzieren. Dies

sollte für Stamm-, Planungs- und Abrufdaten, aber auch für den Austausch der Daten zur Bestimmung der Ausfallarbeit gleichermaßen gelten.

Auch weiterhin sind dabei die fachlichen Informationen ausschließlich über die Schritte in den Sequenzdiagrammen auszutauschen. Der Austausch von technischen Informationen, wie beispielsweise die Bestätigung des Nachrichteneingangs oder die Information über einen technischen Fehler, sind nicht Bestandteil der Sequenzdiagramme. Auch zukünftig darf es nicht zu einer Durchmischung von fachlichen und technischen Informationen kommen.

### **Zu Ziffer 2.2.1 Markttrollen – insbesondere EIV**

Das Eckpunktepapier der BNetzA sieht eine Bündelung der Prozessschritte, die den Marktrollen Betreiber der technischen Ressource (BTR), LF, BKV des LF oder EIV zugewiesen sind, in der Rolle EIV vor. Vorgaben zu den Kommunikationsprozessen zwischen den Markttrollen sind dabei explizit nicht angedacht.

Eine grundsätzliche Neuordnung von Rollenaufgaben, die ausschließlich im Redispatch benötigt werden und zu einer Vereinfachung der Prozesse durch Stärkung der Verantwortlichkeit führt, wird begrüßt. Eine Neuordnung, die das bisherige Marktrollendesign, welches über den Redispatch 2.0 hinaus geht, in Frage stellt, lehnen wir hingegen ab.

Sollten durch die BNetzA Änderungen vorgenommen werden, ist bei einer Zusammenlegung oder anderweitigen Anpassung von Markttrollen sicherzustellen, dass sich diese ausschließlich auf Rollen und Aufgabenzuordnungen im RD 2.0 beziehen. Es muss sichergestellt werden, dass bereits in der Marktkommunikation bestehende, etablierte und somit von den Marktteilnehmern verwendete Rollen und Aufgabenzuordnungen nicht neu definiert werden und keine Wechselwirkung mit anderen Marktprozessen, z. B. der GPKE, entstehen.

In diesem Sinne wäre beispielsweise eine Beibehaltung der Fahrplankommunikation durch den BKV auch im Redispatch-Kontext sinnvoll, um zu vermeiden, dass eine originär dem BKV zugeordnete Aufgabe im Redispatch einer anderen Markttrolle zugeordnet wird.

### **Zu Ziffer 2.2.2 EIV-Wechselprozesse**

Im Sinne der in dem Eckpunktepapier gemachten Vorschläge in Bezug auf die Rolle des EIV, ist ein robuster und massengeschäftstauglicher EIV-Wechselprozess eine Mindestvoraussetzung und wird begrüßt.

### **Zu Ziffer 2.2.3 Pro MaLo ein EIV**

In dem Eckpunktepapier schlägt die Beschlusskammer vor, die Vorgabe einer 1:1-Beziehung zwischen der SR und dem EIV aufzuheben und stattdessen auf die Beziehung von MaLo und EIV zu übertragen.

Die Auflösung der 1:1-Beziehung zwischen SR und EIV ist abzulehnen, da damit bestehende Probleme hinsichtlich der Verantwortlichkeit für die Datenlieferung (insbesondere Bewegungsdaten wie z. B. marktbedingte Anpassungen an den

Netzbetreiber) von Erzeugungsanlagen durch den EIV nicht gelöst werden. Die MaLo ist aktuell kein Objekt für den Datenaustausch im RD 2.0.

*Frage an die Branche:*

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

*Antwort:*

Grundsätzlich sollte die 1:1-Beziehung zwischen EIV und SR beibehalten werden. Die technischen Ressourcen (TR), die gemeinsam steuerbar sind, müssen einer SR zugeordnet bleiben und für jede SR muss es weiterhin klare Zuständigkeiten geben. Eine Aufteilung auf mehrere SR unter einem Netzanschlusspunkt sowie die mögliche Zuordnung einer MaLo zu einer SR kann bereits heute eine Lösung für die bestehenden Problematik sein. Somit würde sich für die Datenaustauschprozesse im Redispatch zunächst keine Änderung ergeben. Hierbei wäre dann zu beachten, dass mehrere SR unterhalb eines Netzanschlusspunktes im Einzelfall durch den ANB nur gemeinsam gesteuert werden können.

In der Übergangsphase sollte weiterhin die Aufgabe und Verantwortung zur Prognoseerstellung und Abrufumsetzung einer Rolle zugeordnet werden, was weiterhin die Rolle EIV sein muss. Weitere Aufgaben und Verantwortungen der Rolle EIV müssen, wie unter 2.2.1 beschrieben, hinterfragt und abhängig vom Ergebnis angepasst werden. Auch sollte in der Übergangsphase weiterhin die SR das Objekt bleiben, an dem die Umsetzung eines Abrufs erfolgt. Die Regeln zu Bildung einer SR und deren Relationen zu anderen Objekten und Rollen müssen, in Abhängigkeit der neuen Rollendefinition gemäß 2.2.1 angepasst werden.

### **Zu Ziffer 2.3 Stammdaten**

*Frage an die Branche:*

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

*Antwort:*

Ein neues Stammdatenkonzept sollte vorsehen, dass die initiale Stammdatenmeldung vom ANB ausgeht, wobei der EIV eingebunden werden muss. D. h., sofern aus Sicht des EIV Stammdaten nicht richtig sind, muss eine Information vom EIV an den ANB erfolgen. Somit kann der ANB eine erneute Stammdatenmeldung absetzen und die Stammdaten gegenüber allen Berechtigten korrigieren. Damit wäre der ANB für die Verteilung aller im Rahmen des Redispatch erforderlichen Stammdaten verantwortlich.

*Frage an die Branche:*

*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?*

*Antwort:*

Die Stammdaten sind nicht erst aufgrund einer Anfrage einem Berechtigten zur Verfügung zu stellen, sondern es ist sicherzustellen, dass der ANB die Stammdaten einer Erzeugungsanlage rechtzeitig, bevor diese am Redispatch teilnimmt, verteilt hat und auch sicherstellt, dass er jede Veränderung rechtzeitig allen Berechtigten zur

Verfügung stellt. Nur dadurch ist gewährleistet, dass allen Berechtigten identische Stammdaten vorliegen.

Die Richtigkeit von Stammdaten kann nur durch entsprechendes Agieren der mit diesen Stammdaten arbeitenden Unternehmen und deren Qualitätsansprüchen erreicht werden.

#### **Zu Ziffer 2.4 Abrufprozesse**

Grundsätzlich unterstützen die E.ON-VNB eine verstärkte Anwendung eines präventiven Redispatch-Prozesses. Allerdings muss weiterhin die Möglichkeit bestehen, auf unvorhergesehene Ereignisse mit den erforderlichen Maßnahmen zu reagieren, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. In der Praxis kann es trotz ausreichender Planung und Vorhersage auch unterhalb von 30 Minuten bis hin zu Echtzeit notwendig werden, Maßnahmen zu ergreifen. Dies können neben ungeplanten Störungen und Betriebsmittelausfällen im Netz auch die Reaktion auf Prognoseabweichungen sein. Weiterhin sehen wir aktuell in der Praxis, dass auch die Vorlaufzeiten bei Abrufen durch den vorgelagerten ÜNB in den meisten Situationen deutlich unterhalb von 30 Minuten (bzw. 45 Minuten siehe Ziffer 3.2) liegen.

Die Einführung von festen Vorlaufzeiten würde aus Sicht der E.ON-VNB in einer Einschränkung der Flexibilität und Reduzierung der Prognosegenauigkeit münden. Restriktive Vorgaben können dazu führen, dass Maßnahmen grundsätzlich überdimensioniert werden, um etwaige Prognoseabweichungen abzufedern, was wiederum eine Erhöhung des Redispatch-Volumens und der Kosten nach sich ziehen würde.

Es gilt daher eine Lösung zu finden, in der die Gesamtkosten und die Flexibilität für einen sicheren Netzbetrieb ausreichend berücksichtigt werden.

Sollten feste Vorlaufzeiten eingeführt werden, sind entsprechende Regelungen zu definieren, die auch über den reinen Betriebsmittelausfall hinaus gehen, um kurzfristig Abrufe anpassen zu können. Neben den natürlichen, aus Wetterereignissen resultierenden Prognoseunsicherheiten, sind auch fehlende oder fehlerhafte Datenmeldungen zu berücksichtigen.

Bei der Einführung von Vorlaufzeiten ist weiterhin zu beachten, dass auch durch den EIV gemeldete marktbedingte Anpassungen oder Planungsdaten diesen Restriktionen unterliegen und somit mit ausreichend Vorlauf gemeldet werden müssen. Kurzfristige Meldungen z. B. als Reaktion auf negative Börsenpreise können beim Netzbetreiber zu einer Umplanung und Anpassung des präventiv geplanten Redispatch-Einsatzes im Netzbereich führen. Rechtzeitig gemeldete marktbedingte Anpassungen der Erzeugung können auch positive Synergieeffekte haben und damit die vom Netzbetreiber geplanten Redispatchmaßnahmen reduzieren.

*Frage an die Branche:*

*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 Granularität?*

*Antwort:*

Ein wiederholter Versand von unveränderten Abrufinformationen (was unsere Interpretation von „rollierend“ ist) unter der Voraussetzung der Anwendung der etablierten Prozesse, bietet aus Sicht der E.ON-VNB keinen Mehrwert gegenüber dem damit



verbundenem, stark erhöhten Datenaufkommen und wird daher abgelehnt. Nach dem Versand eines Abrufs muss aber jederzeit, bei Veränderung dieses Abrufs, eine Aktualisierung möglich bleiben (unter Einhaltung einer möglichen Vorlaufzeit).

*Frage an die Branche:*

*Lassen sich die Fälle, in denen eine Vorab-Unterrichtung spätestens 30 Minuten vor Beginn der Regelung nicht möglich ist, vorab bestimmen? Falls ja: Welche Fälle sind es?*

*Antwort:*

Hier sehen wir folgende mögliche Fälle.

- Störungen im Netz
- Kurzfristprognosen und grundsätzliche Prognoseunsicherheiten (Abweichung zw. Prognose und Ist-Wert)
- fehlende oder fehlerhafte Meldung von Planungsdaten, marktbedingten Anpassungen oder Nichtbeanspruchbarkeiten
- Nichtteilnahme (bezogen auf die Steuerungstechnik an den Erzeugungsanlagen) und kurzfristige Reaktion durch den Netzbetreiber darauf

### **Zu Ziffer 2.5 Anreizkomponente**

Bei der Anwendung einer Anreizkomponente für eine fristgerechte Vorabinformation sind entsprechende Sonderfälle ausreichend zu berücksichtigen. Dabei muss sichergestellt sein, dass das Mengenrisiko des bilanziellen Ausgleichs nicht vollständig auf den ANB übergeht. Dies gilt insbesondere für die unter Ziffer 2.4 beschriebenen und durch den ANB nicht beeinflussbaren Faktoren für die Erstellung der Vorabinformation. Dies würde zu ökonomischen Fehlanreizen führen, welche die Gewährleistung der Netzsicherheit durch eine mit Bezug auf die Netztopologie optimale Regelung von Erzeugungsanlagen unterminieren. Eine drohende Sanktionierung kurzfristiger Änderungen von Vorabinformationen schränkt die ANB hierbei erheblich in ihrem Handeln ein. Bei einer sehr restriktiven Anwendung von Anreizen insbesondere auf eine feste Vorabinformation ist damit zu rechnen, dass Netzbetreiber mögliche Prognoseunsicherheiten durch eine Überdimensionierung der Maßnahmen kompensieren.

Weiterhin sind einseitige Kosten bzw. Anreize beim Netzbetreiber, insbesondere wenn Abweichungen auf Ursachen bei Dritten zurückzuführen sind, nicht sachgerecht.

Um eine verursachergerechte Zuordnung von möglichen Abweichungen für ein Anreizkomponente durchzuführen, ist ein ausführliches (standardisiertes) Monitoring der Vorabinformation und der Gründe für fehlende, fehlerhafte oder verspätete Meldungen einzuführen.

Bei der Betrachtung angenommener Folgekosten aus verspäteten bzw. fehlenden Vorabinformationen sollte es das Ziel sein, den EIV/BKV so zu stellen, als wäre die Datenmeldung fristgerecht erfolgt. Aus diesem Grund sollten den EIV/BKV neben resultierenden Ausgleichsenergiekosten ebenso Erlöse angerechnet werden, um eine einseitige Besserstellung auszuschließen.

### **Zu Ziffer 2.6 Sonderregelungen für nicht direktvermarktete Anlagen**

Der Austausch von Wetterdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, marktbedingten Anpassungen sowie Stammdaten, muss im Hinblick auf Abrechnungsprozesse (Erstaufschlag, Gegenvorschlag) auch für nicht direktvermarktete Anlagen durch ein Unternehmen in der jeweils verantwortlichen und extern kommunizierten Rolle erfolgen

Von daher darf es kein Aussetzen von Prozessen geben, vielmehr sollten Sonderregelungen für nicht direktvermarktete Anlagen auch in Datenaustauschprozessen beschrieben werden, um eine einheitliche Handhabung dieser Anlagen im RD 2.0 zu gewährleisten.

Für Netzbetreiber mit weniger als 100.000 Zählstellen muss kein eigener EEG-Bilanzkreis geführt werden. In diesen Fällen muss der mögliche externe BKV über entsprechende Informationen zu Redispatchmaßnahmen informiert sein. Hier sollten die Prozesse für direktvermarktete Anlagen angewendet werden.

### **Zu Ziffer 3.1 Datenaustausch/Cluster**

Grundsätzlich wird von den E.ON-VNB eine verpflichtende Clusterbildung an der Schnittstelle zwischen ÜNB und dem VNB erster Ordnung befürwortet. Dies hat insbesondere bei der Aggregation von vielen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz mit systemrelevanten Summenleistung im Massengeschäft viele Vorteile in der Abwicklung zwischen ÜNB und VNB und hat sich als Standardprozess etabliert. Weiterhin werden die Aufgaben der VNB bei der Prognose, Abwicklung und Steuerung verantwortungsgerecht gestärkt.

Für eine Clusterbildung zwischen den VNB, auch dann, wenn die Potentiale für Redispatchmaßnahmen des überlagerten ÜNB genutzt werden, sehen die E.ON-VNB keine Verpflichtung. Der Umsetzungs- und Abstimmungsaufwand bei Clustern für kleinere nachgelagerte Netzbetreiber wäre unverhältnismäßig gegenüber der anzahlmäßig begrenzten Einzelmeldungen und Abwicklung der im Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Insbesondere für nachgelagerte Netzbetreiber ohne eigene Engpässe ergeben sich keine Synergieeffekte bei der Nutzung von Clustern. Dennoch sollten auch weiterhin optional Clusterbildung zwischen den VNB in gegenseitige Abstimmung möglich sein.

### **Zu Ziffer 3.2 Abrufe**

Eine Verarbeitungszeit von 15 Minuten in der Netzbetreiberkoordinierung und eine damit resultierende Mindestvorlaufzeit von Abrufen zwischen Netzbetreibern von 45 Minuten wird durch die E.ON-VNB begrüßt.

Auch hier sind allerdings unvorhergesehene Fälle, in denen die Abrufzeit zwischen Netzbetreibern von 45 Minuten unterschritten werden, ausreichend zu berücksichtigen. Weiterhin ist bei einer möglichen Anreizkomponente eine Zuordnung der Gründe für eine Unterschreitung der Vorlaufzeit in der Gesamtprozesskette verursachergerecht durchzuführen.

Die E.ON-VNB schlagen vor, für jeden weiteren Netzbetreiber in der Kaskade eine zusätzliche Zeit von 15 Minuten zu veranschlagen, ausgehend von den 45 min Vorlaufzeit für Abrufe zwischen den ersten beiden Netzbetreibern. Eine mögliche

Konsequenz bei Nichteinhaltung einer ausreichenden Gesamtzeit bei der Einbindung mehrerer VNB wäre eine zeitabhängige Reduzierung des Redispatch-Potentials. Bei einer Vorlaufzeit von 45 Minuten beim Abruf durch den ÜNB können z.B. Potentiale eines VNB zweiter Ordnung nicht mehr berücksichtigt werden. Dies ist entsprechend bei der Anwendung dieser Restriktion zu berücksichtigen.

#### **Zu Ziffer 4 Tests**

*Frage an die Branche:*

*Mit welchen Vorgaben kann die Bundesnetzagentur die Durchführung ausreichender Tests unterstützen?*

*Antwort:*

Grundsätzlich begrüßen die E.ON-VNB, dass das Thema Tests von der BNetzA aufgegriffen wird. Insbesondere bei der Einführung eines flächendeckenden Planwertmodells muss der gestaffelte und koordinierte Einstieg durch Tests unterstützt werden. Dabei kann die BNetzA durch ein Festschreiben von allgemeinen Rahmenbedingungen und Pflichten für gemeinsame Tests unterstützen. Eine Ausgestaltung des Testumfangs und der Testinhalte sollten die Netzbetreiber in gegenseitiger Abstimmung vornehmen.

#### **Weiteres**

Im Rahmen des Netzanschluss-Gipfels des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz am 16.04.2024 wurde das Thema "Überbauung" der Branche vorgestellt. Dabei handelt es sich um die Nutzung eines Netzanschlusspunktes mit einer begrenzten Netzanschlusskapazität durch eine oder mehrere Erzeugungsanlagen, deren installierte Leistung die Netzanschlusskapazität übersteigt. Der Grundfall stellt die Überbauung mit einem Energieträger, wie z.B. Photovoltaik dar, um die Volllaststunden des Netzanschlusses zu erhöhen. Aber auch Varianten mit verschiedenen Energieträgern wie PV/Wind- oder PV/Speicher-Kombinationen werden bereits in der Praxis umgesetzt.

Für die Darstellung dieser Anschlusssituationen in den RD 2.0 Prozess gibt es derzeit noch offene Fragen, die bei der Fortentwicklung der Redispatch-Prozesse einer Klärung zuzuführen sind.

Die E.ON-VNB haben ein Konzept zur Darstellung der Überbauung von Netzanschlüssen erarbeitet. Dabei sollen die Einschränkungen in der Fahrweise aufgrund der Überbauung als "marktbedingte Anpassungen" vom Einsatzverantwortlichen gemeldet werden. Im Grundfall der "PV-Überbauung" wird vorausgesetzt, dass für die Ermittlung der Ausfallarbeit das Pauschalabrechnungsverfahren zur Anwendung gebracht wird, da gegenwärtig nur dieses Verfahren im Gegensatz zur Spitz- oder vereinfachten Spitzabrechnung ohne die Ist-Einspeisung innerhalb eines Vergleichszeitraums auskommt. Im Fall der Überbauung von Netzanschlüssen liegen konzeptgemäß immer marktbedingten Anpassungen vor, damit ist die Ermittlung eines Vergleichszeitraums nicht möglich.

Im Falle eines Wegfalls des Pauschalabrechnungsverfahrens, welches grundsätzlich unter den gemäß Ziffer 1.3.1 beschriebenen Randbedingungen von den E.ON-VNB begrüßt wird, sind für vorgenannte Anschlusssituationen Abrechnungsverfahren zu entwickeln, die eine sachgerechte Ermittlung der Ausfallarbeit gewährleisten.

Abschließend möchten wir noch einmal ausdrücklich unser Angebot hervorheben, bei der Fortentwicklung des RD 2.0 aktiv mitzuwirken. Die Verantwortung der Prozessgestaltung sollte bei den ÜNB und den relevanten VNB liegen. Über den BDEW sollte ein Einbezug aller Marktpartner in die Prozessentwicklung sichergestellt werden.

An dieser Stellungnahme haben folgende E.ON-VNB mitgewirkt:

Avacon Netz GmbH  
Schillerstraße 3  
38350 Helmstedt

Bayernwerk Netz mbH  
Lilienthalstraße 7  
93049 Regensburg

E.DIS Netz GmbH  
Langewahler Straße 60  
15517 Fürstenwalde/Spree

energis-Netzgesellschaft mbH  
Heinrich-Böcking-Straße 10-14  
66121 Saarbrücken

LEW Verteilnetz GmbH  
Schaezlerstraße 3  
86150 Augsburg

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH  
Industriestraße 10  
6184 Kabelsketal

Schleswig-Holstein Netz GmbH  
Schleswig-HeinGas-Platz 1  
25451 Quickborn

Syna GmbH  
Ludwigshafener Str. 4  
65929 Frankfurt am Main

Westnetz GmbH  
Florianstraße 15-21  
44139 Dortmund

Detaillierte, fachliche Fragestellungen beantwortet Ihnen:

- Frau Evelyn Gawehn, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH  
Tel. +49 174 3466529 / Mail: [evelyn.gawehn@mitnetz-strom.de](mailto:evelyn.gawehn@mitnetz-strom.de)

Freundliche Grüße

*David Riemenschneider*

David Riemenschneider



Andreas Ernst