



Next Kraftwerke GmbH - Lichtstr. 43 g - 50825 Köln

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,  
Beschlusskammer 6  
[poststelle.bk6@bnetza.de](mailto:poststelle.bk6@bnetza.de)

## STELLUNGNAHME ZU DEN ECKPUNKTEN FÜR DIE FORTENTWICKLUNG DES „REDISPATCH 2.0“ UND FÜR DIE ÄNDERUNG DER FESTLEGUNGEN BK6-20-059, BK6-20-060 UND BK6-20-061

**Sehr geehrte Damen und Herren,**

Zu der oben genannten Konsultation möchte Next Kraftwerke die folgende Stellungnahme abgeben.

### **Generelle Anmerkungen**

Als größter Solar- und Biomassestrom Direktvermarkter Deutschlands ist Next Kraftwerke stark von Redispatchmaßnahmen betroffen.

- Während Sommermonaten liegt der Anteil des abgeregelten PV-Volumens des Next Portfolios am gesamten in DE abgeregelten PV-Volumen zwischen 10 und 20%.
- Insgesamt fallen über 13.000 unserer Anlagen unter das Redispatch 2.0 Regime.

Die Vermarktung dieser Anlagen wird somit unmittelbar von den zahlreichen Problemen bei der Umsetzung von Redispatch 2.0 beeinflusst - vom hohen administrativen Aufwand, über verspätete und fehlerhafte Abrufinformationen bis hin zu fehlender Rechtssicherheit im Rahmen der BDEW-Übergangslösung. Wir begrüßen vor diesem Hintergrund die Bestrebungen der BNetzA die regulatorischen Vorgaben zum Redispatch 2.0 fortzuentwickeln.

Next Kraftwerke GmbH  
Lichtstraße 43 g, 50825 Köln  
Amtsgericht Köln HRB 67699

T: 0221/ 82 00 85-0  
[www.next-kraftwerke.de](http://www.next-kraftwerke.de)  
[info@next-kraftwerke.de](mailto:info@next-kraftwerke.de)

CITIBANK  
IBAN. DE46 5021 0900 0220 3551 01  
BIC. CITIDEFFXXX  
USt-ID DE 269673651

Geschäftsführer\_in:  
Marc Ruehs  
Katrin Jedamzik  
Mark Lindenberg



## **Anmerkungen zu einzelnen Eckpunkten**

### **1.2.1 - Überführung ins Planwertmodell**

Unter diesem Eckpunkt wird geregelt, dass Anlagen im Verteilnetz schrittweise bis 31.12.2030 ins Planwertmodell überführt werden sollen. Die Überführung soll im Rahmen eines Konsultationsprozesses seitens der ÜNB erfolgen. Aus unserer Sicht sollte hierbei ergänzt werden, dass die Überführung von vorneherein nur unter der Voraussetzung der Umsetzbarkeit aus Anlagen- und Verteilnetzbetreibersicht in Erwägung gezogen wird. Bei dem aktuell geschilderten Prozess wird dieser Voraussetzung nicht ausreichend Rechnung getragen.

Darüber hinaus wird im Eckpunktepapier derzeit nicht definiert, mit wie viel Vorlauf der EIV über die Überführung zu informieren ist. Next Kraftwerke spricht sich dafür aus hierfür eine Frist von sechs Monaten ins Eckpunktepapier aufzunehmen. Diese Vorlaufzeit wird benötigt, um prozessuale Umstellungen implementieren zu können. Von den zahlreichen Anlagen in unserem Portfolio, die von Redispatchmaßnahmen betroffen sind, befindet sich keine Anlage im Planwertmodell, so dass Prozesse hierfür auf unserer Seite zunächst aufzubauen sind.

Letztlich sollten PV-Anlagen mit Eigenverbrauch von der Überführung ins Planwertmodell ausgenommen werden, da bei diesen Anlagen die Schwierigkeit besteht den Eigenverbrauch zu prognostizieren oder vom Anlagenbetreiber übermittelt zu bekommen. Dies wäre jedoch notwendig, um Fahrpläne im Rahmen des Planwertmodells erstellen zu können.

### **1.2.2 - Kommunikationsprozesse**

In der Eckpunktepapier-Begründung zu diesem Punkt wird auf die geplante EnWG-Novelle referenziert. Diese regelt, dass anstelle des bilanziellen Ausgleichs bei Redispatch im Verteilnetz der Anspruch gegen den Netzbetreiber auf finanziellen Aufwendungsersatz tritt. Da der BKV in diesem Fall die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich trägt und der Netzbetreiber der Verursacher der ggf. entstehenden Kosten ist, sollte der Anspruch gegen den Netzbetreiber für den BKV gelten.

### **1.2.4 - Wegfall des „Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung“**

Hier wird die Qualitätsbewertung der Planungsdaten eingeführt. Es bleibt unklar, wer für die Durchführung der Qualitätsbewertung verantwortlich ist, was eine entsprechende Klarstellung erfordert.



### **1.3.1 - Aufhebung der Pauschalabrechnung**

Die Pauschalabrechnung ist für Biogasanlagen die gängige Abrechnungsvariante. Wir halten es daher für sinnvoll alle Biogasanlagen weiterhin nach der Pauschalabrechnung abzurechnen, solange sie im Prognosemodell verbleiben und dementsprechend die Pauschalabrechnung für diese Fälle nicht aufzuheben.

### **2.1.1 - Künftige Ausgestaltung der Prozesse zum Redispatch 2.0**

Unter diesem Eckpunkt ist übergangsweise eine Umstellung der Kommunikationsprozesse geplant. Es wird dargestellt, welche Vorgaben von der BNetzA und welche von den ÜNB geregelt werden sollen.

Aus unserer Sicht sollten hier folgende Klarstellungen und Vorgaben ergänzt werden:

- Die Liste, welche Vorgaben künftig im Rahmen des neuen Modells geregelt werden sollte, sollte um folgende Punkte ergänzt werden:
  - Kommunikationsprozesse für die Abrechnung der Ausfallarbeit (z.B. verpflichtende Angaben in den MSCONS-AUA Erstaufschlägen oder welche Wetterdaten genutzt wurden).
  - Einführung von Clearingzyklen (analog zur MaBis).
- Es sollte klargestellt werden, was mit etablierten und existierenden Formaten und Prozessen geschehen soll (z.B. .xml-Formate, Connect+). Erfolgreich etablierte und funktionierende Prozesse wie z.B. über Connect+ sollten nur dann geändert werden, wenn dies unbedingt erforderlich ist.

Insgesamt ist die Beschreibung dieses Eckpunktes zu diesem Zeitpunkt noch zu wenig konkret, um weitere Einschätzungen zu liefern. Eine detailliertere Erläuterung wäre hier wünschenswert.

### **2.2.1 - Antwort- und Clearingmöglichkeiten zu den einzelnen Redispatch 2.0-Prozessen**

Prozessschritte, die bisher von den Rollen BTR, LF, BKV des LF oder EIV übernommen wurden, werden zukünftig ausschließlich vom EIV wahrgenommen. Die Marktrolle EIV übernimmt der BKV, zu dem die betroffene MaLo zugeordnet ist. Wir begrüßen diesen Eckpunkt ausdrücklich, da es aus unserer Sicht vorteilhaft ist die Komplexität auf diese Weise und an dieser Stelle wie genannt zu reduzieren.

### **2.2.3 - Marktlokation**

Hier wird geregelt, dass pro MaLo ein EIV vorhanden sein muss. Es ist jedoch nicht eindeutig, worauf sich die Stammdatenmeldung beziehen soll, insbesondere ob diese ebenfalls auf die MaLo abzustellen ist, wenn ein EIV je MaLo erforderlich ist.



## 2.3 - Stammdaten

Die Möglichkeit der Übermittlung von angereicherten Stammdaten durch den Anschlussnetzbetreiber ohne vorherige Übermittlung von initialen Stammdaten würde dazu führen, dass der NB ein Abrechnungsverfahren vorgibt. Dies halten wir für tragbar, solange die Pauschalabrechnung wegfällt (mit Ausnahme für Biogasanlagen im Prognosemodell, wie oben dargestellt), um zu vermeiden, dass PV-Anlagen nicht dem Pauschalabrechnungsverfahren zugeordnet werden.

Wir halten es für sinnvoll, dass die ANB die Stammdaten einer Anlage auf Abruf den berechtigten Marktrollen zur Verfügung stellen. Die Verantwortung für die Richtigkeit sollte ebenfalls bei den ANB liegen, da sie die MaLo und TR/SR-Zuordnung vorgeben.

Darüber hinaus sollte zusätzlich ein zentrales System für alle angereicherten Stammdaten geschaffen werden. Hierfür sollte das MaStR genutzt werden. Außerdem sollten TR/SR-Zuordnungen im MaStR angegeben und eine genaue Definition/Zuordnung von TR zu MaStR-Nummer festgelegt werden.

## 2.4 - Abrufprozesse

Nach diesem Eckpunkt ist vorgesehen, dass der ANB spätestens 30 Minuten vor Beginn der Regelung den Abruf ankündigen muss. In diesem Zusammenhang wird zwischen rollierender und einmaliger Information unterschieden.

EIV beobachten derzeit regelmäßig Fehler in der Übermittlung der Abrufinformationen oder Abrufinformationen fehlen, z.B.:

- Es wird keine Abrufinformation erhalten, es findet jedoch ein Abruf statt.
- Es werden Abrufinformationen übermittelt, der Abruf weicht jedoch von der übermittelten Information ab.

Die Ankündigung eines Abrufs kann also rechtzeitig erfolgen, jedoch fehlerhaft sein. In dem Eckpunktepapier wird dies derzeit nicht berücksichtigt.

Unsere Auswertungen zeigen darüber hinaus, dass ein Großteil der Abrufdokumente nicht mit genügend Vorlauf angekündigt werden. Nur ~10 % der empfangenen RD-Aktivierungsinformationen werden früher als 30 min vor Beginn der Maßnahme empfangen. Die Konsequenz sind Ausgleichsenergiemengen, die der BKV zu verantworten hat.

Dennoch wären auch 30 Minuten Vorlaufzeit nicht ausreichend, da 30 Minuten vorher ausschließlich der Handel im nationalen Markt möglich ist. Im nationalen Markt ist die Preisvolatilität und damit das Kostenrisiko der Nachbeschaffung im Vergleich zum



Handel im XBID deutlich höher. Aus unserer Sicht sollte die Vorlaufzeit daher auf 60 Minuten angepasst werden.

Letztlich fänden wir es sinnvoll, wenn Abrufinformationen im Sinne der Markttransparenz veröffentlicht werden würden.

## 2.5 - Anreizkomponente

Die Einführung einer Anreizkomponente sehen wir grundsätzlich als positiv an. Führt der BKV den bilanziellen Ausgleich durch, trägt der BKV etwaige Zusatzkosten aufgrund verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Meldung – entweder durch den Ausgleich der Minder- oder Mehrmengen am Intradaymarkt oder durch Ausgleichsenergie. Die Ausgestaltung der Anreizkomponente ist dementsprechend von großer Bedeutung.

Die folgenden Aspekte sind bei der Gestaltung der Anreizkomponente zu beachten, um angemessene Anreize zu setzen:

- Die Abweichungen der Abrufinformationen können in beide Richtungen gehen – es kann sowohl weniger als auch mehr gemeldet werden als tatsächlich für die Maßnahme abgerufen wurde. Dementsprechend sollte die Anreizkomponente auf korrekte Abrufinformationen ausgerichtet werden. Die Anreizkomponente sollte in jedem Fall sicherstellen, dass Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Abruf und der Abrufinformation in beide Richtungen penalisiert werden – sowohl wenn der tatsächliche Abruf höher als auch niedriger ausfällt.
- Der Zeitpunkt, die Häufigkeit und die Qualität der Abrufinformationen sind für die Höhe der Nachbeschaffungskosten entscheidend. Die Anreizkomponente sollte so gestaltet sein, dass sie neben der Qualität der Abrufinformationen auch sicherstellt, dass die Abrufinformationen möglichst früh bereitgestellt werden, gleichzeitig aber in möglichst niedriger Frequenz, da die Aktualisierungen der Abrufinformation die Anzahl der Trades erhöht und damit Kosten verursacht. Tendenziell wäre eine kurzfristige Information im Vergleich zu einer früheren, aber ungenauen Information zu bevorzugen. Aus unserer Sicht sollte die Vorlaufzeit von 60 Minuten um die Möglichkeit ergänzt werden, die Abrufinformation bis zu 30 Minuten vorab, und innerhalb eines definierten Rahmens, bspw. eines festgelegten Quantils der vorab übermittelten Abrufinformation zu aktualisieren.
- Aktuell berücksichtigt das Eckpunktepapier für die Höhe der Anreizkomponente lediglich die Ausgleichsenergiekosten bzw. -erlöse. Gleichzeitig ist es praktisch unmöglich die tatsächlichen und gesamten Beschaffungskosten für den bilanziellen Ausgleich nachvollziehbar zu berechnen. Die Anreizkomponente sollte daher mittels einer Pauschalmethode bestimmt, dennoch jedoch die gesamten Nachbeschaffungskosten (Intradayhandel und Ausgleichsenergie) berücksichtigen.



- Letztlich stellt das Eckpunktepapier nicht eindeutig klar, dass die Anreizkomponente dazu dienen soll dem BKV einen Anspruch auf die Erstattung der Zusatzkosten gegenüber dem Netzbetreiber zu gewähren. Hierbei bitten wir um Klarstellung.

#### **Weitere Anmerkungen:**

- TR/SR-Zuordnung sollte im MaStR angegeben bzw. eine genaue Definition/Zuordnung von TR zu MaStR-Nummer festgelegt werden, damit die Datenstruktur verschlankt wird.
- Weitere Klarstellungen über die Bedeutung und Relation zwischen MALO, MELO, TR-ID, SR-ID, EEG-Anlagenschlüssel und MaStR.-Nr. sind notwendig.

#### **Ansprechpartner:**

Zorica Marijanovic  
Product Development & Management  
Marijanovic@next-kraftwerke.de

Alexander Krautz  
Head of Product Development & Management  
Krautz@next-kraftwerke.de