

13.08.2020 | Seite 1 von 5

KONSULTATIONSBEITRAG DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER VERFAHREN ZUR FESTLEGUNG ZUM BILANZIELLEN AUSGLEICH VON REDISPATCH-MAßNAHMEN

Die ÜNB begrüßen die Entscheidung der Bundesnetzagentur eine Festlegung zu Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Kommunikationsprozessen von Redispatch-Maßnahmen zu treffen. Die Umsetzung des vom NABEG angestrebten Redispatch-Prozesses unter Einbindung der EE- und hocheffizienten KWK-Anlagen bedarf einer umfassenden und lückenlosen Verrechtlichung.

Die ÜNB schließen sich grundsätzlich der BDEW-Stellungnahme zu dieser Festlegung an, möchten auf diesem Wege aber nachfolgende Punkte gesondert platzieren:

Beibehaltung Bestandsprozesse

Die ÜNB begrüßen den im BDEW gefundenen Kompromiss, für Anlagen, die zur Planungsdatenlieferung gemäß SOGL¹ (Stand August 2020) verpflichtet sind, bestehende Prozesse zur Datenübermittlung als auch zur Vorbereitung, Abstimmung und Aktivierung der Redispatch-Maßnahmen über den 1. Oktober 2021 hinaus zu nutzen.

Dies gilt so lange bis sich NB und AB/EIV auf Grundlage einer erprobten Prozessbasis und nachgelagert zur Integration der Anlagen, die neu in den Redispatch gemäß NABEG 2.0 einzubeziehen sind, einvernehmlich auf eine Überführung o.g. Anlagen in die RD2.0-Prozesse einigen. Grundsätzlich ist es das gemeinsame Verständnis, dass alle Redispatch-Aktivitäten mittelfristig bundesweit einheitlich im neuen Redispatch-2.0-Prozess zusammengeführt werden. Die Prozesse zwischen den Netzbetreibern gemäß des durch den BDEW im Rahmen der Branchenlösung zum Redispatch 2.0 unterbreiteten Netzbetreiberkoordinationskonzepts bleiben davon unberührt. Dementsprechend ist der DP für Einheiten, die nach Maßgabe der SO GL KWEP-Daten liefern, der jeweilige Anschluss-ÜNB. Für alle weiteren Einheiten, technische Ressourcen und steuerbaren Ressourcen, die bisher nicht zur Lieferung von SO GL KWEP-Daten verpflichtet sind, ist der DP separat zu definieren.

Planwertmodell für Anlagen mit Planungsdaten-Lieferverpflichtung

Die ÜNB unterstützen die getroffene Bestimmung in der Festlegung, dass „Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung

¹ Konventionelle Anlagen > 10 MW, Laufwasser >10 MW und Biomasse >10 MW mit konv. Anteil <10 MW sowie + EE in HöS gemäß SO GL Anlage 03A, Punkt 7 (Datenumfang), letzte Aktualisierung vom 21 April 2020

Eine Erweiterung auf zusätzliche Anlagen ist im Rahmen der SOGL-Implementierungsvorschriften nicht vorgesehen.

13.08.2020 | Seite 2 von 5

von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind“ (siehe Anlage 1, Kapitel 2.1.1) und diese Plandaten aktiv eingefordert werden, dem Planwertmodell zuzuordnen sind.

Bei diesen Anlagen handelt es sich nach derzeitiger Rechtslage entweder um Anlagen größer 10 MW installierter Leistung oder um Anlagen mit fluktuierender Erzeugung mit Anschluss am Übertragungsnetz. Nach Verständnis der Übertragungsnetzbetreiber sind die dort beteiligten Akteure (z. B. Anlagenbetreiber, Betriebsführer oder Direktvermarkter) überwiegend erfahrene professionelle Marktteilnehmer mit entsprechendem Knowhow, um Anlagen entsprechend den Anforderungen des Planwertmodells zu prognostizieren bzw. zu planen und im Fall einer Aufforderung aus dem Engpassmanagement in ihrer Leistung zu regeln.

Übermittlung marktlicher Anpassungen

Die ÜNB weisen darauf hin, dass die in der Regelung zur Übermittlung von marktlichen Anpassungen getroffenen zeitlichen Frist zugunsten der EIV/BTR und damit der Direktvermarkter ausgelegt wurde und für die Netzbetreiber ein deutliches Risiko, besonders in Zeiten von negativen Börsenpreisen, welche meist auch mit einem hohen Aufkommen von EE-Erzeugung einhergehen, darstellt.

So würde eine Meldung für eine marktliche Anpassung in (bis) Echtzeit dazu führen, dass vom anfordernden Netzbetreiber entsprechend bereits beschaffter energetischer Ausgleich nicht mehr rückabgewickelt bzw. in anderen Maßnahmen verwendet werden kann. Gleiches gilt bei der Rücknahme einer marktlichen Anpassung in (bis) Echtzeit, welche zu einer Anpassung der Engpassbewirtschaftung und folglich der Beschaffung des anfordernden Netzbetreibers führt. In Konsequenz würde dies den anfordernden Netzbetreiber dazu zwingen seinen Redispatch-BK bewusst unausgeglichen zu lassen und in entsprechendem Umfang Ausgleichsenergie beziehen zu müssen, welches im Gegensatz zu den Vorgaben aus dem Bilanzkreisvertrag steht und ungewollte Systemungleichgewichte mit entsprechender möglicher Systemgefährdung generiert. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber muss ein Kompromiss zwischen den Reaktionsmöglichkeiten der NB und den Freiheiten zum Handeln der Vermarkter gefunden werden. Deshalb sprechen sich die ÜNB dafür aus, dass, wenn die RD-Anweisung des Netzbetreibers kommuniziert ist, durch den EIV keine dem RD entgegengesetzte marktbedingte Anpassung durchgeführt werden kann. Dem RD nicht entgegengesetzte additive Markt Anpassungen sind zulässig.

Fragen der Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Schreiben zum Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen folgende Fragen gestellt:

1. *Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz*

13.08.2020 | Seite 3 von 5

angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können

Aus Sicht der 4 ÜNB sollten alle Netzbetreiber den neuen Prozess zum 01.10.2021 sicherstellen, da im Zuge des neuen Prozesses auch der Bedarf bei Netzbetreibern entstehen kann, die heute noch nicht von Engpassmanagement bzw. Einspeisemanagement betroffen sind. Sollten hier Abweichungen bestehen, ist die Frage der daraus entstehenden Kosten zu klären. Des Weiteren wird eine ausreichend lange Initiierungsphase benötigt.

- 2. Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.*

Die ÜNB sprechen sich für eine Beschränkung auf Anlagen ab 100 kW aus. Eine Betrachtung von Anlagen kleiner 100 kW zum jetzigen Zeitpunkt ist aufgrund deren Nachrangigkeit nicht relevant.

- 3. Die Beschlusskammer bittet um Stellungnahme, ob und (falls ja) aus welchen Gründen die vom BDEW vorgeschlagene Prozessgestaltung gleichwohl für sinnvoll gehalten wird*

Für die ÜNB verursachen beide Varianten ähnlichen Aufwand. Daher haben die ÜNB hier keine Präferenzen. Bei der Variante des bilanziellen Ausgleichs über den Redispatch-Bilanzkreis des anweisenden Netzbetreibers müssten alle Netzbetreiber ein Fahrplanmanagement aufbauen.

ID1 vs. ID-AEP

Im Zuge von Redispatch-Maßnahmen mit fluktuierenden Erzeugungsanlagen (Energieträger: Wind und PV) entstehen im Planwertmodell unweigerlich energetische Differenzen zwischen der vor der Maßnahme ausgetauschten Energiemenge per Bilanzkreis-Fahrplan sowie der nachträglich ermittelten tatsächlichen Ausfallarbeit. Diese Differenzmenge ergibt sich sowohl aus allgemeinen Prognoseungenauigkeiten als auch aus den Änderungen der Wetterbedingungen oder anderer Rahmenbedingungen im Zeitraum

13.08.2020 | Seite 4 von 5

zwischen Redispatch-Anweisung und Erfüllung der Redispatch-Anweisung. Im Normalfall – also zu Zeitpunkten, zu denen keine Redispatch-Maßnahmen angewiesen sind – würde die Änderung der Erzeugungsprognose vom Einsatzverantwortlichen (EIV) durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen werden.

Dies ist im betrachteten Redispatch-Fall (Planwertmodell) jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf. Ziel der Bepreisung dieser energetischen Differenzmengen sollte es sein, die Nachbewirtschaftung bzw. die Marktpreise im Zeitraum zwischen RD-Anweisung und RD-Erfüllung möglichst gut widerzuspiegeln, um damit dem gesetzlichen Grundsatz zu entsprechen, den Anlagenbetreiber bzw. den entsprechenden Bilanzkreisverantwortlichen weder besser noch schlechter zu stellen, als er ohne Redispatch-Maßnahmen stünde und gleichzeitig eine Optimierungsmöglichkeit der Einsatzverantwortlichen auszuschließen.

Der ID1-Index spiegelt den durchschnittlichen mengengewichteten Preis aller Trades im kontinuierlichen Intraday-Handel der EPEX Spot in der letzten Stunde wider. Dabei sind regelzoneninterne Geschäfte ausgeschlossen. Somit liegt das der Berechnung zugrundeliegende Zeitfenster des ID1 zwischen **90 und 30 Minuten** vor der zu betrachtenden Viertelstunde. Insofern die RD-Anweisungen der Netzbetreiber in der Regel gegen Ende bzw. nach Ende dieses Zeitfenster ausgesprochen werden, stünde der ID1-Index bereits fest und eröffnet damit erhebliches Missbrauchspotential. Prognosen bzw. übermittelte Planwerte könnten bewusst überschätzt und gewinnbringend vermarktet werden.

Der ID AEP-Index wurde im Zuge der systemgefährdenden Leerverkäufe einiger Marktteilnehmer datierend vom Juni 2019 als Börsenpreiskoppelung bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises eingeführt (vgl. Az. BK6-19-552) und soll zusammen mit einem zusätzlichen Preiszuschlag² einen hinreichenden Anreiz für die ordnungsgemäße Bewirtschaftung von Bilanzkreisen und eine hohe Prognosegüte bieten. Für die Berechnung des ID AEP werden alle Handelsgeschäfte des Viertelstundenprodukts und ggfs. des Stundenprodukts des kontinuierlichen Stromhandels am Intraday-Markt im Marktgebiet Deutschland der relevanten Strombörsen berücksichtigt. Hervorzuheben ist, dass der ID AEP somit ein umfassenderes Abbild des dt. Intraday-Markts liefert, da im ID AEP nicht nur die Handelsgeschäfte der EPEX Spot SE sondern auch diejenigen der European Market Coupling Operator AS (NordPool AS) (und ggf. zukünftig weiterer NEMOs) Berücksichtigung finden.

Aufgrund der Volumenkopplung (anstatt einer Zeitkopplung) ist der ID-AEP aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber wesentlich schwieriger abzuschätzen und bietet damit ein deutlich geringeres Gaming-Potential verglichen mit dem ID1-Index. Weiterhin zeigen die ersten Erfahrungswerte zum ID-AEP, dass dieser in Höhe sowie Streuung mit dem ID1 vergleichbar ist. Zudem würde der ID-AEP für positive

² https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP_MODELL_20200701

13.08.2020 | Seite 5 von 5

und negative energetische Differenzmengen und damit in beide Richtungen angesetzt, welche sich im Mittel mehr oder minder ausgleichen sollten, sodass auch keine unverhältnismäßigen finanziellen Risiken sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der Einsatzverantwortlichen entstehen.

Aufgrund der dargelegten Missbrauchspotenziale bei der Nutzung des ID1, sehen die ÜNB das Risiko der Meldung von nicht vorhandenem RD-Potential, welches Risiken für die Systemsicherheit birgt und daher auf ein Minimum reduziert werden muss. **Die Übertragungsnetzbetreiber folgen daher der Empfehlung der Bundesnetzagentur die energetischen Differenzmengen im Planwertmodell bei fluktuierenden Anlagen mit dem ID-AEP zu bepreisen.**