

Stellungnahme

Zum Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. Redispatch 2.0

November 2024



Stellungnahme

Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. Redispatch 2.0

Konsultation von Eckpunkten

November 2024

ARGE NETZ GmbH & Co. KG

Haus der Zukunftsenergien, Otto-Hahn-Straße 12-16, 25813 Husum
Beisheim Center, Ebertstraße 2, 10117 Berlin

Ansprechpartner Hauke Großer
Telefon: +49 4841 90 84 943
grosser@arge-netz.de

www.arge-netz.de

Registrierter Interessenvertreter mit Registernummer: R003496

Geschäftsführung: Stephan Frense
Sitz der Gesellschaft: Husum
Amtsgericht Flensburg: HRA 6501 FL
USt.-ID Nr.: DE 26 727 1472

Foto Titelbild: Adobe Stock/allessuper_1979

Für einen umweltschonenden Druck bitte ab Seite 2 drucken.

Vorwort aus Sicht der Betreiber von EE-Anlagen

Die ARGE NETZ GmbH & Co. KG bedankt sich bei den Beschlusskammern 6 und 8 der Bundesnetzagentur für die Gelegenheit, im Rahmen des Festlegungsverfahrens zur Fortentwicklung des sog. Redispatch 2.0 Stellung beziehen zu dürfen. Die Unternehmensgruppe ARGE NETZ bündelt die Kraft von 420 regionalen Betreibergesellschaften aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien und realisiert für deren Gemeinschaft energiewirtschaftliche Projekte und Geschäftsfelder.

Die Umstellung des Netzengpassmanagements von §§ 14, 15 EEG auf Redispatch 2.0 hat in den vergangenen 3 Jahren zu erheblichen Veränderungen für die Gesellschafter der ARGE NETZ geführt. Das grundsätzliche Vorhaben, das Management von Netzengpässen mit dem Redispatch in einen Planprozess zu überführen, befürworten wir ausdrücklich.

Leider ist insbesondere in historisch stark durch Netzabschaltung geprägten Regionen, wie Schleswig-Holstein, der Aufwand für die Abwicklung der Maßnahmen und die Verrechnung von finanziellen Ausgleichen im Vergleich zum Einspeisemanagement enorm gestiegen. Da sich dieser Mehraufwand nicht an einem einzigen Grund festmachen lässt, ist es umso wichtiger, dass nun durch eine detaillierte Überprüfung der eingeführten Prozesse eine Nachsteuerung erfolgt.

Die in der Konsultation vorgestellten Eckpunkte stellen eine gute Grundlage für die Verbesserung der Prozesse dar, jedoch ist zu beachten, dass in bestimmten Bereichen keine weiteren Probleme durch Anpassungen geschaffen werden.

Wir nehmen im Folgenden deshalb zu den Fragen an die Branche sowie zu einzelnen Abschnitten Stellung und bedanken uns für die Berücksichtigung unserer Eingaben sowie die Beteiligung im weiteren Verfahren

Mit freundlichen Grüßen

Stephan Frense
CEO, ARGE NETZ

Hauke Großer
Leiter Energiewirtschaft & Technik

Fragen an die Branche

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

2.2.3

Die Zuordnung des EIVs auf MaLo-Ebene vorzunehmen, befürworten wir ausdrücklich und halten sie als dringende Anpassung für notwendig. Die im Konsultationspapier beschriebenen Schwierigkeiten bei der Wahl eines Direktvermarkters mit der aktuellen Zuordnung per SR treten in der Praxis mehrfach auf und sind als Einschränkung in der unternehmerischen Freiheit der Anlagenbetreiber äußerst kritisch.

Nicht nur drohen Anlagenbetreibern betriebswirtschaftliche Erlöse durch eine geringere Auswahl an Vermarktungsdienstleistern zu entgehen. Es besteht auch die Gefahr, dass überhaupt kein passender Vermarktungspartner gefunden wird, auch wenn für die Anlagen eine Direktvermarktungspflicht besteht.

Gerade weil es in der Regel nicht in der Macht der Anlagenbetreiber steht, die genaue technische Konstellation am Netzverknüpfungspunkt festzulegen (SR), sondern diese durch Zuweisung des Anschlussnetzbetreibers erfolgt, ist es erforderlich, dass die Redispatch- und Marktprozesse über alle technischen Anschlussvarianten hinweg gleiche Marktchancen bieten. Die in einzelnen Fällen implementierten Hilfslösungen haben sich unserer Erkenntnis nach als nicht praktikabel erwiesen.

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?

2.3

Die Möglichkeit, Stammdaten durch den ANB anzureichern, sollte weiterhin nur in Ausnahmefällen genutzt werden, nämlich dann, wenn zuvor keine initialen Stammdaten durch den EIV übermittelt wurden, die weiteren Prozesse jedoch die Einbeziehung von Stammdaten erforderlich machen.

Die unmittelbare Auskunft über Stammdaten einer Anlage sollte berechtigten Akteuren bzw. Marktrollen unbedingt ermöglicht werden. Insbesondere Anlagenbetreiber haben oftmals keine Möglichkeit, die vom extern beauftragten EIV gemeldeten Stammdaten zu kontrollieren. Dies führt dazu, dass durch initiale Falschmeldungen (etwa falscher BTR wurde gemeldet) zu spät erkannt werden und es zu Fehlern in den Folgeprozessen (hier etwa bei der Erwartung von Erstaufschlägen bzw. Abstimmung der Ausfallarbeit) kommt. Es sollte somit eine direkte Abfragemöglichkeit (etwa durch Portaleinsicht oder ähnliches) für Anlagenbetreiber, EIV und ggf. BTR geben.

Für die Richtigkeit der Daten trägt letztendlich der meldende Marktakteur die Verantwortung. Für die initialen bzw. geänderten Stammdaten ist dies der EIV, für die angereicherten Daten der ANB. Der für den Anlagenbetreiber noch zu schaffende Einblick in die Stammdaten ermöglicht eine zusätzliche Mitverantwortung bzw. Kontrollfunktion. Dies dürfte jedoch nur im Vertragsverhältnis zwischen EIV und AB gelten. Gegenüber DP und ANB trägt der EIV die Verantwortung.

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?

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?

2.4

Um dem BKV des LF eine angemessene Zeit zu geben, die erwartete Maßnahme durch Handelstätigkeiten auszugleichen, sollte mindestens 60 Minuten vor Beginn der Regelung darüber informiert werden. So können möglichst liquide Märkte bzw. Handelsprodukte genutzt werden, die vergleichbar mit dem ID1 sind. Der Stand der Ankündigung 60 Minuten vor der Maßnahme muss die letzte und für die Abrechnung etwaiger Mehraufwendungen verbindliche Information für den BKV darstellen. Eine rollierende Information bis 60 Minuten vor der Maßnahme kann optional umgesetzt werden.

Ob sich Fälle vorab bestimmen lassen, in denen eine rechtzeitige Vorab-Unterrichtung nicht möglich ist, kann nicht abschließend beurteilt werden, da dies im Einflussbereich des ANB liegt. Es ist sich jedoch zu beobachten, dass Maßnahmen nicht immer vorab beim BKV des LF angekündigt werden. Diese Fälle gilt es durch passende Anreizkomponenten möglichst gering zu halten und die netzseitige Weiterentwicklung verlässlicher Engpassprognosen so zu forcieren.

Sonstige Anmerkungen

Planwertmodell für Anlagen im Verteilnetz

1.2.1

Die Verwendung des Planwertmodells als Zielmodell ist aus unserer Sicht angemessen und sinnvoll. Beim Übergang vom derzeit aktuellen Prognosemodell zum Planwertmodell ist jedoch ein sehr enger und frühzeitiger Austausch zwischen EIV und ANB erforderlich und zu empfehlen. Nur so kann sichergestellt werden, dass mit rechtzeitigen Tests die erforderliche Informationsqualität der Planwerte sowie die Beherrschung der Kommunikationswege erreicht wird.

Bilanzieller Ausgleich im Prognosemodell

1.2.2

Die Fortführung der derzeitigen de-facto Regelung zum Ersatz des vom BKV vorgenommenen bilanziellen Ausgleichs durch einen finanziellen Ausgleich erscheint sinnvoll und angemessen. Im Zusammenhang mit der in § 14 Abs. 1b EnWG (RE) vorgesehenen Anpassung ist jedoch darauf zu achten, dass die vorgesehene Regelung keinen Rückschritt in der Umsetzbarkeit mit sich bringt.

Sofern der BKV (weiterhin) die Verantwortung für den bilanziellen Ausgleich trägt und für entsprechende Aufwendungen finanziell ausgeglichen wird, der gesetzliche Anspruch auf diesen finanziellen Ausgleich nach § 14 Abs. 1b Satz 1 EnWG (RE) jedoch für den Anlagenbetreiber gilt, kann dies zu komplizierten vertraglichen Regelungen zwischen BKV und AB führen.

Es sollte deshalb optional möglich sein, dass Anlagenbetreiber den Anspruch auf finanziellen Ausgleich für den Bilanzkreisausgleich optional an den von ihnen beauftragten BKV des LF abtreten kann. So sollte anhand der vorgesehenen Festlegung zur Bestimmung der Höhe des angemessenen Aufwendersatzes durch die BNetzA eine eindeutige Berechnungsgrundlage für die finanzielle Kompensation geschaffen werden, die eine einfache Verrechnung für BKV, ANB und AB ermöglicht.

Antwort- und Clearingprozesse

Die Standardisierung von Kommunikationsprozessen ist insbesondere im Zusammenhang mit der Abstimmung der Ausfallarbeit anzustreben.

2.1.2

Aktuell befindet sich eine Vielzahl von Redispatch-Maßnahmen im manuellen Abrechnungsprozess zwischen BTR und ANB, da die Durchführung von Clearingfällen bei sich widersprechenden Erstvorschlag und Gegenvorschlägen nicht standardisiert ist.

Zusammenführung der Markttrollen

2.2.1

Die Bündelung der Markttrollen an einer zentralen Stelle ist kritisch zu sehen und wird von uns deshalb in der vorgeschlagenen Form abgelehnt. Zwar stimmt die Beschreibung, dass Kommunikationsprozesse zwischen den beteiligten Markttrollen vereinfacht bzw. verbessert werden müssen. Die Vorgabe einer energiewirtschaftlichen Rollenverteilung für bestimmte Personen bzw. Unternehmen ist dabei jedoch nicht zielführend.

Insbesondere die Einbindung der Rolle BTR beim EIV, die zudem beim BKV (des LF) aufgehängt ist, droht zu einer qualitativen Verschlechterung der Maßnahmenabwicklung zu führen.

Betreiberesellschaften von EE-Anlagen haben oftmals spezialisierte Dienstleister, die bereits Ausfallarbeitsberechnung im Einspeisemanagement nach §§ 14, 15 EEG durchgeführt haben.

Das entsprechende Know-How bzw. die dafür benötigten Prüf- und Rechenprozesse sind oftmals nicht in gleichem Umfang und in gleicher Qualität vom BKV (in der Regel das vom AB beauftragte Direktvermarktungsunternehmen (DV)) zu leisten. Beispielhaft ist hierfür die Berechnung im Pauschalverfahren, das im Verhältnis zwischen AB und DV oftmals als Standard gesetzt wird.

Zielführender wäre aus unserer Sicht eine stärkere Einbindung des BTR in die standardisierten Kommunikationsprozesse, wie etwa die Weiterleitung der Activation Documents, die Möglichkeit Stammdaten vom BTR einzusehen oder automatische Mitteilungen im Falle eines vom EIV gemeldeten BTR-Wechsels.

Einführung eines Prozesses zum EIV- Wechsel

2.2.2

Die Implementierung eines massengeschäftstauglichen Prozesses zum Wechsel des EIV kann helfen, die Qualität der Marktkommunikation und der verlässlichen Stammdatenmeldung zu verbessern. Empfehlenswert ist in diesem Zusammenhang zudem die Aufnahme eines Prozesses für den Wechsel des BTR. Aktuell erhalten BTR keine Mitteilungen darüber, wenn sie als Verantwortlicher für bestimmte TR an- oder abgemeldet wurden. Dadurch fehlt eine entscheidende Kontrollfunktion für den BTR, Fehlmeldungen lassen sich zudem nicht rückwirkend heilen.

Sonderregelungen für nicht direktvermarktete Anlagen

2.6

Die Vereinfachungen für Anlagen in der EEG-Einspeisevergütung sind ausdrücklich zu begrüßen. Das Entfallen der Verpflichtung, einen eigenen EIV zu melden ist eine logische Konsequenz aus der energiewirtschaftlichen Rollenverteilung bei nicht direktvermarkteten Anlagen. Auch wenn nach 2.6.3 keine initiale Stammdatenmeldung vorgesehen ist, sollte durch die Mitteilung des ANB bzw. durch die zu schaffende Auskunftsmöglichkeit für AB die Möglichkeit geschaffen werden, Stammdatenmeldungen bzw. -korrekturen vom AB entgegenzunehmen.

Ansprechpartner



Hauke Großer
Leiter Energiewirtschaft und Technik
grosser@arge-netz.de