



Stellungnahme der ENGIE Deutschland AG zum Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ – Konsultation von Eckpunkten – (Az. BK6-23-241)

ENGIE bedankt sich für die Möglichkeit Stellung nehmen zu dürfen.

ENGIE unterstützt zum Großteil die vorgeschlagenen Änderungen und nimmt positiv zur Kenntnis, dass die Bundesnetzagentur den Vorschlägen des BDEW weitgehend gefolgt ist.

Anmerkungen zum „Hintergrund“

Die Vorschläge der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 berücksichtigen die jüngsten Vorschläge des Referentenentwurfes vom 28.08.2024 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz bzgl. der Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes.

ENGIE sieht einige Vorschläge des o.g. Referentenentwurfs kritisch. Auch wenn diese nicht Gegenstand dieser Konsultation sind, möchte ENGIE auf seine wesentlichen Kritikpunkte bzgl. des Redispatch hinweisen:

- Die Übergangsphase bis 31.12.2031 in der nicht der Netzbetreiber, sondern der Bilanzkreisverantwortliche für den bilanziellen Ausgleich verantwortlich ist, ist zu lang bemessen. ENGIE begrüßt daher ausdrücklich, die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene schrittweise Überführung von relevanten Anlagen in das Zielmodell.
- Wenn der Anspruch auf eine finanzielle Kompensation als Ersatz für den fehlenden bilanziellen Ausgleich von den Bilanzkreisverantwortlichen auf die Anlagenbetreiber übergeht, ist nicht nur die BDEW-Übergangslösung, sondern auch der Branchenleitfaden anzupassen. Dies verursacht wieder eine Unsicherheit im Markt und einen hohen Umstellungsaufwand. ENGIE bittet daher die Bundesnetzagentur, bei jeglicher Anpassung von Prozessen und Rollen den Umsetzungsaufwand zu berücksichtigen. Funktionierende Prozesse sollten beibehalten werden.
- Keinesfalls darf eine Lücke zwischen dem Inkrafttreten der Änderungen am Redispatch-Regime durch das novellierte Energiewirtschaftsgesetz (keine Verpflichtung der Netzbetreiber zum bilanziellen Ausgleich) und der Festlegung der Bundesnetzagentur (Möglichkeit zur Verpflichtung einzelner Netzbetreiber, Anlagenarten oder -größen) auftreten. Eine Lücke würde bedeuten, dass Direktvermarktungsverträge innerhalb kurzer Zeit zweimal auf die neue Rechtslage angepasst werden müssten. ENGIE fordert Rechtssicherheit bei dem



sukzessiven Inkrafttreten der neuen und Außerkrafttreten der bestehenden Regelungen. Bestehende Prozesse müssen so lange gelten, bis sie durch neue ersetzt werden können.

Anmerkungen zu Punkt 1.3.1 Die Pauschalabrechnung wird aufgehoben.

Die Aufhebung der Pauschalabrechnung für alle Anlagen halten wir nicht für umsetzbar. Während dies für fluktuierende Erzeugungsanlagen im Prognosemodell eine Vereinfachung darstellen kann, ist dies für nicht-fluktuierende Erzeugungsanlagen wie bspw. Blockheizkraftwerke (BHKWs) nicht der Fall. Betreiber von BHKWs verfügen naturgemäß über keine Wetterdaten, so dass weder das Spitz- noch das Spitz Light-Abrechnungsverfahren anwendbar sind. Bei Abschaffung der Pauschalabrechnung würde somit für noch nicht in das Planwertmodell überführte und für aufgrund fehlender Relevanz im Prognosemodell verbleibender Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung kein anwendbares Abrechnungsmodell mehr existieren.

Daher sieht ENGIE die Abschaffung der Pauschalabrechnung für nicht fluktuierende Anlagen sehr kritisch und schlägt vor, diese nur für Erneuerbare Energien Anlagen abzuschaffen.

Anmerkungen zu Punkt 2.1 Allgemeines

ENGIE unterstützt den Vorschlag die massentaugliche elektronische Kommunikation durch einheitliche Prozesse und Formate umzusetzen. Hierbei ist es wichtig, dass die Abstimmung nicht nur zwischen Netzbetreibern (ÜNB und VNB) erfolgt, sondern diese explizit verpflichtet werden – wie es in der Begründung der Bundesnetzagentur erwähnt ist – „alle Betroffenen intensiv bei der Entwicklung der Prozesse und Formate“ zu beteiligen.

Anmerkungen zu Punkt 2.2 Marktrollen

Das Bestreben die Marktrollen zu vereinfachen, begrüßen wir ausdrücklich. Es scheint nicht notwendig alle bisherigen Marktrollen beizubehalten. ENGIE unterstützt eine konsequentere Vereinfachung der Marktrollen, in dem bspw. eine der Rollen „Einsatzverantwortlicher (EIV)“ oder „Betreiber“ gestrichen wird.



Wichtig ist bei der Rollenverteilung sicherzustellen, dass die Informationsflüsse gewährleistet und funktionierende Kommunikationsprozesse beibehalten werden. Gerade wenn der Bilanzkreisverantwortliche mehrere Markttrollen (als Rückfalloption) erfüllen soll, muss gewährleistet sein, dass er die notwendigen Informationen bekommt, um seinen Verpflichtungen nachzukommen.

Anmerkungen zu Punkt 2.3 Stammdaten

Der Prozess der Übermittlung initialer Stammdaten durch den EIV sollte das Ziel sein und der Anschlussnetzbetreiber sollte diesen weiterhin forcieren. Daher sollte die Anreicherung durch den Netzbetreiber ohne initiale Stammdatenmeldung nicht unbegrenzt möglich sein.

Das zur Verfügung stellen von Stammdaten auf Abruf durch den Netzbetreiber halten wir für sinnvoll, da bereits heute auffällt, dass abweichende Daten zu fehlerhaften Meldungen führen können (zum Beispiel, wenn der EIV bei NKK Meldungen von einer anderen Gesamtleistung der Steuerbaren Ressource ausgeht, als der Netzbetreiber bei der Anreicherung der Stammdaten hinterlegt hat).

Ebenfalls für die Ausfallarbeit spielt die herangezogene Nennleistung als eine Basiskomponenten der Berechnung der Ausfallarbeit eine große Rolle. Bei Selbstkalkulation der Ausfallarbeit beim Betreiber zur Prüfung der Erstaufschläge werden immer Abweichungen existieren, wenn nicht auf den gleichen Stammdaten aufgebaut wird.

Da sowohl der EIV (initiale Meldung) als auch der Netzbetreiber (Anreicherung) Stammdaten bereitstellen, kann die Verantwortung nicht ausschließlich auf eine der beiden Parteien gelegt werden.

Auch eine Weiterentwicklung des Stammdatenregisters könnte in Erwägung gezogen werden.

Anmerkungen zu Punkt 2.4 Abrufprozesse i.V.m. Punkt 2.5 Anreizkomponente

Die Abgrenzung der Verantwortlichkeiten für eine Meldung sollte klar geregelt sein. Eine rollierende Vorabinformation je Abruf ist vorzugswürdig, damit der EIV und andere Marktteilnehmer entsprechend reagieren können. Diese Daten sollten transparent für alle Marktteilnehmer zugänglich werden durch bspw. eine Meldung des



Anschlussnetzbetreibers an und Veröffentlichung durch eine zentrale Stelle (z. B. Netztransparenz). Der EIV könnte im Gegenzug dazu verpflichtet werden diese Daten abzurufen (Hol-Pflicht).

Eine Vorlaufzeit von 30 Minuten vor Beginn der Regelung den Abruf ankündigen zu müssen, ist unseres Erachtens zu kurz. Dem Bilanzkreisverantwortlichen ist es in dieser Zeitspanne nicht möglich, den bilanziellen Ausgleich zu organisieren. Eine Vorlaufzeit von 60 Minuten halten wir daher für angemessen.

Der Netzbetreiber sollte in jedem Fall angehalten / beanreizt werden die Vorlaufzeit einzuhalten, ggf. auch über eine Pönale. Bei einer Vorabinformation mit weniger als 30 Minuten Vorlaufzeit halten wir eine Abrechnung auf Basis des Ausgleichsenergiepreises angemessen.

Anmerkungen zu Punkt 4 Tests

Die ÜNB sollten beauftragt werden ein „Kommunikations-Testlabor“ einzurichten, in dem eine praxisnahe Marktlandschaft abgebildet ist. Dort können dann alle IT-/ Kommunikationsdienstleister und Marktteilnehmer kostenfrei ihre Systeme und Prozesse testen. Es sollte geregelt werden, dass der Netzbetreiber ein BIT an den Anschlussnetzbetreiber sendet, so dass letzterer prüfen erkennen kann, ob alle Komponenten des Einspeisemanagements funktionieren.

Weitere Anmerkungen

Um die angedachten Änderungen am Redispatch 2.0 Prozess umzusetzen, bedarf es einer auskömmlichen Umsetzungsfrist. Interne Prozesse müssen erneut überprüft, Dienstleister mit den konkreten Systemanpassungen beauftragt und Vertragsanpassungen vorgenommen werden. Diese Schritte können nur begrenzt im Voraus angestoßen werden. Daher sieht ENGIE eine Umsetzungsfrist von mindestens 12 Monaten als angemessen an.