

Stellungnahme

zum Entwurf einer BNetzA-Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren nach § 13 Abs. 1a und 1b EnWG (Mindestfaktor-Festlegung) für das optimierte Redispatch-System 2.0

Konsultation der Ergebnisse der vorläufigen Abwägung der Bundesnetzagentur

Berlin, 16. Juli 2020

1. Vorbemerkung

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) vertritt über 1900 Unternehmen der Energiewirtschaft. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Stromabsatzes in Deutschland.

Der BDEW bedankt sich bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) für die Möglichkeit, im Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung) Stellung nehmen zu können.

2. Hintergrund

Auf Basis der Änderungen des EnWG durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG 2.0) ist es gemäß § 13j Abs. 6 EnWG die Aufgabe der BNetzA, bis zum 1. Dezember 2020 sogenannte „Mindestfaktoren“ für die Abregelung von EE- und KWK-Strom festzulegen. Die Festlegung ist im Einvernehmen mit dem Umweltbundesamt zu treffen und soll gemeinsam mit den Neuregelungen des Redispatch 2.0 zum 1. Oktober 2021 in Kraft treten.

Die Mindestfaktoren werden einheitlich jeweils nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG für EE-Anlagen (EE-Mindestfaktor) bzw. nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG für KWK-Anlagen (KWK-Mindestfaktor) festgelegt und haben die Funktion, den Einspeisevorrang von EE- und KWK-Strom zu konkretisieren und die Integration des bisherigen Einspeisemanagements in den Mechanismus des künftigen Redispatch 2.0 auf Basis des EnWG zu ermöglichen.

Die Mindestfaktoren stellen somit eine Wertung im Sinne des Einspeisevorrangs von EE- und KWK-Strom gegenüber konventionell erzeugten Strommengen dar und dienen der Einhaltung des europarechtlich gebotenen Einspeisevorrangs. Somit wird prozessual angelegt, dass auf die Abregelung von EE- oder KWK-Strom nur dann zurückgegriffen werden kann, wenn diese um ein Vielfaches wirksamer und effizienter zur Entlastung eines Engpasses geeignet ist. Gemäß § 13 Abs. 1a und § 13 Abs. 1b EnWG darf der jeweilige Mindestfaktor für EE bzw. KWK nicht kleiner als 5 und nicht größer als 15 sein.

Für die Umsetzung der Mindestfaktoren sind geeignete "kalkulatorische" Preise für die Abregelung von EE- und KWK-Strom zu bestimmen, die im Rahmen des Auswahlmechanismus für den erweiterten Redispatch 2.0 angesetzt werden. In dem vorliegenden Konsultationspapier zur Festlegung zu den Mindestfaktoren ebenfalls enthalten sind gemäß § 13j Abs. 5 Nr. 2 EnWG Vorgaben zur Bestimmung und Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise durch die Netzbetreiber.

Im Rahmen der zur Konsultation gestellten Festlegung bzgl. der Mindestfaktoren hat die BNetzA die Mindestfaktoren wie folgt bestimmt:

- für EE-Anlagen: 10
- für KWK-Anlagen: 5

Bei der Bestimmung der Mindestfaktoren wurden die Indikatoren Redispatch-Volumen, Reduzierte EE-Menge (als Teilmenge des Redispatch-Volumens), CO₂-Emissionen sowie Redispatch-Kosten berücksichtigt.

Zu beachten ist auch Art. 13 Abs. 6 der europäischen Binnenmarktverordnung Strom (BMVO), wonach konventioneller Strom vor KWK- und dieser wiederum vor EE-Strom abzuregeln ist. Nur wenn es keine Alternative gibt oder andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden, kann davon abgewichen werden.

3. Einschätzung des BDEW

Grundsätzlich begrüßt der BDEW das Vorgehen der BNetzA, die Festlegungsinhalte bzgl. der Mindestfaktoren transparent darzulegen und die Branche im Rahmen einer entsprechenden Konsultation zu involvieren.

In Bezug auf die Äußerung auf Seite 2 „Die Festlegung soll zeitgleich mit den gesetzlichen Änderungen für das optimierte Redispatch-System zum 1.10.2021 in Kraft treten...“ weist der BDEW darauf hin, dass die entsprechende Festlegung als Basis zur Durchführung des Redispatch 2.0 zwingend zum 1. Oktober 2021 in Kraft treten muss.

3.1. Methodik der Analyse

In Hinblick auf die Änderungen des EnWG im Rahmen des NABEG 2.0 mit einer Ausweitung des Redispatch auch auf die Verteilernetze weist der BDEW darauf hin, dass die ausschließlich durch die BNetzA durchgeführten Simulationen mit Fokus auf die Übertragungsnetze und eine Integration der Verteilernetze im Wesentlichen durch Leistungskomponenten an den Netzverknüpfungspunkten dargestellt wurden.

3.2. Modellierung

Die Durchführung von Redispatch-Berechnungen auf Basis einer Marktsimulation und anschließender Lastflussoptimierung bedingt, dass für das freie Redispatch-Potential Annahmen zur Verfügbarkeit getroffen werden müssen. Die Bundesnetzagentur wird gebeten zu erläutern, wie das verfügbare Redispatch-Potential, besonders bei KWK- wie aber auch bei EE-Anlagen, abgeschätzt wurde. Dies betrifft u.a. technische Einsatzrestriktionen, bspw. bei wärmegeführten Anlagen, sowie die Abbildung in den Berechnungen.

Bei der prozessualen Umsetzung des Redispatch 2.0, vor dem Hintergrund der Bestimmung der Abschaltreihenfolge, ist zu berücksichtigen, dass bei KWK-Anlagen ein vollständiges Abfahren in Situationen hoher Wärmelast zu schwerwiegenden Wärmeversorgungsproblemen führen kann. Das Redispatch-Potential aus diesen KWK-Anlagen ist - auch im Redispatch 2.0 – weiterhin auf die frei verfügbaren Strommengen begrenzt. Weitere Reduzierungen könnten die Wärmeversorgung gefährden und müssen daher im Einzelfall aus Gründen der Wärmeversorgungssicherheit abgelehnt werden dürfen.

Des Weiteren sollten die Berechnungen dringend auf ihre Sensitivität hinsichtlich des konventionellen Redispatch-Volumens bei abweichenden Verfügbarkeiten von Redispatch-Potential

aus KWK-Anlagen überprüft werden. Wie die operative Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen zeigt, können angenommene Redispatch-Potentiale aus KWK-Anlagen oft nur eingeschränkt für Redispatch abgerufen werden, da die Anlagen größtenteils wärme- bzw. prozessgeführt betrieben werden. KWK-Anlagen können flexibel in Bezug auf die nicht anderweitig gebundene Leistungsscheibe (Standard-Redispatch) wie auch unter Bezug auf die ggf. mögliche Verlagerungen der wärmegeführten Leistungsscheibe (Sonder-Redispatch) abgerufen werden, wobei der Aufwand der Ersatzwärmebeschaffung bzw. die Problematik des Abfahrens in den Stillstand zu berücksichtigen sind. Steht keine Ersatzwärmeerzeugung und Besicherung bereit, können wärmegeführte Anlagen nicht für den Redispatch herangezogen werden. Eine aufwändige Ersatzwärmeerzeugung wäre zeitlich gesehen bereits vor den Ergebnissen der Redispatch-Dimensionierungsprozessen zu organisieren bzw. ggf. anzuweisen. Neben einem erhöhten finanziellen Aufwand besteht hinsichtlich der Abrufmöglichkeit von KWK-Anlagen daher auch ein betrieblich-prozessualer Widerspruch hinsichtlich deren Einbindung.

Darüber hinaus kann in der Regel nicht davon ausgegangen werden, dass Wärmespeicher vorhanden sind und für den Redispatch zur Verfügung stehen. Dies ist darin begründet, dass eine Redispatch-Anweisung unerwartet bzw. kurzfristig erfolgen kann, so dass eine konstante Vorhaltung eines gefüllten Wärmespeichers für negativen Redispatch oder eines geleerten Speichers für positiven Redispatch erforderlich wäre. Das würde ihn für die normale Nutzung und Bewirtschaftung unzugänglich machen. Der Speicher steht für den Regelbetrieb nicht zur Verfügung, so dass dem Betreiber entgangene Erlöse und/oder Probleme mit seiner Wärmebesicherung und -lieferung entstehen. Die auf negativen Redispatch bezogene Kostenkurve gem. Abbildung 3 wird deshalb nicht oder nur eingeschränkt in der Realität zu finden sein.

Auf detailliertere Ausführungen hinsichtlich der Sinnhaftigkeit von „Nutzen statt Abregeln“ möchte der BDEW im Rahmen dieser Stellungnahme verzichten, da entsprechende Regelungen an anderer Stelle zu diskutieren bzw. festzulegen sind. Die marktseitigen Mitglieder des BDEW möchten an dieser Stelle dennoch darauf hinweisen, dass die Ermöglichung von erzeugungsnaher Sektorkopplung den Bedarf an Redispatch deutlich verringern kann und durch „Nutzen statt Abregeln“ negativer Redispatch mit geringeren CO₂-Emissionen einhergeht. Dementsprechend wird die Umsetzung von EE-Redispatch-Maßnahmen mittels erzeugungsnaher Sektorkopplung unter dem neuen Redispatch-Regime von § 13a Abs. 1 EnWG (neu) befürwortet. Darüber hinaus wird eine Ausweitung des § 13 Abs.6a EnWG über das bestehende Netzausbaugelände hinaus angeregt.

3.3. Höhe der Mindestfaktoren

Durch einen Abstand zwischen EE-Mindestfaktor und KWK-Mindestfaktor erscheint die auch europarechtlich verankerte Anforderung (Art. 13 Abs. 6 der europäischen Binnenmarktverordnung Strom (BMVO)) als erfüllt, so dass negativer Redispatch mit EE-Strom - außer in den Fällen der fehlenden Alternative oder Gefährdung der Netzsicherheit - nur dann vorrangig vor negativem Redispatch mit KWK-Strom herangezogen wird, wenn durch die Alternative „erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“ anstelle „unverhältnismäßig hoher Kosten“ entstünden.

Den Ausführungen der Konsultationsunterlage entsprechend führt der Mindestfaktor 5 für KWK-Anlagen gegenüber dem Mindestfaktor 10 für EE-Anlagen dazu, dass KWK-Anlagen vor EE-Anlagen geregelt werden. Die negative Redispatchmenge der konventionellen Erzeugung bleibt dabei nach Abb. 1 konstant. Darüber hinaus ist in den Netzbereichen, in denen vorwiegend mit negativem Redispatch zu rechnen ist, deutlich weniger KWK-Anlagen-Leistung als konventionelle Erzeugung installiert. Somit erscheint ein erheblicher Redispatch-Zugriff auf KWK-Anlagen zu erfolgen, anstatt eines Einsatzes von konventionellem Redispatch. Dies deutet auf einen Widerspruch zur BMVO hinsichtlich des Vorrangs von KWK-Strom gegenüber konventionellem Strom hin und ist darüber hinaus aufgrund des zu erwartenden Aufwandes und der zu erwartenden Kosten nicht gerechtfertigt.

Vor dem Hintergrund der Bestrebungen der Bundesregierung hinsichtlich einer Umstellung der nationalen Energieversorgung auf ein klimaneutrales System, muss eine weitergehende, umfassende Analyse die Auswirkung von verschiedenen Mindestfaktoren für EE und KWK im gesamten, d.h. dem oberen, mittleren und unteren Bereich des gesetzlichen Rahmens wie auch verschiedener Verhältnisse der Mindestfaktoren zueinander erfolgen. Nicht quantifizierte Aussagen in Bezug auf die Ausgestaltung der Mindestfaktoren, wie bspw. zum Mindestfaktor für KWK, erscheinen für eine notwendige Beurteilung ungenügend und sollten der Branchen transparent gemacht werden, so dass die darauf aufbauende Konsultation auf einer allgemein vorliegenden Datenbasis aufgebaut werden kann. Getroffene Aussagen des BDEW stehen dementsprechend unter dem Vorbehalt der Transparenz und Inhalte der durchgeführten Simulation.

3.4. Jährliche Bestimmung der kalkulatorischen Preise

Die vorgesehene jährliche Festlegung der kalkulatorischen Preise durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber erscheint im Rahmen der systemseitigen Anpassungen darstellbar.

Dem unter „Ergebnis der vorläufigen Abwägung“ angeführten Regelungs-Entwurf (s. Seite 2), dass „die erstmalige Veröffentlichung mit Wirkung ab dem 1. Oktober 2021 [] spätestens am 1. Oktober 2021“ erfolgen könne, wird widersprochen. Dieser Zeitpunkt ist alleine vor dem Hintergrund zu spät gewählt, dass vorauslaufende Prozesse der Redispatch-Dimensionierung, wie beispielsweise der Week-Ahead-Planning Process (WAPP), Day-Ahead Congestion Forecast (DACF), bereits wesentlich früher ansetzen. Der BDEW sieht das Erfordernis, die kalkulatorischen Preise spätestens bis zum 15. September 2021 zu veröffentlichen.

3.5. Indikatoren für die Abschätzung der Auswirkungen

Zusätzlich zum Indikator „Reduzierte EE-Mengen [GWh]“ sollte es auch den Indikator „Reduzierte KWK-Mengen [GWh]“ geben. Die Argumentation ist gleichbedeutend wie für den EE-Indikator. Es handelt sich z. B. um einen Maßstab im Hinblick auf die Einhaltung des auch europarechtlich gebotenen Einspeisevorrangs von KWK-Strom gegenüber konventionell erzeugtem Strom.

3.6. Zahlenwerk Redispatch-Volumen

Hinsichtlich der Darstellungen der durchgeführten Simulation in Bezug auf die Ausgestaltung der Mindestfaktoren weist der BDEW darauf hin, dass sich die aus Abb. 1 ablesbaren Zahlenwerte nicht korrekt aufsummieren, so dass eine Differenz von ca. 1 TWh zwischen „Positiver Redispatch-konv.-Strom“ und „Netzreserve“ sowie der „Summe Positiver Redispatch“ ergibt. Eine Klärung dieser Differenz erscheint notwendig.