

Juli
2020

Stellungnahme zur Mindestfaktor-Festlegung durch die BNetzA



Bundesverband WindEnergie

Impressum

Bundesverband WindEnergie e.V.
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin
030 21234121 0
info@wind-energie.de
www.wind-energie.de
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm

Foto

Adeobestock/elxeneize

Haftungsausschluss

Die in diesem Papier enthaltenen Angaben und Informationen sind nach bestem Wissen erhoben, geprüft und zusammengestellt. Eine Haftung für unvollständige oder unrichtige Angaben, Informationen und Empfehlungen ist ausgeschlossen, sofern diese nicht grob fahrlässig oder vorsätzlich verbreitet wurden.

Ansprechpartnerin

Anne Palenberg
Bundesverband WindEnergie e.V.
Referentin Netzintegration
a.palenberg@wind-energie.de

Datum

Juli 2020

Inhaltsverzeichnis

0. Einleitung	3
1. Zu Kap. 2.1 Indikatoren für die Abschätzung der Auswirkungen.....	3
2. Zu 2.1.1. Methodik zu den Indikatoren des Redispatch-Volumens und der reduzierten EE-Mengen	4
3. Zu 2.3.1 Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen und die reduzierten EE-Mengen.....	4
4. Zu 2.3.3 Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten	5
5. Zu 2.4. Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen in kritischen Stunden	5
6. Zu 3.1. Festlegung der Mindestfaktoren.....	5
7. Zu 3.2. Vorgaben zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise	6
8. Mindesterzeugung auch bei EE- Anlagen beachten.....	6
9. Evaluation und Transparenz	7
10. Regelzonenübergreifende Optimierung ist nötig	7

0. Einleitung

Der Bundesverband WindEnergie (BWE) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme zum „Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)“ der BNetzA vom 8. Juni 2020.

Um den zusätzlichen CO₂-Ausstoß im Rahmen von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen so gering wie möglich zu halten, muss in besonderem Maße sichergestellt werden, dass konventionelle Kraftwerke und fossil betriebene KWK-Anlagen weitgehend abgeregelt sind, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatch erfolgt. Ansonsten würde die durch andere Maßnahmen zu schließende Lücke zur Erreichung der Klimaziele weiter anwachsen.

Der BWE nimmt wie folgt zu dem BNetzA-Vorschlag Stellung.

1. Zu Kap. 2.1 Indikatoren für die Abschätzung der Auswirkungen

Die Auswahl der untersuchten Indikatoren:

- Redispatch-Volumen (GWh)
- Reduzierte EE-Menge (GWh)
- CO₂-Emissionen (t)
- Redispatch-Kosten (€)

ist plausibel. Es wird nicht deutlich, ob eine unterschiedliche Gewichtung der Indikatoren vorgenommen wurde. Im Zweifel sollte dem Indikator der CO₂-Emissionen die größte Bedeutung beigemessen werden.

2. Zu 2.1.1. Methodik zu den Indikatoren des Redispatch-Volumens und der reduzierten EE-Mengen

Für eine ausführliche Analyse der Methodik verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverbandes Erneuerbare Energien (BEE) zur Mindestfaktor-Festlegung. Dieser schließen wir uns vollumfänglich an.

Bezüglich der verwendeten Inputparameter (Kap. 2.1 in der BEE Stellungnahme) kritisieren BEE und BWE u.a. die Verwendung unterschiedlicher Basisjahre für die Simulation: Das Jahr 2012 für die EE-Einspeisung¹ und (wahrscheinlich) das Jahr 2018 – auf keinen Fall aber das Jahr 2012- für die Netzlast². Die Einspeisung aus EE hat, vor allem in Starkwindphasen, einen stark mindernden Einfluss auf den Strompreis (Merit Order-Effekt). Dies wiederum zieht durch aktiviertes Lastmanagement höhere Lastverbräuche (z.B. durch thermische Großverbraucher) in der jeweils betrachteten Stunde nach sich. Ein unterschiedlicher Zeitraum beider Zeitreihen führt hierbei zu erheblichen Abweichungen.

Darüber hinaus hat sich die Art der EE-Einspeisung, vor allem die der Windenergie, seit 2012 stark gewandelt. Schwachwindanlagen haben auch im Süden für einen nennenswerten Zubau gesorgt. Zugleich kommen diese optimierten Anlagen auch im Norden zum Einsatz. Dies scheint in der Simulation nur unzureichend einbezogen worden zu sein. Wäre beispielsweise nur ein Anlagentyp und eine Nabenhöhe berücksichtigt worden, würde dies die Heterogenität des Anlagenparks nur rudimentär abbilden und in der Folge zu ungenauen Ergebnissen führen.

3. Zu 2.3.1 Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen und die reduzierten EE-Mengen

Abbildung 1 im BNetzA-Dokument zeigt das Redispatch-Volumen einschließlich reduzierter EE-Mengen für das Jahr 2022/2023. Um die Auswirkungen auf das Redispatch Volumen bewerten zu können ist es notwendig auch den Wert für „Business-as-usual“ bzw. den Basiswert zu kennen. D.h. für eine Situation, in der die Erneuerbaren nicht in den Redispatch einbezogen werden. Dieser Vergleichswert fehlt in der Festlegung.

Die Graphiken in dieser Festlegung sind zudem nicht durchgehend konsistent (siehe dazu BEE-Stellungnahme, Kap. 2.3.). Beispielsweise müsste in Abbildung 1 (BNetzA, 2020³) die Summe aus „Positiver Redispatch – Konv. Strom“⁴ plus „Netzreserve“ der „Summe Positiver Redispatch“ entsprechen. Hier kommt es durchgängig zu Abweichungen, die mit dem bloßen Auge erkennbar sind.

¹ BNetzA (2019) Bericht zur Reservebedarfsfeststellung, S. 30

² BNetzA (2019) Bericht zur Reservebedarfsfeststellung, S. 29. Das genaue Basisjahr ist dort nicht ersichtlich, für das Ausland wird das Jahr 2018 angegeben.

³ BNetzA (2020) Mindestfaktor- Festlegung

⁴ Entspricht der Benennung der BNetzA und bedeutet positiver Redispatch aus konventionellem Strom (und nicht „minus konventioneller Strom“)

4. Zu 2.3.3 Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten

Die Graphiken in dieser Festlegung sind nicht durchgehend konsistent. Siehe dazu auch die Anmerkungen unter Punkt 3.

5. Zu 2.4. Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen in kritischen Stunden

Für eine ausführliche Analyse der von der BNetzA untersuchten 50 kritischen Stunden verweisen wir auf die Stellungnahme des BEE, Kap. 2.2- Marktmodell. Dieser schließen wir uns vollumfänglich an.

Hier ist auffällig, dass es nahezu keinen „negativen Redispatch – konventioneller Strom“ gibt, da „konventionelle Kraftwerke bereits aufgrund des Marktergebnisses nicht laufen.“ (BNetzA, 2020 S. 19).

Die Aussage verwundert etwas, wenn man die Analysen der BNetzA im „Bericht über die Mindesterzeugung 2019“ danebenlegt. Die Untersuchung kam für die Jahre 2016 bis 2018 zu folgenden Schluss:

*„Betrachtet werden elf Perioden, die 21 Tage umfassen, mit negativen Day-Ahead-Börsenpreisen [...] Die gesamte preisunelastische Erzeugungsleistung unterschritt in den betrachteten Perioden nicht eine Größenordnung von **18.400 MW bis 24.300 MW**.*

Auch wenn ein Teil davon heute durch stärkere Flexibilisierung reduziert wurde und auch wenn es sich bei den 50 kritischen Stunden um Zeiten mit extrem niedrigen negativen Preisen handelt, so ist es doch unwahrscheinlich (wenn auch wünschenswert), dass der Anteil konventioneller Kraftwerke in diesen Stunden komplett auf null gesenkt wurde.

6. Zu 3.1. Festlegung der Mindestfaktoren

Im Rahmen der zur Konsultation gestellten Festlegung bzgl. der Mindestfaktoren, hat die BNetzA für EE-Anlagen einen Mindestfaktor von 10 und für KWK-Anlagen einen Faktor von 5 bestimmt.

Grundsätzlich ist es begrüßenswert, dass die zur Konsultation gestellten Mindestfaktoren so gewählt wurden, dass hinsichtlich der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung sehr klar zwischen vorrangberechtigter Erneuerbaren- bzw. KWK-Erzeugung und nicht vorrangberechtigter anderer Erzeugung differenziert werden kann.

Auch ist das Ansinnen richtig, durch einen Abstand zwischen EE-Mindestfaktor und KWK-Mindestfaktor die europarechtlich verankerte Anforderung (Art. 13 Abs. 6 der europäischen Binnenmarktverordnung Strom (BMVO)) zu erfüllen, dass negativer Redispatch mit EE-Strom - außer in den Fällen der fehlenden Alternative oder Gefährdung der Netzsicherheit - nur dann vorrangig vor anderen Quellen (d.h. auch vor KWK-Strom) herangezogen wird, wenn durch die Alternative „erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“ entstünden. Der Vorrang von EE-Strom gegenüber KWK ist dadurch gewährleistet, dass KWK-Strom abweichend nur dann geregelt werden darf, wenn „andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen“.

Wie hoch die Mindestfaktor-Abstände sein müssen, um die grundsätzlich nachrangige Abregelung von EE-Strom gegenüber KWK- und konventionellem Strom zu wahren, lässt sich aus Sicht des BWE aufgrund der in den Kapitel 2 bis 5 bzw. in der BEE Stellungnahme beschriebenen Unklarheiten und Abweichungen im verwendeten Modell (insbesondere verwendete Inputparameter und zugrundeliegendes Marktmodell) und daraus resultierender breit streuender Ergebnisse nicht mit Sicherheit sagen. Eine Abschätzung, in welche Richtung sich die Auswirkungen verschieden hoher Mindestfaktoren bei Korrektur der Inputparameter und des Marktmodells entwickeln würden, ist aufgrund der nicht vorliegenden detaillierten Beschreibung der Simulationsumgebung unmöglich.

Aus den genannten Gründen fordert der BWE zur Sicherstellung der grundsätzlich nachrangigen Abregelung von EE-Strom einen EE-Mindestfaktor von 15.

7. Zu 3.2. Vorgaben zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise

Die Bestimmung der kalkulatorischen Preise durch die ÜNB erscheint sachgerecht. Jedoch ist es zwingend erforderlich, dass die Herleitung durch fachkundige Dritte nachvollzogen und überprüft werden kann. D.h. Methodik und Annahmen zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise sollten veröffentlicht werden. Falls es sich dabei um sensible Daten handelt, sollten diese mindestens der BNetzA und sachkundigen Dritten mit Vertraulichkeitsvereinbarung zugänglich gemacht werden.

Denn folgende Aussage (BNetzA, 2020, S. 22)

Es obliegt den Übertragungsnetzbetreibern, die vorgegebenen Mindestfaktoren so in kalkulatorische Preise zu überführen, dass die Mindestfaktoren entsprechend der genannten Vorgaben in der Praxis „in der Regel“ eingehalten oder übertroffen werden

lässt mit dem Ausdruck „in der Regel“ den ÜNB viel Spielraum für die Geltendmachung von Ausnahmetatbeständen. Das muss unbedingt überprüft und ggf. nachkorrigiert werden können.

8. Mindesterzeugung auch bei EE- Anlagen beachten

Auch bei EE- Anlagen sollte es die Möglichkeit geben, nicht die gesamte mögliche Leistung als Redispatch-Potenzial zu nennen, sondern ggf. auch nur Anteile.

Beispiel Windenergie:

Bei Windenergieanlagen ist zu berücksichtigen, dass es bei vollständiger Abschaltung zu Problemen beim Wiederaufstart kommen kann. Beispielsweise kann es sein, dass bei längerem Stillstand zunächst das Getriebeöl vorgeheizt werden muss, Druckabfall bei Kühlsystemen/Blattverstellung vorliegt und/oder andere Temperaturüberwachungen und Parametereinstellungen resettet werden müssen. Die Problembehebung kann vielfach aus der Ferne durch die technische Leitwarte erfolgen, aber auch einen Einsatz von Servicetechnikern kann erforderlich sein. Dadurch kann es zu Ausfallzeiten kommen, die nicht der Redispatch- Maßnahme zuzuordnen sind. Auch um eine Gefährdung der Netzstabilität zu vermeiden, da die theoretisch verfügbare Leistung in diesen Fällen nicht abgerufen werden kann, sollte die Möglichkeit bestehen einen Anteil der theoretisch möglichen Wirkleistung aus dem Redispatch-Potenzial herauszunehmen. Ein in der Form durchgeführter Redispatch- Prozess, der technisch (bis auf

wenige Anlagen) auch jederzeit umsetzbar ist, würde Aufwand und Kosten ersparen, da weniger Serviceeinsätze notwendig wären, gleichzeitig die Einspeisung verstetigt würde und somit der Netzstabilität dienlich ist.

Beispiel Biogas

Im Biomassebereich sollte sichergestellt werden, dass ein Schwellenwert von 50 % der installierten Leistung nicht unterschritten wird. Dies würde gewährleisten, dass die Flexibilitätspotentiale der Anlagen genutzt werden können, ohne Wärmelieferverpflichtungen umfassend einschränken zu müssen. Die benötigte Wärmemenge kann so in hocheffizienten KWK-Prozessen statt mit einer ineffizienteren Ersatzwärmeerzeugung bereitgestellt werden. Weiterhin müsste nicht unnötig Gas abgefackelt werden, sollte die negative Redispatchmaßnahme das Speicherpotential der Anlage überschreiten. Hochwertige und gezielt einsetzbare Primärenergieträger, in Form von Biogas, können somit effizient verwertet werden, ohne das Potential einer speicherbaren Ressource zu verschwenden. Eine ähnliche Lösung wird bereits jetzt von der Schleswig-Holstein Netz AG umgesetzt und könnte als Best-Practice Lösung für eine praxisgerechte und nachhaltige Ausgestaltung des Redispatch 2.0 dienen.

9. Evaluation und Transparenz

Sowohl die Mindestfaktoren als auch die kalkulatorischen Preise sollten nach zwei oder drei Jahren überprüft und mit den Ergebnissen bei geänderten Parametern verglichen werden. Dabei sollten folgende Fragen beantwortet werden:

- Wieviel EE-Strom wurde, variiert mit verschiedenen Mindestfaktoren bzw. variierten kalkulatorischen Preisen, insgesamt abgeregelt?
- Welche Auswirkungen hatten die Mindestfaktoren bzw. variierten kalkulatorischen Preisen auf das Redispatch-Volumen?

10. Regelzonenübergreifende Optimierung ist nötig

Die Wirksamkeit von Redispatchmaßnahmen hängt stark von der Art, Ort und Anzahl der untereinander in Wechselwirkung stehenden Engpässe ab. Bestehen mehrere parallele Engpässe, sinkt die Wirksamkeit des Einbezugs Erneuerbarer-Energien-Anlagen in den Redispatch unter Umständen erheblich, da zur Klärung eines parallel liegenden entfernten Engpasses eine höhere Abregelung von Erneuerbaren Energien nötig wäre. Daher muss unbedingt sichergestellt werden, dass eine regelzonenübergreifende Gesamtoptimierung hinsichtlich der Wirksamkeit und Zulässigkeit des Einbezugs Erneuerbarer Energien in den Redispatch durchgeführt wird. Dazu gehört auch, dass in der regelzonenübergreifenden Optimierung bei der Leistungsreduktion von Großkraftwerken vor dem Engpass auch alle einsatzbaren Reduktionspotenziale genutzt werden. Beispielsweise kann es nicht sein, dass Kraftwerke einen hohen Eigenversorgungsanteil, oder einen hohen Anteil von variabel verschiebbarer Besicherungsleistung, für die Erbringung von Regelenergie vor einem Netzengpass anzeigen und somit ihr aktivierbares Redispatchvolumen reduzieren, bzw. eine gleichmäßigere Auslastung realisieren. Eigenversorgung aus thermischen Kraftwerken vor dem Netzengpass zu reduzieren und die Ersatzbelieferung einer Wärmesenke strombasiert zu realisieren, hätte doppelte

netzengpassreduzierende Wirkung. Auch wäre in vielen Fällen die Besicherung von Regelernergie auch hinter dem Engpass möglich.

Auch wenn § 13 Absatz1 EnWG keine Einschränkungen darüber trifft, dass Maßnahmen „nicht regelzonenübergreifend“ ergriffen werden müssen, so ist noch nicht zwingend sichergestellt, dass auch in der Ost-West-Richtung übergreifend optimiert wird. D.h. es reicht nicht aus, dass nur die beiden Regelzonen betrachtet werden die vor- bzw. hinter dem Engpass liegen, sondern es müssen generell immer alle vier Regelzonen gemeinsam betrachtet werden, um ein Gesamtoptimum zu erzielen.