

## **BEE-Stellungnahme**

zum Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung) vom 08. Juni 2020

Berlin, 17. Juli 2020



## Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	2
2.	Beurteilung des Modells zur Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Mindestfaktoren .....	3
2.1.	Die verwendeten Inputparameter.....	3
2.2.	Das zugrundeliegende Marktmodell .....	4
2.3.	Die grafische Darstellung der Auswirkung verschieden hoher Mindestfaktoren .....	5
3.	Höhe der Mindestfaktoren.....	7
4.	Überführung der Mindestfaktoren in kalkulatorische Preise.....	8
5.	Mindesterzeugung auch bei EE- Anlagen beachten.....	8
6.	Regelzonenübergreifende Optimierung ist nötig .....	9
7.	Literatur: .....	10

### 1. Einleitung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) begrüßt die Möglichkeit zur Stellungnahme zum „Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)“.

Um die Auswirkungen verschieden hoher Mindestfaktoren zu verstehen, hat der BEE zunächst die Simulationsergebnisse sowie das dahinterliegende Berechnungsmodell analysiert und kommt bezüglich der Berechnungsmethodik zu dem Schluss, dass diese die tatsächliche Situation nur unzureichend wiedergibt.

Wie hoch die Mindestfaktoren und Mindestfaktor-Abstände sein müssen, um die gebotene nachrangige Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE) gegenüber Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und konventionellem Strom sicherzustellen, lässt sich aus Sicht des BEE aufgrund der beschriebenen Unklarheiten und Abweichungen bei der Berechnungsmethodik (insbesondere bei den verwendeten Inputparametern und dem zugrundeliegenden Marktmodell) sowie der nicht vorliegenden detaillierten Beschreibung der Simulationsumgebung nicht mit Sicherheit sagen. **Aus diesem Grund fordert der BEE einen EE-Mindestfaktor von 15.** Dies geschieht auch vor dem Hintergrund, dass gemäß BNetzA-Kostenanalyse der Kostenunterschied zwischen den EE-Mindestfaktoren 10 und 15 nur verhältnismäßig gering erscheint.

Der BEE weist ferner darauf hin, dass bisher nicht transparent dargelegt wird, wie die Überführung der Mindestfaktoren in kalkulatorische Preise vorzustattengehen soll. Die Herleitung sollte anhand klar verständlicher Kriterien erfolgen und durch fachkundige Dritte nachvollzogen und überprüft werden können.

Der BEE macht zudem darauf aufmerksam, dass es bei EE-Anlagen, so wie auch bei konventionellen Kraftwerken, die Möglichkeit geben sollte, nur Anlagen-Teilleistungen als Redispatch-Potenzial zu nennen. Dies bietet Betreibern die Möglichkeit, das Flexibilitätspotenzial ihrer Anlagen in den Redispatch 2.0 einzubringen, ohne gleichzeitig unverhältnismäßig hohe wirtschaftliche Kosten tragen zu müssen.

Abschließend zeigt der BEE auf, dass es zur Sicherstellung einer hohen Wirksamkeit und Zulässigkeit des Einbezugs Erneuerbarer Energien in den Redispatch unbedingt einer regelzonenübergreifenden Gesamtoptimierung bedarf.

## 2. Beurteilung des Modells zur Analyse der Auswirkungen unterschiedlicher Mindestfaktoren

Die Bundesnetzagentur hat zur Bestimmung der Auswirkungen verschieden hoher Mindestfaktoren auf die vier identifizierten Indikatoren Redispatch-Volumen (GWh), reduzierte EE-Menge (GWh), CO<sub>2</sub>-Emission (t) und Redispatch-Kosten (€) verschiedene Simulationen durchgeführt.

Der BEE hat die Simulationsergebnisse<sup>1</sup> sowie das dahinterliegende Berechnungsmodell<sup>2</sup> analysiert und kommt bezüglich der Berechnungsmethodik zu folgender Beurteilung:

### 2.1. Die verwendeten Inputparameter

Die BNetzA<sup>3</sup> erläutert, dass sowohl die Lastgänge als auch die EE-Einspeisung auf Basis von historischen Profilen abgebildet werden. Hierbei werden jedoch nach dem Verständnis des BEE unterschiedliche Zeiträume verwendet. Während für die Netzlast offenbar das Jahr 2018 herangezogen worden zu sein scheint, ist dies bei der EE-Einspeisung das Jahr 2012. Der BEE hält diese Vorgehensweise für nicht zielführend, da sich die tatsächliche Situation so nur unzureichend abbildet.

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, insbesondere 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.

Des Weiteren beschreibt die BNetzA<sup>4</sup>, dass die Abbildung des Übertragungsnetzes zwar knotenscharf erfolgt, unterlagerte Verteilernetze allerdings lediglich „soweit möglich und notwendig“ berücksichtigt wurden. Hier gilt es zu prüfen, ob nur ein Teil der Verteilernetze berücksichtigt wurde, während in allen anderen Fällen der Saldo aus regionaler Einspeisung und

---

<sup>1</sup> BNetzA, 2020

<sup>2</sup> BNetzA, 2019

<sup>3</sup> BNetzA, 2019, S. 30

<sup>4</sup> BNetzA, 2019, S. 23

regionalem Verbrauch zur Grundlage wird. Ein solcher Top-Down-Ansatz kann dazu führen, dass etwa der Verbrauch an Knoten mit hoher EE-Einspeisung im Verteilnetz systematisch unterschätzt wird, da der vor Ort erzeugte und verbrauchte Strom in der Simulation nicht ausreichend sichtbar wird.

Deshalb ist zu befürchten, dass die regionalen Stromlasten nicht ausreichend sicher in die Berechnungsmethodik eingegangen sind. Wie beispielsweise von Stark<sup>5</sup> dargestellt, kann ein solcher Top-Down-Ansatz zu relativen Abweichungen im deutlichen zweistelligen Prozentbereich führen.

## 2.2. Das zugrundeliegende Marktmodell

Das der Berechnungsmethodik zugrundeliegende Marktmodell und der daraus resultierende Einsatz von konventionellen Kraftwerken wird „maßgeblich von den Einsatzkosten“ solcher Kraftwerke abgeleitet<sup>6</sup>. Dieser Ansatz kann zwar gewählt werden, es ist jedoch problematisch, dass hierbei lediglich der Spotmarkt und nicht auch der Terminmarkt betrachtet wird, was in der Konsequenz zu breit streuenden Ergebnissen führt.

So nimmt die BNetzA<sup>7</sup> auf kritische Netzsituationen Bezug, in denen eine hohe EE-Erzeugung (vor allem Windenergie) auf eine niedrige Last trifft, und tätigt in diesem Zusammenhang die folgende Aussage:

*„Es ist ferner auffällig, dass es in diesen Stunden fast keinen negativen Redispatch von nicht vorrangberechtigtem Strom (negativer Redispatch – konventioneller Strom) gibt. Dies ist nachvollziehbar, da die Last in diesen Situationen fast vollständig von der EE-Einspeisung gedeckt wird, so dass konventionelle Kraftwerke bereits aufgrund des Marktergebnisses nicht laufen.“*

Eine solche Aussage entspricht jedoch nicht der Realität. Abbildung 1 stellt Stromerzeugung und -verbrauch dem Strompreis gegenüber, jeweils für einen Wintertag (08.12.2019) und einen Sommertag (05.07.2020). Es zeigt sich, dass trotz negativer Strompreise an beiden Tagen (bis zu -50 €/MWh am 08.12.2019, bzw. -60 €/MWh am 05.07.2020) konventionelle Kraftwerke mit einer Leistung von ca. 20.000 MW (08.12.2019) bzw. 15.000 MW (05.07.2020) durch dieses negative Strompreiszeitfenster fahren. Bezieht man dies auf das von der BNetzA<sup>8</sup> ermittelte, maximal benötigte Redispatch-Volumen im Winter 19/20 von ca. 5.000 MW, so wird klar, dass die am Markt tätigen konventionellen Kraftwerke dieses Redispatch-Volumen um ein Vielfaches übersteigen.

---

<sup>5</sup> Stark, 2014

<sup>6</sup> BNetzA, 2019, S. 19

<sup>7</sup> BNetzA, 2020, S. 19

<sup>8</sup> BNetzA, 2020, S. 6 i.V.m., BNetzA, 2019, S.52

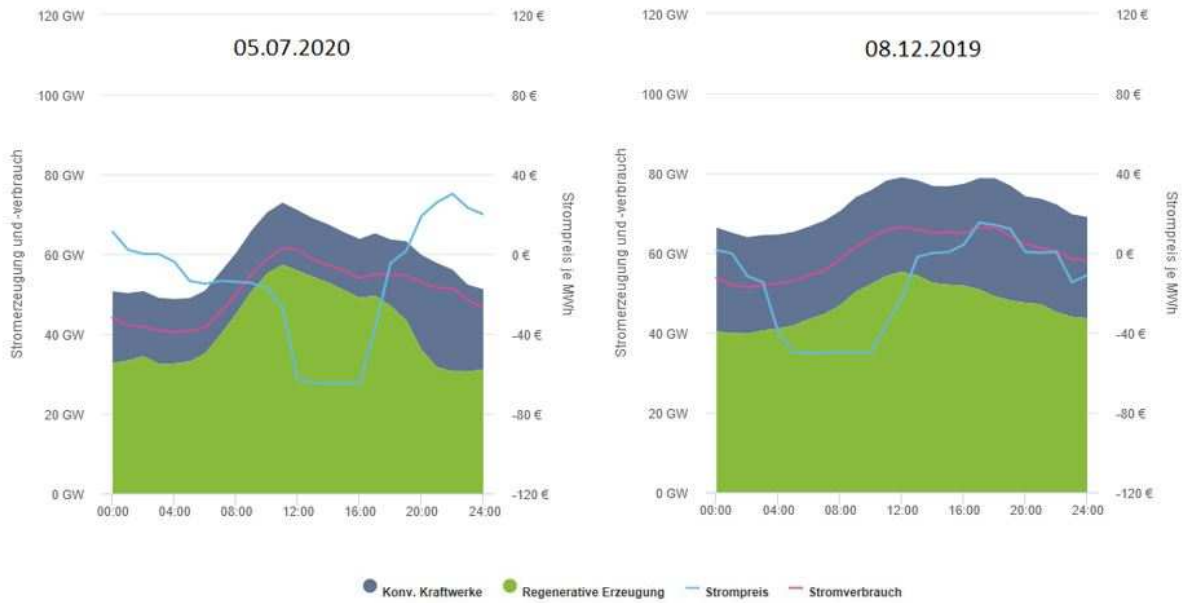


Abbildung 1: Agrometer vom 05.07.2020 / 08.12.2019 zum Einsatz von Kraftwerken bei gegebenem Strompreis (Agrometer, 2020)

### 2.3. Die grafische Darstellung der Auswirkung verschieden hoher Mindestfaktoren

Auch die von der BNetzA aufgeführten Grafiken sind in ihrer Darstellung nicht durchgehend konsistent. Beispielhaft ist unten die Abbildung 2 zu den Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen und die reduzierten EE-Mengen aufgeführt<sup>9</sup>:

<sup>9</sup> BNetzA, 2020, S. 11

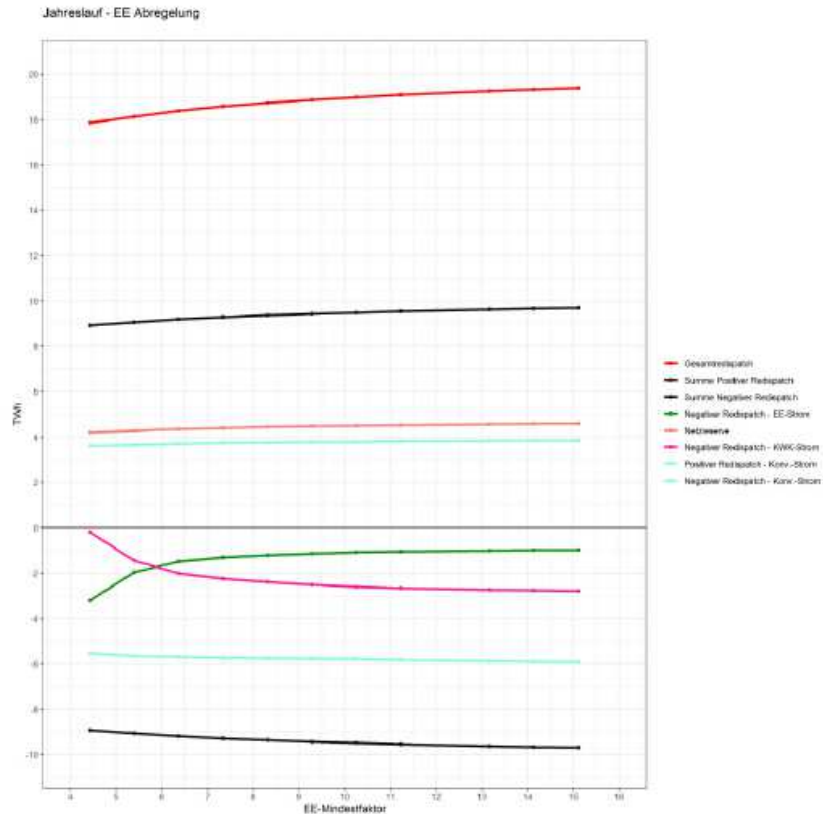


Abbildung 2: Abweichung bei grafischer Darstellung der Mindestfaktor-Wirkungen (BNetzA, 2020, S. 11)

Hier sollte sich die „Summe Positiver Redispatch“ aus den Teilmengen „Positiver Redispatch – Konv. Strom“ und „Netzreserve“ zusammensetzen („Soll“). In der Grafik („Ist“) liegt die „Summe Positiver Redispatch“ jedoch bei den unterschiedlichen Mindestfaktoren jeweils weit oberhalb der Summe der beiden Teilmengen, es kommt also zu einer signifikanten Soll-Ist-Abweichung. Tabelle 1 verdeutlicht den Zusammenhang:

Mindestfaktor	Positiver Redispatch konv. Strom (TWh)	Netzreserve (TWh)	Summe positiver Redispatch - Soll (TWh)	Summe positiver Redispatch - Ist (TWh)	Abweichung Soll-Ist
5	3,7	4,2	7,9	9	1,1
6	3,8	4,2	8	9,1	1,1
7	3,8	4,2	8	9,2	1,2
8	3,8	4,3	8,1	9,3	1,2
9	3,9	4,3	8,2	9,4	1,2
10	3,9	4,3	8,2	9,5	1,3
11	3,9	4,4	8,3	9,6	1,3
12	3,9	4,4	8,3	9,7	1,4
13	3,9	4,5	8,4	9,8	1,4
14	3,9	4,5	8,4	9,8	1,4
15	3,9	4,6	8,5	9,9	1,4

Tabelle 1: Abweichung bei grafischer Darstellung der Mindestfaktor-Wirkungen (eigene Darstellung)

Vergleichbare signifikante Soll-Ist-Abweichungen gibt es auch bei den Darstellungen zu den „Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten“<sup>10</sup> und den „Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen in kritischen Stunden“<sup>11</sup>.

Eine Erläuterung für die Abweichungen findet sich in dem BNetzA-Dokument<sup>12</sup> nicht.

### **3. Höhe 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 das Ansinnen, durch einen Abstand zwischen EE-Mindestfaktor und KWK-Mindestfaktor die europarechtlich verankerte Anforderung zu erfüllen, EE-Strom grundsätzlich nachrangig zu KWK-Strom abzuregeln (Art. 13 Abs. 6 der europäische Binnenmarktverordnung Strom (BMVO)), ist richtig. So wird ein negativer Redispatch mit EE-Strom - außer in Fällen der fehlenden Alternative oder Gefährdung der Netzsicherheit - nur dann vorrangig vor negativem Redispatch mit KWK-Strom herangezogen, wenn durch die Alternative „erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“ anstelle „unverhältnismäßig hoher Kosten“ entstünden.

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 BEE aufgrund der im letzten Abschnitt 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 verschiedenen 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 BEE zur Sicherstellung der grundsätzlich nachrangigen Abregelung von EE-Strom einen EE-Mindestfaktor von 15.**

Dies geschieht auch vor dem Hintergrund, dass gem. Grafik zu den „Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten“<sup>13</sup> der Kostenunterschied zwischen den EE-Mindestfaktoren 10 und 15 nur verhältnismäßig gering erscheint.

---

<sup>10</sup> BNetzA, 2020, S. 16

<sup>11</sup> BNetzA, 2020, S. 18

<sup>12</sup> BNetzA, 2020

<sup>13</sup> BNetzA, 2020, S. 16



## 4. Überführung der Mindestfaktoren in kalkulatorische Preise

Die Bestimmung der kalkulatorischen Preise durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erscheint sachgerecht.

Jedoch wird nicht klar, wie die Herleitung der kalkulatorischen Preise vorstattengehen soll. Im betreffenden Kap. 3.2.<sup>14</sup> heißt es hierzu lediglich:

*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*

Der BEE kritisiert hier insbesondere den Ausdruck „in der Regel“, der den ÜNB viel Spielraum für die Geltendmachung von Ausnahmetatbeständen lässt.

Zwingend erforderlich ist es deswegen, dass die Herleitung anhand klar verständlicher Kriterien erfolgt und durch fachkundige Dritte nachvollzogen und überprüft werden kann, d.h. Methodik und Annahmen der Bestimmung der kalkulatorischen Preise sollten veröffentlicht werden. Insbesondere sollte nachvollziehbar sein, welche Kostenarten bei den unterschiedlichen Anlagentypen einbezogen werden dürfen.

Falls es sich dabei um sensible Daten handelt, sollten diese mindestens der BNetzA und sachkundigen Dritten mit Vertraulichkeitsvereinbarung zugänglich gemacht werden.

## 5. Mindesterzeugung auch bei EE- Anlagen beachten

Der BEE weist darauf hin, dass es bei EE-Anlagen, so wie bei konventionellen Kraftwerken auch, die Möglichkeit geben sollte, nicht die gesamte mögliche Leistung als Redispatch-Potenzial zu nennen, sondern auch nur Anteile davon. Nur so kann sichergestellt werden, dass die Betreiber verschiedener Typen von EE-Anlagen ihr Flexibilitätspotenzial in den Redispatch 2.0 einbringen können, ohne gleichzeitig unverhältnismäßig hohe wirtschaftliche Kosten tragen zu müssen.

### Beispiel Biomasse:

Im Biomassebereich muss sichergestellt werden, dass die im Zuge des negativen Redispatch angeordnete Reduktion der Erzeugung einen anlagenspezifischen Schwellenwert von 50 - 80% (Altholzkraftwerke) bzw. 50 % (Biogasanlagen) der installierten Leistung nicht unterschreitet. Dies würde sicherstellen, dass die Flexibilitätspotenziale der Anlagen genutzt werden, ohne Wärmelieferverpflichtungen umfassend einschränken zu müssen. Bei Altholzkraftwerken würde die Festlegung auf einen anlagenspezifischen Schwellenwert von 50 - 80% zudem gewährleisten, dass es nicht zu thermischen Reaktionen kommt, die die Anlage beeinträchtigen. Bei Biogasanlagen hingegen könnte durch das genannte Limit von 50% insbesondere bei länger andauernden Redispatch-Maßnahmen der Zeitraum verlängert werden, in welchem das Gas zwischengespeichert werden kann und nicht durch eine Überdrucksicherung entweichen muss, um anschließend abgefackelt zu werden. Hochwertige Primärenergieträger wie Biogas, sollten

---

<sup>14</sup> BNetzA, 2020, S. 22



gezielt eingesetzt werden, um Strom und Wärme bedarfsgerecht produzieren zu können. Eine Ressourcenschonung durch eine Verlängerung der Gasspeicherkapazitäten durch die Möglichkeit, weiterhin 50% der installierten Leistung abrufen zu können, würde einen wichtigen Beitrag zur Energiewende, sowohl im Strom- als auch im Wärmebereich leisten.

#### Beispiel Windenergie:

Bei Windenergieanlagen ist zu berücksichtigen, dass es bei vollständiger Abschaltung zu Problemen beim Wiederanfahren geben 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 neu gestartet werden müssen. Dies kann vielfach aus der Ferne durch die technische Leitwarte erfolgen, kann aber auch einen Einsatz von Servicetechnikern erfordern. Dadurch kann es zu Ausfallzeiten kommen, die nicht der Redispatch-Maßnahme zuzuordnen sind.

## **6. Regelzonenübergreifende Optimierung ist nötig**

Die Wirksamkeit von Redispatch-Maßnahmen hängt stark von 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. 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 der Leistungsreduktion von Großkraftwerken vor dem Engpass auch alle einsetzbaren 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 Redispatch-Volumen 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 Regelenergie auch hinter dem Engpass möglich.

Auch wenn das EnWG<sup>15</sup> 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. 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.

---

<sup>15</sup> § 13 Absatz1 EnWG

## 7. Literatur:

### **Agorameter (2020):**

[https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/05.07.2020/05.07.2020/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/05.07.2020/05.07.2020/)

[https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power\\_generation\\_price/08.12.2019/08.12.2019/](https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power_generation_price/08.12.2019/08.12.2019/)

(abgerufen am 05.07.2020)

**BNetzA, 2019:** Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023, Bundesnetzagentur, Bericht, April 2019

**BNetzA, 2020:** Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung), Bundesnetzagentur, Eckpunktepapier, Juni 2020

**Stark (2014):** Dynamische Simulation des Kraftwerkparcs in Deutschland im Jahr 2030 auf regionaler Ebene, Dr. Matthias Stark, Dissertation, August 2014

### **Kontakt:**

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)  
Invalidenstraße 91  
10115 Berlin

Florian Widdel  
Referent für Digitalisierung, Sektorenkopplung und Energienetze  
030 275 81 70-17  
[florian.widdel@bee-ev.de](mailto:florian.widdel@bee-ev.de)