



8. Juni 2020

## **Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)**

– Konsultation der Ergebnisse der vorläufigen Abwägung –

§ 29 EnWG, § 13j Absatz 5 Nummer 1 und 2 sowie Absatz 6 EnWG

– PGMF-8116-ENWG § 13j –

Im o. g. Verfahren hat die Bundesnetzagentur eine vorläufige Abwägung zur Bestimmung der Mindestfaktoren und zum Verfahren der Bestimmung der kalkulatorischen Preise vorgenommen. Die Bundesnetzagentur stellt die Ergebnisse der Abwägung zur Konsultation. Stellungnahmen werden erbeten spätestens bis zum

**17. Juli 2020.**

Hinweise zur Durchführung der Konsultation:

- Bitte richten Sie Ihre Stellungnahme nach Möglichkeit ausschließlich als Anlage per E-Mail an [mindestfaktoren@bnetza.de](mailto:mindestfaktoren@bnetza.de).
- Anlagen zur E-Mail werden erbeten im Word-Format (DOC bzw. DOCX) oder als PDF mit kopierbarem Text.
- Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Stellungnahmen auf ihrer Webseite zu veröffentlichen. Soweit in den übermittelten Dokumenten personenbezogene Daten (z. B. Namen, Unterschriften, Telefonnummern, E-Mail-Adressen mit Namen als Bestandteilen) enthalten sind, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es der einsendenden Stelle obliegt, entweder eine Einwilligung des Betroffenen in die Veröffentlichung seiner personenbezogenen Daten einzuholen oder zusätzlich eine für die Veröffentlichung bestimmte Fassung zu übersenden, in der die personenbezogenen Daten geschwärzt sind. Entsprechendes

gilt, soweit in den übermittelten Stellungnahmen Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse enthalten sind. Es wird auf § 71 EnWG hingewiesen.

Die Festlegung soll zeitgleich mit den gesetzlichen Änderungen für das optimierte Redispatch-System zum 1.10.2021 in Kraft treten und bezieht sich auf die ab diesem Zeitpunkt geltende Fassung der gesetzlichen Bestimmungen.

### **Ergebnis der vorläufigen Abwägung:**

1. Für die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG 2017 wird ein Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG in der ab dem 1.10.2021 geltenden Fassung (im Folgenden: EE-Mindestfaktor) von 10 bestimmt.
2. Für die Reduzierung der elektrischen Wirkleistungserzeugung von Anlagen im Sinne von § 3 Abs. 1 des KWKG in Bezug auf die Erzeugung von KWK-Strom nach § 3 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 KWKG wird ein Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG (im Folgenden: KWK-Mindestfaktor) von 5 bestimmt.
3. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung bestimmen jährlich den kalkulatorischen Preis gemäß § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG (im Folgenden: kalkulatorischer EE-Preis), den kalkulatorischen Preis nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG (im Folgenden: kalkulatorischer KWK-Preis) und den kalkulatorischen Preis nach § 13 Abs. 1c EnWG (im Folgenden: kalkulatorischer NR-Preis) mit Wirkung ab dem 1. Oktober des jeweiligen Kalenderjahres und veröffentlichen diese bis zum 1. September des Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite. Die erstmalige Veröffentlichung mit Wirkung ab dem 1. Oktober 2021 erfolgt spätestens am 1. Oktober 2021.
4. Die Festlegung tritt am 1. Oktober 2021 in Kraft.

## **1 Rechtlicher Rahmen**

Nach § 13j Abs. 6 EnWG erlässt die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG insbesondere unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nähere Bestimmungen zu dem Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG (EE-Mindestfaktor) und dem Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG (KWK-Mindestfaktor). In beiden Fällen darf der jeweilige Mindestfaktor nicht kleiner als 5 und nicht größer als 15 sein. Die Festlegung erfolgt im Einvernehmen mit dem Umweltbundesamt. Die Festlegung darf frühestens mit Wirkung zum 1.10.2021 in Kraft treten.

Der EE-Mindestfaktor nach § 13 Abs. 1a EnWG dient dazu, mit der Integration des bisherigen Einspeisemanagements in das neue Redispatch-System 2.0 den Einspeisevorrang für EE-Strom praktisch umzusetzen. Er ist Grundlage für die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen EE-Preises, anhand dessen die kalkulatorischen Kosten der jeweiligen Maßnahmen zur Reduzierung

der vorrangberechtigten Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nr. 1 EEG 2017 (im Folgenden: EE-Strom) bestimmt werden. Maßnahmen zur Reduzierung der EE-Stromerzeugung sind mit ihren kalkulatorischen Kosten bei der Auswahlentscheidung der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG anstelle der tatsächlichen Kosten anzusetzen. Der kalkulatorische EE-Preis ist für alle EE-Anlagen einheitlich so zu bestimmen, dass eine Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EE-Anlagen nur erfolgt, wenn dadurch in der Regel mindestens ein Vielfaches an Reduzierung der Erzeugungsleistung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung ersetzt werden kann. Der festzulegende EE-Mindestfaktor beziffert dieses Verhältnis. Das bedeutet: Je niedriger der EE-Mindestfaktor ist, desto niedriger ist der einheitliche kalkulatorische Preis für die Leistungsreduzierung von EE-Anlagen und desto eher werden EE-Anlagen zum negativen Redispatch herangezogen.

§ 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG enthält die gleiche Vorgabe für die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von vorrangberechtigtem KWK-Strom. Wichtig: Im Folgenden ist mit der Bezeichnung „KWK-Strom“ allein der vorrangberechtigte, wärmegekoppelt erzeugte Anteil der Stromerzeugung einer „hocheffizienten“ KWK-Anlage gemeint. In entsprechender Anwendung von § 13 Absatz 1a EnWG ist auch für diese Maßnahmen auf Grundlage des KWK-Mindestfaktors ein einheitlicher kalkulatorischer KWK-Preis zu ermitteln und für die Bestimmung der jeweiligen kalkulatorischen Kosten im Rahmen der Auswahlentscheidung nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG anzusetzen.

Die Berechnung des KWK-Preises erfolgt analog zur Berechnung des kalkulatorischen EE-Preises. Im Unterschied zur Reduzierung von EE-Strom bleiben jedoch für Maßnahmen zur Reduzierung von KWK-Strom nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 EnWG die tatsächlichen Kosten anzusetzen, wenn diese die kalkulatorischen Kosten übersteigen. Maßnahmen zur Reduzierung von KWK-Strom aus KWK-Anlagen mit einem Förderanspruch aufgrund einer Ausschreibung nach § 8a oder § 8b KWKG oder mit einer Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG sind hingegen nach § 13 Abs. 1b Nr. 1 EnWG stets mit ihren tatsächlichen Kosten und nicht mit kalkulatorischen Kosten anzusetzen. Die Reduzierung nicht vorrangberechtigter Erzeugung aus KWK-Anlagen (z. B. des nicht wärmegekoppelten Kondensationsstroms oder der Erzeugung aus nicht „hocheffizienten“ KWK-Anlagen) erfolgt nach den allgemeinen Bestimmungen wie für jede konventionelle Erzeugung; der kalkulatorische KWK-Preis findet auch insofern keine Anwendung.

Der Ansatz des kalkulatorischen EE- und des kalkulatorischen KWK-Preises (auf Basis des jeweiligen EE- bzw. KWK-Mindestfaktors) bei der Auswahl der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination dient der Umsetzung und Konkretisierung des Einspeisevorrangs: Nach § 13 Abs. 1a Satz 1 und Abs. 1b EnWG sind die Verpflichtungen zur Einhaltung des Einspeisevorrangs von EE-Strom nach § 11 Abs. 1 und 3 EEG sowie von KWK-Strom nach § 3 Abs. 1 und 2 KWKG einzuhalten, indem Maßnahmen zur Reduzierung von EE- und von vorrangberechtigtem KWK-Strom nicht nach den tatsächlichen Kosten, sondern nach diesen kalkulatorischen Vorgaben in

die Auswahlentscheidung der ÜNB eingestellt werden. Der Einspeisevorrang findet keine absolute Anwendung, sondern wird anhand des Mindestfaktors relativiert: Durch den Mindestfaktor ist sicherzustellen, dass von einem absoluten Vorrang nur insoweit abgewichen wird, als dadurch ein Vielfaches an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung erspart bleibt. Dieses Verhältnis kann und muss nach diesem kalkulatorischen Ansatz nicht in jedem Einzelfall, sondern „in der Regel“ gewahrt bleiben.

Bei der Festsetzung der Mindestfaktoren sind nach § 13j Abs. 6 EnWG insbesondere die grundlegenden energiewirtschaftsrechtlichen „Ziele des § 1“ EnWG zu berücksichtigen. Diese Ziele sind eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche Versorgung mit Elektrizität, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (§ 1 Abs. 1 EnWG), die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs sowie die Sicherung eines leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Abs. 2 EnWG) und die Umsetzung des europäischen Gemeinschaftsrechts (§ 1 Abs. 3 EnWG). Dem Wortlaut des § 1 EnWG zufolge sind dies die „Zwecke“ des EnWG, während in Absatz 4 „Ziele“ zur Erreichung dieser „Zwecke“ beschrieben sind. Die „Ziele“ nach § 1 Abs. 4 EnWG – freie Preisbildung, Ausgeglichenheit von Angebot und Nachfrage, systemdienlicher Anlageneinsatz und Stärkung des Energiebinnenmarkts – dienen lediglich der Erreichung der Zwecke des § 1 Abs. 1 EnWG und sind vorliegend überdies wenig aussagekräftig, so dass § 13j Abs. 6 EnWG dahingehend auszulegen ist, dass die „Zwecke“ nach § 1 EnWG zu berücksichtigen sind.

Die Festlegung muss ferner dem europäischen Recht entsprechen. Die Umsetzung und Durchführung des EU-Rechts zur Energieversorgung ist zudem ein ausdrücklich genanntes Ziel nach § 1 Abs. 3 EnWG.

Nach Art. 13 Abs. 6 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. L 158/54 (im Folgenden: Elektrizitätsbinnenmarktverordnung) gelten bei nicht marktbasierendem „abwärts gerichtetem“ Redispatch folgende Grundsätze: Strom aus erneuerbaren Energiequellen darf zu Redispatch-Zwecken nur reduziert werden, „wenn es keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden“. Strom, der mittels „hocheffizienter“ Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, darf nur reduziert werden, wenn es abgesehen von der Reduzierung von EE-Strom „keine Alternative gibt oder, wenn andere Lösungen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würden“.

Aus diesen europarechtlichen Grundsätzen folgt ein gestufter Einspeisevorrang zugunsten von EE- und KWK-Strom. Beide Erzeugungsarten genießen grundsätzlich Einspeisevorrang gegenüber der übrigen, nicht vorrangberechtigten Erzeugung. EE-Strom genießt zudem grundsätzlich Einspeisevorrang auch gegenüber KWK-Strom: Die Reduzierung von EE-Strom darf, solange als

geeignete Alternative auch eine Reduzierung von KWK-Strom zur Verfügung steht, nur zugelassen werden, wenn diese andere Lösung zu „erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten“ führen oder die Netzsicherheit erheblich gefährden würde. Zudem liegt die Hürde für negativen Redispatch mit KWK-Strom niedriger als bei EE-Strom: Die Reduzierung von KWK-Strom darf, soweit die Reduzierung nicht vorrangberechtigter Erzeugung als geeignete Alternative zur Verfügung steht, bereits dann zugelassen werden, wenn diese andere Lösung zu „unverhältnismäßig hohen Kosten“ führen würde; es sind im Unterschied zu der Reduzierung von EE-Strom keine „erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“ erforderlich.

Für die Festlegung der Mindestfaktoren folgt daraus, dass der EE-Mindestfaktor entsprechend höher sein muss als der KWK-Mindestfaktor. Mit einem hinreichenden Abstand zwischen den beiden Faktoren ist sicherzustellen, 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“ entstünden.

Über die Festlegung der Mindestfaktoren hinaus kann die Bundesnetzagentur durch Festlegung Vorgaben zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise und zur Veröffentlichung durch die Netzbetreiber treffen (§ 13j Abs. 5 Nr. 2 EnWG). Diese Befugnisse umfassen sowohl den kalkulatorischen EE- und KWK-Preis als auch den kalkulatorischen NR-Preis. Der kalkulatorische NR-Preis ist der einheitliche Preis, anhand dessen kalkulatorische Kosten für Maßnahmen zur Erhöhung der Erzeugungsleistung von Anlagen der Netzreserve nach § 13 Abs. 1c EnWG im Rahmen der Auswahl der insgesamt kostengünstigsten Maßnahmenkombination anzusetzen sind.

## **2 Sachverhalt**

Um die Auswirkungen verschiedener Mindestfaktoren auf die oben genannten rechtlichen Vorgaben und insbesondere die Erreichung der Ziele nach § 1 EnWG abschätzen und abwägen zu können, bedarf es der Heranziehung geeigneter Indikatoren.

### **2.1 Indikatoren für die Abschätzung der Auswirkungen**

Die Bundesnetzagentur hat dafür folgende Indikatoren identifiziert:

#### **1) Redispatch-Volumen (GWh)**

Der Indikator des Redispatch-Volumens wird insbesondere zur Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel der Sicherheit und Netzverträglichkeit herangezogen. Je niedriger das Volumen ausfällt, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung dieses Ziels bei.

#### **2) Reduzierte EE-Menge (GWh)**

Der Indikator der reduzierten EE-Menge stellt eine Teilmenge des Redispatch-Volumens dar. Er kann (ergänzend zum Indikator der CO<sub>2</sub>-Mengen) insbesondere für die Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel der Umweltverträglichkeit herangezogen werden und dient zugleich als Maßstab im Hinblick auf die Einhaltung des – auch europarechtlich gebotenen – Einspeisevorrangs von EE-Strom.

Je niedriger die reduzierte EE-Menge insgesamt ausfällt, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung des Ziels der Umweltverträglichkeit bei und desto deutlicher bleibt der Einspeisevorrang gewahrt.

### **3) CO<sub>2</sub>-Emission (t)**

Der Indikator der CO<sub>2</sub>-Emissionen wird insbesondere zur Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel Umweltverträglichkeit herangezogen. Je niedriger die Emissionen ausfallen, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung dieses Ziels bei.

### **4) Redispatch-Kosten (€)**

Der Indikator der Redispatch-Kosten wird insbesondere zur Beurteilung der Auswirkungen des Mindestfaktors auf das Ziel der Preisgünstigkeit und Effizienz herangezogen. Je niedriger die Kosten ausfallen, desto besser trägt der Mindestfaktor zur Erreichung dieses Ziels bei.

## **2.2 Methodik der Simulationsrechnungen zu den Indikatoren**

Die Bundesnetzagentur hat zur Bestimmung der Auswirkungen verschieden hoher Mindestfaktoren auf die genannten vier Indikatoren verschiedene Simulationen durchgeführt.

### **2.2.1 Methodik zu den Indikatoren des Redispatch-Volumens und der reduzierten EE-Mengen**

Als Redispatch-Volumen wurden im Rahmen der Simulation die gesamten von den Netzbetreibern per Redispatch veranlassten Erzeugungsanpassungen betrachtet. Diese Gesamtmenge umfasst sowohl die durch negatives Redispatch reduzierten, als auch die durch positives Redispatch (einschließlich Netzreserve) erzeugten Strommengen. Die Auswirkungen auf die reduzierten EE-Mengen wurden als Teil der negativen Redispatch-Mengen anhand derselben Simulationsrechnungen ermittelt.

Die zugrunde liegende Modellierung und Methodik für die Simulation baut auf der gängigen Anwendungspraxis der Bundesnetzagentur für Simulationen im Zuge der Reservebedarfsfeststellung auf (vgl. „Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2019/2020 sowie das Jahr 2022/2023“, abrufbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/>

[Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Be-richte\\_Fallanalysen/Feststellung\\_Reservekraftwerksbedarf\\_2019.pdf](#)). Die zugrundeliegende Modellierung und Methodik für die Reservebedarfsfeststellung 2019 wurde für dieses Verfahren angepasst, um dem Untersuchungsgegenstand zu entsprechen.

Für die Berechnungen wurde die Software „Integral“ verwendet. Es handelt sich hierbei um ein Tool zur Optimierung von Lastflüssen in elektrischen Netzen. Der Redispatch-Einsatz wurde mit einem Markt- und Netzmodell der Übertragungsnetzbetreiber für ein Jahr simuliert.

Zu den Eingangsparametern der Marktsimulation gehören die Annahmen über die Nachfrage nach elektrischer Energie (Last), der zugrunde gelegte Kraftwerkspark (EE-Anlagen, KWK-Anlagen und sonstige konventionelle Anlagen), seine regionale Verteilung sowie die Brennstoffpreise im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Ferner gehören die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparametern. Diese Parameter dienen als Eingangsgrößen für das ökonomische Marktmodell zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzberechnung.

Das Netzmodell ist die topologische Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze für das Jahr 2022/2023. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf. Auch unterlagerte Verteilernetze werden als Netzverknüpfungspunkte berücksichtigt.

Als Ergebnis aus dem Markt- und Netzmodell resultiert eine stundenscharfe Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes für das Jahr 2022/2023. Wie in der Realität treten auch im Modell in einigen Stunden des Jahres Überlastungen von Netzelementen auf. Um die Überlastungen zu beheben, wird Redispatch benötigt. Die Redispatch-Einsatzoptimierung wird mit einem Optimized-Powerflow-Algorithmus berechnet, welcher auf Basis einer Kostenoptimierung den effizienten Kraftwerkseinsatz ohne Netzüberlastungen sucht. Dieser Lösungsansatz entspricht grundsätzlich dem operativen Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber im bisherigen koordinierten Redispatch.

Um die Wirkung unterschiedlicher Mindestfaktoren auf die oben genannten Indikatoren bewerten zu können, wurde die Redispatch-Einsatzoptimierung im Rahmen der Simulation mit verschiedenen Mindestfaktoren berechnet. Dazu hat die Bundesnetzagentur die jeweiligen Mindestfaktoren auf Basis der, in der Studie „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ auf Seite 80 genannten Formel umgerechnet. Die im Auftrag des BMWi erstellte Studie vom 27. April 2018, auf die der Gesetzgeber bei Einführung des neuen Redispatch-Systems verweist (BT-Drs. 19/7375, S. 54, 58), ist abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-von-massnahmen-zur-effizienten-gewaehrleistun-der-systemsicherheit.pdf>. Die Formel wurde für die Anforderungen des

oben genannten Algorithmus angepasst. Die Bundesnetzagentur hat dabei den EE-Mindestfaktor über den gesetzlich vorgesehenen Bereich (5 bis 15) alterniert bei einem fixen KWK-Mindestfaktor von 5 (zum KWK-Mindestfaktor von 5 vgl. Abschnitt 3.1).

### **2.2.2 Methodik zum Indikator der CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Als CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden im Rahmen der Simulation die durch das gesamte Redispatch-Volumen beeinflussten Emissionen betrachtet. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen wurden auf Basis des Redispatch-Volumens und weitestgehend anhand kraftwerksspezifischer CO<sub>2</sub>-Werte ermittelt. Betrachtet wurden ausschließlich die Veränderungen im Vergleich zum Marktergebnis. Dabei wurden sowohl positive als auch negative Änderungen des CO-Ausstoßes abgeschätzt.

CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen sich beispielsweise dann, wenn EE-Strom reduziert wird und konventionelle Erzeugungsanlagen zum Ausgleich hochgefahren werden. Geringere CO<sub>2</sub>-Emissionen können beispielsweise dann entstehen, wenn die Reduzierung von Erzeugung mit fossilen Energieträgern (einschließlich KWK-Strom) durch das Hochfahren von Erzeugungsanlagen mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen ersetzt wird.

Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch die Reduzierung von KWK-Strom ist allerdings von diversen Faktoren abhängig: Einfluss auf die Menge des Brennstoffverbrauchs haben unter anderem die Verfügbarkeit einer Ersatzwärmeversorgung, der elektrische und thermische Wirkungsgrad der abgeregelten KWK-Anlage, der Wirkungsgrad der Ersatzwärmeversorgung sowie die Existenz von Wärmespeichern und ähnlichen Einrichtungen zur Flexibilisierung des Wärmebedarfs. Die Höhe der CO<sub>2</sub>-Emissionen durch den Brennstoffverbrauch richtet sich wiederum nach dem Primärenergieträger; die Emissionen können bei einer Ersatzwärmeversorgung je nach eingesetzter Technik unterschiedlich hoch ausfallen (insbesondere im Fall einer elektrischen Ersatzwärmeversorgung). Für die Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch die Reduzierung von KWK-Strom hat sich Bundesnetzagentur daher darauf beschränkt, eine Bandbreite abzuschätzen, innerhalb derer die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Wirkungen unterschiedlicher Mindestfaktoren mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit anzunehmen sind. Dabei liegt der oberen Grenze die Annahme zugrunde, dass durch die Reduzierung von KWK-Strom CO<sub>2</sub>-Einsparungen in Höhe von 30 % entstehen, während die untere Grenze Einsparungen in Höhe von 70 % erfasst. Eine exaktere Abschätzung ist für die Zwecke der Mindestfaktor-Festlegung nicht erforderlich (vgl. Abschnitt 3.1 zu der vorläufigen Abwägung).

### **2.2.3 Methodik zum Indikator der Redispatch-Kosten**

Für die Abschätzung der Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten wurden die saldierten Gesamtkosten der Redispatch-Maßnahmen betrachtet, die unmittelbar aufgrund der Maßnahmen zulasten der Stromverbraucher in Deutschland anfallen.



Kosten fallen vor allem durch den finanziellen Ausgleich der Maßnahmen an. Diese können durch Erlöse, z. B. aufgrund ersparter Brennstoffkosten, gemindert oder durch geringere Kosten an anderer Stelle ausgeglichen werden. Bei Kostenverschiebungen z. B. zwischen Netzentgelten und Umlagen (EEG-, KWK-, § 19-StromNEV-, Offshore-Umlage etc.) wurden allein die saldierten Kostenfolgen zulasten der Stromverbraucher betrachtet. Diese Gesamtkosten-Betrachtung impliziert, dass die Kosten der Reduzierung von EE-Strom mit Null bilanziert werden.

Für die Abschätzung der Auswirkungen unterschiedlich hoher Mindestfaktoren auf die Redispatch-Kosten wurden die nach dem oben erläuterten Modell ermittelten Redispatch-Mengen mit empirischen Durchschnittskosten und -erlösen aus dem Jahr 2018 belegt.

Für die Abschätzung der Kosten der reduzierten KWK-Strommengen sind darüber hinaus weitere Annahmen notwendig, da insoweit keine empirischen Kostenwerte vorliegen. Dabei ergeben sich, neben den für die CO<sub>2</sub>-Emissionen bereits dargestellten Einflussfaktoren auf die Menge der Ersatzwärmeversorgung, weitere Besonderheiten bzgl. der anzunehmenden Kosteneffekte: Die tatsächlichen Kosten bzw. Erlöse, die für Reduzierung von KWK-Strom im jeweiligen Einzelfall entstehen, können sehr unterschiedlich ausfallen. Dabei ergeben sich auf der einen Seite – wie bei sonstiger konventioneller Erzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe – ersparte Aufwendungen z. B. für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte (negative Kosten, die zu einer Entlastung der Stromverbraucher beitragen). Auf der anderen Seite können jedoch zugleich Kosten durch die Beeinträchtigung der gekoppelten Wärmeerzeugung entstehen. Die saldierte Gesamthöhe der Kosten bzw. Erlöse ist deshalb im Einzelfall nicht nur von den oben genannten „Mengenkomponenten“ (u. a. Verfügbarkeit und Art von Ersatzwärmeversorgung, Wärmespeicher etc. sowie Wirkungsgrade), sondern darüber hinaus von kostenspezifischen Faktoren (wie insbesondere den Preisen für den Brennstoff der KWK-Anlage und den Brennstoff der Ersatzwärmeversorgung) abhängig.

Die Abschätzung der KWK-Kosten erfolgt daher ebenfalls auf Grundlage einer Bandbreite an Kostensimulationen, innerhalb derer sich die tatsächlichen Kosteneffekte unterschiedlicher Mindestfaktoren mit hoher Wahrscheinlichkeit bewegen. Die Bandbreite der pauschalierten Kostenwerte basiert auf zwei vereinfachenden Fallannahmen, welche die äußeren Grenzen aufspannen: Dabei bildet die obere Kostengrenze (besonders hohe Kosten) den Fall ab, in dem die Wärmeerzeugung einer KWK-Anlage durch eine teurere Ersatzwärmeversorgung ersetzt wird. Es werden dabei relativ hohe Kosten für die Ersatzwärmeerzeugung zugrunde gelegt. Die Kosten werden durch die ersparten Aufwendungen für Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte der KWK-Anlage (Erlöse bzw. negativer Kosten) reduziert; aufgrund der hohen Ersatzwärmekosten verbleiben allerdings im Saldo Kosten.

Die untere Grenze (besonders niedrige Kosten) ergibt sich aus der Annahme, dass keine Ersatzwärmeversorgung zum Zeitpunkt der Redispatch-Maßnahme erfolgt, da beispielsweise ein Wärmespeicher zur Verfügung steht. Vereinfachend wird für diesen Fall angenommen, dass zwar

keine Erlöse (negative Kosten) zugunsten des Netzbetreibers durch die Erstattung ersparter Brennstoffkosten hinsichtlich der Wärmeerzeugung entstehen, da die Wärmeerzeugung nachgeholt wird, wohl aber hinsichtlich der Stromerzeugung, da die fehlende Stromerzeugung bilanziell ausgeglichen wird und der Anlagenbetreiber insoweit den Aufwand für die Stromerzeugung einspart.

Die beiden Fälle stellen die äußeren Ränder der abschätzbaren Kostenkonstellationen dar. Da in der Realität mit einer Vielzahl von Kostenkonstellationen und daher mit Durchmischungseffekten zu rechnen ist, wurde die Bandbreite durch eine unterschiedliche Gewichtung (jeweils 0,7 zu 0,3) für beide Fälle eingeschränkt. Damit liegt die tatsächliche Kostenkonstellation mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit innerhalb der abgeschätzten Bandbreite.

### **2.3 Auswirkungen auf die Indikatoren (Jahresbetrachtung)**

Hinweis: Da es sich bei den folgenden Auswirkungen um Modellergebnisse handelt, sind für eine Bewertung nicht die absoluten Zahlen, sondern die Verhältnisse und Entwicklungen zueinander entscheidend. Die absoluten Zahlen können daher nicht als Prognose der Auswirkungen des neuen Redispatchverfahrens interpretiert werden.

### 2.3.1 Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen und die reduzierten EE-Mengen

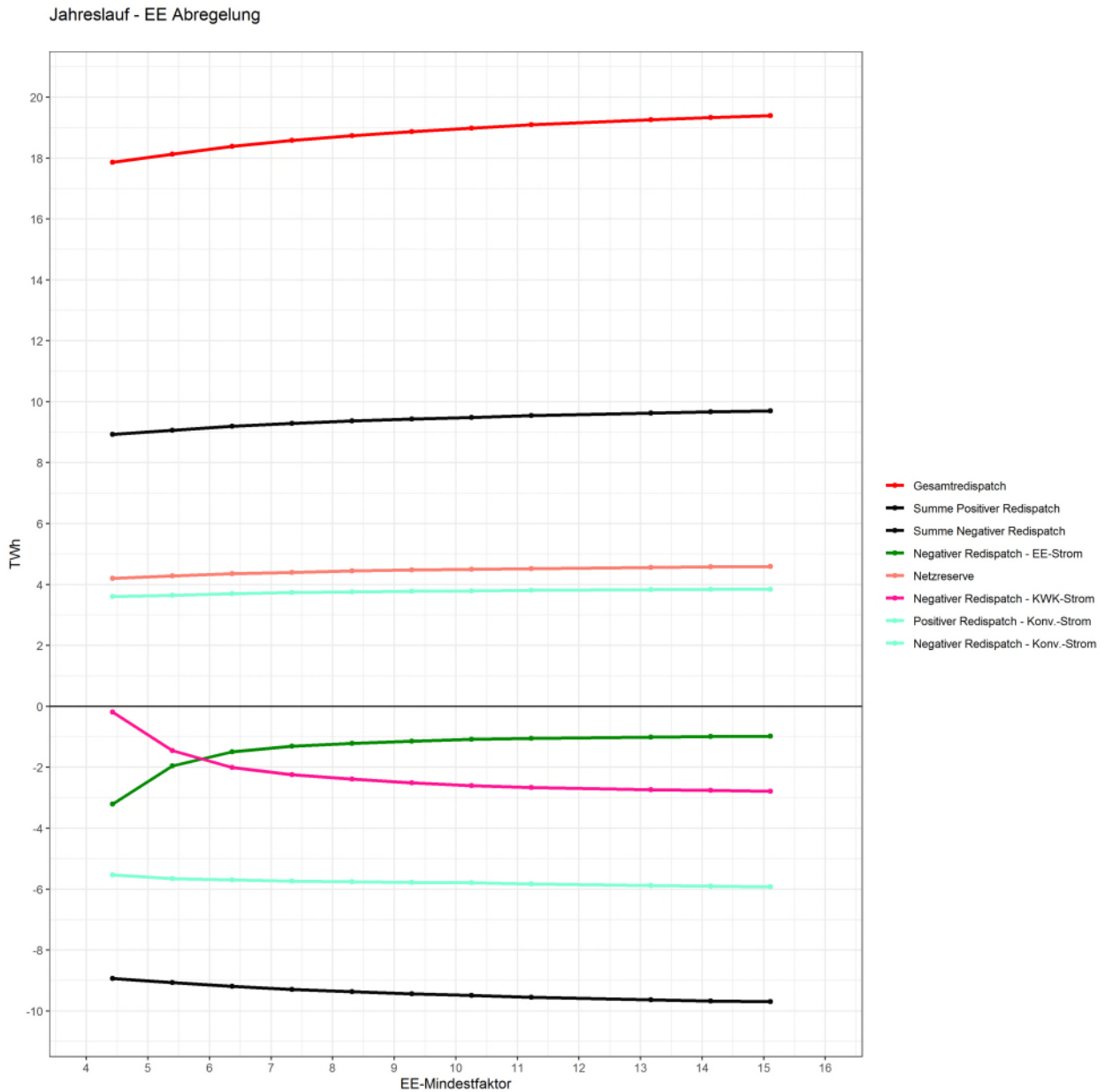


Abbildung 1: Redispatch-Volumen einschließlich reduzierter EE-Mengen

Abbildung 1 zeigt die Auswirkungen, die der EE-Mindestfaktor je nach verschiedenem Faktorwert (X-Achse) auf das Redispatch-Volumen (Y-Achse) im Modell hat. Der KWK-Mindestfaktor wurde für diese Betrachtung mit dem Wert 5 angesetzt (zum KWK-Mindestfaktor von 5 vgl. Abschnitt 3.1).

Positiver Redispatch ist jeweils oberhalb der X-Achse eingetragen, negativer Redispatch unterhalb. Die Abbildung zeigt das gesamte Redispatch-Volumen und differenziert wie folgt:

- *Gesamtredispatch*: Umfasst das gesamte Redispatch-Volumen und ergibt sich als Summe aus positivem und negativem Redispatch.

- *Summe negativer Redispatch*: Umfasst die gesamten Reduzierungen aller Anlagen. Ergibt sich somit als Summe des negativen Redispatches mit Strom aus konventionellen Anlagen (Kondensationsstromanteil der KWK-Anlagen und weitere konventionelle Erzeugung), mit KWK-Strom sowie mit EE-Strom.
- *Summe positiver Redispatch*: Umfasst das Hochfahren aller Anlagen. Ergibt sich somit als Summe des positiven Redispatches mit Netzreserve, mit Strom aus konventionellen Anlagen (Kondensationsstromanteil der KWK-Anlagen und weitere konventionelle Erzeugung) sowie mit KWK-Strom.
- *Negativer Redispatch – konventioneller Strom*: Umfasst den negativen Redispatch mit konventionellen Anlagen (Kondensationsstromanteil der KWK-Anlagen und weitere konventionelle Erzeugung).
- *Positiver Redispatch – konventioneller Strom*: Umfasst den positiven Redispatch mit konventionellen Anlagen (Kondensationsstromanteil der KWK-Anlagen und weitere konventionelle Erzeugung).
- *Netzreserve*: Umfasst den positiven Redispatch mit Netzreservekraftwerken.
- *Negativer Redispatch – KWK-Strom*: Umfasst den negativen Redispatch mit KWK-Strom.
- *Negativer Redispatch – EE-Strom*: Umfasst den negativen Redispatch mit EE-Strom.

Anhand der dargestellten Kurven ist zu erkennen, dass innerhalb des gesetzlichen Rahmens für den EE-Mindestfaktor von 5 bis 15 das gesamte Redispatch-Volumen (*Gesamtre dispatch*) nur geringfügig durch die Wahl des EE-Mindestfaktors beeinflusst wird. Bei der Betrachtung der EE-Mindestfaktoren 5 und 15 liegt der relative Unterschied des Gesamtvolumens bei ca. 8 Prozent. Einen relativ konstanten Verlauf weisen ebenfalls die Kurven für den Redispatch mit nicht vorrangberechtigter Erzeugung (*Negativer und positiver Redispatch - konventioneller Strom*) sowie für den Einsatz der Netzreservekraftwerke (*Netzreserve*) auf.

Im Gegensatz dazu ist zwischen negativem Redispatch mit KWK-Strom (*negativer Redispatch – KWK-Strom*) sowie mit EE-Strom (*Negativer Redispatch EE-Strom*) ein deutlicher Abtausch zu erkennen: Während bei einem EE-Mindestfaktor von 5 kaum KWK-Strom abgeregelt würde, steigt die Reduzierung von KWK-Strom mit steigendem Mindestfaktor zunächst stark, ab einem EE-Mindestfaktor von ca. 10 jedoch nur noch geringfügig an. Im Gegenzug nimmt die Reduzierung von EE-Strom mit zunehmendem Wert des EE-Mindestfaktors nahezu korrespondierend ab.

Abbildung 1 macht zum einen deutlich, dass ab einem EE-Mindestfaktor von 5 (bei einem KWK-Mindestfaktor von 5) der EE-Einspeisevorrang gegenüber nicht vorrangberechtigter Erzeugung grundsätzlich gewahrt ist. Zum anderen geht daraus hervor, dass mit einem KWK-Mindestfaktor von 5 auch der Vorrang des KWK-Stroms gegenüber nicht vorrangberechtigter Erzeugung verwirklicht wird. Das Redispatch-Potential der nicht bevorrechtigten Erzeugung wird nahezu vollständig genutzt, bevor auf KWK-Strom oder EE-Strom zurückgegriffen wird: Auch der Ansatz höherer Werte für den EE-Mindestfaktor führt nur zu einem geringen Anstieg des Volumens an „*negativem Redispatch – konventioneller Strom*“.

Es wird ferner deutlich, dass umso mehr EE-Strom reduziert wird, je näher der EE-Mindestfaktor und der KWK-Mindestfaktor aneinander liegen. Mit steigendem Abstand zwischen den Faktoren ändert sich dies: Es wird mehr KWK-Strom und weniger EE-Strom reduziert. Ein nur leicht höherer Wert des EE-Mindestfaktors gegenüber dem KWK-Mindestfaktor führt noch nicht dazu, dass EE-Strom grundsätzlich nachrangig gegenüber KWK-Strom abgeregelt wird. Ab einem Abstand von 5 zwischen den beiden Faktoren (bei einem KWK-Mindestfaktor von 5 also ab einem EE-Mindestfaktor von 10) wird dagegen der Einspeisevorrang des EE-Stroms vor dem KWK-Strom grundsätzlich verwirklicht; eine weitere Steigerung des EE-Mindestfaktors hat keine relevanten Auswirkungen mehr.

Zusammengefasst hat die Höhe des EE-Mindestfaktors einerseits nur geringe Auswirkungen auf den Indikator des Gesamtvolumens an jährlichen Redispatch-Mengen (*Gesamtredispatch*), andererseits jedoch nicht unerhebliche Auswirkungen auf den Indikator der reduzierten EE-Mengen (*Negativer Redispatch – EE-Strom*).

### 2.3.2 Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen

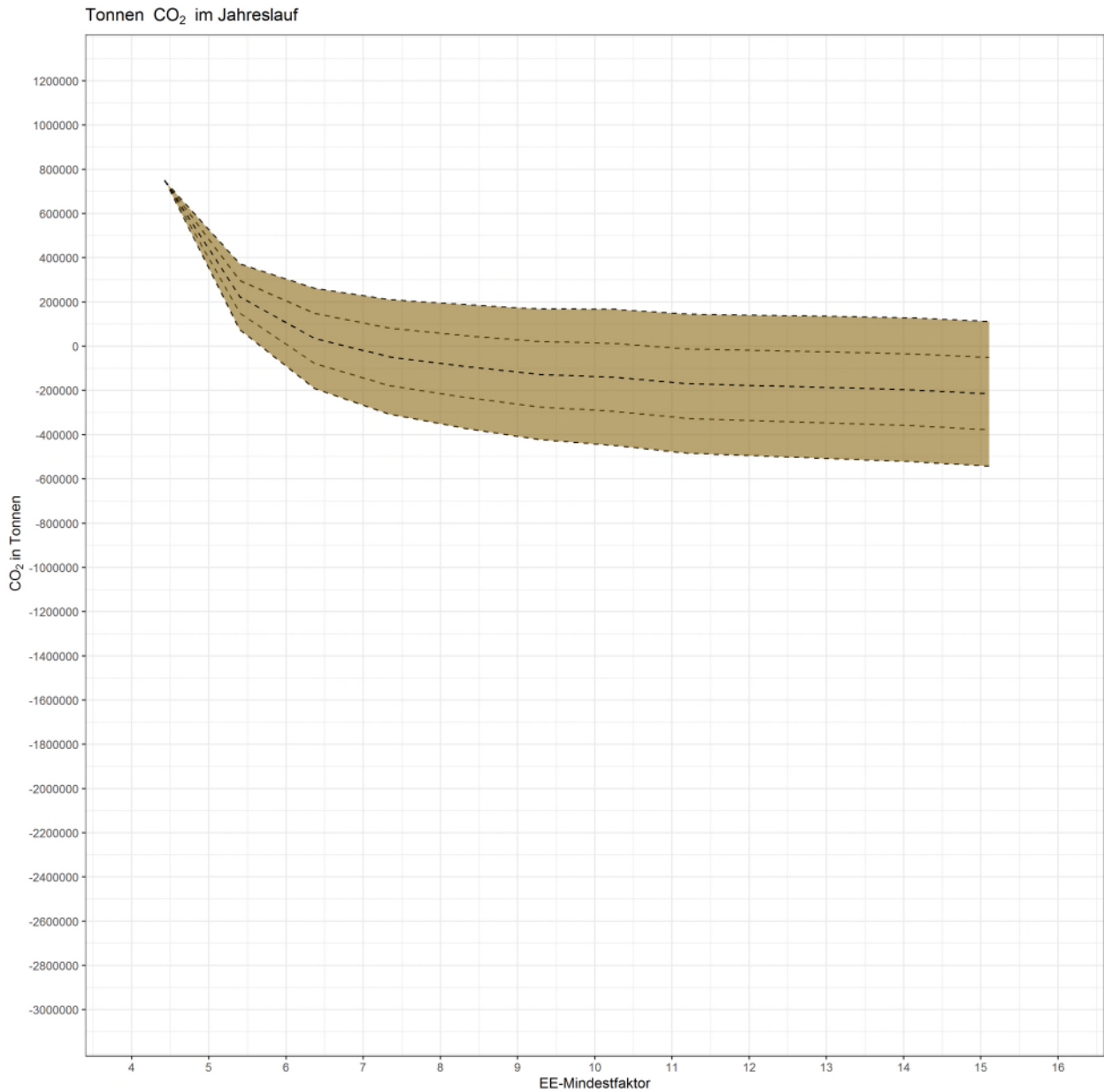


Abbildung 2: Beeinflussung CO<sub>2</sub>-Emissionen durch Redispatch

Zur Einordnung der dargestellten CO<sub>2</sub>-Effekte ist zu berücksichtigen, dass die ersichtlichen Mengen allein die durch Redispatch ausgelösten CO<sub>2</sub>-Emissionen wiedergeben.

Abbildung 2 zeigt die Auswirkungen, die der EE-Mindestfaktor je nach Faktor-Wert auf diese CO<sub>2</sub>-Emissionen hat. Mit höherem EE-Mindestfaktor ist im Vergleich zu einem EE-Mindestfaktor von 5 in allen Fällen ein Sinken des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes zu beobachten. Dieser Effekt korrespondiert mit dem in Abbildung 1 zu erkennenden Abtausch zwischen der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-freiem EE-Strom und von fossilem KWK-Strom: Je weniger EE-Strom reduziert wird, desto geringer fallen die Umweltbelastungen durch CO<sub>2</sub>-Emissionen aus.

Die aufgezeigte Bandbreite an möglichen Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen ergibt sich aus den dargestellten methodischen Annahmen für die Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Effekte von reduziertem KWK-Strom (vgl. Abschnitt 2.2.2). Die Verläufe innerhalb der Bandbreite zeigen, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen mit steigenden Mindestfaktor-Werten im Vergleich zu Faktor 5 sinken, wobei der Verlauf der Kurven mit zunehmendem EE-Mindestfaktor zusehends abflacht. Die Abflachung erfolgt je nach Annahme unterschiedlich schnell; ab Faktor 10 ist der Hauptteil der (gegenüber Mindestfaktor 5) erzielbaren CO<sub>2</sub>-Einsparungen unter allen Annahmen weitgehend realisiert.

Alle Verläufe innerhalb der Bandbreite möglicher CO<sub>2</sub>-Effekte von reduziertem KWK-Strom verdeutlichen den deutlichen Zusammenhang zwischen höherem EE-Mindestfaktor (insbesondere bis Faktor 10) und geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die unterschiedlichen Verläufe innerhalb der Bandbreite zeigen zwar, dass die Reduzierung von KWK-Strom je nach Erforderlichkeit und Ausstattung einer Ersatzwärmeversorgung durchaus unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Folge haben kann. Insofern können technische Anpassungen wie beispielsweise eine zunehmende künftige Erschließung von elektrischer Ersatzwärmeerzeugung zu sinkenden CO<sub>2</sub>-Emissionen und somit tendenziell zu Verschiebungen der Auswirkungen führen. Der dargestellte Zusammenhang zwischen EE-Mindestfaktor und CO<sub>2</sub>-Emissionen wird durch die unterschiedlichen Annahmen innerhalb der Bandbreite jedoch nicht in Frage gestellt.

### 2.3.3 Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten

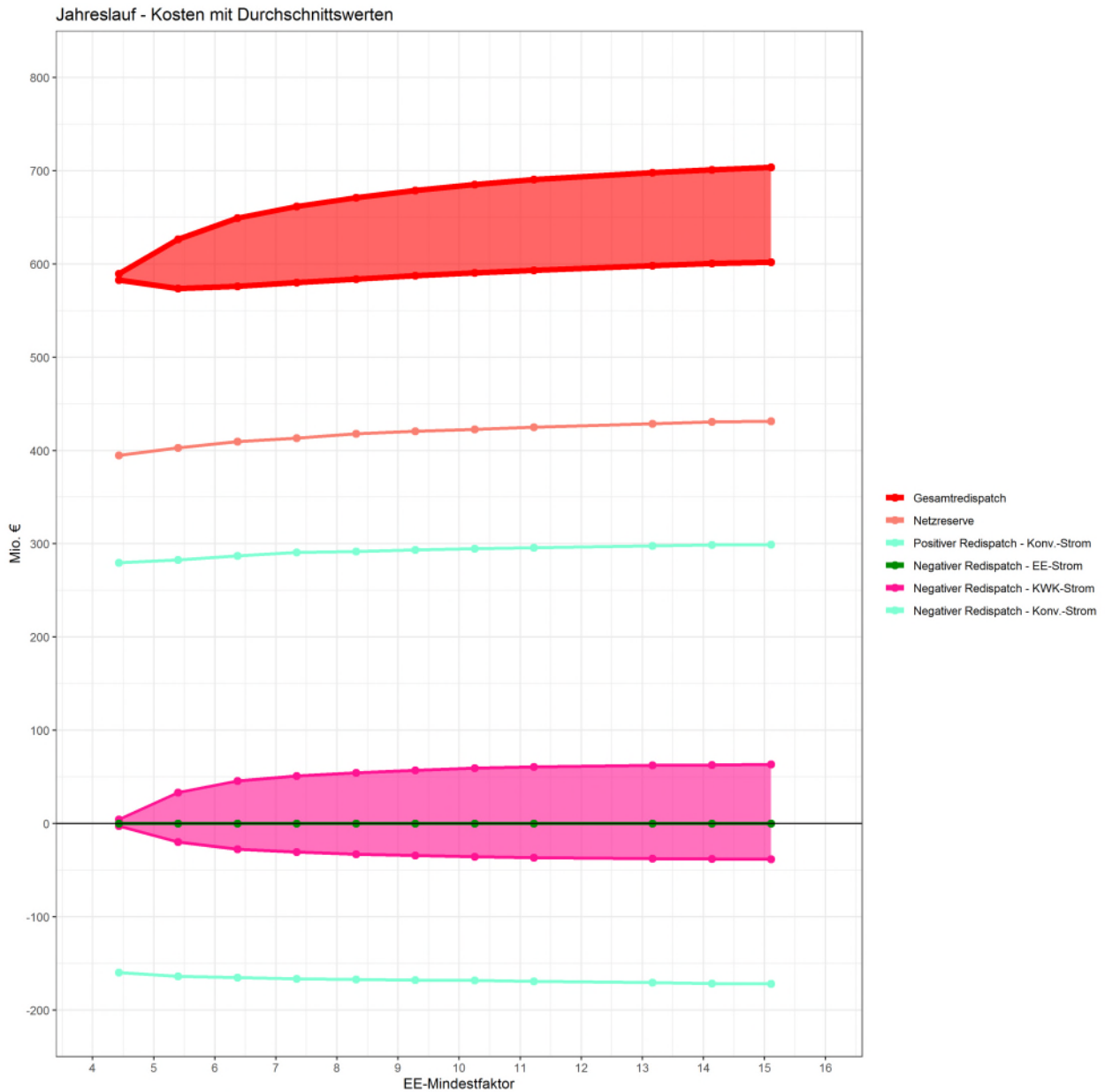


Abbildung 3: Redispatch-Kosten

Abbildung 3 zeigt die Auswirkungen, die der EE-Mindestfaktor je nach Faktor-Wert auf die Kosten hat, die von den Stromverbrauchern insgesamt infolge der Redispatch-Maßnahmen zu tragen sind (vgl. zur zugrundeliegenden Methodik Abschnitt 2.2.3).

Differenziert wird auch kostenseitig – entsprechend der obigen Betrachtung der Redispatch-Mengen – nach verschiedenen Anlagengruppen:

- **Gesamtdispatch:** Umfasst die wahrscheinliche Bandbreite an saldierten Gesamtkosten, die sich aus Kosten und Erlösen aller Redispatch-Maßnahmen (positiv und negativ) ergeben.



- *Negativer Redispatch – konventioneller Strom*: Umfasst die Erlöse, die durch die Reduzierung konventioneller Anlagen entstehen (insbesondere eingesparte Brennstoffkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte).
- *Positiver Redispatch – konventioneller Strom*: Umfasst die Kosten für den Einsatz von konventionellen Anlagen (insbesondere Kosten für Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte).
- *Netzreserve*: Umfasst die Einsatzkosten für die Netzreservekraftwerke.
- *Negativer Redispatch – KWK-Strom*: Umfasst die wahrscheinliche Bandbreite der saldierten Gesamtkosten zulasten der Stromverbraucher bei negativem Redispatch mit KWK-Strom.
- *Negativer Redispatch – EE-Strom*: Umfasst die saldierten (neutralen) Gesamtkosten zulasten der Stromverbraucher bei negativem Redispatch mit EE-Strom.

Betrachtet man die Bandbreite an möglichen Auswirkungen auf die Gesamtkosten aller Redispatch-Maßnahmen (*Gesamtredispatch*), wird deutlich, dass die Kosten mit steigenden Werten für den EE-Mindestfaktor unter allen Annahmen steigen. Im günstigsten Verlaufsfall der unteren Kostengrenze kommt es zu einem sehr flachen Anstieg. Doch auch im ungünstigsten Verlaufsfall der obersten Kostengrenze bleibt der Anstieg in einem moderaten Bereich. Für den deutlich wahrscheinlicheren Zwischenbereich der Bandbreite gilt das erst recht. Der stärkste Kostenanstieg findet zwischen besonders niedrigen Faktoren knapp über 5 statt; mit steigenden Faktorwerten nimmt die Steigung schnell ab.

Wie Abbildung 3 verdeutlicht, hängt die aufgezeigte Bandbreite der Gesamtkosten im Wesentlichen von der Bandbreite der Kosten für die Reduzierung von KWK-Strom (*negativer Redispatch – KWK-Strom*) ab. Dieser Zusammenhang ist anhand der Ergebnisse gut nachvollziehbar, da die Kosten für die Reduzierung von EE-Strom (*negativer Redispatch – EE-Strom*) vom Wert des Mindestfaktors entkoppelt sind und die Kosten- bzw. Erlös-Kurven für das Hochfahren bzw. die Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung (*Redispatch konventioneller Strom – positiv und negativ*) sehr flache Steigungen aufweisen. Die Kosten-Kurve für den Netzreserveeinsatz (*Netzreserve*) verzeichnet ebenfalls nur einen flachen Anstieg.

Die aufgezeigte Bandbreite an möglichen Auswirkungen auf die Kosten für die Reduzierung von KWK-Strom (*negativer Redispatch – KWK-Strom*) ergibt sich aus den methodischen Annahmen für die Abschätzung der saldiert anfallenden Gesamtkosten bei einer Reduzierung von KWK-Strom (vgl. Abschnitt 2.2.3). Auch hier zeigt sich, dass die Bandbreite selbst im ungünstigsten Verlaufsfall der obersten Kostengrenze zu einem moderaten Anstieg dieser Kosten führt. Im günstigsten Verlaufsfall der untersten Kostengrenze führt die Reduzierung von KWK-Strom im Saldo zu negativen Kosten, also Erlösen. Der stärkste Anstieg ist auch hier zwischen besonders niedrigen Faktoren knapp über 5 zu verzeichnen; mit steigenden Faktorwerten nehmen die Steigungen (in beide Richtungen) ab.

## 2.4 Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen in kritischen Stunden

50 Stunden mit hoechstem Verhaeltnis von WKA Einspeisung zu Last  
Gesamte Last: 2466 GWh; Gesamte WKA Einspeisung: 2450 GWh; Gesamte PV Einspeisung: 31 GWh

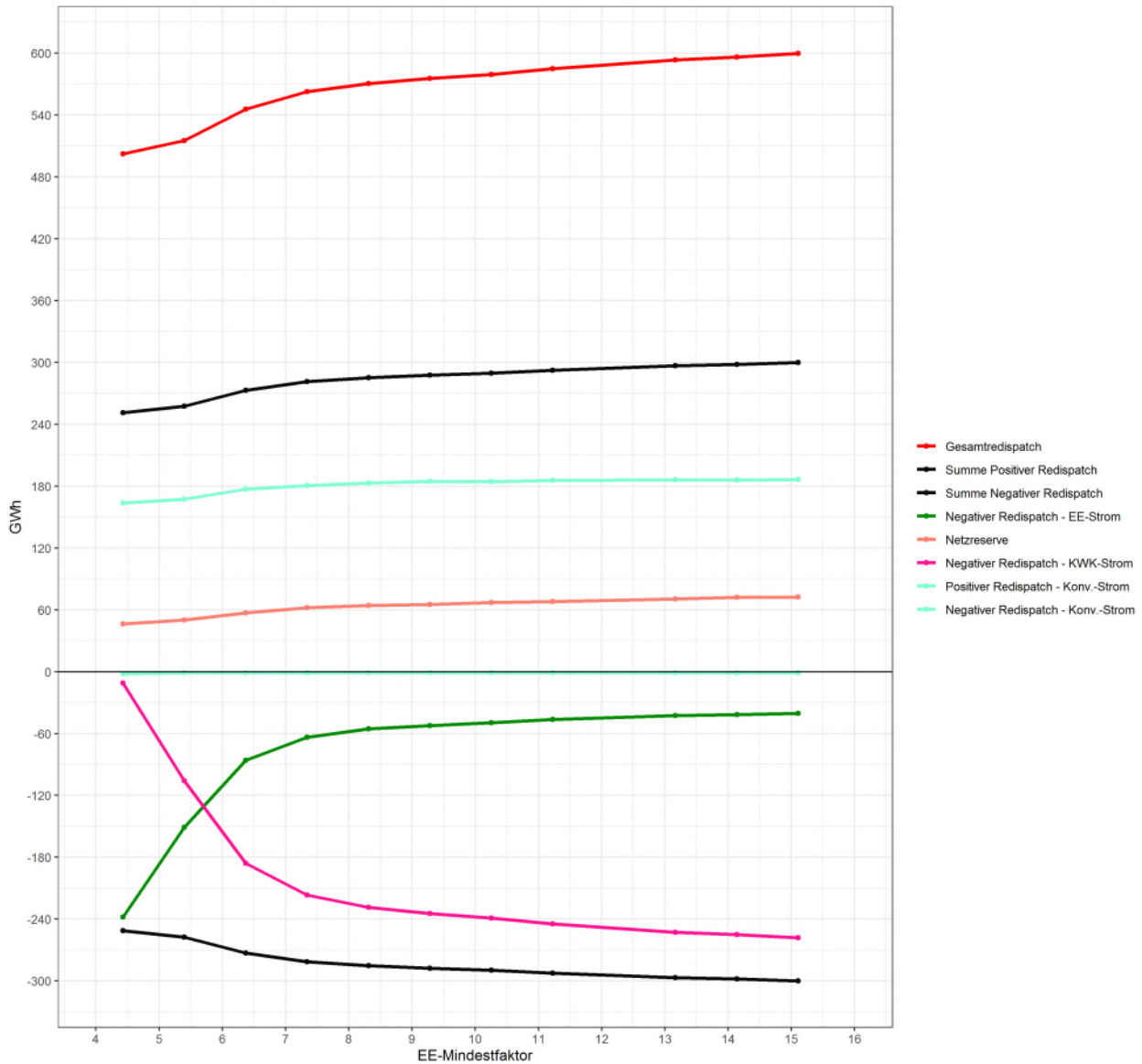


Abbildung 4: Redispatch-Volumen einschließlich reduzierter EE-Mengen der 50 Stunden mit dem höchsten Verhältnis von EE-Einspeisung zur Last

Ergänzend wurden die Auswirkungen verschiedener EE-Mindestfaktoren auf besonders kritische Stunden des Jahres untersucht. Dabei handelt es sich um Stunden, in denen auf eine hohe EE-Erzeugung (vor allem Windenergie) auf eine niedrige Last trifft. Abbildung 4 zeigt die Redispatch-Mengen einschließlich der abgeregelten EE-Mengen für die 50 Stunden des Jahres, in denen das Verhältnis von EE-Einspeisung und Last am höchsten ist. Die Differenzierung entspricht der obigen Darstellung zu den Redispatch-Mengen (Abschnitt 2.3.1).

Es ist anzumerken, dass das Redispatch-Volumen in diesen Stunden überdurchschnittlich hoch ist. Während im Jahreslauf durchschnittlich ein Redispatch-Volumen von 2 GWh vorliegt, ist in

den vorliegenden 50 Stunden ein durchschnittliches Redispatch-Volumen von 10-12 GWh zu verzeichnen.

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.

Wie im Jahreslauf lässt sich auch für diese Stunden ein Abtausch zwischen der Reduzierung von EE-Strom und KWK-Strom erkennen. Die prozentuale Änderung beider Kurven ist jedoch im Bereich eines EE-Mindestfaktors von 5 bis 10 deutlich größer als in der Jahresbetrachtung. Dies erklärt sich aus der beschriebenen Einspeisesituation mit viel vorrangberechtigtem und wenig konventionellem Strom.

Schließlich lässt sich unter anderem mit Blick auf das Gesamtvolumen an Redispatch (*Gesamtredispatch*) erkennen, dass der EE-Mindestfaktor in diesen Stunden einen stärkeren Einfluss auf das Redispatch-Volumen hat als bei den Jahresbetrachtungen.

Die Auswirkungen deuten darauf hin, dass es bei einem kleineren EE-Mindestfaktor im Vergleich zu höheren Mindestfaktoren eher dazu kommt, dass EE-Anlagen mit besonders guter Wirkung auf Engpässe zum Redispatch herangezogen werden. Die Wahrung der Netz- und Systemsicherheit kann dadurch insbesondere in kritischen Stunden erleichtert werden.

### **3 Vorläufige Abwägung**

#### **3.1 Festlegung der Mindestfaktoren**

Für die Bestimmung des EE-Mindestfaktors und des KWK-Mindestfaktors sind zunächst die Ermessensgrenzen zu bestimmen, über die die Bundesnetzagentur nicht hinausgehen darf. Neben den durch das EnWG gesetzten Grenzen für die Mindestfaktoren – jeweils in Höhe von 5 bis 15 – ergeben sich Ermessensgrenzen vor allem aus dem europarechtlichen Einspeisevorrang für EE- und KWK-Strom: Zum einen genießen EE- und KWK-Strom grundsätzlich Einspeisevorrang vor nicht vorrangberechtigter Erzeugung, zum anderen genießt EE-Strom grundsätzlich Vorrang vor KWK-Strom (vgl. Abschnitt 1 zum rechtlichen Rahmen).

Die Modellrechnungen haben gezeigt, dass der grundsätzliche Einspeisevorrang von EE- und KWK-Strom vor sonstigem, nicht vorrangberechtigtem Strom bereits mit einem EE- und KWK-Mindestfaktor von jeweils 5 erreicht wird. Das negative Redispatch-Potential der nicht vorrangberechtigten Erzeugung wird bei diesem Wert bereits größtenteils genutzt. Der sehr geringfügige Abtausch zwischen negativem Redispatch mit nicht vorrangberechtigter Erzeugung und EE-Anlagen, der durch einen höheren EE-Mindestfaktor erreicht wird, macht deutlich, dass bereits bei einem Mindestfaktor von 5 nur in Ausnahmefällen vom Einspeisevorrang abgewichen wird. Das

entspricht den rechtlichen Vorgaben sowohl des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes als auch der europäischen Elektrizitätsbinnenmarktverordnung.

Die Modellrechnungen haben ferner gezeigt, dass der grundsätzliche Einspeisevorrang von EE-Strom vor KWK-Strom nur erreicht wird, wenn der EE-Mindestfaktor deutlich höher ist als der KWK-Mindestfaktor. Aus den Auswirkungen auf das Redispatch-Volumen und die reduzierten EE-Mengen (Abschnitt 2.3.1, insb. Abbildung 1) wird deutlich, dass bei einer Differenz der beiden Mindestfaktoren von weniger als ca. 5 die Gefahr besteht, dass regelmäßig Reduzierungen von EE-Strom vorgenommen werden, obwohl alternativ KWK-Strom reduziert werden könnte, und dass damit die europarechtlichen Voraussetzungen für ein Abweichen vom Grundsatz des EE-Einspeisevorrangs nach Art. 13 Abs. 6 Bst. a) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung nicht gewahrt wären. Vielmehr findet bei gleich hohem EE- und KWK-Mindestfaktor nahezu keine Reduzierung von KWK-Strom statt, obwohl diese – dies zeigen die Ergebnisse bei höheren EE-Mindestfaktoren – technisch durchaus zur Engpassbeseitigung geeignet wäre. Zwar kann, wie die Auswirkungen auf die Redispatch-Kosten (Abschnitt 2.3.3, insb. Abbildung 2) verdeutlichen, die vorrangige Reduzierung von EE-Erzeugung in einem gewissen Umfang zu geringeren Kosten führen. Der Unterschied ist jedoch nicht so gravierend und angesichts der Bandbreite möglicher Kostenfolgen jedenfalls nicht so eindeutig, dass damit die Anforderungen des Art. 13 Abs. 6 Bst. a) Elektrizitätsbinnenmarktverordnung („erheblich unverhältnismäßig hohe Kosten“) erfüllt sind.

Damit ergeben sich folgende Ermessensgrenzen:

KWK-Mindestfaktor: 5 bis 15

EE-Mindestfaktor: 5 bis 15, wobei der EE-Mindestfaktor mindestens um 5 höher als der KWK-Mindestfaktor sein muss.

Als zweiter Schritt ist unter Abwägung der betroffenen Belange und insbesondere der Ziele des § 1 EnWG (vgl. Abschnitt 1) zu bestimmen, welcher EE-Mindestfaktor und welcher KWK-Mindestfaktor innerhalb dieser Ermessensgrenzen zweckmäßig ist.

Da der rechtlich gebotene Einspeisevorrang von KWK-Strom gegenüber nicht vorrangberechtigtem Strom bereits mit einem KWK-Mindestfaktor von 5 vollumfänglich gewahrt wird, erscheint nicht als zweckmäßig, den KWK-Mindestfaktor darüber hinaus anzuheben. Ein höherer KWK-Mindestfaktor würde sich voraussichtlich nur sehr gering auf die jährliche Menge an reduziertem KWK-Strom auswirken. Zugleich würde die – vom Gesetzgeber bezweckte (vgl. BT-Drs. 19/7375, S. 52) – Nutzung von KWK-Anlagen, die gut auf Engpässe wirken, für Redispatch-Zwecke erschwert. Die Ziele der Systemsicherheit und Preisgünstigkeit sprechen daher gegen eine Anhebung des KWK-Mindestfaktors. Hinzu kommt, dass bei Anhebung des KWK-Mindestfaktors auch der EE-Mindestfaktor entsprechend angehoben werden müsste, um den europarechtlich gebotenen Einspeisevorrang des EE-Strom gegenüber KWK-Strom einzuhalten. Daher würde sich an

dem Verhältnis der Reduzierungen von EE- und KWK-Strom im Wesentlichen nichts ändern. Die Abwägung spricht daher dafür, den KWK-Mindestfaktor mit dem Wert 5 festzulegen.

Bei einem KWK-Mindestfaktor von 5 muss der EE-Mindestfaktor nach den dargelegten Ermessensgrenzen mindestens 10 betragen. Es stellt sich folglich die Frage, ob ein höherer EE-Mindestfaktor als 10 zweckmäßig wäre. Das ist nicht der Fall. Ein EE-Mindestfaktor von 10 erscheint in Kombination mit einem KWK-Mindestfaktor von 5 auch unter Berücksichtigung und Abwägung der Ziele nach § 1 EnWG als zweckmäßig:

Das Ziel der Sicherheit und Netzverträglichkeit ist gewahrt. Der Indikator des Redispatch-Volumens wird bei Betrachtung der jährlichen Gesamtmengen durch die Höhe des EE-Mindestfaktors nicht wesentlich verändert. Ein höherer EE-Mindestfaktor als 10 führt nur noch zu einer sehr geringen Verschiebung der jährlichen Redispatch-Mengen. Insgesamt lässt sich feststellen, dass eine Anhebung des EE-Mindestfaktors über 10 in der Gesamtbetrachtung der Jahresmengen kaum Auswirkungen hat.

Durch das Abweichen von einem starren Einspeisevorrang kann der EE-Mindestfaktor – trotz der geringen Auswirkungen auf die Jahrgesamtmengen – in einzelnen Stunden und Engpass-Konstellationen jedoch durchaus zu einer Senkung des Redispatch-Volumens beitragen. Dies bestätigen die Auswirkungen in den 50 kritischsten Stunden des Jahres (Abschnitt 2.4, insb. Abbildung 4). Das Ziel des Gesetzgebers, durch eine Reduzierung des Redispatch-Volumens „in bestimmten Situationen und Stunden des Jahres“ die Systemsicherheit zu stärken (vgl. Gesetzesbegründung zu § 13 Abs. 1a EnWG, BT-Drs. 19/7375, S. 52), wird im vorgegebenen Rahmen erreicht. Die Lösung konkreter, besonders kritischer Stunden kann jedoch mit höherem EE-Mindestfaktor tendenziell schwieriger werden. Das Ziel der Sicherheit und Netzverträglichkeit spricht daher – auch bei geringen Auswirkungen auf die Jahresgesamtmengen – dafür, den EE-Mindestfaktor auf das für den Einspeisevorrang und die Umweltziele erforderliche Maß zu begrenzen und nicht über den Wert von 10 hinauszugehen.

Die Festlegung des EE-Mindestfaktors in Höhe von 10 bei einem KWK-Mindestfaktor von 5 wird auch dem Ziel der Umweltverträglichkeit gerecht. Für beide Indikatoren zur Umweltverträglichkeit, die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die reduzierte EE-Menge, ergibt sich ein übereinstimmendes Bild: Die wesentlichen Effekte zugunsten der Umwelt werden bereits durch einen EE-Mindestfaktor von 10 im Vergleich zu niedrigeren Faktorwerten realisiert. Dementsprechend verringern sich durch einen EE-Mindestfaktor über 10 die CO<sub>2</sub>-Emissionen und die reduzierten EE-Mengen nur noch geringfügig. Zwar liegt keine exakte Modellierung der Auswirkung unterschiedlich hoher EE-Mindestfaktoren vor, sondern nur die Abschätzung einer Bandbreite, innerhalb derer sich die Auswirkungen auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen sehr wahrscheinlich bewegen (vgl. Abschnitte 2.2.2 und 2.3.2, insb. Abbildung 2). Die Abschätzung der Bandbreite ist für die vorzunehmende Abwägung jedoch ausreichend. Alle Verläufe innerhalb der Bandbreite möglicher CO<sub>2</sub>-Effekte verlaufen ab einem Faktor

von 10 konstant, so dass keine nennenswerte CO<sub>2</sub>-Einsparungen mit einem Faktor über 10 realisierbar sind.

Auch das Ziel der Preisgünstigkeit und Effizienz bleibt gewahrt. Zwar liegt keine exakte Modellierung der Auswirkung unterschiedlich hoher EE-Mindestfaktoren vor, sondern nur die Abschätzung einer Bandbreite, innerhalb derer sich die Kosten sehr wahrscheinlich bewegen (vgl. Abschnitte 2.2.3 und 2.3.3, insb. Abbildung 3). Die Abschätzung der Bandbreite ist für die vorzunehmende Abwägung jedoch ausreichend. Allen angenommenen Verläufen innerhalb der Bandbreite ist gemein, dass eine Anhebung des EE-Mindestfaktors über 10 jedenfalls nur geringe Auswirkungen auf die jährlichen Kosten hat. Daher steht die verbleibende Unsicherheit über die genaue Kostenentwicklung einer Entscheidung für einen EE-Mindestfaktor von 10 jedenfalls nicht im Wege. Die geringfügige Steigerung der Kosten spricht allerdings dafür, den EE-Mindestfaktor nicht über 10 anzuheben.

Nach alledem erscheinen nach vorläufiger Abwägung folgende Mindestfaktoren als zweckmäßig:

EE-Mindestfaktor: 10

KWK-Mindestfaktor: 5

### **3.2 Vorgaben zur Bestimmung der kalkulatorischen Preise**

Die Bundesnetzagentur hält nach vorläufiger Einschätzung eine jährliche Bestimmung der einheitlichen kalkulatorischen Preise für zweckmäßig. Eine jährliche Bestimmung stellt einen angemessenen Ausgleich zwischen der Genauigkeit der Bestimmung einerseits und einem angemessenen Aufwand bei der Umsetzung andererseits dar. Orientiert an den gesetzlichen Fristen zum Inkrafttreten der Neuregelungen des optimierten Redispatch erscheint es naheliegend, die kalkulatorischen Preise mit Wirkung ab dem 1. Oktober des jeweiligen Kalenderjahres zu bestimmen. Die Preise sind ab diesem Zeitpunkt einheitlich anzusetzen, bis sie durch aktualisierte Werte im darauffolgenden Jahr ersetzt werden.

Die Bundesnetzagentur hält es nach vorläufiger Einschätzung für zweckmäßig, dass die Bestimmung der kalkulatorischen Preise durch die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung erfolgt. Diese verfügen über die notwendigen Informationen – insbesondere die durchschnittlichen Kosten für positiven und negativen Redispatch mit nicht vorrangberechtigtem Strom –, um die Vorgabe zur Bestimmung des kalkulatorischen EE-Preises nach § 13 Abs. 1a S. 2 EnWG und des kalkulatorischen KWK-Preises nach § 13 Abs. 1b Nr. 2 i. V. m. Abs. 1a S. 2 EnWG nach Maßgabe des EE- und des KWK-Mindestfaktors praktisch umzusetzen. Damit wird zugleich sichergestellt, dass die notwendigen Informationen, die teilweise Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Drit-

ter sind, nicht einem weiteren Kreis bekannt gemacht werden müssen, als sie ohnehin schon bekannt sind. Das Gleiche gilt für die Bestimmung des einheitlichen kalkulatorischen NR-Preis gemäß § 13 Abs. 1c EnWG für den Einsatz der Netzreserve.

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.

Die kalkulatorischen Preise sind jeweils spätestens bis zum 1. September eines Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite der Übertragungsnetzbetreiber zu veröffentlichen. Damit ist sichergestellt, dass die jährlich aktualisierten Werte mit einem Mindestvorlauf von einem Monat öffentlich vorliegen und von allen Netzbetreibern bei der netzübergreifenden Optimierung des Redispatch nach § 13 Abs. 1 S. 2 EnWG einheitlich zugrunde gelegt werden.

Für die erstmalige Bestimmung der kalkulatorischen Preise im Jahr 2021 können die Übertragungsnetzbetreiber nicht zu einer vorlaufenden Veröffentlichung verpflichtet werden, da die Festlegung nach § 13j Abs. 5 EnWG „frühestens mit Wirkung zum 1. Oktober 2021“ erfolgen kann. Die Frist für die Veröffentlichung fällt daher im Jahr 2021 mit dem Tag des Inkrafttretens zusammen. Es bleibt den Übertragungsnetzbetreibern jedoch unbenommen, die Werte für das Jahr 2021 bereits vorab zu veröffentlichen.

Soweit die Netzbetreiber Algorithmen für die Optimierung des Redispatch-Einsatzes verwenden, liegt es in ihrer Verantwortung, die Algorithmen bzw. Inputparameter so zu parametrieren, dass die vorgegebenen Mindestfaktoren in der Praxis in der Regel eingehalten werden.