



Beschlusskammer 8

Aktenzeichen: BK8-22/001-A

Einleitung einer Konsultation

Wegen der Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG im Wege einer Festlegung nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG i.V.m. 29 Abs. 1 EnWG

hat die Beschlusskammer 8 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn,

am 19.01.2022 ein Festlegungsverfahren

gegenüber den Betreibern von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch den Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, und den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen

eingeleitet.

I.

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, 706) wurden die Regelungen zum Einspeisemanagement aus dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2017) mit Wirkung zum 01.10.2021 in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt. Strom- und spannungsbedingte Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch den Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind nunmehr einheitlich in § 13a (i.V.m. § 14 Abs. 1 und 1c) EnWG geregelt.¹

§ 13a Abs. 2 EnWG kodifiziert einen Anspruch des Betreibers der betroffenen Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie auf finanziellen Ausgleich, unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 1a S. 1 EnWG. Die Bundesnetzagentur kann nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG durch Festlegung nach § 29 Abs. 1 EnWG, unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 und der Grundsätze des § 1a EnWG, nähere Bestimmungen zum finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG treffen.

Die Regelungen des § 13a EnWG wurden bereits durch verschiedene Festlegungen der Bundesnetzagentur weiter ausgestaltet. Mit der Festlegung vom 06.11.2020 hat die die Beschlusskammer 6 weitere Vorgaben zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (Aktenzeichen: BK6-20-059) gemacht. Ergänzende Regelungen werden durch die Festlegung der Beschlusskammer 6 vom 13.03.2021 zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (Aktenzeichen: BK6-20-060), deren Festlegung vom 23.03.2021 zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (Aktenzeichen: BK6-20-061) sowie die Festlegung der Bundesnetzagentur vom 30.11.2020 von näheren Bestimmungen

¹ Nach § 13 Abs. 1 S. 3 EnWG können auch Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 100 Kilowatt von den Energieversorgungsnetzbetreibern nachrangig für Redispatch-Maßnahmen eingesetzt werden. Die Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs sollte in allen Fällen gleichartig erfolgen.

im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Aktenzeichen: PGMF-8116-EnWG § 13j) getroffen.

Die Beschlusskammer beabsichtigt, von der in § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG verankerten Festlegungskompetenz Gebrauch zu machen, um **mit Wirkung ab dem 01.01.2024** bundesweit einheitliche Bedingungen für den angemessenen finanziellen Ausgleich von Anpassungen nach § 13a Abs. 1 EnWG (im Folgenden: „Redispatch-Maßnahmen“) zu schaffen.²

Die Festlegung zum finanziellen Ausgleich nach § 13a Abs. 2 EnWG soll im Wesentlichen auf den in der Festlegung vom 19.05.2021 (Aktenzeichen: BK8-18/007-A) getroffenen Feststellungen beruhen.³ Damit hat die Beschlusskammer für die Dauer der dritten Regulierungsperiode (2019 bis 2023), ausschließlich gegenüber den regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibern, wesentliche Regelungen zur angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen getroffen. Die Beschlusskammer geht davon aus, dass die dort hinsichtlich der angemessenen Vergütung von Redispatch-Maßnahmen getroffenen Regelungen ohne Weiteres auch auf Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und die in deren Netzgebiet angeschlossenen Energieerzeugungsanlagen übertragbar sind.

² Hinsichtlich der Kostenanerkennung ergeben sich für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber unterschiedliche regulatorische Folgen:

Für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen bedarf es keiner weiteren Festlegung. Die anfallenden Kosten und Erlöse gelten gemäß § 11 Abs. 5 S. 1 Nr. 2 ARegV ab dem 01.01.2024 als volatile Kostenanteile (vgl. § 34 Abs. 8 S. 1 ARegV).

Für die Betreiber von Übertragungsnetzen ist dagegen weiterhin eine sogenannte freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 S. 2 und 4 ARegV erforderlich, um die anfallenden Kosten und Erlöse als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile zu berücksichtigen. Die Engpassmanagementkosten werden einem gesonderten Anreizinstrument nach § 17 ARegV unterworfen.

³ Abrufbar auf der Internetseite der Bundesnetzagentur (<https://www.bundesnetzagentur.de>), unter den Menüpunkten „Beschlusskammern“ → „Beschlusskammer 8“ → „Erlösobergrenzen“ → „Besonderheiten ÜNB“ → „Systemdienstleistungen“

Die Festlegung vom 19.05.2021 enthält inhaltliche Regelungen zu den wesentlichen Aspekten der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen: Erzeugungsauslagen, anteiliger Werteverbrauch, entgangene Erlösmöglichkeiten, Betriebsbereitschaftsauslagen oder Auslagen für Revisionsverschiebungen sowie ersparte Aufwendungen.

Zwischenzeitlich hat der BDEW einen Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit beim Redispatch veröffentlicht. Dort werden verschiedene Fragen adressiert, die aus Sicht des Verbandes klärungsbedürftig sind.

Die Beschlusskammer sieht ebenfalls, insbesondere in den folgenden Punkten noch inhaltlichen Diskussions-, Ergänzungs- bzw. Anpassungsbedarf zu den bestehenden Vergütungsregelungen gemäß der Festlegung vom 19.05.2021 (Aktenzeichen: BK8-18/007-A):

1. Zuordnung der Kosten der Redispatch-Maßnahmen?

Bei der Zuordnung von Kosten oder Erlösen aus Redispatch-Maßnahmen können sich erhebliche Schwierigkeiten ergeben. Das ist beispielsweise der Fall, wenn eine Redispatch-Maßnahme gleichzeitig der Behebung von Engpässen in mehreren Netzen dienen kann, der Übertragungsnetzbetreiber einen sogenannten Beschaffungsvorbehalt bzgl. des energetischen Ausgleichs geltend macht. Hier stellt sich die Frage, welchem Netzbetreiber die anfallenden Kosten oder Erlöse zuzurechnen sind.

Die Beschlusskammer weist insbesondere alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, aber auch die anderen Marktbeteiligten, auf die Rechte und Pflichten zum Austausch aller notwendigen Informationen und zur Kooperation gem. §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 2 und 4, § 13a Abs. 5 sowie 14 Abs. 1 und 1c EnWG hin und bittet insbesondere die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, ein gemeinsames Konzept vorzulegen, nach denen die Kosten bzw. Erlöse aus dem Engpassmanagement sachgerecht aufgeteilt werden können.

2. Anteiliger Werteverbrauch (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 1 EnWG): Bestimmung einer energieträger-spezifischen Startkosten- pauschale für den sogenannten „Markttest“?

Bei der Bestimmung der Höhe der anrechenbaren Betriebsstunden zur Ermittlung des Werteverbrauchs wurde mit der Festlegung vom 19.05.2021 ein sogenannter Markttest (vgl. Anlage 1) eingeführt.

Prämissen	Anlage 1	ex-post Abgleich	Anlage 1
- Werteverbrauch nicht am tatsächlichen Verzehr der Erzeugungsanlage ausrichten, bei gleichzeitiger Orientierung an marktlicher Risikoverteilung => Angemessene Risikoverteilung - Vermeidung negativer Anreize für den Strommarkt => Höhere Vergütung nach bestandem Markttest - Ex-ante ist eine Verrechnung der „erzielten“ Deckungsbeiträge problematisch => Wechsel auf ex-post Abgleich		$\text{Anteil NB} = \frac{P_{\text{gesperrt NB}}}{P_{\text{gesperrt NB}} + P_{\text{genutzt KWB}}}$ P_{gesperrt NB} Als durch den Netzbetreiber (NB) gesperrt wird die Leistung angenommen, die dem Kraftwerksbetreiber (KWB) aufgrund der Redispatch-Anweisung nicht mehr zur freien Verfügung steht. P_{genutzt KWB} Als durch den KWB genutzt wird die Leistung angenommen, die in der aktuell dem ÜNB vorliegenden KWEP-Datenmeldung zur Einspeisung angezeigt wurde. Die Leistung zur Besicherung vorzuhaltender Regelleistung sowie die Erbringung positiver Regelleistung gelten ebenfalls als durch den KWB genutzte Leistung. Nimmt der KWB eine weitere Vermarktung ungenutzter Leistung vor, handelt es sich dabei um genutzte Leistung;	
	4		5
Markttest	Anlage 1	Positiver Redispatch – Fall 3.1	Anlage 1
Positiver Redispatch Marktpreis < Grenzkosten x 1,10 ** Quotierung NEU Marktpreis > Grenzkosten x 1,10 ** Quotierung ALT Negativer Redispatch * Marktpreis > Grenzkosten x 0,90 ** Quotierung NEU Marktpreis < Grenzkosten x 0,90 ** Quotierung ALT * Erzeugung in Mindestlast sowie der wärmegeführte Anteil der Erzeugung wird generell vom Markttest ausgenommen => bei Mindestlast und sofern wärmegeführte Erzeugung immer Quotierung NEU ** Der Faktor stellt einen pauschalen Sicherheitsauf- bzw. Abschlag für marktlich relevante Startkosten dar, die im Weber-Ansatz nicht berücksichtigt werden. Marktpreis = day-ahead (hourly) https://www.epexspot.com/en Market Data > Market Results > Auction > Day-Ahead > 60min > DE-LU Grenzkosten = Weber-Gutachten, S.8 f. i.V.m. BDEW-Leitfaden, S.43 f.		Anteil NB = $\frac{P_{\text{gesperrt NB}}}{P_{\text{gesperrt NB}} + P_{\text{genutzt KWB}}}$ 1. Markttest GK = 44 € + 4,40 € MP = 45 € ✓ 2. ex-post Abgleich NEU 420/1000 = 67% ALT 400/1000 = 40% * Einseitig fixierter Redispatch ** 200 MW intra-day Vermarktung	
	6		10

Durch den sogenannten Markttest wird ermittelt, ob der Anlagenbetreiber unter Berücksichtigung seiner Grenzkosten (Strike-Preis, unter Berücksichtigung einer Startkostenpauschale i.H.v. 10% des Strike-Preises) eine nachvollziehbare, marktkonforme Einsatzentscheidung getroffen hat.

Seitens der Anlagenbetreiber wurde bereits in dem vorigen Festlegungsverfahren (BK8-18/0007-A) vorgetragen, dass die berücksichtigte Startkostenpauschale nicht für alle Anlagentypen gleichermaßen sachgerecht sei.

Die Beschlusskammer weist insbesondere alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, aber auch die anderen Marktbeteiligten, auf ihre die Rechte und Pflichten zum Austausch aller notwendigen Informationen und zur Kooperation gem. §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 2 und 4, § 13a Abs. 5 sowie 14 Abs. 1 und 1c EnWG hin und bittet insbesondere die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen einen gemeinsamen Vorschlag für die Festlegung einer energie-träger-spezifischen Startkostenpauschale vorzulegen.

3. Nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 5 EnWG): Entgangene Einnahmen für EE-Anlagen?

Nach vorläufiger Einschätzung der Beschlusskammer entstehen bei EE-Anlagen **keine Marktopportunitäten**. Die Markterwartungen werden bereits durch den finanziellen Ausgleich der entgangenen Förderzahlung (im Fall einer EE-Anlage in der geförderten Direktvermarktung i.H.d. entgangenen Marktprämie nach § 20 i.V.m. §§ 19 und 51 ff. EEG 2021)⁴ und den gemäß § 13a Abs. 1 EnWG durchgeführten bilanziellen Ausgleich hinreichend kompensiert. Eine darüberhinausgehende Vergütung würde zu einer Überkompensation führen.

Die Beschlusskammer weist insbesondere alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, aber auch die anderen Marktbeteiligten, auf ihre die Rechte und Pflichten zum Austausch aller notwendigen Informationen und zur Kooperation gem. §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 2 und 4, § 13a Abs. 5 sowie 14 Abs. 1 und 1c EnWG hin und bittet die interessierten Kreise, zu dieser vorläufigen Einschätzung Stellung zu nehmen.

⁴ vgl. Bundesnetzagentur, Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0, S. 36

4. Nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EnWG): Modifikation des Weber-Ansatzes?

Die Beschlusskammer hat die Übertragungsnetzbetreiber gebeten, anhand der ihnen vorliegenden Abrechnungen von Redispatch-Maßnahmen und dem tatsächlichen Marktgeschehen zu überprüfen, ob der sogenannte Weber-Ansatz die tatsächlich bei den betroffenen Anlagenbetreibern anfallenden Opportunitäten überschätzt.

Nach erster vorläufiger Einschätzung der Beschlusskammer wäre es in diesem Falle geboten den sogenannten Weber-Ansatz zu modifizieren. Es bestünden möglicherweise zwei komplementäre Herangehensweisen, um deren Überprüfung die Übertragungsnetzbetreiber ebenfalls gebeten wurden:

- a) Eine energieträger-spezifische Startkostenpauschale könnte bei der Bestimmung der Opportunitäten berücksichtigt werden, da die Startkosten der Anlage bzw. deren Ersparnis einen erheblichen Einfluss auf die Markteinsatzentscheidung der betroffenen Energieerzeugungsanlage haben.
- b) Bei dem Weber-Ansatz handelt es sich um eine geschlossene Formel mit den Eingangsgrößen Grenzpreis, Marktpreis und Standardabweichung (=Volatilität). Aus historischen Daten kann die implizite Volatilität ermittelt werden, indem die Weber-Formel mit einer sachgerecht hergeleiteten Opportunität gleichgesetzt und die Standardabweichung als Variable ausgestaltet wird. Die Standardabweichung entwickelt sich immer proportional zum Wert der Option (höhere Standardabweichung führt zu höheren Opportunitätskosten und umgekehrt). Aus dem Verhältnis der empirischen Volatilität und der impliziten Volatilität kann ein Korrekturfaktor ermittelt werden, mit dem künftig die tatsächliche Standardabweichung vermindert wird. Dadurch wird sachgerecht abgebildet, dass ein Kraftwerk hohe Volatilitäten nicht in Gänze nutzen kann, da es technischen Restriktionen unterliegt. Der Korrekturfaktor müsste regelmäßig überprüft und ggf. angepasst werden. Es ist auch zu prüfen, ob energieträger-spezifische Korrekturfaktoren erforderlich sind.

Die Beschlusskammer weist insbesondere alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, aber auch die anderen Marktbeteiligten, auf ihre Rechte und Pflichten zum Austausch aller notwendigen Informationen und zur Kooperation gem. §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 2 und 4, § 13a Abs. 5 sowie 14 Abs. 1 und 1c EnWG hin und bittet die interessierten Kreise, zu der vorläufigen Einschätzung der Beschlusskammer und zu den möglichen Vorgehensweisen Stellung zu nehmen. Es können auch andere Modifikationen des sogenannten Weber-Ansatzes vorgeschlagen werden, sofern diese gleichermaßen geeignet sind etwaige Überschätzung zu vermeiden.

5. Gibt es weiteren Klarstellungsbedarf?

An die Beschlusskammer wurde in letzter Zeit vermehrt die Bitte herangetragen weitere Klarstellungen vorzunehmen. Die Beschlusskammer hat in allen Fällen auf das anstehende Festlegungsverfahren hingewiesen. Von den anfragenden Unternehmen und Verbänden wurden insbesondere folgende Punkte als klarstellungsbedürftig angesehen:

- a) Wie können die Besonderheiten von wärmegekoppelter Stromerzeugung mit EE- und KWK-Anlagen angemessen berücksichtigt werden, insbesondere die aus der Nichtverfeuerung von Biogas und nicht erzeugten Herkunftsnachweisen entstehen?
- b) Sind insbesondere mit Blick auf die Abregelung von vorrangberechtigtem Strom aus EE- und KWK-Anlagen weitere Klarstellungen hinsichtlich der Frage erforderlich, welche Aufwendungen als „zusätzliche Aufwendungen“ erstattungsfähig angesehen werden?
- c) Welche besonderen Fragen wären im Hinblick auf die Vergütung von Batteriespeichern zu klären?

Darüber hinaus hat sich die Beschlusskammer anlässlich der Prüfung der Regulierungskontosalden 2019 intensiv mit der Abrechnung von Einspeisemanagement-Maßnahmen gem. dem bestehenden Einspeisemanagement-Leitfaden⁵ auseinandergesetzt. Die Beschlusskammer prüft, ob daraus Abrechnungsrelevante Teile in der Festlegung aufgenommen werden sollten. Insbesondere haben sich folgende Fragen ergeben:

- a) Wie wird die Ausfallarbeit sachgerecht ermittelt, wenn diese auf Grund einer gemeinsamen Messung nicht zweifelsfrei der jeweiligen Anlage zugeordnet werden kann?

Im Spitzabrechnungsverfahren wird üblicherweise bei Anlagen, die über dieselbe Messeinrichtung an das Netz angeschlossen sind, die Ausfallarbeit für jede Anlage separat bestimmt und anschließend gegenüber dem Netzbetreiber die Summe dieser Ausfallarbeitsbeiträge abgerechnet wird. Bei einer gemeinsamen Messeinrichtung kann die dort gemessene Leistung allerdings nicht zweifelsfrei den einzelnen Anlagen zugeordnet werden. Diese Zuordnung wäre aber notwendig, um den Beitrag einzelner Anlagen zur gesamten Einspeisung und somit auch die exakte Ausfallarbeit je Anlage bestimmen zu können.

Insbesondere die Verwendung von Referenzerträgen oder von installierten Leistungen kann dazu führen, dass die Aufteilung der an der gemeinsamen Messeinrichtung erfassten Leistung auf die Anlagen die tatsächliche Aufteilung in der Praxis ungenau widerspiegelt, da ein auf Basis dieser Kennzahlen ermittelter Aufteilungsschlüssel üblicherweise zu einer gleichmäßigen Aufteilung der gemessenen Leistung auf die Anlagen führt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Anlagenparks häufig aus Anlagen desselben Typs bestehen, die Referenzerträge bzw. installierten Leistungen der Anlagen somit identisch sind.

⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3_0_E/Leitfaden3.0final.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Zwar würde sich der damit verbundene Fehler über die einzelnen Anlagen im Mittel ausgleichen, allerdings sehen Zwischenschritte bei der Berechnung der Ausfallarbeit vor, dass einzelne Zahlenwerte und Zwischenergebnisse gedeckelt werden. Dies ist an zwei Stellen der Berechnung der Ausfallarbeit der Fall. Einerseits kann die Ausfallarbeit einer einzelnen Anlage innerhalb einer Viertelstunde nicht negativ werden. Bei der Berechnung auftretende negative Werte werden auf 0 kWh angehoben. Andererseits wird die Soll-Leistung einer Anlage in einer Viertelstunde auf ihre Nennleistung gedeckelt.

Die Begrenzung der Zahlenwerte in diesen beiden Schritten führt dazu, dass sich die Ungenauigkeiten, die mit der Aufteilung der Leistungsmessung verbunden sind, nicht mehr aufheben. Die mit diesem Vorgehen ermittelte Ausfallarbeit kann somit von der tatsächlichen Ausfallarbeit deutlich abweichen.

Solche Abweichungen sind in beiden Richtungen möglich. Die Nichtberücksichtigung negativer Ausfallarbeit führt dazu, dass die berechnete Ausfallarbeit zu hoch ausfällt. Die Deckelung der Soll-Leistung verringert hingegen die berechnete Ausfallarbeit.

Die Problematik könnte bspw. umgangen werden, wenn die Ausfallarbeit nicht für die einzelnen Anlagen, sondern für den gesamten Anlagenpark bestimmt würde. Eine Zuordnung der für den Park bestimmten Ausfallarbeit auf die einzelnen Anlagen könnte anschließend über die Verwendung von Referenzerträgen oder der installierten Leistung erfolgen.

- b) Sind wegen scheinbar unterschiedlicher Vorgehensweisen der Akteure bei der Abrechnung Klarstellungen zum sogenannten Korrekturfaktor für EE-Anlagen erforderlich?

Im Spitzabrechnungsverfahren wird bei Windenergieanlagen die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit im Zusammenhang mit der zertifizierten Leistungskennlinie der betroffenen Windenergieanlagen ermittelt.

Bei der Bestimmung der Ausfallarbeit wird zunächst die theoretische Leistung einer Anlage, also die Leistung, mit der die Anlage ohne Einspeisemanagement-Maßnahme gemäß Leistungskennlinie eingespeist hätte, bestimmt. Die Leistungskennlinie wird anhand eines Referenzfalls unter Normbedingungen für jeden Anlagentyp bestimmt. Diese Normbedingungen treten in der Praxis in der Regel nicht auf, weshalb beim Spitzabrechnungsverfahren für jede Windenergieanlage ein individueller Korrekturfaktor der Leistungskennlinie ermittelt wird. Mit diesem Korrekturfaktor können spezifische Gegebenheiten der Windenergieanlagen (wie bspw. Windabschattungen) bei der Ermittlung der Ausfallarbeit berücksichtigt werden. Die mittels der Leistungskennlinie ermittelte theoretische Leistung wird mit dem anlagenspezifischen Korrekturfaktor multipliziert.

Ein Korrekturfaktor von 1 bedeutet dabei, dass die Einspeisung einer Anlage, die von einer Einspeisemanagement-Maßnahme betroffen ist, mit der Leistungskennlinie im Mittel übereinstimmt. Die bei der Bestimmung der Ausfallarbeit unterstellte Soll-Einspeiseleistung entspricht in diesen Fällen exakt der Leistungskennlinie. Korrekturfaktoren kleiner 1 bedeuten, dass die Einspeisung der Anlage abhängig von der Windgeschwindigkeit unter der Einspeisung der Leistungskennlinie liegt. Bei Korrekturfaktoren größer 1 übersteigt die Einspeisung der Anlage im Mittel die Leistungskennlinie.

Korrekturfaktoren größer eins führen dazu, dass bei hohen Windgeschwindigkeiten, die im Grundsatz während Einspeisemanagement-Maßnahmen unterstellt werden können, Einspeiseleistungen ermittelt werden, die die Nennleistung der Anlagen erreichen oder sogar übertreffen können. Die unter Ziffer beschriebene Kappung der Sollleistung einer Anlage auf ihre Nennleistung führt allerdings dazu, dass höhere Korrekturfaktoren nicht immer auch zu einer höheren Ausfallarbeit führen.

Gemäß Einspeisemanagement-Leitfaden soll der Korrekturfaktor auf Basis der Werte der letzten vier zusammenhängenden vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Einspeisemanagement-Maßnahme, in denen die Anlage uneingeschränkt eingespeist hat, ermittelt werden. Dabei werden die Windgeschwindigkeit sowie die Einspeisung der Anlage in diesen vier Viertelstunden gemessen und mit der zertifizierten Leistungskennlinie abgeglichen. Der Korrekturfaktor muss dabei für jede Windenergieanlage und jede Einspeisemanagement-Maßnahme neu ermittelt werden.

Hier gibt es unter Umständen Klarstellungsbedarf hinsichtlich des Korrekturfaktors bei einem sogenannten „Overplanting“ und beim Umgang mit fehlerhaften SCADA-Werten.

Die Beschlusskammer weist insbesondere alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, aber auch die anderen Marktbeteiligten, auf ihre die Rechte und Pflichten zum Austausch aller notwendigen Informationen und zur Kooperation gem. §§ 11 Abs. 1, 12 Abs. 2 und 4, § 13a Abs. 5 sowie 14 Abs. 1 und 1c EnWG hin und bittet die interessierten Kreise, zu den aufgeworfenen Themen Stellung zu nehmen.

II.

Bitte richten Sie Ihre Stellungnahme bis zum

Donnerstag, 31. März 2022

ausschließlich per E-Mail an

poststelle.bk8@bnetza.de

Die Beschlusskammer beabsichtigt, die Stellungnahmen im Internet 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 sowie weiterführende Informationen zum Schutz vertraulicher Informationen hingewiesen.