

STELLUNGNAHME

der Firma Nordgröön Energie GmbH & Co. KG
zum Konsultationsentwurf der Bundesnetzagentur zum
„Leitfaden zum Einspeisemanagement – Version 3.0“
(Konsultationsfassung, Stand: Juni 2017)

Medelby, den 31.08.2017

Vorbemerkung

Die Bundesnetzagentur („BNetzA“) hat am 13. Juni 2017 einen Konsultationsentwurf ihres Leitfadens zum Einspeisemanagement 3.0 („Leitfaden“) auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

In dem Leitfaden zum Einspeisemanagement gibt die Bundesnetzagentur ihr Grundverständnis zur Anwendung der Regelungen des Einspeisemanagements nach den §§ 14, 15 EEG 2017 wieder und stellt die Einschätzungen der Bundesnetzagentur zu wesentlichen Praxisfragen dar. Insbesondere legt die BNetzA hierin dar, welche Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen aus ihrer Sicht sachgerecht erscheinen. Hierzu werden Methoden vorgestellt, mit denen die abgeregelte Strommenge (Ausfallarbeit) für EE-Anlagen mit den Energieträgern Windenergie, solare Strahlungsenergie, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie für KWK-Anlagen bestimmt werden kann und wie daraus die konkrete Entschädigungshöhe ermittelt werden kann.

Die Bundesnetzagentur stellt den Entwurf für die aktualisierte Version 3.0 des Leitfadens zum Einspeisemanagement bis zum 31. August 2017 zur Konsultation. Diese Version des Leitfadens wurde gegenüber der Vorversion 2.1 insbesondere um die Ermittlung der Entschädigungszahlungen für direktvermarktete Anlagen und KWK-Anlagen ergänzt. Es besteht die Möglichkeit, bis zum 31. August 2017 eine Stellungnahme zur Konsultationsfassung abzugeben.

Nordgröön möchte diese Möglichkeit aufgreifen und wie folgt zum Konsultationsentwurf Stellung nehmen:

1. Zusammenfassung

- 1.1 Nordgröön begrüßt grundsätzlich die Abrechnungsmethoden und -szenarien für die Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 für EE-Anlagen in der Direktvermarktung nach Ziffer 2.4.2 des Leitfadens (S. 36 ff.) mit der Ergänzung, dass bei EE-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung nach § 21 a EEG 2017 nicht nur vermiedene Netzentgelte als entgangene Einnahmen zu entschädigen sind,

sondern auch alle nachweisbaren Erlöse, die der Anlagenbetreiber durch die Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien hätte erzielen können (z.B. durch den Handel mit Herkunftsnachweisen oder mit CO₂-Zertifikaten).

- 1.2 Nordgröön begrüßt umfassend die Rechtsansicht der BNetzA, dass die Kosten des bilanziellen Ausgleichs bei Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 14 EEG 2017 als zusätzliche Aufwendungen im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG 2017 dem Grunde nach entschädigungsfähig sind (S. 40 f.).
- 1.3 Nordgröön begrüßt grundsätzlich die Methoden zur Berechnung der Höhe der Entschädigung der zusätzlichen Aufwendungen, wobei
 - (a) bei dem gezielten bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber nach Ziffer 2.4.2.1 es einer Offenlegung aller Redispatch-Maßnahmen auf einer öffentlichen Plattform bedarf, um einen Marktmissbrauch zu verhindern,
 - (b) eine Bilanzkreisabweichung dem Anlagenbetreiber nicht nur bei dem Fehlen einer rechtzeitigen Information der Einspeisemanagement-Maßnahme durch den verantwortlichen Netzbetreiber nicht entgegengehalten werden kann, sondern auch bei einer rechtzeitigen Mitteilung, wenn die Ausfallarbeit aufgrund zu geringer Liquidität auf dem Intraday-Markt (EPEX-SPOT) durch den Anlagenbetreiber nicht ausgeglichen werden kann (S. 39. a.E.),
 - (c) bei der Berechnung der Höhe der Entschädigung bei einem bilanziellen Ausgleich durch den Anlagenbetreiber oder das Direktvermarktungsunternehmen nach Ziffer 2.4.2.2 die Zugrundelegung des ID3-Preises als Grundlage für den anerkennungsfähigen Preis (P_i) als geeignet angesehen (S. 41. a.E.), die Begrenzung des ID3-Preises jedoch auf 70% als anerkennungsfähigen Preis ohne weitere Nachweispflichten abgelehnt wird (S. 42 a.A.) und
 - (d) Transaktionskosten für den bilanziellen Ausgleich durch den Anlagenbetreiber oder das Direktvermarktungsunternehmen, die also unmittelbar durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht wurden, erstattungsfähig sein müssen.
- 1.4 Nordgröön begrüßt grundsätzlich die Rechtsansicht der BNetzA, dass die Kosten und Einnahmen aus Ausgleichsenergiezahlungen, die durch eine Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht worden sind und bei der kein bilanzieller Ausgleich stattgefunden hat (Ziffer 2.4.2.3), im Rahmen der Entschädigung bei der Ermittlung der zusätzlichen Aufwendungen zu berücksichtigen sind. Ebenso begrüßt Nordgröön die Berechnungsmethode hierzu, bei der die absolute Höhe der Abweichung des Bilanzkreises unerheblich ist und Aufwendungen für den Bezug von Ausgleichsenergie in der Höhe allein anhand der Ausfallarbeit berechnet werden.

- 1.5 Nordgröön begrüßt, dass die BNetzA die Anwendung der Regelungen zur Abrechnung von Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 nicht von einem Datum des Inkrafttretens oder der Veröffentlichung des Leitfadens abhängig macht. Ein solcher Geltungszeitpunkt wäre aus hiesiger Sicht auch rechtlich nicht vertretbar.
- 1.6 Nordgröön begrüßt die klarstellende Rechtsansicht der BNetzA, dass Regulierungen der Behörde im Innenverhältnis der Vertragsparteien zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen nicht angebracht aber auch nicht zulässig sind und dass die Abtretung von Ansprüchen des Anlagenbetreibers aus § 15 Abs. 1 EEG 2017 im Rahmen der allgemeinen zivilrechtlichen Vorschriften möglich ist.

2. Im Einzelnen

2.1 Zu 1.1

- (a) In Abkehr zum Leitfaden 2.1, in welchem die BNetzA die Vergütungssätze der jeweiligen EE-Anlagen zur Berechnung der zu entschädigenden entgangenen Einnahmen heranzieht, differenziert sie nun zwischen EE-Anlagen die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 b Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 zugeordnet sind und EE-Anlagen in der Zuordnung der Veräußerungsform der Marktprämie nach § 21 b Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 sowie der sonstigen Direktvermarktung nach § 21 b Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017. Bei EE-Anlagen in der Einspeisevergütung sollen wie bisher der jeweilige Vergütungssatz (jetzt „Zahlungen gemäß EEG in ct/kWh Z_{Einsp} “) zur Ermittlung der zu entschädigenden Einnahmen herangezogen werden, während bei den EE-Anlagen in den Veräußerungsformen der Marktprämie „nur“ die Marktprämie und bei EE-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung die vermiedenen Netzentgelte (s.u. unter (b)) als entgangene Einnahmen anzusetzen seien. Der jeweilige Monatsmarktwert findet in der Berechnung der Entschädigungshöhe keine Berücksichtigung mehr. Dies ist aus Sicht der im Leitfaden folgenden Entschädigungszahlungen folgerichtig und wird der Tatsache gerecht, dass das EEG als Anspruchsberechtigten der Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG 2017 nur den Anlagenbetreiber kennt. Grundsätzlich ist der Anlagenbetreiber für die Vermarktung der erzeugten Energiemengen verantwortlich. Hierfür ist es erforderlich, dass der Anlagenbetreiber zunächst auch bilanzkreisverantwortlich für die eingespeisten Energiemengen ist. Dass mit der Führung eines Bilanzkreises in der Regel ein Dritter (sogenannter „Direktvermarktungsunternehmer“) beauftragt wird, unterliegt der Privatautonomie des Anlagenbetreibers, ist aber auch meistens geboten, da das Direktvermarktungsunternehmen über

spezielle Fähigkeiten und Marktzugänge verfügt, die für den einzelnen Anlagenbetreiber wirtschaftlich kaum darzustellen sind.

Da der Anlagenbetreiber zunächst dafür verantwortlich ist, dass sein Bilanzkreis gegenüber dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) ausgeglichen ist, ist er verpflichtet den jeweiligen Fahrplan für die Lieferung der Energiemengen am Folgetag anhand von Prognosen zu erstellen, die dem Stand von Wissenschaft und Technik entsprechen. Da der Preis des Vortragshandels grundsätzlich von Anlagenbetreiber erwirtschaftet wurde und sich in der Berechnung der Marktprämie nach Anlage 1 zum EEG 2017 als Vergütungsbestandteil des Monatsmarktwerts darstellt, ist er folgerichtig nicht mehr erstattungsfähig.

Dass der Anlagenbetreiber die prognostizierten Energiemengen in der Regel über einen Direktvermarkter veräußert, ist dem EEG nicht systemimmanent. Die Aufteilung des Verkaufserlöses der prognostizierten Energiemengen bleibt ausschließlich der Privatautonomie zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarktungsunternehmen vorbehalten. Auch wenn aufgrund des Leitfadens 2.0 die Abrechnung des gesamten Vergütungssatzes gegenüber dem verantwortlichen Netzbetreiber als entgangene Einnahme in der Regel der Fall war, hat dies keinen Vertrauenstatbestand in der Weise geschaffen, dass diese Abrechnungsweise nicht einer Veränderung unterliegen könnte. Der Leitfaden 2.0 in der Version 2.1 ist noch vor Inkrafttreten des EEG 2014 veröffentlicht worden, also noch vor Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung von EE-Anlagen. Durch den Leitfaden 3.0 in der Fassung des vorliegenden Entwurfs kann es dazu kommen, dass Vertragsverhältnisse zwischen Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber angepasst werden müssen, da diese auf die Vorgaben des Leitfadens 2.1 ausgerichtet waren. Dies ist jedoch hinzunehmen, da dies dem Vertragsrisiko zwischen Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen unterliegt.

- (b) Die BNetzA differenziert in Ziffer 2.4.2 nicht zwischen EE-Anlagen in der Direktvermarktung in Form der Marktprämie sowie EE-Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung. Grundsätzlich ist diese Nichtdifferenzierung in Bezug auf die Berechnung der Höhe der Entschädigungszahlung folgerichtig. Jedoch greift die grundsätzliche Erstattungsfähigkeit von vermiedenen Netzentgeltend in der sonstigen Direktvermarktung zu kurz, zumal mit dem Netzentgeltmodernisierungsgesetz für Anlagen mit volatiler Erzeugung und einem Inbetriebnahmedatum ab dem 01.01.2018 keine Erstattung von vermiedenen Netzentgelten mehr vorgesehen ist. Gerade aber im Hinblick auf eine vollständige Marktintegration und eine wirtschaftliche Inbetriebnahme von EE-Anlagen ohne die Inanspruchnahme der Marktprämie, sind an die erzeugten Energiemengen gekoppelte Mehrwerte wie CO₂-Zertifikate oder Herkunftsnachweise

existenziell. Diese Mehrwerte müssen als entgangene Einnahmen ebenso erstattungsfähig sein, wie die Marktprämie selbst.

2.2 Zu 1.2.

Nordgröön teilt die Rechtsansicht der BNetzA, wonach Kosten des bilanziellen Ausgleichs zusätzliche Aufwendungen im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG 2017 sind. Aufwendungen im Sinne des § 15 Abs. 1 EEG 2017 umfassen grundsätzlich alle Kosten, welche dem Anlagenbetreiber aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahmen entstehen. Damit ist der Begriff weiter als die zivilrechtliche Definition der „Aufwendung“ im Bürgerlichen Gesetzbuch auszulegen, welche nur die freiwillige Aufopferung von Vermögenswerten im Interesse eines anderen umfasst. Denn nach der Zielsetzung des Gesetzgebers sollten auch unfreiwillige Kostenposten von § 15 Abs. 1 EEG 2017 erfasst werden. Diese Wertung entspricht dem Ziel der Entschädigungsregelung, einen annähernd vollständigen Verlustausgleich für den Anlagenbetreiber zu gewährleisten. Demnach können auch fällige Vertragsstrafen als zusätzliche Aufwendungen berücksichtigt werden.

Bei den ausgleichsenergiebedingten Mehrkosten handelt es sich um zusätzliche Kosten, die typischerweise aufgrund von Einspeisemanagement-Maßnahmen anfallen. Bei kurzfristigen Einspeisemanagement-Maßnahmen fallen die betroffenen Bilanzkreise durch Drittverschulden ins Ungleichgewicht und können aufgrund der Kurzfristigkeit Maßnahmen meist nicht mehr z.B. durch entsprechenden Gegenhandel auf den Kurzfristmärkten ausgleichen werden.

Diese Ansicht teilt auch die Bundesregierung, die auf eine kleine Anfrage im Deutschen Bundestag (BT-Drucksache 18/9392) hierzu wie folgt geantwortet hat:

„Die Bundesregierung teilt die Auffassung der Bundesnetzagentur, dass die Kosten des energetischen Ausgleichs von Einspeisemanagement-Maßnahmen dem Netzbetreiber zuzuordnen sind. [...] Zu den zusätzlichen Aufwendungen, die bei der Härtefallentschädigung zu berücksichtigen sind, zählen auch Kosten für Ausgleichsenergie, soweit sie durch Einspeisemanagement-Maßnahmen verursacht werden.“

2.3 Zu 1.3 (a)

Nordgröön teilt die Ansicht der BNetzA, dass der gezielte bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber aus energiewirtschaftlicher wie aus ökonomischer Sicht die effektivste Maßnahme ist, den bilanziellen Ausgleich einer netzstabilisierenden Maßnahme zu gewährleisten. Die BNetzA weist jedoch selbst in dem Leitfaden in der Fußnote 10 darauf hin, dass entsprechende Prozesse und Vorgehensweisen in der Praxis noch zu etablieren sind. Die BNetzA sollte im Rahmen ihrer Möglichkeiten darauf hinwirken, dass solche Prozesse zeitnah in den Markt eingeführt werden.

Zusätzlich zu den einzuführenden Prozessen muss die BNetzA durch geeignete Maßnahmen verhindern, dass durch bilaterale Vertragskonstruktionen zwischen ÜNB und Anlagenbetreiber ein Marktmissbrauch möglich wird. Dies kann unter anderem dadurch geschehen, dass alle Redispatchmaßnahmen auf einer frei zugänglichen Plattform mit den notwendigen Daten offengelegt werden müssen.

2.4 Zu 1.3 (b)

Die BNetzA geht in ihrem Entwurf in Ziffer 2.4.2.2 davon aus, dass ein bilanzieller Ausgleich durch den Anlagenbetreiber oder das Direktvermarktungsunternehmen noch möglich ist, wenn die Mitteilung über die Maßnahme durch den Netzbetreiber den Anlagenbetreiber in Anlehnung an § 5 Abs. 4 Strom-NZV vier Viertelstunden vor der Maßnahme selbst erreicht. Der Anlagenbetreiber kann hierbei mit dem Netzbetreiber nach Auffassung der BNetzA auch die unmittelbare Mitteilung der Maßnahme an das beauftragte Direktvermarktungsunternehmen veranlassen. Dies ist zu begrüßen. Die Mitteilung über die Ankündigung einer Maßnahme muss in die Marktkommunikation zwischen ÜNB und BKV mit eingebettet werden, um eine automatische Verarbeitung der Mitteilung sowie den bilanziellen Ausgleich innerhalb von vier Viertelstunden zu gewährleisten.

Eine Bilanzkreisabweichung sollte jedoch nicht nur im Falle einer nicht rechtzeitigen Mitteilung durch den Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber nicht entgegengehalten werden können, sondern vielmehr auch in dem Fall, wenn trotz rechtzeitiger Mitteilung ein bilanzieller Ausgleich durch den Anlagenbetreiber, bzw. das Direktvermarktungsunternehmen, nicht mehr möglich ist. Dies könnte z.B. der Fall sein, wenn die Liquidität auf den untertägigen Kurzfristmärkten nicht ausreicht, um eine Ersatzbeschaffung zu gewährleisten. Grundsätzlich dürfte für die Bewirtschaftung eines Bilanzkreises der Zugang zum EPEX-SPOT Markt ausreichen. Erst die kurzfristige Ersatzbeschaffung durch die Ankündigung einer Maßnahme nach § 14 EEG 2017 könnte aufgrund einer begrenzten Liquidität auf dem Kurzfristmarkt der EPEX-SPOT das Ausweichen auf andere Märkte (z.B. NORD POOL) notwendig machen. Dies kann jedoch von dem Anlagenbetreiber nicht verlangt werden, da er ohne die Maßnahme den Zugang zu einem weiteren Markt grundsätzlich nicht benötigt. Folglich sollte dem Anlagenbetreiber neben der nicht rechtzeitigen Mitteilung der Maßnahme durch den Netzbetreiber, bzw. dem Direktvermarktungsunternehmen, eine Bilanzkreisabweichung nicht entgegengehalten werden können, wenn die Liquidität auf dem Kurzfristmarkt an der EPEX-SPOT nicht ausreicht, um eine Ersatzbeschaffung zu gewährleisten.

2.5 Zu 1.3 (c)

Die Verwendung des ID3-Preises als Grundlage des anerkennungsfähigen Preises für die Aufwendungen für den bilanziellen Ausgleich sieht Nordgröön als angemessen an. Der ID3-Preis wird veröffentlicht und ist somit für eine zuverlässige Berechnung der Aufwendungen geeignet. Ebenso zeigt die

historische Preisentwicklung innerhalb der letzten drei Stunden vor dem Handel, dass der ID3-Preis einen angemessenen Wert für die Ersatzbeschaffung darstellt.

Nicht zu folgen ist der Ansicht der BNetzA jedoch, warum nur 70% des ID3-Preises ohne besonderen Nachweis des konkreten Geschäfts anerkenungsfähig sein sollen. Die BNetzA begründet dies mit der grundsätzlichen Schadensminderungspflicht des Anlagenbetreibers, bzw. des Direktvermarktungsunternehmens. Dies setzt jedoch voraus, dass der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche in der Lage sein müsste, den bilanziellen Ausgleich auf dem Markt zu einem um 30% günstigeren Preis als dem ID3-Preis durchführen zu können. Bei einem rein verpflichtenden Marktzugang auf dem EPEX-SPOT Markt ist dies jedoch nicht möglich. Da der Bilanzkreisverantwortliche für den Nachweis der einzelnen Geschäfte jedoch einen enorm hohen bürokratischen Aufwand betreiben müsste, um 100% des ID3-Preises erstattet zu bekommen und darüber hinaus der erstattungspflichtige Netzbetreiber ebenfalls in der Lage sein müsste, diese Nachweise zu überprüfen, liefe in der Praxis rein faktisch aufgrund des Fehlens, bzw. des Unvermögens des technischen Nachweises die Erstattungsfähigkeit von Einspeisemaßnahmen auf eine 30%-ige Kürzung des Erstattungsanspruchs hinaus.

In der Praxis kommt es vor, dass Anlagenbetreiber, bzw. die von ihnen beauftragten Direktvermarktungsunternehmen, mehrere Portfolien über mehrere Bilanzkreise bewirtschaften, so dass unter Umständen ein bilanzieller Ausgleich zwischen den verschiedenen Portfolien erreicht, bzw. die Nachbeschaffung minimiert werden kann. In diesen Fällen wäre ein Nachweis über die Transaktionskosten zum ID3-Preis nicht möglich. Dieser Ausgleich minimiert jedoch die erstattungsfähigen Aufwendungen, da die Liquidität (Preis) auf dem Kurzfristmarkt EPEX-SPOT geschont und anfallende Handelsgebühren gespart würden. Ist es dem ausgleichenden Portfolio jedoch verwehrt, den gleichen Preis (100% vom ID3-Preis) zu erzielen, wie auf dem Kurzfristmarkt, so würde eine solches, energiewirtschaftlich sinnvolles und marktschonendes Handeln von vornherein unterbunden.

Ebenso ist die 30%-ige Kürzung des ID3-Preises ohne Nachweispflicht auch aus dem Gleichbehandlungsgrundsatz zwischen dem direktvermarktenden Anlagenbetreiber und den Übertragungsnetzbetreibern, welche die nach § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017 eingespeisten Strommengen nach der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV) zu vermarkten haben, abzulehnen. Während bei dem Bilanzkreisverantwortlichen aufgrund seiner Schadensminderungspflicht grundsätzlich vorausgesetzt wird, dass er in der Lage sein soll, die Ersatzbeschaffung 30% unter dem ID3-Preis vornehmen zu können, bekommt der Übertragungsnetzbetreiber nach § 7 EEAV für ein solches Handeln noch einen Bonus, der wiederum als Ausgaben nach § 6 Abs. 1 Nr. 8 EEAV in die EEG-Umlage einfließt. Eine solche Ungleichbehandlung ist nicht gerechtfertigt.

2.6 Zu 1.3 (d)

Ebenso klarstellend, wie die BNetzA weitere Aufwendung für die Bilanzkreisbewirtschaftung wie z.B. Personalkosten, generelle Gebühren für Börsenzugänge oder für OTC-Handelsplätze oder IT-Kosten, für nicht entschädigungsfähig aufführt, sollte die grundsätzliche Erstattungsfähigkeit von Handelskosten aufgeführt werden, die aufgrund des bilanziellen Ausgleichs im Rahmen einer Einspeisemaßnahme beim Bilanzkreisverantwortlichen anfallen. Diese Kosten gehören nicht zur obligatorischen Bilanzkreisbewirtschaftung, sondern finden ihren Grund allein in der Einspeisemaßnahme des Netzbetreibers.

2.7 Zu 1.4

Der derzeit und in der Vergangenheit wohl am häufigsten auftretenden Fall des bilanziellen Ausgleichs durch Ausgleichsenergie erfährt in dem Entwurf zum Leitfaden unter Ziffer 2.4.2.3 einen begrüßenswerten Ansatz. Nordgröön stimmt der BNetzA in der Auffassung zu, dass der bilanzielle Ausgleich durch Ausgleichsenergie allein anhand der Multiplikation der Ausfallarbeit mit dem Ausgleichsenergiepreis für die jeweilige Viertelstunde (reBAP_i) berechnet wird und die absolute Höhe der Abweichung des Bilanzkreises hierbei unerheblich ist. Dies ermöglicht eine massentaugliche Abrechnung der Anlagenbetreiber gegenüber ihrem jeweiligen Netzbetreiber, da die Prozesse der Bestimmung der Ausfallarbeit sich bereits im Markt etabliert haben.

2.8 Zu 1.5

Die BNetzA verzichtet bewusst auf die Festlegung eines Datums, ab wann der Leitfaden Anwendung finden soll. Dies entspricht der Rechtsnatur des Leitfadens, der nach außen unverbindlich ist und lediglich als Orientierungsmaßstab und Anregung für die Entschädigungsabrechnung dient. Es handelt sich dabei nicht um eine verbindliche Verordnung, sondern um eine selbstbindende Behördenempfehlung. Dennoch hat der Leitfaden für die Abrechnung der Entschädigungen nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 aufgrund der behördeninternen Bindungswirkung eine erhebliche Bedeutung, da er für Anlagenbetreiber, Direktvermarkter aber auch für die entschädigungspflichtigen Netzbetreiber einen Maßstab bildet, nach welchen Kriterien die BNetzA künftig entscheidet.

Da der Leitfaden nur norminterpretierende und nicht normgebende Wirkung hat, ist er auf die bestehende Rechtslage anwendbar. In der Folge heißt dies, dass nichtverjährte Ansprüche der Anlagenbetreiber, bzw. Direktvermarktungsunternehmen, nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 aufgrund der Bestimmungen des Leitfadens geltend gemacht werden können.

2.9 Zu 1.6

Die Klarstellung der BNetzA, dass Entschädigungsansprüche aus § 15 Abs. 1 EEG 2017 auch abgetreten werden können, bzw. die Rechte und Pflichten aus der Bilanzkreisverantwortung auch von einem beauftragten Direktvermarktungsunternehmen ausgeführt werden können, unterstreicht auch die Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage im Bundestag (BT-Drucksache 18/9392) hierzu:

„Zusätzliche und ersparte Aufwendungen für Ausgleichsenergie sind auch dann im Rahmen der Härtefallentschädigung zu berücksichtigen, wenn der Anlagenbetreiber nicht selbst Bilanzkreisverantwortlicher ist, sondern sich eines Direktvermarktungsunternehmens bedient. Insofern sind ihm die zusätzlichen und ersparten Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens zuzurechnen, soweit sie durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht worden sind. Es kann keinen Unterschied für die Höhe der Härtefallentschädigung machen, ob der Anlagenbetreiber selbst oder mit Hilfe eines Dritten die Direktvermarktung wahrnimmt. Insbesondere kann die Höhe des gesetzlichen Entschädigungsanspruches des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 nicht vom Inhalt des Direktvermarktungsvertrags im Innenverhältnis von Anlagenbetreiber und seinem Direktvermarktungsunternehmen abhängen. § 15 Abs. 1 EEG vermittelt dem Direktvermarktungsunternehmen keinen (eigenen) Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Härtefallentschädigung. Eine Abtretung des Anspruchs ist *natürlich* zulässig.“



Torge Wendt

Geschäftsführer



Frank Sauvigny

Recht/Regulierung