

## Stellungnahme

# Entwurf – BNetzA Leitfaden zum Einspeisemanagement

Version 3.0, Stand: Juni 2017

Berlin, 31. August 2017

## INHALTSVERZEICHNIS

A.	Vorbemerkung	3
B.	Anmerkungen im Einzelnen	5
I.	Zur Einleitung	5
II.	Zu Punkt 2.2 „Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung“	5
III.	Zu 2.3.1 „Windenergie“	5
IV.	Zu Punkt 2.3.2.1 „Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen“	6
V.	Zu Punkt 2.3.4 „Solaranlagen“	6
VI.	Zu Punkt 2.3.5 „KWK Anlagen“	6
VII.	Zu 2.3.5.1 „Pauschales Verfahren für KWK-Anlagen“	8
VIII.	Zu Punkt 2.4.1.2 „Zusätzliche Aufwendungen“	8
IX.	Zu Punkt 2.4.1.3 „Ersparte Aufwendungen“	8
X.	Zu Punkt 2.4.2 „EE-Anlagen in der Direktvermarktung“	9
XI.	Zu Punkt 2.4.2.1 „Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber“	10
XII.	Zu Punkt 2.4.2.2 „Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter“	12
XIII.	Zu Punkt 2.4.2.3 „Bilanzieller Ausgleich durch Ausgleichsenergie“	15
XIV.	Zu Punkt 2.4.3 „KWK Anlagen“	15
XV.	Zu Punkt 3.1 „Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte“	17
XVI.	Zu Punkt 3.2.1 „Erforderlichkeit der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG“	17
XVII.	Generelle Anmerkungen	17
	Ansprechpartner	19

## **A. Vorbemerkung**

Am 13. Juni 2017 hat die BNetzA eine überarbeitete Version ihres Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 3.0) mit der Veröffentlichung auf ihrer Internetseite zur Konsultation gestellt. Die Marktteilnehmer können bis zum 31. August 2017 zu dem Entwurf Stellung nehmen.

In dem Leitfaden zum Einspeisemanagement gibt die BNetzA ihr Grundverständnis zur Anwendung der Regelungen des Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG 2017 wieder und stellt die Einschätzungen der BNetzA zu wesentlichen Praxisfragen dar. Sie legt insbesondere dar, welche Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen aus ihrer Sicht sachgerecht erscheinen. Hierzu werden Methoden vorgestellt, mit denen die abgeregelte Strommenge (Ausfallarbeit) für Erneuerbare-Energien-Anlagen mit den Energieträgern Windenergie, solare Strahlungsenergie, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie für KWK-Anlagen bestimmt und wie daraus die konkrete Entschädigungshöhe ermittelt werden kann. Im Vordergrund des von der BNetzA überarbeiteten Leitfadens stehen die Berechnung der Höhe der Entschädigungszahlungen und deren Berücksichtigung bei der Ermittlung der Stromnetzentgelte. Der Leitfaden wurde gegenüber der Vorversion insbesondere um die Ermittlung der Entschädigungszahlungen für direktvermarktete Anlagen und KWK-Anlagen sowie um Ausführungen zum bilanziellen Ausgleich ergänzt.

Der BDEW nimmt die Gelegenheit zur Abgabe einer Stellungnahme gern wahr. Insbesondere begrüßt der BDEW die Bemühungen der BNetzA, praktische Schwierigkeiten und rechtliche Unsicherheiten bei der Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs infolge von Einspeisemanagementmaßnahmen gegenüber Anlagen, deren erzeugte Erneuerbare Energie direkt vermarktet wird, zu lösen. Der BDEW unterstützt dieses Anliegen ausdrücklich. Aus Sicht des BDEW ist es von grundlegender Bedeutung, dass alle Kosten aller an Einspeisemanagementmaßnahmen beteiligten Akteure entschädigt werden. Der Leitfaden der BNetzA ist von diesem Leitgedanken geprägt. Es bestehen jedoch unterschiedliche Rechtsauffassungen, ob eine vollständige Entschädigung aller Folgekosten einer Einspeisemanagementmaßnahme durch die aktuellen gesetzlichen Vorgaben gedeckt ist. Dies führt bis heute dazu, dass die Direktvermarkter die Kosten des bilanziellen Ausgleichs in der Regel nicht ersetzt bekommen. In Hinblick auf den Leitfaden muss jedoch auch darauf geachtet werden, dass die Lösungen dem geltenden Rechtsrahmen entsprechen, damit nicht erneute Unsicherheiten entstehen. Der Auslegung des Gesetzestextes durch die BNetzA stehen teilweise anderslautende Interpretationen entgegen. Daraus resultieren Rechtsunsicherheiten zu Lasten aller Teilnehmer am Einspeisemanagement. Diese könnten durch eine Klarstellung des Gesetzgebers gelöst werden.

In diesem Zusammenhang möchte der BDEW auch auf die aktuell durch das Bundeswirtschaftsministerium durchgeführte Studie verweisen, in der Lösungen zu einer besseren Einbeziehung der volatilen Einspeisung Erneuerbarer Energien in Maßnahmen des Netzengpassmanagements unter Wahrung des Einspeisevorrangs diskutiert werden. Dabei werden neben der Weiterentwicklung des Engpassmanagements auf der Übertragungsnetzebene auch die Möglichkeiten der Verteilernetzbetreiber zur Ergreifung marktbezogener Maßnah-

men und die Abwicklung des energetischen Ausgleichs erörtert. Auch die laufende Diskussion, die die BNetzA mit ihrem Diskussionspapier zur Flexibilität im Stromversorgungssystem vom 3. April 2017 angestoßen hat, nimmt auf die mit dem Leitfadentwurf aufgeworfenen Fragestellungen Bezug.

Hinzuweisen ist schließlich ebenfalls auf den BDEW-Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen vom 18. Juli 2017, mit dem eine deutliche Verbesserung der Möglichkeiten zum bilanziellen Ausgleich beim Einspeisemanagement vorangebracht wird.

## **B. Anmerkungen im Einzelnen**

### **I. Zur Einleitung**

In der Reihe der im ersten Absatz zitierten Paragrafen müsste § 14 Abs. 1 EnWG ergänzt werden, der die Verpflichtung der Verteilernetzbetreiber zur Durchführung von Netzsicherheitsmaßnahmen im EnWG verankert:

*„§§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 und 14 Abs. 1 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S.3 KWKG“.*

### **II. Zu Punkt 2.2 „Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung“**

Soweit es im ersten Absatz heißt, bei Windenergieanlagen sei entsprechend § 24 Abs. 3 EEG 2017 auf den jeweiligen Referenzertrag abzustellen, sollte klargestellt werden, dass diese Regelung nur bei Windenergieanlagen an Land anzuwenden ist (nicht bei Windenergieanlagen auf See).

### **III. Zu 2.3.1 „Windenergie“**

Beim pauschalen Verfahren (Punkt 2.3.1.1) für Windenergieanlagen wird die letzte vollständig gemessene Viertelstunde vor Abruf der Leistungsreduzierung für die Berechnung der Ausfallarbeit betrachtet, die als Referenzzeitraum maßgebend für die theoretische Einspeiseleistung während des Einspeisemanagement-Abrufes ist.

In der Praxis kann diese Methodik zu systematischen Fehlern führen, zum Beispiel wenn die Windenergieanlage aufgrund einer vorangegangenen Einspeisemanagementmaßnahme des über- oder untergeordneten Netzbetreibers nicht oder noch nicht wieder die volle verfügbare Leistung einspeist (denkbar auch bei vorherigen Wartungseinsätzen oder Regelungen durch den Direktvermarkter). Dadurch könnte die Ausfallenergie zu niedrig angesetzt werden. Es wäre daher in solchen sog. Überschneidungsfällen seitens des BNetzA zu erwägen, einen anderen – klar zu definierenden – Referenzzeitraum anzusetzen, der repräsentativ für die Situation während der Einspeisemanagementmaßnahme ist (zum Beispiel: „Die zu entschädigende Ausfallenergie berechnet sich nach der Einspeiseleistung der Anlage in der Viertelstunde vor der zu entschädigenden Einspeisereduzierungen des Netzbetreibers. Fand in dieser Viertelstunde eine Einspeisereduzierung auf Veranlassung eines anderen Netzbetreibers statt, berechnet sich die zu entschädigende Ausfallenergie auf Basis der letzten Viertelstunde vor der Einspeisereduzierung auf Veranlassung des anderen Netzbetreibers.“). Zu erwägen wäre auch die Benennung einer adäquaten Viertelstunde durch den Anlagenbetreiber, sofern er nachvollziehbar belegen kann, dass diese Viertelstunde im Gegensatz zu der Viertelstunde vor der Einspeisereduzierung geeignet ist.

Im Spitzabrechnungsverfahren darf es gleichfalls nicht zu diesem systematischen Fehler kommen.

#### **IV. Zu Punkt 2.3.2.1 „Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen“**

Im zweiten Abschnitt wird ausgeführt, dass die während der Abfahrrampe erzeugte Strommenge nicht entschädigungsberechtigt ist. Hier sollte noch ein Hinweis erfolgen, dass die durch die Abfahrrampe entgangenen Erlöse hingegen entschädigungsberechtigt sind.

#### **V. Zu Punkt 2.3.4 „Solaranlagen“**

Die Klarstellung, dass Viertelstundenwerte, die außerhalb der in Tabelle 1 definierten Zeiträume liegen, nicht als Referenzzeit herangezogen werden, ist zu begrüßen. Denn die Anlagen weisen außerhalb dieser Zeiträume aufgrund der fehlenden Einstrahlung keine Produktion auf.

Zu hinterfragen ist aber die Alternative, das letzte vollständig gemessene Zeitintervall des Vortags heranzuziehen. Zu erwägen wäre hier eine Vorgabe der BNetzA zur Bestimmung einer mit dem Entschädigungszeitraum vergleichbaren Viertelstunde des Vortags als Vergleichswert. Ebenfalls zu erwägen wäre dabei jedoch, ob dies in der Abwicklung der Entschädigungszahlungen im Wege des pauschalen Verfahrens (z.T. in IT-basierten Massenverfahren) nicht ggf. zu einem erheblichen Umsetzungsaufwand führt, der in Hinblick auf die im Pauschalverfahren hinzunehmenden Ungenauigkeiten außer Verhältnis stünde.

#### **VI. Zu Punkt 2.3.5 „KWK Anlagen“**

Gemäß den Ausführungen unter Punkt 2.3.5 soll nur dem Betreiber einer „hocheffizienten KWK-Anlage“ für den vorrangig erzeugten Strom eine Härtefallentschädigung zustehen. Damit würde für Betreiber von nicht hocheffizienten KWK-Anlagen (KWK-Anlagen mit Inbetriebnahmen vor bzw. gemäß dem KWKG vom 19. März 2009 und nicht hocheffiziente KWK-Anlagen gemäß dem KWKG vom 12. Juli 2012) eine Härtefallentschädigung ausgeschlossen. In § 15 Abs. 1 EEG 2017 wird aber nicht nach hocheffizienten und sonstigen KWK-Anlagen unterschieden. Vielmehr wird zur Bestimmung der entschädigungsberechtigten KWK-Anlagen nur auf § 14 Abs. 1 EEG 2017 verwiesen. Laut Legaldefinition des § 3 Ziffer 32 EEG 2017 erfasst § 14 Abs. 1 EEG 2017 grundsätzlich alle KWK-Anlagen nach § 2 Nr. 14 KWKG. Eine Einschränkung auf hocheffiziente KWKG-Anlagen wird dabei nicht vorgenommen.

Daraus könnte geschlossen werden, dass der Gesetzgeber keine Notwendigkeit sieht, die von der BNetzA angesprochene Beschränkung der Härtefallentschädigung auf hocheffiziente KWK-Anlagen und ihren vorrangberechtigten KWK-Strom vorzunehmen. Die Vorrangberechtigung bestimmter Anlagen wird nach aktuellem Recht für die Anschlussverpflichtung und für das Einspeiseranking zur Abregelung von Anlagen geregelt, nicht aber eindeutig für die Ermittlung der Härtefallentschädigung.

Der erste Absatz der Ziffer 2.3.5 sollte deshalb wie folgt formuliert werden:

*„Betreiber von KWK-Anlagen im Sinne von § 3 Nr. 32 EEG i. V. m. § 2 Nr. 14 KWKG haben einen Anspruch auf Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG i. V. m. § 3 Abs. 1 Nr. 3 KWKG, soweit sie KWK-Strom aufgrund einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG i. V. m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG nicht einspeisen können.“*

Der zweite Absatz der Ziffer 2.3.5 wäre folglich vollständig zu streichen.

Sollte die BNetzA die vorgenannte Auffassung nicht teilen, wäre der zweite Absatz jedenfalls anzupassen. Soweit es darin heißt, der Kondensationsstromanteil unterliege der „*Abregelung als konventionelle Erzeugung*“, ist dies zumindest missverständlich. Zwar erfolgt teilweise bereits eine entsprechende Meldung der Redispatchpotentiale (Stichwort: Energieinformationsnetz, Redispatch). Bei der Abregelung einer KWK-Anlage ist eine Unterscheidung nach der Zuordnung des erzeugten Stroms dennoch aber nicht immer möglich. Klarer wäre an dieser Stelle daher die Aussage, dass abgeregelter Kondensationsstrom nicht nach den Regelungen zum Einspeisemanagement entschädigungsfähig ist und dies auch für KWK-Anlagen mit Kondensationsstromanteil gilt. Hilfreich wäre auch eine Ergänzung, nach der es dem Anlagenbetreiber obliegt, dem Netzbetreiber nachzuweisen, welcher Anteil des erzeugten Stroms auf Kraft-Wärme-Kopplung basiert. Es ist bislang auch nicht immer gewährleistet, dass der Netzbetreiber mit dem Abruf der Ist-Einspeisung eine Unterscheidung zwischen vorrangberechtigtem Strom und Kondensationsstrom vornehmen kann.

Im Weiteren sind aus Sicht des BDEW bei der Ermittlung der Entschädigungszahlung für KWK-Anlagen folgende Aspekte zu berücksichtigen:

Die Entschädigungszahlung für die nicht eingespeisten KWK-Strommengen orientiert sich vornehmlich an dem entgangenen KWK-Zuschlag zuzüglich der ggf. entgehenden Vergütung für die dezentrale Einspeisung gemäß § 18 StromNEV (im folgenden „vermeidene Netzentgelte“, kurz: vNE) infolge der angeordneten Leistungsreduzierung. Dabei sind sämtliche KWK-Zuschläge zu berücksichtigen, die die Anlage in dem betreffenden Kalenderjahr erhält. Hinzu kommen ggf. auch weitere Kosten, z.B. Mehrkosten für Brenn- und Hilfsstoffe einer alternativen Wärmeerzeugung. Denkbar wäre an dieser Stelle auch eine Bezugnahme auf die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13a EnWG, die im Falle des Herunterfahrens einer KWK-Anlage nach § 13 Abs. 1 EnWG anfielen.

Die Entschädigungszahlungen werden für die nicht eingespeisten KWK-Strommengen (Ausfallarbeit) berechnet. Der hierfür anzulegende Zeitraum beginnt mit dem Aufruf zur Leistungsreduzierung, geht über die nachfolgenden  $\frac{1}{4}$  h Leistungswerte bis zum Erreichen der vorgegebenen Leistungsreduzierungsgrenze und dauert nach der Aufhebung der Maßnahme bis zum Ende der Hochfahrrampe entsprechend des Leistungsbedarfs.

Bei einem großen Teil der KWK-Anlagen sind die Laständerungsgradienten während der Abfahr- und Anfahrphase unterschiedlich (Leistungssprünge z. B. zwischen 2 und 15 MW pro Minute). Daher ist es nicht ausgeschlossen, dass Zeitfenster  $> \frac{1}{4}$  h entstehen, bis die vorgegebene, reduzierte Leistung bzw. bis beim Wiederhochfahren die ursprüngliche Leistung wieder erreicht ist. Insofern wären Abfahr- wie auch Hochfahrrampen, die über eine Viertelstunde hinausgehen, bei der Entschädigungszahlung zu berücksichtigen. Zur Berechnung der nicht eingespeisten Strommengen wären jeweils die gemessenen  $\frac{1}{4}$  h-Leistungsmittelwerte während des Abfahr- bzw. Hochfahrprozesses anzusetzen. Die Dauer des Abfahr- bzw. Hochfahrprozesses muss dabei durch messtechnische Aufzeichnungen durch den Anlagenbetreiber nachgewiesen werden.

Sind mehrere Anlagen gemeinsam in eine Einspeisemanagementmaßnahmen einbezogen und erhalten die Anlagen unterschiedliche KWKG-Zuschlagssätze, so sind die insgesamt messtechnisch ermittelten nicht eingespeisten Strommengen den einzelnen Anlagen entsprechend der jeweiligen Anteile der installierten Anlagenleistung zuzuordnen. Die Entschädigungszahlungen werden dann zunächst für jede einzelne Anlage berechnet und anschließend über alle Anlagen aufsummiert.

#### **VII. Zu 2.3.5.1 „Pauschales Verfahren für KWK-Anlagen“**

Im dritten Absatz wird angenommen, dass „die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils zwei ¼ Stunden andauern“. Zur Klarstellung sollte es heißen, dass sie „jeweils zwei volle ¼ Stunden“ andauern. Da bei der RLM Messung nur die ¼-Stunden-Werte berücksichtigt werden, die konkreten Regelungszeiten aber auch zu jeder anderen Minute beginnen und enden könnten und zur Gewährleistung der gewünschten ½ Stunde zwei volle ¼ Stunden benötigt werden, ist nur mit dieser Ergänzung das Ziel erreichbar.

#### **VIII. Zu Punkt 2.4.1.2 „Zusätzliche Aufwendungen“**

Zu begrüßen ist der Ansatz, eigene Stromverbräuche zukünftig als zusätzliche Aufwendungen ansetzen zu können, da gerade bei längeren Einspeisemanagementmaßnahmen ein zusätzlicher Strombezug für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft notwendig sein kann. Offen bleibt allerdings, wie sich ein hierdurch ggf. erzielter hoher Leistungspreis auf den außerhalb einer Einspeisemanagementmaßnahme durch die Anlage bezogenen Strom auswirkt. Hierzu sollte die BNetzA eine klare Aussage treffen.

Verwaltungs- und Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche sollten ebenfalls als zusätzliche Aufwendungen anerkannt werden. Dass Verwaltungs- und Abrechnungskosten als zusätzliche Aufwendungen anzuerkennen sind, folgt aus allgemeinen zivilrechtlichen Schadenersatzprinzipien, insbesondere dem Verursachungsprinzip im Entschädigungsrecht. Es besteht, anders als im vierten Absatz ausgeführt, ein unmittelbar kausaler Zusammenhang zwischen der Einspeisemanagementmaßnahme und diesen Kosten. Gerade in Regionen mit hohen Abregelungsquoten machen diese Kosten einen Großteil der kaufmännischen Betriebsführungsaufwendungen aus. Ohne Einspeisemanagementmaßnahmen würden diese Positionen nicht entstehen.

#### **IX. Zu Punkt 2.4.1.3 „Ersparte Aufwendungen“**

Im zweiten Absatz wird aufgeführt, dass ersparte Zahlungen, die bei einem Weiterbetrieb, z.B. im Rahmen von Wartungsverträgen oder Pachtverträgen, entstehen würden, den zusätzlichen Aufwendungen gegenzurechnen sind. Hier geht die BNetzA anscheinend davon aus, dass etwaige Zahlungsverpflichtungen aus Pacht- und Wartungsverträgen, die auf Basis der produzierten Energie erfolgen, entfallen. Jedoch enthalten solche Verträge häufig bereits Klauseln, die angemessene Ersatzzahlungen bei Einspeisemanagementeinsätzen und den damit zusammenhängenden Härtefallentschädigungen berücksichtigen sollen. Auch fallen Wartungskosten teilweise unabhängig von der erzeugten Strommenge an, so etwa bei Offshore-Windenergieanlagen.



Ein pauschaler Ausschluss dieser Aufwendungen aus der Anrechenbarkeit ist daher nicht angemessen. Denkbar wäre es, derartige Aufwendungen gegen Nachweis durch den Anlagenbetreiber in den Kosten des Betreibers zu berücksichtigen.

#### **X. Zu Punkt 2.4.2 „EE-Anlagen in der Direktvermarktung“**

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Ausführungen der BNetzA zum bilanziellen Ausgleich, den daraus resultierenden Kosten und zu der Frage der Erstattung dieser Kosten auf der Annahme beruhen, dass der bilanzielle Ausgleich, der in den Varianten unter Punkt 2.4.2.1 und Punkt 2.4.2.2 entweder durch den Netzbetreiber oder den Direktvermarkter bzw. Anlagenbetreiber vorgenommen werden soll, in der Umsetzung auch funktioniert.

Dies setzt in der Praxis zunächst voraus, dass die Information über einen bevorstehenden Engpass so rechtzeitig zur Verfügung steht, dass entweder ein Direktvermarkter oder ein Netzbetreiber Energie in entsprechendem Umfang einkaufen könnte. Nach übereinstimmenden Berichten aus der Praxis ist dies aber nur sehr selten der Fall. Wesentlich häufiger erfolgt eine Einspeisemanagementmaßnahme auch für den Netzbetreiber ungeplant und kurzfristig, so dass Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter erst im Nachhinein informiert werden können. Ursache hierfür sind häufig Schwierigkeiten der Netzbetreiber bei der Erstellung einer verlässlichen Prognose zukünftig notwendiger Maßnahmen gegenüber einzelnen Anlagen. So liegt den Netzbetreibern die Kenntnis konkreter, bei bestimmten Anlagen notwendig durchzuführender Maßnahmen infolge der zuvor erforderlichen Sensitivitätsanalyse bzw. des vorzunehmenden Einspeiserankings in der Regel nur sehr kurzfristig vor.

Es ist daher erklärtes Ziel des BDEW (siehe BDEW „Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen“ und Anmerkungen unten zu Punkt 2.4.2.2), einen möglichst standardisierten und transparenten Informationsfluss durch die Anschlussnetzbetreiber – unter Mitwirkung vorgelagerter Netzbetreiber – an die betroffenen Marktpartner über notwendige Einspeisemanagementmaßnahmen in Kenntnis der Planungsprozesse der Marktteilnehmer zu ermöglichen.

Darüber hinaus bestehen hinsichtlich der Vornahme des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber teilweise rechtliche Zweifel an der Legitimation. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass weitere gesetzgeberische Maßnahmen sinnvoll wären, um die praktische wie rechtssichere Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs zweifelsfrei zu klären. Daneben stellen sich die von der BNetzA richtigerweise gestellten Fragen im Zuge der Entschädigung beim Ausgleich von EEG-Einspeisemanagement betroffener Bilanzkreise. Bei deren Beantwortung bittet der BDEW, die nachfolgenden Erwägungen zu berücksichtigen.

Soweit es in dem zweiten Absatz heißt, dem Anlagenbetreiber solle im Falle der „*Direktvermarktung mit Marktprämie*“ nur die Marktprämie als Härtefallentschädigung zustehen, widerspricht dies der Regelung des § 15 Abs. 1 EEG 2017. Danach kann der Anlagenbetreiber auch seine entgangenen Einnahmen fordern. Entgangen ist dem Anlagenbetreiber in der „*Direktvermarktung mit Marktprämie*“ neben der Marktprämie zumindest dann auch der vom Direktvermarkter gezahlte Preis pro kWh, wenn der Strom noch nicht vermarktet worden ist. Dies entspricht der aktuell gängigen Auslegung der gesetzlichen Vorgaben, weswegen von der Beschränkung allein auf die Marktprämie Abstand genommen werden sollte.

Eine Differenzierung könnte allenfalls mit Blick darauf erfolgen, auf welche Weise die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der „Direktvermarktung mit Marktprämie“ erfolgt:

- Trägt der Anlagenbetreiber das wirtschaftliche Risiko der Bilanzkreisbewirtschaftung, könnte erwogen werden, als entgangene Einnahme nur die Marktprämie anzusetzen, da die Verkaufserlöse hierbei – unabhängig von der Einspeisemanagementmaßnahme – direkt vom Abnehmer erzielt werden können. Denn der Anlagenbetreiber stellt nach wie vor Energie zur Verfügung, die er allerdings bei Abregelung der Erzeugungsanlagen aus anderen Quellen beschaffen muss. Ob die hierfür zusätzlich anfallenden (oder ersparten) Aufwendungen zum Ausgleich der wegen Bilanzkreisabweichungen – ggf. auch für den Einsatz von Ausgleichsenergie (Punkt 2.4.2.3) – anzusetzen sind, hängt davon ab, ob und wie ein bilanzieller Ausgleich gemäß den nachfolgenden Ausführungen der BNetzA (Punkt 2.4.2.1 ff.) erfolgt. Nimmt er den Ausgleich selbst vor, könnte er in dieser Variante diese Kosten gegenüber dem Netzbetreiber nach § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 als zusätzliche Aufwendungen geltend machen.
- Hat der Anlagenbetreiber das wirtschaftliche Risiko der Bilanzkreisbewirtschaftung zu vertraglich festgelegten Bedingungen an einen Direktvermarkter oder eine andere Person, an die der Strom veräußert wird, übertragen, wäre als entgangene Einnahme neben der vom Netzbetreiber zu zahlenden Marktprämie jedenfalls aber auch der mit dem Direktvermarkter oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, vertraglich festgelegte Preis bzw. der Marktwert im Zuge der Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG 2017 anzusetzen. Der Anlagenbetreiber sollte in diesem Fall so gestellt werden, wie er ohne Einspeisemanagementmaßnahme stünde.

Dementsprechend wäre auch Punkt 2.4.2.4 „*Summenbildung je Einspeisemanagement-Maßnahme*“ anzupassen.

#### **XI. Zu Punkt 2.4.2.1 „Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber“**

Zuzustimmen ist der BNetzA, dass mit diesem Ansatz keine zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen infolge der Einspeisemanagement-Maßnahme anfielen, da die Energie, die ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme mit der Anlage erzeugt worden wäre, mit dem bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber ersetzt würde. Mit dieser Variante des bilanziellen Ausgleichs entfielen ein erheblicher Aufwand bei den Direktvermarktern/Anlagenbetreibern, sowohl bei der Durchführung des bilanziellen Ausgleichs als auch bei der Abrechnung der hierbei entstehenden Kosten, weswegen diese das hier vorgeschlagene Modell insoweit auch begrüßen.

Jedoch bestehen Zweifel, ob die hier von der BNetzA vorgeschlagene Methode mit den rechtlichen Vorgaben, insbesondere der § 13 Abs. 2 und Abs. 3 i.V.m. § 13 Abs. 5 EnWG im Einklang steht, wonach zwar die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zur Bilanzkreisabrechnung auch in Situationen nach § 13 Abs. 2 EnWG bestehen bleibt, diese aber im Allgemeinen naturgemäß mit dem Bilanzkreisverantwortlichen erfolgen muss. Der Vorschlag eines durch einen Verteilernetzbetreiber durchzuführenden bilanziellen Ausgleichs bei Einspeisemana-

gemaßnahmen findet hingegen aktuell weder in § 14 EEG 2017 noch in § 13 Abs. 2 EnWG eine gesetzliche Grundlage.

Darüber hinaus gehende Leistungspflichten des Netzbetreibers ruhen gemäß § 13 Abs. 5 Satz 1 EnWG. Soweit nach dem Vorschlag der BNetzA Auswirkungen des Einspeisemanagements – als Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 bzw. Abs. 3 EnWG – durch entsprechende Maßnahmen des Netzbetreibers, wie dem Redispatch, also einer aktiven Anweisung einer Anlage auf vertraglicher Grundlage, ausgeglichen werden sollen, stellt sich ebenfalls die Frage, auf welcher rechtlichen Grundlage dies geschieht. Hier bedürfte es der Schaffung einer entsprechenden rechtlichen Grundlage, die einen bilanziellen Ausgleich bei Einspeisemaßnahmen durch den Netzbetreiber vorsähe.

Zwar wird im zweiten Absatz ausgeführt, dass die Abregelung eines konventionellen Kraftwerks im Wege einer Redispatch-Maßnahme erfolgen könne. Richtig ist, dass Abregelungen von konventionellen Kraftwerken im Wege des Redispatch erfolgen können und zwar durch den Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 1 EnWG und durch den Verteilernetzbetreiber nach § 14 Abs. 1 i.V.m. § 13 Abs. 1 EnWG. Da das Redispatch gesetzlich nur für Erzeugungs- und Speicheranlagen mit einer Leistung von mehr als 10 MW in § 13a EnWG geregelt ist, bleibt die Frage offen, welche Handlungsmöglichkeiten der Netzbetreiber besitzt, wenn ein Betreiber einer konventionellen Anlage unter 10 MW nicht bereit wäre, einen in diesem Fall notwendigen Vertrag zur Leistungsanpassung seiner Anlagen zu schließen oder keine Einigung über die Höhe der Vergütung erzielt werden kann. Soweit ein Zusammenspiel von Einspeisemanagement-Maßnahme und Leistungserhöhung eines anderen Kraftwerks erfolgen soll, wäre es aber von Relevanz, wie der Netzbetreiber die Leistungserhöhung zu vergüten hätte und wie die hierbei entstehenden Kosten regulatorisch zu berücksichtigen wären; ob also beispielsweise die Vorschriften zum Redispatch auch bei der Leistungserhöhung einer oder mehrerer Anlagen unter 10 MW durch einen Verteilernetzbetreiber analog Anwendung fänden.

Ungeachtet dessen ist die Einbeziehung auch von EEG-geförderten Anlagen in die Redispatchprozesse unter entsprechender Einbeziehung des Anschlussnetzbetreibers ausdrücklich zu begrüßen. Ebenfalls sollten die in dem Abschnitt erwähnten und für eine Einbindung in den Redispatch erforderlichen Prozesse zur frühzeitigen Prognose von Einspeisemaßnahmen und der erwarteten Ausfallenergie vorangetrieben werden. Dabei könnten auch verfügbare Echtzeitdaten aus Erzeugungsanlagen von den Netzbetreibern genutzt werden, um eine Prognose der Anlagenreduzierungen und der erwarteten Ausfallenergie zu erstellen und auch rechtzeitig bekannt zu geben.

Es ist an dieser Stelle insgesamt darauf zu achten, dass das von der BNetzA verfolgte Ziel auch den aktuellen Rechtsrahmen einhält und dieser weiterentwickelt wird. Wichtig wäre, dabei auch deutlicher herauszustellen, welche Handlungsmöglichkeiten die Verteilernetzbetreiber hierbei besitzen. So bleibt beispielsweise offen, ob der entflochtene Verteilernetzbetreiber den Bilanzkreisausgleich wie beim Redispatch ausschließlich über eine Anpassung von Kraftwerksfahrplänen erzielen soll oder ob er ausnahmsweise im Rahmen seiner bereits heute bestehenden Netz- und Systemverantwortung zum Zwecke der Durchführung des Bilanzausgleichs darüber hinaus berechtigt sein sollte, selbständig Energie zu kaufen und zu

verkaufen. Oder wäre dies nur über entsprechende Dienstleistungsverträge mit Dritten zu erreichen? Könnte er etwa seinen vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber mit dem Bilanzgleich beauftragen? Und wie wäre am Ende die Vergütung für diese Leistung zu berechnen? Auch wäre darauf zu achten, dass der Anlagenbetreiber und damit auch der Bilanzkreisverantwortliche/Direktvermarkter Kenntnis darüber erlangen, wenn eine Einspeisemanagementmaßnahme und ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt. Anderenfalls würden sie womöglich parallel hierzu, da sie ohne entsprechende Information nicht zwischen Einspeisemanagement-Maßnahmen und wetterbedingten Produktionsrückgängen unterscheiden können, durch eine Beschaffung am Intradaymarkt den Bilanzkreis ausgleichen, um der Verpflichtung als Bilanzkreisverantwortlicher nachzukommen.

Bei der Durchführung des Einspeisemanagements handelt es sich dem Grunde nach um die Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten. Vor diesem Hintergrund erscheint es auch sinnvoll, die Frage des bilanziellen Ausgleichs im Rahmen einer geschlossenen Lösung zur Nutzung netzdienlicher Flexibilitäten, zu der die BNetzA die Diskussion mit ihrem Diskussionspapier zur Flexibilität im Stromversorgungssystem vom 3. April 2017 angestoßen hat, zu beleuchten.

## **XII. Zu Punkt 2.4.2.2 „Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter“**

Der von der BNetzA verfolgte alternative Ansatz, dass – wenn der Netzbetreiber keinen bilanziellen Ausgleich vornimmt – der Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter den Bilanzkreis ausgleicht, ist aus Sicht des BDEW grundsätzlich nachvollziehbar. Es erscheint sachgerecht, dass der Bilanzkreis auch durch den Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter ausgeglichen werden kann und dieser dann die dafür anfallenden Kosten erstattet bekommt.

Jedoch kann dieses Modell des bilanziellen Ausgleichs nur dann funktionieren, wenn die für dessen Umsetzung notwendigen Voraussetzungen gegeben sind. Zu nennen ist hier etwa das Vorliegen einer rechtzeitigen Vorabinformation über den Eintritt einer Einspeisemanagementmaßnahme und deren voraussichtlichen Dauer – so auch die BNetzA –, die für ein Tätigwerden des Anlagenbetreibers/Direktvermarkters erforderlich wäre. Daher ist das Fehlen ausreichender Informationen für alle Beteiligten problematisch. Die Anlagenbetreiber und Direktvermarkter sind mangels Kenntnis des zu erwartenden Engpasses nicht in der Lage, bei Einspeisemanagementmaßnahmen für einen bilanziellen Ausgleich zu sorgen. Sie können dann auch nicht beurteilen, durch welche Gegenmaßnahmen der Netzengpass bewirtschaftet oder gar verstärkt würde. Umso wichtiger ist eine entsprechende Information der Anlagenbetreiber und Direktvermarkter.

Auch vor diesem Hintergrund haben Netzbetreiber, Anlagenbetreiber und Direktvermarkter im Rahmen des BDEW einen freiwilligen Prozess zur weiteren Verbesserung des Informationsmanagements erarbeitet. In einem „Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen“ zeigt der BDEW Zukunftsperspektiven für eine Verzahnung der Prognoseprozesse von Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Direktvermarktern und damit

von Netzbetrieb und Marktprozessen auf<sup>1</sup>. Im Ergebnis soll in einem Zielmodell eine möglichst standardisierte und transparente Informationsbereitstellung durch die Anschlussnetzbetreiber – unter Mitwirkung vorgelagerter Netzbetreiber – an die betroffenen Marktpartner über notwendige Einspeisemanagementmaßnahmen in Kenntnis der Planungsprozesse der Marktteilnehmer erfolgen. Hierfür ist so bald wie möglich die Einrichtung einer beiderseitigen zielgerichteten und hinreichend automatisierten und maschinenlesbaren Kommunikation zwischen Netzbetreibern und betroffenen Marktpartnern erforderlich.

Der BDEW schlägt daher vor, über die gesetzlichen Pflichten hinaus das informatorische Zusammenspiel zwischen den Netzbetreibern, den Direktvermarktern und Anlagenbetreibern im Kontext des Prognoseprozesses für Einspeisemanagementmaßnahmen in Zukunft stufenweise zu intensivieren. Der o.g. Leitfaden beinhaltet sowohl ein sachgerechtes Zielszenario als auch erste und konkrete Schritte, die zur zeitnahen Umsetzung geeignet sind und die Möglichkeiten der Direktvermarkter und Anlagenbetreiber erkennbar verbessern.

Einer Klarstellung bedarf der Leitfaden der BNetzA im dritten Absatz unter Punkt 2.4.2.2. Hier erläutert die BNetzA in Anlehnung an § 5 Abs. 4 StromNZV ihre Auffassung, dass spätestens vier Viertelstunden nach Mitteilung der Einspeisemanagementmaßnahme nach § 14 Abs. 2 EEG 2017 ein bilanzieller Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgt sein kann und muss. Auch wenn die BNetzA nur eine Analogie zu § 5 Abs. 4 StromNZV herstellt (darin heißt es: „vier Viertelstunden einschließlich der Viertelstunde, in der der Ausfall aufgetreten ist“), sollte klargestellt werden, ob die Viertelstunde, in der die Mitteilung der Einspeisemanagementmaßnahme erfolgt, von den vier Viertelstunden umfasst sein soll.

Zweifel bestehen an der von der BNetzA vorgenommenen rechtlichen Herleitung der „*Entschädigungspflicht dem Grunde nach*“. Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber gleichzeitig auch personenidentisch mit dem Direktvermarkter/Bilanzkreisverantwortlichen ist, kann der Ansatz freilich noch überzeugen, dass er die Kosten für den Bilanzausgleich gegenüber dem Netzbetreiber als zusätzliche Aufwendung gemäß § 15 Abs. 1 EEG 2017 geltend machen kann. Denn wie die BNetzA unter dem Abschnitt „Entschädigungspflicht dem Grunde nach“, dort im zweiten Absatz richtig darstellt, ist in jedem Fall der Anlagenbetreiber anspruchsberechtigt.

Jedoch stellt die Vorschrift des § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 nicht ausdrücklich klar, inwieweit auch der Aufwand Dritter als zusätzliche Aufwendung geltend gemacht werden kann. Der Wortlaut des § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 lässt auch die zum Teil vertretene Sichtweise zu, dass die Entschädigungszahlung nur zusätzliche Aufwendungen des Anlagenbetreibers umfasst. Wirtschaftliche Nachteile, die dem Vertragspartner des Anlagenbetreibers in der Direktvermarktung infolge einer Maßnahme des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 entstehen, wären nach dieser Lesart daher nicht direkt durch den Netzbetreiber als „*zusätzliche Aufwendungen*“ des Anlagenbetreibers zu ersetzen.

---

<sup>1</sup> BDEW Leitfaden zur Informationsbereitstellung bei Einspeisemanagementmaßnahmen, 18.07.2017 - Dieser Leitfaden bezieht sich ausschließlich auf den Informationsaustausch. Er trifft keine Aussagen zu einer zukünftigen Abwicklung eines bilanziellen Ausgleichs oder zu Entschädigungsansprüchen.



Diese in der Auslegung bestehenden Zweifel sollten durch eine gesetzgeberische Klarstellung ausgeräumt werden. Ungeachtet dessen regt der BDEW an, auch die nachfolgenden alternativen Ansätze zur Kompensation der Kosten des Direktvermarkters zu prüfen.

Zu erwägen wäre etwa eine Erstattung über das rechtliche Konstrukt der Drittschadensliquidation. Die hierbei anfallenden Kosten des Anlagenbetreibers zur Behebung des Schadens bei dem Dritten könnten als „*zusätzliche Aufwendung*“ geltend gemacht werden.

Denkbar wäre als Alternative auch – wenngleich dies in der Praxis derzeit eher unüblich ist –, dass der Bilanzkreisverantwortliche/Direktvermarkter, der nicht selber Anlagenbetreiber, damit also Dritter ist, etwaige Kosten mit dem an den Anlagenbetreiber zu entrichtenden Preis verrechnet. Dadurch entstehende Einbußen beim Anlagenbetreiber könnten, soweit sie auf eine Maßnahme des Einspeisemanagements zurückzuführen wären, wiederum als „*entgangene Einnahmen*“ erstattungsfähig im Sinne des § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 sein. Kosten, die infolge einer Einspeisemanagementmaßnahme für den Ausgleich des Bilanzkreises anfallen, würden sich damit letztlich als eine Preiskomponente widerspiegeln, die aber auch ein Bestandteil der Entschädigungszahlung nach § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 darstellen würde (siehe dazu bereits die Anmerkungen zu Punkt 2.4.2). So könnte neben einer fixen Preiskomponente ein variabler Preisbestandteil etwaige Zu-/ Abschläge für die Ausgleichsenergiebeschaffung vorsehen.

Schließt der Anlagenbetreiber zum Zweck, den in seiner EEG-Anlage erzeugten Strom im Wege der Direktvermarktung zu vermarkten einen Vertrag, beispielsweise mit einem Stromhändler ab, darf sich dieser Vertrag allerdings nicht zu Lasten eines Dritten, in diesem Fall dem Netzbetreiber, auswirken. Das wäre dann der Fall, wenn der Anlagenbetreiber und der Abnehmer des direkt vermarkteten Stroms eine über die Kosten der Bilanzkreisbewirtschaftung hinausgehende und letztlich durch den Netzbetreiber zu erstattende Entschädigung bzw. Vertragsstrafe für den Lieferausfall vorsehen würden, die im Falle der Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG 2017 zu Lasten des Netzbetreibers anfielen. Verträge zu Lasten Dritter sind mit dem Grundsatz der Privatautonomie unvereinbar und gesetzlich unzulässig, soweit die belastende Wirkung für den Dritten nicht lediglich einen Reflex darstellt.

Insoweit greift es jedoch zu kurz, wenn die BNetzA im fünften Absatz im Abschnitt „Entschädigungspflicht dem Grunde nach“ formuliert, dass es unerheblich sei, welche Absprachen der Anlagenbetreiber und der Direktvermarkter bzw. der Bilanzkreisverantwortliche untereinander getroffen haben. Dabei ist der BNetzA zwar dahingehend zuzustimmen, dass es dem Sinn und Zweck des § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 widersprechen würde, wenn der Anlagenbetreiber und der Direktvermarkter es in der Hand hätten, durch bilaterale Vereinbarungen die Höhe des Entschädigungsanspruches des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber zu beeinflussen. Jedoch könnten entsprechende Klauseln eine Ausgleichspflicht des Anlagenbetreibers gegenüber dem Direktvermarkter auch für Kosten des durch die Einspeisemanagementmaßnahme verursachten bilanziellen Ausgleichs vorsehen. Die diesbezüglichen Ausführungen im Leitfaden sollten daher dahingehend konkretisiert werden, dass Absprachen zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter bzw. Bilanzkreisverantwortlichen nur insoweit unerheblich sind, wie durch sie die Höhe des grundsätzlich gegebenen Ausgleichsanspruches verändert würde.

Im Abschnitt „Höhe der Entschädigung“ schlägt die BNetzA vor, dass für einen Anspruch auf Entschädigung zusätzlicher Aufwendung in Höhe von 70 Prozent des ID3-Preises kein Nachweis erforderlich sei. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass der 1:1-Nachweis eines Intraday-Handelsgeschäfts zu einer Einspeisemanagementmaßnahme nicht immer möglich ist, da im Rahmen des Intradayhandels in der Regel der gesamte Saldo des Bilanzkreises ausgeglichen wird und nicht einzelne Ereignisse technischer Einheiten. Da der ID3 genau die Intraday-Preisentwicklung wieder gibt, sollte dieser grundsätzlich ohne Nachweis für eine Entschädigung herangezogen werden. Eine Unterscheidung und gar Beschränkung auf 70 Prozent ist hierbei nicht nachvollziehbar.

Im Abschnitt „Höhe der Entschädigung“ wird im siebten Absatz ausgeführt, dass im Falle eines energetischen Ausgleichs durch den Einsatz einer Ersatzerzeugungseinheit die dadurch entstehenden Kosten nachzuweisen seien. Hier wäre, auch mit Blick auf die Diskussionen um die angemessene Vergütung einer Redispatch-Maßnahme nach § 13a EnWG, eine weitere Konkretisierung wünschenswert, welche Kosten hiervon umfasst sein sollen.

### **XIII. Zu Punkt 2.4.2.3 „Bilanzieller Ausgleich durch Ausgleichsenergie“**

Für die Bestimmung der *„Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen in der Viertelstunde“* ist es essentiell, dass der Bilanzkreisverantwortliche vom Anlagenbetreiber die gemäß Punkt 2.3 ermittelte Ausfallarbeit jeder Einspeisemanagementmaßnahme in Form eines ¼-h Lastgangs erhält.

Auf Grund der Vielzahl der direktvermarkteten Anlagen und der Häufigkeit der durchgeführten Einspeisemanagementmaßnahmen wäre es erforderlich, dass die Übermittlung der Ausfallarbeit in einem standardisierten Verfahren, im Idealfall im Rahmen von noch zu definierenden Marktprozessen, sowohl an den Direktvermarkter, als auch an den Netzbetreiber erfolgt. Bis zur Umsetzung solcher Marktprozesse sollten die Anlagenbetreiber dem Direktvermarkter die Lastgangdaten in einem einheitlichen, automatisiert verarbeitbaren Format zusenden.

Denkbar ist im Übrigen, dass bereits ein Teil der Ausfallarbeit aufgrund fehlender Information über den Netzengpass durch den Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter im Intradayhandel direkt (Punkt 2.4.2.2) und parallel dazu die eine überschneidende Menge im Wege des *„Bilanziellen Ausgleichs durch Ausgleichsenergie“* ausgeglichen wird, beide Fälle also kombiniert werden. Der Leitfaden sollte diese Möglichkeit explizit benennen, um Bilanzkreisverantwortlichen auch in Zukunft alle Anreize zur Bilanzkreistreue und Minimierung der Gesamtkosten zu geben.

### **XIV. Zu Punkt 2.4.3 „KWK Anlagen“**

KWK-Anlagen erzeugen zwei Produkte, d.h. mechanische Energie, die in der Regel unmittelbar in elektrischen Strom umgewandelt wird, und nutzbare Wärme für Heizzwecke (Fernwärme) oder Produktionsprozesse (Prozesswärme). Die Erzeugung beider Produkte unterliegt dabei technologischen, wirtschaftlichen und gesetzlichen Bedingungen und Einschränkungen.

Die technologischen und wirtschaftlichen Einschränkungen ergeben sich im Wesentlichen durch den Anlagentyp, den verwendeten Brennstoff, aber auch durch das Fernwärmenetz

und die Kunden- bzw. Abnahmestruktur. Die Systeme, bestehend aus einem oder mehreren Heizkraftwerken und/oder Heizwerken, sind in der Regel redundant ausgelegt, um die Wärmeversorgung jederzeit sicherzustellen. Bei größeren, komplexen Netzen ist jedoch meistens nur ein Teil der Kapazität besichert. Dies kann unter Umständen dazu führen, dass die vorhandene Heizwerkskapazität nicht ausreicht, um den Wärmebedarf vollständig zu decken.

Darüber hinaus sind die gesetzlichen Regelungen und Verordnungen für den Wärmemarkt (Energieeinsparverordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) zu berücksichtigen. Diese schreiben beispielsweise eine bestimmte Menge an KWK-Wärme in Fernwärmenetzen vor.

Folgende Einflussfaktoren könnten daher bei der Ermittlung der entgangenen Wärmeerlöse und ersparter Aufwendungen zu berücksichtigen sein:

- Gegendrucklinie

Der Begriff bezeichnet den Bereich der Lastlinie, in dem Strom- und Wärmeleistung gekoppelt sind, d. h. in dem eine Reduzierung der Stromleistung automatisch zu einer Reduzierung der Wärmeleistung führt. Die fehlende Wärmeleistung muss im gesamten Regelbereich KWK-Wärme durch Heizwerkswärme oder Wärme aus einem Wärmespeicher ersetzt werden.

- Grenzkosten der alternativen Wärmeversorgung

Sofern möglich, wird die nicht erzielte Wärmeproduktion in Spitzen- und Reservekesseln nachgefahren. Hierfür fallen zusätzliche Grenzkosten, vor allem Differenz- Brennstoffkosten, für den Betrieb an.

- Emissionshandel

KWK-Anlagen > 20 MW<sub>el</sub> unterliegen, sofern sie fossil befeuert sind, dem Emissionshandel, ebenso Heizwerke mit einer Feuerungswärmeleistung von > 20 MW. Die daraus resultierenden Emissionszertifikatekosten können durch eine Einspeisemanagementmaßnahme beeinflusst werden, was letztlich von den verwendeten Brennstoffen abhängt, vom Wirkungsgrad und der „Einsatzplanung“ (teilweise werden Heizwerke nur eine geringe Anzahl an Stunden eingesetzt. Dies führt dazu, dass sie nicht voll am Emissionshandel partizipieren. Sobald jedoch die erlaubte Anzahl an Stunden überschritten ist, z. B. indirekt durch eine Einspeisemanagementmaßnahme, entstehen zusätzliche Kosten).

- Steuereffekte (Energie- und Stromsteuer)

KWK-Anlagen und Heizwerke werden unterschiedlich steuerlich behandelt. Durch den vermehrten Einsatz von Heizwerken erhöht sich (in Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff) die Steuerlast des Unternehmens.

- Herabregelung / Abschaltung

Bei einer Herabregelung entstehen weitere Kosten durch den erforderlichen Ab- und Hochfahrvorgang. Bei einer vollständigen Abschaltung (Reduzierung der Netzeinspeisung auf „0“) entstehen weitere Kosten durch Stillstandsverluste der KWK-Anlage. Hierfür müssen äquivalente Voll-Laststunden entschädigt werden. Sofern der Wartungszyklus durch



das Einspeisemanagement verkürzt wird, wäre eine Entschädigung auf Basis des bisher hierfür als Kosten ausgewiesenen Anteils pro kWh für nicht ausgekoppelte Wärme anzusetzen. Bestandteile sind:

- äquivalente Voll-Laststunden für den Ab- und Hochfahrvorgang (Abfahr- und "Hochfahrrampe")
- äquivalente Voll-Laststunden Wartung
- Änderung des Wärmebedarfs während der Stillstandszeit
- Mindeststillstandszeiten

#### **XV. Zu Punkt 3.1 „Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte“**

In diesem Abschnitt könnte zusätzlich ausgeführt werden, dass die Kostenansätze als Planwerte ermittelt und jährlich ohne weiteren Verzug in den Erlösobergrenzen berücksichtigt beziehungsweise angepasst werden. Der Abgleich mit den Ist-Kosten erfolgt dann gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV über das Regulierungskonto.

#### **XVI. Zu Punkt 3.2.1 „Erforderlichkeit der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG“**

Klar dargestellt werden sollte, ob nachgewiesen werden muss, dass nicht „entsprechend der gesetzlichen Rangfolge eine andere Einspeisemanagement-Maßnahme vorrangig zu ergreifen gewesen wäre“ oder generell eine andere Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG durchzuführen war. Überdies bleibt offen, wann der Nachweis zu führen ist und in welcher Form dieser erbracht werden soll. Hier sollte aus Effizienzgründen eine bestätigte Erklärung des Netzbetreibers unter Bezugnahme auf die auf der Internetseite der BNetzA veröffentlichten Erhebungsbögen ("Ad-hoc-Meldung zu System- und Netzsicherheitsmaßnahmen" und "Quartalsweise Meldung von Einspeisemanagementmaßnahmen und sonstigen Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG aufgrund von Netzengpässen") genügen.

#### **XVII. Generelle Anmerkungen**

Soweit der Leitfaden der BNetzA im Vergleich zu der derzeit veröffentlichten Version 2.1 Änderungen bzw. Neuerungen enthält, etwa zum „bilanziellen Ausgleich“, bedarf es zwingend einer *Übergangsregelung*, mit notwendigen Erläuterungen zur finanziellen Abwicklung und regulatorischen Berücksichtigung der dadurch entstehenden Kosten. Ungeachtet der oben angeführten Anmerkungen im Einzelnen, weichen die hierzu beschriebenen Verfahren teilweise erheblich von der heute gängigen Praxis ab. So dürfte es demzufolge zu zahlreichen Vertragsanpassungen kommen. Unsicherheiten würden auch darüber bestehen, ab welchem Zeitpunkt die BNetzA für den bilanziellen Ausgleich zusätzlich anfallende Kosten anerkennen würde. Eine Rückwirkung bedürfte aus Sicht des BDEW in jedem Fall aus Gründen der Rechtssicherheit und schwerwiegender Herausforderungen in der Abwicklung einer rechtssicheren Regelung hierzu. Und auch in die Zukunft gerichtet, könnte ein solches Modell die Anpassung bzw. erstmalige Ausgestaltung nicht nur der Verträge, sondern auch der entspre-

chenden Prozesse bei den Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Direktvermarktern erfordern, wofür ein hinreichender Zeitraum einzuräumen wäre.

## **Ansprechpartner**

Abteilung Recht

Dr. Michael Koch

Telefon: +49 30 300199-1530

[michael.koch@bdew.de](mailto:michael.koch@bdew.de)

Geschäftsbereich Energienetze und Regulierung

Laura Emmermacher

Telefon: +49 30 300199-1111

[laura.emmermacher@bdew.de](mailto:laura.emmermacher@bdew.de)

Geschäftsbereich Erzeugung und  
Systemintegration

Stefan Thimm

Telefon: +49 30 300199-1310

[stefan.thimm@bdew.de](mailto:stefan.thimm@bdew.de)