



Konsultation Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0

– Ergänzende Konsultation des Textteils zur Direktvermarktung (Kapitel 2.4.2) –

Die Bundesnetzagentur hat einen Entwurf des Einspeisemanagement-Leitfadens 3.0 bis zum 31.08.2017 zur Konsultation gestellt. Im Anschluss daran fand am 30.11.2017 ein Workshop statt. Im Rahmen dieser Konsultation wurde insbesondere das Kapitel zur Direktvermarktung teilweise kontrovers diskutiert. Außerdem gab es aus Reihen der Konsultationsteilnehmer einen weiteren Vorschlag – das sog. Randstundenmodell –, den die Teilnehmer des Workshops spontan nicht abschließend beurteilen konnten. Daher wurde von den Teilnehmern um die Möglichkeit einer weiteren Stellungnahme gebeten.

Die Bundesnetzagentur dankt für die konstruktiven und fruchtbaren Beiträge in der Konsultation und im Workshop und möchte die begonnene Diskussion mit diesem Dokument fortsetzen, bevor sie die finale Version des Einspeisemanagement-Leitfadens 3.0 veröffentlicht.

Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, das Kapitel 2.4.2 in der Fassung der Anlage zu diesem Dokument in den Leitfaden aufzunehmen. Dem liegen im Wesentlichen folgende Erwägungen zugrunde:

- (1) Im Rahmen der Konsultation wurde zu Recht darauf hingewiesen, dass die Ausführungen des Leitfadens zur sachgerechten Ermittlung der Einspeisemanagement-Erschädigung vor allem für die Abrechnungspraxis gedacht sind und daher juristische Erläuterungen soweit wie möglich in den Hintergrund treten sollten. Die Bundesnetzagentur nimmt diesen Einwand auf und konzentriert das Kapitel 2.4.2 auf die Grundaussagen.
- (2) Im Rahmen der Konsultation wurde zu Recht darauf hingewiesen, dass die Abrechnungsmethoden möglichst einfach zu halten seien, um unnötigen Aufwand bei allen Beteiligten zu vermeiden.
- (3) Im Rahmen der Konsultation bestand weitgehend Einigkeit darüber, dass dem Direktvermarktungsunternehmen kein eigener Anspruch aus § 15 Abs. 1 EEG zusteht. Dies deckt sich mit der Einschätzung der Bundesnetzagentur.
- (4) Im Rahmen der Konsultation wurde diskutiert, inwieweit das Risiko von Bilanzkreisabweichungen in Folge von Einspeisemanagement-Maßnahmen dem Netzbetreiber, dem Anlagenbetreiber oder dem Bilanzkreisverantwortlichen zuzuordnen ist. Während einige Konsultationsteilnehmer das Risiko mit dem Risiko einer Windflaute verglichen, stellten andere Konsultationsteilnehmer auf die Verursachung durch den Netzbetreiber ab. Die Bundesnetzagentur hält an der Auffassung fest, dass die wirtschaftlichen Folgen von Einspeisemanagement-Maßnahmen der Risikosphäre des Netzbetreibers zuzuordnen sind.
- (5) Im Rahmen der Konsultation wurde kontrovers diskutiert, inwieweit Kosten und Erlöse infolge von Bilanzkreisabweichungen im Rahmen der Entschädigungsansprüche des Anlagenbetreibers zu berücksichtigen sind. Die Bundesnetzagentur und ein Teil der Konsultationsteilnehmer vertreten die Auffassung, dass diese Kosten und Erlöse nach den Grundsätzen der Drittschadensliqui-

dation auch dann bereits von vornherein bei der Bestimmung der Anspruchshöhe nach § 15 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen sind, wenn der Anlagenbetreiber nicht selbst Bilanzkreisverantwortlicher ist, sondern sich dafür eines Direktvermarktungsunternehmens als Dienstleister bedient. Andere Konsultationsteilnehmer stellten für diese Konstellation auf den Inhalt des Direktvermarktungsvertrags ab, so dass diese Kosten und Erlöse nur dann im Rahmen des Anspruchs nach § 15 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen seien, wenn und soweit im Direktvermarktungsvertrag eine Übernahme durch den Anlagenbetreiber vereinbart ist.

Die Bundesnetzagentur hält auch nach der Konsultation daran fest, dass die besseren Argumente für die erste Auffassung sprechen. Die Anwendung der Drittschadensliquidation stellt sicher, dass sich der Inhalt des gesetzlichen Anspruchs nach den gleichen Grundsätzen berechnet, egal ob der Anlagenbetreiber selbst die Direktvermarktung vornimmt oder sich dafür eines Dienstleisters bedient. Dies ist sachgerecht, da es keinen sachlichen Grund für eine unterschiedliche Abrechnung gibt. Daher kann von einer „zufälligen Schadensverlagerung“ gesprochen werden, die die Anwendung der Drittschadensliquidation sinnvoll erscheinen lässt. Durch die Anwendung der Drittschadensliquidation ist außerdem sichergestellt, dass auch die Erlöse durch Bilanzkreisabweichungen Berücksichtigung finden, so dass eine Überkompensation des Anlagenbetreibers vermieden wird. § 13 Abs. 5 S. 2 EnWG steht dem – entgegen der Auffassung einiger Konsultationsteilnehmer – nicht entgegen, da keine Aussetzung der Bilanzkreisabrechnung vorgesehen ist.

Dabei ist einzuräumen, dass auch die Gegenauffassung mit dem Wortlaut des § 15 Abs. 1 EEG vereinbar ist. Wenn und soweit die Vertragspartner des Direktvermarktungsvertrags die Risiken von Bilanzkreisabweichungen durch Einspeisemanagement-Maßnahmen bei der Bestimmung der Vergütung des Anlagenbetreibers berücksichtigen, wären diese Positionen als „entgangene Einnahmen“ bzw. „zusätzliche Aufwendungen“ dem Wortlaut nach berücksichtigungsfähig. Die „zufällige Schadensverlagerung“, die nach der hier vertretenen Auffassung Grundlage für die Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation ist, würde vermieden.

Eine Berücksichtigung solcher vertraglichen Regelungen bei der Berechnung der Anspruchshöhe nach § 15 Abs. 1 EEG ist aber jedenfalls nur dann möglich, wenn sie angemessen sind. Keinesfalls dürfen Klauseln, die für den Fall von Einspeisemanagement-Maßnahmen unangemessen hohe Zahlungen des Anlagenbetreibers an den Direktvermarkter vorsehen, berücksichtigt werden. Andernfalls hätten die Vertragsparteien des Direktvermarktungsvertrags die Möglichkeit, einen Vertrag zu Lasten des Netzbetreibers zu schließen. Der Netzbetreiber hat also vor einer Auszahlung der Entschädigung die Angemessenheit der vertraglichen Risikoverteilung in Bezug auf die Bilanzierungsrisiken infolge von Einspeisemanagement-Maßnahmen zu prüfen.

Als angemessen anzusehen sind aus Sicht der Bundesnetzagentur nur solche vertraglichen Regelungen, die nicht über das hinausgehen, was bei Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation zu zahlen wäre.

- (6) Im Rahmen der Konsultation bestand Einigkeit darüber, dass ein gezielter energetischer und bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber grundsätzlich ein vernünftiges Vorgehen wäre, das aber derzeit in der Praxis noch nicht umsetzbar ist. Für einen gezielten energetischen und bilanziellen Ausgleich durch den Anlagenbetreiber wären die gleichen praktischen Voraussetzungen (insbesondere ausreichende Informationen) zu schaffen, er würde aber keine wesentlichen Vorteile gegenüber einem gezielten energetischen und bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetrei-

ber mit sich bringen. Die Nachteile dürften jedoch im Vergleich überwiegen. Nach einvernehmlicher Rückmeldung der Teilnehmer wurde im Workshop auf eine vertiefende Betrachtung dieser Variante verzichtet. Die Bundesnetzagentur sieht daher davon ab, im Leitfaden die finanzielle Abwicklung eines solchen gezielten energetischen und bilanziellen Ausgleichs durch den Anlagenbetreiber zu behandeln. Das vorzugswürdige künftige Zielmodell ist ein energetisch-bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber.

(7) Im Rahmen der Konsultation haben zwei Unternehmen das sog. „Randstundenmodell“ für den pauschalierten finanziellen Ausgleich von durch Einspeisemanagement-Maßnahmen verursachte Bilanzkreisabweichungen vorgeschlagen. Das Modell stellt auf das typische Verhalten eines Bilanzkreisverantwortlichen ab, der – nachdem er eine Abweichung von seiner Prognose bemerkt hat – diese ausgleicht. Da zwischen der Kenntnis von der Prognoseabweichung und der Umsetzung der Ausgleichsmaßnahmen typischerweise ein gewisser Zeitraum liegt, sieht das Randstundenmodell unterschiedliche Preise im Rahmen des finanziellen Ausgleichs vor. Die Bundesnetzagentur hält diesen Vorschlag – solange und soweit ein gezielter energetischer und bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber nicht etabliert ist – für überzeugend, da er

1. sicherstellt, dass der Bilanzkreisverantwortliche in jedem Fall für den Ausgleich seines Bilanzkreises verantwortlich ist und er durch den finanziellen Ausgleich keinen Anreiz hat, den Bilanzkreis nicht auszugleichen, unabhängig von der Ursache der Bilanzkreisabweichung,
2. auch ohne vorherige Information des Bilanzkreisverantwortlichen über die Einspeisemanagement-Maßnahme funktioniert,
3. die typischen finanziellen Folgen einer Einspeisemanagement-Maßnahme bei der Bewirtschaftung von Bilanzkreisen angemessen beschreibt,
4. die Abrechnung ausschließlich auf Basis von veröffentlichten Preisen möglich ist.

Zur Vermeidung von Missverständnissen sei darauf hingewiesen, dass der Bilanzkreisverantwortliche auch im Fall von Einspeisemanagement-Maßnahmen zur ordnungsgemäßen Bewirtschaftung seines Bilanzkreises verpflichtet ist. Solange und soweit also kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt, ist der Bilanzkreisverantwortliche zum bilanziellen Ausgleich verpflichtet. Das „Randstundenmodell“ beinhaltet lediglich eine pauschalierte Berechnungsmethode für die Bestimmung des finanziellen Ausgleichs.

Auch wenn das „Randstundenmodell“ keine vorherige Information des Bilanzkreisverantwortlichen über die Einspeisemanagement-Maßnahme voraussetzt, bleibt die Pflicht zur Information des Anlagenbetreibers nach § 14 Abs. 2 EEG unberührt.

Das „Randstundenmodell“ stellt zwar einen praktikablen Ansatz dar, soweit ein finanzieller Ausgleich mangels bilanziellem Ausgleich erforderlich bleibt. Ein energetischer und bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber bleibt gleichwohl das vorzugswürdige Zielmodell.

Es wird hiermit Gelegenheit zur Stellungnahme zum im Anhang beigefügten Entwurf gegeben. Stellungnahmen richten Sie bitte bis zum **28.02.2018** an eeg-einspeisemanagement@bnetza.de. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt, die Stellungnahmen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Es wird um Zusendung einer elektronischen Fassung (PDF- oder Word-Format) gebeten, die auf der Internet-Seite veröffentlicht werden kann.

Anhang:

2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG) oder der sonstigen Direktvermarktung (§ 21b Abs. 1 Nr. 3 EEG) zugeordnet ist, per Einspeisemanagement abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigung gemäß § 15 Abs. 1 EEG nach den gleichen Grundsätzen, wie sie im Abschnitt 2.4.1 dargestellt wurden. Durch die Direktvermarktung ergeben sich jedoch zum Teil wesentliche Unterschiede, auf die im Folgenden eingegangen wird. Im Übrigen gelten die obigen Ausführungen der Abschnitte 2.1 bis 2.4.1 auch im Rahmen der Direktvermarktung.¹

Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der **Direktvermarktung mit Marktprämie**, ist als **entgangene Einnahme** nur die Marktprämie (MP) anzusetzen, da die Verkaufserlöse unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden können und somit nicht „entgehen“. Ob darüber hinaus **zusätzliche** oder **ersparte Aufwendungen** wegen Bilanzkreisabweichungen (AW_{BK}) – insbesondere durch Ausgleichsenergie – anzusetzen sind, hängt davon ab, ob ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt (s.u.).

Dabei ist letztlich unerheblich, ob der Anlagenbetreiber selbst Bilanzkreisverantwortlicher des betroffenen Bilanzkreises ist oder ob er sich eines Direktvermarkters als Dienstleister bedient. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sind die zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen des Dienstleisters jedenfalls unter Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation bei der Berechnung der Höhe der Entschädigung des Anlagenbetreibers nach § 15 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen. Es macht danach für die Entschädigungshöhe keinen Unterschied, ob der Anlagenbetreiber selbst die Bilanzkreisverantwortung wahrnimmt oder ob diese Aufgabe ein Direktvermarktungsunternehmen übernommen hat. Ebenso ist unerheblich, wie die Risikozuordnung im vertraglichen Innenverhältnis von Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen geregelt ist.

Doch auch für den Fall, dass man der Ansicht der Bundesnetzagentur nicht folgen wollte und auf den Inhalt des Direktvermarktungsvertrags abstellen möchte, wäre eine Berücksichtigung von zusätzlichen und ersparten Aufwendungen des Bilanzkreisverantwortlichen bei der Entschädigung des Anlagenbetreibers grundsätzlich möglich. Denn soweit der Direktvermarktungsvertrag vorsieht, dass das finanzielle Risiko von Bilanzkreisabweichungen durch den Anlagenbetreiber zu tragen ist, würde eine solche Vereinbarung zu zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen des Anlagenbetreibers führen, die er im Rahmen der Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG geltend machen könnte. Solche vertraglichen Klauseln wären im Rahmen von § 15 Abs. 1 EEG aber nur beachtlich, wenn sie angemessen sind. Der Netzbetreiber hätte dies zu prüfen. Als angemessen anzusehen sind nur solche vertraglichen Regelungen, die nicht über das hinausgehen, was bei Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation zu zahlen wäre und was nach den in diesem Leitfaden skizzierten Berechnungsmethoden zu zahlen ist.

Anspruchsberechtigt nach § 15 Abs. 1 EEG ist der Anlagenbetreiber. Das Direktvermarktungsunternehmen hat keinen eigenen Anspruch aus § 15 Abs. 1 EEG.

¹ Verfügt die EE-Anlage beispielsweise über eine gekoppelte Wärmeerzeugung, können auch im Rahmen der Direktvermarktung entgangene Wärmeerlöse oder zusätzliche Aufwendungen für den Einsatz einer angemessenen Ersatzwärmeversorgung anfallen.

Bei **sonstiger Direktvermarktung** fällt keine Marktprämie an. Soweit der Anlagenbetreiber jedoch ohne Einspeisemanagement-Maßnahme vermiedene Netzentgelte erhalten hätte, sind diese als entgangene Einnahme zu entschädigen. In diesem Abschnitt wird im Folgenden nicht zwischen Direktvermarktung mit Marktprämie und sonstiger Direktvermarktung differenziert. In den Formeln sind bei sonstiger Direktvermarktung für MP_i die entgangenen Einnahmen aus vermiedenen Netzentgelten anzusetzen.

Die Höhe der Entschädigungszahlung muss in einem ersten Schritt für jede von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde bestimmt werden (EZ_i), bevor anschließend die Viertelstundenwerte für die Einspeisemanagement-Maßnahme aufaddiert werden (s. Kap. 2.4.2.4).

$$EZ_i = 0,95 * MP_i * W_{A,i} / 100 + AW_{BK,i}$$

EZ_i	Entschädigung in der Viertelstunde i in €
MP_i	Marktprämie in der Viertelstunde i in ct/kWh
$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh
$AW_{BK,i}$	Zusätzliche ($AW_{BK,i}$ ist positiv) oder ersparte ($AW_{BK,i}$ ist negativ) Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Hinsichtlich des Faktors von 0,95 für „Neuanlagen mit Selbstbehalt“ gelten die Erläuterungen aus Abschnitt 2.4.1.1. Für „Altanlagen ohne Selbstbehalt“ beträgt der Faktor eins.

Bezüglich der Bestimmung der Ausfallarbeit in der betrachteten Viertelstunde gelten keine Besonderheiten. Die Bestimmung erfolgt nach den im Abschnitt 2.3 dargelegten Grundsätzen.

Die Marktprämie wird kalendermonatlich berechnet (§ 23a S. 1 EEG) und ist daher für jede Viertelstunde der Einspeisemanagement-Maßnahme gleich. Bei Einspeisemanagement-Maßnahmen, die über den Monatswechsel andauern, unterscheiden sich die Marktprämien.

Die Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde ($AW_{BK,i}$) können positiv oder negativ sein. Positive Zahlen repräsentieren zusätzliche Aufwendungen, negative Zahlen ersparte Aufwendungen. Im Übrigen gilt für die Berücksichtigung von zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen das Gleiche wie für EE-Anlagen mit Einspeisevergütung.

Die Höhe der Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen ist abhängig von der Frage, ob ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt.

2.4.2.1 Bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

Soweit für die Einspeisemanagement-Maßnahme ein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt, entstehen keine zusätzlichen oder ersparten Aufwendungen durch Bilanzkreisabweichungen infolge der Einspeisemanagement-Maßnahme. Die Mehr-Energie, die ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme mit der Anlage erzeugt worden wäre, wird durch den bilanziellen Ausgleich – gewissermaßen im Wege der Naturalrestitution – ersetzt. Voraussetzung ist allerdings, dass der Bilanzkreisverantwortliche über den bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber informiert ist, damit er nicht seinerseits die fehlende Energiemenge bilanziell ausgleicht.

$$AW_{BK,i} = 0$$

$AW_{BK,i}$ Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Die Entscheidung darüber, ob Einspeisemanagement-Maßnahmen mit einem bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber durchgeführt werden, obliegt dem verantwortlichen Netzbetreiber. Die Voraussetzungen nach § 13 EnWG und § 14 EEG sind unabhängig von der gewählten Vorgehensweise einzuhalten. Dies gilt insbesondere für die Abschaltreihenfolge. Es gibt nach bestehender Rechtslage keinen Anspruch des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dass eine Einspeisemanagement-Maßnahme durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen wird.

Idealerweise steht der Bilanzkreis der Anlage durch den bilanziellen Ausgleich so, als hätte es die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht gegeben. In der Praxis wird dies jedoch nicht unbedingt der Fall sein, weil der Umfang des von den Netzbetreibern durchgeführten bilanziellen Ausgleichs nicht exakt der tatsächlichen Ausfallarbeit gemäß Abschnitt 2.3 entspricht. Die verbleibenden, durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursachten Bilanzkreisabweichungen sind bei der Entschädigung zu berücksichtigen, siehe Abschnitt 2.4.2.2.

2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen

Erfolgt kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber, führt die Einspeisemanagement-Maßnahme dazu, dass weniger Einspeisung aus der betroffenen EE-Anlage dem Bilanzkreis zugeordnet wird als ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme. Der Bilanzkreisverantwortliche ist grundsätzlich verpflichtet, diese Fehlmengen auszugleichen. Dies führt typischerweise zu Mehrkosten beim Bilanzkreisverantwortlichen. Da die Ausgleichsbemühungen ohne rechtzeitige und belastbare Information nur mit zeitlicher Verzögerung begonnen und beendet werden können, führt die Einspeisemanagement-Maßnahme unmittelbar nach Beginn der Maßnahme und unmittelbar nach ihrem Ende zu Kosten oder Erlösen durch Ausgleichsenergiezahlungen. Diese Kosten und Erlöse sind im Rahmen der Entschädigung zu berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur hält eine pauschalierte Berechnung dieses finanziellen Ausgleichs, die auf die typischen Kosten und Erlöse des Bilanzkreisverantwortlichen abstellt, für sinnvoll. Eine solche Berechnung befreit einerseits den Anlagenbetreiber von der Notwendigkeit, konkrete Kosten nachzuweisen, und andererseits den Netzbetreiber von der Notwendigkeit, die Forderung im Einzelfall auf ihre Angemessenheit zu überprüfen. Die absolute Höhe der Abweichungen des Bilanzkreises ist unerheblich; maßgeblich ist allein die Menge der Ausfallarbeit.

In Anlehnung an die Wertentscheidung des § 5 Abs. 4 StromNZV legt die Bundesnetzagentur eine „Reaktionszeit“ des Bilanzkreisverantwortlichen von drei Viertelstunden jeweils nach Beginn und nach Ende der Einspeisemanagement-Maßnahme zugrunde. Die Viertelstunde, in der die Einspeisemanagement-Maßnahme beginnt bzw. endet, zählt dabei nicht mit.

Danach betragen die Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen

- in den drei Viertelstunden nach Beginn der Einspeisemanagement-Maßnahme, höchstens aber bis einschließlich der Viertelstunde, in der die Einspeisemanagement-Maßnahme endet:

$$AW_{BK,i} = W_{A,i} * reBAP_i / 100$$

- in den drei Viertelstunden nach Ende der Einspeisemanagement-Maßnahme:

$$AW_{BK,i} = W_{A,i} * (P_i - reBAP_i) / 100$$

- in den Viertelstunden dazwischen – einschließlich der Viertelstunde, in der die Einspeisemanagementmaßnahme endet –, soweit vorhanden:

$$AW_{BK,i} = W_{A,i} * P_i / 100$$

$AW_{BK,i}$ Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

$reBAP_i$ regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis in der Viertelstunde i in ct/kWh²

P_i angemessener Preis für Strom in der Viertelstunde i in ct/kWh; angemessen ist ein aussagekräftiger Index einer liquiden Strombörse für den viertelstündigen kontinuierlichen deutschen Intraday-Handel (derzeit der ID-3-Index der EPEX SPOT³).

P_i und $AW_{BK,i}$ können negativ werden und bilden so auch ersparte Aufwendungen ab.

2.4.2.3 Summenbildung je Einspeisemanagement-Maßnahme

Die zu zahlende Entschädigung je Anlage (EZ) wird für jede einzelne Einspeisemanagement-Maßnahme einzeln bestimmt. Dazu wird für jede Viertelstunde i die Entschädigung (EZ_i) bestimmt:

$$EZ_i = 0,95 * MP_i * W_{A,i} / 100 + AW_{BK,i}$$

EZ_i Entschädigung für die Viertelstunde i in €

MP_i Marktprämie der Anlage in der Viertelstunde i in ct/kWh

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh

$AW_{BK,i}$ Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

Hinsichtlich des Faktors von 0,95 für "Neuanlagen mit Selbstbehalt" gelten die Erläuterungen aus Abschnitt 2.4.1.1. Für "Altanlagen ohne Selbstbehalt" beträgt der Faktor eins.

Die Entschädigung (EZ_i) kann im Einzelfall auch negativ werden, wenn die Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen negativ sind und betragsmäßig die Marktprämienerlöse übersteigen. Dies kann beispielsweise bei einem stark negativen reBAP der Fall sein.

² Den reBAP für jede Viertelstunde veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer gemeinsamen Internetseite <https://www.regelleistung.net>.

³ Vgl. http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/Press/show_detail/33216.

Die Höhe der Entschädigung wird anschließend durch die Summe aus allen Entschädigungen für jede Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme gebildet. Die Summe kann nicht negativ werden, denn § 15 Abs. 1 EEG enthält nach Auffassung der Bundesnetzagentur keine Rechtsgrundlage für Zahlungen des Anlagenbetreibers an den Netzbetreiber.

$$EZ = \max\left(0, \sum_{i=1}^n EZ_i\right)$$

EZ	Entschädigung in €
EZ_i	Entschädigung für die Viertelstunde i in €
n	Anzahl der Viertelstunden, die von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffen sind
i	Viertelstunde, die von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffen ist

Es werden alle Viertelstundenwerte addiert, die von einer Einspeisemanagement-Maßnahme⁴ betroffen sind.

2.4.2.4 Anwendung auf abgeschlossene Rechnungen

Die hier beschriebene Abrechnungsmethoden bei Einspeisemanagement-Maßnahmen mit Anlagen in der Direktvermarktung findet in der Praxis meist noch keine Anwendung. Dies kann dazu geführt haben, dass für einzelne Maßnahmen mehr und für andere weniger an den Anlagenbetreiber ausgezahlt wurde, als sich nach der in diesem Abschnitt 2.4.2 beschriebenen Methode ergeben hätte. Die Bundesnetzagentur hält es nicht für zielführend, diese Mehr- und Minderzahlungen für die Vergangenheit im Einzelnen nachzuhalten und auszugleichen. Daher würde es die Bundesnetzagentur nicht beanstanden, wenn Netzbetreiber die in diesem Abschnitt 2.4.2 beschriebene Berechnungsmethode nicht nachträglich auf bereits abgerechnete Einspeisemanagement-Maßnahmen anwenden würden, um möglicherweise Rückzahlungsforderungen gegenüber dem Anlagenbetreiber geltend machen zu können.

Wenn allerdings ein Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber Nachzahlungen für bereits abgerechnete Einspeisemanagement-Maßnahmen verlangt, ist der betroffene Netzbetreiber gehalten, auch ggf. vorliegende Mehrzahlungen an diesen Anlagenbetreiber für bereits abgerechnete Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzufordern.

⁴ Zur Abgrenzung der einzelnen „Einspeisemanagement-Maßnahme“ siehe Abschnitt 2.1.