



**Gemeinsame Verbändeempfehlung:**

# **Ermittlung von Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG 2009**

**vorgelegt durch die Verbände**

**BDEW, VKU, BEE, BWE, BDW, Fachverband Biogas,  
BSW-Solar, AGFW, IVG**

13. Januar 2012

## Inhalt

<b>1</b>	<b>EINLEITUNG</b>	<b>5</b>
1.1	Rechtlicher Hintergrund	5
1.2	Problemstellung und Ziel der Verbändeempfehlung	6
1.3	Aufbau der Verbändeempfehlung	7
<b>2</b>	<b>GEMEINSAME EMPFEHLUNGEN FÜR ALLE ENERGIETRÄGER</b>	<b>8</b>
2.1	Grundsätze zur Umsetzung der angeforderten Einspeisereduzierung	8
2.2	Wahl des Berechnungsverfahrens	9
2.3	Umfang der nicht eingespeisten Strommengen	10
2.4	Entschädigungshöhe für nicht eingespeiste Strommengen	11
2.4.1	Anlagen in der EEG-Vergütung	11
2.4.2	Anlagen in der Direktvermarktung nach § 17 EEG	11
2.4.3	KWK-Anlagen (Nicht-EEG-Anlagen)	12
2.5	Entschädigungszahlungen für entgangene Wärmeerlöse, Berücksichtigung ersparter Aufwendungen und grundsätzliche Prinzipien der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme	15
<b>3</b>	<b>WINDENERGIEANLAGEN</b>	<b>18</b>
3.1	Nicht eingespeiste Strommengen	18
3.2	Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen	18
<b>4</b>	<b>WASSERKRAFTANLAGEN</b>	<b>19</b>
4.1	Nicht eingespeiste Strommengen	19
<b>5</b>	<b>BIOMASSEANLAGEN (FESTE UND FLÜSSIGE BIOMASSE)</b>	<b>20</b>
5.1	Abregelungsverhalten	20
5.2	Nicht eingespeiste Strommengen	21
5.2.1	Pauschalisiertes Verfahren	21
5.2.2	Einzelnachweis	22

<b>5.3</b>	<b>Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>22</b>
<b>5.4</b>	<b>Entgangene Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen</b>	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>BIOGASANLAGEN</b>	<b>24</b>
<b>6.1</b>	<b>Abregelungsverhalten</b>	<b>24</b>
<b>6.2</b>	<b>Nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>25</b>
6.2.1	Pauschalisiertes Verfahren	25
6.2.2	Einzelnachweis	27
<b>6.3</b>	<b>Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>27</b>
<b>6.4</b>	<b>Entgangene Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen</b>	<b>27</b>
6.4.1	Pauschalisiertes Verfahren I: „Vollständiges Aufwiegen“ von entgangenen Wärmeerlöse und ersparten Aufwendungen	28
6.4.2	Pauschalisiertes Verfahren II: „Teilweises Aufwiegen“ von entgangenen Wärmeerlösen und ersparten Aufwendungen	28
6.4.3	Einzelnachweis	29
<b>7</b>	<b>GRUBENGASANLAGEN</b>	<b>30</b>
<b>7.1</b>	<b>Abregelungsverhalten von Grubengasanlagen</b>	<b>30</b>
<b>7.2</b>	<b>Nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>31</b>
7.2.1	Pauschalisiertes Verfahren	31
7.2.2	Einzelnachweis	33
<b>7.3</b>	<b>Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>33</b>
<b>7.4</b>	<b>Entgangene Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen</b>	<b>33</b>
<b>8</b>	<b>DEPONIE- UND KLÄRGASANLAGEN</b>	<b>34</b>
<b>9</b>	<b>GEOthermieanlagen</b>	<b>35</b>
<b>10</b>	<b>PHOTOVOLTAIKANLAGEN</b>	<b>36</b>
<b>10.1</b>	<b>Nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>36</b>
10.1.1	Pauschales Verfahren	37
10.1.2	Einstrahlungsmessverfahren	37
<b>10.2</b>	<b>Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen</b>	<b>39</b>



<b>ANHANG</b>	<b>40</b>
<b>Anhang 1: Erläuterung des Einstrahlungsmessverfahrens laut Abschnitt 10.1.2</b>	<b>40</b>
<b>Anhang 2: Auszug aus Leitfaden der BNETZA vom 29.03.2011</b>	<b>43</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS</b>	<b>50</b>
<b>ANSPRECHPARTNER</b>	<b>51</b>

# 1 Einleitung

Grundlage der Ausführung in der vorliegenden Verbändeempfehlung sind die Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2009) in der am 31. Oktober 2011 geltenden Fassung. Die Verbände empfehlen, die Unterlage zunächst nur auf Vorgänge bis zum 31. Dezember 2011 anzuwenden.

Aufgrund der Novellierung des EEG treten zum 1. Januar 2012 geänderte Bestimmungen in Kraft. Für Anwendungsfälle ab dem 1. Januar 2012 ist eine weiterentwickelte Fassung der Unterlage in Vorbereitung.

## 1.1 Rechtlicher Hintergrund

Nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 sind Netzbetreiber unbeschadet ihrer Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität ausnahmsweise berechtigt, an ihr Netz angeschlossene Anlagen mit einer Leistung über 100 kW zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Kraft-Wärme-Kopplung oder Grubengas zu regeln, soweit

- andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
- sie sichergestellt haben, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
- sie die Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen haben.

Nach § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit einer Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 liegt, verpflichtet, Anlagenbetreiber, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 Strom nicht einspeisen konnten, zu entschädigen.

Nach § 12 Abs. 2 EEG 2009 können Netzbetreiber die ihnen entstehenden Kosten aus Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat die Maßnahme insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Offen lässt das EEG 2009 jedoch, wie die Höhe der Entschädigung konkret zu ermitteln ist. Gemäß § 12 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 ist der betroffene Anlagenbetreiber „in einem vereinbarten Umfang“ zu entschädigen. Ist eine Vereinbarung nicht getroffen, so sind nach dem folgenden Satz 2 „die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.“

Ausgenommen von dem Einspeisemanagement waren nach der Rechtslage des EEG 2009 Photovoltaikinstallationen.<sup>1</sup> Da jedes einzelne Solarstrommodul eine "Anlage" i.S.d. § 3

---

<sup>1</sup> Vgl. Hinweis 2009/14 der Clearingstelle EEG vom 23. September 2010.

Abs. 1 EEG 2009 darstellte, handelte es sich folglich bei jedem Modul einer Photovoltaikinstallation um eine Solarstromanlage und damit auch um eine "Anlage" i.S.d. § 11 Abs. 1 EEG 2009. Da die einzelnen Module nicht in Leistungsklassen von mehr als 100 kW angeboten werden, kam die Anwendung von § 11 Abs. 1 EEG 2009 nicht in Betracht. Das bedeutet, dass Solarstromanlagen bzw. Zusammenschlüsse von Solarstromanlagen, etwa in einem Solarpark, nicht in den Anwendungsbereich des § 11 Abs. 1 EEG 2009 fielen. Auch Photovoltaikinstallationen, die aus mehreren Modulen bestehen und insgesamt eine Gesamtleistung von mehr als 100 kW aufweisen, waren bis Ende 2011 nicht in das Einspeisemanagement einzubeziehen. Eventuell notwendige Regelungen von Solarstromanlagen bzw. Zusammenschlüssen solcher Anlagen waren daher allein nach den Vorschriften der §§ 13 und 14 EnWG durchzuführen. Eine Entschädigung nach § 12 Abs. 1 EEG 2009 kommt für solche Regemaßnahmen nicht in Betracht, da diese nur für Regelungen nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 zu zahlen ist.

Eine Einbeziehung von Solarstromanlagen in das Einspeisemanagement des § 11 Abs. 1 EEG 2009 bedurfte demzufolge einer gesetzgeberischen Anpassung des EEG 2009. Da eine entsprechende Gesetzesänderung in dem zum 1. Januar 2012 in Kraft getretenen novellierten EEG bereits erfolgt ist,<sup>2</sup> werden in der vorliegenden Verbändeempfehlung auch Verfahren zur Berechnung der Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagement-Maßnahmen an Photovoltaikanlagen dargestellt (siehe Kapitel 10).

Für KWK-Anlagen im Sinne von § 3 Abs. 4 KWK-G besteht ausweislich des Leitfadens der Bundesnetzagentur vom 29.03.2011, Kapitel 2.3 ebenfalls ein Entschädigungsanspruch nach § 12 Abs. 1 EEG 2009.

## 1.2 Problemstellung und Ziel der Verbändeempfehlung

Während der Anwendung von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 (Einspeisemanagement-Maßnahmen, im Folgenden kurz „EMM“) kann in der Regel nicht messtechnisch festgestellt werden, welche Strommengen die herabgeregelten Anlage(n) in dem betreffenden Zeitraum hätten erzeugen und einspeisen können. Daher muss diese Größe geeignet rekonstruiert werden.

Für die Ermittlung dieser nicht eingespeisten Strommengen sowie der hierfür zu leistenden Entschädigungszahlungen nach § 12 EEG 2009 werden in der vorliegenden Empfehlung geeignete Methoden für die einzelnen EEG-Energieträger beschrieben. Folgende Ziele sollen erreicht werden:

- Sachgerechte Ermittlung der nicht eingespeisten Strommengen
- Sachgerechte Ermittlung der Entschädigungshöhe

---

<sup>2</sup> § 6 Abs. 3 EEG 2012; die Clearingstelle EEG hatte im Hinweis 2009/14 eine entsprechende Gesetzesanpassung empfohlen.

- Sichere Nachweisführung für die Berechtigung der Entschädigungszahlung
- Begrenzung des Abwicklungsaufwands für alle Beteiligten
- Handlungssicherheit für den auszahlenden Netzbetreiber hinsichtlich der Kostenanerkennung im Sinne des § 12 Abs. 2 EEG 2009.

Die vorliegende Verbändeempfehlung ergänzt den BNetzA-Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement vom 29. März 2011 (veröffentlicht am 19. April 2011) insoweit, als dass nachfolgend auch Empfehlungen für weitere Energieträger als Wind aufgeführt werden.

Durch die gemeinsame Erarbeitung durch die Verbände, die eine Vielzahl der von unterschiedlichen Seiten betroffenen Unternehmen vertreten, soll die Empfehlung in der gesamten Branche eine breite Akzeptanz finden. Die beteiligten Verbände empfehlen ihren Mitgliedern die Anwendung der beschriebenen Vorgehensweisen.

Vor Veröffentlichung wurde die Verbändeempfehlung der Bundesnetzagentur zur Prüfung gegeben. Damit soll die o. g. Handlungssicherheit für die zur Entschädigungszahlung verpflichteten Netzbetreiber erhöht werden, ihre dadurch entstehenden Kosten bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 12 Abs. 2 EEG 2009 über die eigenen Netzentgelte weitergeben zu dürfen. Eine Bewertung der vorliegenden Verbändeempfehlung durch die Bundesnetzagentur, insbesondere zur Anerkennung der geleisteten Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten, stand zum Redaktionsschluss dieser Ausgabe allerdings noch aus. Die Bundesnetzagentur kündigte an, ihren Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement zu ergänzen und die Hinweise der Verbände zu berücksichtigen.

### 1.3 Aufbau der Verbändeempfehlung

Aufgrund ihrer unterschiedlichen Einspeisecharakteristika werden die Empfehlungen für die verschiedenen Energieträger in separaten Kapiteln beschrieben. Deponie- und Klärgas werden gemeinsam behandelt. Innerhalb der Biomasse wird zwischen Biogas und fester/flüssiger Biomasse unterschieden.

Hinweise, die alle Energieträger betreffen, werden im nachfolgenden Kapitel 2 dargestellt.

In den Kapiteln zu den einzelnen Energieträgern werden jeweils beschrieben:

- die Methoden zur Ermittlung der nicht eingespeisten Strommengen
- deren sachgerechte preisliche Bewertung
- gegebenenfalls die Ermittlung entgangener Wärmeerlöse sowie die Bestimmung ersparter Aufwendungen.

## 2 Gemeinsame Empfehlungen für alle Energieträger

### 2.1 Grundsätze zur Umsetzung der angeforderten Einspeisereduzierung

Für die Umsetzung der Einspeisereduzierung gilt:

- Gemäß § 6 Nr. 1 EEG 2009 sind Anlagenbetreiber verpflichtet, Anlagen, deren Leistung 100 Kilowatt übersteigt, mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei einer Netzüberlastung (§ 6 Nr. 1 a EEG 2009) sowie zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung auszustatten, auf die der Netzbetreiber zugreifen darf (§ 6 Nr. 1 b EEG 2009).
- Der Anlagenbetreiber ist für die Umsetzung der vom Netzbetreiber angeforderten Reduktion der Einspeiseleistung hinsichtlich Höhe und Dauer der Maßnahme verantwortlich.
- Die Maßnahme beginnt mit dem Startsignal des Netzbetreibers zur ersten Leistungsreduzierung und endet mit dem Signal zur vollständigen Aufhebung der Leistungsreduzierung. Der Zeitraum, für den Entschädigungszahlungen geleistet werden, kann bei bestimmten Energieträgern über den Zeitraum der Maßnahme hinausgehen, wenn das Wiederanfahren der Anlage längere Zeit in Anspruch nimmt (siehe Erläuterungen in den jeweiligen Kapiteln).
- Netzbetreiber informieren die Betreiber der an ihre Netze angeschlossenen Erzeugungsanlagen, die nach § 11 Abs. 1 EEG 2009 geregelt werden dürfen, über die Spezifika der in diesem Netzgebiet gegebenenfalls zur Anwendung kommenden Regulationsmaßnahmen, d. h. insbesondere
  - über die vorgesehenen Schaltstufen (vorzugsweise auf 60 %, 30 %, 0 % der installierten elektrischen Leistung der Anlage sowie Not-Aus)
  - über einzuhaltende Reaktionszeiten.

Diese Information sollte auch durch eine Veröffentlichung im Internet erfolgen.

- Können Anlagen aus gerechtfertigten und nachgewiesenen Gründen nicht in den vom Netzbetreiber vorgegebenen Schaltstufen oder in der vom Netzbetreiber vorgegebenen Zeit herabgeregelt werden, so hat der Anlagenbetreiber dies dem Netzbetreiber bei Installation der Anlage – bzw. bei Bestandsanlagen spätestens zu dem Zeitpunkt, ab dem die Anlagen über Einrichtungen nach § 6 Nr. 1 EEG 2009 verfügen müssen (d. h. zum 1. Januar 2011) – schriftlich mitzuteilen. Erfolgt die Mitteilung zu einem späteren Zeitpunkt, kann sich der Anlagenbetreiber erst auf die abweichenden Schaltstufen berufen, wenn der Netzbetreiber Kenntnis von der Mitteilung des Anlagenbetreibers erlangt hat.

Entsprechende Gründe können sein:

- nachgewiesene technische oder verfahrensbedingte (z. B. bei gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme) Gegebenheiten, die einen Betrieb in der vom Netzbetreiber angeforderten Schaltstufe nicht ermöglichen (z. B. stall-geregelte Wind-

energieanlagen oder kleinere Anlagen, die aufgrund der Einrichtung nach § 6 Nr. 1 EEG 2009 nur an/aus geregelt werden können),

- nachgewiesene erhebliche Beanspruchungen der Anlage, die bei Betrieb in der vom Netzbetreiber angeforderten Schaltstufe entstehen würden oder
- nachgewiesene rechtliche Verpflichtungen (z. B. wasserrechtliche Bestimmungen und Auflagen im Wasserrechtsbescheid bei Wasserkraftanlagen an Gewässern, wie Verbot eines Schwallbetriebes, bergrechtliche Bestimmungen bei Grubengasanlagen, Einhaltung von Emissionsgrenzwerten), die mit einer Herabregelung auf die vom Netzbetreiber angeforderte Schaltstufe kollidieren.

Der Nachweis ist durch Herstellerangaben, Sachverständigengutachten oder andere geeignete Nachweise nachvollziehbar zu führen.

Vorstehendes trifft z. B. auf Anlagen zu, die bauart- oder einsatzstoffbedingt nicht die vom Netzbetreiber vorgegebenen Schaltstufen (z. B. 60 %, 30 %) einhalten können; gegebenenfalls sind stattdessen andere Schaltstufen einzuhalten. In diesen Fällen ist zwischen dem Netzbetreiber und dem Anlagenbetreiber zu vereinbaren, welche der technisch möglichen Schaltstufen die Anlage bei Aufrufen der vom Netzbetreiber verwendeten Schaltstufen tatsächlich realisieren kann (z. B. 50 % der installierten Leistung bei Anforderung der 60 %-Schaltstufe) bzw. welche Reaktionszeit anstelle der vom Netzbetreiber vorgegebenen Reaktionszeit eingehalten werden kann.

## 2.2 Wahl des Berechnungsverfahrens

Für die meisten Energieträger bestehen mehrere Möglichkeiten zur Bestimmung der nicht eingespeisten Strommengen. Bei der Entscheidung, welches Verfahren gewählt wird, sollte wie folgt vorgegangen werden:

- Die Entscheidung über das anzuwendende Berechnungsverfahren aus dieser Verbändeempfehlung ist vom Anlagenbetreiber zu treffen.
- Die Berechnung der Entschädigungshöhe erfolgt durch den Anlagenbetreiber, die Geltendmachung des Entschädigungsanspruchs auf Grundlage des von dem Anlagenbetreiber gewählten Berechnungsverfahrens durch entsprechende Rechnungslegung. Der Anlagenbetreiber hat die entsprechenden Berechnungen durch geeignete Nachweise zu belegen. Werden für die Berechnung Daten verwendet, auf die der Netzbetreiber keinen Zugriff hat, so hat der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber diese Daten auf Verlangen zur Verfügung zu stellen.
- Der Netzbetreiber kann ein Berechnungsverfahren für Anlagen in seinem Netzgebiet anbieten. Auf die für dieses Verfahren erforderlichen Daten sollte der Netzbetreiber ohne weitere Zuarbeit des Anlagenbetreibers Zugriff haben. Bei der Wahl des vom Netzbetreiber angebotenen Verfahrens kann die Berechnung der Entschädigungshöhe durch den Netzbetreiber und die Zahlung der Entschädigungssumme ohne Erfordernis einer Rech-

nungslegung seitens des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber erfolgen (Gut-schrift).

- Die nachträgliche Wahl eines anderen Berechnungsverfahrens und eine damit einhergehende nachträgliche Korrektur der Rechnung sind nicht möglich.
- Sind für die Ermittlung der Entschädigungszahlung Jahresdaten erforderlich und können Daten der Vergangenheit nicht genutzt werden, wird der zu entschädigende Betrag Anfang des Folgejahres vergütet; den Aufwand für unterjährige Abschlagszahlungen kann der Netzbetreiber in Absprache mit dem Anlagenbetreiber verrechnen.

## 2.3 Umfang der nicht eingespeisten Strommengen

Als grundsätzliche Regelung gilt Folgendes:

- Maßgeblich für den Umfang der entschädigungsfähigen, nicht eingespeisten Strommengen ist der tatsächlich erfolgte Umfang der Reduzierung:
  - Wird die vom Netzbetreiber angeforderte Schaltstufe nicht erreicht, d. h. speist die Anlage mehr als den vorgegebenen Prozentsatz der installierten Leistung ein, wird nur die tatsächlich erfolgte Reduzierung entschädigt. Sofern in begründeten Ausnahmefällen keine gesonderte Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber dazu vorliegt, hat der Anlagenbetreiber auf Anforderung des Netzbetreibers in diesem Fall nachzuweisen, warum die angeforderte Reduzierungsstufe nicht erfüllt wurde.
  - Wird die Einspeiseleistung stärker reduziert als vom Netzbetreiber angefordert, erfolgt eine Entschädigungszahlung nur für die der angeforderten Reduzierung entsprechende Strommenge, sofern keine anderslautende Vereinbarung, z.B. im Sinne von Abschnitt 2.1, über eine abweichende Reduzierung gilt.
  - Sofern abweichende Schaltstufen vereinbart sind, erfolgt eine Entschädigung nur entsprechend der abweichenden Schaltstufe. Ist beispielsweise eine Reduzierung der Einspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung der Anlage vereinbart (abweichende Schaltstufe) entspricht die Entschädigung maximal der Differenz zwischen der Einspeiseleistung vor der Reduzierungsaufforderung ( $P_0$ ) und der vereinbarten reduzierten Einspeiseleistung ( $0,5 \cdot P_0$ ).
- Keine Entschädigungszahlungen können in Anspruch genommen werden, wenn Anlagen aus anderen Gründen als der Einspeisemanagement-Maßnahme in ihrer Leistungsabgabe reduziert oder ganz abgeschaltet (z.B. Revision) werden. Aus ggf. während der EMM auftretenden Störungen und Havarien resultieren keine Entschädigungsansprüche nach § 12 Abs. 1 EEG 2009, da die Umsetzung von Maßnahmen nach § 11 EEG 2009 vom Netzbetreiber grundsätzlich nur unter Einhaltung der Betriebsanleitung für Laständerungs-, Außer- und Inbetriebsetzungsmaßnahmen abgefordert wird.

- Schadensersatzansprüche des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber bleiben jedoch gemäß § 12 Abs. 3 EEG 2009 hiervon unberührt.

## 2.4 Entschädigungshöhe für nicht eingespeiste Strommengen

### 2.4.1 Anlagen in der EEG-Vergütung

Die Entschädigungszahlung für die nicht eingespeisten Strommengen orientiert sich an der gewöhnlich zu zahlenden EEG-Vergütung. Dabei sind sämtliche EEG-Vergütungsbestandteile zu berücksichtigen, die die Anlage in dem betreffenden Kalenderjahr erhält.

Bei Anlagen, für deren Stromerzeugung aufgrund der Vergütungszonung für einzelne Leistungsbereiche und/oder aufgrund der unterschiedlichen Vergütung für verschiedene Anteile der Strommengen (z. B. KWK-Anteil und Nicht-KWK-Anteil) unterschiedliche Vergütungssätze parallel zur Anwendung kommen, ist die im betreffenden Kalenderjahr für diese Anlage durchschnittlich gezahlte EEG-Vergütung für die Berechnung der Entschädigungszahlungen anzusetzen (siehe ggf. einzelne Erläuterungen in den Kapiteln 3 bis 10).

Wird die Stromerzeugung mehrerer Anlagen nach § 19 Abs. 2 EEG 2009 über eine gemeinsame Messeinrichtung erfasst, so sind die nicht eingespeisten Strommengen den einzelnen Anlagen geeignet zuzuordnen. Verfahren hierzu sind in den Kapiteln 3 bis 10 beschrieben.

### 2.4.2 Anlagen in der Direktvermarktung nach § 17 EEG

Bei Anlagen, deren Strom zum Zeitpunkt einer EMM gemäß § 17 EEG 2009 teilweise oder vollständig direkt vermarktet wird, wird die Höhe des Entschädigungsanspruchs für Strommengen, die aufgrund von EMM nicht eingespeist und dadurch nicht direkt vermarktet werden konnten, nach einer der folgenden Methoden berechnet:

- Pauschalierung:

Für die direkt vermarkteten Strommengen wird der üblicherweise in dem Kalenderjahr an die Anlage zu zahlende durchschnittliche EEG-Vergütungssatz angesetzt.

- Zugrundelegung des vertraglich - individuell – vereinbarten Preises:

Der Entschädigungsanspruch umfasst den zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Abnehmer des direkt vermarkteten Stroms vertraglich vereinbarten Preis, den der Anlagenbetreiber erlangt hätte, wenn er den Strom nach Maßgabe des § 17 EEG 2009 hätte liefern können. Der Anlagenbetreiber muss im Rahmen seines Entschädigungsanspruchs nach § 12 Abs. 1 EEG 2009 dem Netzbetreiber den vertraglich vereinbarten Preis mit einem geeigneten Nachweis belegen.

Der Preis für die Stromlieferung in €/MWh setzt sich in der Regel insbesondere aus folgenden Preisbestandteilen zusammen:

1. einer fixen Komponente (ggf. inkl. der Vergütung für die dezentrale Einspeisung gemäß § 18 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), im folgenden „vermiedene Netzentgelte“, kurz: vNE) und/oder
2. einer variablen Komponente (Beispiele für variable Komponenten sind: Zu-/Abschläge für Risikominimierung der Ausgleichsenergie-Beschaffung, Beteiligung am Vermarktungserfolg, Mehrkosten für Ersatzbeschaffung, Optionsprämien) und/oder
3. vermiedene Netzentgelte (sofern nicht bereits in der fixen Komponente enthalten).

Falls die Leistungsreduzierung in den Zeitpunkt der Vermeidungsleistung/Entnahmehöchstlast ( $P_{E,max}$ ) und/oder in den Zeitpunkt der höchsten Bezugslast ( $P_{B,max}$ ) aus der vorgelagerten Spannungs- oder Umspannebene fällt, ist die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte ( $P_{vermieden} = P_{E,max} - P_{B,max}$ ) ohne Berücksichtigung der vorgegebenen Leistungsreduzierung (letzte ¼ h vor dem Aufruf zur Leistungsreduzierung) vorzunehmen.

Darüber hinaus gehende Vertragsstrafen sind bei der Ermittlung der entgangenen Vergütung nicht zu berücksichtigen. Für den Anlagenbetreiber empfiehlt es sich daher, den Ausfall seiner Lieferverpflichtung im Wege der Direktvermarktung aufgrund einer Maßnahme des Netzbetreibers im Rahmen des Einspeisemanagements in dem mit dem Abnehmer abzuschließenden Vertrag haftungsrechtlich zu regeln.

Der Nachweis über die Richtigkeit des vereinbarten Preises ist mittels

1. der Offenlegung des Vertrages zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Dritten i.S.d. § 17 EEG 2009 über die Vermarktung des Stroms oder
2. Testat eines Wirtschaftsprüfers

zu erbringen.

Bis zu einem bestimmten Betrag, der im Vergleich zu sonst üblichen Entschädigungszahlungen eine Bagatellgrenze nicht überschreitet, genügt eine Erklärung des Anlagenbetreibers („de-minimis-Regelung“). Netzbetreiber können hierfür einheitliche Formularvorlagen bereitstellen.

Der Anlagenbetreiber kann zwischen den beiden Varianten wählen.

### 2.4.3 KWK-Anlagen (Nicht-EEG-Anlagen)

Die Entschädigungszahlung für die nicht eingespeisten KWK-Strommengen orientiert sich an dem Strompreis und dem zu zahlenden KWK-Zuschlag zuzüglich der ggf. entgehenden Vergütung für die dezentrale Einspeisung gemäß § 18 StromNEV (im folgenden „vermiedene Netzentgelte“, kurz: vNE) infolge der angeordneten Leistungsreduzierung.

Es sind sämtliche KWK-Zuschläge zu berücksichtigen, die die Anlage in dem betreffenden Kalenderjahr erhält. Die Zahlungen sind analog zu dem Vorgehen bei EEG-Anlagen in der Direktvermarktung (Abschnitt 2.4.2) zu ermitteln.

Werden EMM bei KWK-Anlagen durchgeführt, sind Entschädigungszahlungen für die nicht eingespeisten Strommengen, den dadurch entgangenen KWK-Zuschlag (gemäß FW308) sowie die ggf. entgangenen vermiedenen Netzentgelte zu leisten. Die Entschädigungszahlungen ( $EZ_{\text{Strom,KWK}}$ ) werden für die nicht eingespeisten KWK-Strommengen (Ausfallarbeit  $W_{A,KWK}$ ) analog zu dem pauschalierten Verfahren gemäß Kapitel 2.1 des am 19. April 2011 durch die BNetzA veröffentlichten Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 1.0, Stand 29.03.2011) berechnet. Der Zeitraum ist mit dem Aufruf zur Leistungsreduzierung und den folgenden  $\frac{1}{4}$  h Leistungswerten bis zum Erreichen der vorgegebenen Leistungsreduzierungsgrenze und nach Aufhebung der Maßnahme bis zum Ende der Hochfahrrampe entsprechend des Leistungsbedarfs definiert (siehe Abbildung). Dazu addiert werden der KWK-Zuschlag und die ggf. anfallenden vermiedenen Netzentgelte,  $vNE^3$ .

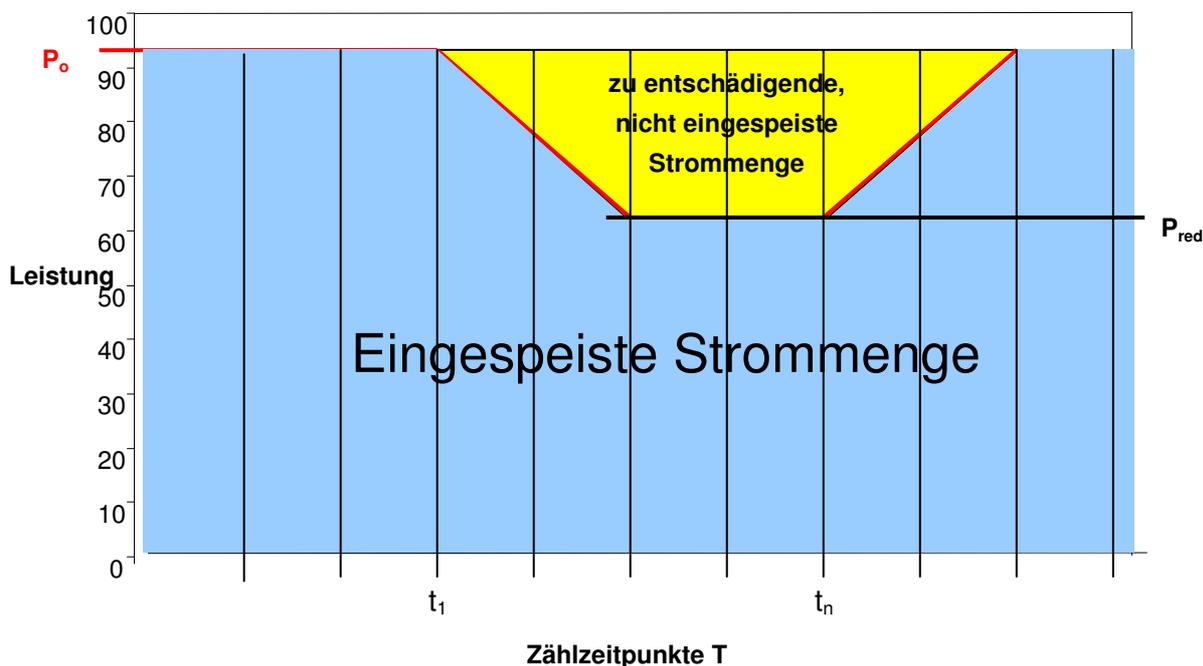


Abbildung 1: zu entschädigende, nicht eingespeiste Strommenge unter Berücksichtigung der Hochfahrrampe ( $t_1$  = Beginn EMM,  $t_n$  = Ende EMM)

<sup>3</sup> Zur Berücksichtigung von KWK-Zuschlag und  $vNE$  vgl. die Hinweise im Anschluss an die nachstehende Berechnungsvorschrift.

- $EZ_{\text{Strom,KWK}} = W_{A,KWK} * (EP + \text{KWK-Zuschlag}) + vNE$   
 mit  $EZ_{\text{Strom,KWK}} =$  Entschädigungszahlungen, wenn Strom nach KWK-G vergütet worden wäre  
 und  $W_{A,KWK} =$  KWK-Ausfallarbeit berechnet analog dem pauschalen Verfahren für Windenergie gemäß Kapitel 2.1.2 des BNetzA-Leitfadens ( $\frac{1}{4}$  h messtechn. Nachweis) unter Berücksichtigung der Ab- und Hochfahrrampe  
 und  $vNE =$  berechnete vermiedene Netzentgelte (s.u.) für den Zeitraum der EMM (Arbeits- und Leistungspreisanteile sind zu berücksichtigen)  
 und  $EP =$  EPEX-Börsenpreis (Stundenraster) im Zeitpunkt, d.h. Zeitfenster der Leistungsreduzierung.<sup>4</sup>

Sind mehrere Anlagen gemeinsam in eine EMM einbezogen und erhalten die Anlagen unterschiedliche KWK-G-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 gemäß obiger Formel berechnet und anschließend über alle Anlagen aufsummiert.

Bezüglich des KWK-Zuschlagssatzes ist zu berücksichtigen, dass für die betreffende Anlage im betreffenden Zeitraum der geltende Zuschlagssatz nach dem KWK-G anzusetzen ist<sup>5</sup>. Darüber hinaus ist der nach den maßgeblichen Rechtsvorschriften und der üblichen Praxis<sup>6</sup> berechnete Teil der eingesparten Netznutzungsentgelte hinzuzurechnen.<sup>7</sup> Falls die Leistungsreduzierung in den Zeitpunkt der Vermeidungsleistung/Entnahmehöchstlast ( $P_{E,max}$ ) und/oder in den Zeitpunkt der höchsten Bezugslast ( $P_{B,max}$ ) aus der vorgelagerten Spannungsebene fällt, ist die Berechnung der vermiedenen Netzentgelte ( $P_{\text{vermieden}} = P_{E,max} - P_{B,max}$ ) ohne Be-

<sup>4</sup> Aus Praktikabilitätsgründen wird der EPEX-Börsenpreis als allgemein zugängliche, marktbasierende Größe herangezogen.

<sup>5</sup> Bei KWK-Anlagen, für die Anspruch auf den KWK-Zuschlag für eine bestimmte Anzahl von Vollbenutzungsstunden besteht (vgl. § 7 Abs. 4, 5 und 8 KWK-G), sind die durch die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht realisierten Vollbenutzungsstunden von der maximal zuschlagsberechtigten Anzahl der Vollbenutzungsstunden in Abzug zu bringen.

<sup>6</sup> Insbesondere § 18 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie die dazu entwickelten Leitfäden der Verbände VDN bzw. BDEW und VKU.

<sup>7</sup> Eine Vergütung für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) ist nur dann zu berücksichtigen, wenn für den eingespeisten Strom Anspruch auf diesen Vergütungsbestandteil besteht.

rücksichtigung der vorgegebenen Leistungsreduzierung (letzte  $\frac{1}{4}$  h vor dem Aufruf zur Leistungsreduzierung) vorzunehmen.

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); es entstehen Zeitfenster  $> \frac{1}{4}$  h bis die vorgegebene, reduzierte Leistung erreicht ist bzw. bis beim Wiederhochfahren die ursprüngliche Leistung wieder erreicht ist. Insofern sind Abfahr- wie auch Hochfahrrampen, die über eine Viertelstunde hinausgehen, bei der Entschädigungszahlung zu berücksichtigen. Zur Berechnung der nicht eingespeisten Strommengen sind jeweils die gemessenen  $\frac{1}{4}$  h-Leistungsmittelwerte während des Abfahr- bzw. Hochfahrprozesses anzusetzen. Die Dauer des Abfahr- bzw. Hochfahrprozesses ist durch messtechnische Aufzeichnungen nachzuweisen.

Die Berechnung der Entschädigungszahlung ist gegenüber dem Netzbetreiber nachvollziehbar darzustellen.

## 2.5 Entschädigungszahlungen für entgangene Wärmeerlöse, Berücksichtigung ersparter Aufwendungen und grundsätzliche Prinzipien der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme

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 Regelbarkeit der KWK-Anlagen auf der Stromseite stark eingeschränkt ist, d.h. 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.

Wesentliche Einflussfaktoren und Bestandteile für die Ermittlung der entgangenen Wärmeerlöse und ersparter Aufwendungen, könnten insbesondere 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.

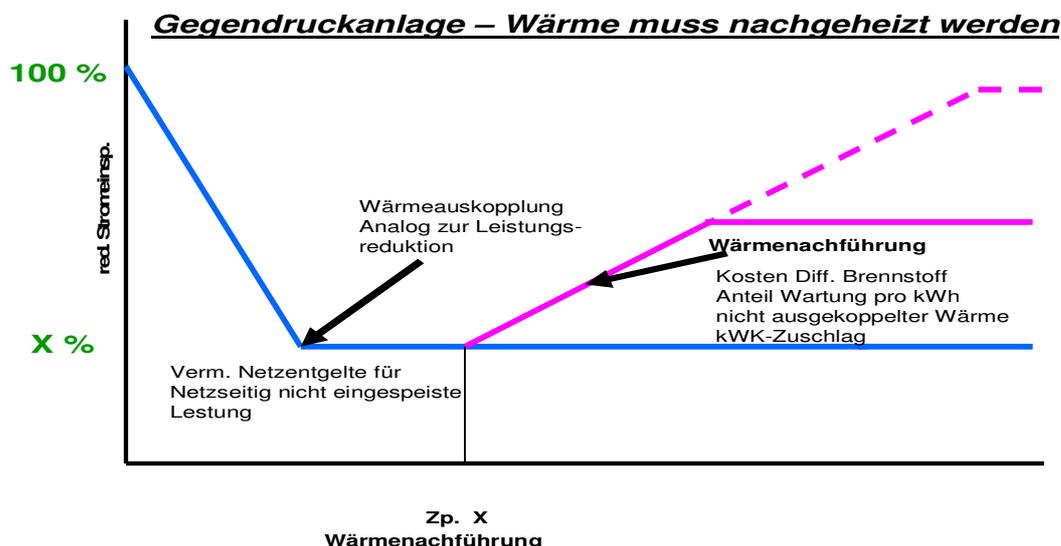


Abbildung 2: Gegendrucklinie

- Emissionshandel

KWK-Anlagen > 20 MW<sub>el</sub> unterliegen, sofern sie fossil befeuert sind, dem Emissionshandel, ebenso Heizwerke mit einer Feuerungswärmeleistung von > 20 MW. Inwieweit sich die CO<sub>2</sub>-Belastung bzw. die daraus resultierenden Emissionszertifikatekosten durch eine EMM verändern, hängt von den verwendeten Brennstoffen ab, 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 EMM, 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

Vorher genannte Einflussfaktoren sollten zur Wahrung der Schadensminderungspflicht im Falle etwaiger Schadensersatzansprüche (§ 12 Abs. 3 EEG 2009) berücksichtigt werden.

In den Abschnitten 5.4, 6.4 und 7.4 werden alternative Verfahren zur Ermittlung von entgangenen Wärmeerlösen sowie der ersparten Aufwendungen bei Biomasse-, Biogas- bzw. Grubengasanlagen dargestellt. Der Anlagenbetreiber hat die Wahl, nach welchem Verfahren er die Abrechnung vornimmt. Die Verfahren können auch für alle anderen KWK-Anlagen verwendet werden.

### 3 Windenergieanlagen

Werden EMM bei Windenergieanlagen durchgeführt, sind Entschädigungszahlungen für die nicht eingespeisten Strommengen zu leisten. Mangels relevanter Wärmeproduktion, die vermarktet werden würde, sind keine entgangenen Wärmeerlöse zu betrachten. Ebenso fallen keine ersparten Aufwendungen an, da der Primärenergieträger dem Anlagenbetreiber kostenlos zur Verfügung steht.

#### 3.1 Nicht eingespeiste Strommengen

Eine besondere Schwierigkeit bei Windenergieanlagen besteht darin, dass ihre Einspeiseleistung aufgrund des volatilen Primärenergieangebots im Zeitablauf in der Regel schwankt.

Für die Ermittlung der nicht eingespeisten Strommengen aus Windenergieanlagen („Ausfallarbeit“) hat die BNetzA in Kapitel 2.1 des am 19. April 2011 veröffentlichten Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 1.0, Stand 29.03.2011) zwei alternative Verfahren dargestellt: ein pauschales Verfahren und ein Spitzabrechnungsverfahren. Diese Verfahren sind für die Berechnung zu verwenden.<sup>8</sup>

#### 3.2 Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen

Wurde der in der Anlage erzeugte Strom zum Zeitpunkt der EMM nach dem EEG vergütet, so werden die Entschädigungszahlungen  $EZ_{\text{Strom, EEG}}$  für die einzelne EMM mittels des in Kapitel 2.1.4 des BNetzA-Leitfadens dargestellten Verfahrens berechnet.

Findet die EMM in einem Zeitraum statt, in dem der in der Anlage erzeugte Strom nicht oder nicht vollständig nach den Vorschriften der §§ 18-33 EEG 2009 vergütet wurde, sondern zumindest anteilig im Rahmen der Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 vermarktet wurde, so gelten für die für diesen Stromanteil zu leistenden Entschädigungszahlungen die Hinweise in Abschnitt 2.4.2 dieser Verbändeempfehlung in Verbindung mit den in Abschnitt 2.1.4 des BNetzA-Leitfadens genannten Hinweisen zur Aufteilung der nicht eingespeisten Strommengen auf einzelne Windenergieanlagen.

---

<sup>8</sup> Das Kapitel 2 des BNetzA-Leitfadens (Version 1.0) vom 29.03.2011 ist in Anhang 2 zu dieser Verbändeempfehlung dargestellt. Die im BNetzA-Leitfaden beschriebenen Verfahren gehen auf Ausarbeitungen der an der vorliegenden Unterlage beteiligten Verbände zurück.

## 4 Wasserkraftanlagen

Die Stromerzeugung in Wasserkraftanlagen, insbesondere Laufwasserkraftanlagen, unterliegt nur geringen Schwankungen. Diese Änderungen in der Leistungsabgabe, welche im wesentlichen auf jahreszeitliche Niederschlagsschwankungen und eine damit veränderte Wasserführung zurückzuführen ist, erstrecken sich jedoch, anders als bei Windkraft und Photovoltaik, über große Zeiträume und bewirken somit keine Spitzenbelastungen der Verteil- und Übertragungsnetze. Wasserkraftanlagen erzeugen den Strom stetig und weisen zudem keine langen Ab- und Anfahrtrampen auf.

Grundsätzlich können Wasserkraftanlagen in das Einspeisemanagement einbezogen werden. Zu beachten ist dabei folgender Punkt: Betreiber von Wasserkraftanlagen unterliegen wasserrechtlichen Verpflichtungen, beispielsweise zur Wasserstandsregulierung. Fordert der Netzbetreiber den Betreiber einer Wasserkraftanlage auf, die Stromerzeugung des Wasserkraftwerkes ganz oder teilweise zu reduzieren, so hat der Anlagenbetreiber auch diese wasserrechtlichen Verpflichtungen zu beachten. Daher ist es nicht immer möglich, den Aufforderungen des Netzbetreibers zur Reduzierung der Einspeiseleistung zu folgen bzw. vollständig zu folgen. Beispielsweise muss verhindert werden, dass sich vor der Anlage ein Wasserschwall oder hinter der Anlage ein Sunk bildet, von denen ein Gefährdungspotenzial für Mensch und Natur ausgeht.

Aufgrund dieser Einschränkungen in der Umsetzbarkeit der Aufforderungen zur Teilnahme am Einspeisemanagement werden die Verpflichtungen aus wasserrechtlichen Bestimmungen in den Grundsätzen zur Umsetzung des Einspeisemanagements (Abschnitt 2.1) als möglicher Hinderungsgrund für die Teilnahme am Einspeisemanagement genannt, über die der Anlagenbetreiber den Netzbetreiber im Vorfeld schriftlich zu informieren hat. Kann eine Teilnahme bzw. vollständige Teilnahme am Einspeisemanagement aufgrund von Gefahren durch Veränderungen des Wasserstandes nicht erfolgen, so ist dies dem Netzbetreiber im Vorfeld mit geeigneten Unterlagen nachzuweisen. Die Angaben und Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Unmöglichkeit der Teilnahme am EMM zu erkennen.

### 4.1 Nicht eingespeiste Strommengen

Für die Berechnung der Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen ist das pauschale Verfahren für Windenergieanlagen gemäß Kapitel 2.1.2 des BNetzA-Leitfadens angemessen, ausreichend und analog anwendbar.

## 5 Biomasseanlagen (feste und flüssige Biomasse)

### 5.1 Abregelungsverhalten

Biomasseanlagen sind generell für weitgehend konstanten Betrieb ausgelegt und werden überwiegend bei Nennleistung betrieben.

Bei Biomasseanlagen können die vorzugsweise vorgesehenen Schaltstufen (60 %, 30 %, 0 % der installierten elektrischen Leistung der Anlage, sowie Not-Aus) in der Regel nicht in dieser Clusterung angewendet werden, da die technische Mindestleistung in der Regel > 50 % beträgt, teilweise auch > 60 % betragen kann. Unterhalb der technologischen Mindestleistung ist nur die Netztrennung mit Abfahren des Kessels möglich.

Beim Wiederhochfahren nach einer Netztrennung ist eine zeitintensive Hochwärmphase, ggf. unter Zuhilfenahme von Anfahrstoff bis zum Einsatz des Hauptbrennstoffs, erforderlich, deren Dauer im direkten Zusammenhang mit der Dauer der EEM steht (z.B. kann eine EEM mit 0 % über 3 h eine Wiederhochfahrzeit bis zur Netzzuschaltung von weit mehr als 3 h zur Folge haben).

Ein sehr plötzliches Hoch- bzw. Abfahren ist bei Biomasseanlagen aufgrund

- genehmigungsrechtlicher oder sicherheitstechnischer Vorgaben für den Betrieb von Biomasseanlagen, wie z. B. die Einhaltung rechtlich vorgegebener Abgasgrenzwerte (NOx-Emissionen)
- der Trägheit des Brennstoffzuführungsprozesses bei festen Brennstoffen,
- der notwendigen Zeit bis zum Erreichen der neuen Sollparameter im Dampfprozess und
- dem damit verzögerten Wirksamwerden der elektrischen Leistungsänderung

nicht möglich.

Vom Anlagenbetreiber sind die technologisch möglichen Leistungsstufen zu benennen und zu begründen. Auf deren Basis werden die Leistungshöhen der einzelnen Stufen anlagenbezogen zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber dahingehend vereinbart, dass sie den EEM-Zielen der allgemeinen Vorzugsstufen unter Beachtung von Wiederhochfahrzeiten und Laständerungsgradienten am Nächsten kommen.

Liegt die technische Mindestleistung  $\geq 50\%$  und wird dieser Leistungswert bereits der adäquaten 60 % Stufe zugeordnet, so kann z.B. aufgrund der o. g. unverhältnismäßig hohe Zeitdauer bis zum Wiedererreichen von  $P_0$  auf eine Teilnahme an der 30 % Stufe (welche dann bereits eine Abschaltung zur Folge hätte) verzichtet werden.

Bei Biomasseanlagen mit Wärmeauskopplung, welche nicht über redundante Wärmequellen (zusätzliche Heizsysteme) oder Wärmespeicher verfügen, ist ggf. zu beachten, dass bei Unterschreiten der KWK-Mindestleistung (welche in der Regel noch oberhalb der technischen Mindestleistung liegt) unverhältnismäßig hohe Kosten oder Vertragsstrafen aus Lieferver-

pflichtungen resultierenden können, was ein Abweichen von der pauschalen Stufen-Clusterung zur Vermeidung von unverhältnismäßigen Entschädigungsansprüchen rechtfertigen kann.

## 5.2 Nicht eingespeiste Strommengen

### 5.2.1 Pauschalisiertes Verfahren

Wegen der oben beschriebenen, weitgehend verstetigten Einspeisecharakteristik kann das im BNetzA-Leitfaden, Kapitel 2.1.2 für Windenergieanlagen beschriebene pauschale Verfahren mit den dort dargestellten Berechnungen analog angewendet werden. Unter Berücksichtigung der unter 5.1 genannten Besonderheiten, sind folgende Abweichungen zu berücksichtigen:

- Für  $P_{\text{red}}$  gelten die vereinbarten Stufen anstelle der Vorzugsstufen.
- Die angeforderte Reduktionsstufe wird erst einige Zeit nach Beginn der Herabregelung realisiert („Abfahrrampe“). Diese wird bei der Berechnung gemäß BNetzA-Leitfaden, Kapitel 2.1.2 jedoch implizit korrekt abgebildet, da für jede Viertelstunde die nicht eingespeiste Strommenge anhand der Differenz zwischen der Leistung vor der EMM  $P_0$  und dem jeweiligen Viertelstunden-Leistungsmittelwert berechnet wird.
- Um auch die „Hochfahrrampe“ nach Beendigung der EMM (in der Regel bis zum Erreichen der ursprünglichen Leistungsabgabe) abzubilden, sind auch die nicht eingespeisten Strommengen zu berücksichtigen, die nach Beendigung der EMM bis zu dem Zeitpunkt anfallen, an dem der Wiederhochfahrprozess üblicherweise beendet ist (und die Anlage in der Regel die ursprüngliche Leistung  $P_0$  wieder erreicht hat). Für das pauschalisierte Verfahren wird bei Biomasseanlagen anlagenspezifisch ein Laständerungsgradient in % der Nennleistung je  $\frac{1}{4}$  h vereinbart, welcher vom Anlagenbetreiber mittels Anfahrtdiagrammen, Betriebsaufschreibungen, Herstellernachweisen oder anderen geeigneten Nachweisen nachzuweisen ist. Die Entschädigungszeitdauer nach Ende der EMM ergibt sich damit auf Basis der für die aufgerufenen Stufen vereinbarten anlagenbezogenen Leistungswerte. Die  $\frac{1}{4}$  h, in der die EMM aufgehoben wurde, gilt als Reaktionszeit für das Bedienpersonal.

Beispiel: Für eine Biomasseanlage wurden 5 % der Nennleistung je  $\frac{1}{4}$  h als Laständerungsgradient nachgewiesen und vereinbart.

- Fall 1: Bei einer EMM-Stufe mit vereinbarten 65 % werden für das Wiedererreichen von  $P_0$  maximal sieben  $\frac{1}{4}$  h nach Ablauf der  $\frac{1}{4}$  h, in der die EMM aufgehoben wurde, mit der Differenz zwischen  $P_0$  und  $P_{\text{ist}}$  entschädigt.
- Fall 2: Bei einer EMM-Stufe mit 0 % werden neben der Entschädigung für die erforderliche Wiederanfahrzeitdauer des Dampfkessels bis zur Netzschaltung (s.

auch unten) für die anschließende Hochfahrzeit bis zum Wiedererreichen von  $P_0$  zwanzig  $\frac{1}{4}$  h mit der Differenz zwischen  $P_0$  und  $P_{ist}$  entschädigt.

- Bei EMM der Stufe 0 % wird die erforderliche Wiederhochfahrzeitdauer des Dampfkessels bis zur Netzschaltung zusätzlich mit  $P_0$  entschädigt (Hochfahrprozess). Der Anlagenbetreiber ist verpflichtet, Gründe, welche ein unverzügliches Hochfahren von Dampfkessel/Turbine nach der EEM verhindern, dem Netzbetreiber anzuzeigen.
- Eine Besonderheit ergibt sich, wenn die Anlage während des Beginns der EMM nicht mit der üblichen Leistung betrieben wird, sondern sich gerade in einem anderweitig begründeten Hochfahrprozess befindet. In diesem Fall ist der  $\frac{1}{4}$ -h-Leistungsmittelwert der letzten vollständigen Viertelstunde vor der EMM kein geeigneter Anhaltspunkt für die Leistungsabgabe, die ohne die EMM erzielbar gewesen wäre. Stattdessen ist ein geeigneter Ersatzwert – z. B. der arithmetische Mittelwert der letzten 3 vollständigen  $\frac{1}{4}$ -h-Leistungsmittelwerte vor der der Hochfahrphase vorausgehenden Abfahrphase – heranzuziehen, dessen Eignung nachzuweisen ist. Zudem ist mittels Betriebsaufzeichnungen eindeutig nachvollziehbar darzustellen, dass der Hochfahrvorgang vor Aufruf der EMM begonnen wurde.

Umfasst der Hochfahrprozess einen längeren Zeitraum als vereinbart bzw. wurde kein Laständerungsgradient vereinbart, so ist gemäß Abschnitt 5.2.2 vorzugehen (vgl. Abschnitt 2.1). Ein Überschreiten des vereinbarten Zeitraum ist zu begründen und nur entschädigungsfähig, wenn ein direkter Zusammenhang mit der EMM besteht.

### 5.2.2 Einzelnachweis

Bestehen plausible Gründe für die Annahme, dass die nicht eingespeiste Strommenge mit dem pauschalierten Verfahren in einem konkreten Fall nicht sachgerecht ermittelt werden kann, so kann der Anlagenbetreiber eine Einzelfallberechnung vornehmen und deren Richtigkeit gegenüber dem Netzbetreiber mithilfe geeigneter Aufzeichnungen nachweisen. Die Angaben und Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die nicht eingespeiste Strommenge vollständig nachvollziehen zu können.

## 5.3 Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen

Je nachdem, ob die Anlage während der EMM Anspruch auf EEG-Vergütung hat oder sich (anteilig bzw. vollständig) in der Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 befindet, kommen für die Berechnung die Verfahren nach Abschnitt 2.4.1 bzw. Abschnitt 2.4.2 zur Anwendung.

## 5.4 Entgangene Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen

Bei Biomasseanlagen findet häufig eine Wärmeauskopplung statt, die bei Herabregelung der Anlage geringer ausfällt. Dies ist gemäß § 12 Abs. 1 EEG 2009 bei der Berechnung der Entschädigungszahlungen zu berücksichtigen. Das grundsätzliche Prinzip sowie technische Besonderheiten der Wärmeauskopplung sind in Abschnitt 2.5 dargestellt.

Zudem sind ersparte Aufwendungen in Abzug zu bringen, sofern diese anfallen.

Zur Berechnung der entgangenen Wärmeerlöse und ersparten Aufwendungen bei Anlagen zur Verbrennung fester oder flüssiger Biomasse können die für Biogasanlagen dargestellten Verfahren analog angewendet werden, vgl. Abschnitte 6.4.1 bis 6.4.3.

## 6 Biogasanlagen

### 6.1 Abregelungsverhalten

Biogasanlagen wurden nach bisherigem Stand des Wissens als Grundlastkraftwerke mit Volllaststunden größer 8.000 Stunden konzipiert. Die prinzipiell vorhandenen Gasspeicher bei Biogasanlagen können im Durchschnitt der Anlagen (Auswertung des Bundesmessprogramm Biogas II) ca. 2,5 Stunden Gasproduktion auffangen. Eine Berücksichtigung der potentiellen Gasspeichervolumina ist bei Entschädigungszahlungen regelmäßig nicht möglich.<sup>9</sup>

Stehen einer kurzfristigen Abregelung von Biogasanlagen sachgerechte Gründe entgegen, so können gemäß der Beschreibung in Abschnitt 2.1 auf Basis von Nachweisen besondere Abregelungsverfahren geregelt werden.

Aufgrund der sehr variablen technischen und organisatorischen Ausgestaltung von Biogasanlagen (Anzahl BHKW, Gasspeicher, Wärmenutzungskonzepte, Redundanzsysteme bei der Wärmebereitstellung, etc.) ergeben sich unterschiedliche Leistungsbereiche, in denen „erhebliche Beanspruchungen“ im Sinne von Abschnitt 2.1 vorliegen können. Grundsätzlich muss bei einer Biogasanlage zwischen technischen und gärobiologischen Regelungseigenschaften und daraus resultierenden Folgen für die Abregelung und deren Dauer unterschieden werden. Eine generelle und/oder abschließende Definition von sachgerechten Gründen für besondere Abregelungsverfahren bei Biogasanlagen ist aufgrund der vielen Einflussfaktoren nicht möglich. Im Folgenden sind häufig vorliegende Gründe aufgeführt:

- Allgemeine genehmigungsrechtliche oder sicherheitstechnische Vorgaben für den Betrieb von Biogasanlagen. Zum Beispiel die Einhaltung rechtliche vorgegebener Abgasgrenzwerte beim BHKW (NO<sub>x</sub>-Emissionen).
- Erhöhte Wartungskosten und verringerte Haltbarkeit des BHKW durch Teillastbetrieb (unter 50 % der Volllast). Ein Teillastbetrieb unter 50 % der Nennleistung kann zu Ölablagerungen im Brennraum (fehlender Ladedruck) führen, welche wiederum signifikante Probleme bei der Haltbarkeit von brennraumrelevanten Bauteilen (Kolben, Zylinderlaufbuchse, Zylinderkopf und Zündkerzen) zur Folge haben. Im Extremfall sind Motorschäden zu befürchten.
- Ein häufiges Ab- und Hochfahren von BHKW-Anlagen ist zu vermeiden.
- Längere Abregelungszeiträume (z.B. mehr als 6 Stunden) und die daraus resultierende fehlende Wärmeversorgung des Gärprozesses (ca. 30 % der verfügbaren Wärme wird für den Gärprozess benötigt) führen zu erheblichen Beeinträchtigungen des sehr sensiblen Gärprozesses. Unter Umständen können extrem schwankende Gärtemperaturen zum Absturz der Gärbiologie führen. Die Abregelung über längere Zeiträume kann zu wesentlich längeren Hochfahrampfen führen, als bei einer rein technischen Betrachtung der BHKW-Anlagen.

<sup>9</sup> Der Fachverband Biogas steht für Erläuterungen gerne zur Verfügung.

- Nicht alle Biogasanlagen verfügen in der Praxis über redundante Wärmequellen (zusätzliche Heizsysteme) oder Wärmespeicher, die eine Abregelung kompensieren können. Da häufig vertragliche Vereinbarungen zur Wärmelieferung vorliegen, können dem Biogasanlagenbetreiber bei einer Abregelung, sofern keine Redundanz vorliegt, unverhältnismäßig hohe Kosten zur alternativen Wärmebereitstellung entstehen, gegebenenfalls fallen Vertragsstrafen an.
- Bei reststoffvergärenden Biogasanlagen bestehen teilweise vertragliche Verpflichtungen zur unverzüglichen Verwertung der eingesetzten Substrate. Eine Unterbrechung des Gärprozesses ist somit nicht möglich.

## 6.2 Nicht eingespeiste Strommengen

### 6.2.1 Pauschalisiertes Verfahren

Wegen der oben beschrieben, weitgehend verstetigten Einspeisecharakteristik ist es angemessen, anzunehmen, dass auch während einer Einspeisemanagement-Maßnahme eine konstante Einspeisung auf Höhe der vorherigen Leistung erfolgt wäre. Somit kann das in Kapitel 2.1.2 des BNetzA-Leitfadens beschriebene pauschale Verfahren mit den dort dargestellten Berechnungen analog angewendet werden, allerdings unter Berücksichtigung folgender Besonderheit:

- Ein sehr plötzliches Abfahren und Wiederhochfahren ist bei vielen Biogasanlagen nicht problemlos möglich. Daher wird die angeforderte Reduktionsstufe erst einige Zeit nach Beginn der Herabregelung realisiert („Abfahrrampe“). Diese wird bei der Berechnung gemäß Kapitel 2.1.2 des BNetzA-Leitfadens jedoch implizit korrekt abgebildet, da für jede Viertelstunde die nicht eingespeiste Strommenge anhand der Differenz zwischen der Leistung vor der EMM  $P_0$  und dem jeweiligen Viertelstunden-Leistungsmittelwert berechnet wird.
- Um auch die „Hochfahrrampe“ nach Beendigung der EMM (in der Regel bis zum Erreichen der ursprünglichen Leistungsabgabe) korrekt abzubilden, sind auf Anforderung des Anlagenbetreibers auch die nicht eingespeisten Strommengen zu berücksichtigen, die nach Beendigung der EMM bis zu dem Zeitpunkt anfallen, an dem der Wiederhochfahrprozess üblicherweise beendet ist (und die Anlage in der Regel die ursprüngliche Leistung  $P_0$  wieder erreicht hat - siehe Abbildung 3).
- Für die Zwecke der Entschädigungsermittlung wird angenommen, dass der Wiederhochfahrprozess in der Regel nach Ablauf der 2. vollständig gemessenen Viertelstunde nach Beendigung der EMM abgeschlossen ist. Auf Anforderung des Anlagenbetreibers können somit noch bis zu diesem Zeitpunkt Entschädigungszahlungen in Höhe der Differenz zwischen  $P_0$  und dem in der jeweiligen Viertelstunde erreichten Leistungsmittelwert geltend gemacht werden.

- Umfasst der Hochfahrprozess einen längeren Zeitraum als vorstehend beschrieben, so sind abweichende Regelungen zum Umfang des Schadensanspruchs im Einzelfall zwischen den Beteiligten zu vereinbaren (vgl. Abschnitt 2.1). In diesem Fall hat der Anlagenbetreiber den Verlauf des Hochfahrprozesses geeignet nachzuweisen.

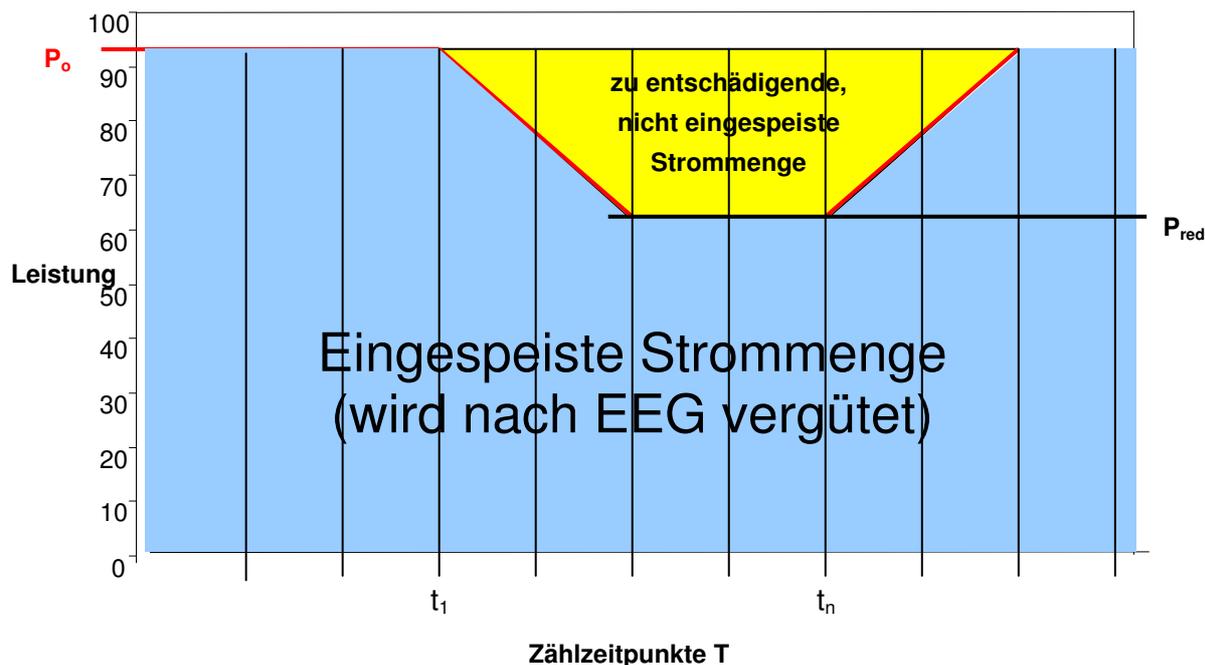


Abbildung 3: nicht eingespeiste Strommengen bei Biogasanlagen unter Berücksichtigung der Hochfahrphase ( $t_1$  = Beginn EMM,  $t_n$  = Ende EMM)

Eine Besonderheit ergibt sich, wenn die Anlage während des Beginns der EMM nicht mit der üblichen Leistung betrieben wird, sondern sich gerade in einem anderweitig begründeten Hochfahrprozess befindet. In diesem Fall ist der ¼-h-Leistungsmittelwert der letzten vollständigen Viertelstunde vor der EMM kein geeigneter Anhaltspunkt für die Leistungsabgabe, die ohne die EMM erzielbar gewesen wäre. Stattdessen ist ein geeigneter Ersatzwert – z.B. der arithmetische Mittelwert der letzten 3 vollständigen ¼ h-Leistungsmittelwerte vor der der Hochfahrphase vorausgehenden Abfahrphase – heranzuziehen, dessen Eignung nachzuweisen ist. Zudem ist mittels Betriebsaufzeichnungen eindeutig nachvollziehbar darzustellen, dass der Hochfahrvorgang vor Aufruf der EMM begonnen wurde.

Zu beachten ist zudem, dass viele Anlagen nicht die von den Netzbetreibern standardmäßig angeforderten, sondern stattdessen andere Leistungsstufen einhalten können. In diesen Fällen gelten die in Abschnitt 2.1 dargestellten Regelungen.

## 6.2.2 Einzelnachweis

Bestehen plausible Gründe für die Annahme, dass die nicht eingespeiste Strommenge mit dem pauschalierten Verfahren in einem konkreten Fall nicht sachgerecht ermittelt werden kann, so kann der Anlagenbetreiber eine Einzelfallberechnung vornehmen und deren Richtigkeit gegenüber dem Netzbetreiber mithilfe geeigneter Aufzeichnungen nachweisen. Hierzu können auch Fälle von Biomethanverstromung zählen.

## 6.3 Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen

Je nachdem, ob die Anlage während der EMM Anspruch auf EEG-Vergütung hat oder sich (anteilig bzw. vollständig) in der Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 befindet, kommen für die Berechnung die Verfahren nach Abschnitt 2.4.1 bzw. Abschnitt 2.4.2 zur Anwendung.

## 6.4 Entgangene Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen

Bei Biogasanlagen findet regelmäßig eine Wärmeauskopplung statt, die bei Abregelung der Anlage geringer ausfällt. Dies ist gemäß § 12 Abs. 1 EEG 2009 bei der Berechnung der Entschädigungszahlungen zu berücksichtigen. Das grundsätzliche Prinzip sowie technische Besonderheiten der Wärmeauskopplung sind in Abschnitt 2.5 dargestellt.

Zudem sind ersparte Aufwendungen in Abzug zu bringen, sofern diese anfallen.

Die Definition von ersparten Aufwendungen im Zusammenhang mit Biogasanlagen ist nicht abschließend möglich und nicht übertragbar auf alle in der Praxis vorzufindenden Biogasanlagen. Im Folgenden sind einige aus der Praxis bekannte mögliche ersparte Aufwendungen aufgeführt:

- Eingesparte Prozessenergie (Strom, Wärme) für Fermentertechnik und BHKW
- Eingesparte Wartungs- und Instandhaltungskosten beim BHKW
- Eingesparte Zündölmengen

Da in der Regel die Dauer der Abregelung nicht bekannt ist, findet eine Reduzierung der Biomassezuführung (Fütterung) nur in Ausnahmefällen statt. Aus diesem Grund ist ein pauschaler Ansatz der eingesparten Substrate nicht möglich.

Nachfolgend werden zwei alternative Ansätze zur pauschalierten Bestimmung der entgangenen Wärmeerlöse und der ersparten Aufwendungen dargestellt (Abschnitte 6.4.1 und 6.4.2). Daneben besteht die Möglichkeit des Einzelnachweises (Abschnitt 6.4.3). Die Verfahren können auch für alle anderen KWK-Anlagen verwendet werden.

#### **6.4.1 Pauschaliertes Verfahren I: „Vollständiges Aufwiegen“ von entgangenen Wärmeerlöse und ersparten Aufwendungen**

Bei diesem Ansatz wird angenommen, dass die entgangenen Wärmeerlöse und die ersparten Aufwendungen einander aufheben. Es werden daher keine Positionen berechnet. Die Abrechnung wird dadurch leicht umsetzbar, die Entschädigungszahlungen beschränken sich auf den Teil der nicht eingespeisten Strommengen. Die entgangenen Wärmeerlöse werden durch die ersparten Aufwendungen (aufgrund der Brennstoffeinsparung) kompensiert. Somit wird nur die Ausfallarbeit (elektrisch) entschädigt.

#### **6.4.2 Pauschaliertes Verfahren II: „Teilweises Aufwiegen“ von entgangenen Wärmeerlösen und ersparten Aufwendungen**

Bei diesem Ansatz wird angenommen, dass die entgangenen Wärmeerlöse die ersparten Aufwendungen teilweise aufheben, jedoch eine Redundanz zur Wärmeerzeugung (z. B. Stützheizwerk) vorhanden ist. Deshalb werden die ersparten Brennstoffkosten der KWK-Anlage ebenso wie die erlösmindernden Aufwendungen (vgl. Abschnitt 2.5) nicht berücksichtigt.

Es werden nur wenige Positionen berechnet. Die Abrechnung wird dadurch leicht umsetzbar, die Entschädigungszahlungen beschränken sich auf den Teil zusätzlicher Brennstoffkosten für die alternative Wärmeerzeugung (siehe auch die Hinweise in Abschnitt 2.5).

#### Ermittlung der zusätzlichen Brennstoffkosten (**Differenz**) für die alternative Wärmeerzeugung

Die aufgrund der EMM in einem Heizkessel zu erzeugende zusätzliche Wärme wird bemessen als Differenz zwischen der Wärme-Einspeiseleistung der KWK-Anlage vor der EMM ( $P_{W_{KWK0}}$ ) und der reduzierten Wärme-Einspeiseleistung ( $P_{W_{KWK\ ist}} = P_{W_{KWK\ red}}$ ).

Als Leistung  $P_{W_{KWK0}}$  ist der Leistungsmittelwert des letzten vollständigen Messintervalls (1/4-h-Mittelwert) der abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung vor der EMM anzusetzen.

Die Leistung  $P_{W_{KWKi,ist}}$  bezeichnet den Viertelstunden-Leistungsmittelwert der tatsächlichen Einspeisung für die Viertelstunde  $i$  während der EMM.

Der Wirkungsgrad des Heizkessels ist pauschal mit 0,9 und die Brennstoffkosten ( $Br_{KQt}$ ) frei Heizwerk in €/MWh bezogen auf das jeweilige Quartal, in dem die EMM durchgeführt wurde, anzusetzen.

Die Dauer der Maßnahme (Zeitraum  $t_n - t_1$ ) ist ¼-stundengenau festzustellen.

Die zusätzlichen Brennstoffkosten ( $W_{BrK}$ ) für die alternative Wärmeerzeugung für den gesamten Zeitraum der EMM ergeben sich dann folgendermaßen:

$$W_{BrK} = (\sum_{i=1}^{n} (P_{WKWK0} - P_{WKWKi,ist}) * 0,25h / 0,9) * Br_{KQt}$$

mit  $P_{WKWKi,ist} < P_{WKWK0}$  für alle  $i$  und  $n$  = Anzahl der Viertelstunden während der EMM

### 6.4.3 Einzelnachweis

Bestehen plausible Gründe für die Annahme, dass die durch die EMM entgangenen Wärmeerlöse mit dem pauschalierten Verfahren in einem konkreten Fall nicht sachgerecht ermittelt werden können, so kann der Anlagenbetreiber eine Einzelfallberechnung vornehmen und deren Richtigkeit gegenüber dem Netzbetreiber mithilfe geeigneter Aufzeichnungen, Sachverständigengutachten oder anderer geeigneter Nachweise führen. Die Angaben und Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die entgangenen Wärmeerlöse vollständig nachvollziehen zu können.

## 7 Grubengasanlagen

### 7.1 Abregelungsverhalten von Grubengasanlagen

Stehen einer kurzfristigen Abregelung von Grubengasanlagen sachgerechte Gründe entgegen, so können gemäß der Beschreibung in Abschnitt 2.1 auf Basis von Nachweisen besondere Abregelungsverfahren geregelt werden.

Wann „erhebliche Beanspruchungen“ im Sinne von Abschnitt 2.1 im Fall von Grubengasanlagen vorliegen, wird nachfolgend näher erläutert.

Eine Auswertung der Betriebsergebnisse der letzten Jahre ergab eine Besonderheit für Anlagen, die stillgelegte Grubenbaue als Ressource/Lagerstätte nutzen. Viele dieser Lagerstätten reagieren auf eine Veränderung der abgesaugten Gasmenge, wie sie zum Beispiel bei Abschaltung oder einer kurzfristigen Änderung der Last der Motoren auftritt, mit einer starken Änderung der Gaszusammensetzung.

Nach einer schnellen Abregelung ist so unter Umständen mit einem Ausfall der Anlage zu rechnen und ein automatischer Anlagenstart von „Ferne“ nicht mehr möglich. Dies bedingt im schlimmsten Falle sogar eine Anpassung der Grundeinstellungen des Gasmotors. Zusätzlich wird ein sogenannter „Abblasebetrieb“ notwendig, bei dem solange Gas aus der Lagerstätte abgesaugt und direkt in die Atmosphäre abgegeben wird, bis sich wieder verwertbares Gas einstellt.

Die vorab beschriebenen Punkte bei der Anwendung der Einspeiseregularien für Grubengas führen bei einer gerechten Entschädigung der managementbedingten Ausfälle zu erheblichen Problemen bei der Festlegung der zu zahlenden Ausgleichsbeträge. Pauschalierte Verfahren eignen sich hierzu wenig, da sie nicht die ressourcenbedingte Problematik berücksichtigen. Als Alternative kämen Verfahren zum Einsatz, bei denen der Betreiber individuell alle im Rahmen des Einspeisemanagements anfallenden Kosten einzeln/maschinenscharf dem Netzbetreiber nachweist und daraus seine Forderungen ableitet. Ein Problem des Verfahrens ist der große Aufwand für den Betreiber im Rahmen der Grubengasgewinnung.

Technisch sind dem Einspeisemanagement durch die verwendete Maschinenteknik Grenzen gesetzt. Die eingesetzten Gas-Otto-Motoren lassen nur einen Dauerbetrieb im Leistungsbereich zwischen 60 und 100% der Motor-Nennlast zu. Dauerbetrieb in anderen Lastzuständen führt über erhöhtem Maschinenverschleiß bis zum Motorschaden der Maschine.

Auch die Anlagen zur Gasgewinnung sind nur in bestimmten Bereichen regelbar (Regulierung der Fördermenge). Beim Betrieb der eingesetzten Roots-Gebläse dürfen im Dauerbetrieb vom Hersteller vorgegebene Mindestdrehzahlen nicht unterschritten werden. Ein längerer By-Pass-Betrieb ist ebenfalls nicht möglich und würde zum Ausfall der Anlage führen. Die ebenfalls zur Gasförderung eingesetzten »Wasserring-Pumpen« benötigen konstruktions- und funktionsbedingt eine Mindestdrehzahl – und somit eine Mindestfördermenge – zum Aufbau des abdichtenden »Wasserringes«.

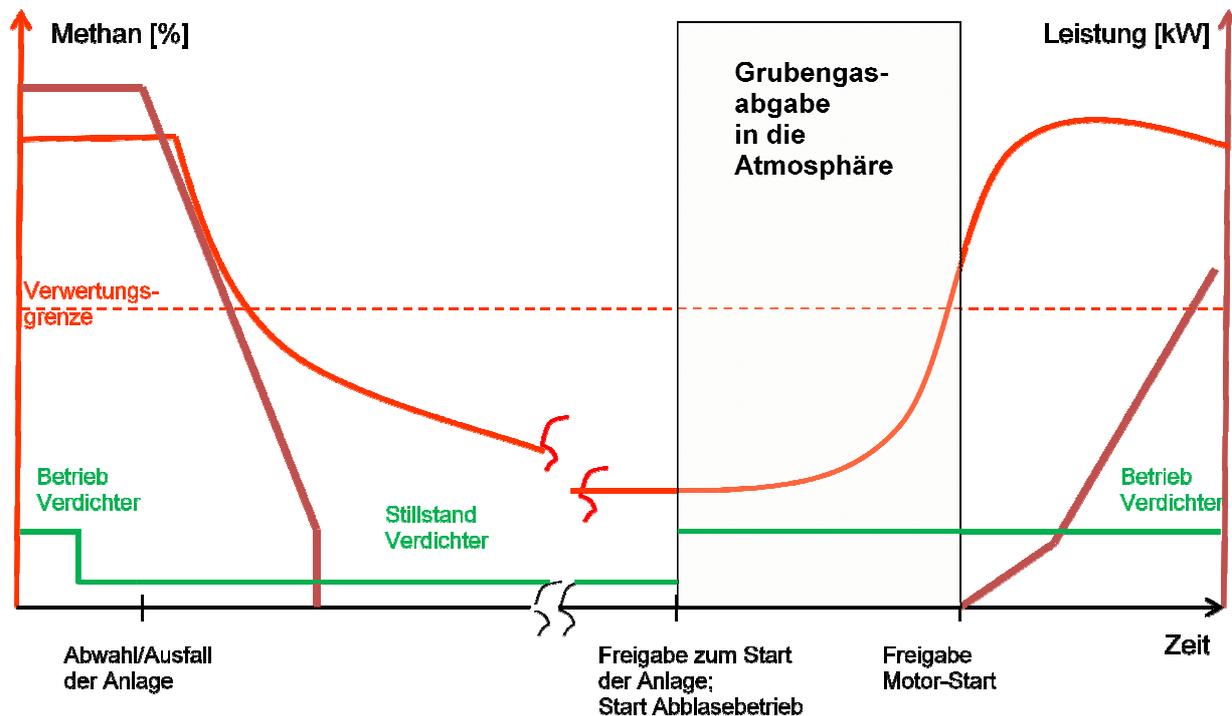


Abbildung 4: Reaktion der Ressource auf gravierende Änderung der Abnahmemenge (Verdichter := Absauganlage/Gasförderstation)

## 7.2 Nicht eingespeiste Strommengen

### 7.2.1 Pauschaliertes Verfahren

Grubengasanlagen werden in der Regel mit recht konstanter Leistung betrieben. Daher ist es angemessen, anzunehmen, dass auch während einer Einspeisemanagement-Maßnahme eine konstante Einspeisung auf Höhe der vorherigen Leistung erfolgt wäre. Somit kann das in Kapitel 2.1.2 des BNetzA-Leitfadens beschriebene pauschalierte Verfahren mit den dort dargestellten Berechnungen analog angewendet werden, allerdings unter Berücksichtigung folgender Besonderheit:

- Ein sehr plötzliches Abfahren und Wiederhochfahren ist bei vielen Grubengasanlagen nicht problemlos möglich. Daher wird die angeforderte Reduktionsstufe erst einige Zeit nach Beginn der Abregelung realisiert („Abfahrrampe“). Diese wird bei der Berechnung gemäß Kapitel 2.1.2 des BNetzA-Leitfadens jedoch implizit korrekt abgebildet, da für jede Viertelstunde die nicht eingespeiste Strommenge anhand der Differenz zwischen der Leistung vor der EMM  $P_0$  und dem jeweiligen Viertelstunden-Leistungsmittelwert berechnet wird.
- Um auch die „Hochfahrrampe“ nach Beendigung der EMM (in der Regel bis zum Erreichen der ursprünglichen Leistungsabgabe) korrekt abzubilden, sind auf Anforderung des

Anlagenbetreibers auch die nicht eingespeisten Strommengen zu berücksichtigen, die nach Beendigung der EMM bis zu dem Zeitpunkt anfallen, an dem der Wiederhochfahrprozess üblicherweise beendet ist (und die Anlage in der Regel die ursprüngliche Leistung  $P_0$  wieder erreicht hat – siehe Abbildung 5).

- Für die Zwecke der Entschädigungsermittlung wird angenommen, dass der Wiederhochfahrprozess in der Regel nach Ablauf der 2. vollständig gemessenen Viertelstunde nach Beendigung der EMM abgeschlossen ist. Auf Anforderung des Anlagenbetreibers können somit noch bis zu diesem Zeitpunkt Entschädigungszahlungen in Höhe der Differenz zwischen  $P_0$  und dem in der jeweiligen Viertelstunde erreichten Leistungsmittelwert geltend gemacht werden.
- Umfasst der Hochfahrprozess einen längeren Zeitraum als vorstehend beschrieben, so sind abweichende Regelungen zum Umfang des Entschädigungsanspruchs im Einzelfall zwischen den Beteiligten zu vereinbaren (vgl. Abschnitt 2.1). In diesem Fall hat der Anlagenbetreiber den Verlauf des Hochfahrprozesses geeignet nachzuweisen.

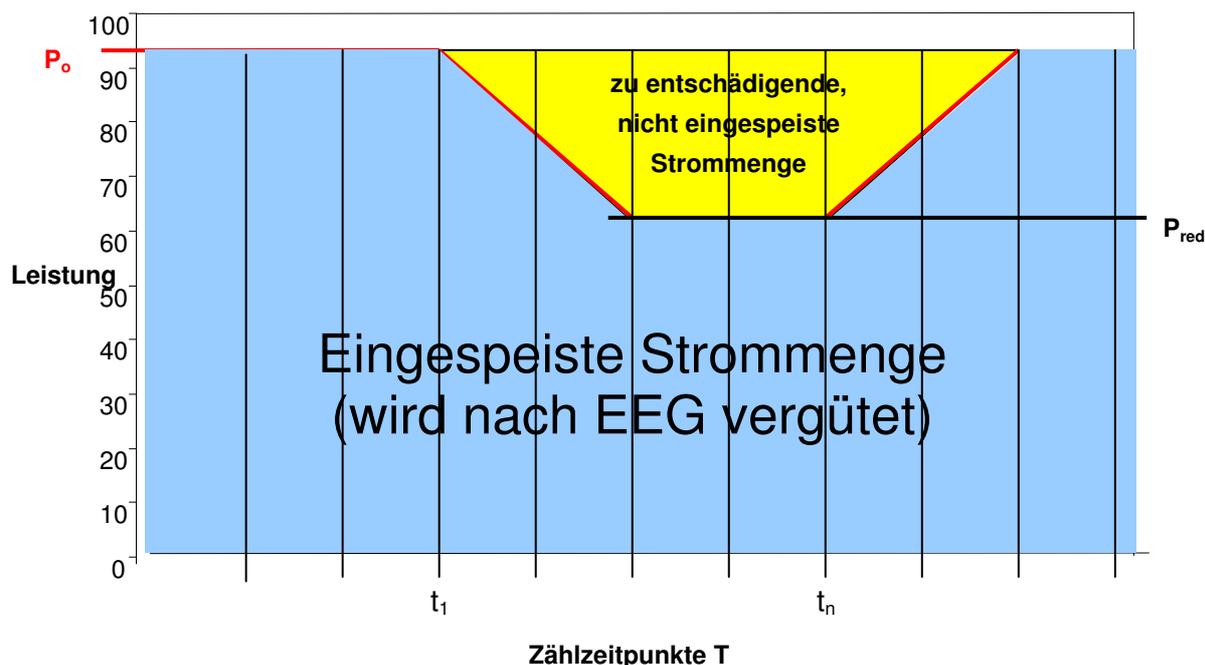


Abbildung 5: nicht eingespeiste Strommengen bei Grubengasanlagen unter Berücksichtigung der Hochfahrrampe ( $t_1$  = Beginn EMM,  $t_n$  = Ende EMM)

Eine Besonderheit ergibt sich, wenn die Anlage während des Beginns der EMM nicht mit der üblichen Leistung betrieben wird, sondern sich gerade in einem anderweitig begründeten Hochfahrprozess befindet. In diesem Fall ist der  $\frac{1}{4}$ -h-Leistungsmittelwert der letzten vollständigen Viertelstunde vor der EMM kein geeigneter Anhaltspunkt für die Leistungsabgabe, die

ohne die EMM erzielbar gewesen wäre. Stattdessen ist ein geeigneter Ersatzwert – z.B. der arithmetische Mittelwert der letzten 3 vollständigen ¼ h-Leistungsmittelwerte vor der der Hochfahrphase vorausgehenden Abfahrphase – heranzuziehen, dessen Eignung nachzuweisen ist. Zudem ist mittels Betriebsaufzeichnungen eindeutig nachvollziehbar darzustellen, dass der Hochfahrvorgang vor Aufruf der EMM begonnen wurde.

Zu beachten ist zudem, dass viele Anlagen nicht die von den Netzbetreibern standardmäßig angeforderten, sondern stattdessen andere Leistungsstufen einhalten können. In diesen Fällen gelten die in Abschnitt 2.1 dargestellten Regelungen.

### 7.2.2 Einzelnachweis

Bestehen plausible Gründe für die Annahme, dass die nicht eingespeiste Strommenge mit dem pauschalierten Verfahren in einem konkreten Fall nicht sachgerecht ermittelt werden kann, so kann der Anlagenbetreiber eine Einzelfallberechnung vornehmen und deren Richtigkeit gegenüber dem Netzbetreiber mithilfe geeigneter Aufzeichnungen nachweisen. Die Angaben und Nachweise müssen eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die nicht eingespeiste Strommenge vollständig nachvollziehen zu können.

## 7.3 Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen

Je nachdem, ob die Anlage während der EMM Anspruch auf EEG-Vergütung hat oder sich (anteilig bzw. vollständig) in der Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 befindet, kommen für die Berechnung die Verfahren nach Abschnitt 2.4.1 bzw. Abschnitt 2.4.2 zur Anwendung.

## 7.4 Entgangene Wärmeerlöse und ersparte Aufwendungen

Bei Grubengasanlagen findet regelmäßig eine Wärmeauskopplung statt, die bei Abregelung der Anlage geringer ausfällt. Dies ist gemäß § 12 Abs. 1 EEG 2009 bei der Berechnung der Entschädigungszahlungen zu berücksichtigen. Das grundsätzliche Prinzip sowie technische Besonderheiten der Wärmeauskopplung sind in Abschnitt 2.5 dargestellt.

Zudem sind ersparte Aufwendungen in Abzug zu bringen, sofern diese anfallen.

Zur Berechnung der entgangenen Wärmeerlöse und ersparten Aufwendungen bei Grubengasanlagen können die für Biogasanlagen dargestellten Verfahren analog angewendet werden, vgl. Abschnitte 6.4.1 bis 6.4.3.

## 8 Deponie- und Klärgasanlagen

Vorläufig freibleibend

## 9 Geothermieranlagen

Vorläufig freibleibend

## 10 Photovoltaikanlagen

Nach der bis zum 31. Dezember 2011 gültigen Rechtslage sind Photovoltaikanlagen von der Vorschrift des § 6 Nr. 1 EEG 2009 aufgrund der Anknüpfung an den Anlagenbegriff nach § 3 Nr. 1 EEG 2009 ausgenommen.<sup>10</sup> Nach dem zum 1. Januar 2012 in Kraft tretenden § 6 Abs. 3 EEG 2012 werden die Leistungen mehrerer Photovoltaikanlagen unter bestimmten Voraussetzungen zur Ermittlung der für das Einspeisemanagement relevanten Leistungsgrenze von 100 kW zusammengefasst. Somit können bestimmte PV-Anlagen ab dem 1. Januar 2012 in das Einspeisemanagement einbezogen werden. Vergleiche hierzu die Ausführungen in Abschnitt 1.1.

Im Vorausblick auf die ab 2012 geltenden neuen Bestimmungen werden nachstehend die Möglichkeiten zur Ermittlung von Entschädigungszahlungen bei Photovoltaikanlagen dargestellt.

Werden EMM bei Photovoltaikanlagen durchgeführt, sind Entschädigungszahlungen für die nicht eingespeisten Strommengen zu leisten. Mangels relevanter Wärmeproduktion, die vermarktet werden würde, sind keine entgangenen Wärmeerlöse zu betrachten. Ebenso fallen keine ersparten Aufwendungen an, da der Primärenergieträger dem Anlagenbetreiber kostenlos zur Verfügung steht.

### 10.1 Nicht eingespeiste Strommengen

Die besondere Schwierigkeit bei Photovoltaikanlagen besteht darin, dass ihre Einspeiseleistung aufgrund des volatilen Primärenergieangebots im Zeitablauf in der Regel schwankt. Diese Schwankungen können, z. B. aufgrund durchziehender Wolkenfelder, sehr kurzfristig auftreten, so dass anders als bei den übrigen Energieträgern für die Bestimmung der nicht eingespeisten Strommengen, der Ansatz der letzten vor der EMM beobachteten Leistungswerte für ein pauschaliertes Verfahren nicht in Betracht kommt.

Für die Ermittlung der aufgrund von EMM nicht eingespeisten Strommengen werden daher folgende alternativen Varianten empfohlen:

- a) Pauschales Verfahren:  
Ansatz eines pauschalen Prozentsatzes der Generatornennleistung, in Abhängigkeit von Jahreszeit, Tageszeit und Wetterbedingungen;
- b) Einstrahlungsmessverfahren:  
Ermittlung unter Ansatz von Einstrahlungsmessungen, die während der EMM durchgeführt und registriert werden, und Anwendung des Zusammenhangs zwischen der gemessenen Sonneneinstrahlung und der abgegebenen elektrischen Leistung in einem Vergleichszeitraum.

Die beiden Verfahren werden in den nachfolgenden Abschnitten dargestellt.

<sup>10</sup> Vgl. Hinweis 2009/14 der Clearingstelle EEG.

### 10.1.1 Pauschales Verfahren

Die aufgrund der EMM nicht realisierte Leistungsabgabe der Anlage wird bemessen als pauschal korrigierter Anteil der Generator-Nennleistung. Das genaue Verfahren wird nach Fertigstellung ergänzt.

### 10.1.2 Einstrahlungsmessverfahren

#### Grundlagen

Die Einflussfaktoren für den Energieertrag einer Photovoltaikanlage sind analog zur Windenergie von vorher definierten<sup>11</sup> und sich laufend verändernden Einflussfaktoren abhängig. Die direkt die Leistung beeinflussenden und in kurzen Zeitabläufen häufig schwankenden Größen für die Bestimmung der Ist-Leistung sind die Bestrahlungsstärke der Sonne und die Modultemperatur.<sup>12</sup> Von daher ist es für die Bestimmung der theoretischen Leistung einer PV-Anlage zielführend, wenn Aufzeichnungen über die Strahlungsenergie am Modulstandort zur Verfügung stehen. Da jedoch diese theoretische Leistung nicht verlustfrei zu einer tatsächlichen Leistungsabgabe führt, ist für die Zwecke der Ermittlung der Soll-Leistung, die theoretische Leistung mit einem Korrekturfaktor zu versehen. Dieser wird berechnet, indem das Verhältnis zwischen Ist-Leistung und theoretischer Leistung in einem repräsentativen Vergleichszeitraum ermittelt wird. Dieser wird auf die theoretische Leistung während einer EMM angewendet.

Im Anhang 1 wird das Berechnungsverfahren ausführlich und schrittweise erläutert. Die folgenden Ausführungen im Hauptteil beschränken sich auf die abrechnungsrelevante Endformel und weitere Informationen zur Abrechnung. In der Formel sind alle in den Grundlagen beschriebenen Aspekte berücksichtigt.

#### Erforderliche abrechnungsrelevante Daten

- Die historische Einstrahlungsleistung in ¼-h Auflösung in W/m<sup>2</sup> bzw. Wh/m<sup>2</sup> am Anlagenstandort
- Die Ist-Werte in ¼ h Auflösung an der Abrechnungsmesseinrichtung in kW

<sup>11</sup> Z.B. Modulwirkungsgrad, Neigungswinkel, Modulausrichtung, natürliche Verschattung ...

<sup>12</sup> Vgl. Rebhan, E. (2002): Energiehandbuch - Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie, Berlin. Bei konstant gehaltener Modultemperatur steigt der Photostrom näherungsweise linear mit der Bestrahlungsstärke. Dies steht im Gegensatz zu Windenergieanlagen, bei welchen selbst bei gleicher Temperatur kein direkt proportionaler Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und der Leistungsabgabe vorherrscht.

## Formel zur Berechnung der Soll-Leistung

Die folgende Formel bezieht sich nur auf die Berechnung der Soll-Leistung, da die Grundlagen für die Berechnung der durchschnittlichen Ist-Leistung während einer EMM sowie die Faktoren Zeit und Einspeisevergütung keine photovoltaikspezifischen Besonderheiten aufweisen.

$$\bar{P}_{soll} = \frac{\bar{G}_{h,EMM}}{\bar{G}_{h,VZ}} * \bar{P}_{istVZ}$$

*Formel zur Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen*

Erläuterungen

$\bar{G}_{h,EMM}$  Durchschnittliche Einstrahlungsleistung für die Dauer der EMM in [W/m<sup>2</sup>]

$\bar{P}_{ist,VZ}$  Gesamte Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung in [kW]

$\bar{G}_{h,VZ}$  Durchschnittliche Einstrahlungsleistung für den analogen Vergleichszeitraum zu  $\bar{P}_{ist,VZ}$  in [W/m<sup>2</sup>]

Nach dieser Formel wird die spezifische Einstrahlungsleistung während einer EMM ( $\bar{G}_{h,EMM}$ ) um das Verhältnis zwischen durchschnittlicher Stromleistung in Kilowatt ( $\bar{P}_{istVZ}$ ) und durchschnittlicher Einstrahlungsleistung ( $\bar{G}_{hVZ}$ ) auf Basis eines geeigneten Vergleichszeitraums korrigiert. Im Ergebnis führen diese Berechnungen zu der Soll-Leistung, welche auf Basis der Strahlungsleistung im EEM-Zeitraum und unter den Annahmen (Verhältnis zwischen Ist-Leistung und theoretischer Leistung im Vergleichszeitraum) theoretisch hätte produziert werden können.

## Randbedingungen:

- Als Vergleichszeitraum werden alle Tage (jeweils volle 24-h-Messwerte) des jeweils laufenden Kalendermonats definiert, an welchen keine EMM stattfand.
- Für das Verfahren ist neben einer RLM eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich.
- Im Vergleichszeitraum und während des Einspeisemanagements sind Messanordnung (u. a. Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung am Strahlungsmessgerät identisch.
- Die Strahlungsleistung am Tag der Schaltung ist grundsätzlich auf die Dauer einer EMM zu beziehen. In jedem Fall müssen sich die theoretische Leistung und die (reduzierte) Ist-Leistung gleichermaßen auf den kleinsten möglichen, den EMM-Zeitraum umschließenden Zeitraum, beziehen (kleinster gemeinsamer Nenner).

## Nachweisführung

- Einmalig bzw. auf Anforderung: Nachweis der elektrischen Leistung im Vergleichszeitraum, ermittelt mit der abrechnungsrelevanten Zählleinrichtung (RLM).
- Einmalig bzw. auf Anforderung: Nachweis der Strahlungsleistung im Vergleichszeitraum.
- Eine Stichprobe pro Monatsrechnung: Strahlungswerte für die Dauer der EMM für den jeweils längsten Einsatzes des Monats (Aufzeichnung des registrierenden Strahlungsmessgerätes).

## 10.2 Entschädigungszahlungen für nicht eingespeiste Strommengen

Je nachdem, ob die Anlage während der EMM Anspruch auf EEG-Vergütung hat oder sich (anteilig bzw. vollständig) in der Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 befindet, kommen für die Berechnung die Verfahren nach Abschnitt 2.4.1 bzw. Abschnitt 2.4.2 zur Anwendung.

# ANHANG

## Anhang 1: Erläuterung des Einstrahlungsmessverfahrens laut Abschnitt 10.1.2

### Schritt 1: Grund-Formel für die Soll-Leistung

Zur Ableitung einer möglichst realistischen, während einer EMM vorliegenden Soll-Leistung ist zunächst auf Basis der spezifischen Einstrahlungsbedingungen eine theoretische Leistung zu ermitteln, welche um die sogenannte Performance Ratio (PR)<sup>13</sup> zu korrigieren ist. Das liegt daran, dass die theoretische Leistung nicht zu 100 Prozent in nutzbaren Strom umgewandelt wird, sondern Transport- und Umwandlungsverluste sowie bspw. eine eingeschränkte Leistungsabgabe aufgrund von Modulbedeckungen/-verschmutzungen zusätzlich zu berücksichtigen sind. Somit werden mittels der PR Differenzen zwischen tatsächlich gemessener und theoretischer Leistung ausgeglichen. Die Grundlagen-Formel lautet wie folgt:

$$\bar{P}_{soll} = \bar{P}_{theo} * PR$$

*Berechnung  $\bar{P}_{soll}$  für Photovoltaikanlagen auf Basis des Einstrahlungsmessverfahren*

Erläuterungen:

$PR$	Performance Ratio in [%]
$\bar{P}_{theo}$	Mittelwert der theoretisch möglichen Leistung in [kW]

### Schritt 2: Berechnung der theoretisch möglichen Leistung

Die Ermittlung der theoretischen Leistung erfolgt, indem die Strahlungsleistung für die Dauer der EMM mit der Anlagenfläche und dem Modulwirkungsgrad multipliziert wird:

$$\bar{P}_{theo} = A_{PV} * \eta_{PV} * \bar{G}_{h,EMM}$$

*Berechnung der theoretischen Leistung während einer EMM von PV-Anlagen*

Erläuterungen

$A_{PV}$ :	Generatorfläche der PV Anlage in [m <sup>2</sup> ]
$\eta_{PV}$	Modulwirkungsgrad in [%]
$\bar{G}_{h,EMM}$	Durchschnittliche Einstrahlungsleistung für die Dauer der EMM in [W/m <sup>2</sup> ]

<sup>13</sup> Hintergründe zur Berechnung der Performance Ratio sind im 3. Schritt aufgeführt. In einigen Fällen wird auch vom Gutachter eine spezifische PR (teilweise auch als Anlagenwirkungsgrad bezeichnet), unter Berücksichtigung der individuellen Standorteigenschaften, ermittelt. Dieser Wert kann natürlich nicht direkt nach der Inbetriebnahme, sondern erst einige Zeit danach ermittelt werden, da ansonsten keine Ist-Daten vorliegen.

### Schritt 3: Ermittlung der Performance Ratio (PR)

Um im nächsten Schritt die reale Leistung berechnen zu können, sind die Differenzen zwischen der tatsächlich erzielbaren und der theoretisch möglichen Leistung auszugleichen. Zu diesem Zweck wird das Verhältnis zwischen gemessener Ist-Leistung und theoretisch maximaler Anlagenleistung in einem Vergleichszeitraum gebildet. Ziel ist festzustellen, wie hoch der durchschnittliche Anlagenwirkungsgrad (PR) einer Anlage in einem möglichst für die Dauer der EMM repräsentativen Vergleichszeitraum ist. Die Formel hierfür lautet wie folgt:

$$PR = \frac{\overline{P}_{ist,VZ}}{\overline{P}_{theo,VZ}} = \frac{\overline{P}_{ist,VZ}}{A_{PV} * \eta_{PV} * \overline{G}_{h,VZ}}$$

Formel zur Berechnung der Performance Ratio (PR)

Erläuterungen:

$\overline{P}_{ist,VZ}$  Gesamte Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung in [kW]

$\overline{P}_{theo,VZ}$  Durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in [kW]

$\overline{G}_{h,VZ}$  Einstrahlungsleistung für den Vergleichszeitraum zu  $\overline{P}_{ist,VZ}$  in [W/m<sup>2</sup>]

Bedingungen für die Berechnung der Performance Ratio

- Als Vergleichszeitraum werden alle Tage (jeweils volle 24-h-Messwerte) des jeweils laufenden Kalendermonats definiert, in welchen die EMM fällt und an welchen keine EMM stattfanden.
- Der Vergleichszeitraum beinhaltet für die Ist-Leistung und die Strahlungsleistung die vollen 24-h-Messwerte des Referenztages.

#### Schritt 4: Berechnung der Soll-Leistung

Im Folgenden werden die beiden Formeln für die theoretische Leistung (vgl. 2. Schritt) und die Performance Ratio (vgl. 3. Schritt) zunächst in ihren Einzelbestandteilen dargestellt:

$$\bar{P}_{soll} = \bar{P}_{theo} * PR = A_{PV} * \eta_{PV} * \bar{G}_{h,EMM} * \frac{\bar{P}_{ist,VZ}}{A_{PV} * \eta_{PV} * \bar{G}_{h,VZ}}$$

*Ausführliche Darstellung der Soll-Leistung für PV-Anlagen*

Im letzten Schritt können nun weitere Vereinfachungen vorgenommen werden, woraus die folgende gekürzte Restformel zur Berechnung der Soll-Leistung auf Basis des Einstrahlungsmessverfahrens resultiert.

$$\bar{P}_{soll} = \frac{\bar{G}_{h,EMM}}{\bar{G}_{h,VZ}} * \bar{P}_{ist,VZ}$$

*Formel zur Berechnung der Soll-Leistung für PV-Anlagen*

## Anhang 2: Auszug aus dem Leitfaden der BNetzA vom 29.03.2011

Bundesnetzagentur: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Version 1.0 (Stand: 29.03.2011), Kapitel 2, Seiten 12 bis 18; Quelle: [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) > Sachgebiete > Elektrizität/Gas > Erneuerbare Energien (EEG) > EEG-Einspeisemanagement

### 2. Ermittlung der Entschädigungszahlung

#### 2.1 Windenergie

Der Leitfaden umfasst Windenergie die sowohl durch Onshore- als auch durch Offshore-Windenergieanlagen erzeugt wird.

##### 2.1.1 Grundlagen zur Ermittlung der Entschädigungszahlung

Gemäß § 12 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Regelung nach § 11 Abs. 1 EEG liegt, verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreiber, der aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG den Strom nicht einspeisen konnte, zu entschädigen. Sofern keine Vereinbarung (§ 12 Abs. 1 S. 1 EEG) getroffen wurde, sind in der Entschädigungszahlung entgangene Vergütungen, Wärmeerlöse sowie ersparte Aufwendungen zu berücksichtigen (§ 12 Abs. 1 S. 2 EEG). Im Falle der Windenergie existiert keine Wärmeproduktion, somit müssen hierfür keine Entschädigungen gezahlt werden. Ersparte Aufwendungen sind ebenfalls nicht zu berücksichtigen.

Die am Einspeisemanagement teilnehmenden Windenergieanlagen (WEA) werden bei Überlastung des Netzes in einer Netzregion (beispielsweise bei Starkwind) durch ein Reduktionssignal zur Absenkung ihrer Einspeiseleistung aufgefordert. Die WEA ist um einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Schritt (Schaltstufe) zu reduzieren. In der Regel fordert der Netzbetreiber die Reduzierung der Einspeiseleistung in mehreren Schaltstufen. Sind Windenergieanlagen aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen nicht in der Lage die vorgegebenen Schaltstufen einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung treffen. Sobald die kritische Netzsituation beendet ist, ist die Einspeisung wieder in vollem Umfang möglich.

Werden WEA aus anderen Gründen als der Einspeisemanagement-Maßnahme in ihrer Leistungsabgabe reduziert oder ganz abgeschaltet (z. B. Revision, Starkwind), besteht für die entsprechenden Zeiträume kein Anspruch auf Entschädigung. Die Zeiträume vor und nach einer Reduzierung aus anderem Grund, aber innerhalb der Einspeisemanagement-Maßnahme, können abgerechnet werden.

Die Ausfallarbeit stellt die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar. Die Bundesnetzagentur sieht für die Ermittlung der Ausfallarbeit von WEA zwei Verfahren als sachgerecht an. Ein „pauschales Verfahren“ mit dem sich die Ausfallarbeit anhand weniger Werte einfach ermitteln lässt oder alternativ ein „Spitzabrechnungsverfahren“ bei dem mit Hilfe von Windgeschwindigkeitsmesswerten eine möglichst genaue Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt. Der Anlagenbetreiber muss sich je Anlage und je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung der Ausfallarbeit festlegen. Mit der ersten kalenderjährigen Abrechnung einer Einspeisemanagement-Maßnahme legt sich der Anlagenbetreiber automatisch für das entsprechende Kalenderjahr auf ein Berechnungsverfahren fest. Die Berechnung der Ausfallarbeit berücksichtigt die Werte der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung, welche auch bei der Vergütung nach EEG für den eingespeisten Strom Anwendung findet.

Darüber hinaus wird der Anlagenbetreiber weiterhin die eingespeiste Ist-Arbeit mit der gesetzlichen Vergütung bewerten und in Rechnung stellen können.

##### 2.1.2 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem pauschalen Verfahren

Das pauschale Verfahren soll die Ermittlung der Ausfallarbeit vereinfachen und somit zu einer Minimierung des administrativen Aufwands bei Netzbetreiber und Einspeiser führen.

Im ersten Schritt wird die nicht realisierte Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls ( $P_0$ ) vor der EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme für die Maßnahme repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfachend unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zählereinrichtung die Windsituation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt.

Um die entschädigungsberechtigte Leistung zu ermitteln, wird die Differenz zwischen dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme ( $P_0$ ) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ( $P_{i,ist}$ ) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung ( $P_{red}$ ), gebildet. Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Istwert abgestellt. Damit wird gewährleistet, dass dem Einspeiser keine übermäßige Entschädigungszahlung ausgeschüttet wird. Für den Fall, dass der letzte gemessene Leistungsmittelwert ( $P_0$ ) kleiner ist als die tatsächliche Einspeiseleistung ( $P_{i,ist}$ ), wird die sich ergebende (negative) Leistungsdifferenz in der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt.

Die Begrenzung auf den vorgegebenen zu reduzierenden Leistungswert ( $P_{red}$ ) gilt nicht, wenn der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung hinsichtlich individueller Schaltstufen getroffen hat.

Zur Ermittlung der Ausfallarbeit wird für jede Viertelstunde die entschädigungsberechtigte Leistung mit einer Viertelstunde multipliziert.

Die tatsächliche Einspeisung ( $P_{i,ist}$ ) wird während der Einspeisemanagement-Maßnahme für jede Viertelstunde ( $i$ ) als Leistungsmittelwert gemessen. Im Idealfall sind  $P_{red}$  und  $P_{i,ist}$  gleich.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus  $P_0$  und  $P_{red}$  entschädigungsberechtigt ist, ergeben sich für die Berechnung der Ausfallarbeit je Viertelstunde, abhängig von der Ist-Einspeisung, folgende zwei Formeln.

$$W_{A,i} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) \cdot 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{i,ist} \geq P_0$$

Um die Ausfallarbeit der kompletten EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme zu ermitteln werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundewerte addiert.

$$W_A = \sum_{i=1}^n W_{A,i}$$

$W_A$	Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement
$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement
$P_0$	letzter gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement
$P_{i,ist}$	tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement je Viertelstunde
$P_{red}$	vorgegebener reduzierter Leistungswert während EEG-Einspeisemanagement
$h$	Stunde
$n$	Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement
$i$	Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement

Die nachfolgende Abbildung 1 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements graphisch. Dabei wird unterstellt, dass der Einspeiser sich in allen Viertelstunden an die vom Netzbetreiber vorgegebene Reduzierung der Leistung ( $P_{red} = P_{i,ist}$ ) gehalten hat.

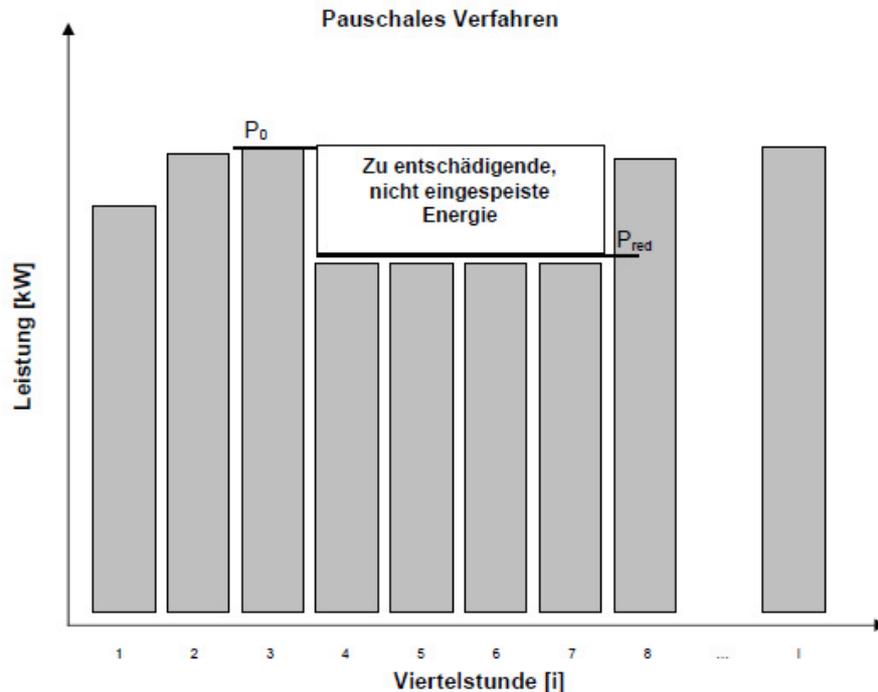


Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren

### 2.1.3 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren

Im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Der Anlagenbetreiber hat dadurch die Möglichkeit das gegebenenfalls schwankende Winddargebot während der Einspeisemanagement-Maßnahme abzubilden.

Die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens ist möglich, wenn der Anlagenbetreiber über ein geeignetes Messgerät verfügt. Dabei hat die Messung der Windgeschwindigkeit an der Gondel der WEA zu erfolgen. Die Messwerte müssen in einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen und dem Netzbetreiber zur Prüfung der Abrechnung der Ausfallarbeit zur Verfügung gestellt werden. Zur Nachweisführung sind die Windgeschwindigkeiten zu protokollieren und aufzubewahren.

Gemäß Anlage 5 Nr. 5 EEG ist für jeden Typ einer WEA eine Leistungskennlinie zu ermitteln, die den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe darstellt. Die Leistungskennlinie wird nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt.

Beispiel:

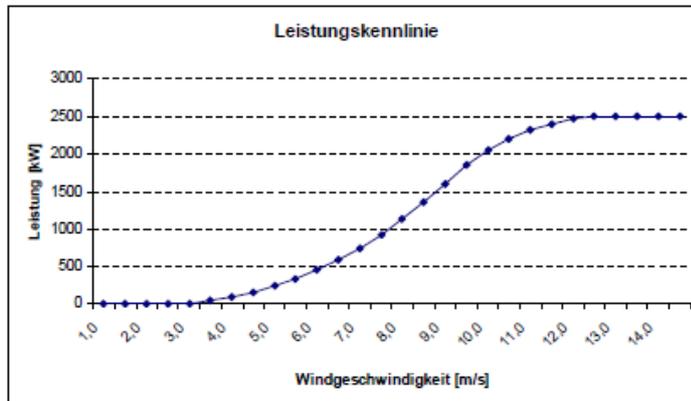


Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie

In Abbildung 2 wird der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. In diesem schematischen Beispiel ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s eine theoretische Leistung in Höhe von 240 kW.

Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte zu interpolieren.

Mit Hilfe der Windgeschwindigkeit sowie der Leistungskennlinie wird die theoretische Leistung ( $P_{l,theo}$ ) ermittelt.

$$P_{l,theo} = P(LK_{Typ}, v_{l,Wind})$$

$LK_{Typ}$  anlagentypbezogene Leistungskennlinie  
 $v_{l,Wind}$  durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall

Die Leistungskennlinie wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt. Für jede WEA ist daher zunächst ein Korrekturfaktor der Leistungskennlinie zu ermitteln. Der Korrekturfaktor dient dazu, die spezifischen Gegebenheiten der WEA (z.B. örtliche Vegetation) bei der Ermittlung der Soll-Leistung zu berücksichtigen. Für die Bestimmung des Korrekturfaktors der Leistungskennlinie ( $k_{Kennlinie}$ ) werden die tatsächlich gemessenen Leistungsmittelwerte ( $P_{vor,ist}$ ) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte ( $P_{vor,theo}$ ) der betroffenen Anlage vor der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen. Dabei sind die Werte der letzten 60 Minuten unmittelbar vor der Einspeisemanagement-Maßnahme zu betrachten. Davon sind die Zeitintervalle ausgenommen, in denen Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt wurden. Der Korrekturfaktor ist für die jeweilige WEA für jede Einspeisemanagement-Maßnahme neu zu ermitteln und anzuwenden.

$$k_{Kennlinie} = P_{vor,ist} / P_{vor,theo}$$

$k_{Kennlinie}$  Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie  
 $P_{vor,ist}$  tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor EEG-Einspeisemanagement  
 $P_{vor,theo}$  ermittelte theoretische Leistung vor EEG-Einspeisemanagement

Aus der theoretischen Leistung ( $P_{I,theo}$ ) wird anschließend die Soll-Leistung ( $P_{I,soll}$ ) mittels des Korrekturfaktors der Kennlinie ( $k_{Kennlinie}$ ) errechnet. Dabei stellt  $k_{Kennlinie}$  die zulässige Anpassung an die Gegebenheiten dar.

$$P_{I,soll} = k_{Kennlinie} * P_{I,theo}$$

$P_{I,soll}$       ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement  
 $P_{I,theo}$       ermittelte theoretische Leistung während EEG-Einspeisemanagement

Ähnlich dem pauschalen Verfahren lässt sich anhand der bereits ermittelten Leistungswerte die Ausfallarbeit berechnen. Hierzu werden die viertelstundensscharf erfassten Leistungswerte in den nachfolgenden Formeln berücksichtigt.

$$W_{A,i} = (P_{I,soll} - \max(P_{I,list}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \text{mit } P_{I,list} < P_{I,soll} \text{ und}$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } P_{I,list} \geq P_{I,soll}$$

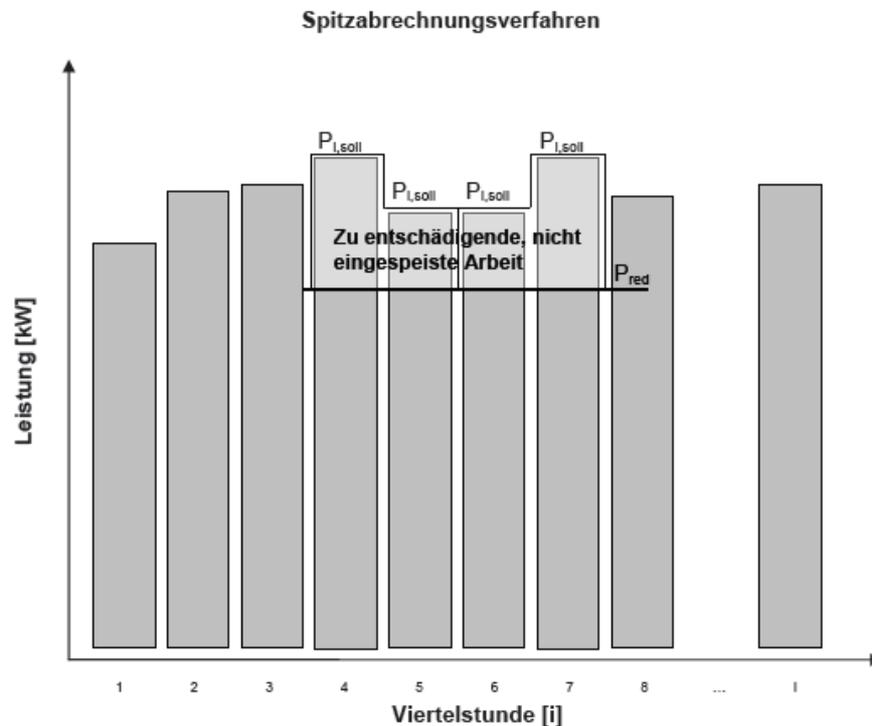
Um die Ausfallarbeit der kompletten EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme zu ermitteln werden die vorab einzeln ermittelten Viertelstundenwerte addiert.

$$W_A = \sum_{i=1}^n W_{A,i}$$

$W_A$       Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement  
 $W_{A,i}$       Ausfallarbeit in einer Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement  
 $P_{I,soll}$       ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement  
 $P_{I,list}$       tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement je Viertelstunde  
 $P_{red}$       vorgegebener reduzierter Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement  
 $h$       Stunde  
 $n$       Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement  
 $i$       Viertelstunde während EEG-Einspeisemanagement

Je Viertelstunde ergibt sich die entschädigungsberechtigte Leistung aus der Differenz der Soll-Leistung ( $P_{I,soll}$ ) und dem Maximalwert der tatsächlich gemessenen Einspeiseleistung ( $P_{I,list}$ ) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeiseleistung ( $P_{red}$ ). Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Istwert abgestellt. Ergibt sich eine negative Leistungsdifferenz, so wird diese bei der weiteren Entschädigungsermittlung nicht berücksichtigt. Dieser Fall liegt vor, wenn die Soll-Leistung ( $P_{I,soll}$ ) kleiner ist als die Ist-Leistung ( $P_{I,list}$ ).

In Abbildung 3 wird die Einspeisemanagementsituation graphisch dargestellt. Die Abbildung unterstellt, dass sich der Einspeiser stets an die vorgegebene Reduzierung der Leistung gehalten hat.



**Abbildung 3:** Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren

#### 2.1.4 Berechnung der Entschädigungszahlung

Bei der Abrechnung mehrerer WEA über eine gemeinsame Messeinrichtung, für die sich unterschiedliche Vergütungshöhen errechnen, erfolgt die Zuordnung der Strommengen zu den WEA gemäß § 19 Abs. 3 EEG im Verhältnis der jeweiligen Referenzerträge. Diese Vorgehensweise ist entsprechend bei der Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements maßgeblich.

Zur Berechnung der Entschädigungszahlung muss die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden. Hierfür ist der je Anlagentyp festgeschriebene Vergütungssatz anhand der aktuellen gesetzlichen Grundlage heranzuziehen und anzusetzen. Danach berechnet sich die Entschädigungszahlung wie im Folgenden dargestellt:

$$\text{Entschädigungszahlung in Euro} = W_A \cdot V_{\text{Einsp}} / 100$$

$W_A$  Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement  
 $V_{\text{Einsp}}$  Vergütungssatz gemäß EEG

#### 2.2 Weitere Energieträger

Hinsichtlich der Entwicklung von Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Ausfallarbeit für weitere erneuerbare Energieträger steht die Bundesnetzagentur im Gespräch mit den Fachverbänden. Die Bundesnetzagentur beabsichtigt alsbald den vorliegenden Leitfaden um Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Ausfallarbeit, der Wärmeerlöse sowie der ersparten Aufwendungen bei weiteren erneuerbaren Energieträgern zu ergänzen.

Bis dahin ist der Netzbetreiber verpflichtet, bei den weiteren erneuerbaren Energieträgern die vom Anlagenbetreiber vorgeschlagene Berechnungsmethode, vor der Prüfung der rechnerischen Richtigkeit, auf ihre Sachgerechtigkeit hin zu untersuchen.

### 2.3 Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG umfasst auch KWK-Anlagen

Auch Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne von § 3 Nr. 10 EEG sind, soweit sie KWK-Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 KWKModG aufgrund einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG nicht einspeisen konnten, von der Entschädigungsregelung nach § 12 Abs. 1 EEG erfasst.

Dafür spricht vor allem der unmittelbare gesetzessystematische Zusammenhang mit § 11 Abs. 1 EEG. Die Entschädigungsregelung nach § 12 Abs. 1 S. 1 EEG erfasst Anlagenbetreiberinnen und –betreiber, die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten. Zu den Betreibern, die im Wege des Einspeisemanagements geregelt werden können, zählen nach § 11 Abs. 1 EEG auch die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung“ im Sinne der Legaldefinition gemäß § 3 Nr. 10 EEG (hier und im gesamten Leitfaden vereinfachend „KWK-Anlage“ genannt). Eine bewusste Unterscheidung, dass nur die Betreiber von EE- und Grubengasanlagen, nicht jedoch die Betreiber von KWK-Anlagen, für deren KWK-Strom gleichrangige Einspeiseprivilegien gelten, entschädigt werden sollen, ist weder erkennbar noch nach dem Sinn und Zweck der Regelung naheliegend.

Der in § 12 Abs. 1 EEG verwendete Begriff „Anlagenbetreiberinnen und –betreiber“ steht der Auslegung nicht entgegen. Zwar erfasst der Begriff nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 2 EEG nur Betreiber von EE- und Grubengasanlagen. Durch die Verknüpfung des Begriffs mit dem Relativsatz „die aufgrund von Maßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG Strom nicht einspeisen konnten“ wird jedoch hinreichend deutlich, dass an die Reichweite der nach § 11 Abs. 1 EEG regelbaren „Anlagen“ anknüpft werden muss. Für den in § 11 Abs. 1 EEG verwendeten Begriff der Anlage stellt sich in vergleichbarer Weise das Problem, dass der Begriff nach der Legaldefinition in § 3 Nr. 1 EEG auf Einrichtungen zur Erzeugung von Strom aus EE und Grubengas beschränkt ist. Gleichwohl wird durch die in § 11 Abs. 1 EEG gewählte Formulierung „Anlagen [...] zur Erzeugung von Strom aus [...] Kraft-Wärme-Kopplung“ deutlich, dass über den legaldefinierten Anlagenbegriff hinaus auch KWK-Anlagen erfasst sind. Legt man die an den Anlagenbegriff anknüpfende Formulierung in § 11 Abs. 1 EEG weit aus, so müssen konsequenter Weise die gleichen Maßstäbe für die an den Anlagenbetreiber-Begriff anknüpfende Formulierung in § 12 Abs. 1 EEG gelten.

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: zu entschädigende, nicht eingespeiste Strommenge unter Berücksichtigung der Hochfahrrampe ( $t_1$ = Beginn EMM, $t_n$ = Ende EMM).....	13
Abbildung 2: Gegendrucklinie .....	16
Abbildung 3: nicht eingespeiste Strommengen bei Biogasanlagen unter Berücksichtigung der Hochfahrrampe ( $t_1$ = Beginn EMM, $t_n$ = Ende EMM).....	26
Abbildung 4: Reaktion der Ressource auf gravierende Änderung der Abnahmemenge (Verdichter := Absauganlage/Gasförderstation) .....	31
Abbildung 5: nicht eingespeiste Strommengen bei Grubengasanlagen unter Berücksichtigung der Hochfahrrampe ( $t_1$ = Beginn EMM, $t_n$ = Ende EMM) .....	32

## Ansprechpartner

### **BDEW:**

Benjamin Düvel  
Fachgebietsleiter  
Geschäftsbereich Energienetze und Regulierung  
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft  
e.V.  
Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin  
Telefon 030 / 300 199 - 1112  
[benjamin.duevel@bdew.de](mailto:benjamin.duevel@bdew.de)

### **VKU:**

Stephanie Risch  
Referentin  
Verband kommunaler Unternehmen e.V.  
Hausvogteiplatz 3-4, 10117 Berlin  
Telefon 030 / 58580-198  
[risch@vku.de](mailto:risch@vku.de)

### **BWE:**

Sonja Hemke  
Fachreferentin Recht  
Bundesverband WindEnergie e.V.  
Neustädtische Kirchstr. 6, 10117 Berlin  
Telefon 030 / 28 482 - 106  
[s.hemke@wind-energie.de](mailto:s.hemke@wind-energie.de)

### **BEE:**

Björn Klusmann  
Geschäftsführer  
Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)  
Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin  
Telefon 030 / 2 75 81 70 - 0  
[bjoern.klusmann@bee-ev.de](mailto:bjoern.klusmann@bee-ev.de)

### **Fachverband Biogas:**

René Walter  
Referatsleiter Energierecht und Energiehandel  
Fachverband Biogas e.V.  
Angerbrunnenstr. 12, 85356 Freising  
Telefon 08161 / 9846 - 60  
[rene.walter@biogas.org](mailto:rene.walter@biogas.org)

### **BSW-Solar:**

Rainer Brohm  
Bereichsleiter Politik und Internationales  
Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar)  
Quartier 207  
Friedrichstr. 78, 10117 Berlin  
Telefon 030 / 29 777 88 34  
[brohm@bsw-solar.de](mailto:brohm@bsw-solar.de)

### **BDW:**

Harald Uphoff  
Geschäftsstellenleiter  
Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V.  
Reinhardtstr. 18, 10117 Berlin  
Telefon 030 / 2 75 825 05  
[info@wasserkraft-deutschland.de](mailto:info@wasserkraft-deutschland.de)

### **AGFW:**

John Miller  
Bereichsleiter Energiepolitik und Wärmewirtschaft  
AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme,  
Kälte und KWK e. V.  
Stresemannallee 28, 60596 Frankfurt/Main  
Telefon 069 / 6304-352  
[j.miller@agfw.de](mailto:j.miller@agfw.de)

### **IVG:**

Interessenverband Grubengas IVG e.V.  
Hans-Josef Lohkamp (Vorsitzender)  
Feldgarten 11, 46414 Rhede  
Telefon 02872 / 807-961  
[info@grubengas.de](mailto:info@grubengas.de)

fachlicher Ansprechpartner:

Bernd Willenbrink  
Mingas-Power GmbH  
Rellinghauserstr. 1-11, 45128 Essen  
Telefon 0201 / 12-29128  
[bernhard.willenbrink@rwe.com](mailto:bernhard.willenbrink@rwe.com)