



Bundesnetzagentur

# **Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Konsultationsfassung

Stand: 29.07.2010

## **Inhaltsverzeichnis**

0. Einleitung.....	3
1. Beachtung der Rangfolge von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG (Abschaltrangfolge).....	4
1.1 Erforderlichkeit einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) nur bei Einhaltung der Rangfolge .....	4
1.2 Kriterien der Abschalttrangfolge .....	5
1.2.1 Keine ungerechtfertigten Mehrkosten für den Verbraucher .....	5
1.2.2 Abregelung der konventionellen Kraftwerke zunächst nur bis auf das netztechnisch erforderliche Minimum.....	5
1.2.3 Effizienzgrenze bei der Vergütung freiwilliger Abschaltvereinbarungen.....	6
1.3 Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG .....	7
2. Ermittlung der Entschädigungszahlung .....	9
2.1 Windenergie .....	9
2.1.1 Grundlagen zur Ermittlung der Ausfallarbeit.....	9
2.1.2 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem Pauschalen Verfahren.....	9
2.1.3 Ermittlung der Ausfallarbeit mit dem Spitzabrechnungsverfahren .....	11
2.1.4 Berechnung der Entschädigungszahlung.....	14
2.2 Weitere Energieträger .....	14
2.3 Umfasst die Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG auch KWK-Anlagen? .....	15
2.4 Abschalttrangfolge zwischen den nach § 11 Abs. 1 EEG regelbaren Anlagen?.....	15
3. Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten.....	16
3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte.....	16
3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde .....	16
3.2.1 Erforderlichkeit der Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG .....	16
3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Maßnahme .....	17
3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung.....	17
3.2.4 Verrechnung von Entschädigungszahlungen zwischen Netzbetreibern.....	17

## **Abkürzungsverzeichnis**

EE	Erneuerbare-Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
WEA	Windenergieanlage

## 0. Einleitung

Einspeisemanagement beschreibt die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EE-, KWK- und Grubengasanlagen. Gemäß § 11 EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009) sind Netzbetreiber dazu berechtigt, unbeschadet ihrer Pflicht nach § 9 EEG, 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 (sog. EEG-Einspeisemanagement), 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.

Hat die Notwendigkeit einer EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme gemäß § 11 Abs. 1 EEG vorgelegen, so ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Maßnahme nach § 11 lag, gemäß § 12 Abs. 1 EEG verpflichtet, den betroffenen Anlagenbetreiber für den nicht eingespeisten Strom zu entschädigen. Die Entschädigung erfolgt in einem vereinbarten Umfang. Ist keine Vereinbarung getroffen, so sind die entgangenen Vergütungen zuzüglich entgangener Wärmeerlöse und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu leisten.

Nach § 12 Abs. 2 EEG kann der Netzbetreiber die Kosten für die nach § 11 i.V.m. § 12 Abs. 1 EEG entstandenen Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Der Netzbetreiber hat sie insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.

Im EEG wird nicht näher spezifiziert, wie die Entschädigungszahlung zu ermitteln ist. Der vorliegende Leitfaden beschreibt die Grundvoraussetzungen für eine effiziente und sachgerechte Umsetzung der §§ 11, 12 EEG. Dadurch wird der Netzbetreiber in die Lage versetzt, seinen administrativen Aufwand zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen auf ein effizientes Maß auszurichten. Diese Leitfadenversion enthält Beschreibungen zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen ausschließlich für Windenergie. Die Bundesnetzagentur behält sich vor, zu einem späteren Zeitpunkt Regelungen für weitere Energieträger zu definieren.

In Kapitel 1 des Leitfadens wird die Abschalttrangfolge erläutert, d.h. es erfolgt die konkrete Betrachtung der Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG.

Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 2 die Definition der Ermittlung von Entschädigungszahlungen für den Energieträger Wind. Hierzu werden die alternativen Methoden vorgestellt, mit denen die nicht eingespeiste Strommenge (Ausfallarbeit) bestimmt werden kann.

Für die Anerkennung der durch die Einspeisemanagement-Maßnahme entstandenen Kosten in den Netzentgelten hat der Netzbetreiber den Nachweis zu führen,

- dass die zugrunde liegende Maßnahme erforderlich war,
- der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hatte und
- die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nicht übersteigen.

Die Voraussetzungen für die Berücksichtigung von Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten sowie die damit einhergehenden Nachweispflichten durch den Netzbetreiber werden in Kapitel 3 erläutert.

## 1. Beachtung der Rangfolge von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG sowie § 8 Abs. 3 und § 11 Abs. 1 EEG (Abschaltrangfolge)

### 1.1 Erforderlichkeit einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) nur bei Einhaltung der Rangfolge

Es bestehen verschiedene gesetzliche Bestimmungen nebeneinander, die **bei Netzengpässen aufgrund zu hoher Stromeinspeisungen** „Regelungsmaßnahmen“ (Einspeisereduzierungen) in Bezug auf konventionelle Anlagen sowie auf EE-, KWK- und Grubengasanlagen vorsehen.<sup>1</sup> Da notwendige Kosten für Entschädigungszahlungen aufgrund einer Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG bei der Ermittlung der Netzentgelte nur insoweit in Ansatz gebracht werden können, als die Maßnahme erforderlich war (§ 12 Abs. 2 S. 1 EEG), stellt sich - auch aus diesem Blickwinkel - die Frage der Rangfolge der Maßnahmen untereinander.<sup>2</sup> Eine Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn nicht bereits vorrangig eine andere Maßnahme zu ergreifen gewesen wäre.

Es ist daher eine Rangfolge unter den folgenden Maßnahmen zu bestimmen:

- Unter den engen Voraussetzungen des **§ 11 Abs. 1 EEG** kann der Netzbetreiber EE-, KWK- und Grubengasanlagen mit einer Leistung von über 100 Kilowatt einseitig – auch gegen den Willen der Anlagenbetreiber – regeln. Gemäß § 12 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, die von diesen Regelungsmaßnahmen betroffenen EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber zu entschädigen. Die Entschädigungszahlungen können gem. § 12 Abs. 2 EEG bei den Netzentgelten in Ansatz gebracht werden, soweit die Maßnahmen erforderlich (insbesondere nach § 11 Abs. 1 EEG, aber auch im Verhältnis zu anderen Maßnahmen) waren und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat. Zu vertreten hat er sie insbesondere, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat.
- Gemäß **§ 8 Abs. 3 EEG** können Netzbetreiber und EE- sowie Grubengasanlagenbetreiber zur besseren Integration der Anlagen ausnahmsweise vereinbaren, vom Abnahmenvorrang des § 8 Abs. 1 EEG – Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas ist vorrangig abzunehmen – abzuweichen. Gemäß § 15 Abs. 1 EEG können die durch diese Vereinbarung entstandenen Kosten des Netzbetreibers bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden. Die Kosten unterliegen dabei gemäß § 15 Abs. 2 EEG der Prüfung auf Effizienz durch die Regulierungsbehörde nach Maßgabe der Vorschriften des EnWG.
- Unter den Voraussetzungen des **§ 13 EnWG** sind Netzbetreiber berechtigt und verpflichtet,
  - netz- und marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 und 2 EnWG) sowie
  - Anpassungsmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 EnWG)

durchzuführen. Bei der Durchführung von **marktbezogenen Maßnahmen** gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG hat der Netzbetreiber die betroffenen Anlagenbetreiber aufgrund zuvor getroffener vertraglicher Vereinbarungen in der Regel zu vergüten. Kosten, die dem Netzbetreiber dabei beispielsweise für Redispatchmaßnahmen oder für den Einsatz

<sup>1</sup> Die folgenden Ausführungen zur Abschalttrangfolge beschränken sich auf Situationen, in denen eine Reduzierung der Einspeisung aufgrund **netztechnischer Restriktionen** notwendig ist. Maßnahmen nach § 8 AusglMechAV zur Vermeidung extremer negativer Preise bei der EE-Strom-Vermarktung sind daher nicht umfasst.

<sup>2</sup> Die Rangfolge der Maßnahmen untereinander ist darüber hinaus auch für die Frage der Anerkennungsfähigkeit von Vergütungszahlungen für freiwillige Abschaltvereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG sowie § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG von entscheidender Bedeutung (Effizienzprüfung nach § 15 Abs. 2 EEG und den allgemeinen Entgeltbestimmungen).

von Regelenergie entstehen, kann er grundsätzlich im Rahmen der Systemdienstleistungen bei den Netzentgelten in Ansatz bringen. Die **Anpassungsmaßnahmen** nach § 13 Abs. 2 EnWG hingegen kann der Netzbetreiber einseitig – gegen den Willen der Betroffenen – und entschädigungslos ergreifen. Die netz- und marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG sind den Anpassungsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG vorgelagert.

## 1.2 Kriterien der Abschalttrangfolge

Das Verhältnis der genannten Regelungsmaßnahmen ist nicht widerspruchsfrei geregelt.<sup>3</sup> Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist eine sachgerechte Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG in Bezug auf EE-, KWK- oder Grubengas- sowie konventionelle Anlagen insbesondere nach folgenden Kriterien zu bestimmen:

- **Umweltgesichtspunkte** (EE-, KWK- und Grubengasanlagen sollen so lange wie möglich ins Netz einspeisen),
- **Netzsicherheitsaspekte** (konventionelle Anlagen sollen zunächst nur bis zum netztechnischen erforderlichen Minimum heruntergefahren werden) sowie die
- **ökonomische Auswirkungen** (keine Mehrkosten ohne ökologischen Mehrwert).

### 1.2.1 Keine ungerechtfertigten Mehrkosten für den Verbraucher

Mit dem Inkrafttreten des EEG 2009 bestehen zwei Bestimmungen, nach denen EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber bei bestimmten gesetzlichen (§ 11 Abs. 1 i. V. m. § 12 EEG) oder vertraglich vereinbarten (§ 8 Abs. 3 i. V. m. § 15 EEG) Regelungsmaßnahmen eine Entschädigung bzw. Vergütung erhalten, die der Netzbetreiber unter gewissen Voraussetzungen in die Netzentgelte umlegen kann. Um den Verbraucher vor ungerechtfertigten Mehrkosten zu schützen, müssen **Maßnahmen nach § 11 Abs. 1, § 12 EEG und § 8 Abs. 3, § 15 EEG den ökologischen Zielen sowie dem volkswirtschaftlich effizientesten Weg entsprechen.**

Der Verbraucher finanziert bereits über die EEG- und KWK-Umlage den Aufbau der EE-, KWK- und Grubengasanlagen und über die Netzentgelte den für die Integration dieser Anlagen notwendigen Netzausbau. Diese erheblichen Belastungen lassen sich nur durch die ökologischen Ziele des Gesetzgebers, den EE- und Grubengas- (§ 8 Abs. 1 EEG) sowie KWK-Strom (§ 4 Abs. 1 KWKG) „vorrangig abzunehmen“ und dadurch konventionell erzeugte Elektrizität zu substituieren, rechtfertigen.

Um dieses gesetzgeberische Ziel nicht zu konterkarieren und die Verbraucher nicht mit ungerechtfertigten Mehrkosten zu belasten, **ist zu vermeiden, dass der Verbraucher über die Netzentgelte auch noch regelmäßig Abschaltvergütungen bzw. Entschädigungen für das Stillstehen der Windenergieanlagen<sup>4</sup> bezahlen muss, solange konventionelle Anlagen noch nicht heruntergefahren wurden.**

### 1.2.2 Abregelung der konventionellen Kraftwerke zunächst nur bis auf das netztechnisch erforderliche Minimum

Auf der anderen Seite ist darauf zu achten, dass das Vorrangprinzip zugunsten des EE- und KWK-Stroms nicht dazu führt, dass ungeachtet netztechnischer Anforderungen sämtliche Ein-

---

<sup>3</sup> Dies betrifft insbesondere das Verhältnis des § 11 EEG und des § 13 EnWG zueinander. So würde zum Beispiel eine Wortlautbetrachtung des § 11 Abs. 2 EEG zunächst dafür sprechen, dass Maßnahmen an EE-, KWK- und Grubengasanlagen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG erst nach den zwangsweise durchsetzbaren Regelungsmaßnahmen des § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) durchgeführt werden sollen, obwohl die Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG die mildereren Mittel darstellen. Denn netzbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG) führen nicht zu Anpassungen von Stromeinspeisungen oder Stromabnahmen und auch marktbezogene Maßnahmen (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG) sind aufgrund des freiwilligen Charakters weniger eingriffsintensiv.

<sup>4</sup> Stellvertretend genannt für alle EE-, KWK- und Grubengasanlagen.

speisung aus konventionellen Kraftwerken auf null zurückgefahren werden muss, bevor die erste EE-, KWK- und Grubengasanlage abgeregelt werden kann. Soweit eine bestimmte Mindesteinspeisung aus einem konventionellen Kraftwerk nachweislich zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes erforderlich ist, soll diese Anlage zunächst nur bis zu diesem netztechnisch erforderlichen Minimum heruntergefahren werden, um die Netzsicherheit weiterhin gewährleisten zu können.

### 1.2.3 Effizienzgrenze bei der Vergütung freiwilliger Abschaltvereinbarungen

Sofern sich der Netzbetreiber freiwilliger Vereinbarungen zur Reduzierung der Stromeinspeisung bedient,

- bei EE- und Grubengasanlagen sind dies Vereinbarungen gem. § 8 Abs. 3 EEG
- bei KWK- und konventionellen Anlagen Vereinbarungen im Rahmen von marktbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG

muss er zur Wahrung des EE- und KWK-Vorrangs zunächst die Verträge mit den konventionellen und erst im Anschluss die mit den EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreibern nutzen. Zu verhindern ist hierbei, dass mangels freiwilliger Vereinbarungen mit Betreibern konventioneller Anlagen das Problem einer notwendigen Einspeisereduzierung – ungeachtet höherer Kosten – über die Nutzung freiwilliger Vereinbarungen mit EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreibern gelöst wird.

Diese teure und ökologisch wertlose Aushebelung des EE- bzw. KWK-Vorrangs auf Kosten der Netznutzer ist aus den bereits unter Punkt 1.2.1 genannten Gründen abzulehnen. Sie widerspricht auch der **gesetzlich vorgesehenen Risikoverteilung**. Denn das Risiko, bei nicht ausreichenden freiwilligen Abschaltvereinbarungen zwangsweise und sogar entschädigungslos nach § 13 Abs. 2 EnWG abgeregelt zu werden, trifft in allererster Linie die Betreiber konventioneller Anlagen. Da die Betreiber der EE-, KWK- und Grubengasanlagen erst dann zwangsweise gem. § 11 Abs. 1 EEG abgeregelt werden können, wenn die konventionellen Kraftwerke nicht mehr bzw. allenfalls noch mit dem netztechnisch erforderlichen Minimum laufen und einspeisen, besteht für EE-, KWK- und Grubengasanlagen ein ungleich geringeres Risiko, überhaupt unfreiwillig gedrosselt zu werden. Als weiterer gravierender Unterschied birgt die zwangsweise Reduzierung der Einspeisung aufgrund der gesetzlich garantierten Entschädigungen (§ 12 EEG) für diese Anlagenbetreiber kaum finanzielle Risiken. Aus ihrer Sicht lohnt sich eine freiwillige Abschaltvereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG daher nur dann, wenn die Vergütung höher als die gesetzlich vorgesehene Entschädigung ausfiele.

Eine Abschaltvergütung in der Größenordnung einer Entschädigung nach § 12 EEG wäre jedoch unangemessen und **ineffizient** i. S. v. § 15 Abs. 2 EEG<sup>5</sup>, solange noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen. Erst wenn die Einspeisung aller konventionellen Anlagen bereits - freiwillig (§ 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG) oder zwangsweise (§ 13 Abs. 2 EnWG) - auf das für das netztechnische Minimum erforderliche Maß heruntergefahren wurde, erscheint auch die Zahlung einer Vergütung in Höhe der gesetzlich vorgesehenen Entschädigung nach § 12 EEG<sup>6</sup> als angemessen und effizient. Denn aufgrund der geschilderten ungleich höheren Risiken der konventionellen Anlagenbetreiber stellt die Bereit-

---

<sup>5</sup> Im Rahmen der Umlage der Vergütungen für freiwillige Vereinbarungen zur Abregelung von EE- und Grubengasanlagen in die Netzentgelte unterliegen die infolge der Vereinbarungen entstandenen Kosten gem. § 15 Abs. 2 EEG ausdrücklich einer Effizienzprüfung durch die Regulierungsbehörde.

<sup>6</sup> Die Zahlung einer darüber hinausgehenden Vergütung (Niveau der Entschädigung nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG zuzüglich eines geringfügigen Aufschlags) erscheint in dieser Situation allenfalls dann als effizient, wenn und soweit der Netzbetreiber durch die Freiwilligkeit der Maßnahme nach § 8 Abs. 3 EEG nachweislich besondere Vorteile und Effizienzgewinne erzielt. Da der Gesetzgeber mit den Regelungen zum Einspeisemanagement nach §§ 11 und 12 EEG dem Netzbetreiber jedoch bereits ein Instrument an die Hand gegeben hat, das Maßstäbe für einen sachgerechten Ausgleich zwischen den verschiedenen Zielen und Interessen setzt, bedürfte es jedenfalls einer besonderen Erläuterung, warum es für den Netzbetreiber im Einzelfall vorteilhaft ist, zusätzlich zum gesetzlichen Einspeisemanagement ein vertragliches Abschaltssystem mit höheren Vergütungen aufzubauen. Darüber hinaus bleibt zu beachten, dass vertragliche Abschaltvereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG nur ausnahmsweise und zur besseren Integration der Anlage in das Netz abgeschlossen werden dürfen.

schaft der EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreiber, sich freiwillig abregeln zu lassen, solange noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen, ein deutlich geringeres Entgegenkommen dar, das nur eine vergleichsweise geringe Vergütung (jedenfalls deutlich unterhalb des Niveaus der Entschädigungen nach § 12 EEG) rechtfertigt. Mehrkosten aufgrund ineffizienter Abschaltvereinbarungen dürften bei der Ermittlung der Netzentgelte nicht in Ansatz gebracht werden.

### 1.3 Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG

Ausgehend vom soeben Dargestellten ergibt sich folgende Rangfolge der Maßnahmen nach §§ 8 Abs. 3, 11 Abs. 1 EEG sowie § 13 Abs. 1 und 2 EnWG. Die Maßnahmen sind entsprechend der sich aus den Nummern **1** bis **6** ergebenden Abschalttrangfolge durchzuführen.<sup>7</sup>

#### 1) Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG und § 8 Abs. 3 EEG

- 1** a) **Netzbezogene Maßnahmen** gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EnWG
  - b) Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG (Marktbezogene Maßnahmen) und § 8 Abs. 3 EEG (Vertragliche Vereinbarungen)<sup>8</sup>
- 2** aa) **Marktbezogene Maßnahmen** gemäß § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG

Diese umfassen insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten, Informationen über Engpässe und Management von Engpässen sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven; inklusive vertraglich vereinbarter Anpassungen von Stromeinspeisungen mit konventionellen Anlagen.
- 3** bb) Maßnahmen aufgrund **vertraglicher Abschaltvereinbarungen mit EE- und Grubengasanlagenbetreibern** nach § 8 Abs. 3 EEG sowie mit **KWK-Anlagenbetreibern** nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG.
  - Solange noch konventionelle Anlagen oberhalb des netztechnisch erforderlichen Minimums einspeisen, erscheint allenfalls eine sehr geringe Vergütung (jedenfalls deutlich unterhalb des Niveaus der Entschädigungen nach § 12 EEG) als angemessen.<sup>9</sup> Höhere Vergütungen wären ineffizient; entsprechende Mehrkosten dürfen nicht über die Netzentgelte sozialisiert werden.
  - Erst wenn die Einspeisung aller konventionellen Anlagen bereits – freiwillig (Stufe **2**) nach § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG) oder zwangsweise (Stufe **4**) nach § 13 Abs. 2 EnWG) - auf das für das netztechnische

<sup>7</sup> Die dargestellte Rangfolge dürfte sich durch weitgehend automatisierte Ablaufpläne im Regelfall auch bei einem sehr kurzfristigen Abregelungsbedarf einhalten lassen. Sofern dies im begründeten Einzelfall nicht möglich sein sollte, bleibt es dem Netzbetreiber unbenommen, Notfallmaßnahmen in der dann erforderlichen Reihenfolge vorzunehmen.

<sup>8</sup> Vereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG entsprechen aufgrund ihrer vertraglichen Natur grundsätzlich den marktbezogenen Maßnahmen i. S. v. § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EnWG. § 8 Abs. 3 EEG regelt unter welchen besonderen Voraussetzungen („ausnahmsweise zur besseren Integration der Anlage in das Netz“) in Ansehung des EE-Vorrangs und des Abweichungsverbot nach § 4 Abs. 2 EEG auch marktbezogene Maßnahmen in Form von Abschaltvereinbarungen mit EE- und Grubengasanlagenbetreibern in Betracht kommen.

<sup>9</sup> Da die Betreiber von EE-, KWK- und Grubengasanlagen bei einer zwangsweisen Abregelung nach § 11 Abs. 1 EEG die gesetzlich garantierte Entschädigung in Höhe ihrer entgangenen Vergütungen abzüglich der ersparten Aufwendungen nach § 12 EEG erhalten können, ist in der Praxis nicht zu erwarten, dass sie einer freiwilligen Reduzierung der Einspeisung mit dieser deutlich geringeren Vergütung zustimmen.

Minimum erforderliche Maß heruntergefahren wurde, erscheint auch die Zahlung einer Vergütung in Höhe der gesetzlich vorgesehenen Entschädigung nach § 12 EEG<sup>10</sup> als angemessen und effizient.

**2) Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (**Anpassungsmaßnahmen**) und § 11 Abs. 1 EEG (**Einspeisemanagement**)<sup>11</sup>**

- 4)** a) Konventionelle Kraftwerke werden gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bis zum netztechnisch erforderlichen Minimum heruntergefahren – ohne Entschädigung
- 5)** b) Maßnahmen an EE-, KWK- und Grubengasanlagen größer 100 kW gemäß § 11 Abs. 1 EEG – gegen Entschädigung gem. § 12 Abs. 1 EEG
- 6)** c) Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 2 EnWG bezüglich der verbleibenden Anlagen (Konventionelle Anlagen im Betriebszustand der netztechnisch erforderlichen Mindestleistung und EE-, KWK- und Grubengasanlagen kleiner/gleich 100 kW. Des Weiteren EE-, KWK- und Grubengasanlagen größer 100 kW, sofern die Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes im Sinne von § 13 Abs. 3 EnWG ausnahmsweise nicht zugleich auf einem Problem der Netzkapazität beruht.) – ohne Entschädigung

---

<sup>10</sup> Zu der Frage, unter welchen besonderen Voraussetzungen auch ein geringer Aufschlag effizient sein könnte, siehe Fußnote 6.

<sup>11</sup> Bei den Regelungsmaßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG (Einspeisemanagement) handelt es sich um Anpassungsmaßnahmen i. S. v. § 13 Abs. 2 EnWG, denn diese können ohne den Willen des Anlagenbetreibers durchgeführt werden, um Stromeinspeisungen anzupassen. § 11 Abs. 1 EEG konkretisiert daher, unter welchen besonderen Voraussetzungen in Ansehung des EE- und KWK-Vorrangs auch einseitige Anpassungsmaßnahmen gegenüber EE-, KWK- und Grubengasanlagenbetreibern in Betracht kommen. Insbesondere muss u.a. die Netzkapazität bereits durch den EE-, KWK- oder Grubengas-Strom vollständig ausgelastet sein. Mit anderen Worten dürfen die konventionellen Kraftwerke nicht mehr bzw. allenfalls noch mit der netztechnisch erforderlichen Mindestleistung laufen und einspeisen.



## **2. Ermittlung der Entschädigungszahlung**

### **2.1 Windenergie**

#### **2.1.1 Grundlagen zur Ermittlung der Ausfallarbeit**

Gemäß § 12 Abs. 1 EEG ist der Netzbetreiber 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. 2 EEG) getroffen wurde, sind in der Entschädigungszahlung entgangene Vergütungen, Wärmeerlöse sowie ersparte Aufwendungen für den jeweiligen Energieträger zu berücksichtigen. Im Falle der Windenergie existiert keine Wärmeproduktion und somit müssen hierfür keine Entschädigungen gezahlt werden. Ersparte Aufwendungen sind ebenfalls nicht zu berücksichtigen, da der Primärenergieträger Wind kostenlos zur Verfügung steht.

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 (z.B. 60 % / 30 % / 0 % der möglichen installierten Leistung der Anlage). 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 Netz-situation 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 Ausfallarbeit stellt die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar. Die Bundesnetzagentur sieht für die Ermittlung der Ausfallarbeit für 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 für das entsprechende Kalenderjahr auf ein Berechnungsverfahren fest.

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 ( $P_0$ ) für die Maßnahme repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfachend unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung die Windsituation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt (siehe Abbildung 1).

Dabei ist zu beachten, dass dem Anlagenbetreiber maximal der vom Netzbetreiber vorgegebene reduzierte Leistungswert ( $P_{red}$ ) entschädigt wird. Die Begrenzung auf die reduzierte Leistung gilt

nicht, wenn der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine Sondervereinbarung hinsichtlich individueller Schaltstufen getroffen hat.

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  $P_{red}$  entschädigungsberechtigt ist, ergibt sich folgende Formel.

$$W_A = \sum_{i=1 \text{ bis } n} (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \begin{array}{l} \text{mit } P_{i,ist} < P_0 \text{ und} \\ \text{mit } P_{i,ist} > P_0, \text{ dann } (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) = 0 \end{array}$$

$W_A$	Ausfallarbeit 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 Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement
h	Stunde
n	Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement

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.

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

Die nachfolgende Abbildung 1 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements. 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.

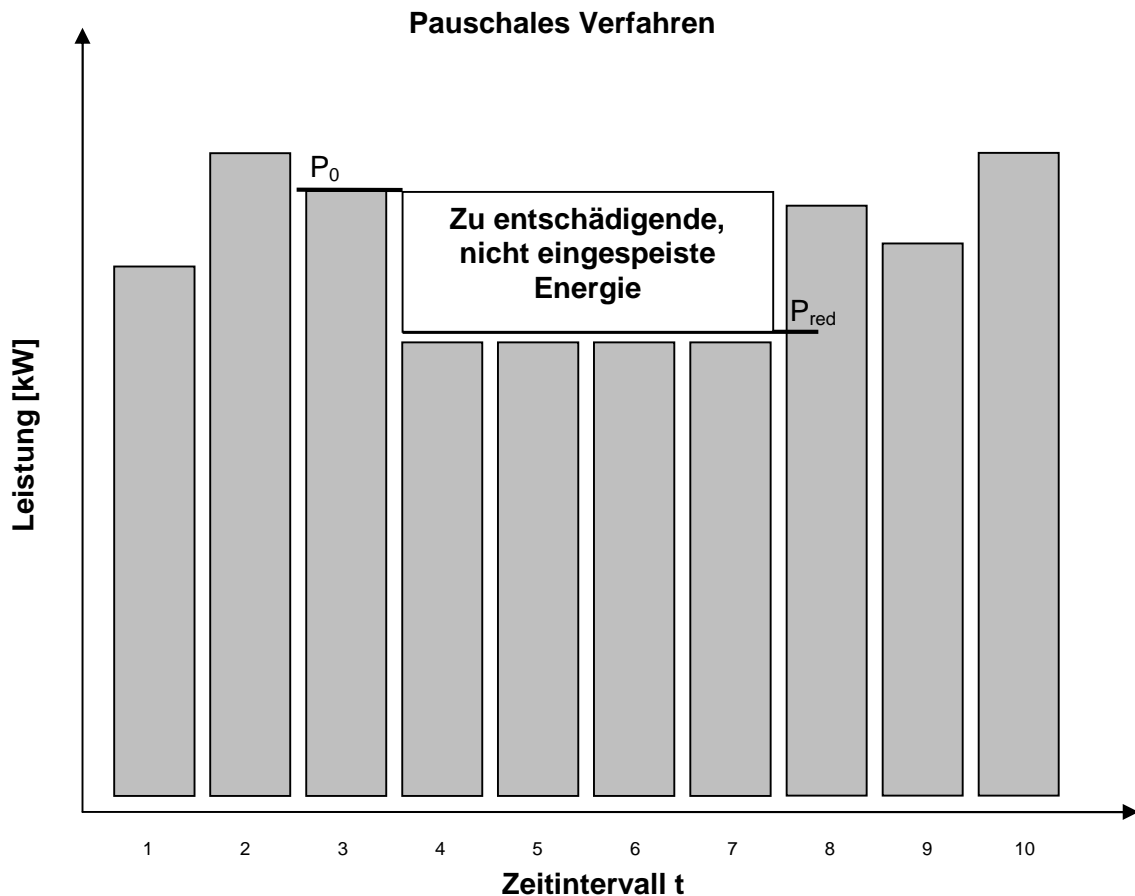


Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im Pauschalen Verfahren

### 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 somit die Möglichkeit das möglicherweise 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 Nabhöhe darstellt. Die Leistungskennlinie wird nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik bestimmt.

Beispiel:

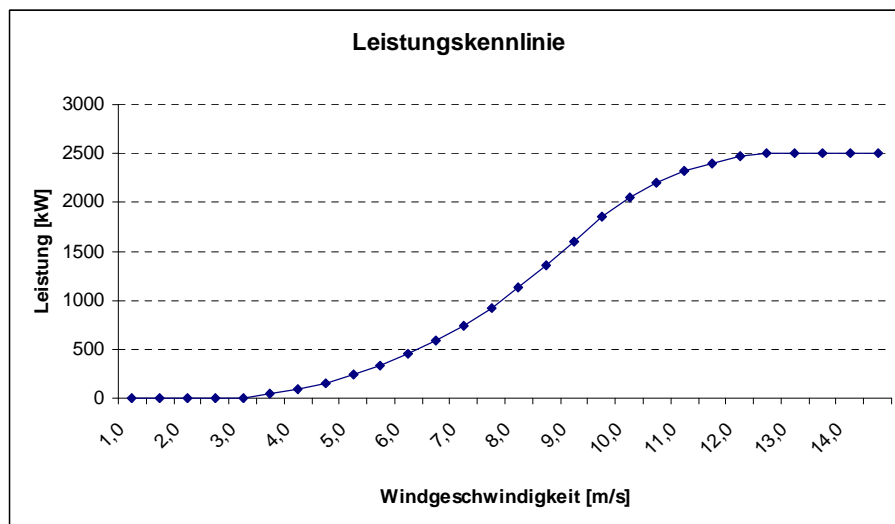


Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine Leistungskennlinie

In der 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.

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

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

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

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

Die Leistungskennlinie wird anhand eines Referenzfalles unter Normbedingungen bestimmt. Daher ist für jede WEA 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 12 Monate vor der Einspeisemanagement-Maßnahme zu betrachten. Davon sind die Zeitintervalle ausgenommen, in denen Einspeisemanagement-Maßnahmen durchgeführt wurden. Der so ermittelte Korrekturfaktor ist für die jeweilige WEA auf alle Einspeisemanagement-Maßnahmen des Kalenderjahres anzuwenden.

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

$k_{Kennlinie}$  Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie  
 $P_{vor,ist}$  tatsächliche gemessene 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 der nachfolgenden Formel berücksichtigt.

$$W_A = \sum_{i=1 \text{ bis } n} (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) * 0,25 \text{ h} \quad \begin{array}{l} \text{mit } P_{i,ist} < P_{i,soll} \text{ und} \\ \text{mit } P_{i,ist} > P_{i,soll}, \text{ dann } (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) = 0 \end{array}$$

$W_A$            Ausfallarbeit während EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme  
 $P_{i,soll}$        ermittelte mögliche Soll-Leistung während EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme  
 $P_{i,ist}$        tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme je Viertelstunde  
 $P_{red}$        vorgegebener reduzierter Leistungsmittelwert während EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme  
h           Stunde  
n           Anzahl der Viertelstunden während EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme

Je Viertelstunde (i) ergibt sich die entschädigungsberechtigte Leistung aus der Differenz der Soll-Leistung ( $P_{i,soll}$ ) und dem Maximalwert der tatsächlich gemessenen Einspeiseleistung ( $P_{i,ist}$ ) 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 ( $P_{i,ist}$ ).

Im nächsten Schritt ist für jede Viertelstunde die Ausfallarbeit aus der entschädigungsberechtigten Leistung zu ermitteln. In Abbildung 3 wird die Einspeisemanagementsituation graphisch dargestellt. Die Abbildung unterstellt, dass der Einspeiser sich stets an die vorgegebene Reduzierung der Leistung gehalten hat.

## Spitzabrechnungsverfahren

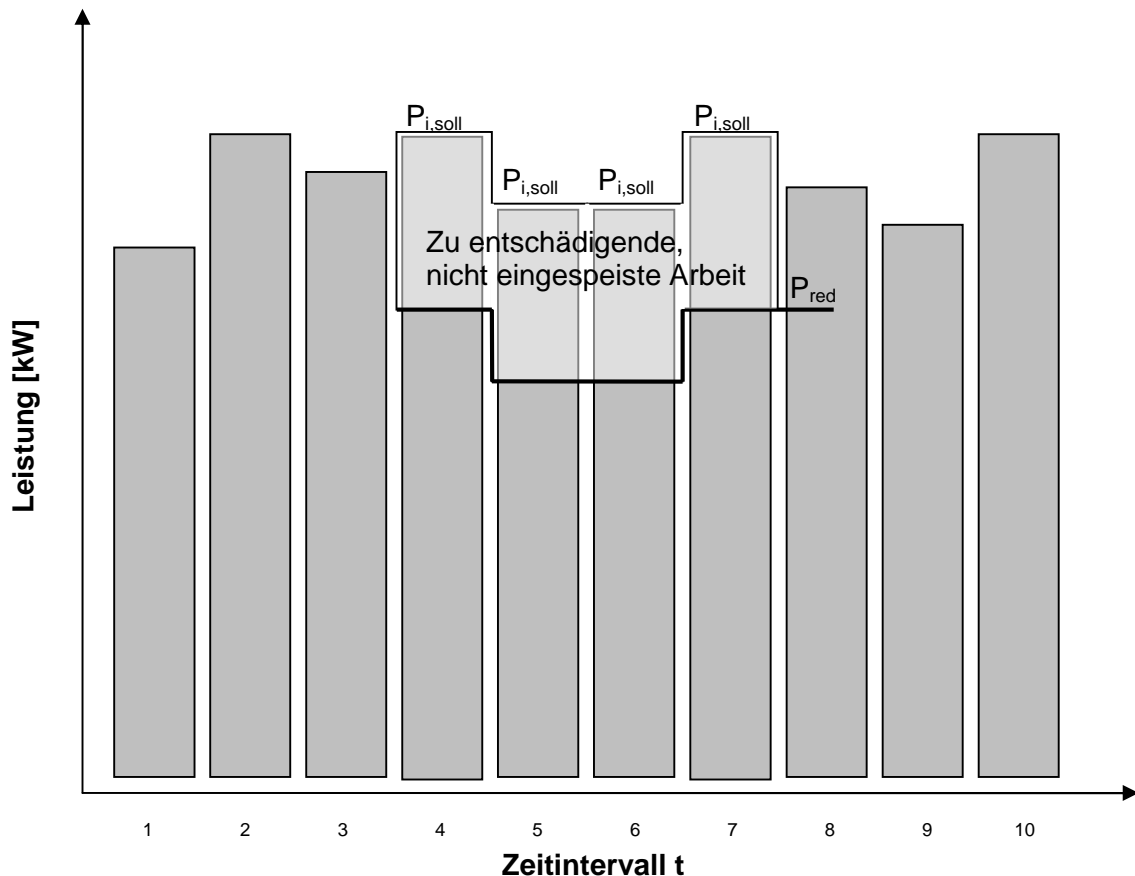


Abbildung 3: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren

### 2.1.4 Berechnung der Entschädigungszahlung

Zur Berechnung der Entschädigungszahlung muss die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden. Hierfür wird der je Anlagentyp festgeschriebene Vergütungssatz anhand der aktuellen gesetzlichen Grundlage angesetzt. Demnach 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 Umfasst die Entschädigungspflicht nach § 12 Abs. 1 EEG auch KWK-Anlagen?**

Es stellt sich die Frage, ob die Entschädigungsregelung nach § 12 Abs. 1 EEG auf „Anlagenbetreiberinnen und –betreiber“ im Sinne der Legaldefinition gemäß § 3 Nr. 2 EEG beschränkt ist oder – in unmittelbarer oder analoger Anwendung - auch die Betreiber von nach § 11 Abs. 1 EEG geregelten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne von § 3 Nr. 10 EEG erfasst.

Gegen eine Anwendung der Entschädigungsregelung auf KWK-Anlagenbetreiber könnte insbesondere eine unterschiedliche Ausgestaltung der gesetzlichen Förderung von EE- und Grubengasanlagen einerseits sowie KWK-Anlagen andererseits sprechen. Der marktnähere Förderansatz nach dem KWKG erfordert womöglich nicht das gleiche Maß an Absicherung durch die Härtefallregelung des § 12 EEG wie bei dem risikoärmeren Förderansatz des EEG.<sup>12</sup>

Die Frage soll unter Einbeziehung sachdienlicher Hinweise aus dem Konsultationsverfahren geklärt werden.

### **2.4 Abschaltfolge zwischen den nach § 11 Abs. 1 EEG regelbaren Anlagen?**

Des Weiteren stellt sich die Frage, welche praktisch handhabbaren Kriterien für die Bestimmung einer Abschaltfolge zwischen den nach § 11 Abs. 1 EEG regelbaren EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen bestehen oder entwickelt werden können.

Der Netzbetreiber muss nach § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG für die Vornahme einer Einspeisemanagement-Maßnahme sicherstellen, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird. Neben der nach der Gesetzesbegründung erforderlichen Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung der Anlage, die den stärksten Effekt auf die Sicherstellung der Netzsicherheit hat<sup>13</sup>, könnte insbesondere auch der Speicherbarkeit des eingesetzten Energieträgers zu berücksichtigen sein.<sup>14</sup>

Auch zu dieser Frage erhofft sich die Bundesnetzagentur sachdienliche Hinweise aus dem Konsultationsverfahren.

---

<sup>12</sup> vgl. Schumacher, ZUR 2009, 522, 529

<sup>13</sup> BT-Ds. 16/8148, S. 47

<sup>14</sup> vgl. Schumacher, ZUR 2009, 522, 525

### **3. Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten**

Notwendige Kosten für Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagement-Maßnahmen können bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz gebracht werden, soweit die Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat (§ 12 Abs. 2 EEG).

#### **3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte**

Die gesetzlich nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG vorgegebenen Entschädigungszahlungen stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV dar. Nachgewiesene Kosten werden bei der Festsetzung der Erlösobergrenze des Netzbetreibers berücksichtigt. Änderungen dieser Kosten führen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV mit einem Verzug von zwei Jahren (t-2 Verzug) zu einer Anpassung der Erlösobergrenze. Die Netzentgelte müssen (bei einer Absenkung) beziehungsweise dürfen (bei einer Steigerung) an die geänderte Erlösobergrenze angepasst werden (§ 17 Abs. 2 ARegV). Eine Wälzung der Kosten über die EEG-Umlage ist nicht gestattet.

#### **3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde**

Entschädigungszahlungen nach § 12 Abs. 1 EEG können nur insoweit als Kosten eines effizienten Netzbetreibers anerkannt werden, als

- die zugrunde liegende Maßnahme erforderlich war,
- der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat und
- die Zahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nicht übersteigen.

Netzbetreiber, die Entschädigungszahlungen bei der Ermittlung ihrer Netzentgelte in Ansatz bringen möchten, müssen daher gegenüber der Regulierungsbehörde nachweisen, dass diese Voraussetzungen vorlagen. Die Nachweise sollten eine sachkundige dritte Person in die Lage versetzen, ohne weitere Informationen die Anerkennungsfähigkeit der Zahlungen vollständig nachvollziehen und prüfen zu können. Es sind daher entsprechende Nachweise insbesondere zu folgenden Punkten vorzulegen.

##### **3.2.1 Erforderlichkeit der Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG**

Die Regelung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen nach § 11 Abs. 1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn die Tatbestandsvoraussetzungen der Norm erfüllt sind, also insbesondere

- ohne Regelung dieser Anlagen die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre,
- der Netzbetreiber sichergestellt hat, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung abgenommen wird, und
- der Netzbetreiber Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen hat.

Wie bereits oben ausgeführt, ist die Reduzierung der Einspeisung nach § 11 Abs. 1 EEG des Weiteren nur dann erforderlich, wenn nicht bereits entsprechend der dargestellten Rangfolge eine andere Maßnahme vorrangig zu ergreifen gewesen wäre. Es sind daher auch Nachweise erforderlich, welche anderweitigen Maßnahmen durchgeführt wurden.



### **3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Maßnahme**

Die Entschädigungszahlungen sollen nicht über die Netzentgelte sozialisiert werden, wenn der Netzbetreiber die Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG selbst zu vertreten hat. Er hat die Maßnahme nach § 12 Abs. 2 S. 2 EEG insbesondere zu vertreten, soweit er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat. Der Netzbetreiber muss daher insbesondere darlegen, inwieweit er entsprechende Maßnahmen nach § 9 EEG, § 4 Abs. 6 KWKG sowie §§ 11 ff. EnWG ergriffen hat, um die Vornahme einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG rechtzeitig zu vermeiden. Sofern er in dem betroffenen Netzbereich bereits Schadensersatzleistungen im Sinne von § 10 EEG erbracht hat, ist darauf hinzuweisen.

### **3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung**

Schließlich sind auch Nachweise erforderlich, dass die geleisteten Entschädigungszahlungen den gesetzlich erforderlichen Rahmen nach § 12 Abs. 1 S. 2 EEG nicht übersteigen. Dafür ist die konkrete Ermittlung der Entschädigungshöhe und die Übereinstimmung mit den Vorgaben dieses Positionspapiers darzulegen.

### **3.2.4 Verrechnung von Entschädigungszahlungen zwischen Netzbetreibern**

Nach § 12 Abs. 1 EEG ist derjenige Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit der Maßnahme nach § 11 Abs. 1 EEG liegt, zur Entschädigung des Betreibers der geregelten Anlagen verpflichtet. Es kann der Fall eintreten, dass der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache liegt (z.B. vorgelagerter Netzbetreiber A) nicht identisch ist mit dem Netzbetreiber, der die Regelungsmaßnahme gegenüber der an sein Netz angeschlossenen Anlage letztlich vornimmt (z.B. nachgelagerter Netzbetreiber B). In der praktischen Abwicklung erscheint es sinnvoll, dass der betroffene Anlagenbetreiber seine Entschädigung stets von dem Netzbetreiber ausgezahlt bekommt, an dessen Netz er angeschlossen ist (Netzbetreiber B). Dieser verrechnet die Entschädigungszahlung wiederum mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache liegt (Netzbetreiber A).

Für die Nachweisführung gegenüber der Bundesnetzagentur sind daher sowohl die Entschädigungszahlungen als entsprechende Ausgaben als auch die Kostenerstattungen durch den verantwortlichen Netzbetreiber als entsprechende Einnahmen auszuweisen.