



Bundesnetzagentur

20 Jahre

Verantwortung
für Netze



Leitfaden zum Einspeisemanagement

Version 3.0



Juni 2018



Leitfaden zum Einspeisemanagement

Version 3.0

Juni 2018

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: eeg-einspeisemanagement@bnetza.de

Leitfaden zum Einspeisemanagement:

www.bundesnetzagentur.de/einspeisemanagement

Leitfäden und Hinweise zum Bereich der EEG/KWKG-Aufsicht:

www.bundesnetzagentur.de/eeg-kwkg-hinweise

Rechtsnatur des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden gibt das Grundverständnis der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Regelungen des EEG-Einspeisemanagements nach §§ 14, 15 EEG wieder und stellt die Einschätzungen der Bundesnetzagentur zu wesentlichen Praxisfragen dar.

Er stellt keine Festlegung dar und hat auch nicht den Charakter einer Verwaltungsvorschrift. Es soll keine normenkonkretisierende Wirkung entfalten oder das Ermessen der Bundesnetzagentur binden. Der Leitfaden dient den betroffenen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Unternehmen und Bürgern als Orientierungshilfe, um eine einheitliche Anwendungspraxis zu fördern und Rechtsunsicherheiten zu vermindern.

Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	6
1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb. Abschaltreihenfolge der Erzeuger).....	8
2 Ermittlung der Entschädigungszahlung.....	9
2.1 Allgemeines.....	9
2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung.....	11
2.3 Ermittlung der Ausfallarbeit.....	13
2.3.1 Windenergie.....	13
2.3.1.1 Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen.....	13
2.3.1.2 Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen.....	14
2.3.2 Biomasse.....	18
2.3.2.1 Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen.....	18
2.3.2.2 Spitzabrechnungsverfahren bei Biomasseanlagen.....	19
2.3.3 Deponie-, Klär- und Grubengas.....	19
2.3.4 Solaranlagen.....	20
2.3.4.1 Pauschales Verfahren für Solaranlagen mit registrierender Leistungsmessung.....	20
2.3.4.2 Pauschales Verfahren für Solaranlagen ohne registrierender Leistungsmessung.....	21
2.3.4.3 Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen.....	23
2.3.5 KWK-Anlagen.....	26
2.3.5.1 Vorrangberechtigter KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen.....	26
2.3.5.2 Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung.....	26
2.3.5.3 Pauschales Verfahren für KWK-Anlagen.....	27
2.3.5.4 Spitzabrechnungsverfahren für KWK-Anlagen.....	27
2.3.6 Weitere Anlagen mit anderen Energieträgern.....	29
2.4 Ermittlung der Entschädigungshöhe.....	30
2.4.1 EE-Anlagen mit Einspeisevergütung.....	30
2.4.1.1 Entgangene Einnahmen.....	30
2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen.....	33
2.4.1.3 Ersparte Aufwendungen.....	35
2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung.....	36
2.4.2.1 Direktvermarktung mit Bilanzkreisverantwortung des Anlagenbetreibers.....	36
2.4.2.2 Direktvermarktung mit Bilanzkreisverantwortung eines Dritten.....	42
2.4.2.3 Anwendung auf abgeschlossene Rechnungen.....	43
2.4.3 KWK-Anlagen.....	43
2.4.3.1 Entgangene Einnahmen bei KWK-Anlagen.....	44
2.4.3.2 Zusätzliche Aufwendungen bei KWK-Anlagen.....	47
2.4.3.3 Ersparte Aufwendungen bei KWK-Anlagen.....	47
3 Berücksichtigung der Entschädigungszahlung in den Netzentgelten.....	48
3.1 Auswirkungen auf die Erlösgrenze und damit auf die Netzentgelte.....	48
3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde.....	48
3.2.1 Erforderlichkeit der Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG.....	49
3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Einspeisemanagement-Maßnahme.....	49
3.2.3 Höhe der Entschädigungszahlung.....	49
Impressum.....	53

Einleitung

Abregelung von EE- und KWK-Strom durch Einspeisemanagement

Das Einspeisemanagement ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme zur Entlastung von Netzengpässen. Der verantwortliche Netzbetreiber kann nach den besonderen Voraussetzungen und Rechtsfolgen des Einspeisemanagements auch die Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren (§ 13 Abs. 2, 3 S. 3 EnWG i.V.m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 1, 3 KWKG).¹ EE- und KWK-Strom genießt allerdings einen Einspeisevorrang. Das Einspeisemanagement kommt daher nach der gesetzlichen Rangfolge nur zum Einsatz, soweit der Netzengpass nicht bereits durch andere geeignete Maßnahmen, insbesondere durch eine Abregelung konventioneller Kraftwerke ausreichend entlastet werden kann.

Wird EE- oder KWK-Strom per Einspeisemanagement abregelt, hat der Anlagenbetreiber gegenüber seinem Anschlussnetzbetreiber einen Anspruch auf Entschädigung. Die Kosten dafür hat der Netzbetreiber zu tragen, der für den Netzengpass verantwortlich ist. Ist beispielsweise ein vorgelagerter Netzbetreiber zur Behebung des Netzengpasses durch einen bedarfsgerechten Ausbau seines Netzes verpflichtet, so kann sich der Anschlussnetzbetreiber die Entschädigungszahlungen von diesem erstatten lassen. Der verantwortliche Netzbetreiber kann die Kosten wiederum über seine Netzentgelte sozialisieren, soweit das Einspeisemanagement erforderlich war und er die Maßnahme nicht – beispielsweise durch mangelnden Netzausbau – zu vertreten hat.

Ziele des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden beschreibt eine effiziente und sachgerechte Umsetzung des Einspeisemanagements aus Sicht der Bundesnetzagentur. Er dient dazu, das Grundverständnis der Bundesnetzagentur zur Anwendung der Regelungen zum Einspeisemanagement darzulegen und in der Praxis bestehende Rechtsunsicherheiten zu mindern. Auf Basis des geltenden Rechts soll ein angemessener Ausgleich zwischen den unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Zielen sowie den wechselseitigen Interessen der betroffenen Parteien aufgezeigt werden. Der Netzbetreiber wird in die Lage versetzt, seinen administrativen Aufwand zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen auf ein effizientes Maß auszurichten. Auch der Anlagenbetreiber profitiert von einer möglichst effizienten und rechtssicheren Abrechnung seiner Entschädigungsansprüche. Es kann und soll allerdings nicht der Anspruch des Leitfadens sein, eine Antwort auf jede bestehende Einzelfrage zur praktischen Umsetzung des Einspeisemanagements vorzugeben.

¹ Die in diesem Leitfaden genannten Gesetze (hier EnWG, EEG und KWKG) beziehen sich auf die jeweils aktuellen Gesetzesfassungen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Leitfadens, soweit nicht ausdrücklich auf eine andere Fassung Bezug genommen wird.

In dem Leitfaden legt die Bundesnetzagentur insbesondere dar, welche Berechnungsmethoden zur Ermittlung der Entschädigungszahlungen aus ihrer Sicht sachgerecht erscheinen. Die Anwendung weiterer Methoden wird dadurch nicht ausgeschlossen, ihre Sachgerechtigkeit muss dann jedoch eigenständig geprüft und sichergestellt werden. Soweit der Netzbetreiber von dem Leitfaden abweicht, ist im Rahmen der Nachweise für einen Ansatz der Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte auf die Abweichungen hinzuweisen und detailliert darzulegen, auf welche Weise eine sachgerechte und gesetzeskonforme Abrechnung sichergestellt bleibt.

Struktur des Leitfadens

In **Abschnitt 1** der Version 1.0 des Leitfadens vom 29.03.2011 wurde erläutert, in welcher **Rangfolge** die verschiedenen Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber den unterschiedlichen Adressaten und insbesondere gegenüber den Erzeugern bei Netzengpässen anzuwenden sind. Das Einspeisemanagement gegenüber den EE- und KWK-Anlagen ist erst dann zulässig, wenn die vorrangig zu ergreifenden Maßnahmen bereits ausgeschöpft sind. Eine Aktualisierung dieses Abschnitts bleibt vorbehalten, erfolgt jedoch nicht im Rahmen der vorliegenden Version 3.0.

In **Abschnitt 2** werden Berechnungsmethoden zur **Ermittlung der Einspeisemanagement-Entschädigungen** aufgezeigt, die nach Einschätzung der Bundesnetzagentur sachgerecht sind. In einem ersten Schritt werden hierzu Methoden vorgestellt, mit denen die abgeregelte Strommenge (Ausfallarbeit) für EE-Anlagen mit den Energieträgern Windenergie, solare Strahlungsenergie, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengas sowie für KWK-Anlagen bestimmt werden kann. In einem zweiten Schritt wird anhand der drei Grundkonstellationen einer EE-Anlage mit Einspeisevergütung, einer direktvermarkteten EE-Anlage sowie einer KWK-Anlage aufgezeigt, wie auf Grundlage der Ausfallarbeit die konkrete Entschädigungshöhe ermittelt werden kann.

In **Abschnitt 3** werden die Voraussetzungen für die **Berücksichtigung von Entschädigungszahlungen in den Netzentgelten** sowie die damit einhergehenden Nachweispflichten der Netzbetreiber erläutert.

1 Rangfolge der Systemsicherheitsmaßnahmen nach dem EnWG sowie dem EEG (insb. Abschalttrangfolge der Erzeuger)

Eine Aktualisierung dieses Abschnitts bleibt einer nachfolgenden Fassung des Leitfadens vorbehalten.

In **Kapitel 1** der Version 1.0 des Leitfadens vom 29.03.2011 wurde erläutert, in welcher **Rangfolge** die verschiedenen Systemsicherheitsmaßnahmen gegenüber den unterschiedlichen Adressaten und insbesondere gegenüber den Erzeugern bei Netzengpässen anzuwenden sind. Die dortigen Aussagen zur damaligen Rechtslage haben zu einem großen Teil grundsätzlich weiterhin Bestand und wurden in den nachfolgenden Fassungen des EnWG und des EEG sogar noch deutlicher klargestellt.

2 Ermittlung der Entschädigungszahlung

2.1 Allgemeines

Gemäß § 15 Abs. 1 S. 1 EEG haben Anlagenbetreiber, deren Einspeisung aufgrund eines Netzengpasses im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 Abs. 1 EEG reduziert wird, einen Anspruch auf Entschädigung.

In Abschnitt 2.2 wird die Abrechnung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung erläutert.

Abschnitt 2.3 beschreibt aus Sicht der Bundesnetzagentur sachgerechte Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit für die verschiedenen Energieträger. Dabei stellt die Ausfallarbeit die Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der tatsächlich realisierten Einspeisung dar.

In Abschnitt 2.4 wird erläutert, wie die Höhe der Entschädigungszahlung anhand der zuvor berechneten Ausfallarbeit ermittelt wird.

Sind Erzeugungsanlagen aus **anderen Gründen** als der Einspeisemanagement-Maßnahme in ihrer Leistungsabgabe reduziert oder ganz abgeschaltet (z. B. Revision, Wartung, Starkwind, Lärmschutzauflagen, Frequenzabschaltungen), besteht in diesen Zeiten für die dadurch nicht eingespeisten Energiemengen kein Anspruch auf Entschädigung.

Daher besteht beispielsweise auch dann kein Anspruch auf Einspeisemanagement-Entschädigung, soweit Anlagen ohnehin aus kommerziellen oder sonstigen Gründen auch ohne die Einspeisemanagement-Anforderung keinen oder weniger Strom erzeugen würden. Denn insoweit findet die Reduzierung der Einspeisung letztlich nicht wegen eines Netzengpasses im Sinne von § 14 Abs. 1 EEG, sondern aus anderen Gründen statt.

Ebenfalls keinen Anspruch auf Entschädigungszahlungen haben Betreiber von Offshore-Anlagen, die aufgrund der **Nichtverfügbarkeit von Offshore-Anbindungsleitungen** abgeregelt werden. In diesen Fällen ist ausschließlich auf die speziellen Regelungen des § 17e Abs. 1 – 3 EnWG oder die Regelung des § 17e Abs. 6 EnWG i.V.m. § 50 Abs. 4 EEG abzustellen (siehe **Leitfaden** zur Ermittlung einer umlagefähigen Entschädigung bei Störung, Verzögerung oder Wartung der Netzanbindung von Offshore-Anlagen). Für Zeiträume vor und nach einer Reduzierung aus anderem Grund oder der Nichtverfügbarkeit der Offshore-Anbindungsleitung, aber innerhalb einer abrechenbaren Einspeisemanagement-Maßnahme, kann ein Entschädigungsanspruch nach § 15 EEG bestehen.

Die vom Einspeisemanagement betroffenen Erzeugungsanlagen werden bei Überlastung des Netzes in einem Netzbereich durch ein Reduktionssignal zur Absenkung ihrer Einspeiseleistung angewiesen. Die Anlage ist um einen vom Netzbetreiber vorgegebenen Schritt (Schaltstufe) zu reduzieren. In der Regel fordert der Netzbetreiber die Reduzierung der Einspeiseleistung in mehreren Schaltstufen. Sind die Erzeugungsanlagen aus sachgerechten und nachweisbaren Gründen nicht in der Lage, die vorgegebenen Schaltstufen einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit dem Anlagenbetreiber eine **Sondereinbarung zu den Schaltstufen** treffen. Durch eine solche Sondereinbarung können lediglich Besonderheiten bei der Umsetzbarkeit der üblichen Schaltstufen berücksichtigt werden; die gesetzliche Pflicht zur Regelbarkeit der Anlage per Einspeisemanagement kann hingegen nicht außer Kraft gesetzt oder relativiert werden.

Der Anlagenbetreiber hat sich je Anlage und **je Kalenderjahr auf ein Verfahren für die Berechnung** der Ausfallarbeit festzulegen. Mit der ersten kalenderjährigen Abrechnung einer Einspeisemanagement-Maßnahme legt er sich automatisch für das entsprechende Kalenderjahr auf ein Verfahren fest.

Mit dem Spitzabrechnungsverfahren besteht eine Möglichkeit, die Abrechnung der Ausfallarbeit sehr genau durchzuführen. Die im Leitfaden eingeräumte Alternative, die Ausfallarbeit durch vereinfachte Pauschalverfahren zu ermitteln, fußt auf der Grundannahme, dass sich die Vor- und Nachteile für die Anlagenbetreiber, die sich aus der pauschalierten Betrachtung ergeben, im Wesentlichen die Waage halten. Die Anerkennung der Pauschalverfahren als sachgerechte, gleichwertige Verfahren neben der Spitzabrechnung setzt daher zwingend voraus, dass sowohl die Vor- als auch die Nachteile der Pauschalierungen tatsächlich zum Tragen kommen und sich insgesamt, über ein Kalenderjahr betrachtet, sachgerecht ausgleichen können. Die Einschränkung, sich jährlich auf ein Verfahren festzulegen, ist folglich geboten und erforderlich, um die Pauschalverfahren als sachgerechte Alternative zu eröffnen. Die Wahl des Berechnungsverfahrens darf hingegen nicht dazu führen, dass sich der Anlagenbetreiber für jede Einspeisemanagementmaßnahme innerhalb eines Kalenderjahres durchrechnet, welches Verfahren die höchstmögliche Entschädigung ergibt und das Pauschalverfahren einseitig nur für die Zeiten wählt, in denen die Vorteile der pauschalierten Betrachtung überwiegen.

Die Entschädigung nach § 15 EEG wird jeweils für eine "**Einspeisemanagement-Maßnahme**" bestimmt. Zur Bestimmung, wann eine Einspeisemanagement-Maßnahmen beginnt und endet, ist auf das Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber abzustellen. Eine Einspeisemanagement-Maßnahme beginnt mit der Betroffenheit der Anlage durch die Regelung nach § 14 Abs. 1 EEG. Die Einspeisemanagement-Maßnahme endet mit dem Zeitpunkt, ab dem der Anlagenbetreiber die Anlage wieder ohne Regelungs-Vorgaben des Netzbetreibers betreiben kann.

Werden innerhalb dieses Zeitraums unterschiedliche Regelungsstufen vorgegeben, beendet dies die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht. Soweit die Einspeisemanagement-Maßnahme nach ihrem Ende entgangene Einnahmen oder zusätzliche oder ersparte Aufwendungen verursacht (z. B. **Auffahrrampen**), sind diese bei der Entschädigung der Einspeisemanagement-Maßnahme zu berücksichtigen.

Bei der Berechnung der Ausfallarbeit sind die Werte der abrechnungsrelevanten **Messeinrichtung**, die auch bei den Zahlungen für den eingespeisten Strom Anwendung findet, zu verwenden.

Der Anlagenbetreiber trägt als Begünstigter nach allgemeinem Zivilrecht die **Darlegungs- und Beweislast** für die Voraussetzungen des Anspruchs und die konkrete Entschädigungshöhe nach § 15 Abs. 1 EEG.

Er muss bei der Abrechnung gegenüber dem Netzbetreiber alle für die Höhe seines Entschädigungsanspruchs relevanten Umstände berücksichtigen, auch wenn diese anspruchsmindernd wirken (z.B. Angaben zu ersparten Aufwendungen oder zu Nichtverfügbarkeiten der Anlage aus anderweitigen Gründen usw.).

2.2 Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung

Der Gesetzgeber hat mit § 24 Abs. 3 EEG eine Möglichkeit eröffnet, mehrere Anlagen, die gleichartige Energien einsetzen und die lediglich über eine gemeinsame Messeinrichtung verfügen, abzurechnen. Die Verteilung der Ausfallarbeit auf die einzelnen Anlagen erfolgt in diesem Fall im Verhältnis der installierten Leistung der Einzelanlagen, bei Windenergieanlagen an Land ist jedoch abweichend entsprechend § 24 Abs. 3 EEG auf den jeweiligen Referenzertrag abzustellen.

Bei der Ermittlung der Ausfallarbeit bei mehreren **Windenergieanlagen**, die über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden, können auch die **Messwerte des Anlagenzählers (Scada-Werte)** verwendet werden, sofern mindestens die **folgenden vier Voraussetzungen** durch den Anlagenbetreiber sichergestellt bleiben.

1. Voraussetzung: Richtigkeit der Messwerte

Die Verwendung von falschen bzw. manipulierten Messergebnissen muss ausgeschlossen sein. Daher muss stets gewährleistet werden, dass die Messwerte richtig ermittelt und übertragen werden.

2. Voraussetzung: Berücksichtigung von Leitungsverlusten

Bei der Übertragung der elektrischen Energie durch die Leitungen zwischen dem Anlagenzähler und dem abrechnungsrelevanten Zähler entstehen Leitungsverluste. Auf welche Weise diese Leitungsverluste bei der Ermittlung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen sind, hängt davon ab, ob der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom mit oder ohne eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist.

Konstellation ohne kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe: Es muss in diesem Fall sichergestellt werden, dass bei der Ermittlung der Ausfallarbeit die **Leitungs- und etwaige Transformatorverluste** von der am Anlagenzähler ermittelten Stromerzeugung **abgezogen** werden. Die Ermittlung der Leitungsverluste erfolgt über den Abgleich der aggregierten Scada-Werte mit den Werten der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung. Die sich aus diesem Abgleich ergebende Differenz stellt die Leitungsverluste dar.

Konstellation mit kaufmännisch-bilanzieller Weitergabe: Kaufmännisch-bilanziell weitergeleiteter Strom (§ 11 Abs. 2 EEG und § 4 Abs. 2 S. 2 KWKG) gilt energiewirtschaftlich als unmittelbar in das Netz eingespeist, so dass in dem Fall **keine Leitungs- und etwaige Transformatorverluste** in den Leitungen vor der Einspeisestelle (insb. in der Kundenanlage bzw. in den Anschlussleitungen) **abzuziehen** sind. Auch anteilige Abzüge kommen nicht in Betracht.² Leitungs- und Transformatorverluste sind Stromverbräuche und wie alle anderen

² Das gilt bei einer kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe des erzeugten Stroms in gleicher Weise sowohl für die Ermittlung der förderberechtigten Einspeisung nach § 19 EEG als auch für die Ermittlung der entsprechenden Ausfallarbeit infolge einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 15 EEG.

Stromverbräuche, die vor der Einspeisestelle in das Netz erfolgen, im Fall einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung als sogenannter Ersatzstrom bei den Bezugsmengen aus dem Netz zu berücksichtigen.³

3. Voraussetzung: Wahl der Berechnungsmethode

Der Anlagenbetreiber hat sich je Abrechnungsjahr für eine Berechnungsmethode (Scada-Werte oder abrechnungsrelevante Messeinrichtung) zu entscheiden.

4. Voraussetzung: Möglichst geringer Aufwand auf Seiten des Netzbetreibers

Der Anlagenbetreiber stellt dem Netzbetreiber die benötigten Werte zur Ermittlung der Ausfallarbeit auf Basis der Messwerte des Anlagenzählers (Scada-Werte) in der vom Netzbetreiber gewünschten Form zur Verfügung.

³ Siehe: Leitfaden der Bundesnetzagentur zur Eigenversorgung vom 20. Juni 2016, insb. S. 43 und S. 53; abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de/eigenversorgung. Zu den bilanziellen Anforderungen bei einer kaufmännisch-bilanziellen Einspeisung vgl. Abschnitte 4.4.2 und 4.4.3 des Eigenversorgungs-Leitfadens. Insbesondere ist auf die bilanziell vollständige Erfassung auch des sogenannten "Ersatzstroms" zu achten.

2.3 Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit können für die verschiedenen Energieträger unterschiedliche Verfahren zur Anwendung kommen.

Ein pauschales Verfahren soll die Ermittlung der Ausfallarbeit vereinfachen und somit zu einer Minimierung des administrativen Aufwands bei Netzbetreibern und Anlagenbetreibern führen. Daneben besteht mit dem Spitzabrechnungsverfahren eine weitere Berechnungsmethode zur Ermittlung der Ausfallarbeit.

2.3.1 Windenergie

Die Verfahren für die Ermittlung der Ausfallarbeit gelten sowohl für die Windenergieanlagen (WEA) an Land als auch auf See.

2.3.1.1 Pauschales Verfahren für Windenergieanlagen

Im ersten Schritt wird die vom Netzbetreiber tatsächlich abgerufene Leistungsabsenkung während der Einspeisemanagement-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der Einspeisemanagement-Maßnahme für diese repräsentativ sei. Das heißt, es wird vereinfacht unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Messeinrichtung die Windsituation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt.

Um die entschädigungsberechtigte Leistung zu ermitteln, wird die Differenz zwischen dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der 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 Ist-Wert abgestellt. Damit wird gewährleistet, dass dem Anlagenbetreiber keine überhöhte 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 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.

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

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

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
P_0	letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung je Viertelstunde in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

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

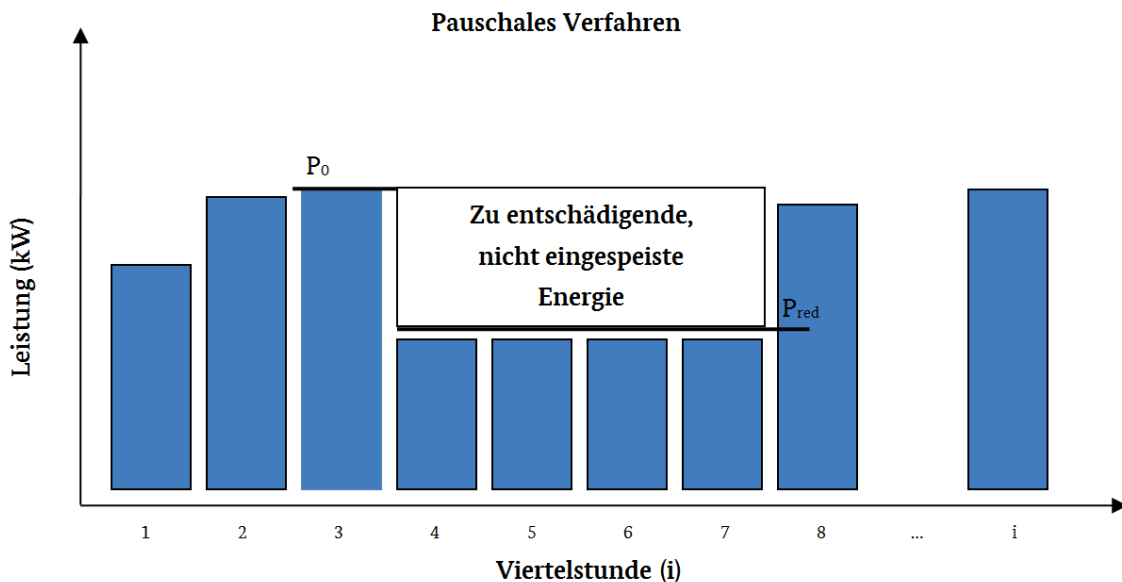


Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für WEA

2.3.1.2 Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen

Im Rahmen des Spitzabrechnungsverfahrens wird die Ausfallarbeit in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit während der Einspeisemanagement-Maßnahme und unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der WEA ermittelt. Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ zu verwenden. Der Anlagenbetreiber hat dadurch die Möglichkeit, das 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 oder der Rotornabe 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 2 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. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren.

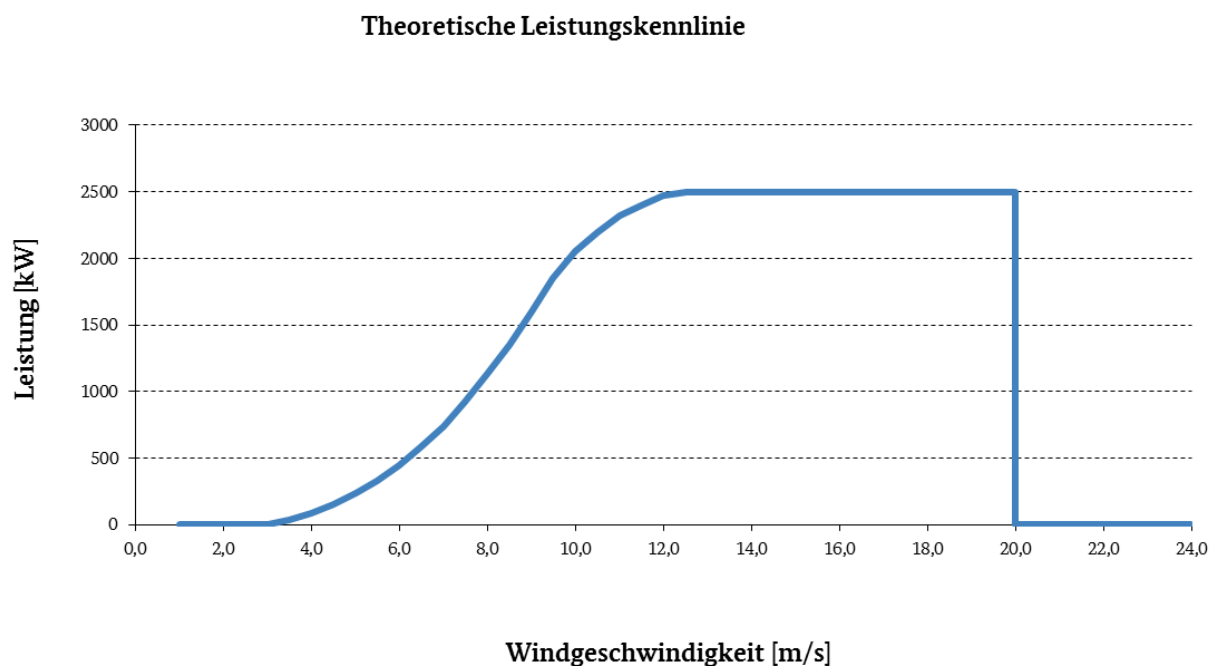


Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie einer WEA

In Abbildung 2 wird der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung dargestellt. In diesem schematischen Beispiel ergibt sich bei einer Windgeschwindigkeit von 6 m/s eine theoretische Leistung in Höhe von 500 kW. Bei hohen Windgeschwindigkeiten (hier beispielhaft > 20 m/s) kommt es zu einer Sturmabschaltung zur Sicherung der Anlage. Der ab dem Zeitpunkt der Sturmabschaltung theoretisch erzeugbare Strom ist nicht entschädigungsberechtigt, da die Anlage auch ohne Einspeisemanagement-Maßnahme keinen Strom mehr erzeugen würde. Mit Hilfe der Windgeschwindigkeit sowie der Leistungskennlinie wird die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$) ermittelt.

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

$P_{i,theo}$ ermittelte theoretische Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

LK_{Typ} anlagentypbezogene Leistungskennlinie in kW

$v_{i,Wind}$ durchschnittliche Windgeschwindigkeit im Zeitintervall in m/s

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, gegenseitige Windabschattungen, behördlich auferlegte Leistungsreduzierungen) bei der Ermittlung der Soll-Leistung zu berücksichtigen. Für die Bestimmung des Korrekturfaktors der Leistungskennlinie ($k_{\text{Kennlinie}}$) werden die tatsächlich gemessenen Leistungsmittelwerte ($P_{\text{vor,ist}}$) sowie die theoretischen Leistungsmittelwerte ($P_{\text{vor,theo}}$) der betroffenen Anlage vor der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen. Dabei sind die Werte der letzten vier zusammenhängenden vollständig gemessenen Viertelstunden, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, vor der Einspeisemanagement-Maßnahme zu betrachten. Der Korrekturfaktor ist für die jeweilige WEA für jede Einspeisemanagement-Maßnahme neu zu ermitteln und anzuwenden.

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

$k_{\text{Kennlinie}}$ Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie

$P_{\text{vor,ist}}$ tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

$P_{\text{vor,theo}}$ ermittelte theoretische Leistung vor der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

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

$$P_{\text{i,soll}} = k_{\text{Kennlinie}} * P_{\text{i,theo}}$$

$P_{\text{i,soll}}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW, begrenzt auf die jeweilige Nennleistung

$P_{\text{i,theo}}$ ermittelte theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

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

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

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

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

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

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

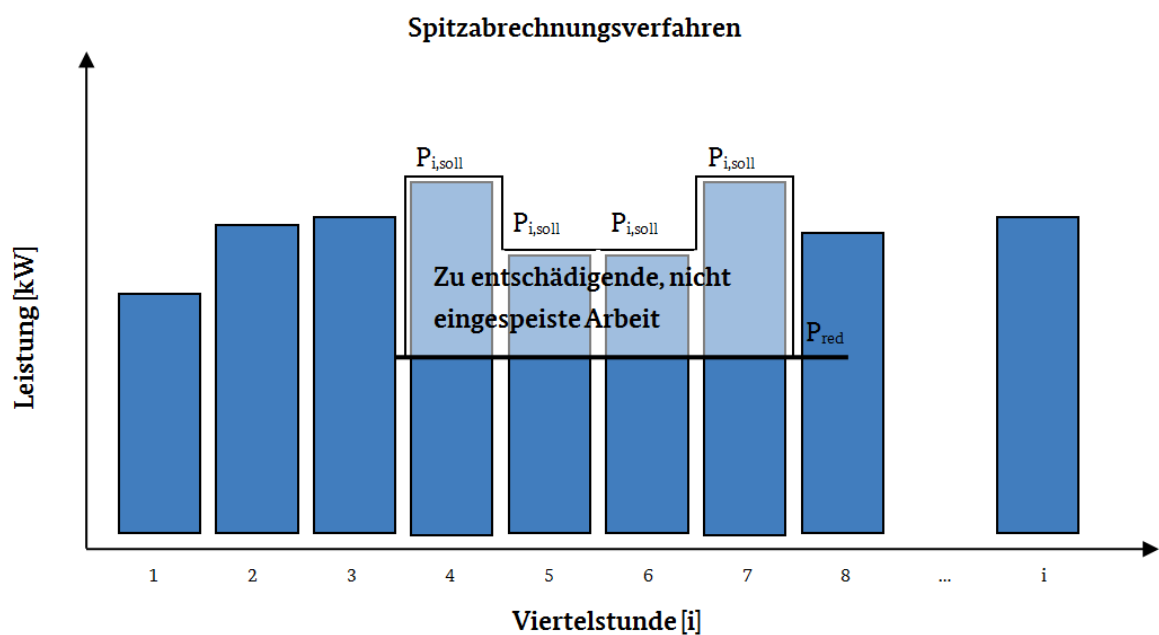


Abbildung 3: Darstellung des Spitzabrechnungsverfahrens einer WEA

2.3.2 Biomasse

Biomasseanlagen sind in der Regel durch einen gekoppelten Erzeugungsprozess gekennzeichnet, bei dem Strom und Wärme erzeugt wird. Im Falle einer Einspeisemanagement-Maßnahme ist auf Anforderung des Netzbetreibers die Stromeinspeisung zu reduzieren.

2.3.2.1 Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen

Da Biomasseanlagen in der Regel auf den Volllastbetrieb (mit einer hohen Benutzungsstundenzahl) ausgelegt sind und die Stromerzeugung nur sehr geringen Schwankungen unterliegt, wird vereinfacht von einem vergleichbaren Betrieb während der Einspeisemanagement-Maßnahme ausgegangen. D.h. die letzte vollständig erfasste Viertelstunde (P_0) wird als Soll-Leistung festgeschrieben. Die Anlage des Anlagenbetreibers muss auf die Regelung des Netzbetreibers die Stromeinspeisung entsprechend reduzieren.

Die während der Abfahrrampe erzeugte Strommenge ist vergütungsfähig, aber nicht entschädigungsfähig. Die entgangene Strommenge ist entschädigungsfähig.

Nach der Beendigung der Einspeisemanagement-Maßnahme kann der Anlagenbetreiber die Leistung seiner Anlage wieder hochfahren. Der Hochfahrprozess kann hierfür anlagenspezifisch eine längere Zeit in Anspruch nehmen. Die Mindereinspeisung aufgrund der Hochfahraktivitäten der Anlage ist entschädigungsberechtigt, da dieser Tatbestand in einem unmittelbar kausalen Verhältnis zur Einspeisemanagement-Maßnahme steht. Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils eine 1/4 –Stunde andauert.

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.

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

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

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
P_0	letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW
$P_{i,\text{ist}}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

In Abbildung 4 ist der zu entschädigende Anteil während der Einspeisemanagement-Maßnahme dargestellt.

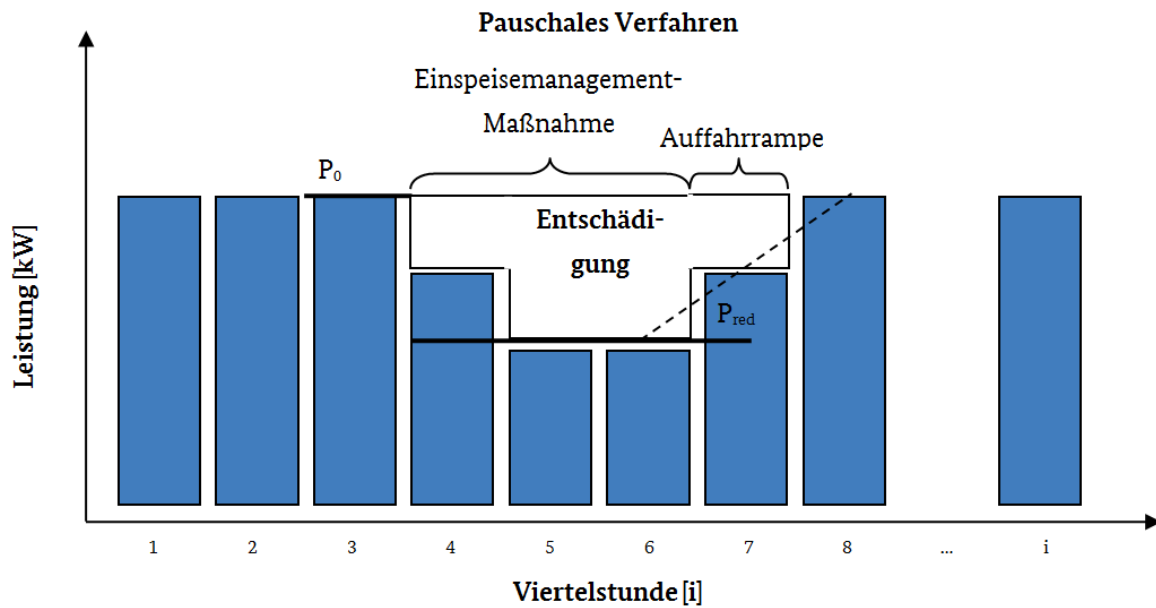


Abbildung 4: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Biomasseanlagen

2.3.2.2 Spitzabrechnungsverfahren bei Biomasseanlagen

In einem Spitzabrechnungsverfahren hat der Anlagenbetreiber die Möglichkeit, eine genaue Abrechnung zu erstellen. Alle Positionen sind so detailliert darzulegen, dass ein fachkundiger Dritte in der Lage ist, den Sachverhalt prüfen und bewerten zu können.

2.3.3 Deponie-, Klär- und Grubengas

Bei der Ermittlung der Entschädigung von Anlagen mit dem Einsatz von Deponie-, Klär- oder Grubengas (§ 41 EEG) ist wie beim Energieträger Biomasse (Abschnitt 2.3.2) zu verfahren. Der Anlagenbetreiber kann, wie dort geschildert, auf ein pauschales Verfahren bzw. ein Spitzabrechnungsverfahren zurückgreifen.

2.3.4 Solaranlagen

2.3.4.1 Pauschales Verfahren für Solaranlagen mit registrierender Leistungsmessung

Da Solaranlagen lediglich in Tageslichtzeiten Strom produzieren, sind auch nur diese Zeiten vergütungsrechtlich. Für die Tageslichtzeiten sind im pauschalen Verfahren Zeitfenster eingerichtet worden, in denen die Ausfallarbeit berücksichtigt werden kann. Die pauschal ermittelten Zeitfenster unterscheiden sich hierbei für die Jahreszeiten Sommer und Winter.

Die nachfolgende Tabelle 1 stellt die entschädigungsberechtigten Zeiträume dar.

Jahreszeit	Zeitraum	Entschädigungsberechtigte Zeitfenster
Sommer	01.03. – 31.10.	6:00 - 19:00 (7:00 - 20:00 MESZ ⁴)
Winter	01.01. – 28. (bzw. 29.) 02. 01.11. – 31.12.	9:00 - 16:45

Tabelle 1: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster je Jahreszeit

Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Einspeisemanagement-Maßnahme für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Zuerst muss die nicht realisierte Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme mit Hilfe eines Vereinfachungsansatzes ermittelt werden. Hierfür wird unterstellt, dass der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls vor der Einspeisemanagement-Maßnahme (P_0) für diese repräsentativ ist. D.h. das Zeitintervall (letzte vollständig gemessene Viertelstunde vor der Einspeisemanagement-Maßnahme) muss innerhalb des entschädigungsberechtigten Zeitfensters liegen. Beginnt die Einspeisemanagement-Maßnahme außerhalb dieses Zeitfensters, ist das letzte vollständig gemessene Zeitintervall aus dem entschädigungsberechtigten Zeitfenster des Vortages anzusetzen.

Unter der Voraussetzung, dass maximal die Differenz aus P_0 und P_{red} entschädigungsberechtigt ist und nicht der entschädigungsberechtigte Zeitraum (außerhalb des Zeitfensters) sowie Zeiten, in denen die Ist-Einspeisung größer als die reduzierte Einspeisung (P_{red}) ist, ergeben sich folgende Formeln:

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

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

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } i \neq \text{Entschädigungsberechtigte Zeiten}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

P_0 letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW

P_{ist} tatsächliche Leistung im Zeitintervall der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

Abbildung 5 veranschaulicht das pauschale Verfahren zur Ermittlung der Ausfallarbeit im Rahmen des Einspeisemanagements bei Solaranlagen. Dabei wird unterstellt, dass die Einspeisemanagement-Maßnahme in das nicht entschädigungsberechtigte Zeitfenster hinein andauert und somit für die Zeit außerhalb des Zeitfensters keine Ausfallarbeit ermittelt wird.

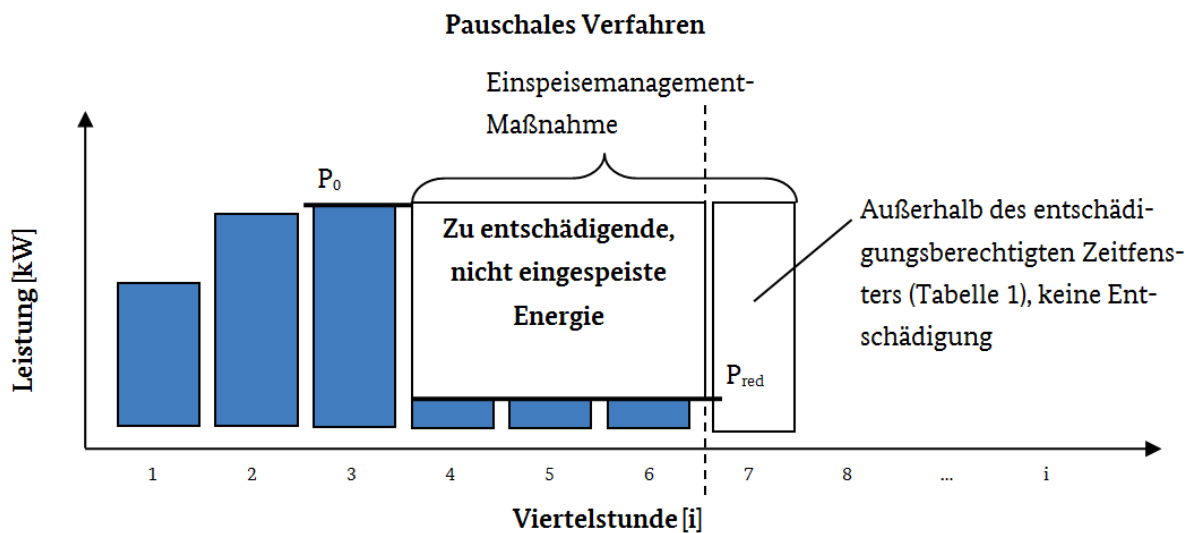


Abbildung 5: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Solaranlagen

2.3.4.2 Pauschales Verfahren für Solaranlagen ohne registrierender Leistungsmessung

Für Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung wird die Leistung zum Zeitpunkt der Einspeisemanagement-Maßnahme mittels einer pauschalen Annahme ermittelt. Damit wird der fehlenden Leistungsmessung Rechnung getragen.

Die zu berücksichtigende Soll-Leistung entspricht hierbei vereinfachend dem in der nachfolgenden Tabelle angegebenen Anlagenfaktor multipliziert mit der installierten Leistung. Es wird zwischen der Tageskernzeit mit starker Sonneneinstrahlung und der Tagesrandzeit (vor und hinter der Tageskernzeit) unterschieden.

Jahreszeit	Zeitraum Tagesrandzeit	Anlagenfaktor	Zeitraum Tageskernzeit	Anlagenfaktor ⁵
Sommer	6:00 – 9:00 & 15:00 – 19:00 (07:00 – 10:00 & 16:00 – 20:00 MESZ)	0,2456	9:00 – 15:00 (10:00 – 16:00 MESZ)	0,6189
Winter	9:00 – 10:00 & 14:00 – 16:45	0,2796	10:00 – 14:00	0,5030

Tabelle 2: Definition der Tageskern- und –randzeit sowie des Anlagenfaktors

Es wird vereinfacht unterstellt, dass Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung nicht in Stufen geregelt werden. Es ist daher von einer Reduzierung der Ist-Leistung auf Null auszugehen. Somit ermittelt sich die Ausfallarbeit während der Einspeisemanagement-Maßnahme wie in der folgenden Formel dargestellt:

$$P_{i,\text{soll}} = \text{Anlagenfaktor} * P_{\text{inst}}$$

$P_{i,\text{soll}}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der
Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

P_{inst} installierte Nennleistung der Solaranlage in kW

Sollte die Reduzierung der Ist-Leistung nicht auf Null erfolgt sein, ist das Ergebnis $P_{i,\text{soll}}$ vor der Ermittlung der Ausfallarbeit $W_{A,i}$ mit dem reduzierten Leistungswert in Prozent zu multiplizieren. Wenn demnach die Anlage beispielsweise auf 30 % abgeregelt worden ist, wird 70 % (= 100 % - 30 %) der ermittelten Soll-Leistung für die Ermittlung der Ausfallarbeit angesetzt.

$$P_{i,\text{soll}} = \text{Anlagenfaktor} * P_{\text{inst}} * (100 \% - \text{Reduzierung der IST-Leistung})$$

$$W_{A,i} = P_{i,\text{soll}} * 0,25$$

$$W_{A,i} = 0 \quad \text{mit } i \neq \text{Entschädigungsberechtigte Zeiten}$$

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-
Maßnahme in kWh

2.3.4.3 Spitzabrechnungsverfahren bei Solaranlagen

Im Spitzabrechnungsverfahren wird die Ausfallarbeit mit Hilfe des Einstrahlungsmessverfahrens ermittelt. Für das Verfahren ist neben einer registrierenden Leistungsmessung eine messtechnische Aufzeichnung der Strahlungsleistung am Anlagenstandort erforderlich. Dem Anlagenbetreiber wird damit die Möglichkeit gegeben, unterschiedliche Strahlungsverhältnisse während der Einspeisemanagement-Maßnahme abzubilden.

Grundlagen

Die Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens ist möglich, wenn der Anlagenbetreiber über ein geeignetes Messgerät verfügt.

Der Energieertrag einer Solaranlage ist abhängig von sich laufend ändernden Einflussfaktoren. Aus diesem Grund ist die theoretische Leistungsfähigkeit einer Solaranlage durch eine Messung der Strahlungsintensität zu ermitteln. Für die Strahlungsleistung sind die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme, sowie die Stunde zuvor (Vergleichszeitraum) maßgeblich. In jedem Fall müssen sich die theoretische Leistung und die (reduzierte) Ist-Leistung gleichermaßen auf den kleinsten möglichen, den Einspeisemanagement-Zeitraum umschließenden Zeitraum beziehen.

Im Vergleichszeitraum und während der Einspeisemanagement-Maßnahme müssen die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung am Strahlungsmessgerät unverändert bleiben.

Als Vergleichszeitraum wird die letzte vollständig gemessene Stunde vor der Einspeisemanagement-Maßnahme definiert. In dieser zu berücksichtigenden Stunde müssen repräsentative Messwerte für die Ist-Einspeisung sowie die Strahlungsleistung vorhanden sein. Eine Berücksichtigung einer Stunde beispielsweise in der Nacht oder bei Anlagenstillstand aufgrund einer Reparatur ist somit nicht ansetzbar. In solchen Fällen kann hilfsweise die letzte vollständig gemessene Stunde vor Beginn der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen werden, in der Messwerte für die Ist-Einspeisung sowie für die Strahlungsleistung vorhanden sind. Des Weiteren darf keine Einspeisemanagement-Maßnahme gegenüber dieser Anlage im Vergleichszeitraum stattgefunden haben.

Der Vergleichszeitraum entspricht dabei den vier zusammenhängenden vollständig gemessenen Viertelstunden, welche direkt der Maßnahme vorgeschaltet sind. Tritt die Maßnahme demnach beispielsweise um 12:35 Uhr ein, wird der Zeitraum von 11:30 Uhr bis 12:30 Uhr als Vergleichszeitraum angenommen. Es ist auf die Messwerte der Ist-Leistung sowie der Strahlungsleistung abzustellen.

Berechnung der theoretischen Leistung

Die Ermittlung der theoretischen Leistung im Vergleichszeitraum ($P_{VZ,theo}$) erfolgt, indem die Anlagenfläche mit dem Modulwirkungsgrad und der gemessenen Strahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes multipliziert wird:

$$P_{VZ,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_{VZ}$$

$P_{VZ,theo}$ Durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

A_{PV} Generatorfläche der Solaranlage in m²

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_{VZ} Durchschnittliche Einstrahlungsleistung für die Dauer des Vergleichszeitraumes
in kW/m²

Ermittlung des Qualitätsfaktors

Um die tatsächliche Leistung aus der theoretischen Leistung während der Einspeisemanagement-Maßnahme ableiten zu können, ist ein Qualitätsfaktor zu berechnen. Dieser legt den durchschnittlichen Anlagenwirkungsgrad einer Anlage während der Einspeisemanagement-Maßnahme fest.

Der Qualitätsfaktor (Q) ermittelt sich aus dem Verhältnis zwischen der tatsächlich erzielbaren Leistung ($P_{VZ,ist}$) und der theoretisch möglichen Leistung ($P_{VZ,theo}$) innerhalb des Vergleichszeitraumes.

$$Q = \frac{P_{VZ,ist}}{P_{VZ,theo}}$$

Q Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %

$P_{VZ,ist}$ Durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum an der Abrechnungsmessung
in kW

$P_{VZ,theo}$ Durchschnittliche theoretische Leistung der Gesamtanlage im Vergleichszeitraum in kW

Grundformel für die Soll-Leistung

Die Ermittlung der Soll-Leistung erfolgt unter Berücksichtigung der theoretischen Leistung und des Qualitätsfaktors. Der Qualitätsfaktor berücksichtigt die Transport- und Umwandlungsverluste, sowie eingeschränkte Leistungsabgaben wegen beispielsweise Modulverschmutzungen, Modulalterung, Einschränkungen durch die Wechselrichterleistung und Beeinträchtigungen wegen Verschaltungsproblemen.

Zur Ableitung einer möglichst realistischen, während einer Einspeisemanagement-Maßnahme vorliegenden Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) ist auf Basis der spezifischen Einstrahlungsbedingungen die theoretische Leistung ($P_{i,theo}$)

um den Qualitätsfaktor (Q) zu korrigieren. Die Berechnung ist für jede Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme durchzuführen.

$$P_{i,theo} = A_{PV} * \text{Modulwirkungsgrad} * G_i$$

$P_{i,theo}$ theoretische Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

A_{PV} Generatorfläche der PV Anlage in m²

Modulwirkungsgrad PV Modulwirkungsgrad in %

G_i Durchschnittliche Einstrahlungsleistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW/m²

$$P_{i,soll} = P_{i,theo} * Q$$

$P_{i,soll}$ Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW, begrenzt auf die jeweilige Nennleistung

Q Qualitätsfaktor = Anlagenwirkungsgrad in %

Ermittlung der Ausfallarbeit

Für die Ermittlung der Ausfallarbeit ergeben sich die folgenden Formeln:

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

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

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

$P_{i,soll}$ ermittelte mögliche Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

$P_{i,ist}$ tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

P_{red} auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

2.3.5 KWK-Anlagen

2.3.5.1 Vorrangberechtigter KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen

Betreiber von KWK-Anlagen im Sinne von § 3 Nr. 32 EEG i.V.m. § 2 Nr. 14 KWKG⁴ haben einen Anspruch auf Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 1, 3 KWKG, soweit sie vorrangberechtigten "KWK-Strom" aus einer "hocheffizienten" KWK-Anlage im Sinne von § 3 Abs. 1 S. 1, 3 KWKG i.V.m. § 11 Abs. 1 und 5 EEG aufgrund einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG i.V.m. § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG nicht einspeisen konnten. Die Regelungen zum Einspeisemanagement finden nach § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG allein auf den Strom aus KWK-Anlagen Anwendung, soweit dieser vorrangigen Netzzugang nach dem KWKG genießt. Der vorrangige Netzzugang gilt nach § 3 Abs. 1 S. 1 KWKG allein für KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen (KWK-Einspeisevorrang).

Als Ausfallarbeit für die Ermittlung der Einspeisemanagement-Entschädigung kommt somit allein der vorrangberechtigte **KWK-Strom**-Anteil in Betracht. Der ohne Minderung der Wärmeerzeugung regelbare **Kondensationsstromanteil** einer KWK-Anlage ist hingegen nicht vom Einspeisemanagement umfasst, sondern unterliegt der Abregelung als konventionelle Erzeugung. Dasselbe gilt für die ebenfalls nicht vorrangberechtigte Gesamteinspeisung aus **nicht hocheffizienten KWK-Anlagen**.

Es obliegt dem Betreiber der KWK-Anlage, dem Netzbetreiber darzulegen, bei welchem Anteil des erzeugten Stroms es sich um vorrangberechtigten KWK-Strom handelt.

Soweit erforderliche **Darlegungen zu dem vorrangberechtigten KWK-Strom-Anteil** nicht oder nicht ausreichend erbracht werden, muss der Netzbetreiber nach den allgemeinen Grundsätzen zur Darlegungs- und Beweislast im Zweifel davon ausgehen, dass es sich um nicht vorrangberechtigte Einspeisung handelt.

2.3.5.2 Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung

Für die Anwendung des Spitzabrechnungs- und des Pauschalverfahrens ist zu unterscheiden, ob aussagekräftige Daten zur Kraftwerkseinsatzplanung der KWK-Anlage vorliegen oder nicht.

Betreiber von Anlagen, für die gemäß der Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur **Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP)** an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden, können nur das Spitzabrechnungsverfahren in Anspruch nehmen.

Betreiber einer KWK-Anlage mit einer Netto-Nennleistung kleiner 10 MW, die **keine KWEP-Daten** gemäß der Festlegung übermitteln, können das pauschale oder das Spitzabrechnungsverfahren in Anspruch nehmen. Sofern sie das Spitzabrechnungsverfahren in Anspruch nehmen, ist eine vortägige Datenübermittlung an den Anschlussnetzbetreiber sicherzustellen. Anstelle der KWEP-Daten müssen in dem Fall Daten mit vergleichbarem Inhalt in geeigneter Form bis 14:30 Uhr des Vortags dem Anschlussnetzbetreiber mitgeteilt werden.

⁴ Die in diesem Abschnitt gebräuchliche Abkürzung KWKG bezieht sich auf die Fassung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, die zum 01.01.2017 in Kraft getreten ist, soweit nicht ausdrücklich auf eine andere Fassung des KWKG Bezug genommen wird.

2.3.5.3 Pauschales Verfahren für KWK-Anlagen

Zur Ermittlung der Ausfallarbeit wird der Leistungsmittelwert des letzten vollständig gemessenen Zeitintervalls (P_0) vor der Einspeisemanagement-Maßnahme herangezogen, der für diese repräsentativ ist. Das heißt, es wird vereinfacht unterstellt, dass die letzte vollständig gemessene Viertelstunde der abrechnungsrelevanten Zählleinrichtung die Situation während der Einspeisemanagement-Maßnahme wiedergibt.

Mit der Differenz aus dem letzten gemessenen Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagement-Maßnahme (P_0) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung (P_{red}) wird die entschädigungsberechtigte Leistung ermittelt. Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert abgestellt. Die tatsächliche Einspeisung ($P_{i,ist}$) wird während der Einspeisemanagement-Maßnahme für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Im Idealfall sind P_{red} und $P_{i,ist}$ gleich.

Im pauschalen Verfahren wird unterstellt, dass die Ab- sowie Auffahrrampe jeweils eine volle 1/4 –Stunden andauert.

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.

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

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

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
P_0	letzter gemessener Leistungsmittelwert in kW
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung je Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

2.3.5.4 Spitzabrechnungsverfahren für KWK-Anlagen

Wird eine KWK-Anlage aufgrund einer Einspeisemanagement-Maßnahme geregelt, verwendet der Anlagenbetreiber für die Ermittlung der Ausfallarbeit die an den Übertragungsnetzbetreiber übermittelten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP). Werden für Anlagen, die nicht vom KWEP-Prozess erfasst sind, unter den oben genannten Voraussetzungen (siehe Abschnitt 2.3.5.2) vergleichbare Daten an den Anschlussnetzbetreiber mitgeteilt, sind diese Angaben entsprechend zu verwenden. Voraussetzung für diese Herangehensweise ist, dass die Erzeugung der KWK-Anlage auf dargebotsunabhängigen Energieträgern beruht.

Gemäß Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur ist der KWK-Anlagenbetreiber verpflichtet, die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten für den betreffenden Tag (D) in Übereinstimmung mit der auch im sonstigen Fahrplanverkehr nach dem Standard-Bilanzkreisvertrag geltenden Frist bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages (D-1) an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zu melden. In dieser Meldung wird die gewünschte Einspeisemenge je Viertelstunde angegeben. Da sich die Kraftwerkseinsatzplanungsdaten zwischen 14:30 Uhr des Vortages und dem eigentlichen Erfüllungszeitpunkt am Erfüllungstag noch aus vielfältigen Gründen ändern können, der Übertragungsnetzbetreiber aber die ihm obliegenden Berechnungen nur dann zuverlässig erledigen kann, wenn diese auf stets aktueller Datengrundlage erfolgen, ist der Einsatzverantwortliche verpflichtet, unverzüglich nach Eintritt von Tatsachen, die eine Änderung der Einsatzplanungsdaten auslösen, dies dem Übertragungsnetzbetreiber elektronisch mitzuteilen. Maßgeblich für die Ermittlung der Ausfallarbeit sind die letzten an den Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten.

Die für jede Viertelstunde angegebene Leistung in der Meldung der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten wird als Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) zugrunde gelegt. Das heißt, es wird vereinfachend unterstellt, dass die in der Meldung angegebene Leistung eingespeist worden wäre, wenn es zu keiner Einspeisemanagement-Maßnahme gekommen wäre. Die entschädigungsberechtigte Leistung ermittelt sich aus der Differenz der Soll-Leistung ($P_{i,soll}$) und dem größeren Wert der tatsächlich gemessenen Einspeisung ($P_{i,ist}$) bzw. der vorgegebenen reduzierten Einspeisung (P_{red}). Wird die Reduzierung nicht in vollem Umfang durchgeführt, so wird auf den höheren Ist-Wert ($P_{i,ist}$) abgestellt.

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

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

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

$W_{A,i}$	Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh
$P_{i,soll}$	gemäß der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten gemeldete Soll-Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
$P_{i,ist}$	tatsächliche Leistung der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW
P_{red}	auf den zu reduzierenden Leistungswert der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kW

2.3.6 Weitere Anlagen mit anderen Energieträgern

Bei weiteren vom Einspeisemanagement betroffenen Anlagen (z.B. Wasserkraft, reine EE-Stromspeicher im Sinne von § 2 Nr. 1 Halbsatz 2 EEG etc.) ist der Netzbetreiber verpflichtet, für die Prüfung der vom Anlagenbetreiber geltend gemachten Entschädigungsansprüche auch die Sachgerechtigkeit der zugrunde gelegten Berechnungsmethode sicherstellen. Der Anlagenbetreiber muss im Zweifel darlegen, mit welcher Methode die zur Abrechnung gestellte Ausfallarbeit sachgerecht ermittelt wurde.

2.4 Ermittlung der Entschädigungshöhe

Die **Höhe des Entschädigungsanspruchs**, den der Betreiber der abgeregelten EE- oder KWK-Anlage gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber geltend machen kann, ergibt sich aus § 15 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG.

Zur Ermittlung der Entschädigungszahlung für die Einspeisemanagement-Maßnahme⁵ werden die entgangenen Einnahmen des Anlagenbetreibers aller Viertelstunden der Einspeisemanagement-Maßnahme addiert, seine angefallenen zusätzlichen Aufwendungen hinzuaddiert und seine ersparten Aufwendungen abgezogen:

Entschädigungszahlung in Euro = Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen

+ zusätzliche Aufwendungen

– ersparte Aufwendungen

Die Bestimmung der "entgangenen Einnahmen", der "zusätzlichen Aufwendungen" sowie der "ersparten Aufwendungen" wird im folgenden Abschnitt 2.4.1 am Anwendungsfall einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist, grundlegend erläutert. Besonderheiten, die sich bei EE-Anlagen in der Direktvermarktung sowie bei KWK-Anlagen ergeben, werden anschließend in den Abschnitten 2.4.2 und 2.4.3 erläutert.

2.4.1 EE-Anlagen mit Einspeisevergütung

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist (vgl. § 21b Abs. 1 Nr. 2 EEG), per Einspeisemanagement abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigungszahlung wie im Folgenden dargestellt. Dafür muss insbesondere die nicht eingespeiste Arbeit (Ausfallarbeit) finanziell bewertet werden.

2.4.1.1 Entgangene Einnahmen

Als "**entgangene Einnahmen**" im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG sind Zahlungen zu berücksichtigen, die der Betreiber aufgrund der Abregelung seiner EE-Anlage per Einspeisemanagement nicht erhält. Der Schaden in Form der entgangenen Einnahmen muss **unmittelbar kausal** durch die Abregelung entstehen.

Der Anlagenbetreiber ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine entgangenen Einnahmen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.

⁵ Zur "Einspeisemanagement-Maßnahme" vgl. oben Abschnitt 2.1 "Allgemeines".

Entgangene Einspeisevergütung für Ausfallarbeit

Als entgangene Einnahmen sind alle Zahlungen nach dem EEG erfasst, die der Anlagenbetreiber für den Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Einspeisemanagements nicht einspeisen konnte (**Ausfallarbeit**). Dabei geht es bei EE-Anlagen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet sind, im Kern um die **Einspeisevergütung** nach § 21 i.V.m. § 19 EEG, auch soweit die Zahlung beispielsweise durch Bonus-Ansprüche erhöht oder durch andere Bestimmungen verringert ist (z.B. nach den §§ 51 ff. EEG bei verringerten Zahlungsansprüchen aufgrund von Pflichtverstößen, negativen Preisen etc.).

Für die Berechnung der entgangenen Einnahmen aufgrund abgeregelter Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sind die für die jeweilige Anlage geltenden Zahlungsansprüche nach dem EEG anzusetzen.⁶ Solange unterjährige Zahlungsbestandteile (z.B. Boni) noch nicht feststehen, kann insoweit für die Ermittlung dieser Bestandteile auf die Durchschnittszahlungen nach dem EEG der Abrechnung des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abgestellt werden. In einer jährlichen Endabrechnung sind angefallene Abweichungen auszugleichen.

Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der Ausfallarbeit wird in Abschnitt 2.3 dargestellt.

Entgangene Wärmeerlöse

Sofern die EE-Anlage (z.B. Biogas-Anlage) über eine Wärmeauskopplung verfügt und die Abregelung der Stromeinspeisung zugleich die gekoppelte Wärmeerzeugung mindert, können die entgangenen Einnahmen zusätzlich auch **entgangene Wärmeerlöse** mit umfassen.

Ob dem Anlagenbetreiber in einem solchen Fall Wärmeerlöse entgehen, hängt davon ab, wie er auf die geminderte Wärmeerzeugung reagiert. Die Entscheidung, ob und wie er die Wärmeversorgung durch eine Ersatzwärmeversorgung aufrecht erhält oder für die Dauer der Einspeisemanagement-Maßnahme mindert bzw. unterbricht, liegt in seiner Verantwortung und Risikosphäre.⁷

Entgangene Wärmeerlöse fallen nur bei einer tatsächlichen Minderung oder Unterbrechung an. Die entgangenen Wärmeerlöse ermitteln sich in diesem Fall grundsätzlich aus der nicht eingespeisten Wärme (**Ausfallwärme**) und dem vereinbarten **Wärmelieferungspreis**. Die anrechnungsfähige Ausfallwärme ist auf die jeweilige Wärmenachfrage im Zeitraum der Einspeisemanagement-Maßnahme beschränkt. Als Preis für die

⁶ Auch für abgeregelte Einspeisung, die kaufmännisch-bilanziell in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgeht die Einspeisevergütung (§ 11 Abs. 2 EEG). Soweit hingegen Einspeisung abgeregelt wird, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgeht auch keine Einspeisevergütung (§ 21 EEG).

⁷ Vgl. zum Grundverständnis von stromseitigen Abregelungen gegenüber wärmegekoppelten Stromerzeugungsanlagen auch die Begründung zur KWKAusV vom 15.05.2017, S. 85, 86: „Die Frage einer ausreichenden (Ersatz-) Wärmeversorgung fällt in die Risikosphäre des Anlagenbetreibers und kann einer Abregelung der KWK-Anlage generell nicht entgegengehalten werden. Infolge des Einspeisemanagements unmittelbar anfallende zusätzliche Aufwendungen für eine angemessene Ersatzwärmeversorgung (beispielsweise mit einem elektrischen Wärmeerzeuger) sind von dem Anspruch auf Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG grundsätzlich mit umfasst.“ Die Ausführungen sind im dem Kontext auf KWK-Anlagen bezogen, lassen sich jedoch auf EE-Anlagen mit gekoppelter Wärmeerzeugung entsprechend übertragen.

Wärme ist allein der Preisanteil für die Wärmelieferung anzusetzen. Die Höhe des Wärmelieferungspreises ist nachzuweisen. Anrechenbar sind allein die tatsächlich "entgangenen" Einnahmen für die Lieferung von Wärme, die während einer Einspeisemanagement-Maßnahme folglich nicht höher als sonst sein können. Die entgangenen Einnahmen aus der gekoppelten Wärmeerzeugung sind auf den tatsächlichen Schaden begrenzt.

Berücksichtigung des Selbstbehalts bei Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2012

Die errechneten entgangenen Einnahmen sind bei Einspeisemanagement-Maßnahmen gegenüber "Neuanlagen", die ab dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, mit 0,95 zu multiplizieren, da gemäß § 15 Abs. 1 EEG lediglich 95 % der entgangenen Einnahmen für die Entschädigung berücksichtigt werden dürfen. Dadurch trägt der Anlagenbetreiber einen gewissen "**Selbstbehalt**" an seinen entgangenen Einnahmen, den er nicht ersetzt bekommt.

Um diese schwer kalkulierbaren Risiken für den Anlagenbetreiber zu beschränken, ist der **Selbstbehalt gedeckelt**: Gemäß § 15 Abs. 1 S. 2 EEG sind Betreiber, ab dem Zeitpunkt, in dem die entgangenen Einnahmen nach Satz 1 in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres übersteigen, für die weiteren entgangenen Einnahmen ab diesem Zeitpunkt zu 100 % zu entschädigen. Für die Entschädigungsansprüche bis zum Erreichen der Schwelle bleibt es bei dem Selbstbehalt. Als "**Einnahmen dieses Jahres**" sind alle für die jeweilige Anlage erhaltenen Zahlungen einschließlich der Entschädigungszahlungen gemäß § 15 EEG zu verstehen. Hierbei werden die entgangenen Einnahmen, die unter oder genau bei 1 Prozent der Einnahmen des Kalenderjahres liegen, lediglich zu 95 % berücksichtigt. Die entgangenen Einnahmen, die über der 1 Prozent-Schwelle der Jahreseinnahmen liegen, werden hingegen zu 100 % berücksichtigt.

Werden entgangene Wärmeerlöse als entgangene Einnahmen mit geltend gemacht, ist der Selbstbehalt auch für diese Beträge zu beachten.

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 +$ entgangene Wärmeerlöse

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß EEG in ct/kWh

Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen = $\sum_{i=1}^n$ Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i * 0,95$

n Anzahl der von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffenen Viertelstunden

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

Kein Selbstbehalt bei Altanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012

Soweit eine "Altanlage", die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurde, per Einspeisemanagement abgeregelt wird, hat der Betreiber weiterhin Anspruch auf eine Entschädigung von 100 % seiner entgangenen Einnahmen (§ 100 Abs. 2 S. 1 Nr. 10 EEG 2017 i.V.m. § 66 Abs. 1 Nr. 5a EEG 2012 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung). Für Altanlagen ist kein Selbstbehalt vorgesehen.

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 +$ entgangene Wärmeerlöse

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der jeweiligen Viertelstunde während der Einspeisemanagement-Maßnahme in kWh

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß EEG in ct/kWh

Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen = $\sum_{i=1}^n$ Entgangene Einnahmen je Viertelstunde i

n Anzahl der von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffenen Viertelstunden

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen

"Zusätzliche Aufwendungen" im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG stellen Aufwendungen des Betreibers dar, die aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme an seiner Anlage zusätzlich notwendig wurden und ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme nicht angefallen wären. Der Schaden in Form zusätzlicher Aufwendungen muss **unmittelbar kausal** und durch die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 EEG entstehen.

Der Anlagenbetreiber ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine zusätzlichen Aufwendungen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung entsprechend gekürzt.

Beispiele für **zusätzliche Aufwendungen**:

Zusätzliche Aufwendungen können durch den Einsatz einer angemessenen **Ersatzwärmeversorgung** insbesondere für den **zusätzlich bezogenen Strom (bei einer elektrischen Wärmeerzeugung)** oder den eingesetz-

ten **Brennstoff (bei einer thermischen Wärmeerzeugung)** entstehen,⁸ soweit z. B. die Stromeinspeisung aus einer Biomasse-Anlage, welche auch der Wärmeversorgung dient, abgeregelt wird und der Betreiber aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme die gekoppelte Wärmeerzeugung nicht aufrecht erhalten kann.⁹

Des Weiteren können zusätzliche Aufwendungen für **zusätzlich bezogenen Strom** des Anlagenbetreibers entstehen, soweit er **eigene Stromverbräuche¹⁰ oder Stromlieferungen an andere Letztverbraucher vor der Einspeisestelle** aufgrund der Abregelung seiner Anlage nicht mehr mit dem selbst erzeugten Strom decken kann und ohne die Abregelung damit gedeckt hätte. Der zusätzlich bezogene Strom kann in beiden Beispielfällen als zusätzliche Aufwendungen für die Entschädigungszahlung angerechnet werden, soweit der Schaden nicht bereits durch einen bilanziellen Ausgleich der abgeregelten Strommengen ausgeglichen wird.

Eine Überkompensation durch zusätzliche Aufwendungen bleibt ausgeschlossen. Insbesondere dürfen dieselben Abregelungsmengen für die Ermittlung der Entschädigung nicht doppelt in Ansatz gebracht werden.

Beispiel mit Eigenversorgungsanteil: Der Anlagenbetreiber verbraucht einen Teil seiner Stromeinspeisung ohne Inanspruchnahme einer Förderung selbst innerhalb der Kundenanlage (Eigenversorgung) und speist den restlichen Anteil mit Inanspruchnahme einer Förderung in das Netz ein. Wird seine Anlage per Einspeisemanagement vollständig abgeregelt, können „entgangene Einnahmen“ allein für den Anteil geltend gemacht werden, der in das Netz eingespeist worden wäre. Umgekehrt kommen „zusätzliche Aufwendungen“ für zusätzlichen Strombezug allein für die Strommengen in Betracht, die ohne die Abregelung zur Eigenversorgung genutzt worden wären. „Ersparte Aufwendungen“ des Anlagenbetreibers sind für die gesamte Einspeisemanagement-Maßnahme in Abzug zu bringen. Der Betreiber ist damit im Grundsatz so zu stellen, als hätte es die netzseitige Einschränkung nicht gegeben; eine Besserstellung tritt dadurch nicht ein.¹¹

⁸ Soweit der Anlagenbetreiber seine Wärmelieferverpflichtungen durch die Ersatzwärmeversorgung einhält, erhält er auch die entsprechenden Wärmeerlöse. "Entgangene Einnahmen" in Form entgangener Wärmeerlöse scheiden insoweit folglich aus. Je nachdem, wie der Anlagenbetreiber auf die Minderung seiner gekoppelten Wärmeerzeugung reagiert, fallen folglich *entweder* „zusätzliche Aufwendungen“ für die Ersatzwärmeversorgung *oder* „entgangene Einnahmen“ aus den Wärmeerlösen an.

⁹ Vgl. zum Grundverständnis von stromseitigen Abregelungen gegenüber wärmegekoppelten Stromerzeugungsanlagen auch die Begründung zur KWKAusV vom 15.05.2017, S. 85, 86: „Die Frage einer ausreichenden (Ersatz-) Wärmeversorgung fällt in die Risikosphäre des Anlagenbetreibers und kann einer Abregelung der KWK-Anlage generell nicht entgegengehalten werden. Infolge des Einspeisemanagements unmittelbar anfallende zusätzliche Aufwendungen für eine angemessene Ersatzwärmeversorgung (beispielsweise mit einem elektrischen Wärmeerzeuger) sind von dem Anspruch auf Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG grundsätzlich mit umfasst.“ Die Ausführungen sind im dem Kontext auf KWK-Anlagen bezogen, lassen sich jedoch auf EE-Anlagen mit gekoppelter Wärmeerzeugung entsprechend übertragen.

¹⁰ Nach einem Beschluss des OLG Schleswig-Holstein vom 13.03.2018 (Az. 7 U 71/17) zur Abregelung der Gesamteinspeisung einschließlich der Eigenversorgungsmengen in einem Windpark per Einspeisemanagement geht das Gericht hingegen davon aus, dass die zusätzlichen Bezugsmengen in dem entschiedenen Fall keine „zusätzlichen“ Aufwendungen i.S.v. § 15 EEG darstellen.

¹¹ Das OLG Schleswig-Holstein geht in seinem Beschluss vom 13.03.2018 (siehe vorgehende Fußnote) hingegen davon aus, dass der Anlagenbetreiber in dem konkret entschiedenen Fall bei einer Anerkennung der Kosten für den zusätzlichen Strombezug als „zusätzliche Aufwendungen“ besser gestellt würde als er ohne die Anforderung zum Einspeisemanagement stünde. Eine Besserstellung bleibt nach dem hier dargestellten Ansatz ausgeschlossen.

Beispiele, die **keine zusätzlichen Aufwendungen** darstellen:

- Zeitunabhängige Kosten wie beispielsweise **Zinsen, Tilgung und Abschreibungen** (z.B. für eine Anlage zur Ersatzwärmeerzeugung)
- **Verwaltungs- oder Abrechnungskosten**, die für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche geltend gemacht werden.
- Anteilige Kosten für ohnehin vorzuhaltende Einrichtungen wie Messeinrichtungen u.ä.

In diesen Beispielfällen handelt es sich nicht um Kosten, die unmittelbar kausal durch die Einspeisemanagement-Maßnahme verursacht werden. Es handelt sich nicht um entschädigungsfähige zusätzliche Aufwendungen im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG, sondern um Aufwendungen, die ohnehin entstehen bzw. dem Geschäft und originären (Abrechnungs-) Aufgaben des Anlagenbetreibers zuzuordnen sind.

2.4.1.3 Ersparte Aufwendungen

Als "**ersparte Aufwendungen**" im Sinne von § 15 Abs. 1 EEG sind alle Aufwendungen des Betreibers zu verstehen, die aufgrund der Einspeisemanagement-Maßnahme an seiner Anlage nicht anfallen. Die Aufwendungen müssen **unmittelbar kausal** durch die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 EEG eingespart werden.

Zu den ersparten Aufwendungen zählen beispielsweise:

- **ersparte Brennstoffkosten**,
- **ersparte Zahlungen**, die in Abhängigkeit von den erzeugten Strommengen anfallen

Beispiel zu ersparten Brennstoffkosten: Das während der Einspeisemanagement-Maßnahme **nicht verbrauchte Biogas** einer Biogas-Anlage ist als ersparte Aufwendung bei der Berechnung der Entschädigungshöhe abzuziehen, soweit das eingesparte Gas für den Betreiber nicht ausnahmsweise ohne Wert ist. Bei Betreibern, die erhöhte Zahlungen für die Flexibilität ihrer Anlage erhalten (z.B. ein *Flexibilitätszuschlag* oder eine *Flexibilitätsprämie*), ist vorauszusetzen, dass das eingesparte Biogas innerhalb angemessener Abruf-Zeitspannen nachträglich genutzt werden kann.

Dem Anlagenbetreiber obliegt es, im Rahmen seiner Abrechnung gegenüber dem Netzbetreiber auch alle erforderlichen Angaben zum Vorliegen und zur Höhe ersparter Aufwendungen darzulegen.

2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung

Wird die Einspeisung einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 21b Abs. 1 Nr. 1 EEG) oder der sonstigen Direktvermarktung (§ 21b Abs. 1 Nr. 3 EEG) zugeordnet ist, per Einspeisemanagement abgeregelt, berechnet sich die Höhe der Entschädigung gemäß § 15 Abs. 1 EEG nach den gleichen Grundsätzen, wie sie im Abschnitt 2.4.1 dargestellt wurden. Durch die Direktvermarktung ergeben sich jedoch zum Teil wesentliche Unterschiede, auf die im Folgenden eingegangen wird. Im Übrigen gelten die obigen Ausführungen der Abschnitte 2.1 bis 2.4.1 auch im Rahmen der Direktvermarktung.¹²

Ein wesentlicher Unterschied der Direktvermarktung ist, dass die Vermarktung nicht über den EEG-Bilanzkreis des Netzbetreibers erfolgt. Damit trägt der Bilanzkreisverantwortliche der Marktlokation, der die Anlage zugeordnet ist, das Bilanzierungsrisiko. Bilanzkreisverantwortlicher kann der Anlagenbetreiber selbst sein (siehe Abschnitt 2.4.2.1) oder ein von ihm beauftragter Dritter (Direktvermarktungsunternehmen) (siehe Abschnitt 2.4.2.2).

2.4.2.1 Direktvermarktung mit Bilanzkreisverantwortung des Anlagenbetreibers

Ist der Anlagenbetreiber selbst zugleich Bilanzkreisverantwortlicher, erfolgt die Berechnung der Entschädigung nach folgenden Grundsätzen.

Erfolgt die Veräußerung des von der Anlage erzeugten Stroms im Wege der **Direktvermarktung mit Marktprämie**, ist als **entgangene Einnahme nur die Marktprämie (MP)** anzusetzen, da die Verkaufserlöse unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden können und somit nicht „entgehen“. Darüber hinaus sind **zusätzliche oder ersparte Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen (AW_{BK})** anzusetzen.

Ersparte Aufwendungen (beispielsweise bei negativem reBAP) müssen Berücksichtigung finden, weil es andernfalls zu einer Überkompensation kommen könnte. Keinesfalls dürfen bei der Entschädigung (zusätzlich zur Marktprämie) sowohl der Monatsmarktwert bzw. „entgangene Verkaufserlöse“ als auch der bilanzielle Ausgleich bzw. finanzielle Ausgleich für Bilanzkreisabweichungen angesetzt werden. Dies würde zu einer deutlichen Überkompensation führen.

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

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

¹² Verfügt die EE-Anlage beispielsweise über eine gekoppelte Wärmeerzeugung, können auch im Rahmen der Direktvermarktung entgangene Wärmeerlöse oder zusätzliche Aufwendungen für den Einsatz einer angemessenen Ersatzwärmeversorgung anfallen.

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

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

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

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

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

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

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

Bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber

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

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

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

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

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

Bilanzieller Ausgleich durch den Bilanzkreisverantwortlichen

Erfolgt kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber, führt die Einspeisemanagement-Maßnahme dazu, dass weniger Einspeisung aus der betroffenen EE-Anlage dem Bilanzkreis zugeordnet wird als ohne die Einspeisemanagement-Maßnahme. Der **Bilanzkreisverantwortliche** ist grundsätzlich verpflichtet, diese **Fehlmengen auszugleichen**.

Zugleich fehlt es aber in der gegenwärtigen Praxis meist an rechtzeitigen und belastbaren Informationen über Beginn, Ende und Höhe der Einspeisemanagement-Maßnahmen. Dies führt typischerweise zu Mehrkosten beim Bilanzkreisverantwortlichen. Da die Ausgleichsbemühungen ohne rechtzeitige und belastbare Information nur mit zeitlicher Verzögerung begonnen und beendet werden können, führt die Einspeisemanagement-Maßnahme unmittelbar nach Beginn der Maßnahme und unmittelbar nach ihrem Ende zu Kosten oder Erlösen durch Ausgleichsenergiezahlungen. Diese Kosten und Erlöse sind im Rahmen der Entschädigung zu berücksichtigen.

Die Bundesnetzagentur hält eine **pauschalierte Berechnung dieses finanziellen Ausgleichs**, die auf die typischen Kosten und Erlöse des Bilanzkreisverantwortlichen abstellt, für sinnvoll, soweit es an einer rechtzeitigen und belastbaren Information des Anlagenbetreibers über die Einspeisemanagement-Maßnahmen fehlt. Eine solche pauschalierte Berechnung befreit einerseits den Anlagenbetreiber von der Notwendigkeit, konkrete Kosten nachzuweisen, und andererseits den Netzbetreiber von der Notwendigkeit, die Forderung im Einzelfall auf ihre Angemessenheit zu überprüfen. Die absolute Höhe der Abweichungen des Bilanzkreises ist unerheblich; maßgeblich ist die Menge der Ausfallarbeit.

Unerheblich ist bei dieser pauschalierten Betrachtung, wie der Anlagenbetreiber tatsächlich auf die Einspeisemanagement-Maßnahme reagiert. Insbesondere ist es unerheblich, ob der Anlagenbetreiber Energie nachkauft oder aber die Vermarktung reduziert.

Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber/Bilanzkreisverantwortliche nicht mindestens drei Viertelstunden vor Beginn und vor Ende der Maßnahme von dem Netzbetreiber darüber informiert wird, legt die Bundesnetzagentur in Anlehnung an die Wertentscheidung des § 5 Abs. 4 StromNZV eine „Reaktionszeit“ des Bilanzkreisverantwortlichen von drei Viertelstunden jeweils nach Beginn und nach Ende der Einspeisemanagement-Maßnahme zugrunde. Die Viertelstunde, in der die Einspeisemanagement-Maßnahme beginnt bzw. endet, zählt dabei nicht mit.

- Danach betragen die Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen in den drei Viertelstunden nach Beginn der Einspeisemanagement-Maßnahme, höchstens aber bis einschließlich der Viertelstunde, in der die Einspeisemanagement-Maßnahme endet:

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

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

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

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

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

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

$W_{A,i}$ Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh; in den drei Viertelstunden nach Ende der Einspeisemanagement-Maßnahme entspricht $W_{A,i}$ jeweils der Ausfallarbeit in der Viertelstunde, in der die Einspeisemanagement-Maßnahme endet.

$reBAP_i$ regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis in der Viertelstunde i in ct/kWh¹³

¹³ Den reBAP für jede Viertelstunde veröffentlichen die Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer gemeinsamen Internetseite <https://www.regelleistung.net>.

Pr_i angemessener Preis für Strom in der Viertelstunde i in ct/kWh; angemessen ist ein aussagekräftiger Index einer liquiden Strombörse für den viertelstündigen kontinuierlichen deutschen Intraday-Handel (derzeit der ID-1-Index der EPEX SPOT¹⁴).

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

Werden innerhalb der Einspeisemanagement-Maßnahme unterschiedliche Stufen angefordert, werden dadurch nicht neue – anteilige – „Randviertelstunden“ ausgelöst. Zwar wäre dies für die jeweilige Viertelstunde theoretisch genauer, würde die Berechnung der Entschädigung deutlich komplizierter machen. Hinzu kommt, dass sich die scheinbaren Ungenauigkeiten im Mittel glätten.

Beispiele:

Einspeisemanagement-Maßnahme von 8:17 bis 9:55 Uhr:

	↓							↑				
8:00	8:15	8:30	8:45	9:00	9:15	9:30	9:45	10:00	10:15	10:30	10:45	
-	-	reBAP			Pr			Pr-reBAP			-	

Einspeisemanagement-Maßnahme von 8:17 bis 8:55 Uhr:

	↓		↑									
8:00	8:15	8:30	8:45	9:00	9:15	9:30	9:45	10:00	10:15	10:30	10:45	
-	-	reBAP		Pr-reBAP			-	-	-	-	-	-

Summenbildung je Einspeisemanagement-Maßnahme

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

¹⁴ Vgl. https://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/Exchange_Council_welcomes_trading_closer_to_real-time_on_UK_market.

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

EZ_i	Entschädigung für die Viertelstunde i in €
MP_i	Marktprämie der Anlage in der Viertelstunde i in ct/kWh
$W_{A,i}$	Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh
$AW_{BK,i}$	Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichung in der Viertelstunde i in €

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

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

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

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

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

Es werden alle Viertelstundenwerte addiert, die von einer **Einspeisemanagement-Maßnahme**¹⁵ betroffen sind.

¹⁵ Zur Abgrenzung der einzelnen „Einspeisemanagement-Maßnahme“ siehe Abschnitt 2.1.

2.4.2.2 Direktvermarktung mit Bilanzkreisverantwortung eines Dritten

Ist nicht der Anlagenbetreiber, sondern ein von ihm beauftragter Dritter (Direktvermarktungsunternehmen) der Bilanzkreisverantwortliche für die betroffene Marktlokation, ist juristisch umstritten, ob und inwieweit dies bei der Bestimmung der Entschädigung der Einspeisemanagement-Maßnahme zu berücksichtigen ist.

Anspruchsberechtigt nach § 15 Abs. 1 EEG ist nach Auffassung der Bundesnetzagentur nur der Anlagenbetreiber; das Direktvermarktungsunternehmen hat keinen eigenen Anspruch aus § 15 Abs. 1 EEG in direkter oder analoger Anwendung.¹⁶ Ob der Entschädigungsanspruch des Anlagenbetreibers an das Direktvermarktungsunternehmen abgetreten werden kann, richtet sich nach den allgemeinen Regelungen des Zivilrechts. Wichtig ist aber, dass sich die Höhe des Anspruchs insgesamt durch die Abtretung nicht verändern kann. Der Anlagenbetreiber kann nur einen Anspruch abtreten, den er selber bereits hat.¹⁷

Umstritten ist, ob zusätzliche und ersparte Aufwendungen des Direktvermarktungsunternehmens unter direkter oder sinngemäßer Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation bei der Berechnung der Höhe der Entschädigung des Anlagenbetreibers nach § 15 Abs. 1 EEG zu berücksichtigen sind. Die Bundesnetzagentur hat diese Auffassung in den Konsultationsdokumenten zu diesem Leitfaden vertreten, die eingehenden Stellungnahmen haben dem teilweise zugestimmt, teilweise widersprochen. In einem später ergangenen Urteil hat sich das LG Bayreuth ausdrücklich gegen die Anwendung der Grundsätze der Drittschadensliquidation ausgesprochen.¹⁸ Eine abschließende Klärung dieser Frage kann nicht in diesem Leitfaden erfolgen.

Wenn die Grundsätze der Drittschadensliquidation im Rahmen des Anspruches nach § 15 Abs. 1 EnWG keine Anwendung finden, wäre eine Berücksichtigung von zusätzlichen und ersparten Aufwendungen des Bilanzkreisverantwortlichen bei der Entschädigung des Anlagenbetreibers dann möglich, wenn und soweit der Direktvermarktungsvertrag vorsieht, dass das finanzielle Risiko von Bilanzkreisabweichungen in Folge einer Einspeisemanagement-Maßnahme durch den Anlagenbetreiber zu tragen ist. Denn in diesem Fall würde eine solche Vereinbarung die Einnahmen des Anlagenbetreibers senken oder auch erhöhen, die er im Rahmen der Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG geltend machen könnte. Solche vertraglichen Klauseln sind im Rahmen von § 15 Abs. 1 EEG aber nur beachtlich, wenn sie angemessen sind und insbesondere der Schadensminderungspflicht genügen. Der Netzbetreiber hätte dies zu prüfen. Als angemessen anzusehen sind solche vertraglichen Regelungen, die im Ergebnis nicht zu einer höheren Entschädigung führen, als sie ein Anlagenbetreiber erhielte, der selbst Bilanzkreisverantwortlicher ist. Insofern finden die Ausführungen unter 2.4.2.1 entsprechende Anwendung. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Kosten und Einnahmen infolge der Bilanzkreisabweichungen nicht zusätzliche oder ersparte Aufwendungen des Anlagenbetreibers darstellen, sondern seine Einnahmen erhöhen oder senken.

¹⁶ LG Bayreuth, Urteil vom 19.03.2018 – 13 HK O 29/16 – juris, Rn. 93 ff.

¹⁷ LG Bayreuth, Urteil vom 19.03.2018 – 13 HK O 29/16 – juris, Rn. 102.

¹⁸ LG Bayreuth, Urteil vom 19.03.2018 – 13 HK O 29/16 – juris, Rn. 103 ff.

2.4.2.3 Anwendung auf abgeschlossene Rechnungen

Die hier beschriebene Abrechnungsmethode findet in der Praxis meist noch keine Anwendung. Im Falle des bilanzkreisverantwortlichen Anlagenbetreibers (siehe Abschnitt 2.4.2.1) kann dies dazu geführt haben, dass für einzelne Maßnahmen mehr und für andere weniger an den Anlagenbetreiber ausgezahlt wurde, als sich nach der dort beschriebenen Methode ergeben hätte. Die Bundesnetzagentur hält es nicht für zielführend, diese Mehr- und Minderzahlungen für die Vergangenheit im Einzelnen nachzuhalten und auszugleichen. Daher würde es die Bundesnetzagentur nicht beanstanden, wenn Netzbetreiber die in diesem Abschnitt 2.4.2.1 beschriebene Berechnungsmethode nicht nachträglich auf bereits abgerechnete Einspeisemanagement-Maßnahmen anwenden würden, um möglicherweise Rückzahlungsforderungen gegenüber dem Anlagenbetreiber geltend machen zu können.

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

Im Falle der Bilanzkreisverantwortung eines Dritten (siehe Abschnitt 2.4.2.2) gilt grundsätzlich dasselbe. Allerdings sehen – soweit bekannt – die bislang üblichen Direktvermarktungsverträge nicht vor, dass der Anlagenbetreiber das wirtschaftliche Risiko von Bilanzkreisabweichungen in Folge von Einspeisemanagement-Maßnahmen trägt. Insofern stellt sich in der Regel nicht die Frage der Anwendung auf bereits abgerechnete Einspeisemanagement-Maßnahmen.

2.4.3 KWK-Anlagen

Für die Ermittlung der Höhe des Entschädigungsanspruchs, den der Betreiber einer hocheffizienten KWK-Anlage aufgrund der Abregelung seiner KWK-Strom-Einspeisung per Einspeisemanagement geltend machen kann,¹⁹ gelten die bisherigen Ausführungen des Abschnitts 2.4 entsprechend.

Soweit der KWK-Strom vom Netzbetreiber **kaufmännisch abgenommen** wird, ist auf die entsprechend übertragbaren Ausführungen in Abschnitt 2.4.1 zu "EE-Anlagen mit Einspeisevergütung" zu verweisen.

Soweit der KWK-Strom hingegen **direkt vermarktet** wird, ist auf die entsprechend übertragbaren Ausführungen in Abschnitt 2.4.2 zu "EE-Anlagen in der Direktvermarktung" zu verweisen. Soweit für den direktvermarkteten KWK-Strom ein **Anspruch auf Zuschlagszahlungen** nach dem KWKG besteht, entspricht die Konstellation grundsätzlich dem einer "EE-Anlage in der Direktvermarktung mit Marktprämie" nach dem EEG. Für die entsprechende Anwendung der obigen Formeln und Ausführungen des Abschnitts 2.4.2 tritt grundsätzlich der "Zuschlag" für den direktvermarkteten KWK-Strom an die Stelle der "Marktprämie" für den EE-Strom.

¹⁹ Die Regelungen zum Einspeisemanagement erfassen allein den vorrangberechtigten KWK-Strom-Anteil aus hocheffizienten KWK-Anlagen. Nur für diesen Strom kann ein Anspruch auf Einspeisemanagement-Entschädigung nach § 15 EEG geltend gemacht werden. Nicht vorrangberechtigte Erzeugung aus KWK-Anlagen unterliegt hingegen der Abregelung als konventionelle Einspeisung nach § 13 EnWG (siehe Abschnitt 2.3.5.1 „Vorrangberechtigter KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen“).

Besteht hingegen **kein Anspruch auf Zuschlagszahlungen** nach dem KWKG, entspricht die Konstellation grundsätzlich dem einer EE-Anlage in der "sonstigen Direktvermarktung". Zusätzlich kann allerdings insbesondere ein etwaiger Anspruch auf ein Entgelt für die dezentrale Einspeisung ("vermiedene Netzentgelte" nach § 18 StromNEV) zu berücksichtigen sein.

Im Folgenden wird lediglich ergänzend zu den entsprechend anwendbaren Ausführungen auf Besonderheiten von KWK-Anlagen bei der Ermittlung der Entschädigungszahlung eingegangen.

2.4.3.1 Entgangene Einnahmen bei KWK-Anlagen

Als **entgangene Einnahmen** sind grundsätzlich alle Zahlungen zu berücksichtigen, die der Betreiber der hocheffizienten KWK-Anlage aufgrund der **Abregelung von KWK-Strom**²⁰ per Einspeisemanagement nicht erlangt. Der Schaden in Form der entgangenen Einnahmen muss **unmittelbar kausal** durch die Abregelung des KWK-Stroms entstehen.

Der Betreiber der KWK-Anlage ist nach der allgemeinen zivilrechtlichen Schadensminderungspflicht gehalten, seine entgangenen Einnahmen so gering wie möglich zu halten. Soweit er diese Obliegenheit verletzt, ist sein Anspruch auf Entschädigung gekürzt.

Zu den einzelnen Entschädigungskomponenten, die der Betreiber der KWK-Anlage als entgangene Einnahmen geltend macht, sind im Zweifel detaillierte Nachweise erforderlich.

Entgangene Zahlungen bei kaufmännischer Abnahme des KWK-Stroms

Nimmt der Betreiber für seinen KWK-Strom aus einer zuschlagsberechtigten KWK-Anlage eine kaufmännische Abnahme durch den Netzbetreiber in Anspruch (vgl. § 4 Abs. 2 S. 1 KWKG), so entspricht die Konstellation weitgehend der einer EE-Anlage, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung zugeordnet ist (vgl. Abschnitt 2.4.1).

Dem entsprechend sind in dem Fall als entgangene Einnahmen alle Zahlungen nach dem KWKG erfasst, die der Anlagenbetreiber für den KWK-Strom erhalten hätte, den er allein aufgrund des Einspeisemanagements nicht einspeisen konnte (Ausfallarbeit). Eine detaillierte Beschreibung der Ermittlung der **Ausfallarbeit für KWK-Strom** ist in Abschnitt 2.3.5 dargestellt.

Für die Berechnung der entgangenen Einnahmen aufgrund abgeregelter KWK-Strom-Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung sind die für die jeweilige KWK-Anlage geltenden Zahlungsansprüche nach dem

²⁰ Zur Unterscheidung zwischen dem vom Einspeisemanagement erfassten vorrangberechtigten KWK-Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen und der nach § 13 EnWG abzuregelnden konventionellen Erzeugung einer KWK-Anlage siehe Abschnitt 2.3.5.1

KWKG anzusetzen.²¹ Dabei geht es bei kaufmännisch vom Netzbetreiber abgenommenem KWK-Strom im Kern um **Zuschlagszahlungen** nach den §§ 6 bis 13 KWKG zuzüglich des **üblichen Preises** nach § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG (bzw. des von einem Dritten angebotenen Strompreis nach § 4 Abs. 3 S. 3 KWKG), soweit entsprechende Ansprüche bestanden hätten. Soweit dem Betreiber für die Netzeinspeisung des KWK-Stroms zusätzlich ein Anspruch auf „**vermiedene Netzentgelte**“ nach § 18 StromNEV zugestanden hätte, kann auch dieser als entgangene Einnahme angerechnet werden. Es ist jedoch ebenso zu berücksichtigen, wenn die Zahlungsansprüche in dem Zeitraum **verringert sind oder entfallen** (z.B. aufgrund von Pflichtverstößen nach § 52 Abs. 4 EEG oder nach besonderen Bestimmungen des KWKG, wie § 7 Abs. 7 bei negativen Preisen oder § 13a KWKG bei nicht erfüllten Registrierungsspflichten).

Die Anrechnung der Zahlungen nach dem KWKG als entgangene Einnahmen setzt allerdings zwingend voraus, dass bei der Ermittlung der Dauer der Zuschlagzahlungen nach dem KWKG (z.B. § 8 und § 13 Abs. 4 KWKG) die Ausfallarbeit, für die der Betreiber die Einspeisemanagement-Entschädigung in Anspruch nimmt, angerechnet wird.

Die entschädigte Ausfallarbeit muss bei der Ermittlung der Vollbenutzungsstunden genauso in Ansatz gebracht werden, als wären sie erzeugt worden. Ohne **Anrechnung der Ausfallarbeit auf die förderberechtigten Vollbenutzungsstunden** der KWK-Anlage liegt kein erstattungsfähiger Schaden vor, da die Einnahmen nicht entgehen, sondern später nachgeholt würden.

Sonderfall: Sofern eine pauschalierte Zahlung der Zuschläge für den KWK-Strom für die Dauer von 60.000 Vollbenutzungsstunden bereits nach § 9 Abs. 1 KWKG vorab gezahlt wurde, können insoweit keine Einnahmen durch die Abregelung mehr entgehen, die zu entschädigen wären.

Entgangene Wärmeerlöse aus der KWK-Anlage

Da durch die Abregelung von KWK-Strom zugleich die gekoppelte Wärmeerzeugung der KWK-Anlage gemindert wird, können die entgangenen Einnahmen grundsätzlich auch **entgangene Wärmeerlöse** mit umfassen. Insoweit ist auf die entsprechenden Ausführungen zu entgangenen Wärmeerlösen im obigen Abschnitt 2.4.1.1 „Entgangene Einnahmen“ zu verweisen.

Berücksichtigung des Selbstbehalts bei KWK-Anlagen mit Inbetriebnahmen ab dem 01.01.2012

Die Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.1 zum (gedeckelten) Selbstbehalt von 5% der entgangenen Einnahmen bei "Neuanlagen" gelten für KWK-Anlagen in derselben Weise. Auf die dortigen Ausführungen wird daher verwiesen.

²¹ Auch für abgeregelte Einspeisung, die kaufmännisch-bilanziell in ein Netz erfolgt, entgehen die entsprechenden Zahlungen (§ 4 Abs. 2 S. 2 KWKG). Soweit hingegen Einspeisung abgeregelt wird, die nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung erfolgt, entgehen auch keine Zahlungen, soweit das KWKG keine Ausnahme vorsieht (vgl. § 6 Abs. 3 KWKG).

Für "neue" KWK-Anlagen **mit Selbstbehalt** ergibt sich somit folgende Formel zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen:

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 +$ entgangene Wärmeerlöse

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

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß KWKG in ct/kWh

Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen = $\sum_{i=1}^n$ Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i * 0,95$

n Anzahl der von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffenen Viertelstunden

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

Kein Selbstbehalt bei Alt-KWK-Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.01.2012

Die Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.1 zur vollständigen Entschädigung der entgangenen Einnahmen bei "Altanlagen" (ohne Selbstbehalt) gelten für KWK-Anlagen in derselben Weise. Auf die dortigen Ausführungen wird daher verwiesen.

Für "alte" KWK-Anlagen **ohne Selbstbehalt** ergibt sich somit folgende Formel zur Ermittlung der entgangenen Einnahmen:

Entgangene Einnahmen je Viertelstunde $i = W_{A,i} * Z_{Einsp} / 100 +$ entgangene Wärmeerlöse

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

Z_{Einsp} Zahlungen gemäß KWKG in ct/kWh

Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen = $\sum_{i=1}^n$ Entgangene Einnahmen je Viertelstunde i

n Anzahl der von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffenen Viertelstunden

i von der Einspeisemanagement-Maßnahme betroffene Viertelstunde

2.4.3.2 Zusätzliche Aufwendungen bei KWK-Anlagen

Hinsichtlich der **zusätzlichen Aufwendungen** wird auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.2 „Zusätzliche Aufwendungen“ verwiesen.

2.4.3.3 Ersparte Aufwendungen bei KWK-Anlagen

Hinsichtlich der **ersparten Aufwendungen** wird auf die entsprechenden Ausführungen in Abschnitt 2.4.1.3 „Ersparte Aufwendungen“ verwiesen.

Das dort aufgeführte Beispiel für ersparte Aufwendungen in Form **ersparter Brennstoffkosten** ist für KWK-Anlagen besonders praxisrelevant: KWK-Anlagen werden in aller Regel mit dargebotsunabhängigen Energieträgern betrieben. Im Fall einer Einspeisemanagement-Maßnahme wird der Einsatz dieser Brennstoffe teilweise oder vollständig vermieden. Die entsprechend eingesparten Brennstoffkosten sind bei der Ermittlung der Entschädigungszahlungen als ersparte Aufwendungen mindernd anzusetzen.

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 Einspeisemanagement-Maßnahme erforderlich war und der Netzbetreiber sie nicht zu vertreten hat (§ 15 Abs. 2 EEG).

Die Bundesnetzagentur prüft die Kostenansätze des Netzbetreibers auf sachliche und inhaltliche Richtigkeit.

3.1 Auswirkungen auf die Erlösobergrenze und damit auf die Netzentgelte

Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten führen nach § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV zu einer Anpassung der Erlösobergrenze.

Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen nach § 15 Abs. 1 EEG, die die Voraussetzungen des § 15 Abs. 2 EEG erfüllen, stellen dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten im Sinne von § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 17 ARegV dar. Sie werden als Plankosten (t-0) bei der Anpassung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten berücksichtigt. Der Abgleich mit den Ist-Kosten erfolgt dann gemäß § 5 Abs. 1 Satz 2 ARegV über das Regulierungskonto. Entschädigungszahlungen die vor dem 01.01.2017 abgerechnet worden sind, konnten davon abweichend in den Jahren 2017 und 2018 übergangsweise als Istkosten (t-2) unter § 11 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 ARegV in den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten berücksichtigt werden. Eine Wälzung der Kosten über die EEG-Umlage ist nicht zulässig.

Sondereinbarungen zu Schaltstufen lassen den nach § 15 Abs. 1 S. 1 EEG vorgesehenen Entschädigungsmaßstab unberührt, so dass sie die Einordnung der Entschädigungszahlungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten nicht verhindern.

3.2 Nachweispflichten gegenüber der Regulierungsbehörde

Entschädigungszahlungen nach § 15 Abs. 1 EEG können nur insoweit als Kosten eines effizienten Netzbetreibers anerkannt werden, als

- die zugrunde liegende Einspeisemanagement-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 Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG

Die Regelung von EE-, Grubengas- oder KWK-Anlagen nach § 14 Abs. 1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn die Tatbestandsvoraussetzungen der Norm erfüllt sind.

Die Reduzierung der Einspeisung nach § 13 Abs. 2, 3 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 EEG ist des Weiteren nur dann erforderlich, wenn nicht bereits entsprechend der gesetzlichen Rangfolge eine andere Maßnahme vorrangig zu ergreifen gewesen wäre. Es sind daher auch Nachweise erforderlich, welche anderweitigen Maßnahmen durchgeführt worden sind.

3.2.2 Nichtvertretenmüssen der Einspeisemanagement-Maßnahme

Die Kosten gemäß § 15 Abs. 2 S. 1 EEG werden nicht über die Netzentgelte sozialisiert, wenn der Netzbetreiber die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 13 Abs. 2, 3 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 EEG selbst zu vertreten hat. Er hat die Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 15 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 zur bedarfsgerechten Ertüchtigung seines Netzes nach §§ 11 ff. EnWG oder § 12 EEG** ergriffen hat, um die Vornahme einer Einspeisemanagement-Maßnahme nach § 14 Abs. 1 EEG rechtzeitig zu vermeiden. Sofern er in dem betroffenen Netzbereich bereits Schadensersatzleistungen im Sinne von § 13 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 § 15 Abs. 1 S. 1 und 2 EEG nicht übersteigen.

Dafür ist die **Ermittlung der Entschädigungshöhe** darzulegen und anzugeben, inwieweit diese unter Anwendung und nach **Maßgabe dieses Leitfadens** erfolgte. Soweit von diesem **Leitfaden abgewichen** wird ist darauf hinzuweisen und detailliert darzulegen, auf welche Weise der Netzbetreiber gleichwohl eine sachgerechte und gesetzeskonforme Abrechnung sicherstellt.

Zudem können weitere Nachweise erforderlich werden; dazu finden sich in mehreren Abschnitten dieses Leitfadens entsprechende Hinweise.

Verwaltungs- und Abrechnungskosten der beteiligten Netzbetreiber zur Durchführung und Abrechnung der Einspeisemanagement-Maßnahmen sind nicht Bestandteil der Entschädigungszahlungen. Es handelt sich vielmehr um originäre Aufgaben eines jeden Netzbetreibers. Kosten dafür sind in den jährlichen Erlösobergrenzen in Form von Personal- und Sachkosten enthalten. Der Anschlussnetzbetreiber kann von dem Netzbetreiber, der für die Behebung des Engpasses verantwortlich ist und in dessen Netz somit die Ursache für die Einspeisemanagement-Maßnahme liegt, keine Erstattung dieser Kosten als „Kosten für die Entschädigung“ nach § 15 Abs. 1 S. 3 EEG verlangen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für WEA.....	14
Abbildung 2: Schematisches Beispiel für eine theoretische Leistungskennlinie einer WEA.....	15
Abbildung 3: Darstellung des Spitzabrechnungsverfahrens einer WEA	17
Abbildung 4: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Biomasseanlagen	19
Abbildung 5: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im pauschalen Verfahren für Solaranlagen	21

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Entschädigungsberechtigte Zeitfenster je Jahreszeit.....	20
Tabelle 2: Definition der Tageskern- und –randzeit sowie des Anlagenfaktors.....	22

Abkürzungsverzeichnis

Anlage	EE-Anlage gemäß § 3 Nr. 1 EEG, sowie KWK-Anlage gemäß § 3 Nr. 32 EEG
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AWBK	Aufwendungen wegen Bilanzkreisabweichungen
BK	Bilanzkreis
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX SPOT	European Power Exchange
EZ	Entschädigungszahlung
IT	Informationstechnik
kW	Kilowatt
KWEP	Kraftwerkseinsatzplanungsdaten
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MESZ	Mitteuropäische Sommerzeit
MP	Marktprämie
PV	Photovoltaik
Q	Qualitätsfaktor
reBAP	einheitlichen Ausgleichsenergiepreis
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
WEA	Windenergieanlage

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

E-Mail: eeg-einspeisemanagement@bnetza.de

Leitfaden zum Einspeisemanagement:

www.bundesnetzagentur.de/einspeisemanagement

Leitfäden und Hinweise zum Bereich der EEG/KWKG-Aufsicht:

www.bundesnetzagentur.de/eeg-kwkg-hinweise

Stand

25. Juni 2018

