

## Statkraft zum Entwurf – Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0

Die Statkraft Markets GmbH bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf des aktualisierten Leitfadens zum Einspeisemanagement. Statkraft begrüßt, dass die Bundesnetzagentur den bisherigen Leitfaden um die Ermittlung der Entschädigungszahlungen für direktvermarktete Anlagen sowie um Ausführungen zum bilanziellen Ausgleich ergänzt. Die Rolle des Direktvermarkters als Dienstleister der Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlicher ist jedoch nicht ausreichend im Leitfaden berücksichtigt.

Mittlerweile werden über 90 Prozent der Windenergieanlagen direkt vermarktet. Allein im Jahr 2016 wurden ca. 3,7 TWh Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement verursacht. Die durchschnittliche Größe einer Einspeisemanagement-Maßnahme beträgt – konservativ geschätzt – 5 MWh. Das bedeutet, dass für 740.000 Maßnahmen Nachweise geführt, Rechnungen erstellt und von den Netzbetreibern geprüft werden müssen, wobei der Umsatz eines Nachweises in der Regel unterhalb von 500 Euro läge. Diese Größenordnungen machen deutlich, dass die untergeordneten Prozesse zu einem hohen Grad automatisiert werden müssen, um die volkswirtschaftlichen Kosten in einem angemessenen Rahmen zu halten. Eine Automatisierung kann jedoch nur erfolgreich werden, wenn sich alle Marktakteure zu einheitlichen Branchenstandards – bestenfalls bereits vor Veröffentlichung der neuen Festlegung – verpflichten.

### **2.4.2 EE-Anlagen in der Direktvermarktung**

Die große Mehrheit der EE-Anlagen wird durch Direktvermarktungsunternehmen vermarktet. Direktvermarkter spielen eine essentielle Rolle bei der Marktintegration erneuerbarer Energien. Sie übernehmen nicht nur die rein kommerzielle Vermarktung, sondern auch die dazugehörige kurzfristige Prognose der Einspeisemengen aus EE-Anlagen und den Ausgleich bei Abweichungen. Damit übernehmen sie die gleiche Verantwortung wie konventionelle Kraftwerksbetreiber. Umso wichtiger ist es, dass die Rolle des Direktvermarkters im Einspeisemanagement-Leitfaden und in künftigen EEG-Anpassungen explizit berücksichtigt wird.

**Dringend notwendig ist eine stärker standardisierte und automatisierte Abwicklung der Prozesse.** Aufwendungen und Erlöse wegen Bilanzkreisabweichungen, die beim Direktvermarkter anfallen, müssen mit den anderen Komponenten der Entschädigung, die beim Betreiber anfallen, verrechnet werden. Auch im Interesse der Netzbetreiber wird es deshalb sein, dass eine der beiden Parteien die Rechnung im Namen beider Anspruchsberechtigter und auf Basis einer einheitlich errechneten

Ausfallarbeit stellt. Durch eine einzige Abrechnung pro Maßnahme könnten die Prozesse vereinfacht werden und sind weniger fehleranfällig als derzeit. Deshalb müssen Betreiber die Möglichkeit haben, ihren Anspruch auf Erstattung von Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen an den Vermarkter abzutreten.

Vor der Rechnungsstellung sollte zudem ein automatisierter Abgleich der Ausfallarbeit zwischen Netzbetreibern und Marktakteuren erfolgen. Dies kann im Wege der elektronischen Marktkommunikation sichergestellt werden.

Netzbetreiber und Marktakteure sollten gemeinsam und zeitnah:

1. einheitliche Formulare entwickeln und akzeptieren, mittels derer der Betreiber dem Netzbetreiber anzeigt:
  - die Abtretung seines Zahlungsanspruch für Erstattung der Ausgleichsenergiekosten an den Vermarkter,
  - die Bevollmächtigung des Vermarkters als Zahlungsempfänger für die weiteren Entschädigungskomponenten,
  - die Bevollmächtigung des Vermarkters als Rechnungssteller in seinem Namen.
2. einheitliche Formate zur Rechnungsstellung und Nachweisführung entwickeln und akzeptieren.
3. sicherstellen, dass die Informationen unter 1. im Zuge der elektronischen Marktkommunikation (edifact) übermittelt werden können.
4. sicherstellen, dass zwischen den Marktakteuren eine rechtzeitige standardisierte Marktkommunikation über geplante Maßnahmen des Einspeisemanagements erfolgt (edifact). Dies ist deshalb notwendig, weil der Direktvermarkter über die Situation in seinem Bilanzkreis informiert sein muss und zwar unabhängig davon, ob ein gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber oder den Anlagenbetreiber erfolgt.

Für eine effiziente Abrechnung ist es zwingend erforderlich, dass alle Netzbetreiber eine einheitliche Webseite einrichten oder die vorhandene Seite [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) nutzen, auf der die Einspeisemanagement-Maßnahmen angekündigt und erfolgte Maßnahmen aufgelistet werden.

#### **2.4.2.1 Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber**

Soweit ein gezielter bilanzieller Ausgleich angestrebt wird, muss sichergestellt werden, dass der Direktvermarkter so früh wie möglich weiß, dass eine Einspeisemanagement-Maßnahme erfolgt. Der Direktvermarkter kann sonst nicht zwischen Einspeisemanagement-Maßnahme und wetterbedingten Produktionsrückgängen unterscheiden und würde eine Beschaffung im Intradaymarkt vornehmen, um seinen Verpflichtungen als Bilanzkreisverantwortlicher nachzukommen.

#### 2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmen

Die Bundesnetzagentur stellt dar, dass die Pflicht, die Ausfallarbeit bilanziell auszugleichen, grundsätzlich den Bilanzkreisverantwortlichen des Bilanzkreises trifft, über den die Anlage vermarktet wird. Voraussetzung dafür sei, dass der Anlagenbetreiber rechtzeitig von der Einspeisemanagement-Maßnahme, deren Umfang und Dauer erfährt.

Die Bundesnetzagentur übersieht, dass Direktvermarkter bereits heute ohne rechtzeitige Information des Netzbetreibers auf vermutete Einspeisemanagement-Maßnahmen reagieren, um ihren Bilanzkreis bestmöglich zu bewirtschaften. Diesen Anreiz sollten Direktvermarkter in Zukunft weiterhin haben. Zudem sollte nicht nur der Anlagenbetreiber, sondern eben auch und vor allem der bilanzkreisverantwortliche Direktvermarkter von der Einspeisemanagement-Maßnahme erfahren.

Der Zeitpunkt der Mitteilung hat nicht nur Bedeutung für die Bilanzkreisbewirtschaftung sondern auch für die Höhe der Entschädigung:

Die Bundesnetzagentur stellt dar, dass direktvermarktete Anlagen nur noch die Marktprämie geltend machen können (und nicht den anzulegenden Wert), weil die Verkaufserlöse (=Referenzmarktwert) unabhängig von der Einspeisemanagement-Maßnahme erzielt werden könnten. Dies stimmt jedoch nur für die Fälle, in denen der Strom Day-Ahead an der Börse verkauft worden ist.

In dem derzeit theoretischen Fall, dass der Netzbetreiber bereits **vor** der Day-Ahead-Auktion über eine Einspeisemanagement-Maßnahme am Folgetag informiert, wird der Vermarkter den Strom aufgrund seiner Schadensminderungspflicht und seiner Pflicht zur Bilanzkreisbewirtschaftung gerade nicht verkaufen. Dies müsste bei der Erstattung der Kosten berücksichtigt werden.

**Vorschlag: Anstatt der Erstattung der Kosten für den bilanziellen Ausgleich wären dann die entgangenen Einnahmen der nicht realisierten Verkaufserlöse am Day-Ahead-Markt anzusetzen. In diesem Fall müsste der anerkennungsfähige Preis „Pi“ gleich dem EPEX-Spot-Preis in dieser Stunde gesetzt werden.**

Die Bundesnetzagentur merkt in der Fußnote 11 richtigerweise an, dass eine Vorabinformation des Anlagenbetreibers durch den Netzbetreiber bisher in der Regel nicht stattfindet.

**Vorschlag: Statt dies in Fußnote 11 zu ergänzen, sollte diese Information in den Text des Leitfadens aufgenommen werden. Denn dies ist zurzeit gängige Praxis und wesentlich im Verhältnis Anlagenbetreiber-Netzbetreiber.**

Im Abschnitt zur Höhe der Entschädigung schlägt die Bundesnetzagentur vor, ein vereinfachtes Verfahren zur Bestimmung des anerkennungsfähigen Preises zu etablieren und sich hinsichtlich der Abstufung der erforderlichen Nachweise an den Veröffentlichungen der EPEX SPOT zum Intraday-Handel für die betreffende Viertelstunde zu orientieren. Diese Veröffentlichungen, insbesondere der ID3-Preis und der Höchstpreis einer Viertelstunde, seien ein guter Anhaltspunkt für die Preise, die für eine Nachbeschaffung für die jeweilige Viertelstunde angemessen sind.

Statkraft teilt diese Einschätzung. Der ID3-Preis als volumengewichteter Durchschnitt aller Intraday-Transaktionen der letzten drei Handelsstunden der betreffenden Viertelstunde ist ein sachgerechter Index, weil in diesem Zeitfenster die wesentlichen Geschäfte zum Bilanzkreisausgleich für direktvermarktete Anlagen stattfinden. Man kann davon ausgehen, dass Einspeisemanagement-Maßnahmen (wenn überhaupt) nur mit kurzer Vorlaufzeit bekanntgegeben werden.

Die 70%-Schwelle erscheint einerseits willkürlich. Andererseits ermöglicht sie eine vereinfachte Abwicklung von sehr kleinen Einspeisemanagement-Maßnahmen und ist somit für alle Beteiligten an dem Abrechnungsprozess sinnvoll und wertvoll. Befürwortet wird, dass keine weiteren Nachweise notwendig sind. Dies muss auch für etwaige Nachweise der Erforderlichkeit der Aufwendungen gelten, die kaum standardisier- und automatisierbar sein dürften.

Insofern schätzt Statkraft den Vorschlag der BNetzA als gelungenen Kompromiss ein zwischen einerseits möglichst genauer Abrechnung der tatsächlich beim Direktvermarkter entstandenen Kosten und andererseits eines handhabbaren Verfahrens mit akzeptablem Aufwand für alle Prozessbeteiligten. Sollte es gelingen, alle Marktakteure auf einen einheitlichen Branchenstandard zu vereinen, schätzt Statkraft die Umsetzbarkeit des Leitfadens als machbar ein.

#### **2.4.2.3 Bilanzieller Ausgleich durch Ausgleichsenergie**

Aufgrund der fehlenden Informationen von Einspeisemanagement-Maßnahmen antizipieren Direktvermarkter heute schon solche Maßnahmen und reagieren mit Intraday-Geschäften, um den finanziellen Schaden zu begrenzen und ihre Bilanzkreisabweichungen zu minimieren. Dies bedeutet, dass häufig ein Teil der Ausfallarbeit durch den Direktvermarkter und die residuale Menge durch Ausgleichsenergie ausgeglichen wird (im Sinne von 2.4.2.3 des Leitfadens). Diese Kombination aus beiden Fällen sollte im Leitfaden explizit behandelt werden, um Direktvermarktern auch in Zukunft alle Anreize zur Bilanzkreistreue und Minimierung der Gesamtkosten zu geben. Das bedeutet, dass 2.4.2.3 lediglich in den ersten vier Viertelstunden nach Beginn und Ende der Einspeisemanagement-Maßnahmen Anwendung finden sollte. Anhand der Echtzeitmessdaten erkennen Direktvermarkter Produktionsänderungen

und leiten unverzüglich entsprechende Kompensationsmaßnahmen ein, die spätestens nach vier Viertelstunden wirksam werden.

**Vorschläge:** In der ersten Stunde sollte die entsprechende Ausfallarbeit mit dem reBAP bewertet werden. Für die Kernzeit der Einspeisemanagement-Maßnahme sollte eine Entschädigung im Sinne von 2.4.2.2 des Leitfadens erfolgen. Zusätzlich sollte in der ersten Stunde nach Beendigung einer Einspeisemanagement-Maßnahme eine Überschussmenge berechnet werden, für die der Direktvermarkter die Differenz aus reBAP und ID3-Preis erhält. Dies muss jedenfalls dann gelten, wenn der Netzbetreiber das Ende der Maßnahme nicht rechtzeitig angekündigt hat.

Nur wenn der Direktvermarkter weiterhin Anreize hat, Einspeisemanagement-Maßnahmen auch ohne die Informationen des Netzbetreibers zu antizipieren, wird eine bestmögliche Bilanzkreistreue erzielt.

### **Weitere Anmerkungen**

Zwar merkt die Bundesnetzagentur an, dass der vorliegende Leitfaden ihr Grundverständnis zur Anwendung der Regelungen des EEG-Einspeisemanagements wiedergibt und keine Festlegung darstellt. Dennoch ergeben sich aus genau diesem teilweise für den Markt neuen Grundverständnis Folgen und erhebliche Änderungen gegenüber der heutigen Praxis. Hier dürfte es zwischen den beteiligten Parteien zu zahlreichen Vertragsanpassungen kommen. Um die Handhabbarkeit zu gewährleisten, sollte eine Übergangsregelung eingefügt werden, ab wann der Leitfaden tatsächlich Anwendung findet und wie Einspeisemanagement-Maßnahmen in der Übergangszeit nachträglich abgerechnet werden können. Eine unterjährige oder gar rückwirkende Vertragsanpassung sollte auf jeden Fall vermieden werden.

**Vorschlag:** Hilfreich wäre hier ein Stichtag, ab dem die Berechnungsmethode praktisch gelten soll, wie beispielsweise der 01.01.2018. Dies würde eine Umstellung deutlich erleichtern.

*Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Biomasse und Gas, produziert Fernwärme und ist ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt 3.800 Mitarbeiter in über 20 Ländern.*

Kontakt:  
Claudia Gellert  
Head of Energy Policy Germany  
Statkraft Markets GmbH  
Derendorfer Allee 2a  
40476 Düsseldorf  
[claudia.gellert@statkraft.de](mailto:claudia.gellert@statkraft.de)