

## **Stellungnahme der ARGE Netz GmbH & Co. KG**

zum Entwurf - Leitfaden zum Einspeisemanagement Version 3.0, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Stand: Juni 2017)

Wir begrüßen den Entwurf eines neuen Leitfadens für das EEG-Einspeisemanagement im Grundsatz, da hiermit offene Fragen bei der Abwicklung von Entschädigungsansprüchen aufgegriffen und geklärt werden können. ARGE Netz unterstützt ausdrücklich das Ziel der Bundesnetzagentur, bestehende Rechtsunsicherheiten bei Einspeisemanagementmaßnahmen aufzulösen und dabei auch den Anlagenbetreiber stärker in den Fokus zu nehmen. Gleichwohl sehen wir an einigen zentralen Stellen noch deutlichen Nachbesserungsbedarf.

Die unterschiedlichen Ansätze zum bilanziellen Ausgleich des Anlagenbetreibers bzw. Bilanzkreisverantwortlichen zeigen, dass für die Durchführbarkeit der Abrechnungsmethoden umfangreiche Informationen über die anstehenden Einspeisemanagementmaßnahmen bereitgestellt und genutzt werden müssen, damit ein schnelles oder sogar proaktives Handeln möglich wird. Insbesondere bei der Vorhersagbarkeit der Maßnahmen besteht derzeit ein enormer Verbesserungsbedarf, obwohl für die für die Engpassprognosen erforderlichen Informationen in der Regel vom Anlagenbetreiber bzw. des Bilanzkreisverantwortlichen zur Verfügung gestellt werden können. Eine Verpflichtung der Netzbetreiber zur Nutzung und Einbeziehung dieser Daten in die Netzberechnung und Engpassprognose wäre daher notwendig.

### **Allgemeines**

Zu begrüßen ist, dass in dem Leitfaden grundsätzlich auf eine Entschädigung des Anlagenbetreibers abgestellt wird. Dieser ist allein anspruchsberechtigt für die Härtefallentschädigung nach § 15 EEG. Dass über die Zuständigkeit des Anlagenbetreibers hinaus zusätzliche und ersparte Aufwendungen auf Seiten des Bilanzkreisverantwortlichen entstehen können, sofern es sich dabei nicht um dieselbe Person handelt, ist folgerichtig. Die Verrechnung dieser Aufwendungen ist jedoch nur über den Anlagenbetreiber sinnvoll, damit kein regulatorischer Eingriff in das bilaterale Vertragsverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Bilanzkreisverantwortlicher (bzw. Direktvermarktungsunternehmer) erforderlich wird.

Angesichts des in den vergangenen Jahren stark angestiegenen Umfangs von Einspeisemanagementmaßnahmen wird zunehmend akuter Handlungsbedarf bei der Ausgestaltung der Durchführung der Maßnahmen und der Härtefallabrechnung deutlich. Dies betrifft vor allem die effiziente und zielgerichtete Anwendung dieser Netzbewirtschaftungsmaßnahme. Von dem ursprünglich im EEG für Netzbetreiber als verpflichtend vorgesehenen Verfahren, Netzengpässe und die daraus resultierenden Anlagenregelungen frühzeitig im Voraus anzukündigen sowie über voraussichtliche Dauer und Umfang sowie die Gründe zu informieren, ist die praktische Anwendung mittlerweile weit entfernt. Abregelungsmaßnahmen erfolgen ausschließlich reaktiv sowie ohne ausreichende Informationsbereitstellung für den Anlagenbetreiber. Auch die Abwicklung der Härtefallabrechnung ist in stark von Netzengpässen betroffenen Regionen zum Teil nur mangelhaft.

Die unterschiedlichen Vorschläge zum Ausgleich von etwaigen Mehrkosten durch Bilanzungleichgewichte zeigen die Schwierigkeit auf, einen geeigneten Abrechnungsmechanismus zu etablieren. Herausfordernd ist dabei insbesondere die Abwägung zwischen einem angemessenen Ausgleich für Bilanzkreisverantwortliche, dem Aufwand für dafür notwendige Nachweisführung sowie einer Minimierung der Kosten für Letztverbraucher durch die Kostenumlage über die Netzentgelte. Für das geeignetste Instrument des Bilanzausgleichs durch den Netzbetreiber fehlt in der Praxis derzeit dabei vor allem die bereits genannte Möglichkeit der Vorhersagbarkeit von Einspeisemanagementeinsätzen.

Es ist daher zu empfehlen, vor dem Hintergrund von verfügbaren Echtzeit- und Prognosedaten für Erzeugungsanlagen eine Verpflichtung zur Nutzung dieser Daten für den Netzbetreiber festzusetzen und die Informations- und Nachweispflichten im Zusammenhang mit geplanten und erfolgten Einspeisemanagementmaßnahmen zu schärfen.

In Bezug auf die Anwendbarkeit des neuen Leitfadens fehlt es im derzeitigen Entwurf an einem konkreten Datum bzw. Stichtag. Es ist jedoch zu empfehlen, eine eindeutige Anwendungsfrist zu benennen und diese auf das Inkrafttreten des Leitfadens festzusetzen.

#### **Zu Punkt 2.1 „Allgemeines“**

Im siebten Absatz wird beschrieben, dass die von Netzbetreibern angeforderten Reduzierungen in der Regel in mehreren Schaltstufen erfolgen. Mit Blick auf die Wirksamkeit und Effizienz von Anlagenabregelungen sollten Anlagenschaltungen jedoch zunehmend stufenlos umgesetzt werden. Eine entsprechende Anforderung an die Netzbetreiber, bei technischer Möglichkeit der geregelten Anlagen stufenlose Schaltungen vorzunehmen, sollte im Rahmen dieses Leitfadens aufgegriffen werden. Ebenso ist zu empfehlen, auf eine Reduzierung der Einspeiseleistung auf null zu verzichten. Dies hätte mehrere Vorteile. Zum einen würden die Anlagen im Einspeisemanagement nicht mehr „still“ stehen. Dies könnte insbesondere in den stark von Einspeisemanagement betroffenen Regionen zu einer Akzeptanzsteigerung bei der Bevölkerung führen. Zweitens, bringt die vollständige Abregelung der Anlagen mehrere ökonomische Nachteile mit sich. Durch die komplette Reduzierung wird die Anlage gestoppt und kühlt aus. Ein Anfahren der Anlage, um wieder auf Nennleistung zu kommen, kann bis zu einer Stunde dauern. Darüber hinaus verbraucht die Energieanlage Strom für das Aufrechterhalten der Betriebsbereitschaft, den sie im Fall einer nicht kompletten Abschaltung selbst erzeugen könnte.

#### **Zu Punkt 2.3.1 „Windenergie“**

Sowohl beim pauschalen Verfahren als auch beim Spitzabrechnungsverfahren werden zur Bestimmung der Ausfallarbeit für Windenergieanlagen Referenzwerte der Anlage aus dem Zeitraum vor dem Einspeisemanagementabruf herangezogen. Beim pauschalen Verfahren wird die letzte Viertelstunde vor Abruf der Leistungsreduzierung für die Berechnung der Ausfallarbeit betrachtet. Beim Spitzabrechnungsverfahren ist es die letzte Stunde. Während sie beim pauschalen Verfahren maßgebend für die theoretische Einspeiseleistung während des EinsMan-Abrufes ist, wird im

Spitzabrechnungsverfahren der Korrekturfaktor aus dem tatsächlichen und dem theoretischen (nach Leistungskurve ermittelten) Wert in diesem Zeitraum ermittelt.

In der Praxis führt diese Methodik häufig dazu, dass nicht repräsentative Werte herangezogen werden bzw. der Korrekturfaktor der anlagenbezogenen Kennlinie Null ergibt, da der tatsächlich gemessene Leistungsmittelwert deutlich kleiner ist als die auf Basis der Windbedingungen ermittelte theoretische Leistung ( $P_{\text{vor,theo}}$ ). Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn die Windenergieanlage aufgrund eines vorangegangenen Einspeisemanagements des über- oder untergeordneten Netzbetreibers, eines Wartungseinsatzes oder einer Regelung durch den Direktvermarkter nicht oder noch nicht wieder die volle verfügbare Leistung einspeist.

Im Ergebnis wird die Ausfallarbeit und damit die Entschädigungszahlung in den zuvor genannten Fällen zu niedrig berechnet oder führt zu einem kompletten Verlust der Entschädigung.

Für solche Fälle ist zu empfehlen, den Anlagenbetreibern die Möglichkeit einzuräumen, entweder den Korrekturfaktor manuell auf den Wert 1 anzupassen oder einen anderen Referenzzeitraum zu wählen, der repräsentativ für die Situation während der Einspeisemanagementmaßnahme ist. Da im Regelfall Unkenntnis der Netzbetreiber über die momentane Einspeiseleistung der Anlagen besteht, kann es außerdem sein, dass Anlagen einen Abruf zur Leistungsabsenkung erhalten, obwohl diese aufgrund der tatsächlichen Windverhältnisse noch nicht angelaufen sind, während des Einspeisemanagements jedoch theoretisch produzieren würden (z.B. Windfront später als vom Netzbetreiber erwartet.). Für diese Fälle sollte dem Anlagenbetreiber ein Wahlrecht eingeräumt werden, unabhängig von der jahrweisen Festlegung der Abrechnungsmethodik, ausnahmsweise in das Spitzabrechnungsverfahren zu wechseln.

Eine Abrechnung über den Wert der „möglichen Einspeisung“ als Alternative sollte zudem im Leitfaden mit aufgenommen werden. (Dieser Wert wird für die Regelleistungserbringung als Referenzwert von den ÜNBs akzeptiert.) Dies hätte zudem den Vorteil, dass nur noch eine Zeitreihe übermittelt werden muss.

### **Zu Punkt 2.3.1.2 „Spitzabrechnungsverfahren für Windenergieanlagen“**

Bei der Anwendung des Spitzabrechnungsverfahrens für Windenergieanlagen sind Messwerte aus entsprechend geeigneten Messgeräten zu Grunde zu legen, die nach dem zweiten Absatz „an der Gondel“ angebracht sein müssen. Da es mittlerweile Messgeräte gibt, die genauer als die klassischen Anemometer auf dem Maschinenhausdach messen und Windgeschwindigkeiten etwa an der Rotornabe erfassen, sollte die Möglichkeit bestehen, auch diese Messwerte zur Ermittlung der Ausfallarbeit heranziehen zu können. Hierzu wird vorgeschlagen, den o.g. Ausdruck in „in Höhe der Gondel oder der Rotornabe“ zu ändern.

#### **Zu Punkt 2.3.2.1 „Pauschales Verfahren für Biomasseanlagen“**

Im zweiten Abschnitt wird festgelegt, dass die während der Abfahrrampe erzeugte Strommenge nicht entschädigungsberechtigt ist. Dies ist etwas missverständlich formuliert, da der Hinweis fehlt, dass die durch die Ab- und Auffahrrampen entgangenen Erlöse hingegen sehr wohl entschädigungsberechtigt sind.

#### **Zu Punkt 2.3.4 „Solaranlagen“**

Analog zu den Anmerkungen zu Punkt 2.3.1 sind bei Photovoltaikanlagen sinnvolle Referenzzeiträume heranzuziehen. Zu begrüßen ist, dass Viertelstundenwerte, die außerhalb der in Tabelle 1 definierten Zeiträume liegen, nicht als Referenzzeit herangezogen werden. Dieses eigentlich selbstverständliche Vorgehen ist zielführend, da die Anlagen außerhalb der Zeiträume aufgrund der fehlenden Einstrahlung keine Produktion aufweisen.

Als Alternative das letzte vollständig gemessene Zeitintervall des Vortags heranzuziehen ist dagegen ungeeignet. Vielmehr sollte ein mit dem Entschädigungszeitraum vergleichbarer Zeitraum vom Anlagenbetreiber ausgewählt werden können, in dem die Witterungsbedingungen eine ähnliche Ausgangssituation darstellen. Eine weitere Möglichkeit wäre es, ein Wahlrecht zu gewähren, für die betreffenden Maßnahmen in das Spitzabrechnungsverfahren zu wechseln, in dem die Witterungsbedingungen eine ähnliche Ausgangssituation darstellen. Auch hier könnte als Alternative der Wert der „möglichen Einspeisung“ verwendet werden.

#### **Zu Punkt 2.3.5 „KWK-Anlagen“**

Insgesamt regt ARGE Netz an, diesen Passus noch einmal kritisch juristisch zu prüfen. Die Neuregelung darf zu keiner einseitigen Verzerrung zulasten von Erneuerbare-Energien-Anlagen führen. Die Konkretisierungen des neuen Leitfadens sollte nicht die Grundlage dafür sein, dass andere Anlagentypen als bisher durch die Härtefallregelung entschädigt werden, insbesondere wenn es sich um nicht hocheffiziente Anlagen handelt, die einem flexiblen Energiesystem entgegenstehen (s. Unterscheidung hocheffiziente und sonstige KWK-Anlagen).

Darüber hinaus wäre eine Klarstellung wünschenswert, dass abgeregelter Kondensationsstrom nicht nach den Regelungen zum Einspeisemanagement entschädigungsfähig ist und dies auch für KWK-Anlagen mit Kondensationsstromanteil gilt. Hilfreich wäre an dieser Stelle zudem eine Ergänzung, nach der es dem Anlagenbetreiber obliegt, dem Netzbetreiber nachzuweisen, welcher Anteil des erzeugten Stroms aus Kondensationsstrom stammt. Ansonsten bliebe unklar, ob der Netzbetreiber bis zu diesem Nachweis annehmen müsste, dass der gesamte Strom Kondensationsstrom sei. Der Netzbetreiber kann auch mit dem Abruf der Ist-Einspeisung die Art der Erzeugung nicht erkennen und daher keine Unterscheidung vom vorrangberechtigten Strom vom Kondensationsstrom vornehmen.

#### **Zu Punkt 2.4.1.2 „Zusätzliche Aufwendungen“**

ARGE Netz unterstützt ausdrücklich den Ansatz, Kosten für eigene Stromverbräuche als zusätzliche Aufwendungen ansetzen zu können. Gerade bei Windenergieanlagen führen stunden- oder sogar tagelange Einspeisemanagementmaßnahmen zu nicht unerheblichen Mehrkosten durch Strombezug, der für die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft notwendig ist.

Dass Verwaltungs- und Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche hingegen keine zusätzlichen Aufwendungen darstellen, erschließt sich nicht und sollte daher gestrichen werden. Anders als im vierten Absatz dargelegt, besteht tatsächlich ein unmittelbarer kausaler Zusammenhang dieser Kosten zu der Einspeisemanagementmaßnahme. Gerade in Regionen mit hohen Abregelungsquoten machen diese Kosten einen wesentlichen Teil der kaufmännischen Betriebsführungsaufwendungen aus. Ohne unzureichende Netzkapazitäten und die damit (vom Betreiber nicht vorhersehbaren) verbundenen Einspeisemanagementmaßnahmen würden diese Kostenpositionen nicht entstehen.

#### **Zu Punkt 2.4.1.3 „Ersparte Aufwendungen“**

Im zweiten Absatz wird aufgeführt, dass ersparte Zahlungen, die bei einem Weiterbetrieb zum Beispiel im Rahmen von Wartungsverträgen oder Pachtverträgen entstehen würden, den zusätzlichen Aufwendungen gegenzurechnen sind. Hier wird davon ausgegangen, dass sich Einspeisemanagementmaßnahmen regelmäßig zugunsten des Anlagenbetreibers auswirken, da etwaige Zahlungsverpflichtungen aus Pacht- und Wartungsverträgen, die auf Basis der produzierten Energie erfolgen, entfallen. Dabei wird jedoch außer Acht gelassen, dass solche Verträge häufig bereits Klauseln enthalten, die angemessene Ersatzzahlungen bei Einspeisemanagementeinsätzen und den damit zusammenhängenden Härtefallentschädigungen berücksichtigen sollen.

Ein pauschaler Ausschluss dieser Aufwendungen aus der Anrechenbarkeit ist daher nicht angemessen. Es sollte geprüft werden, derartige Aufwendungen gegen Nachweis durch den Anlagenbetreiber in den Kosten des Betreibers zu berücksichtigen.

#### **Zu Punkt 2.4.2.1 „Gezielter bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber“**

Die Einbeziehung von EEG-geförderten Anlagen in die bestehenden Redispatchprozesse ist aufgrund ihrer positiven Effekte auf Regelleistungsbedarf und Abrechnungsvereinfachung ausdrücklich zu begrüßen.

Ebenfalls sollten die in dem Abschnitt erwähnten und für eine Einbindung in den Redispatch erforderlichen Prozesse zur frühzeitigen Prognose von Einspeisemanagementmaßnahmen vorangetrieben werden. Die Netzbetreiber sollten diesbezüglich dazu verpflichtet werden, verfügbare Echtzeit- und Prognosedaten aus den Erzeugungsanlagen zu verwenden, um eine Prognose der Anlagenreduzierungen und der erwarteten Ausfallenergie zu erstellen und rechtzeitig bekannt zu geben.

Da die Anweisung zur Leistungserhöhung eines anderen Kraftwerks in größerem Umfang häufig nur dem Übertragungsnetzbetreiber möglich ist, muss ein stetiger Informationsaustausch und eine standardisierte Kommunikation zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber implementiert werden. Anderenfalls fehlen im Falle eines Netzengpasses im Verteilnetz die notwendigen Informationen beim Übertragungsnetzbetreiber, um die entsprechende Ausfalleistung von Redispatchkraftwerken anzufordern.

#### **Zu Punkt 2.4.2.2 „Bilanzieller Ausgleich durch Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter“**

Infolge zunehmender Einspeisemanagementmaßnahmen und die hierdurch bedingte Verschiebung des Bilanzkreisungleichgewichts ist eine Symmetrie des Ausgleichsenergiepreises nicht mehr gewährleistet, weshalb zunehmend ein Anreiz besteht, Ausgleichsenergiekosten durch eine Nachbeschaffung am Intradaymarkt zu vermeiden. Dies erfolgt zum Teil auch auf Basis von Prognosen des BKV für die Dauer von Einspeisemanagementeinsätzen, ohne dass eine Vorabinformation vom Netzbetreiber vorliegt. Es wäre daher zu erwägen, ob die Schadensminderungspflicht nicht bereits unabhängig davon gilt, ob eine Ankündigung der Einspeisemanagementmaßnahme vorab erfolgt ist.

Die alleinige Absenkung der Einspeiseleistung veranlasst in vielen Fällen bereits den Nachhandel der Energiemengen bei den Energiehändlern. Für die Vermarktung genutzte IT-Infrastruktur ermöglicht entsprechende Fahrplanpassungen, die auch in geringerer Zeit als in dem angegebenen 4 Viertelstunden-Zeitraum möglich sind. Da die Dauer der Einspeisemanagementeinsätze ohne vorherige Information des Netzbetreibers jedoch nur abgeschätzt werden kann, sollten bei situativen Abschaltung für die Festlegung von Entschädigungszeiträumen entsprechende Nachhandelszeiten für etwaige bereits wiederbeschaffte Energiemengen berücksichtigt werden.

Im Vergleich zum bilanziellen Ausgleich durch Ausgleichsenergie verspricht dieses Verfahren durch das unterschiedliche Preisniveau von Intradayprodukten und Ausgleichsenergie geringere Kosten für die Härtefallentschädigung und somit für Endverbraucher. Um darüber hinaus die umzulegenden Kosten zu minimieren, wäre die Einführung einer verbindliche Abrechnung sämtlicher in einem Kalenderjahr anfallender Zeiträume, in denen EinsMan-Maßnahmen durchgeführt wurden zielführend, sofern für eine einzelne Maßnahme in dem Kalenderjahr Kosten für einen bilanziellen Ausgleich geltend gemacht wurden. So könnte verhindert werden, dass etwaige Erlöse, die durch einen bilanziellen Ausgleich erzielt wurden (etwa durch negative Preise für Wiederbeschaffung), nicht abgerechnet werden.

Insgesamt erscheint das Verfahren zwar geeignet, um die Aufwendungen und Erlöse des bilanziellen Ausgleichs zu ermitteln. Im Vergleich zu den anderen Abrechnungsvarianten (Ausgleich durch Netzbetreiber oder durch Ausgleichsenergie) erscheint die Abrechnung von individuellen Handelsgeschäften der Anlagenbetreiber bzw. Bilanzkreisverantwortlichen jedoch deutlich aufwändiger und weniger praktikabel.

### **Zu Punkt 2.4.2.3 „Bilanzieller Ausgleich durch Ausgleichsenergie“**

Da sich einzelne Handelsgeschäfte des Anlagenbetreibers oder BKVs zum bilanziellen Ausgleich nur schwer oder nur sehr aufwändig nachvollziehen lassen und pauschalierte Verfahren die tatsächliche Kostensituation nur unvollständig erfassen können, erscheint eine Abrechnung auf Basis des reBAP geeigneter, um reale Kosten abzubilden sowie Aufwendungen und Erlöse miteinander zu verrechnen. Im Vergleich zum bilanziellen Ausgleich durch den Netzbetreiber entstehen jedoch höhere Kosten durch die Verrechnung auf Basis von Regelenergie statt durch einen gezielten energetischen Ausgleich.

Im Sinne eines kosteneffizient bewirtschafteten Energiesystems sollte auch diese Berechnungsvariante daher - wenn überhaupt - nur nachrangig zum Tragen kommen, da keinerlei Anreize zum optimierten Netzbetrieb auf Basis von Echtzeit- und Prognosedaten bestehen und der Regelenergiemarkt zulasten des kurzfristigen Intradaymarktes gestärkt wird.

Entscheidend ist zudem, dass neben der anzuwendenden Ausgleichsvariante keinerlei Aufwendungen für sonstigen bilanziellen Ausgleich geltend gemacht werden können, wenn etwa ein Teil des Ausgleichs für die Ausfallarbeit bereits durch den Anlagenbetreiber oder Bilanzkreisverantwortlichen beschafft wurde und eine pauschale Abrechnung über den reBAP zu einer Überkompensation führen würde. Daher muss auch das Bilanzkreissaldo des BKV für den betreffenden Zeitraum mit berücksichtigt und nicht nur auf die nach Pauschal- oder Spitzabrechnungsverfahren ermittelte Ausfallenergie abgestellt werden. Dasselbe gilt auch für erzielte Erlöse durch Nachhandelsgeschäfte.

Für die Möglichkeit zur Stellungnahme bedanken wir uns herzlich. Weitere Informationen stellen wir gerne zur Verfügung.

**Björn Spiegel**  
Leiter Strategie und Politik

**ARGE Netz GmbH & Co. KG**  
Husumer Straße 61, 25821 Breklum  
Beisheim Center, Ebertstraße 2, 10117 Berlin

**Tel.:** +49 (0)30 - 915 605 98  
**Fax:** +49 (0)30 - 864 583 88  
**Mob.:** +49 (0)160 - 236 96 07

[spiegel@arge-netz.de](mailto:spiegel@arge-netz.de)  
[www.arge-netz.de](http://www.arge-netz.de)

ARGE Netz gehört zu den führenden Unternehmensgruppen der erneuerbaren Energieerzeugung. Wir bündeln rund 4.000 Megawatt installierte Leistung aus Wind, Photovoltaik, Biomasse und bieten Lösungen zur Speicherung und Umwandlung von erneuerbaren Energien.