

Energie-Info

Leitfaden zur Informations- bereitstellung bei Einspeisemanagement- maßnahmen

Berlin, 18.07.2017



1 Einleitung

Im Rahmen der Beseitigung bzw. Verhinderung von Überlastungen von Netzbetriebsmitteln im Verteilungs- und Übertragungsnetz sind Netzbetreiber gezwungen, die Stromeinspeisung aus Einspeiseanlagen zu verringern. Im Falle von Einspeisemanagement, das entweder zur Beseitigung von entsprechenden Überlastungen im Verteilungsnetz oder Übertragungsnetz durch den Anschlussnetzbetreiber selbst oder als Unterstützung des vorgelagerten Netzbetreibers nach Maßgabe von § 13 Abs. 2 EnWG erfolgt, sind u. a. die Bestimmungen der §§ 14, 15 EEG 2017 zu beachten. In der Regel lassen sich entsprechende Maßnahmen nur in Ausnahmefällen langfristig vorhersehen. Nach Maßgabe von § 14 Abs. 2 EEG 2017 muss der Netzbetreiber den Anlagenbetreiber spätestens am Vortag, sofern die Durchführung der Maßnahme vorhersehbar ist, ansonsten unverzüglich, über Zeitpunkt, Umfang und Dauer der Regelung informieren. Vorhersehbar ist die Maßnahme für den Netzbetreiber dann, wenn er ausreichend sichere Kenntnis über die eine solche Maßnahme begründenden Umstände hat. Hier sind neben witterungsbedingten Faktoren bspw. auch aktuelle Netz- und Erzeugungsszenarien (u. a. auch Einsatzfahrpläne von Direktvermarktern) zu berücksichtigen.

Beim Direktvermarkter führen Einspeisemanagementmaßnahmen zunächst zu Abweichungen im Bilanzkreis. Bei den Anlagenbetreibern führen Einspeisemanagementmaßnahmen zu einem höheren Betriebsführungsaufwand. Je eher der betroffene Direktvermarkter, Bilanzkreisverantwortliche und Anlagenbetreiber Informationen über von möglichem Einspeisemanagement betroffene Anlagen erhält, desto besser kann er deren fehlende Einspeisung durch z. B. entsprechende Bewirtschaftungsmaßnahmen kompensieren. Es sollte daher das Ziel sein, dass Anschlussnetzbetreiber unter Mitwirkung vorgelagerter Netzbetreiber möglichst frühzeitig Informationen bereitstellen, die dem Direktvermarkter, BKV oder dem Anlagenbetreiber eine rechtzeitige Reaktion auf mögliche Einspeisemanagementmaßnahmen ermöglichen bzw. erleichtern.

Der BDEW zeigt mit diesem Leitfaden Zukunftsperspektiven für eine Verzahnung der Prognoseprozesse von Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Direktvermarktern und damit von Netzbetrieb und Marktprozessen auf. Im Ergebnis sollte im Zielmodell eine möglichst standardisierte und transparente Informationsbereitstellung durch die Anschlussnetzbetreiber – unter Mitwirkung vorgelagerter Netzbetreiber – an die betroffenen Marktpartner über notwendige Einspeisemanagementmaßnahmen in Kenntnis der Planungsprozesse der Marktteilnehmer erfolgen. Hierfür ist in den nächsten Jahren die Einrichtung einer beiderseitigen zielgerichteten und hinreichend automatisierten und maschinenlesbaren Kommunikation zwischen Netzbetreibern und betroffenen Marktpartnern erforderlich.

Der BDEW schlägt daher vor, über die gesetzlichen Pflichten hinaus das informatorische Zusammenspiel zwischen den Netzbetreibern, den Direktvermarktern und Anlagenbetreibern im Kontext des Prognoseprozesses für Einspeisemanagementmaßnahmen in Zukunft stufenweise zu intensivieren. Dieser Leitfaden beinhaltet sowohl ein sachgerechtes Zielszenario als auch erste und konkrete Schritte, die zur zeitnahen Umsetzung geeignet sind und die Möglichkeiten der Direktvermarkter und Anlagenbetreiber erkennbar verbessern. Der BDEW empfiehlt die Umsetzung des Übergangmodells, welches in Abschnitt 4 dargestellt ist.

Der Leitfaden bezieht sich ausschließlich auf den Informationsaustausch. Er trifft keine Aussagen zu einer zukünftigen Abwicklung eines bilanziellen Ausgleichs oder zu Entschädigungsansprüchen.

2 Aktuelle gesetzliche und regulatorische Informationspflichten des Netzbetreibers

In Fällen des § 14 Abs. 1 EEG 2017 hat der Anschlussnetzbetreiber gemäß § 14 Abs. 2 EEG 2017 im Fall von vorhersehbaren Anpassungen von Stromeinspeisungen die Pflicht, spätestens am Vortrag, ansonsten unverzüglich, betroffene Anlagenbetreiber über Zeitpunkt, Dauer und Umfang der Regelung zu informieren.

Daneben enthält auch § 13 Abs. 2 S. 2 EnWG die Verpflichtung für Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere Verteilernetzbetreiber und Stromhändler über die erforderliche Anpassung von Stromeinspeisungen und Stromabnahmen vorab zu informieren, soweit dies möglich ist. Gemäß § 14 Abs. 1 EnWG gilt diese Verpflichtung entsprechend für Verteilernetzbetreiber, soweit diese für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind.

Gemäß § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG sind in den Fällen des § 13 Abs. 2 EnWG die Anforderungen der §§ 14 und 15 EEG 2017 (und damit u. a. auch die Angaben zum erwarteten Zeitpunkt, Umfang und zur Dauer der Regelung) einzuhalten. Genauere Hinweise zur Umsetzung der gesetzlichen Pflichten sind in der Umsetzungshilfe für Netzbetreiber¹ zum EEG 2014 im Kapitel 3.3 beschrieben. Die Bereitstellung der in diesem Leitfaden im Folgenden beschriebenen ergänzenden Informationen geht über die gesetzlichen Anforderungen und damit die Umsetzungshilfe hinaus. Demzufolge bleiben auch die in der Umsetzungshilfe beschriebenen Veröffentlichungswege unberührt.

Grundsätzlich sind alle zukünftigen Datenmeldungen entsprechend der kaufmännischen Sorgfaltspflicht vorzunehmen.

3 Zielmodell für eine effiziente Verzahnung der Prognose- und Planungsprozesse von Netzbetreibern und Direktvermarktern

Insbesondere die Höhe von Wind- und Photovoltaikeinspeisungen haben einen erheblichen Einfluss auf die Belastung der Betriebsmittel in Verteil- und Übertragungsnetzen. Der Anteil der erneuerbaren Erzeugung wird weiter stetig zunehmen. In der Folge steigen die Anforderungen an den Netzbetrieb bzw. an Netzsicherheitsbetrachtungen der Netzbetreiber – auch in den Verteilnetzen.

¹BDEW: Umsetzungshilfe zum EEG 2014: Empfehlungen für Netzbetreiber zur Umsetzung des Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) und der damit verbundenen Verordnungen, Berlin, Oktober 2015, [Link](#).

Die hier aufgezeigten wesentlichen Eckpunkte für ein Zukunftskonzept lassen Anlagenbetrieb, Marktgeschehen und Netzbetrieb enger zusammenrücken. Sie bringen damit Vorteile für alle Seiten mit und treiben zudem die Systemintegration der erneuerbaren Energieträger weiter voran. Sowohl auf der Anlagen-, Netz-, aber insbesondere auch auf der Marktseite sollen Synergien gehoben und Risiken reduziert werden.

Derzeit sind Netzsicherheitsrechnungen in Netzen mit hohem dezentralem Erzeugungsanteil u. a. deshalb unsicherheitsbehaftet, weil Prognosen und Planungen von Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Marktteilnehmern nicht aufeinander abgestimmt sind und die erforderlichen Daten nicht untereinander ausgetauscht werden. Als Folge reduziert sich die Qualität von Vorankündigungen sowie die mögliche Ankündigungsfrist und erhöht Risiken für Marktteilnehmer.

Beispiel:

Der Netzbetreiber geht wegen hoher Windprognose von hoher Einspeisung aus; Direktvermarkter regeln aber wegen erwarteter Marktpreise (z. B. 6-Stunden-Regelung) gezielt ab oder die Anlage ist aufgrund eines ungeplanten Stillstandes (z. B. Defekt) nicht verfügbar.

Einspeisemanagement-Prognosen der Netzbetreiber können grundsätzlich nur so gut sein, wie dies die Plandaten der Anlagenbetreiber, Direktvermarkter, Lastprognosen sowie die für sämtliche Prognosen relevanten Wetterprognosen sind. Angaben zu Lastflussänderungen im vorgelagerten Netz sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Zur weiteren Verbesserung der Qualität ist es insbesondere erforderlich, automatisierte Prozesse und Vereinbarungen zum Datenaustausch zwischen Anschlussnetzbetreibern, vorgelagerten Netzbetreibern, Anlagenbetreibern und Direktvermarktern zu etablieren. Nur ein zielgerichteter, fortwährender und automatisierter Austausch von Planungsinformationen ermöglicht die notwendigen Prognosen in der erforderlichen Güte. Eine hundertprozentig sichere Prognose wird hierdurch – u. a. aufgrund der Ungenauigkeiten von Wetterprognosen – nicht zu erreichen sein.

Folgende Leitplanken können aus der Sicht des BDEW für ein zukunftsfähiges Modell zur Abstimmung der Planungsprozesse von Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Direktvermarktern definiert werden:

- Bereitstellung von Fahrplaninformationen durch die Anlagenbetreiber/Direktvermarkter an den Netzbetreiber
- Verwendung maschinenlesbarer und elektronischer Kommunikation und Datenaustausche zum beiderseitigen Informationsaustausch, um den Aufwand für alle Beteiligten so gering wie möglich zu halten, nach Möglichkeit über gemeinsame Plattformen
- Zyklische und automatisierte Information der Marktteilnehmer durch alle Anschlussnetzbetreiber über erwartete Einspeisemanagementmaßnahmen, bspw. in abgestufter zeitlicher Gliederung

Die hier dargestellten Ansätze können die Basis für die weitere Erörterung von Zusammenarbeitsmodellen zwischen Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Direktvermarktern darstellen. Die weitere Ausgestaltung sollte sich an bestehenden Prozessen orientieren und auf verfüg-

baren Erfahrungen aus Pilotprojekten aufsetzen. Dabei sind auch die rechtlichen Möglichkeiten von allen Beteiligten wie beispielsweise Datenschutzaspekte zu prüfen.

4 Informationsbereitstellung im Übergangsmodell

4.1 Gründe für ein Übergangsmodell

Die Vorhersage von Einspeisemanagementmaßnahmen unterliegt den folgenden Restriktionen:

- Unsicherheiten bei Wetterprognosen bzw. der maximalen möglichen Einspeisung. Diese werden auch langfristig maximal im Rahmen allgemeiner Prognoseverbesserungen reduziert werden können.
- Unsicherheiten bzgl. des technisch bedingten Anlagenbetriebes.
- Unsicherheiten bzgl. des marktbedingten Anlagenbetriebes und des Verhaltens der Marktteilnehmer
- Jeder Netzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, den Umfang an Maßnahmen auf das unbedingt notwendige Maß zu begrenzen. Dies bedingt auch, dass die Rücknahme und Anpassung der Höhe der Maßnahmen im Regelfall ebenfalls mit kurzen Vorlaufzeiten erfolgt.

Die Optimierung der Prozesse entsprechend des Zielmodells und die darauffolgende Umsetzung nehmen noch einige Zeit in Anspruch. Aus diesem Grund wird in im folgenden Abschnitt ein Übergangsmodell beschrieben, das vergleichsweise schneller und auch für kleinere Netzbetreiber - ggf. auch im Rahmen von Dienstleistungen und im Rahmen der Kaskade - pragmatisch anwendbar ist, ohne hierbei die derzeitigen Probleme der Anlagenbetreiber und Direktvermarkter mit Einspeisemanagementmaßnahmen aus den Augen zu verlieren. Der BDEW empfiehlt allen betroffenen Netzbetreibern zur Umsetzung des Übergangsmodells wie im Folgenden dargestellt vorzugehen.

4.2 Beschreibung des Übergangsmodells

Die Kernelemente des Übergangsmodells sind:

- Für alle vom Einspeisemanagement betroffenen Netzgebiete sind Vorankündigungen des Netzbetreibers zu übermitteln/zu veröffentlichen.
- Eine Differenzierung nach Netzanschluss und Einzelanlage soll insoweit erfolgen, wie dies aus den vorliegenden Informationen abgeleitet werden kann. Die Ebene, Einheit oder das Gebiet, für das die Information bereitgestellt wird, ist damit so klein wie möglich zu wählen.
- Die Zeitangaben für Beginn und Ende der Einspeisemanagementmaßnahmen müssen hierbei so eng wie sachgerecht möglich gefasst werden
- Der Netzbetreiber wird Maßnahmen nur dann durchführen bzw. beenden, wenn dies tatsächlich erforderlich bzw. möglich ist, auch wenn eine abweichende Ankündigung erfolgt ist.

Die Bereitstellung im Rahmen dieses Übergangmodells stellt eine ergänzende Information des Netzbetreibers dar und geht über die Verpflichtung des § 14 Abs. 2 EEG 2017 hinaus. Bereits bestehende gesetzliche Veröffentlichungspflichten bleiben davon unberührt.

Die nachstehende Tabelle definiert weitere Rahmenbedingungen des Übergangmodells zur Kommunikation von Einspeisemanagementmaßnahmen beispielsweise Anlagenbetreiber und Direktvermarkter:

Wer?	<p>Jeder Netzbetreiber, der eine Einspeisemanagementmaßnahme nach §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 EEG 2017 durchführt.</p> <p>Bei Netzbetreibern, in deren Netz keine Einspeisemanagementmaßnahmen erforderlich sind, besteht auch keine Notwendigkeit, dies regelmäßig aktiv zu kommunizieren.</p>
Was?	<p>Vorankündigung von Beginn und Ende zu erwartender Einspeisemanagementmaßnahmen bezogen auf relevante Netzgruppen/Engpassgebiete:</p> <p>Der betroffene Netzbetreiber bestimmt die Netzgruppen/Engpassgebiete anhand seines Netzes. Ein Bereich kann beispielsweise ein Umspannwerk oder einen Transformator umfassen. Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber Initiator der Einspeisemanagementmaßnahme ist, benennt und informiert er aktiv die nachgelagerten betroffenen Netzbetreiber. Diese Information wird kaskadiert bis zum betroffenen Anschlussnetzbetreiber weitergereicht.</p> <p>Zusätzlich zu der Vorankündigung wird das voraussichtliche summierte Abschaltvolumen, sofern verfügbar, in einem Netzgebiet mitgeteilt.</p> <p>Der tatsächliche Beginn und das Ende von Maßnahmen durch den Netzbetreiber können von der Vorankündigung abweichen. Der Netzbetreiber kann Einspeisemanagementmaßnahmen auch dann durchführen oder fortführen, wenn die Maßnahme nicht zu erwarten oder ihm keine Vorankündigung möglich war.</p>
Wie?	<p>Der Netzbetreiber stellt Informationen/Vorankündigungen zum Einspeisemanagement aktiv zur Verfügung. Die Anlagenbetreiber und Direktvermarkter müssen somit nicht selbst die für sie relevanten Netzgebiete beobachten.</p> <p>Die Bereitstellung kann über Push Mails oder per RSS (Web-Feed) erfolgen. Beide Systeme sollten so angelegt sein, dass sich interessierte und berechnigte Marktteilnehmer als Empfänger eintragen können. Eine parallele Veröffentlichung auf der Internetseite des</p>

	<p>Netzbetreibers ist zu empfehlen.</p> <p>Eine maschinenlesbare und elektronische Kommunikation wird im Zielmodell angestrebt.</p>
Wann?	<p>Vorankündigungen sollten am Vortag erfolgen. Sofern dies nicht möglich ist, sollte die Vorabinformation mindestens jedoch 60 Minuten vor dem vermuteten Eintritt von Regelungsbedarfen erfolgen, ansonsten unverzüglich.</p> <p>Unverzüglich bedeutet an dieser Stelle „ohne schuldhaftes Verzögern“.</p> <p>Sofern sich innerhalb des Zeitraumes von 60 Minuten vor dem vermuteten Eintritt von Regelungsbedarfen bis zu diesem Ereignis neue Erkenntnisse ergeben, wird der Netzbetreiber nach Können und Vermögen erneut informieren.</p>
Umsetzungshorizont	<p>Es wird für bereits von Einspeisemanagement betroffene Netzbetreiber für das Übergangsmodell eine Umsetzungszeit exkl. Testphase von bis zu einem Jahr ab dem Zeitpunkt der Veröffentlichung des Leitfadens bzw. ab der ersten Einspeisemanagementmaßnahme empfohlen.</p>

Sofern vorgelagerte Netzbetreiber nachgelagerte Netzbetreiber im Rahmen einer Maßnahme nach § 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 und Abs. 1c EnWG einbeziehen, sind zwischen Netzbetreibern ebenfalls Vorankündigen auszutauschen. Nur so können Netzbetreiber die Prognosen vor- bzw. nachgelagerter Netzbetreiber berücksichtigen.