



MVV Energie AG,  
Luisenring 49, 68159 Mannheim

Bundesnetzagentur  
Referat 610  
Postfach 8001  
53105 Bonn

per E-Mail an: eeg-einspeisemanagement@bnetza.de

**MVV Energie AG**  
Luisenring 49  
68159 Mannheim  
Postanschrift:  
68142 Mannheim

T +49 621 290 0  
F +49 621 290 23 24

energie@mvv.de  
www.mvv.de

## **Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0 - Stellungnahme**

Mannheim, 30.08.2017

Sehr geehrte Damen und Herren,

zum Leitfaden Einspeisemanagement (EinsMan) 3.0 möchten wir gerne folgende Anmerkungen machen. Wir berühren dabei die Themen:

1. Nachrangige Abregelung von Abfallverbrennungsanlagen
2. Beseitigung der Ursachen von und der Schäden durch EinsMan
3. Anreiz zu systemdienlichem Verhalten bewahren
4. Nachweispflichten für 100 %-ID3 Preis sind nicht darstellbar
5. Abrechnungsverfahren effizienter gestalten

### **1. Nachrangige Abregelung von Abfallverbrennungsanlagen (ohne KWK)**

Die Überlegungen in Kapitel 1 des Leitfadens zur nachrangigen Abregelung von EEG-/KWK-Anlagen sollten auf Abfallverbrennungsanlagen (Thermische Abfallbehandlungsanlagen, TAB) ohne KWK ausgedehnt werden. Eine Abregelung von Abfallverbrennungsanlagen sollte zumindest für den biogenen Anteil von Abfall als Einspeisemanagementmaßnahme entschädigt werden. Wir haben dies bereits in den Stellungnahmen vom 15.8.2013 und 4.10.2010 ausgeführt.

1.1 Die Abregelung von TAB sollte auch erst nach der Abregelung von Spitzenstromerzeugungsanlagen und konventionellen Kraftwerken (ohne KWK) vorgenommen werden

- Auch Energie aus dem biogenen Anteil von Abfall gilt als Erneuerbare Energie nach EEG, somit wird ca. 50 % EE-Strom erzeugt. Der Anspruch nach § 8 Abs. 1 EEG auf vorrangige Ab-

Alexandra Halkenhäuser  
T +49 621 290 34 67  
F +49 621 290 16 33  
regulierung@mvv.de

Vorsitzender des  
Aufsichtsrates:  
Oberbürgermeister  
Dr. Peter Kurz

Vorstand:  
Dr. Georg Müller, Vorsitzender  
Ralf Klöpfer  
Dr. Hansjörg Roll

Sitz und Registergericht:  
Mannheim - HRB 1780  
USt-IdNr.: DE 811244542

nahme, Übertragung und Verteilung besteht auch, wenn eine Anlage Strom aus einer Mischung biologisch abbaubarer und nicht abbaubarer Abfälle aus Haushalten und Industrie erzeugt – für den Teil des Stroms, der aus dem biologisch abbaubaren Anteil der Abfälle stammt.

- Behördliche Vorschriften genehmigungsrechtliche Einschränkungen oder ein Entsorgungsauftrag (Abfall darf nicht deponiert werden), stehen einer Abschaltung entgegen.
- TAB haben im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken keinen großen disponiblen Leistungsanteil, was zu einer geringeren Wirksamkeit bei einer Abregelung führt. Rostfeuerungen sind zudem träge in ihrem Regelverhalten. Ein schnelles Herunterregeln der Kesselanlagen ist nicht möglich.
- Speicherbarkeit des Brennstoffs: Die Tatsache, dass ein Brennstoff gelagert werden kann, bedeutet nicht, dass die Lagerung auch unbegrenzt möglich ist. Sobald eine Leistungsreduktion über wenige Stunden hinausgeht, können die Grenzen der Lagerkapazität erreicht werden. Das Holzlager eines Biomassekraftwerks und der Müllbunker einer TAB sollen vor allem Lieferengpässe des Brennstoffs ausgleichen.
- Eine Reduktion der Feuerungsleistung (Abfall) birgt das Risiko, dass das genehmigungsrelevante Kriterium zur Einhaltung der Feuerungsbedingungen ( $850^{\circ}\text{C}/2\text{sec.}$ ) unterschritten wird. Dies erzwingt den Einsatz fossiler Energieträger zur Stützfeuerung oder es ist eine Überdachfahrweise notwendig. Auch Biomassekraftwerke können üblicherweise eine Teillastfahrweise nur unter Einsatz von Stützfeuerung realisieren. Bei häufigem Abruf würden sich durch den zusätzlich erforderlichen Brennstoffeinsatz für An- und Abfahren verschiedene Kennzahlen verschlechtern, zunächst die R1-Kennzahl für Energieeffizienz, an die u. a. die Betriebsgenehmigung geknüpft ist.

## 1.2 Entschädigung zur Minimierung des wirtschaftlichen Schadens

- Bei Anlagen, die nicht komplett abgeschaltet werden können und deren Kessel zur Überbrückung einiger Stunden weiter befeuert wird, entstehen neben den zusätzlichen Brennstoffkosten weitere Betriebskosten, die berücksichtigt werden müssen. Zum Beispiel durch die erforderliche Wasseraufbereitung, wenn der Dampf nicht im geschlossenen Kreislauf die Stromturbine antreibt, sondern über das Dach abgelassen werden muss.
- Ein konventionelles Kraftwerk spart Kosten im Fall einer Abregelung. Für eine TAB oder ein MHKW werden zusätzliche Kosten verursacht. Zum Beispiel verbraucht eine Gas-Turbine keinen Brennstoff mehr, wenn sie abgeschaltet wird. Eine Biomasse/ Biogasanlage oder eine Müllverbrennungsanlage vernichten hingegen zwangsläufig Vermögen, weil sich in diesen Anlagen die Verbrennung oder Vergärung nicht so schnell (oder kaum) stoppen lassen. Auch müssen die Anlagen zum Herunterfahren und zum Wiederaufahren fossile Brennstoffe einsetzen. Wird die Stromeinspeisung der TAB somit über einen längeren Zeitpunkt im Rahmen des Einspeisemanagements so stark abgeregelt, dass sie dadurch ihre Durchsatzleistung reduzieren oder Dampf verwerfen muss, entsteht dem TAB-Betreiber ein finanzieller Ausfall, der über den reinen Ausfall der Stromerlöse hinausgeht. Diese Kosten müssen entschädigt werden.
- Auch entgangene Erlöse sind zu entschädigen.
  - o Entgangene Erlöse aus der Verwertung des Abfalls. Anders als bei Biomasse, die ggf. vom Anlagenbetreiber zugekauft wird, bezahlt der Abfallerzeuger den Anlagenbetreiber für die Entsorgung des Abfalls.

- Entgangene Stromerlöse
- Entgangene Herkunftsnachweise

Abfallverbrennungsanlagen (ohne KWK) sollten deshalb nachrangig abgeregelt und im Fall einer Abregelung umfassend entschädigt werden.

## **2. Beseitigung der Ursachen von und der Schäden durch EinsMan**

Grundsätzlich sind weder der Ist-Zustand mit nicht beeinflussbaren Risiken für den Direktvermarkter noch die im Leitfaden beschriebene Lösung mit Fehlanreizen optimal, die das bisherige systemdienliche Verhalten der Direktvermarkter unterbinden würde. Es führt unseres Erachtens kein Weg um eine kostenoptimierte Netzverstärkung oder eine vermehrte Nutzung der überschüssigen Energie herum, um die Ursachen von EinsMan zu beseitigen.

Wir begrüßen, dass der Leitfaden das Thema EinsMan angeht und versucht, die bisherigen lückenhaften Regelungen zu verbessern. Aus unserer Sicht greift er leider zu kurz, da er hauptsächlich das Thema Kostenverteilung von aufgetretenen Schäden behandelt und nicht die Beseitigung der Ursachen, die zu diesen Schäden führen, wenn EinsMan erforderlich ist.

Der Schaden entsteht durch den zusätzlichen Einsatz von Regelenergie. Dieser wird v. a. durch die fehlenden Informationen zu EinsMan-Maßnahmen für die Bilanzkreisverantwortlichen verursacht. Insbesondere seit der verpflichtenden Einführung von Onlinedaten, was ein wichtiger Schritt zu Prognoseverbesserung und Systemstabilität war, versuchen die Direktvermarkter EinsMan-Maßnahmen in ihrem Bilanzkreis zu bewirtschaften, indem sie diese durch Geschäfte im Intradaymarkt ausgleichen. Dies gelingt mit einem Zeitverzug durch die Anpassung der Fahrpläne an die Onlinedaten und durch eine eigene Prognose zum Umfang von EinsMan-Maßnahmen. Hierdurch tragen die Direktvermarkter/Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) erheblich zur Systemstabilität bei, die durch unkoordinierte Maßnahmen der Netzbetreiber gefährdet wird. EinsMan-Maßnahmen im Umfang von 4 GW sind keine Seltenheit. Ohne Gegensteuern der Direktvermarkter/BKV verursachen diese Regelenergie. 4 GW Regelenergiebedarf würde die von den ÜNB vorgehaltene MRL und SRL übersteigen.

Die beste Lösung ist aus unserer Sicht EinsMan über den Redispatch-Mechanismus umzusetzen, wie es der Leitfaden auch aufführt (Abschnitt 2.4.2.1) – allerdings nur als Möglichkeit ohne Verpflichtung. Unsere Erwartung ist, dass von dieser Möglichkeit in den nächsten Jahren kein Gebrauch gemacht werden wird. Redispatch hat den Vorteil, dass die Gegenmaßnahme außerhalb des Gebietes des Netzengpasses ergriffen wird und kein Regelenergiebedarf entsteht. Eine Vorabinformation mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens einer Stunde an den Direktvermarkter/BKV ist trotzdem erforderlich, damit dieser differenzieren kann, welche Veränderung der Onlinedaten auf EinsMan und welche auf betriebliche Maßnahmen durch den Anlagenbetreiber zurückzuführen sind, damit er die EinsMan-Maßnahme nicht zusätzlich zu Redispatch am Intradaymarkt ausgleicht.

Heute beschafft der BKV Ausgleichsmengen am Intradaymarkt. Dadurch ist nicht sichergestellt, dass das Ersatzkraftwerk, das hochfährt, nicht ebenfalls im Gebiet des Netzengpasses steht. Das aktuelle Risiko ist allerdings gering, da die meisten EinsMan-Maßnahmen heute küstennah stattfinden, wo es nur wenige konventionelle Kraftwerke gibt. Künftig kann sich das bei einer breiteren Verteilung von Netzengpassen ändern.

Besondere Schwierigkeiten bereitet die aktuelle Praxis von VNBs innerhalb einer EinsMan-Maßnahme zwischen Parks zu wechseln, wenn sich diese bei unterschiedlichen BKVs befinden. Dies ist für den BKV nicht vorhersehbar und erhöht so den Regelenergiebedarf. Wenn VNBs unterschiedliche Anlagen aus Gründen der Gleichbehandlung einsetzen wollen, dann sollten sie dies bei unterschiedlichen EinsMan-Maßnahmen tun.

Wir würden es begrüßen, wenn der Leitfaden zu einer Verbesserung der Informationslage führt. Die allermeisten EinsMan-Maßnahmen finden in den Netzgebieten von Schleswig-Holstein Netz, Avacon und E.ON Edis statt. Diese veröffentlichen aktuell zeitnah ihre EinsMan-Maßnahmen – allerdings nicht vorab und ohne Angabe der voraussichtlichen Dauer. Somit entstehen kein Informationsgewinn und Mehrwert, da diese Information für den BKV auch in den Onlinedaten enthalten ist. Helfen würde eine Veröffentlichung der EinsMan-Maßnahmen mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens einer Stunde auf einem gemeinsamen Portal der VNBs, zu dem der Direktvermarkter/BKV eine automatisierte Schnittstelle einrichten könnte, so dass er diese Informationen in der Intradaybewirtschaftung seines Bilanzkreises berücksichtigen kann. Eine mögliche Motivation für die VNBs könnte sein, dass sie die Kosten von EinsMan-Maßnahmen nur dann in den Netzentgelten ansetzen dürfen, wenn sie diese vorab im Portal eingetragen haben. Aktuell wäre das EinsMan-Problem größtenteils gelöst, wenn Schleswig-Holstein Netz, Avacon und E.ON Edis diese Informationen vorab zur Verfügung stellen würden.

### **3. Anreiz zu systemdienlichem Verhalten bewahren**

Die Abregelung von EE-Anlagen durch EinsMan kann beim Direktvermarkter (gleichzeitig Bilanzkreisverantwortlicher, BKV) hohe Kosten verursachen. Wir begrüßen die Möglichkeiten der Kostenerstattung für den BKV im Leitfaden 3.0 (S. 39f.). Eine Kostenerstattung reduziert die nicht beeinflussbaren Risiken durch Direktvermarktung deutlich.

Wie unter Punkt 2 beschrieben, nimmt der Direktvermarkter bereits heute teilweise einen bilanziellen Ausgleich auf Basis der Information vor, die er aus den Onlinedaten erhält (mit einem Zeitversatz von ca. 45 Minuten). Wenn dieses systemdienliche Verhalten des Direktvermarkters weiterhin erfolgen soll (bis Redispatch umgesetzt wird), so muss es für den Fall 2 (2.4.2.2 Bilanzieller Ausgleich durch den Anlagenbetreiber oder Direktvermarkter) ein alternatives Abrechnungsverfahren geben, da dieses Verhalten sonst für den Direktvermarkter Zusatzkosten verursachen kann.

Hierzu ein repräsentatives Beispiel: Der Direktvermarkter (gleichzeitig BKV) hat die zu erwartende Einspeisung aus der Anlage des Anlagenbetreibers vorab am Day Ahead Spotmarkt für 30 €/MWh verkauft. Untertägig sieht der Direktvermarkter eine Absenkung der Einspeisung aufgrund von Online-Daten. Der vorab verkaufte Strom wird nun durch den Direktvermarkter am kontinuierlichen Intradayhandel zurückgekauft. Aufgrund der Kurzfristigkeit ist er hierbei dem aktuell vorliegenden Preisniveau ausgesetzt und muss zum Preis von 50 €/MWh kaufen. Der Regelzonensaldo war negativ, d.h. es lag eine Überspeisung in Deutschland vor. Der Ausgleichsenergiepreis (reBAP) liegt daher hinterher bei -10 €/MWh. Somit entsteht dem Direktvermarkter in diesem Beispiel nach dem im Leitfaden vorgeschlagenen Abrechnungsverfahren ein Schaden von 60 €/MWh Ausfallarbeit.

Wenn die Direktvermarkter ihr aktuelles systemdienliches Verhalten einstellen, wird sich der Regelenergieeinsatz deutlich erhöhen. Um dies zu vermeiden, schlagen wir folgendes zusätzliches

alternatives Abrechnungsverfahren vor, das sich an den realen Kosten für den Direktvermarkter orientiert, der sich systemdienlich verhält:

- Die Randstunden einer Maßnahme (die ersten drei Viertelstunden einer Maßnahme und die drei Viertelstunden nach Ende einer Maßnahme) sollten mit dem Ausgleichsenergiepreis abgerechnet werden.
- Zwischen den Randstunden sollte die Maßnahme mit 100% ID3 abgerechnet werden, ohne dass das Einzelgeschäft nachgewiesen werden muss.

#### **4. Nachweispflichten für 100 %-ID3 Preis sind nicht darstellbar**

Wir stimmen zu, dass ein vereinfachtes Verfahren zur Bestimmung des anerkennungsfähigen Preises (Abschnitt 2.4.2.2, S. 41f.) sinnvoll wäre. Wir sehen jedoch zwei Probleme:

1. Der Nachweis von Einzelgeschäften ist bei der Bewirtschaftung von Direktvermarktungsportfolien nicht möglich.
2. Der ohne den Nachweis des Einzelgeschäfts geltend zu machende Preis von 70 % des ID3-Preises ist deutlich unterdurchschnittlich und suggeriert, dass der einzelne Direktvermarkter beim Ausgleich besser als der Marktdurchschnitt ist.

Somit sind die Voraussetzungen für das vorgeschlagene vereinfachte Verfahren nicht erreichbar. Um den vollen ID3-Preis oder sogar den tatsächlich Kaufpreis anerkannt zu bekommen, sind Nachweise zum konkreten Einzelgeschäft gefordert. Bei der Direktvermarktung sind – anders als bspw. beim Redispatch – Einzelgeschäfte nicht die Regel. Im Gegenteil: Es werden vorrangig über das gesamte Portfolio saldierte Geschäfte getätigt. Es werden nicht einzelne Anlagen vermarktet.

Ein Einzelnachweis ist somit gar nicht möglich. Der damit verbundene deutlich unterdurchschnittliche Preis (70 % des ID3) ist aus mehreren Gründen nicht sachgerecht.

- Der ID3-Index ist ein Durchschnittspreis. Obwohl es sachgerecht ist, zur Vereinfachung der Abrechnung einen (oder genau diesen) Index zu wählen, sind die tatsächlichen Kosten des Einzelgeschäfts entweder höher oder niedriger. Eine zusätzliche willkürliche Kürzung ist falsch, da schon der Nachweis des Einzelgeschäfts nicht möglich ist. Entsprechend ist der Nachweis ebenfalls nicht möglich, dass der Kauf zu einem teureren Preis als dem Durchschnittspreis nicht vermieden werden konnte.
- Um selbst Ausgleichsgeschäfte abschließen zu können, ist eine frühzeitige Information an den Direktvermarkter nötig, dass eine EinsMan-Maßnahme zu erwarten ist. Der Abschlag auf den ID3-Preis geht davon aus, dass die Information am Vortag vorliegt, und der Direktvermarkter einen Tag Zeit für Ausgleichsgeschäfte hat. Wir bezweifeln, dass die Information zuverlässig bereits am Vortag vorliegt. Um in kürzerer Zeit den Bilanzkreis auszugleichen, sind eher höhere Kosten anzunehmen.

Wir schlagen die oben (Ende Abschnitt 3) beschriebene Verbesserung des Abrechnungsverfahrens vor.

## 5. Abrechnungsverfahren effizienter gestalten

Anspruchsberechtigt für die Entschädigung von Abregelungen ist zunächst der Anlagenbetreiber. Wir schlagen vor, dass für die Entschädigung von Aufwänden für das Bilanzkreismanagement der Direktvermarkter anspruchsberechtigt ist, da dies die Abrechnung deutlich vereinfacht und effizienter macht.

## 6. Weitere Punkte

### - 2.4.1.2 Zusätzliche Aufwendungen

Warum gerade die Verwaltungs- und Abrechnungskosten für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche nicht als zusätzliche Aufwendungen ansetzbar sein dürfen, ist unverständlich. Diese würden ohne die Einspeisemanagementmaßnahme nicht entstehen und sind zu erstatten.

### - Information über die Einspeisemanagementmaßnahme

Falls Anlagenbetreiber und Direktvermarkter nicht identisch sind, sollten beide zeitgleich über die Einspeisemanagementmaßnahme informiert werden.

### - Regeln zur KWK-Entschädigung

Wie im Leitfaden 2014 schon angekündigt, wurde das Kapitel 2.3.5 zu KWK-Anlagen um das Abrechnungsverfahren erweitert (z. B. Annahmen zu Rampen). In Abschnitt 2.4.1.2 werden entschädigungsfähige zusätzliche Aufwendungen beschrieben, z. B. der Brennstoff bei Ersatzwärmeerzeugung. Das Kapitel gilt auch für KWK. Für KWK-Anlagen finden sich die Vorgaben zu entgangenen Einnahmen (KWK-Zuschlag und Anrechnung auf Förderdauer, Wärmeerlöse) in Abschnitt 2.4.3 ab S. 45. Insgesamt begrüßen wir es, dass die Besonderheiten von KWK-Anlagen in Leitfaden 3.0 gewürdigt werden. Die entschädigungsfähigen zusätzlichen Aufwendungen könnten übersichtlicher in einem KWK-Unterkapitel dargestellt werden, statt im Kapitel zu EE-Anlagen in der Einspeisevergütung (2.4.1).

Für Ihre Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

**MVV Energie AG**

Dr. Oliver Kopp  
Abteilungsleiter Energiewirtschaft

Dr. Alexander Zipp  
Referent Energiewirtschaft