

Per E-Mail an: poststelle.bk8@bnetza.de

31.03.2022

Stellungnahme EFET zur Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs nach § 13a Abs. 2 EnWG im Wege einer Festlegung nach § 13j Abs. 1 S. 2 EnWG i.V.m. 29 Abs. 1 EnWG

EFET bedankt sich für die Möglichkeit, Stellung nehmen zu dürfen. Wir begrüßen den Ansatz, aufsetzend auf der bestehenden Branchenlösung Einzelfragen, die sich spezifisch für Erneuerbare Energien und KWK-Anlagen ergeben, transparent zu dokumentieren. So ist die Abwicklung für alle Anlagentypen und -klassen einheitlich möglich und es entfallen Einzelabstimmungen mit den Netzbetreibern.

1. Zuordnung der Kosten der Redispatch-Maßnahmen?

Zu diesem Punkt nehmen wir keine Stellung. Möglicherweise ist es möglich, dass die Teilung der Kosten nach dem errechneten MWh-Bedarf je Viertelstunde ermittelt und dann pro rata aufgeteilt wird. Somit reduzieren sich die redispatch-spezifischen Kosten für die betroffenen Netzbetreiber. Ob der Engpass bei dem einen Netzbetreiber früher oder später auftaucht, ist aus unserer Sicht unerheblich. Wichtig ist uns, dass der Redispatch 2.0 - Prozess von solchen Allokationsproblemen nicht verkompliziert und fehleranfälliger wird.

2. Anteiliger Werteverbrauch (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 1 EnWG): Bestimmung einer energieträger-spezifischen Startkostenpauschale für den Markttest

EFET kann sich zu diesem Punkt als Händlerverband nicht äußern.

3. Nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 5 EnWG): Entgangene Einnahmen für EE-Anlagen?

Bei einer einseitigen oder kompletten Fixierung durch den Netzbetreiber sollte die Bewertung analog anderer Erzeuger mit dem Weber-Ansatz erfolgen.

Die Annahme der Beschlusskammer, dass die Erneuerbaren Anlagen in der Direktvermarktung nach dem Grundsatz „produce and forget“-Prinzip arbeiten, ist nicht richtig. Damit die Erneuerbaren Energien sich in das Stromsystem integrieren und abschalten, wenn die Preise niedrig sind (d.h. die Nachfrage nach Strom gering ist), gibt es den Anreiz und politischen Wunsch der aktiven Vermarktung. Die Annahme, dass keine Mehreinnahmen entstehen, würde bei einem CfD (contract for Difference) tragen. Hierbei bestehen keinerlei Anreize, sich systemdienlich zu verhalten, da Mehreinnahmen direkt von der Förderung abgeschöpft werden. Die Mehreinnahmen daraus sind in den Vertragspreisen des Anlagenbetreibers mit dem Direktvermarkter (EIV) berücksichtigt.

Die im Redispatch 2.0 und aktuellen Förderregime gesteuerten Anlagen stellen wie alle anderen Anlagen auch eine Realloption dar, die dem Einsatzverantwortlichen (EIV) zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit bietet, Leistung aus der Anlage zu beziehen oder nicht zu beziehen. Durch Ausübung dieser Option (Mehr- / Minderbezug von Leistung) generiert der EIV Deckungsbeiträge.

Folglich ergibt sich für beide Parteien, dass diese bezüglich der Erzeugungsauslagen so gestellt sind, als wäre kein Redispatch erfolgt. Allerdings geht die Realloption beispielsweise einer Windanlage verloren, da diese aufgrund von Redispatch nicht mehr frei einsetzbar und der bilanzielle Ausgleich obligatorisch ist.

Festzuhalten ist:

- Durch Redispatch können aufgrund von Fixierungen (einseitige oder komplette Fixierung) Opportunitätskosten in der Intraday-Bewirtschaftung auch bei EE-Anlagen entstehen.
- Die Vergütung der Marktprämie und der bilanzielle Ausgleich entschädigen den Anlagenbetreiber bzw. seine Dienstleister ausschließlich hinsichtlich der Erzeugungsauslagen, jedoch nicht bezüglich Marktopportunitäten im Intraday.

Entscheidet sich der EIV eine geförderte EE-Anlage abzuregeln, wird der Netzbetreiber für die nicht produzierte Arbeit keine Marktprämie an den Anlagenbetreiber zahlen. Falls der EIV nicht gleichzeitig Anlagenbetreiber ist, wird er dem Anlagenbetreiber die Marktprämie für die nicht produzierte Arbeit

vergüten müssen. Ein vernünftig wirtschaftender EIV wird deshalb als Einsatzkosten für seine EE-Anlage die negative Marktprämie ansetzen. Der Ausübungspreis entspricht den Einsatzkosten der Anlage.

Der Weber-Ansatz kann daher analog angewendet werden. Die Eingangsdaten sind wie folgt anzupassen:

- Leistungshöhe: errechnete theoretische Einspeisung der Viertelstunde auf Basis des gewählten Abrechnungsverfahrens unter Berücksichtigung der Fixierung der Leistung

- Strikepreis: „Erzeugungsauslagen“ = der Preis, zu dem die Anlage abgeregelt werden würde; bei konventionellen Energien sind das Erzeugungsauslagen, bei geförderten EE die Marktprämie bzw. bei ungeforderten EE die variablen Kosten der EE-Anlage.
Sonderfall: Im Falle einer Anwendung von § 51 EEG 2017 (negative Stundenregelung) sind die Einsatzkosten der EE-Anlage die variablen Kosten der EE-Anlage

- Volatilität: (d.h. die Preisveränderungen am Markt) berücksichtigt die einseitige Regelbarkeit der Anlage dadurch, dass nur einseitig die Volatilität berücksichtigt und bepreist wird. Dies ist bei dargebotsabhängigen EE insbesondere Wind und PV in Anwendung zu bringen.

4. Nachgewiesene entgangene Erlösmöglichkeiten (§ 13a Abs. 2 S. 2 Nr. 3 EnWG): Modifikation des Weber-Ansatzes?

EFET schließt sich der Ausarbeitung des BDEW an.

Der Weber-Ansatz wurde im Rahmen der Vergütung von Redispatch-Maßnahmen nach dem Redispatch 1.0 als adäquater Ansatz zur Ermittlung von Opportunitätskosten im Intraday-Markt angesehen und hat sich hier gleichermaßen als sachgerechtes wie auch hinreichend einfaches Verfahren zur Abrechnung der Opportunitätskosten bewährt. Die potenziellen Ungenauigkeiten dieses Ansatzes sind hinlänglich bekannt.

So werden Opportunitäten innerhalb einer Redispatch-Maßnahme unter bestimmten Randbedingungen leicht überbewertet. Opportunitäten, die sich aber bereits vor oder auch nach einer Redispatch-Maßnahme ergeben können, werden jedoch gar nicht berücksichtigt. Trotzdem haben alle Beteiligten diesen Ansatz als sachgerecht und akzeptabel erachtet. Insbesondere aber hat

er für ein sehr komplexes Thema auf sehr elegante Weise einen Rechtsfrieden herbeigeführt, der für lange Zeit beinahe unerreichbar erschien.

In diesem Sinne erscheint es nicht zielführend, diesen Ansatz nun erneut zu modifizieren, insbesondere, wenn nur die möglichen Überbewertungen betrachtet werden sollen, die bislang akzeptierten Unterbewertungen aber nicht adressiert werden. Hinzu kommt, dass die diskutierte Modifikation anhand von Volatilitäten akademisch sicherlich nachvollziehbar ist, in der täglichen Praxis aber zu einem weiteren hohen Berechnungsaufwand führen würde. Dies zieht erneut einen höheren Abrechnungsaufwand nach sich, den Netzbetreiber anhand von Netznutzungsentgelten sozialisieren würden, betroffene Anlagenbetreiber wiederum ohne eigenes Verschulden selbst würden tragen müssen.

Darum wird eine neuerliche Diskussion um diese Thematik sowie eine Modifikation des bestehenden Ansatzes abgelehnt.

Im Auftrag der Bundesnetzagentur wurde seitens der ÜNB eine Studie zu dieser Frage angesetzt, um die Modifikation des bestehenden Ansatzes zu bewerten. EFET findet kann nicht nachvollziehen, warum zu diesem Thema Netzbetreiber intransparent beauftragt werden. Die Annahmen und Ergebnis der Studie sollten breit mit dem Markt geteilt werden

5. Gibt es weiteren Klarstellungsbedarf?

Der Großteil der Kostenblöcke lässt sich aus dem Leitfaden für Redispatch 1.0 bereits ableiten. Insbesondere für KWK gibt es eher Klarstellungsbedarf als Änderungsbedarf. Bei Erneuerbaren Energien besteht die Schwierigkeit, dass die Ermittlung des ge-redispachten MWh-Wertes anders zu ermitteln ist. Aus Sicht von EFET gibt es folgende Ergänzungen, die eine Abwicklung zügig ermöglichen. Daher haben wir eine Übersicht erstellt, wo Beispiele für Kostenpositionen ergänzt werden müssen. Da bereits neben dem Standardredispatch Regelungen für den Sonder-Redispatch vorgesehen wurden sind die notwendigen Nachbesserungen aus unserer Sicht überschaubar.

(1) Die entgangenen HKN sind zu ersetzen. Eine transparente Möglichkeit dafür wäre ein Index.
 Marktüblicher HKN-Wert * MWh = HKN-Kosten

(2) Entgangene Marktprämien sind zu ersetzen.
 Marktprämie lt. ÜNB * MWh = Marktprämienverlust

Bei einer Anwendung von § 51 EEG wird keine Marktprämie ausgezahlt, da diese in diesen Stunden nicht entgeht. Somit ist sie natürlich auch nicht zu erstatten.

Für Rückfragen stehen wir gerne jederzeit zur Verfügung.

EFET Deutschland

Tel.: +49 (0) 30 2655 7824

de@efet.org