



EFET Deutschland
Verband deutscher
Gas- und Stromhändler e.V.
Schiffbauerdamm 40
10117 Berlin
Tel: +49 30 2655 7824
Fax: +49 30 2655 7825
www.efet-d.org
de@efet.org

EFET Deutschland, Schiffbauerdamm 40, 10117 Berlin

An die
Bundesnetzagentur
Beschlusskammer 8
Herrn Alexander Lüdtké-Handjery
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Berlin, den 22.12.2011

Vergütung von Redispatch-Eingriffen durch die Netzbetreiber

EFET Deutschland fordert im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Bundesnetzagentur zum Redispatch eine angemessene Vergütung für in Anspruch genommene Kraftwerke.

Sehr geehrter Herr Lüdtké-Handjery,

EFET Deutschland hat an dem Workshop der Bundesnetzagentur zum „Festlegungsverfahren Redispatch“ am 07.12.2011 teilgenommen. Dort wurde verlautbart, dass es zu dem zentral wichtigen Themenkomplex „Kriterien für die Bestimmung angemessener Vergütung“ keine Konsultation im Rahmen des Festlegungsverfahrens der Beschlusskammer 6 mehr geben wird: die Beschlusskammer 8 plant „lediglich“, Eckpunkte dazu zu veröffentlichen.

Bereits im Rahmen des Workshops wurde seitens der Marktteilnehmer aus Handel und Erzeugung erhebliche Kritik an dem dort vorgestellten Modell geübt. Aufgrund schwerwiegender Bedenken unserer Mitgliedsunternehmen in Bezug auf das durch die Beschlusskammer 8 vorgetragene Vergütungsschema gestatten wir uns, dieses noch einmal zu kommentieren.

Generell müssen Redispatch-Maßnahmen marktkompatibel und für den Kraftwerksbetreiber kostendeckend ausgestaltet werden. Das deutsche Stromnetz ist darauf angewiesen, dass flexible Kraftwerke betrieben und gegebenenfalls gebaut werden und Nachrüstungen zur Flexibilität bestehender Kapazitäten geschaffen werden. Redispatch darf nicht dazu führen, dass derartige Investitionen entwertet werden.

Bestandteile der Vergütung

Im Gegensatz zur Bundesnetzagentur erachtet EFET die Orientierung am Börsenpreis als Vergütungshöhe in den wenigsten Fällen als ausreichend oder gar kompatibel mit dem Wortlaut des EnWG § 13 (1a): „*angemessene Vergütung*“:

- Der Grundsatz, dass ein Eingriff in "überwiegend laufende Kapazitäten" erfolgt, ist aus unserer Sicht nicht der Regelfall und berücksichtigt zum Beispiel nicht Must-Run-Einsätze¹ von Kraftwerken zur Erbringung negativer Regelleistung oder das Anfahren von Anlagen. Diese Anlagen sind nicht „im Geld“.
- Weiterhin ist es nicht der Regelfall, dass bei einem Eingriff in "überwiegend laufende Kapazitäten" im Sinne von Herunterregeln nur in die Erzeugung von Kraftwerken eingegriffen wird, die in der Nähe (leicht unterhalb) der Börsenpreise operieren. Für die Mehrzahl der Kraftwerke bedeutet der Vorschlag der Beschlusskammer 8, dem Übertragungsnetzbetreiber 90 % des EPEX-Spotpreises zu erstatten, dass hier nicht nur eingesparte Brennstoffkosten beglichen werden, sondern auch der Deckungsbeitrag der Kraftwerke abgeschöpft wird. Der Deckungsbeitrag deckt jedoch über den Brennstoffpreis hinaus alle weiteren mit dem Betrieb (aber auch Stillstand) eines Kraftwerks verbundenen Kosten.
- Es ist auch nicht der Regelfall, dass im Sinne eines Hochregels von Anlagen lediglich in „laufende Kapazitäten“ eingegriffen wird. Die Praxis zeigt, dass oftmals Anlagen (Spitzenlastkraftwerke) aus dem Stillstand angefahren werden müssen, deren Brennstoffkosten allein ein Vielfaches der vorgeschlagenen Vergütung ($1,1 * \text{EPEX-Spotpreis}$) übersteigen.
- Sowohl für das redispatch-bedingte Herunter- als auch Hochregeln von Anlagen entstehen weitere Kosten, wie u.a. Anfahrtskosten, Personalkosten, Wiedereindeckungskosten durch den Verlust von Reserven zur Eigenbesicherung oder etwaige Pönalen. Darüber hinaus entstehende Opportunitätskosten, die durch den redispatch-bedingten Flexibilitätsverlust dem Erzeuger entstehen, wären in diesen Kosten noch nicht einmal enthalten.

Die schlichte Orientierung am Börsenpreis stellt eine per Regulierung gestattete Semi-Enteignung speziell der Kraftwerksbetreiber dar, deren Blöcke den größten physikalischen Einfluss auf einen Engpass haben und in deren Erzeugung daher immer zuerst eingegriffen werden soll. Das Ziel, die Netzentgelte auf kurze Sicht gering zu halten, wird hierbei auf Kosten der Kraftwerksbetreiber verfolgt.

Voraussetzung sollte in jedem Fall sein, dass die Redispatch-Vergütung nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG so bemessen wird, dass dem Kraftwerksbetreiber mittelfristig kein wirtschaftlicher Schaden entsteht. Daher sollten bei ihrer Bemessung deutschlandweit einheitlich neben den direkten Kosten oder einer evtl. Ersatzlieferung an einem alternativen Netzeinspeisepunkt etwaige Kosten für die entgangene Möglichkeit bei der Bedienung der Kurzfristmärkte (Intraday- und Regelenergie-Märkte) und für vermiedene Netznutzungsentgelte vergolten werden.

➔ Die Bundesnetzagentur hat bereits selbst in ihrer damaligen Konsultation anerkannt, dass die Kraftwerksbetreiber auch Opportunitätskosten haben.

Eine Bezugnahme auf einen Tagesdurchschnittswert (z.B. Börsenpreis, Phelix Day Base) als alleinige Referenz der Vergütungshöhe für einen gewissen Zeitpunkt des Redispatch ist jedoch alleine deshalb ungeeignet, weil die Marktpreise innerhalb eines Tages sehr unterschiedlich sind. Dieser Sachverhalt wird insbesondere bei den Pumpspeicherkraftwerken deutlich. Diese werden im kurzfristigen Redispatch (unter 6 Stunden) genutzt, und durch die Anwendung des Phelix-Day-Base-Preises mit zusätzlichen Kosten belastet.

EFET begrüßt zwar grundsätzlich den Ansatz der Bundesnetzagentur, über Marktpreise die durch den Redispatch entstehende Kosten des Kraftwerksbetreibers abzubilden. Aber selbst mit einer solchen Regelung für den

¹ Um in Schwachlastzeiten genügend negative Regelleistung zur Verfügung zu stellen, werden Erzeugungseinheiten unterhalb ihrer Erzeugungskosten im Forwardmarkt verkauft. Die Differenz wird durch den zu zahlenden Leistungspreis bei der Sekundär- und Minutenreserve gedeckt.

Referenzwert kann nicht sichergestellt werden, dass die Vergütung die Kosten deckt. Exemplarisch sei hier auf Situationen mit negativen Preisen verwiesen, in denen Kraftwerke zum Beispiel zur Vermeidung von Anfahrten dennoch in Betrieb sind. Als Mindestvergütung erachtet EFET daher eine Regelung für erforderlich, die eine Kostendeckung garantiert. Da hierfür eine kraftwerks- und situationsspezifische Kalkulation vermutlich zu aufwändig ist, halten wir eine vereinfachte, technologie- und regionsspezifische Vergütung als Mindestwert für überlegenswert.

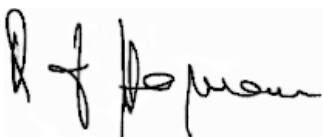
Zum Beispiel können zum Redispatch verwendete Energiemengen von Gaskraftwerken auf VHP-Preise indexiert werden (mit Multiplikator, analog zum Modell der Beschlusskammer 8 mit Börsenpreis). Bei Kohle wiederum bedarf es einer genaueren Kostenmessung. Hier besteht die Idee einer Art virtuellen Kraftwerks, welches als Index für alle Kohlekraftwerke in einer Region dient. Berechnungen solcher indexierten fiktiven Kraftwerke hat es bereits gegeben (z.B. im Energiekonzept der Bundesregierung). Die zu berechnende Vergütung dieses virtuellen Kraftwerks richtet sich nach dem Kohlepreis, den Transportkosten und den CO₂-Kosten, multipliziert mit dem prozentuellen Wirkungsgrad. Zusätzlich müssten eventuell Transportkosten zugeschlagen werden.

Redispatch darf keine Dauerlösung sein

Bei allen Überlegungen muss sichergestellt sein, dass Redispatch nicht den nötigen Netzausbau verzögert. Netzbetreiber müssen einen Anreiz erhalten, den Netzausbau so zügig wie möglich voranzutreiben. Redispatch darf keine Dauerlösung werden, um strukturelle Engpässe zu lösen.

Wir hoffen, dass die Bundesnetzagentur in der Vergütung der Redispatch-Maßnahmen die erforderlichen Anpassungen berücksichtigt, und sind gerne bereit, hieran konstruktiv mitzuwirken. **Eine Konsultation zur Angemessenheit der Vergütung begrüßen wir sehr.** Unabhängig dessen behalten wir uns vor, im neuen Jahr eine weitere Stellungnahme zu den Kriterien einer angemessenen Vergütung abzugeben.

Mit freundlichen Grüßen,



Dr. Jan Haizmann
Geschäftsführer EFET Deutschland