

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

Berlin, den 28. Mai 2015

EFET-Diskussionspapier zu Redispatch

I. Einleitung

Redispatch ist eine marktbezogene Maßnahme des Netzbetreibers zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes.

Konkret dient Redispatch dazu, einen kurzfristigen Mangel an Netzkapazität rasch und flexibel zu ersetzen und so Leitungsabschnitte vor Überlast zu schützen. Durch Redispatchmaßnahmen greifen Netzbetreiber in die marktoptimierte Kraftwerkserzeugung ein.

Die (drohende) Heranziehung zu Redispatch führt bei den Kraftwerksbetreibern daher zu diversen Nachteilen. Neben direkten Kosten (u.a. Brennstoff oder Ramping-/Anfahrkosten) sind dies auch entgangene Flexibilitäten (u.a. Opportunitätskosten, Marktprämien, Schattenpreise).

II. Status Quo nach der Entscheidung des OLG Düsseldorf in dem Beschwerdeverfahren zu Redispatch

Das OLG Düsseldorf bestätigt in seiner Entscheidung zum Beschwerdeverfahren gegen die Festlegungen der Beschlusskammer 8 (BK8), dass betroffenen Kraftwerksbetreibern grds. sämtliche mit dem Redispatcheingriff einhergehende Nachteile zu erstatten sind (s.o.).

Insbesondere bemängelte das OLG Düsseldorf, dass die gewählte retrograd-vereinfachende Ausgestaltung der Vergütungsregelung der BK8 zu einer nicht sachgerechten Benachteiligung betroffener Kraftwerksbetreiber führt.

Eine sachgerechte Bewertung entgangener Opportunitäten muss dabei die ökonomische Mechanik der Energiemärkte widerspiegeln – auch wenn diese dann die inhärente Komplexität abbilden muss.

EFET ist der Auffassung, dass zu stark vereinfachende Regelungen für dieses komplexe und sich stetig ändernde Gebilde zu keinen sachgerechten Lösungen führen können. Insoweit genügen ex-post Betrachtungen (best-of oder worst-of), aber auch die bisher pauschalieren ex-ante Regelungen nicht den vorgenannten Anforderungen.

EFET fühlt sich nach der jüngsten Entscheidung des OLG Düsseldorf aufgefordert, an einer sachgerechten Entgeltregelung mitzuwirken, die gleichzeitig einen relativ geringen Komplexitätsgrad aufweist.

EFET möchte daher im Folgenden seinen Beitrag dazu liefern, diese schwierige Aufgabe zu lösen und die Diskussion „Redispatch“ mit einem robusten, bereits etablierten und sachgerechten Vorschlag zu unterstützen.

III. Analyse der deutschen konventionellen Erzeugung – Marktorientierte Lösung für Redispatch

Die Besonderheit des gesamten konventionellen deutschen Kraftwerksparks liegt in seiner Heterogenität einerseits und einer weitgehenden Standortgleichverteilung¹ über das Bundesgebiet andererseits.

Die Verteilung der Kraftwerksstandorte ist ein netztopologischer Vorteil und macht es für den Netzbetreiber möglich, in der Regel mit mehreren Kraftwerken/Anlagen entsprechende netzkritische Situationen zu beheben (siehe auch: Netzsicherheitsberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zum Winter 2014/2015).

Die Voraussetzungen für eine wettbewerbliche, marktorientierte Beschaffung und Vergütung von Redispatch sind somit grundsätzlich gegeben. Eine pauschalierte Vergütung, die Kosten und Opportunitäten angemessen berücksichtigt, kann in Ausnahmefällen, wenn es keinen wettbewerblichen Ansatz geben kann, vereinbart werden. Für Pumpspeicher die zu Redispatchzwecken herangezogen werden, sind spezifische Regelungen zu finden.

Vorteil eines solchen Modells ist, dass eine systematische Untervergütung vermieden und Redispatch dort erbracht wird, wo dieser am effizientesten ist. Die schon heute von den Netzbetreibern genutzte Sensitivitätsmatrix zum optimierten Einsatz der Kraftwerke im Falle eines Redispatches kann auch in einem marktbasieren Redispatchverfahren vollständig angewendet werden.

Die Integration von weiteren Redispatchanbietern z.B. Erneuerbare Energien, Verbraucher ist jederzeit möglich. Möglichen Bedenken eines potentiellen Marktmachtmissbrauchs stehen – analog zu den liberalisierten Strommärkten – die bestehenden Kontrollmechanismen der zuständigen Aufsichtsbehörden entgegen.

Im Ergebnis führt der skizzierte Ansatz dazu, dass notwendiger Redispatch marktschonend und günstig für die Netznutzer durchgeführt werden kann.

¹ im Gegensatz zu Skandinavien, Vereintes Königreich, Tschechische Republik etc.

IV. Zukünftiges Modell einer marktbasierter Redispatch-Lösung – Beispiel Niederlande

In den Niederlanden existiert bereits ein etabliertes, vergleichsweise einfaches, marktgerechtes Redispatchverfahren, welches auf sehr ähnlichen Grundsätzen beruht und den Anspruch auf hohe Netzsicherheit bei gleichzeitiger Marktstreue erfüllt.

Die Regeln sind im NL Grid Code (Artikel 4.2.5)² festgelegt. Wenn der ÜNB in einer Region Netzengpässe für ein Zeitfenster von 1 bis 4 Jahren erwartet, muss der ÜNB überprüfen, ob ein preisbasierter Redispatch möglich und nützlich ist. Zum Beispiel müssen ausreichend viele Marktteilnehmer betroffen sein. Wenn das Ergebnis positiv ist, wird die Region als Netzengpassgebiet ausgewiesen. Alle Marktteilnehmer in diesem Gebiet (mit Einfluss auf den Engpass) werden dann aufgefordert, ihre Gebote für Auf- und Abregelung der Erzeugung oder Nachfrage abzugeben. Kleinere Kraftwerke oder Erneuerbare-Energien-Anlagen können ausgeschlossen werden.

Zu der Funktionsweise im Einzelnen:

- Jeder Kraftwerksbetreiber nennt ex ante und obligatorisch seine Kosten zum Auf- und Abfahren.
- In einem hoch vermaschten Netzgebilde wie in Deutschland und den Niederlanden haben i.d.R. sehr viele Kraftwerke Einfluss auf die Situation eines einzelnen Netzknotens. Auch wirken kommunale und industrielle Kraftwerke auf die Netzknoten des Übertragungsnetzes.
- Kraftwerke stehen somit bei Redispatch im direkten Einsatz-Wettbewerb. Netzbetreiber wählen die Kraftwerke nach geringsten Kosten für die jeweilige Maßnahme unter Berücksichtigung der Marktsituation aus.
- Netzbetreiber in den Niederlanden und Deutschland nutzen zur Erzeugung der gewünschten Netzentlastung bereits heute eine Sensitivitätsmatrix, so dass dieser Vorgang zu den geringsten Kosten erstellt werden kann.
- Kraftwerksbetreiber haben genügend Anreize, Einsatzpreise in der Nähe der Marktpreise zu nennen.
 - Fall Kraftwerk steht („aus dem Geld“): Bei einem zu niedrigen Einsatzpreis liefe das stehende KW in Gefahr, defizitär anzufahren. Bei zu hohen Preisen käme in Erwartung weniger Kraftwerkseinsatz zustande, bei denen ein gerade stehendes Kraftwerk noch Gewinn erwirtschaften würde.
 - Fall Kraftwerk läuft („im Geld“): Bei einem zu hohen Einsatzpreis würde das laufende KW in Erwartung zu früh abgefahren und müsste dem Netzbetreiber (defizitär) die hohen Einsatzpreise vergüten. Bei zu niedrigen Einsatzpreisen würde das Kraftwerk in Erwartung durch den Netzbetreiber nicht gewählt, obgleich es für den Kraftwerksbetreiber gegenüber seiner Einsatzkosten lohnend wäre.

² <https://www.acm.nl/download/documenten/acm-energie/netcode-elektriciteit-26-maart-2014.pdf>

V. Fazit

Ein marktbasiertes System für Redispatch ist aus Sicht von EFET zu favorisieren. Die Entscheidungsgründe im OLG-Urteil stützen eine pauschale Vergütung der Opportunitätskosten, schließen aber auch ein Marktverfahren nicht aus.

Außerdem ist die Netztopologie (hoher Vermaschungsgrad, Netzebenenstruktur, Leistungsdichte etc.) in den Niederlanden und Deutschland sehr ähnlich. Auch gibt es keine Fehlanreize: Anreize zur „Schaffung von Netzengpässen“ sind – selbst ohne Transparenz – in den Niederlanden nicht bekannt.

Ein weiterer Aspekt ist die hohe Akzeptanz: Das Verfahren ist bei Industrie, Verbrauchern, Kraftwerksbetreibern, Netzbetreiber und Regulierungsbehörde anerkannt.

EFET schlägt daher eine Prüfung des marktbasiereten Redispatch mit Möglichkeit eine pauschalierte Abrechnung, die Kosten und Opportunitäten angemessen berücksichtigt, im Falle von fehlendem Wettbewerb zur Auflösung der Redispatch–Problematik vor.