

## Short Paper

# Redispatch als Teil des marktlichen Engpassmanagements

Berlin, 15. August 2018

## 1. Vorbemerkung

Redispatch bezeichnet den vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angeordneten Eingriff in den marktbasieren Einsatz von Erzeugungsanlagen zur Verlagerung der Einspeisung, um prognostizierbaren, physikalischen Engpässen vorzubeugen (präventiv) bzw. solche akut zu beheben (kurativ). Als Sicherheitsmaß verwenden die ÜNB das sog. (n-1)-Netzsicherheitskriterium, welches – vereinfacht dargestellt – den sicheren Netzbetrieb auch bei Ausfall einer Netzkomponente weiterhin gewährleistet. Dabei wird „vor“ einem „kritischen Netzbetriebsmittel“ bzw. Engpass (überlastete Übertragungsleitung, Transformator etc.) die elektrische Einspeisung verringert (Wirkleistungsreduktion) und „hinter“ einem Engpass erhöht (Wirkleistungserhöhung). Um temporären Engpässen im Stromnetz entgegenzuwirken und die (n-1)-Netzsicherheitskriterien aufrechtzuerhalten, wird also nicht die insgesamt eingespeiste Strommenge, sondern die örtliche Verteilung der Stromeinspeisung verändert.

Die Europäische Kommission hat sich in ihren Vorschlägen zu einer Energiebinnenmarktverordnung Strom vom November 2016 dafür ausgesprochen, dass Redispatch marktlich erfolgen sollte, sofern ausreichend Wettbewerb vorhanden sei, wobei der bestehende Rechtsrahmen einen marktbasieren Ansatz in Deutschland derzeit ausschließt.

Der BDEW hat bereits im Rahmen seiner Stellungnahmen zu den Entwürfen einer Binnenmarkttrichtlinie Strom, der Binnenmarktverordnung Strom, der Risikovorsorge-Verordnung und der ACER-Verordnung vom 23. Februar 2017 das marktliche Engpassmanagement grundsätzlich befürwortet. Wesentliche Voraussetzungen für ein marktbasierter Engpassmanagement sind dabei das Vorhandensein eines ausreichenden Wettbewerbs mehrerer Anbieter wie auch ein erwiesenes Maß an Nachfrage in Form eines oder mehrerer Engpässe.

Vor dem Hintergrund der unmittelbaren Rechtswirkung der europäischen Verordnung voraussichtlich ab 1. Januar 2020 und den Aktivitäten in den Arbeitsgruppen des Rates der Europäischen Union soll das vorliegende Papier die Diskussion über die Wettbewerbssituation in Deutschland initiieren und die möglichen Grenzen des marktlichen Redispatches in Deutschland aufzeigen.

## 2. Derzeitige Umsetzung von Redispatch in Deutschland

Gemäß dem geltenden § 13a Abs. 1 EnWG sind alle Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, ihre Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug auf Anforderung durch die ÜNB gegen eine angemessene Vergütung zu reduzieren oder zu erhöhen.<sup>1</sup> Dieser Anforderung des ÜNB geht ein entsprechender Planungs- und Datenaustauschprozess voraus:

---

<sup>1</sup> Die entsprechende Berechtigung besitzt auch der VNB nach §§ 13a Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG

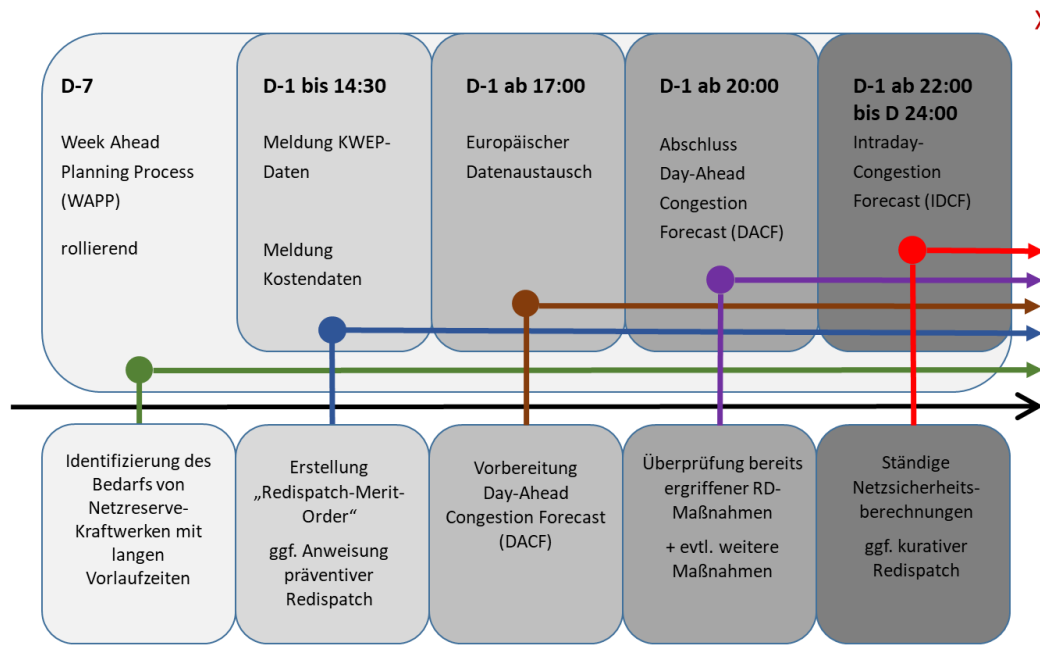


Abbildung: Planungs- und Datenaustauschprozess des Redispatch

## D-7 WAPP

- Täglich rollierende Prognose des benötigten Redispatch-Potentials
- Wesentliche Eingangsparameter sind die Einspeisungen aus Windenergie- und PV-Anlagen, die Last, das Redispatch-Potential der am Markt befindlichen Anlagen sowie gemeldete Anlagennichtverfügbarkeiten
- Ergebnis ist u. a. die Identifizierung des Bedarfs von Redispatch-/Reserveanlagen (Netzreserve) mit langen Vorlauf-/Anfahrzeiten

## D-1 bis 14:30 Uhr

- Anlagenbetreiber melden ihre Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP) an die ÜNB
- Anlagenbetreiber melden für ihre jeweiligen Anlagen verschiedene Kostenpositionen gemäß Anhang 8.1 des „Branchenleitfaden Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“<sup>2</sup>
- Überprüfung der Redispatch-Bedarfsprognosen
- Auf Basis der gemeldeten Kosten erfolgt eine Planung des Redispatch-Einsatzes mittels einer „Redispatch-Merit-Order“ für die zu entlastenden Netzbetriebsmittel
- Aktivierung von Anlagen mit langen Vorlaufzeiten sowie Anforderung der Änderung von Betriebsbereitschaftszuständen

<sup>2</sup> BDEW-Branchenleitfaden „Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ vom 18.04.2018

#### **D-1 ab 17:00 Uhr**

- Datenaustausch mit den ausländischen ÜNB zur Vorbereitung des DACF

#### **D-1 ab 20:00 Uhr DACF**

- Auf Basis der Erkenntnisse des DACF werden die bereits ergriffenen Redispatch-Maßnahmen überprüft bzw. weitere Maßnahmen ergriffen

#### **D-1 ab 22:00 Uhr bis D 24:00 Uhr IDCf**

- Ständige Netzsicherheitsberechnungen und Überprüfung der ergriffenen Redispatch-Maßnahmen
- Ggf. Anweisung von kurativen Redispatch-Maßnahmen auf Grundlage der „Redispatch-Merit-Order“

### **3. Wirksamer Wettbewerb als Grundvoraussetzung für einen „Redispatch-Markt“**

Aufbauend u. a. auf seiner Stellungnahme zu den Entwürfen der Binnenmarktverordnung Strom vom 23. Februar 2017 spricht sich der BDEW weiterhin für eine differenzierte Betrachtung von Wirkleistungserhöhung und Wirkleistungsreduktion aus.

Grundsätzlich stehen für den erforderlichen Ausgleich in netztechnischen Engpasssituationen last- und einspeiseseitige Instrumente zur Verfügung. Dabei erfolgt derzeit überwiegend eine paarweise Wirkleistungsveränderung vor und hinter dem Engpass, so dass die Energiebilanz erhalten bleibt.

Die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen, d.h. die Erhöhung bzw. Absenkung der Wirkleistungseinspeisung auf Basis von Erzeugungsanlagen, Demand-Side-Management und Speichern, ermöglicht eine von nicht steuerbaren Einflüssen freie, stabile und flexible Energieeinspeisung gemäß den Vorgaben des anfordernden ÜNB.

Vor- oder hinter einem Netzknoten, an dem ein überlastetes Netzbetriebsmittel angeschlossen ist, befinden sich durch den Vermaschungsgrad des deutschen Übertragungsnetzes potentiell mehrere Anlagen mit unterschiedlichem Einfluss auf die jeweilige Überlastung. In einer entsprechenden Analyse sollte deren Allokation wie auch die Sensitivitäten auf einen jeweiligen Engpass untersucht werden. Bis dato ist mitunter fraglich, ob der ausreichende Wettbewerb, unter dessen Vorbehalt die Vorgaben zum marktlichen Redispatch gemäß dem Entwurf der Strombinnenmarktverordnung stehen, im jeweiligen Einzelfall vorliegt. Da das zukünftige Wettbewerbsniveau von großer Bedeutung sein wird, spricht sich der BDEW für eine baldige, detaillierte Untersuchung der Wettbewerbssituation auch in den jeweiligen lokalen Gebieten, in denen häufig Engpässe auftreten, unter Einbezug des Bundeskartellamtes aus. Hierbei sollte die Entwicklung von weiteren Flexibilitätspotentialen unter der Ausgestaltung entsprechender anreizender Marktsignale berücksichtigt werden.

Eine im Rahmen des Redispatch angeforderte Reduktion der Wirkleistungseinspeisung wird derzeit ausschließlich durch konventionelle Anlagen und Speicher durchgeführt. Allerdings könnten zunehmend auch Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und KWK-Anlagen einbezogen werden.<sup>3</sup> Für direkt am Höchstspannungsnetz der ÜNB angeschlossene EE-Anlagen bzw. Anlagen im Verteilnetz, die auf Anweisung des ÜNB abgeregelt werden müssen, wäre dies bereits kurzfristig umsetzbar, da der ÜNB die abgeregelte Energiemenge kennt. Sofern EE-Anlagen im Verteilnetz durch den Verteilernetzbetreiber (VNB) eine Redispatch-Anweisung nach § 14 Abs. 1 i.V.m. § 13 Abs. 1 EnWG erhalten, können die Anlagen mangels Redispatch-Bilanzkreis des VNB derzeit nicht gezielt energetisch und bilanziell ausgeglichen werden. Für die Art und Weise des bilanziellen Ausgleiches sieht der BDEW, über die bisher durch das BMWi unterbreiteten Vorschläge<sup>4</sup> sowie einer Intensivierung von Austausch und Kommunikation hinaus, noch weiteren Klarstellungsbedarf, unter welchen technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen dies erfolgen kann<sup>5</sup>.

Im Gegensatz zur Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung, die ausschließlich von steuerbaren Anlagen bereitgestellt wird, bietet die Einbeziehung von EE-Anlagen in die Leistungsreduktion eine Möglichkeit zur Steigerung des Redispatch-Potentials und somit des diskriminierungsfreien und marktlichen Wettbewerbs. Auch hier empfiehlt der BDEW eine detaillierte Untersuchung der Wettbewerbssituation sowie der Wechselwirkung mit den eingespeisten Strommengen aus Erneuerbaren Energien.

Als weitere Möglichkeit zur Reduktion der Wirkleistungseinspeisung und zugleich Lasterhöhung sollen § 13 Abs. 6a EnWG, nach welchem der ÜNB die erforderlichen Kosten für die Investition für elektrische Wärmezeugung den Betreibern von KWK-Anlagen einmalig erstattet, und darüber hinaus die Kostenerstattungsregeln nach § 13a Abs. 2 bis 4 EnWG zusätzliche Redispatch-Potentiale aus KWK-Anlagen erschließen.

Die Europäische Kommission hat in ihrem Vorschlag für eine Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung aus Sicht des BDEW folgerichtig die Möglichkeit einer Ausnahme vom marktbasieren Redispatch im Falle eines nicht wirksamen Wettbewerbs in einem betroffenen Gebiet für die Redispatch-Erbringung vorgesehen, wobei die Gültigkeit des Wettbewerbsrechtes grundsätzlich aufrecht erhalten bleibt. Die Anwendung einer solchen Ausnahme sollte auf derartige Situationen begrenzt bleiben, um die Entfaltung von Wettbewerb im Redispatch nicht zu behindern.

In Deutschland findet ein entsprechendes, administratives Verfahren Anwendung. § 13a EnWG enthält nähere Vorgaben für die Bestimmung der angemessenen Vergütung für die angeforderte Anpassung der Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug. Demnach ist die Vergütung für eine angeforderte Anpassung angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme

---

<sup>3</sup> BNetzA-Leitfaden zum Einspeisemanagement (Version 3.0, Juni 2018) sowie BMWi-Projekt „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“

<sup>4</sup> BMWi-Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz vom 27.04.2018

<sup>5</sup> BDEW-Stellungnahme zum Entwurf des BNetzA-Leitfadens zum Einspeisemanagement vom 31.08.2017

stünde. Im Gegensatz zum Vorschlag der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung umfasst die kostenbasierte, deutsche Regelung auch die entgangenen Erlösmöglichkeiten respektive Opportunitäten aus dem Day-Ahead- bzw. Intraday-Markt.

Trotz der administrativen Festsetzung der Vergütung enthält das gegenwärtige System mit der „Redispatch-Merit-Order“ bereits eine Komponente, die einen wettbewerblich geprägten Strommarkt simuliert. So erstellen die ÜNB vor der konkreten Redispatch-Anforderung auf Grundlage der von den Anlagenbetreibern gemeldeten, administrativen Kosten und der möglichen Wirkung der Anlagen auf den Engpass eine „Redispatch-Merit-Order“. Mit dieser soll gewährleistet werden, dass diejenigen Anlagen für die Redispatch-Maßnahme ausgewählt werden, durch deren Anpassung der Engpass am effizientesten bzw. günstigsten reduziert oder beseitigt werden kann.

Darüber hinaus wird mit dem administrativen Konzept sichergestellt, dass selbst im Falle nur einer einzigen zur Behebung des Engpasses verfügbaren Anlage diese ihre Kosten als angemessene Vergütung an die ÜNB melden muss. Für weitere Nachprüfungen stellt der Anlagenbetreiber auf Anforderung dem ÜNB die aufgegliederten Vergütungskomponenten inkl. der zugrunde liegenden Berechnungslogiken zur Verfügung.<sup>6</sup> Eine Ausübung von Marktmacht mangels Wettbewerb ist somit ausgeschlossen.

Da in Deutschland Redispatch-Maßnahmen zunehmend zur Überwindung struktureller und langfristiger Netzengpässe eingesetzt werden und somit zu zusätzlichen aus dem verzögerten Netzausbau resultierenden Kosten führen, soll an dieser Stelle angemerkt werden, dass die Notwendigkeit der Forcierung des Netzausbaus weiterhin bestehen bleibt, um weitere Verzerrungen hinsichtlich der Verursachung der Stromkosten bei Aufrechterhaltung der einheitlichen Preiszone zu vermeiden. Neben dem Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene sowie der effizienten Ausgestaltung der Redispatch-Prozesse sind Maßnahmen zur Stabilisierung der Netze und damit zur Verringerung der Eingriffe konsequenter als bisher umzusetzen.

Zu erörtern wäre aus Sicht des BDEW insbesondere die mögliche Wirkung eines gesonderten Marktes zur Erwirtschaftung von zusätzlichen Deckungsbeiträgen. Das heute in Deutschland etablierte administrative Konzept vermeidet einen Liquiditätsabzug aus anderen Märkten, der bei einem Redispatch-Markt theoretisch auftreten kann. Anlagenbetreiber können im gegenwärtigen deutschen administrativen Konzept bei der Erbringung von Redispatch keine zusätzlichen positiven Deckungsbeiträge erwirtschaften. Mangels Marktkenntnis zu Umfang und Zeitpunkt von Redispatch-Ereignissen besteht zudem kein Anreiz zum Verzicht auf eine Vermarktung der Anlage auf dem Regelenergie-, Day-Ahead- oder Intraday-Markt. Selbst unter der Annahme, dass durch Redispatch gewisse zusätzliche positive Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden könnten, bestehen auf Grund von unzuverlässigen Vorab-Informationen hinsichtlich der engpassbehafteten Netzbetriebsmittel bzw. deren möglichen Redispatch-Anweisung keine hinreichenden Anreize, dies in die Einsatzplanung einzubeziehen. Diesen Grundsatz gilt es bei Erweiterung der „Redispatch-Merit-Order“ durch weitere Erzeugungsanlagen aufrecht zu erhalten.

---

<sup>6</sup> Vorgabe nach BDEW-Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen (18.04.2018)

Anlagen „vor“ dem Engpass müssten in Erwartung einer negativen Redispatch-Anweisung Leistung unter der Hinnahme von Marktverlusten einspeisen und Anlagen „hinter“ dem Engpass müssten in Erwartung einer positiven Redispatch-Anweisung Kapazität zurückhalten. Vermarktungsverzicht bedeutet ein Verhalten entgegen den Preissignalen aus dem Strommarkt, also entweder die Inkaufnahme negativer Deckungsbeiträge oder den Verzicht auf positive Deckungsbeiträge. Dies erfordert eine äußerst hohe Bereitschaft, spekulative Risiken einzugehen.

Eine marktbasierende Redispatch-Vergütung würde anhand der Marktpreiserwartungen des Kraftwerksbetreibers zum Zeitpunkt der Preismitteilung an den ÜNB, derzeit bis 14.30 Uhr am Vortag, berechnet. Selbst wenn die Redispatch-Vergütung systematisch über den am Markt erzielbaren Resultaten läge, stehen diesen die unmittelbaren und unsicherheitsbedingten Kosten des Vermarktungsverzichts entgegen.

#### **4. Weiterentwicklungsmöglichkeiten zur Etablierung eines marktlichen Engpassmanagements**

Wie bereits erörtert, spricht sich der BDEW für eine detaillierte Untersuchung der Wettbewerbssituation durch das Bundeskartellamt aus. Nach einer fundierten Einschätzung des auf Engpassmanagement bezogenen Wettbewerbs sollte eine Ausrichtung des Redispatch nach marktlichen Ansätzen entsprechend verfolgt werden. Gegenwärtig schließt der bestehende Rechtsrahmen einen marktbasierenden Ansatz noch grundsätzlich aus, wobei mehrere Initiativen wie die laufenden SINTEG-Projekte sowie das BMWi-Projekt „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ voraussichtlich wertvolle weitere Erkenntnisse liefern werden.