

Umsetzung der gesetzlichen Verpflichtungen zum Redispatch (RD) 2.0 zum 01.10.2021

Ausgangssituation

Bisher wirkt das Redispatch 1.0 lediglich auf konventionelle Anlagen ab 10 Megawatt (MW) der installierten Nennleistung direkt zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und dem jeweiligen Kraftwerksbetreiber. Da dieser Mechanismus nicht mehr ausreicht, um zuverlässig und wirtschaftlich sinnvoll Netzengpässe im Übertragungsnetz zu regeln, wurde ein erweiterter Redispatchprozess gesetzlich verankert.

Der erweiterte Redispatchprozess (RD 2.0) ist im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) geregelt und wird ab dem 1. Oktober 2021 von allen Marktpartnern, wie z. B. Anlagenbetreibern (AB), Direktvermarktern und Netzbetreibern (NB), umzusetzen sein.

Ab diesem Zeitpunkt gehören dann auch EE-Anlagen, KWK-Anlagen sowie Speicheranlagen ab 100 kW zum Redispatchprozess. Darauf basierend ergeben sich neue Anforderungen an den Betrieb und an die Bewirtschaftung dieser Anlagen.

Der Anschlussnetzbetreiber (ANB), die GeraNetz GmbH, und ihr Dienstleister, die Energieversorgung Gera GmbH, stehen hier vor völlig neuen Anforderungen, um die neuen Prozesse der Behandlung von Netzengpässen zu managen. Damit wird die Wichtigkeit der Rolle des ANB im gesamten Stromversorgungssystem und im Rahmen der Energiewende unterstrichen.

Was passiert beim Redispatch derzeit?

Durch Redispatch werden Engpässe bei der Übertragung von Strom im Höchstspannungsnetz der ÜNB ausgeglichen. Dazu wird die Stromerzeugung vorübergehend angepasst, d. h. es erfolgt ein Ausgleich zwischen Erzeugung und Netzlast. Damit soll sowohl der Energiebedarf als auch die Versorgungssicherheit sichergestellt werden.

Warum soll das RD 2.0 kommen?

Die Grundsätze der Einspeisemanagement-Maßnahmen für EE- und KWK-Anlagen sind bisher im EEG und im KWKG erfasst. Diese werden mit dem Inkrafttreten von RD 2.0 in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt.

Mit dem weiterentwickelten RD 2.0-Prozess sollen die Gesamtkosten aus dem konventionellen Redispatch und dem Einspeisemanagement optimiert und damit die Netzentgelte gesenkt werden.

Welche Änderungen wird es geben?

Wesentliche Unterschiede zwischen Einspeisemanagement und Redispatch sind die Engpassvorausschau sowie der energetische und bilanzielle Ausgleich von Maßnahmen.

Bislang reagiert das Einspeisemanagement unmittelbar auf zu erwartende Überlastungen im Netz. Zukünftig werden beim RD 2.0 die Entwicklung von Last und Einspeisung prognostiziert und Maßnahmen gegen zu erwartende Überlastungen von Betriebsmitteln schon im Vorfeld eingeleitet. Dies führt zu einem Ausgleichsmechanismus durch den NB, ohne die Energiebilanz zu verändern.

Im RD 2.0 wird auf Basis von prognostizierten Lastgängen der Erzeugungsanlagen und Lasten der Stromverbraucher eine Netzanalyse erstellt, die Engpässe im Netz erkennen soll. Die Erstellung

wird zukünftig durch den Einsatzverantwortlichen (EIV) der Anlage erfolgen. Die Rolle des EIV kann im Ausnahmefall auch der ANB übernehmen.

Regelungen von Anlagen können „neu“ anhand von vorgegebenen Fahrplänen durch den AB umgesetzt werden (Aufforderungsfall) oder wie bisher über technische Einrichtungen durch den ANB erfolgen (Duldungsfall). Dabei werden im RD 2.0 konventionelle, EE- und KWK-Anlagen sowie Speicher ab einer installierten Leistung von 100 kW einbezogen bzw. sind auch Anlagen kleiner 100 kW betroffen, die am bisherigen Einspeisemanagement teilnehmen.

Die Fahrpläne müssen über noch zu definierende Datenwege und -formate vom AB bzw. dessen EIV, z. B. Direktvermarkter, an den ANB fristgerecht überendet werden. Auch wenn der ANB die Rolle des EIV wahrnimmt, muss der AB weiter regelmäßig Daten liefern, z. B. zur Verfügbarkeit seiner Anlage.

Die Auswahl der abzuregelnden Anlagen erfolgt zukünftig kostenorientiert unter Beachtung der netztechnischen Wirkung. Dazu werden EE- und KWK-Anlagen mit einem kalkulatorischen Preis und konventionelle Anlagen mit einem individuellen Preis bewertet. Dieser Preis dient dabei lediglich der Bestimmung der Reihenfolge der abzuregelnden Anlagen und entspricht nicht dem individuellen Vergütungssatz. Dadurch wird der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen gewahrt. Die jeweilige Entschädigung des AB im Falle einer RD-Maßnahme ist davon unberührt.

Zukünftig hat der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) einen Anspruch auf bilanziellen Ausgleich für die abgeregelten Strommengen. Der bilanzielle Ausgleich der angemeldeten Fahrpläne des BKV, z. B. des Direktvermarkters oder ANB, erfolgt durch den ÜNB oder den ANB. Dabei wird der Bilanzkreis des BKV so ausgeglichen, als hätte die Maßnahme nicht stattgefunden.

Welche flankierenden Projekte gibt es in der Branche zur Vorbereitung und Umsetzung des RD 2.0?

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) unterstützt die Vorbereitung und Umsetzung des Redispatch 2.0 mit der "Branchenlösung Redispatch 2.0" sowie Anwendungshilfen zu den Themen Daten, Bilanzierung und Abrechnung. Weitere Informationen finden Sie auf der Internetseite des BDEW.

Der Leitfaden zum Einspeisemanagement (Version 3.0) der BNetzA befindet sich nach den Maßgaben des Redispatch 2.0 in Überarbeitung.

Im Netzbetreiberprojekt Connect+ erarbeiten die NB einheitliche Lösungen zum Datenaustausch. Bei den NB, BKV und EIV sowie Einspeiseanlagen müssen IT-Systeme angepasst werden und Schnittstellen zwischen den Marktteilnehmern aufgebaut oder erweitert werden.

Zum gegebenen Zeitpunkt erhalten Sie als betroffener AB weitere Informationen über die Lieferung von Stammdaten und Fahrplänen.