

Redispatch 2.0: Neue Herausforderung für alle Verteilernetzbetreiber

Für Netzbetreiber stehen in Sachen Redispatch und Einspeisemanagement umfangreiche Änderungen an: Mit der Verabschiedung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes 2.0 (**NABEG 2.0**) hat der Gesetzgeber mit Wirkung zum 01.10.2021 die Vorgaben zur Abregelung von Erzeugungsanlagen im Falle von Netzengpässen und Spannungsproblemen deutlich überarbeitet.

Vorab: Künftig handelt es sich bei dem Thema Redispatch nicht mehr um ein Thema der vier Übertragungsnetzbetreiber (**ÜNB**) bei der Abschaltung weniger Großkraftwerke. Betroffen sind zukünftig alle Netzbetreiber – sogar auch solche ohne Engpässe im eigenen Netz – und zahlreiche Betreiber von Erzeugungsanlagen. Es wird neue Marktprozesse und Datenformate zur Erfüllung der Informationspflichten, dem Datenaustausch- und zur Abwicklung des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs geben. Zudem sind neue Verträge zu entwerfen, zu verhandeln und abzuschließen. Der Aufwand pro Netzbetreiber wird voraussichtlich hoch sein. Die Kostenerstattung ist hingegen lediglich für die Implementierungskosten bis Oktober 2021 geklärt, für den Zeitraum danach fehlt es bisher an einer Regelung. Das hat der Gesetzgeber bewusst offen gelassen. Derzeit werden die Einzelheiten der Umsetzung der neuen Prozesse mit Verbänden und der Bundesnetzagentur unter Einbindung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie abgestimmt.

Im Folgenden werden der Inhalt der Neuregelungen zum Redispatch (hierzu unter **I.**), der Umsetzungsstand (hierzu unter **II.**) und die Bedeutung für jeden Verteilernetzbetreiber (**VNB**) erläutert (hierzu unter **III.**).

I. Worum geht es?

Redispatch ist eine in § 13 EnWG geregelte Maßnahme, um kurzfristigen Überlastungen einzelner Betriebsmittel (Netzengpässe) und Spannungsproblemen entgegenzuwirken. Bislang ändern die ÜNB die örtliche Verteilung der Stromproduktion, indem sie vorrangig konventionelle Kraftwerke (ab 10 MW) anweisen, die Stromproduktion in der Nähe des Engpasses zu reduzieren und an einer anderen Stelle jenseits des Engpasses zu erhöhen. Hiervon zu unterscheiden war bislang das **Einspeisemanagement**, das den Zugriff auf Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (**EE-Anlagen**) oder auf Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (**KWK-Anlagen**) regelt. Nach dem gesetzlich vorgesehenen Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen kommt das Einspeisemanagement bislang nur dann zum Einsatz, wenn der Netzengpass nicht bereits durch andere Maßnahmen – insbesondere durch eine Abregelung



konventioneller Kraftwerke – ausreichend entlastet werden kann. Das Einspeisemanagement erfolgt nach gegenwärtiger Praxis ad-hoc auf der Basis von Ist-Werten ohne energetisch-bilanziellen Ausgleich und in der Regel ohne Vorabinformation an den Bilanzkreisverantwortlichen (**BKV**).

Mit dem NABEG 2.0 wird das Einspeisemanagement in die Regelungen des Redispatch **integriert** (§§ 13, 13a, 14 EnWG n.F.). Konkret bedeutet dies, dass künftig grundsätzlich alle Erzeugungsanlagen einschließlich **EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW** sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber **fernsteuerbar** sind (dies betrifft im Wesentlichen regelbare PV-Anlagen bis einschließlich 100 kW), in den Redispatch einbezogen werden. Damit sind nach ersten Bewertungen über 100.000 Anlagen erfasst. Auch die Umsetzungsmechanismen für die Abregelung von EE- und KWK-Anlagen sind neu geregelt. Künftig steht dem BKV des Erzeugungsbilanzkreises ein Anspruch auf bilanziellen Ausgleich zu. Der Anlagenbetreiber hat zudem – wie auch bislang schon – einen Anspruch auf finanziellen Ausgleich für die entgangenen Einnahmen. Die Abschaltungen erfolgen künftig planwertbasiert auf Grundlage von Prognosedaten.

Im Falle eines Netzengpasses bzw. bei Spannungsproblemen hat der Netzbetreiber, in dessen Netz das Problem liegt, zu entscheiden, welche Erzeugungsanlagen in seinem Netz oder in anderen Netzen zur Beseitigung oder Vermeidung des Problems abzuregeln sind. Dabei hat der Netzbetreiber im Rahmen einer Gesamtbetrachtung neben der Wirksamkeit der Maßnahme auch die durch die Abregelung verursachten Kosten (ggf. auf beiden Seiten des Engpasses) zu berücksichtigen und auf dieser Basis eine „**Merit Order**“ (Einsatzreihenfolge) für den Redispatch zu bilden. Es sind dann die Maßnahmen zu wählen, die „*voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen*“. Für EE-Anlagen und KWK-Anlagen werden insoweit kalkulatorische (d.h. fiktive) Kosten zugrunde gelegt. Die Ermittlung dieser kalkulatorischen Kosten erfolgt mithilfe eines von der Bundesnetzagentur (BNetzA) festzulegenden Faktors, der so zu wählen ist, dass EE- und KWK-Anlagen nur abgeregelt werden, wenn andernfalls das Fünf- bis Fünfzehnfache an nicht vorrangberechtigter Erzeugung abzuregeln wäre. Der Faktor kann für EE-Anlagen einerseits und KWK-Anlagen andererseits unterschiedlich bestimmt werden.

II. Wie ist der Umsetzungsstand?

Die Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben erfordert die Neugestaltung von **Koordinierungsprozessen** zwischen allen Netzbetreibern zur operativen Umsetzung der Maßnahmen sowie für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich.

Bei der Ausgestaltung der Zusammenarbeit der Netzbetreiber verbleiben Spielräume. Denkbar ist etwa, dass Netzbetreiber auch Maßnahmen gegenüber Anlagen in nachgelagerten Netzen treffen (sog. „Zentral-Modell“). Alternativ sind verschiedene Ausprägungen des sog. „Kaskaden-Modells“ denkbar, bei dem vorgelagerte Netzbetreiber Redispatch-Maßnahmen bei nachgelagerten Netzbetreibern im Rahmen einer Kaskade anfordern, die diese dann an wiederum nachgelagerte Netzbetreiber bzw. Erzeugungsanlagen im eigenen Netz weitergeben. Ferner bedarf es eines umfassenden neuen Prozesses für den Datenaustausch zwischen Netzbetreibern untereinander sowie zwischen Netzbetreibern und anderen Marktrollen (insbesondere Anlagenbetreibern und Direktvermarktern), und zwar im Vorfeld, bei der Umsetzung und ggf. auch im Nachgang zu den Maßnahmen.

Es existieren derzeit folgende Umsetzungsprojekte: Der BDEW hat in seinem **Projekt Redispatch 2.0** den zusätzlichen Datenbedarf und Datenaustausch definiert sowie die Regelungen für den bilanziellen Ausgleich und die Abrechnung der Entschädigung beschrieben. Allein im Rahmen des Datenaustauschs sind neben Stammdaten der Erzeugungsanlagen (bspw. zur Laständerungsgeschwindigkeit, zu Mindesterzeugung und -last) Kenntnisse bei den Netzbetreibern über die Wirkung der Anlagen auf den Netzengpass sowie die Kosten einer Hoch- bzw. Abregelung der Anlage für den Zeitraum der Maßnahme erforderlich, und zwar im eigenen Netz und in Netzen anderer Netzbetreiber. In der Diskussion ist außerdem etwa ein Austausch von (1/4-stundenscharfen) Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, Echtzeitdaten und marktbedingten Anpassungen der Fahrweise durch den Anlagenbetreiber bzw. BKV, gestaffelt nach der Größe der Anlagen, der Art der Erzeugung und dem Bilanzierungsmodell. Die Vorschläge des BDEW, die teilweise bereits recht weit entwickelt sind, sollen demnächst voraussichtlich auch mit der BNetzA sowie mit weiteren Verbänden abgestimmt werden.

Das Projekt **Connect+** hat das Ziel, einheitliche technische Lösungen für den Austausch der für den zukünftigen Redispatch notwendigen Daten zwischen den Marktakteuren zu entwickeln. Der **VDE** erwägt, die notwendigen technischen und operativen Voraussetzungen zur Umsetzung des Redispatch-Prozesses in einer VDE-Anwendungsregel zu verankern und die bereits etablierten Regeln zur Zusammenarbeit von VNB und ÜNB zu ergänzen. Die VNB der **ARGE FNB OST** haben in Kooperation mit 50Hertz erste Lösungskonzepte zur Ausgestaltung des Koordinierungsprozesses zwischen den Netzbetreibern erarbeitet. Der gesamte Redispatch-Prozess soll auf der Ebene der VNB im Rahmen verschiedener Szenarien unter Einbindung relevanter Netzkunden getestet werden.

Neben dem Datenaustausch ist der **finanzielle und bilanzielle Ausgleich** umzusetzen. Neu ist ein Anspruch betroffener BKV auf bilanziellen Ausgleich. Damit wird im

Ergebnis das Risiko von Ausgleichsenergiekosten infolge von Redispatch-Maßnahmen auf den Netzbetreiber übertragen, der die Maßnahme auslöst. Es wird seine Aufgabe sein, den bilanziellen Ausgleich sicherzustellen.

Schließlich hat die BNetzA bis zum 01.12.2020 den für die Berechnung der Redispatch-„Merit-Order“ relevanten Mindestfaktor festzulegen. Das Verfahren hierzu ist bereits eingeleitet. Die BNetzA kann darüber hinaus optional frühestens mit Wirkung zum 01.10.2020 nähere Bestimmungen zum bilanziellen und finanziellen Ausgleich, zu den erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Anlagen aufzustellen sind, zu Methodik und Datenformat der Anforderung durch ÜNB, zur Bestimmung der kalkulatorischen Kosten und Preise und zur Koordination der Netzbetreiberprozesse zu treffen. Derzeit hat die BNetzA noch nicht mitgeteilt, ob sie von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch machen möchte. Verbändeseitig wird angeregt zumindest die Festlegung der auszutauschenden Daten, damit eine hinreichende rechtliche Grundlage für die Pflichten über die zu liefernden Daten besteht.

III. Welche Bedeutung haben die Änderungen für Verteilernetzbetreiber?

Die Komplexität des planwertbasierten Engpassmanagements nimmt ab dem 01.10.2021 deutlich zu. Für alle Netzbetreiber bedeutet dies einen hohen Umsetzungsaufwand – und zwar unabhängig davon, ob sie Engpässe in ihrem Netz zu befürchten haben oder nicht.

Zur Umsetzung müssen alle Netzbetreiber zunächst umfangreiche Daten erheben, um für das eigene Netz und die vorgelagerten Netzbetreiber die Entscheidung für die richtige Redispatch-Maßnahme zu ermöglichen. Nach aktuellen Überlegungen sind Netzbetreiber, an deren Netz Erzeugungsanlagen angeschlossen sind, die dem Redispatch 2.0 unterliegen, künftig außerdem verantwortlich für eine vorausschauende Netzzustandsanalyse, die die voraussichtlichen eigenen Engpässe und die erforderlichen Maßnahmen zu deren Behebung aufzeigen und Aufschluss über die Nutzbarkeit von Flexibilitäts-Potenzialen im eigenen Netz durch weitere Netzbetreiber geben soll.

Zudem wird jeder Netzbetreiber eine Maßnahmendimensionierung vornehmen müssen, d.h. die in seinem Netz erforderlichen Maßnahmen bestimmen und hierbei Restriktionen anderer Netzbetreiber berücksichtigen.

Auch wenn Netzbetreiber keine Engpässe im eigenen Netz zu bewältigen haben, müssen sie voraussichtlich u.a. Informationen über nutzbare Flexibilitäts-Potentiale und Einspeiseprognosen weitergeben.

Netzbetreiber, die eigene Maßnahme „auslösen“, treffen weitere Pflichten wie etwa die Übernahme des bilanziellen und finanziellen Ausgleichs. Im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs sind alle Netzbetreiber zukünftig verpflichtet, einen Redispatch-Bilanzkreis zu führen. Das gilt auch für VNB mit weniger als 100.000 Netzkunden. Daneben besteht eine Pflicht zur Abwicklung des finanziellen Ausgleichs gegenüber den Anlagenbetreibern, wobei sich diese Prozesse voraussichtlich an die bestehenden Prozesse zum Einspeisemanagement anlehnen werden.

Netzbetreiber stehen vor einer Herausforderung, die vor dem Hintergrund der zahlreichen noch unregulierten Details unter großem Zeitdruck zu bewältigen sein wird. Dabei ist auch die Frage zu beantworten, ob das jeweilige Unternehmen die Anforderungen (umfassend) selbst umsetzen kann oder einen Dienstleister in Anspruch nehmen möchte.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Nadine Voß'.

Nadine Voß
Rechtsanwältin

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Steffen Pohl'.

Steffen Pohl
Rechtsanwalt