

## **Redispatch 2.0 – Verteilnetzbetreiber in Zugzwang**

Neue Herausforderungen zwingen Verteilnetzbetreiber zum zeitnahen Handeln.

**von Dr. Stefan Sieling und Markus Müllers**

## Einleitung

Ab 1. Oktober 2021 wird in Anlehnung an das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) ein dann einheitliches Redispatchregime (Redispatch 2.0) eingeführt, das sowohl EEG- als auch KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die vom Netzbetreiber fernsteuerbar sind, in Redispatchmaßnahmen einbeziehen kann.

Kernaufgabe beim Redispatch ist eine vorausschauende Netzzustandsanalyse, um präventiv Engpässe im jeweiligen Netz erkennen und adäquate Maßnahmen einleiten zu können. Der zurzeit bestehende Redispatchprozess („1.0“) wird dabei nur auf Übertragungsnetzebene von den ÜNB für konventionelle Großkraftwerke ab 10 MW durchgeführt. Zukünftig übernehmen dann auch die einzelnen Verteilnetzbetreiber aktiv die Verantwortung für die Netzsicherheit in ihrem jeweiligen Verteilnetz.

## Hoher Datenaustausch und vertikaler Abstimmungsbedarf für Verteilnetzbetreiber

Zur Bewertung möglicher Netzengpässe muss dem Verteilnetzbetreiber eine Vielzahl von Stamm- sowie Planungsdaten vorliegen – insbesondere von allen einzelnen Erzeugereinheiten, die in den Redispatch einbezogen werden können. Darüber hinaus ist für die Einleitung ggf. resultierender Redispatchabrufe die Kommunikation mit den entsprechenden Netz- und Anlagenbetreibern sowie Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sicherzustellen. Nicht zuletzt sind neben der Abwicklung der „physikalischen Ebene“ auch alle nachgelagerten bilanziellen Ausgleichs- und Abrechnungsprozesse vom Verteilnetzbetreiber abzuwickeln, um jede den Redispatch betreffende kWh verursachungsgerecht zuzuordnen und abzurechnen.

Im Rahmen der derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen existiert vorgenannte Prozessstruktur für Verteilnetzbetreiber i.d.R. nicht, sodass an dieser Stelle überwiegend neue Prozessketten in der Ablauforganisation aufgebaut werden müssen.

Abbildung 1 zeigt die ab 1. Oktober 2021 geltende prozessuale Vorgehensweise im Rahmen des

Redispatch 2.0, die sich gemäß der Branchenlösung des BDEW in die folgenden fünf Prozessschritte gliedert:

- I. Basisdatenaustausch und Abrufprozess,
- II. Energetischer Ausgleich, III. Bilanzkreismonitoring,
- IV. Bilanzierungsprozesse sowie V. Abrechnung

Der Datenaustausch erfolgt dabei weitestgehend über eine zentrale Datenplattform („Data Provider DP“), neu eingeführt werden außerdem die Marktrollen „Einsatzverantwortlicher EIV“ sowie „Betreiber der technischen Ressource BTR“.

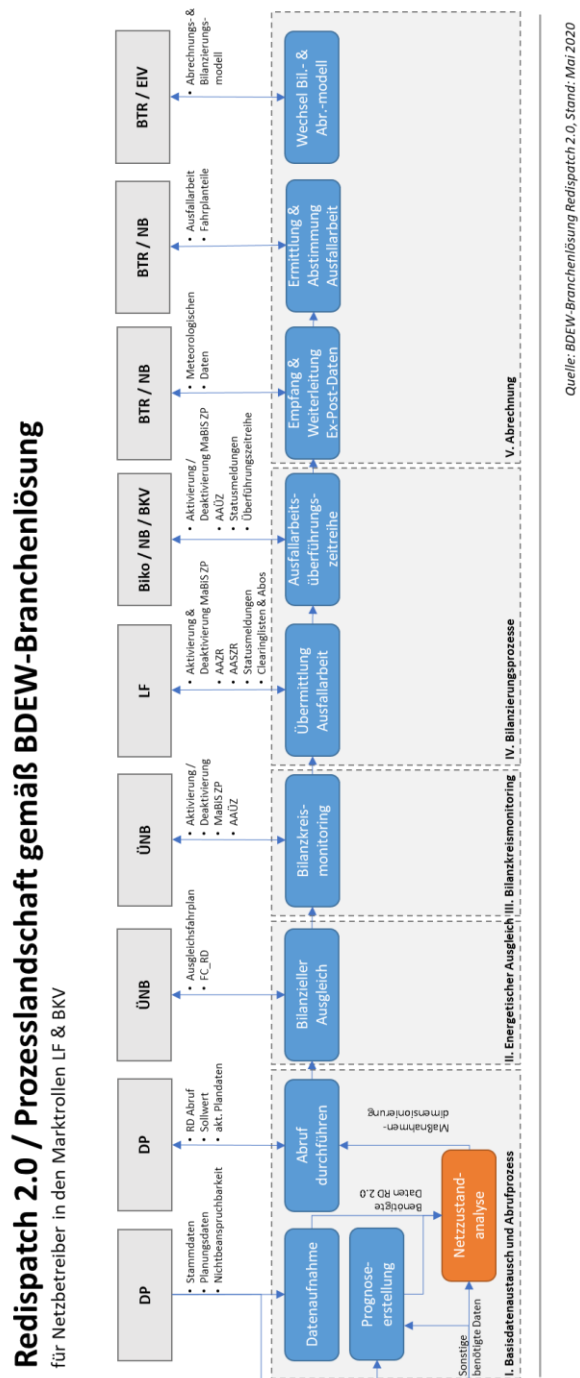


Abbildung 1: Übersicht Redispatch 2.0, eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW-Branchenlösung

Angangspunkt für den Redispatchprozess bildet die anlagenscharfe Stamm- und Plandatenaufnahme beim Verteilnetzbetreiber (I.), die unter Berücksichtigung aller weiteren relevanten Einflussgrößen (z.B. Netztopologie, Lasten, etc.) die Eingangsgröße für die Netzzustandsanalyse bildet. Ergebnis hieraus ist ggf. eine Maßnahmendimensionierung mit einzuleitendem Redispatchabruf, der vom Verteilnetzbetreiber über den DP an die entsprechenden Marktrollen zur physikalischen Durchführung, das heißt eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung, kommuniziert werden muss.

Im nächsten Schritt erfolgt der energetische Ausgleich (II.) der Veränderungen auf Bilanzkreisebene mittels Fahrplanmeldungen an alle betreffenden Marktrollen. Außerhalb des Redispatchprozesses müssen hier u.a. auch die vom anfordernden Verteilnetzbetreiber zu beschaffenden Ersatzmengen bilanzkreiswirksam zugeordnet bzw. gemeldet werden.

Um das nachgelagerte Bilanzkreismonitoring (III.) im Fall von Redispatcheingriffen mit ex-post-Bilanzierung zu ermöglichen, ist eine werktägliche Übermittlung der Ausfallarbeit als „Ersatzwert“ für die Messwerte erforderlich. Der Prozess dient dazu, den ÜNB über die Zeitreihen der nicht-produzierten Arbeit („Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe AAÜZ“) in Kenntnis zu setzen. Der ÜNB erhält die FC\_CONS und FC\_PROD aller BKV sowie die Ex-post Zeitreihen aller gemessenen RLM-Anlagen. Wird z.B. eine Erzeugungsanlage aus dem Redispatch-Prozess heraus abgerufen und speist keine oder nur eine verringerte Wirkleistung ein, so würde der ÜNB einen Prognosefehler in der FC\_PROD feststellen. Die Übermittlung der Zeitreihen vom Verteilnetzbetreiber ermöglicht dem ÜNB, die gemessenen Ex-Post-Zeitreihen um die AAÜZ zu ergänzen und die Prognosegüte damit weiterhin korrekt bewerten zu können.

Die Abwicklung der nachgelagerten Bilanzierungsprozesse (IV.) findet gemäß der gültigen Regeln der MaBiS statt. Hier werden alle den Abruf betreffenden Meldungen an die entsprechenden Marktrollen BIKO (Bilanzkreiskoordinator) / BKV / LF (Lieferant) kommuniziert. Die im Rahmen des Redispatch-Prozesses ausgetauschte Energie muss dabei zu jeder

Viertelstunde eindeutig einem Bilanzkreis zugeordnet sein.

Die tägliche AAÜZ wird gem. BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0 zur Berechnung der Ausfallarbeit ermittelt oder entspricht der letzten vorliegenden Prognose. Die Austauschprozesse zwischen Verteilnetzbetreiber und LF sind die Voraussetzung dafür, dass der LF alle notwendigen Daten zur Prüfung der Bilanzierung und Abrechnung vorliegen hat.

Bei der Bilanzierung wird grundsätzlich zwischen dem „Prognosemodell“ und dem „Planwertmodell“ unterschieden. Der maßgebliche Unterschied zwischen den beiden Modellen besteht in der Frage, wer die Erzeugungsprognose erstellt. Auswirkungen hat diese Unterscheidung vor allem bei der Ermittlung der Vergütung von (im Abruffall) potenziell entstehenden energetischen Differenzmengen.

Im Planwertmodell werden die Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an die betroffenen Verteilnetzbetreiber übermittelt (gemeldete Planungsdaten). Bei EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung und verbindlicher Planwertlieferung an den Verteilnetzbetreiber können sich Abweichungen zwischen Ausfallarbeit und bilanziell ausgeglichener Strommenge ergeben. Diese energetische Differenz ist finanziell zu bewerten und mit dem ID1-Preis auszugleichen.

Im Prognosemodell werden keine Erzeugungsprognosen durch den EIV erstellt und an den betroffenen Verteilnetzbetreiber übermittelt. Somit sind auch keine ex-ante-Fahrpläne verfügbar. Der Verteilnetzbetreiber ist in diesem Modell für die Erzeugungsprognose zuständig. Das Prognosemodell stellt im Redispatch 2.0 den Regelfall dar. Die Zuordnung zum Planwertmodell bedingt einen vorgelagerten Evaluierungsprozess beim Verteilnetzbetreiber und schließt mit einem Prozessaufbau zwischen diesem und dem EIV ab.

In einem abschließenden Schritt (V.) wird vom Verteilnetzbetreiber der finanzielle Ausgleich / die Abrechnung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit gegenüber dem einzelnen BTR bzw. EIV vorgenommen.

## **Herausforderung: Neue Prozesse und Schnittstellen**

Noch sind nicht alle Einzelheiten final geklärt, dennoch ist bereits jetzt klar, dass mit der Einführung ab 1.10.2021 neue Prozesse und Schnittstellen bei Verteilnetzbetreibern etabliert werden müssen. Übergangsfristen oder Ausnahmeregelungen sind bislang noch nicht vorgesehen. Für die rd. 900 Verteilnetzbetreiber in Deutschland wird die Umsetzung der derzeitigen Vorgaben eine zum Teil große Herausforderung darstellen, da die zukünftig erforderlichen Datenströme und Prozesse bzw. Schnittstellen heute noch nicht oder nur eingeschränkt existieren. Übergeordnetes Ziel muss es sein, die Prozesskette weitestgehend automatisiert und damit effizient abwickeln zu können.

Die gute Nachricht: Alle Kosten, die bis zum Stichtag beim Netzbetreiber anfallen, können als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK)“ im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt und auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Verteilnetzbetreiber müssen sich daher zeitnah und intensiv mit der Frage auseinandersetzen, ob sie die ins Haus stehenden Herausforderungen vollends selbstständig meistern wollen bzw. können oder Teile der neuen Aufgaben beim Redispatch 2.0 auslagern.

ENERKO unterstützt Sie bei dieser komplexen Herausforderung, sowohl in Form einer effizienten Konzeptionierung als auch in der Dienstleistung im Rahmen eines Business Process Outsourcing (BPO) bzw. bei der zeitnahen Umsetzung bis zum 1. Oktober 2021 – sprechen Sie uns gerne an!

ENERKO. changing energy.

**EES ENERKO Energy Solutions GmbH**  
**Dr. Stefan Sieling**  
**02 41 / 99 00 19 – 17**  
**stefan.sieling@ees-enerko.de**

**EES ENERKO Energy Solutions GmbH**  
**Markus Müllers**  
**02 41 / 99 00 19 – 13**  
**markus.muellers@ees-enerko.de**