



Ausgabe November 2021

## ERV 2.0 – Newsletter für Verteilnetzbetreiber

Liebe Leserin,  
lieber Leser,

willkommen zur ersten Ausgabe unseres „ERV 2.0“-Newsletters nach dem allseits mit großer Spannung erwarteten Go-live des Redispatch 2.0 (RD2.0). Endlich ist es so weit. Zwei Jahre unermüdlicher Arbeit und großen Engagements liegen hinter uns und zeigen nun erste Früchte. Der Schlüsselmoment, auf den viele Kolleginnen und Kollegen fokussiert und diszipliniert hingearbeitet haben, ist geschafft. Der ASE-Regler (Anlagensteuerung Echtzeit) im Leitsystem konnte in allen E.ON-Regionalversorgungsunternehmen erfolgreich aktiviert werden und bildet jetzt den Auftakt zu einem umfassenden RD2.0-Prozess in der Netzcommunity.

In dieser Premieren-Ausgabe erfahren Sie daher aus aktuellem Anlass alles Wissenswerte rund um die Schwerpunktthemen „Start in den Redispatch 2.0“ und „RD2.0-Erfolgsstory – Anlagensteuerung Echtzeit funktioniert“.

Mit der Zielvorgabe, RD-Prozesse unter Kostenaspekten günstiger zu gestalten, wurde das NABEG novelliert und der RD2.0 beschlossen. Die damit ursächlich verbundene Integration der erneuerbaren Energien bedeuteten einen steigenden Koordinationsbedarf aller beteiligten Akteure untereinander sowie eine neue Komplexität der Prozesse. Aufgrund von Startschwierigkeiten hat die BNetzA eine Übergangslösung in Bezug auf den energetischen und bilanziellen Ausgleich bis zum kommenden Frühjahr bestätigt. Durch die Tatsache, dass das ASE-Modul rechtzeitig zum Go-live einsatzfähig war, konnte der Echtzeitprozess am 1. Oktober aus Steuerungssicht sowie in puncto Auswahl der Anlagen gestartet werden. Last but not least freuen wir uns, wenn Sie uns auch dieses Mal wieder Ihr Feedback geben. Nutzen Sie dafür bitte einfach den Umfragelink am Ende des Newsletters.

Wir wünschen Ihnen eine gute Zeit. Und bleiben Sie bitte weiterhin gesund.

Viele Grüße

Ihr „ERV 2.0“-Newsletter-Team

### Start in den Redispatch 2.0

Mit herbstlichem Wetter und einem dazu passenden Wind- und Sonnenaufkommen startete der Oktober 2021. Für die Netzbetreiber in Deutschland, und damit auch die E.ON-Verteilnetzbetreiber, gingen mit der Wittersituation auch entsprechende Netzengpässe einher, die operativ nun nicht mehr nach dem Einspeisemanagement, sondern nach dem neuen Redispatch-2.0-Regime behandelt wurden. Der erste „Stresstest“ ist damit geschafft.

#### RD2.0 löst Einspeisemanagement ab

Seit dem 1. Oktober erfolgt die Anlagenauswahl der Netzbetreiber gemäß neuen Regeln. Die neue Abschaltreihenfolge berücksichtigt Sensitivitäten, kalkulatorische Kosten und Mindestfaktoren. Erfahren Sie mehr dazu im zweiten Fachartikel „RD2.0-Erfolgsstory – Anlagensteuerung Echtzeit funktioniert“.

#### Start des Übergangsprozesses „Finanzielle Kompensation des BKV“

Bei der Umsetzung des BDEW-Einführungsszenarios kam es zuletzt vor dem Start am 1. Oktober 2021 zu Verzögerungen in der Branche. Dies zeigte sich unter anderem an einem geringen Umfang gelieferter Stammdaten. Um die resultierenden Risiken zu begrenzen, hat der BDEW eine Übergangslösung „zum gesicherten Einstieg in den RD2.0“ entwickelt, die einen koordinierten Übergang ermöglichen soll. Die Initiative der BDEW-Übergangslösung wurde ebenfalls von der Bundesnetzagentur in Form einer Mitteilung ([www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)) begrüßt. Insbesondere die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs durch den anfordernden Netzbetreiber wurde als kritisch eingeschätzt.

In der Übergangslösung erfolgt die Bilanzkreisbewirtschaftung daher zunächst – wie bisher – durch die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Die Übergabe dieser Verantwortlichkeit an die Netzbetreiber wird spätestens mit Ende der Übergangslösung erfolgen. Der genaue Weg hin zur Ziellösung wird derzeit vom BDEW in Form eines aktualisierten Einführungsszenarios ausgearbeitet. Für Netzbetreiber, die sich an der Übergangslösung orientieren, gilt, dass sie den BKV eine finanzielle Kompensation für die Übernahme dieser Aufgabe auszahlen. Konkret bedeutet dies, dass der BKV im Nachgang eine Rechnung über die entstandenen Aufwände an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber stellt.

Die Details der Übergangslösung finden Sie auf den Seiten des BDEW unter: [www.bdew.de](http://www.bdew.de).

#### Enge Kooperation unter Netzbetreibern

Auch wenn noch nicht alle Prozesse der Ziellösung des RD2.0 vollumfänglich starten konnten, haben sich der Austausch und die Kooperation der beteiligten Netzbetreiber untereinander intensiviert. Gemeinsam ziehen vor- und nachgelagerte Netzbetreiber an einem Strang, um die Prozesse der Netzbetreiberkoordination und des Datenaustauschs zu meistern. Das zeigt nicht zuletzt auch die Netzbetreiberinitiative Connect+, die erstmalig in einem Kooperationsprojekt vieler Netzbetreiber über alle Netzebenen hinweg eine gemeinsame Plattform für den Datenaustausch bereitstellt.

#### Die nächsten Schritte

In den nächsten Wochen und Monaten gilt es für die gesamte Branche, weiter mit Hochdruck die Zielprozesse umzusetzen und diese intensiv mit allen Beteiligten zu testen. Besonders im Fokus stehen dabei die festgelegten Datenaustauschprozesse gemäß BK6-20-059 und BK6-20-061. Die BDEW-Übergangslösung sieht einen dreimonatigen Testbetrieb vor, der spätestens zum 1. März 2022 startet. Die Zeit bis zum Testbetrieb sollte in enger Abstimmung aller Prozessbeteiligten genutzt werden, um frühestmöglich für die Umsetzung der Zielprozesse bereit zu sein.

### RD2.0-Erfolgsstory – Anlagensteuerung Echtzeit funktioniert



Am 1. Oktober war der mit großer Spannung erwartete Go-live. An diesem Freitag hat der Redispatch 2.0 (RD2.0) das Einspeisemanagement (EinsMan) im Verteilnetz ersetzt. Dieser Schritt zielt primär darauf ab, Abregelungsprozesse kostengünstiger zu gestalten. Schlüsselement dabei ist die Integration der erneuerbaren Energien, die einen immens steigenden Koordinationsbedarf aller Akteure untereinander sowie eine neue Dimension der Komplexität mit sich bringt. Gerade in der jetzigen Phase spielt die Anlagensteuerung in Echtzeit (ASE) als zusätzliche Komponente im Leitsystem und Schnittstelle zum Redispatch-System (ReSy) daneben eine zentrale Rolle.

#### Kombination aus Kosten und Sensitivitäten löst EE-Einspeisevorrang ab

Früher im EinsMan gab es feste, nach ihrer Priorität gestaffelte Gruppen. Dabei bedeutete der Einspeisevorrang von EE-Anlagen, dass konventionelle Kraftwerke wenn möglich immer zuerst abgeregelt werden müssen. Das entfällt seit Oktober. Der Algorithmus im Leitsystem für die Auswahl der betroffenen Anlagen bei Maßnahmen in Echtzeit wurde umgestellt. Fortan spielt eine Kombination aus Sensitivitäten und Kostenaspekten die tragende Rolle, welche Anlagen in Zukunft bevorzugt abgeregelt werden.

Das heißt, unser Redispatch-System entscheidet nach kurzer Bewertung der erforderlichen Maßnahme, ob eine Wind-, PV-Anlage oder doch das konventionelle Kraftwerk abgeregelt wird. Das passiert automatisch im Zusammenspiel mit der jeweiligen Wirkung der Anlage auf den Engpass, der sogenannten Sensitivität, und nach dem Kriterium des Preises. Dadurch sollen die Kosten, die volkswirtschaftlich bei diesen Eingriffen entstehen, mittelfristig deutlich gesenkt werden.

#### Zentrale Rolle der ASE im Übergang

Durch die Tatsache, dass das ASE-Modul rechtzeitig zum Go-live einsatzfähig war, konnte der Prozess am 1. Oktober aus Steuerungssicht sowie in puncto Auswahl der Anlagen überhaupt erst gestartet werden. Und das, obwohl die Hintergrundinformationen von den Marktpartnern dem System zu diesem Zeitpunkt noch nicht vollständig zur Verfügung standen. Als Datengrundlage hierfür dienten in der Regel die Basisdaten, in den meisten Fällen die kalkulatorischen Kosten, die im Leitsystem eingepflegt wurden. Für die Abrechnung in der Folge des Eingriffs kann bereits die Dokumentation übergeben und in Form von exportierbaren Berichten bereitgestellt werden.

#### Kurativer Redispatch

Im Duldungsfall, wenn also VNB die Steuerhoheit innehaben, werden Anlagen auch künftig direkt aus dem Leitsystem über das ASE-Modul gesteuert. Dass alle BTR wie im Duldungsfall behandelt werden, ist künftig ebenso gegeben, wenn der Notfall eintritt, etwa wenn das ReSy einmal fehlerhaft prognostiziert hat, wenn die Prognose falsch ist oder eine andere Störung vorliegt. Für diese Sondersituationen behalten sich die VNB auch weiterhin vor, kurativen Redispatch zu betreiben, die Anlagen also direkt aus der Leitstelle heraus zu steuern. Jetzt und in Zukunft erreicht man dies mit den neuen ASE-Funktionen und neuen Prioritäten bei der Auswahl der Anlagen. Angesichts der aktuellen Gemengelage sollten alle am Redispatch 2.0 Beteiligten generell ermutigt werden, sich mit offenen Fragen an die Netzbetreiber zu wenden. In vielen Bereichen gibt es in nächster Zeit noch einiges zu tun.

#### Fazit

Zunächst kann es als motivierendes Zeichen an alle anderen Netzbetreiber gedeutet werden, dass das ASE-Modul pünktlich zum Go-live funktionstüchtig und auch einsatzfähig war. Die entsprechenden Funktionalitäten sind vorhanden. Das heißt, es geht in den Prozess, auch wenn dieser derzeit noch reduziert läuft. Die E.ON-Gruppe ist somit in der Lage, die Übergangslösung der BNetzA zu bedienen. Und dass in der Retrospektive auf dem Weg dahin alle Entwicklungsarbeiten rund um die Anlagensteuerung in Echtzeit unterm Strich so erfolgreich verlaufen sind, hat Gründe. Denn als Erweiterung des EinsMan-Moduls konnte mit dem ASE-Modul auf etwas Bestehendem und auf jeder Menge Erfahrung aufgebaut werden.

### Umfrage

Bitte unterstützen Sie uns dabei, diesen Newsletter noch besser auf Ihre Wünsche und Bedürfnisse abzustimmen und nehmen Sie unter <https://eon.eu.qualtrics.com> an unserer Lesenumfrage teil.

### Kontakt

Schleswig-Holstein Netz AG  
Schlesweg-HeinGas-Platz 1  
25451 Quickborn  
[Redispatch2.0@sh-netz.com](mailto:Redispatch2.0@sh-netz.com)

[Abmeldung Redispatch-Newsletter](#)