

Redispatch 2.0

Eon – erste Praxistests zum Redispatch 2.0

Die Regelungen zum Redispatch 2.0 wurden in das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (Nabeg) aufgenommen. Die jüngste Novelle verpflichtet – das ist neu – auch Anschlussnetzbetreiber von kleineren Erzeugungsanlagen ab 100 kW, diese ab Oktober 2021 umzusetzen. Dadurch steigen die Anforderungen an die Koordination zwischen den Netzbetreibern. Im Rahmen des Projekts ERV 2.0 hat Eon daher begonnen, intelligente Systeme und IT-Lösungen aufzubauen, um die neuen Prozesse mit größtmöglichem Automatisierungsgrad umzusetzen. Erste MVP-Praxistests verliefen vielversprechend.

Jedes Jahr entstehen den deutschen Stromkunden Kosten in Höhe von rund 1,2 Mrd. € für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen [1]. Ein großer Teil davon entfällt auf Netzentlastungen im Übertragungsnetz. Einer der Gründe dafür ist, dass aktuell nur sehr wenige Anlagen in den Redispatch-Prozess zur Entlastung von Netzengpässen eingebunden sind. Hinzu kommt, dass die Auswahl der Anlagen, deren Einspeiseleistung zur Netzentlastung reduziert wird, nicht ausschließlich kostenbasiert erfolgt.

Vom 1. Oktober 2021 an sind auch Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100 kW

Nennleistung und solche, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, im Redispatch-Prozess zu berücksichtigen. Das verlangt Nabeg 2.0, die am 13. Mai 2019 verabschiedete Gesetzesnovelle [2]. Letztere enthält zahlreiche planungsrechtliche Vereinfachungen – vor allem mit Blick auf den zügigen Ausbau der Übertragungsnetze. Die Novelle behandelt aber auch Instrumente zum Management von Netzengpässen. So werden die Regelungen zum Redispatch auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE), Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie Speicher ausgeweitet. Waren es davor noch 80, so sind es künftig 80000

Anlagen [3], die sicher koordiniert eingebunden werden müssen.

Der Wandel der Energielandschaft hin zu einem dezentralen Versorgungssystem bringt somit immer mehr Verantwortung für die Verteilnetzbetreiber mit sich. Seit einigen Jahren gehen die großen deutschen Verteilnetzbetreiber unter dem Stichwort »DSO 2.0« die Herausforderung gemeinsam an. Sie erarbeiten Konzepte und bauen neue Fähigkeiten auf. Die Erweiterung des Redispatch auf Anlagen im Verteilnetz ist die erste große Bewährungsprobe dafür, dass die Verteilnetzbetreiber

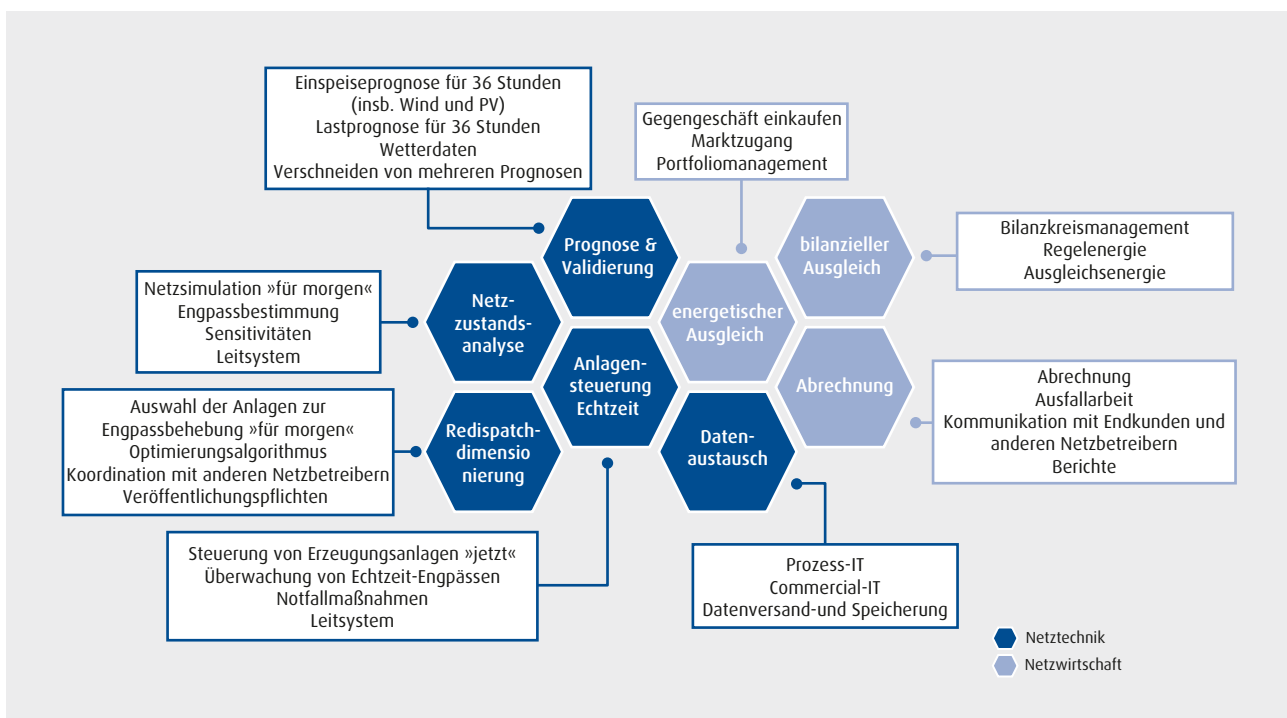


Bild 1. Überblick der relevanten Themenfelder beim Redispatch 2.0

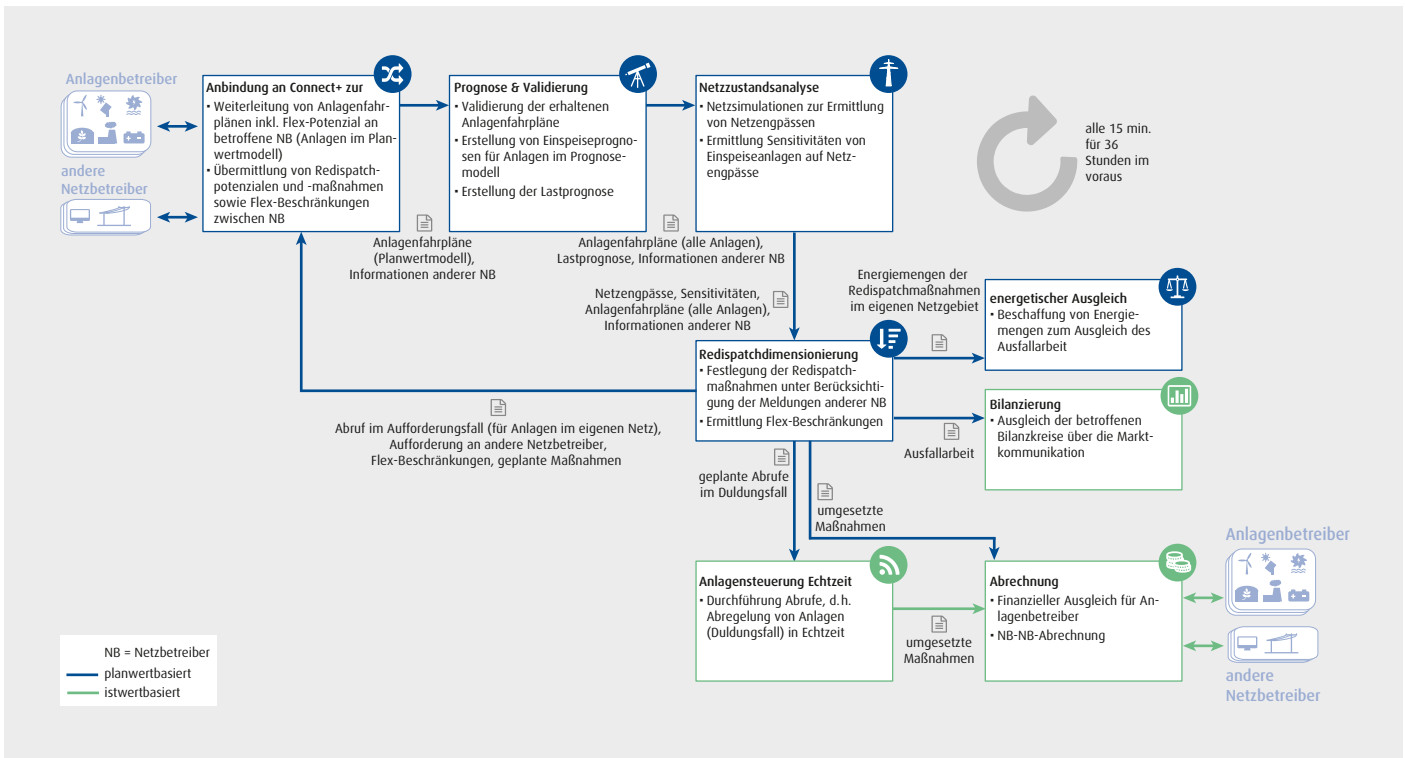


Bild 2. Redispatch-2.0-Prozess End-to-End (vereinfachte Darstellung)

dieser Verantwortung gerecht werden und die erforderlichen Prozesse umsetzen.

Der Redispatch-2.0-Prozess

Wenn das Marktergebnis am Strommarkt (Dispatch) für »morgen« eine Versorgungssituation ergibt, die das Netz überlasten würde, greifen die Netzbetreiber ein. Sie weisen Erzeugungsanlagen an, die geplante Erzeugungsleistung so zu ändern, dass die prognostizierten Netzengpässe aufgelöst werden (Redispatch). Der gesamte Prozess ist planwertbasiert. Betrachtet wird also ein Zeitpunkt in der Zukunft auf Basis von Prognosen. Hierfür werden schon vorab Maßnahmen geplant. Durch die Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen in großem Umfang ist die Prognose von Netzengpässen deutlich komplexer geworden. Der Redispatch-2.0-Prozess nutzt Wetterprognosen, um dennoch die Einspeiseleistung von Solaranlagen, Windenergieanlagen und Wasserkraftwerken zu prognostizieren. Teilweise erstellt der Anschlussnetzbetreiber die Prognosen für Anlagen (Prognosemodell). Teilweise übernehmen Anlagenbetreiber diese Aufgabe selbst und stellen die Ergebnisse dem Anschlussnetzbetreiber bereit (Planwertmodell). Darauf aufbauend können die künftige Auslastung des

Netzes und eventuelle Netzengpässe vorhergesagt werden. Treten durch hohe Einspeisung Engpässe auf, werden in der Redispatch-Dimensionierung diejenigen Erzeugungsanlagen identifiziert, die durch Reduzierung ihrer Einspeiseleistung am kostengünstigsten den Netzengpass entlasten können. Diese Anlagen werden angewiesen, ihre Einspeiseleistung zum künftigen Zeitpunkt des Netzengpasses in einem bestimmten Maß zu reduzieren (Aufforderungsfall) oder sie werden durch den Netzbetreiber zum Zeitpunkt des Engpasses direkt angesteuert (Duldungsfall). Zur Gewährleistung der energetischen Bilanz wird ein energetischer Ausgleich durchgeführt, der im Umfang der angewiesenen Einspeisereduzierung zusätzliche Einspeisung durch andere Anlagen bereitstellt. Die Bilanzierung bildet diese Vorgänge in den Bilanzkreisen der betroffenen Anlagen und Netzbetreiber ab. Damit keinem Anlagenbetreiber ein Nachteil entsteht, werden sie durch die Abrechnung finanziell so gestellt, als hätte es keinen technischen Eingriff gegeben (Bild 1).

Komplexe Herausforderung

Die Komplexität des Redispatch-2.0-Prozesses resultiert vor allem aus der Notwendigkeit, viele unterschiedli-

che Akteure zu koordinieren – und das in einem rollierenden Prozess im 15-Minuten-Rhythmus. Ferner gilt es, netztechnische und netzwirtschaftliche Vorgänge präzise aufeinander abzustimmen (Bild 2). Vor diesem Hintergrund braucht es einen hoch automatisierten und stabilen Prozess. Dieser ist zwingend notwendig, um den künftigen Massenprozess effizient bewältigen zu können. Derzeit sind für wesentliche Prozessbestandteile noch keine Standardprodukte am Markt verfügbar, sodass die Eon-Netzbetreiber ihr technisches Know-how in die Systementwicklung durch IT-Dienstleister mit einbringen und mit ihnen gemeinsam neue Lösungen entwickeln.

Die Akteure

Mit dieser Herkulesaufgabe vor Augen hat sich Eon Anfang 2020 für die Bündelung der Aktivitäten im Redispatch 2.0 in einem netzbetreiberübergreifenden Projekt entschieden. Angesichts des engen Zeitfensters bis Oktober 2021 wurde umgehend mit den Arbeiten begonnen. Und voller Einsatz aller Beteiligten, das hat sich schnell gezeigt, ist unumgänglich. »Mit dem Projekt ERV 2.0 – kurz für Engpassmanagement und Redispatch im Verteilnetz 2.0 – ist es gelungen, die große Herausforderung

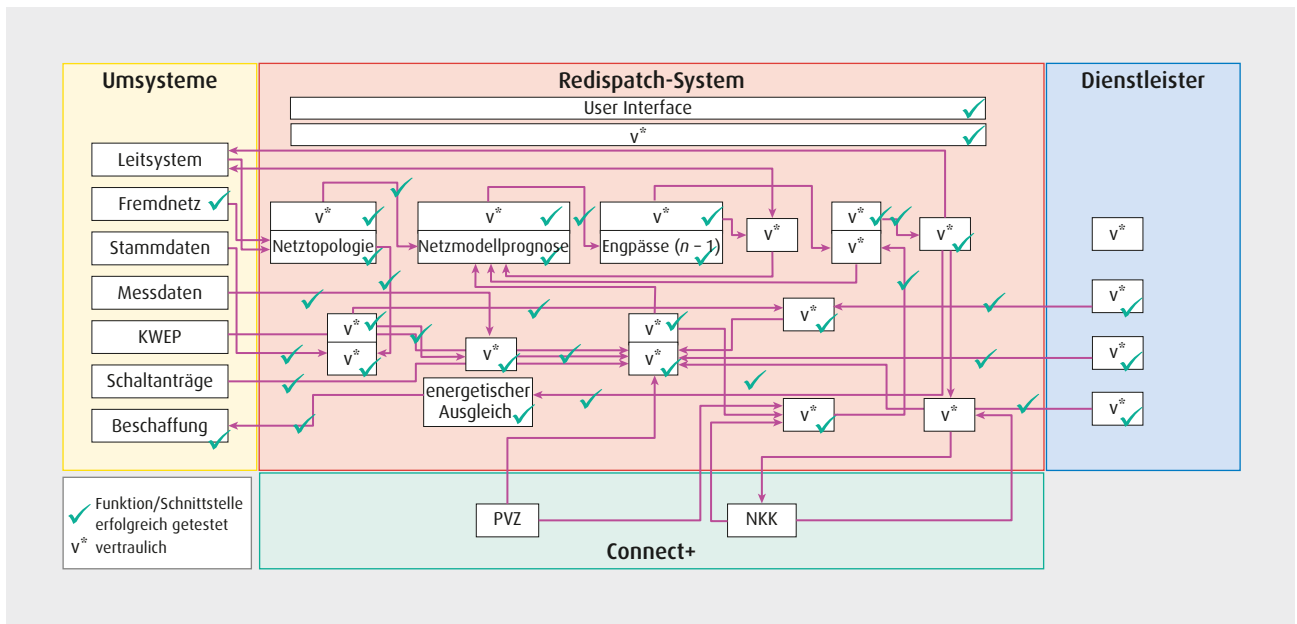


Bild 3. Schematische Darstellung des MVP-Testumfangs

zum Thema Redispatch 2.0 verantwortungsvoll anzugehen«, erklärt Projektleiter Manfred Grube. »Durch die Integration von Innogy umfasst das Projekt mittlerweile neun Netzgesellschaften.« Das sind die Verteilnetzbetreiber Avacon Netz GmbH, Bayernwerk Netz GmbH und Edis Netz GmbH, LEW Verteilnetz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH sowie Schleswig-Holstein Netz AG (SH-Netz), Syna GmbH, VSE Verteilnetz GmbH und Westnetz GmbH (Westnetz).

Enge Zusammenarbeit der Marktpartner zwingend

Wesentlicher Erfolgsfaktor auf dem Weg zu einem massentauglichen Redispatch-Prozess ist die enge Zusammenarbeit aller Beteiligten: zwischen allen ÜNB, allen betroffenen VNB und einem großen Teil der Anlagenbetreiber. Zum gesamtwirtschaftlich optimalen Management von Netzengpässen auf allen Spannungsebenen müssen sich alle deutschen Netzbetreiber koordinieren. Dafür entwickelt und implementiert Eon gemeinsam mit seinen Partnern bereits vielversprechende praktische Lösungen. Denn in Zukunft müssen Netzengpässe planwertbasiert beseitigt werden. Dies erfordert, anders als bei einem messwertbasierten Netzbetrieb wie aktuell im Einspeisemanagement, einen umfangreichen Datenaustausch zwischen den Netz- und den An-

lagenbetreibern. Daher beteiligen sich die Eon-Netzbetreiber unter anderem aktiv in der Verbandsarbeit bei BDEW und FNN sowie am Netzbetreiberprojekt Connect+. Ziele sind hier gemeinsame, deutschlandweite Standards für alle Akteure und eine Möglichkeit für den reibungslosen Datenaustausch. Auch die Zusammenarbeit und der Austausch mit angrenzenden Netzbetreibern werden an Bedeutung gewinnen und daher durch Veranstaltungen wie Webinare aktiv gefördert.

Eine agile Herangehensweise

Zu Beginn des Projekts befand sich Eon in einem Umfeld, in dem wesentliche Rahmenbedingungen noch nicht geregelt waren. Dieser Zustand reicht zum Teil bis in die Gegenwart hinein. Konkret offen sind zum Beispiel Belange im Bereich der Informationsbereitstellung und Netzbetreiberkoordination, zu denen zum Redaktionsschluss dieses Beitrags noch keine abschließende Festlegung der BNetzA vorlag. Ferner sind offene Punkte von Connect+ zu klären, zum Beispiel wie genau und mit welchen Formaten der Datentransport künftig stattfinden wird. Nichtsdestotrotz waren zu Beginn des Projekts die erforderlichen Kernfunktionalitäten bekannt, die vor allem Verteilnetzbetreiber vor gänzlich neue und große Herausforderung stellen. Der planwertbasierte Prozess, den es aufzubauen gilt,

verlangt komplett neue Fähigkeiten. Zur Entwicklung dieser Fähigkeiten lässt die gesetzliche Frist aber wenig Zeit.

Um trotz bestehender Unsicherheiten mit ergebnisorientierter Arbeit beginnen zu können, hat sich Eon für eine agile Arbeitsweise entschieden, eine aus dem Umfeld der Softwareentwicklung stammende Form der Arbeitsorganisation. Bei dieser Methode wird sich auf das Schaffen von funktionierenden Lösungen für die wichtigsten Anwendungsfälle konzentriert. Dort, wo es Unsicherheiten gibt, werden Annahmen getroffen. Auf diese Weise können die notwendigen Kernfunktionalitäten in den vielen betroffenen Themenfeldern entwickelt werden, die bei Änderung der Annahmen, zum Beispiel durch Festlegungen der BNetzA, entsprechend angepasst werden. Kontinuierliches Überprüfen der eigenen Anforderungen führt zu einer steilen Lernkurve des Teams, so dass nicht nur Systeme, sondern auch alle Mitarbeitenden und damit auch der Verteilnetzbetreiber als solcher zügig neue Fähigkeiten aufbauen. Diese Form der Zusammenarbeit lebt Eon auch in der Zusammenarbeit mit Partnern, beispielsweise mit dem Energie- und Software-Spezialisten Energy & Meteo Systems, für den sich Eon zur Entwicklung der Prozessbausteine Prognose & Validierung, Netzzustandsanalyse und Redispatchdimensionierung entschieden hat (siehe Beitrag auf Seite 50).

Erste Minimum-Viable-Product-Tests erfolgreich

Im Sinne der agilen Arbeitsweise hat Eon gezielt an einer ersten, funktionierenden Lösung gearbeitet. Hier gelang es im Oktober 2020, einen Meilenstein des Projekts zu erreichen: Bei den beiden am ERV-2.0-Projekt beteiligten Netzbetreibern Westnetz und SH-Netz konnte das Minimum Viable Product (MVP) bereits erfolgreich getestet werden. Dabei stand der gesamte Prozessablauf auf dem Prüfstand: Vom Empfang meteorologischer Prognosen über die Weiterverarbeitung zu Kurzfristprognosen auf Basis von Echtzeitmessungen, Prognosen des Netzzustands bis zu resultierenden Engpässen. Um letztere zu beheben, wurden optimierte Redispatch-Maßnahmen bestimmt, die Schnittstellen zur Maßnahmenaktivierung bedient und die Beschaffung energetischer Ausgleichsmengen bis in das Portfolio-Management-System initiiert. Die Tests der einzelnen Prozessschritte liefen bereits im Vorfeld. Im MVP konnten diese nun erfolgreich in die IT-Infrastruktur integriert und auch im Zusammenspiel (End-to-End-Prozess) evaluiert werden (**Bild 3**).

Bei der Definition des MVP-Ablaufs war wichtig, die Anwendbarkeit der entwickelten Lösungen auf das Spektrum der beteiligten Netzbetreiber sicherzustellen. Die Tests bei Westnetz und SH-Netz haben gezeigt, dass die Lösung nicht nur bezüglich der unterschiedlichen Versorgungsaufgaben, sondern auch bezüglich der bestehenden Umsysteme und Schnittstellen robust ist. »Unser frühzeitiger Start in die Redispatch-Umsetzung hat sich ausgezahlt«, freut sich Martin Brochtrop, Leiter der Systementwicklung bei Westnetz, nach dem erfolgreichen Abschluss der MVP-Tests. »Wir gehen in der technischen Umsetzung neue Wege, um mit leistungsfähigen Technologien flexibel auf die sich noch in Ausgestaltung befindenden Anforderungen des Redispatch 2.0 reagieren zu können. Der MVP gibt uns die Sicherheit, dass wir uns richtig entschieden haben.«

Auch das Fazit der SH-Netz, als heute besonders vom Einspeisemanagement betroffener Netzbetreiber, war durchweg positiv: »Wir konnten Engpässe schon vor dem Eintreten prognostizieren und entsprechende Entlastungsmaßnahmen identifizieren«, erklärt Jan Hansen, Leiter Operative Netzsteuerung und Prozessdatentechnik der SH-Netz, die Erkenntnisse der MVP-Tests. »Für das ver-

bleibende Jahr bis zum Go-live haben wir nun beste Voraussetzungen, um die Entwicklung des Systems abzuschließen und einen reibungslosen Prozessstart zu gewährleisten.«

Ergebnisse

Die ersten Ergebnisse haben gezeigt, dass die neuen Bausteine des Redispatch-2.0-Prozesses, vor allem die vorausschauende Engpassbehebung, funktionieren, und zwar mit echten Daten im Maßstab zweier großer deutscher Verteilnetze. Während die Systeme nun kontinuierlich weiterentwickelt und durch die realen Praxiserfahrungen qualitativ immer weiter verbessert werden, fließen die Erfahrungen parallel in die Systementwicklung der verbleibenden sieben Schwesterunternehmen ein.

Einige der Erkenntnisse sind systemunabhängig und daher gegebenenfalls auch für andere Netzbetreiber hilfreich. Hierzu zählt beispielsweise, dass die Konsistenz der Daten zwischen allen beteiligten Systemen sichergestellt werden muss. Trotz guter Datenqualität kann die Synchronisierung der Daten aus verschiedenen Systemen einen relativ hohen Aufwand bedeuten. Dieser Aufgabe kann sich bereits parallel zur Systementwicklung gewidmet werden. Auch die Entwicklung der IT-technischen Schnittstelle zwischen der geschützten Umgebung der Prozess-IT und der Business-IT ist zeitintensiv, da hier die hohen Sicherheitsstandards einzuhalten sind. Ferner hilft die frühzeitige Orientierung der Systementwicklung an die Anforderungen der operativen Bedienbarkeit, spätere Anpassungen zu vermeiden.

Der erfolgreiche Test ist ein wichtiger Zwischenschritt. Trotzdem ist weiterhin hoher Einsatz erforderlich, um die Systementwicklung und -tests rechtzeitig abzuschließen. Henning Schuster von E-Bridge bestätigt: »Wir begleiten neben den Eon-Netzbetreibern noch über 100 weitere deutsche Verteilnetzbetreiber inhaltlich und organisatorisch bei der Umsetzung des Redispatch 2.0. Der erfolgreiche MVP-Test in ERV 2.0 zeigt, dass die Netzbetreiber von Eon in einem sehr hohen Tempo ihre Fähigkeiten weiterentwickeln, um die ambitionierten gesetzlichen Vorgaben einhalten zu können. Damit werden sie ihrer wachsenden Verantwortung im Energiesystem gerecht. Die kommenden Monate bis zum Start des Regelbetriebs von Redispatch 2.0 im Oktober 2021 werden allerdings auch im Projekt ERV 2.0 eine Herausforderung darstellen.«

Fazit

Redispatch 2.0 stellt Verteilnetzbetreiber vor neue, immense Herausforderungen, die in einem sehr engen Zeitfenster gemeistert werden müssen. Eon hat im Rahmen des Projekts ERV 2.0 umgehend begonnen, an intelligenten Lösungen zu arbeiten. Diese werden dazu beitragen, eine sehr große Zahl von Anlagen zur Kostenreduzierung für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen einzusetzen und die dafür erforderliche effiziente Koordinierung zwischen den beteiligten Netzbetreibern sicherzustellen. Die agile Arbeitsweise war der richtige Ansatz, um trotz bestehender Unsicherheiten in den Rahmenbedingungen keine Zeit zu verlieren. Der erfolgreiche Test des ersten Minimum Viable Product im Oktober 2020 bei Westnetz und SH-Netz und die gesammelten Erfahrungen bieten sehr gute Voraussetzungen für den weiterhin anspruchsvollen Weg bis zum Start des Regelbetriebs im Oktober 2021. Eon beschreitet diesen Weg mit großer Zuversicht und freut sich, damit auch einen großen Schritt Richtung DSO 2.0 zu gehen.

Literatur

- [1] Quartalsbericht Netz- und Systemsicherheit – gesamtes Jahr 2019. www.bundesnetzagentur.de
- [2] Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.
- [3] Auskunft der Bundesnetzagentur auf Nachfrage

>> **Manfred Grupe**,
Projektleitung ERV 2.0,
Avacon Netz GmbH, Salzgitter

Dr. **Jonas Eickmann**,
Stellvertretende Projektleitung ERV 2.0,
Westnetz GmbH, Wesseling

Dr. **Stefan Gehler**,
Leiter Netzfürungsgrundsätze,
Schleswig-Holstein Netz AG,
Quickborn

Matthias Wessels,
Senior Consultant,
E-Bridge Consulting GmbH, Bonn

>> manfred.grupe@avacon.de
mwessels@e-bridge.com

>> iam.westnetz.de
www.avacon-netz.de
www.sh-netz.com
www.e-bridge.com