



## ERV 2.0 – Newsletter für Verteilnetzbetreiber

Liebe Leserinnen und Leser,

wir hoffen, Sie sind gesund und zuversichtlich in das neue Jahr gestartet und freuen uns nun, Sie zu einer weiteren Ausgabe unseres Newsletters zum Thema Redispatch begrüßen zu dürfen.

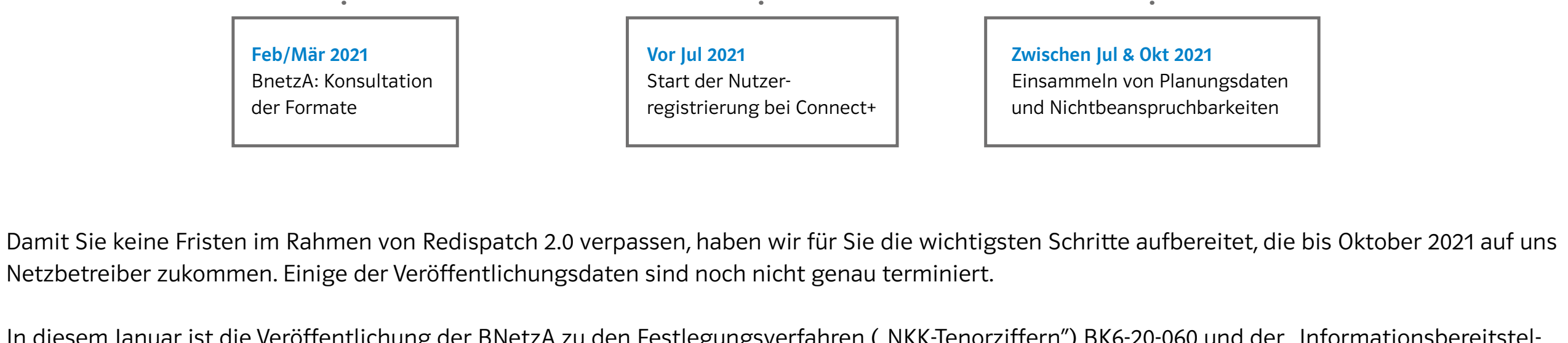
Wir – das sind die Netzgesellschaften im E.ON-Konzern, die gemeinsam im Konzernprojekt ERV 2.0 (Engpassmanagement und Redispatch im Verteilnetz) die Umsetzung der neuen Prozesse für die E.ON-Netze erarbeiten. Mit diesem Newsletter möchten wir Sie zeitnah und aktuell über die relevanten Entwicklungen im Redispatch 2.0 informieren. Hierzu bieten wir Ihnen regelmäßig eine konsolidierte Aufbereitung der wichtigsten Informationen aus der Branche sowie unserer eigenen Erfahrungen in der Praxis.

Vielen Dank, dass Sie sich so zahlreich an unserer letzten Leserumfrage beteiligt haben. Die Ergebnisse wurden dank Ihrer Unterstützung bereits in dieser Ausgabe mitberücksichtigt. Auch in Zukunft sind wir bestrebt, Ihnen hilfreiche Informationen eng an Ihren Bedarfen, speziellen Interessen und Wünschen bereitzustellen. Daher freuen wir uns auch dieses Mal über eine rege Beteiligung an unserer kurzen Befragung am Ende dieser Ausgabe.

Bis zu unserem nächsten Newsletter wünschen wir Ihnen eine gute Zeit. Und bleiben Sie bitte weiterhin gesund.

Viele Grüße  
Ihr Schleswig-Holstein Netz Team

### Redispatch-Zeitstrahl



Damit Sie keine Fristen im Rahmen von Redispatch 2.0 verpassen, haben wir für Sie die wichtigsten Schritte aufbereitet, die bis Oktober 2021 auf uns Netzbetreiber zukommen. Einige der Veröffentlichungsdaten sind noch nicht genau terminiert.

In diesem Januar ist die Veröffentlichung der BNetzA zu den Festlegungsverfahren („NKK-Tenziffern“) BK6-20-060 und der „Informationsbereitstellung“ BK6-20-61 erschienen. Inhaltlich sind dort die Grundlagen zur Netzbetreiberkoordination, Themen rund um Bewegungs- und Stammdatensowie der Informationsbereitstellung zwischen Anlagen- und Netzbetreibern festgelegt. Damit legt die Veröffentlichung das „Was“ der Datenkommunikation in dem Prozess fest, wohingegen die vorherige Festlegung das „Wie“ geregelt hat.

Im kommenden Februar ist die Konsultation der Formate für die Datenbereitstellung geplant.

Am 1. April 2021 wird seitens des BDEW eine Mitteilung zu den Formaten erfolgen. Diese Veröffentlichung bezieht die Netzbetreiberkommunikation mit ein.

Um die Möglichkeit des „Single Point of Contact“ (SPoC) des Projekts Connect+ nutzen zu können, müssen sich Nutzer dort ab dem 1. Juli 2021 registrieren. Dies betrifft sowohl Einsatzverantwortliche (EIV) als auch Netzbetreiber (NB).

Am 1. Juli dieses Jahres startet der Stammdatenaustausch für Erzeugungsanlagen. Bis dahin müssen EIV und NB in der Lage sein, Stammdatensowie Connect+ zu empfangen und dorthin zu versenden. Um dies realisieren zu können, ist eine frühzeitige Vorbereitung notwendig.

Zusätzlich zu den Stammdaten sollte zwischen Juli 2021 und dem „Go-live“ auch für die Sendung von weiteren Informationen wie Nichtbeanspruchbarkeiten und Planungsdaten gesorgt werden. Hierzu wurde zwar bis heute noch keine rechtliche Festsetzung veröffentlicht. Jedoch sollten EIV und NB auch hier so früh wie möglich Vorbereitungen treffen, damit der Prozess im Oktober 2021 reibungslos starten kann.

### Datenaustausch und Datenschutz – Schutzziele, die verpflichten



Ab Oktober dieses Jahres gelten die am 4. April 2019 mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) verabschiedeten neuen Redispatch-Regeln. Sie beziehen EE-Anlagen und konventionelle Kleinerezeuger in das Engpass-Management ein. Der entstehende immense Koordinierungsbedarf der Netzbetreiber untereinander sowie zwischen Netzbetreibern und anderen Marktteilnehmern bedingt deutlich höhere Automatisierungsgrade verbunden mit einer modernen IKT-Infrastruktur. Ein so intensiver Datenaustausch zwischen intelligent vernetzten Teilnehmern wirft unweigerlich Fragen zu Disziplinen wie Datenschutz und IT-Sicherheit auf.

Wenn es in Zukunft darum geht, sich verantwortlich daran zu beteiligen, Netzengpässe zu vermeiden, stellt Redispatch 2.0 Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Potenziell relevant für alle 890 VNB und die vier ÜNB hierzulande erfordern seine Regeln teils völlig neue Fähigkeiten der betroffenen Akteure. Sie stehen künftig bei einer koordinierten Redispatch-Planung mit allen nachgelagerten Netz- und Anlagenbetreibern in der Verantwortung. Ferner sind sie verpflichtet, eine kontinuierliche Engpass-Bestimmung vorzunehmen, bei der eigene Erzeugungs- und Lastprognosen im Netzbetrieb zu erstellen und zu berücksichtigen sind. Hinzu kommen die Übermittlung umfangreicher Energiedaten zur Modellierung und Berechnung vorhandener Flexibilitätspotenziale sowie der Betrieb einer eigenen IKT-Infrastruktur zur Datenerhebung und Steuerung der Erzeugungsanlagen.

#### Vernetzt, automatisiert, geschützt

Die Trendwende hin zu einer dezentralen Energie-Erzeugung führt also dazu, dass mehr und mehr kleinere Energie-Erzeugungsanlagen – ein Charakteristikum der Erneuerbaren – potenziell in die Netze einspeisen. Netzbetreiber müssen diese in Zukunft intelligent miteinander vernetzen, um sie innerhalb des „Redispatch 2.0“-Prozesses auf Basis verlässlicher Prognosen im Vorhinein, also präventiv steuern zu können. Quasi schneller als Echtzeit. Hierzu bedarf es eines im Vergleich zum Status quo erheblich höheren Automatisierungsgrades. Denn um Engpässe im Stromnetz effektiv beheben zu können respektive gar nicht erst entstehen zu lassen, gilt es künftig, viele Tausend Anlagen anstatt lediglich einiger Dutzend Großkraftwerke effizient zu koordinieren.

Mit Blick auf die Themen Kommunikation und Datenaustausch in einer sicherheitskritischen Infrastruktur unterscheidet und verfolgt die Branche mit Datenintegrität und Vertraulichkeit nach wie vor zwei hohe Sicherheitsziele. Integrität gewährleistet die Korrektheit, Vollständigkeit und Konsistenz von Daten und bietet Schutz vor Missbrauch. Das heißt zum einen, dass Informationen der richtigen Quelle, weder Absender noch Inhalt wurden verändert oder manipuliert. Vertraulichkeit garantiert, dass Daten/Informationen nur denjenigen zugänglich sind, die dafür angedacht und autorisiert sind. Die beschriebenen Ziele sind dieselben. Angesichts der allein durch die Anzahl der Kommunikationspartner stark gestiegene Komplexität der Aufgabe muss die Branche über neue Sicherheitskonzepte und -infrastrukturen nachdenken.

#### Technik, Recht und Ethik

Technologisch liegt eine riesige Herausforderung, vor der der Energie-Sektor derzeit steht, in der Verfügbarkeit des Gesamtsystems. Diese muss stets gewährleistet sein, ganz gleich wie viele Teilnehmer dabei „unter einen Hut“ zu bringen sind. Und damit das Gesamtsystem funktioniert, müssen alle Komponenten für die gesamte Datenübertragung entsprechend hoch verfügbar sein. Sowohl auf der Erzeuger- als auch auf der Verbraucherseite. Letztere ist ein Punkt, an dem die Energie-Branche noch ziemlich am Anfang steht und ebenfalls eine nicht zu unterschätzende Herausforderung. Eine weitere ist die Sicherstellung der Datenintegrität und direkt im Bereich IT-Sicherheit angesiedelt. Wie vertrauenswürdig sind jene Daten, über die die neue Regelung und Steuerung der Anlagen realisiert werden? Hierbei geht es also darum, ob die erhobenen Daten überhaupt valide sind und am Ende im Prozess auch das richtige Ergebnis liefern.

Wenn nicht mehr der Mensch, sondern eine Automatisierungslösung wichtige Entscheidungen trifft, stellt sich rein rechtlich immer häufiger die Frage nach der Haftung. Ist das im Zweifelsfall der Software-Hersteller, von dem das System kommt, oder ist der Anwender, der das System betreibt, im Schadenfall zu belangen? Das ist eine Frage, die man sich in Zukunft stellen muss. Und die ethische Dimension der Erwägungen rund um personenbezogene Daten schließlich bewegt sich in Richtung Datenschutz. Denn obwohl Messwerte keine direkt personenbezogenen Daten sind, ermöglichen sie problematische Rückschlüsse auf ein persönliches Nutzerverhalten. Und das betrifft – Stichwort Privacy – den Schutz der Privatsphäre.

#### Praktische Hilfen

Für Redispatch 2.0 wird künftig eine ganze Reihe von Daten erhoben und hoch automatisiert verarbeitet werden. Ausnahmslos jeder, der diese Daten verarbeitet, steht für sich selbst – hier geht es um jeden Netzbetreiber – in der Pflicht und in der Verantwortung, den Schutzbedarf zu achten und diesen Datenschutz auch zu gewährleisten. Das bedeutet in erster Linie für kleinere Netzbetreiber und kleinere Stadtwerke eine Herausforderung, weil die Aufgaben in IT-Sicherheit einen hohen Grundaufwand bedeuten. Konkrete Hilfestellungen können Betroffene von externen Dienstleistern erwarten, die im Auftrag zahlreiche Funktionen übertragen können. Der Auftraggeber ist damit insofern nicht ganz aus der Verantwortung, als rudimentäre Überwachungs- und Kontrollpflichten gegenüber dem Dienstleister bestehen bleiben.

Auch von Connect+ gibt es entsprechende Unterstützung, z. B. wenn kleinere Stadtwerke keine eigene IT-Abteilung unterhalten. Um die Einstiegshürde möglichst weit zu senken und trotzdem die Sicherheit nicht zu kompromittieren, bietet das Netzbetreiber-Projekt den „Kommunikations-Client“ zum Download auf seiner Homepage an. Dieser kümmert sich dann im Hintergrund um die Verschlüsselung der gesamten Kommunikation, das heißt, die der Daten und der Transportwege.

An dem Konsortium sind derzeit insgesamt 21 Netzbetreiber beteiligt. Die vier ÜNB und fast alle größeren Netzbetreiber in Deutschland. Connect+ baut gerade das Software-System „RAIDA“ auf, das die Rolle des Data Provider übernehmen und dann deutschlandweit als „Single-Point-of-Contact“ (SPoC) für den „Redispatch 2.0“-Prozess dienen wird. Der große Vorteil dieses SPoC besonders für kleine NB und Stadtwerke und Einsatzverantwortliche von EEG-Anlagen liegt in der einfachen Kommunikation. Sie müssen lediglich die Verbindung mit diesem einen Kommunikationspartner aufbauen. Die fachgerechte Weiterleitung, die geschützte Weiterverteilung in ganz Deutschland übernimmt dann der Data Provider Connect+. Wertvolle Orientierungshilfen für Redispatch 2.0 sind beispielsweise auch vom FNN in Form einer Anwenderregel avisiert. Der BDEW schließlich bietet einige hilfreiche Dokumente an, die Antworten auf zentrale Fragen zu Redispatch 2.0 geben.

#### Prognosemodell und Datenschutz – kein neuer Zielkonflikt

Treffsichere, verlässliche Prognosen, von denen ein planwertbasierter Prozess wie Redispatch 2.0 lebt, „stehen und fallen“ mit der Verfügbarkeit umfangreicher, detaillierter Daten und ihrer Qualität, am besten noch in Echtzeit. Je mehr Daten zur Verfügung stehen, desto besser, desto genauer und verlässlicher werden die Prognosen. Doch auch mit viel Rücksicht auf die technologischen Erfordernisse eines jungen anspruchsvollen und komplexen Prozesses, mahnen Experten einhellig zu Datensparsamkeit als oberste Maxime. Wie so oft bei sensiblen Themen ist auch hier ein gangbarer Mittelweg, ist auch hier Augenmaß gefragt. Datenschutz und Privatsphäre dürfen unter keinem Umstand zu sehr leiden. In vielerlei Hinsicht sollte demnach gelten: „Nur so viele Daten wie nötig und so wenig wie möglich!“ Denn in diesem Zielkonflikt zwischen Prognosemodellen und Datenschutz, besonders bei neuen Technologien in der Fläche, spielen auch Faktoren wie Akzeptanz in der Bevölkerung eine tragende Rolle.

#### Sicherer Datentransfer

Immmer, wenn heute Daten übertragen werden, müssen Integrität und Vertraulichkeit minutiös gewährleistet sein. Jegliche Form von Klartext-Kommunikationen in den sicherheitskritischen Infrastrukturen der Energie-Branche kommen im Gegensatz zu früher einfach nicht mehr infrage. Das Nonplus ultra in puncto Datentransfer heißt Verschlüsselung, sprich Kryptographie. Aktuell für Redispatch 2.0 wird sogar auf zwei Ebenen verschlüsselt: die Inhalte separat und ebenso ihr Übertragungsweg getrennt für sich. Und das gilt für alle Daten, die auf welchem Weg auch immer – Funk, Glasfaser, Kupfer... – kommuniziert werden.

### Best Practice der E.ON zum Einsammeln von Stammdaten der Anlagenbetreiber

Derzeit wird bei Engpässen im Netz in Echtzeit Einspeisemanagement zur Leistungsreduzierung von Erzeugungsanlagen angewendet. Ab Oktober 2021 soll das Einspeisemanagement durch das auf Prognosen basierte Redispatch abgelöst werden. Dazu ist eine Vielzahl von Stammdaten von den Erzeugungsanlagen erforderlich, beispielsweise die Nebenfläche einer Windenergieanlage. Außerdem sollen Bewegungsdaten wie Nichtverfügbarkeiten, zum Beispiel bei einer Wartung, zwischen den beteiligten Akteuren ausgetauscht werden. Welche Daten das im Einzelnen sind, wird überwiegend durch Vorgaben der BNetzA festgelegt, die in Zusammenarbeit mit dem BDEW derzeit erarbeitet werden.

Ein Teil der Stammdaten wird bisher im Anschlussprozess abgefragt und in mehreren Systemen erfasst (Einspeiserdatenbank und Abrechnungssystem). Ein weiterer Teil wird durch den Abgleich mit dem Marktstammdatenregister der BNetzA übernommen. Ein Teil der neuen Stammdaten wird im Jahr 2021 nach Go-live über Connect+ (<https://netz-connectplus.de/home/projekt/>) geliefert. Die noch fehlenden Daten müssen durch die Netzbetreiber von den Anlagenbetreibern direkt angefordert und im stammdatenführenden System in neu zu programmierenden Feldern erfasst werden.

Bei E.ON sollen die Daten über einen Online-Service erfasst werden. Über ein Web-Formular soll der Anlagenbetreiber die noch fehlenden Daten eintragen und bereits vorhandene Daten prüfen und ggf. korrigieren. Dazu werden zunächst alle betroffenen Anlagenbetreiber mit Einspeiseanlagen und Speicher ab 100 kW angeschrieben und zur Eintragung im Onlineformular aufgefordert. Für die Anschreiben, Erinnerungsschreiben und telefonische Nachfassaktion wird E.ON weitere Dienstleister beauftragen. Bei E.ON sind derzeit rund 30.000 Anlagenbetreiber davon betroffen. Die vollständigen und qualitätsgeprüften Stammdaten müssen bis Mitte des Jahres 2021 im stammdatenführenden System erfasst sein und werden dann um die Daten des Einsatzverantwortlichen (des Anlagenbetreibers) über Connect+ ergänzt. Sind die Daten nicht plausibel, wird die Datenmeldung abgelehnt und muss vom Einsatzverantwortlichen korrigiert werden. Die Stammdaten im stammdatenführenden System werden für alle am Redispatch beteiligten Systeme (z. B., Redispatch-Dimensionierung, Bilanzierung, energetischer Ausgleich und Connect+) benötigt und über die neu zu programmierenden Schnittstellen übergeben. Ab Mitte 2021 soll das Zusammenspielen aller Systeme im Redispatch 2.0 getestet werden.

#### Welche Herausforderungen gilt es zu bewältigen?

Herausforderung für den Anschreiben und dem Internetauftritt zum Thema Redispatch 2.0 ist, alle betroffenen Betreiber zu informieren, dass sie beim Redispatch mitwirken müssen und zu verdeutlichen, welche Aufgaben durch sie erledigt werden müssen.

Zudem ist die Auswahl der unbedingten erforderlichen Stammdaten schwierig, da noch nicht alle Festlegungen von der BNetzA verabschiedet sind. Grundsätzlich müssen auch Einspeiseanlagen unter 100 kW, die steuerbar sind, am Redispatch teilnehmen und somit darüber informiert werden.

Für die Aufnahme der neuen Datenfelder im stammdatenführenden System, die Ausprägung der Schnittstellen, Abfragen und Überwachung der Datenqualität sowie von Fristen wurden Fachkonzepte erstellt und zur Umsetzung an die Programmierer übergeben. Die Erstellung von Umsetzungskonzepten sowie die Realisierung in nur einem halben Jahr ist sehr ambitioniert und bedarf daher einem gestaffelten Vorgehen: Thema beschreiben, abstimmen, umsetzen, testen und produktiv setzen. Dies geht nur Hand in Hand mit den IT-Dienstleistern.

#### Was ist im Neuanlagenprozess zu beachten?

Eine weitere Aufgabe wird es sein, die Abfrage der neuen Stammdaten im Neuanlagenprozess aufzunehmen. Hier werden Netzbetreiber in einem ersten Schritt je nach Energieart Formulare erstellen und vom Anlagenbetreiber anfordern. Danach werden sich Netzbetreiber darüber Gedanken machen, ob ihnen der Anlagenbetreiber die Daten über das neue Onlineformular bereitstellt. Auch kann das Marktstammdatenregister um diese Daten erweitert und im Abgleich mit dem Netzbetreiber mitaufgenommen werden. Die einheitliche Erfassung aller erforderlichen Daten in einem System und über einen Eingangskanal ist dabei wesentlich effektiver als in mehreren Systemen und über unterschiedliche Wege.

### Clusterbildung – effizienter Redispatch-Einsatz über Netzbetreibergrenzen hinaus



Bereits in diesem Oktober wird die im April 2019 verabschiedete Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) wirksam. Um ihre Vorgaben umsetzen zu können, sind derzeit Arbeiten im Gange, das komplette Einspeisemanagement in den Redispatch zu überführen. Das Ziel ist es, das Engpass-Management auf einen planwertbasierten Prozess umzustellen. Hierzu muss die Netzbetreiber-Koordination komplett neu organisiert werden. Dies ist, eine für alle Beteiligten klare und transparente Prozess-Landschaft zu schaffen. An dem Punkt setzt das Thema Clusterbildung an. Clusterbildung gibt Netzbetreibern die Möglichkeit, den jeweils vorgelagerten Netzbetreiber bei der Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen im zukünftigen Massenprozess zu unterstützen.

#### Ausgangssituation

Der Anteil dezentraler gewonnener erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in Deutschland beträgt heute mehr als 42 Prozent. Tendenz steigend. Bis 2030 soll dieser schon 65 Prozent betragen. Die Transformation des Energiesystems geht so schnell voran, dass der Ausbau der Netzinfrastruktur mit dem Zubau an Erneuerbaren nicht immer ganz Schritt halten kann. Deshalb sollen flexiblere, intelligente Stromnetze in die Lage versetzt werden, möglichst viel grünen Strom aufzunehmen und zu transportieren. Gleichzeitig müssen Versorgungssicherheit und Netzstabilität gemäß dem energiewirtschaftlichen Zielbereich – eine sichere und kostengünstige Versorgung mit elektrischer Energie – gewährleistet bleiben.

Künftig werden sowohl Übertragungsnetz- als auch Verteilnetzbetreiber mit Blick auf die absehbaren physikalischen Restriktionen im Netz eine höhere Flexibilität von Anlagen im Verteilnetz benötigen. Dabei rückt zwangsläufig die Frage einer netzbetreiberübergreifenden Koordination in den Vordergrund. Denn am Ende müssen die bestehenden Engpässe in jeder Netzebene behoben werden, ohne neue in weiteren Netzebenen hervorzurufen, bestehende zu verschärfen oder gar die Versorgungssicherheit zu beeinträchtigen. Dabei sollen auch die Gesamtkosten für den Redispatch-Einsatz in allen Netzebenen durch Hebung von Synergien reduziert werden.

#### Das neue Prinzip

Im Umsetzungsprojekt der E.ON-Netzbetreiber (ERV 2.0) wird der neue Redispatch-Prozess entwickelt und nachfolgend bei jeder Netzgesellschaft implementiert. Derzeit entsteht ein neues technisches System aus drei gekoppelten Modulen. Das erste deckt das Thema Prognosen ab. Die Netzzustandsanalyse (NZA) ist das zweite Modul, auf das schließlich als drittes die Redispatch-Dimensionierung (RDD) folgt. Auf Grundlage der Prognosen (Planwerte) wird das Netz berechnet. In der RDD werden dann auf Basis der identifizierten Engpässe, die im Netz zu erwarten sind, die Leistungsanpassungen der Erzeugungsanlagen für den Vorschauzeitraum dimensioniert bzw. optimiert. Alle nachgelagerten Systeme, z. B. Abrechnung oder Bilanzierung, sind ebenfalls miteinander geschlossen, werden jedoch von separaten Systemen ausgeführt. Auf exakt diesen Ergebnissen der Prognose, Netzzustandsanalyse und Dimensionierung, fußt auch das neue Konzept der Netzbetreiber-Koordination.

#### Die Idee der Clusterbildung

In der Vergangenheit haben die ÜNB den Redispatch respektive diesen planwertbasierten Prozess vor allem mit den wenigen konventionellen Kraftwerken in der Übertragungsnetz-Ebene bewerkstelligt. Weil jene Kraftwerke als große Einheiten mit ihrem jeweiligen Flexibilitätspotenzial und ihren Restriktionen über gleichwichtige Erträge und langsam sind, ist dieser Prozess auch mit gewissen Vorlaufzeiten „gut planbar“. Dieses System wird jetzt um alle Erneuerbaren erweitert, sodass quasi ein planwertbasierter Massenprozess entsteht. Das heißt, dass „plötzlich“ eine riesige Anzahl neuer Anlagen mit Anschluss im Verteilnetz und jeweils ganz unterschiedlichen Flexibilitätspotenzialen und Restriktionen im System mitberücksichtigt werden muss.

Die Idee der Clusterbildung basiert auf dem Grundsatz, dass der Verteilnetzbetreiber der VNB „seiner Erzeugungsanlagen in seinem Netz“ zu einem in puncto Flexibilität gebündelten Potenzial zusammenfassen kann. Schließlich kennt der VNB „seiner Erzeugungsanlagen inklusive ihrer jeweiligen Flexibilitätspotenziale und Restriktionen genau und ist demnach in der Lage, jene Cluster nach geeigneten Kriterien zu bilden. Ein Cluster ist somit eine Gruppe von Einzelobjekten mit gleichen Kosten bzw. gleichem Rang und gleicher Wirksamkeit auf die definierten Übergabepunkte zwischen den Netzbetreibern.

Die Möglichkeit zum Clustern hat den immensen Vorteil, dass der Redispatch-Prozess über alle Netzebenen hinweg signifikant verschlankt wird. Wobei an dieser Stelle zu betonen ist, dass Clusterbildung keine Pflicht ist. Der VNB liefert dem ÜNB in der Folge lediglich Daten zum Flexibilitätspotenzial eines Objekts, dem Cluster. Letzteres kann aus mehreren (mindestens zwei) Einzelobjekten bestehen, die der ÜNB ohne Clustering alle gesondert in seinem Planungsprozess berücksichtigen müsste. Anstatt mit beispielsweise 20.000 Objekten im Prozess muss der ÜNB nur noch mit einigen Hundert arbeiten. Für ihn eine spürbare Vereinfachung. Zudem muss er das Redispatch-System dann nicht mehr so groß dimensionieren.

#### Objekt Flexibilitätressource

Bei der Unterscheidung der verschiedenen Objekt-Varianten nach Größe hat sich in dieser jungen Disziplin der Begriff Ressource durchgesetzt. Die kleinste, z. B. ein einzelnes Windrad, wird hier als „technische Ressource“ bezeichnet. Ihr übergeordnet ist die „steuerbare Ressource“, beispielsweise ein Windpark, in der bereits mehrere technische Ressourcen zusammengefasst sind. Diese Variante wird über einen sogenannten Netzverknüpfungspunkt zentral gesteuert. Darüber wiederum steht für die Netzbetreiber-Koordination die „Cluster-Ressource“. Sie bietet Netzbetreibern die Möglichkeit, mehrere steuerbare Ressourcen mit der gleichen Parkaktivität („Wirksamkeit“) auf bestimmte Netzknoten vorgelagerter Netzbetreiber zusammenzufassen. Das sind dann gleich mehrere Wind- oder PV-Parks sein, die einheitlich als „neues Objekt“ mit bestimmten Eigenschaften in einem auf diese Art vereinfachten Planungsprozess berücksichtigt werden.

#### Die Akteure

Clustern ist ein Prozess, der sich allein zwischen den ÜNB und Netzbetreibern untereinander abspielt. Denn sie stehen tendenziell in der Pflicht, Engpässe zu beseitigen und die Netzsicherheit zu gewährleisten. Entscheidet sich ein Netzbetreiber für Clustering, sollte er wissen, dass damit Verpflichtungen einhergehen. So muss er über ein technisches System verfügen, das verlässliche Prognosen erstellen kann, alle Daten sammeln, verarbeiten und neu zusammenfassen. Denn er ist verpflichtet, verlässliche Prognosen zu erstellen und muss unter Umständen für Abweichungen, die zu einem mangelhaften Engpass-Management führen, geradestehen. Das Cluster wird dem vorgelagerten Netzbetreiber dateibasiert zur Verfügung gestellt. Im Falle eines Abrufs eines oder mehrerer Cluster, deren der verantwortliche Verteilnetzbetreiber die Aufteilung in die Einzelobjekt sowie die Umweisung übernehmen.

Besonders im Koordinierungsprozess mit dem ÜNB bietet Clustering dem VNB große Vorteile. So können Netzbetreiber ihre eigene Engpässe und Maßnahmen in diesem Zuge effizient mitoptimieren. Wenn der ÜNB beispielsweise eine bestimmte Menge für seinen Redispatch-Prozess im Verteilnetz benötigt, kann der betreffende VNB seinen eigenen Bedarf in den Prozess miteinrechnen. Damit hat er die Möglichkeit, auch die benötigte Gesamtmenge im System zum Runter- bzw. Hochfahren zu optimieren, was die Kosten reduziert. Die Entscheidung wird über einen Clustering hängt also von zahlreichen Faktoren ab. Eine Entscheidung dafür muss die geeignete Variante, müssen die Kriterien in der Regel bilateral zwischen den Netzbetreibern abgestimmt werden. Eng mit dem signifikant erhöhten Koordinierungsaufwand zwischen den Netzbetreibern verbunden ist naturgemäß die Entwicklung einheitlicher Standards und Formate. Diese werden aktuell in der Branche erarbeitet und etabliert, sodass die Netzbetreiber-Koordination am Ende auch einheitlichen Standards folgt.

#### Fazit

Clustering bedeutet für den Netzbetreiber die Möglichkeit, Flexibilitätspotenziale mehrerer technischer Ressourcen im Netz für die Koordination zwischen Netzbetreibern zusammenzufassen. Angesichts hoher Zubauarten der dezentralen Erneuerbaren in den Verteilnetzen steigert es die Effizienz in den Systemen für die Netzbetreiber-Koordination. Die neue Planbarkeit im Gesamtprozess erhöht somit die Netz- und Systemsicherheit und trägt zur Reduzierung der Redispatch-Kosten bei. Diese Option ist für alle Akteure neu. Neue Daten, neue Datenströme, neue Systeme und neue Modelle. In den nächsten Jahren wird es in seinem ersten Schritt primär darum gehen, Erfahrungen in der Praxis zu sammeln. Wie genau funktioniert die Prognose-Erstellung? Wie gut funktioniert die Abstimmung mit den jeweiligen Netzbetreibern? Auf Basis von Monitoring und Auswertung müssen nun die jungen Systeme kontinuierlich weiterentwickelt und nachgeschärft werden.

### Umfrage

Unterstützen Sie uns dabei, den Newsletter noch besser auf Ihre Wünsche und Bedürfnisse anzupassen und nehmen Sie an unserer Umfrage teil.

[https://eon.eu.qualtrics.com/jfe/form/SV\\_bjHJldkAtw7RmB](https://eon.eu.qualtrics.com/jfe/form/SV_bjHJldkAtw7RmB)

### Kontakt

Schleswig-Holstein NetZ AG  
Schleswig-HeinGas-Platz 1  
25451 Quickborn  
Redispatch2.0@sh-netz.com

Abmeldung Redispatch-Newsletter