



ERV 2.0 – Newsletter für Verteilnetzbetreiber

Liebe Leserinnen und Leser,

willkommen zur aktuellen Ausgabe unseres ERV 2.0-Newsletters. In dieser Ausgabe geht es diesmal um die Schwerpunktt Themen „Redispatch 2.0: Diese Aufgaben müssen Anlagenbetreiber erfüllen beziehungsweise klären“, „Abrechnung von „Redispatch 2.0“-Maßnahmen“ und „Bilanzierung im „Redispatch 2.0“-Maßnahmen“.

Im „Redispatch 2.0“-Prozess kommen zahlreiche neue Aufgaben und Änderungen auf die Anlagenbetreiber zu. Was müssen sie alles beachten? Was müssen sie klären? Und was bedeuten die ganzen Änderungen für ihre tägliche Praxis? Einen Überblick mit allen wichtigen Punkten bekommen Sie im ersten Beitrag unseres Newsletters. Ergänzend zum Text haben wir auch eine Überblicksgrafik dazu erstellt. Weitere Informationen, speziell was die Datenerhebung bei Anlagenbetreibern angeht, gibt es auch [in diesem Video](#).

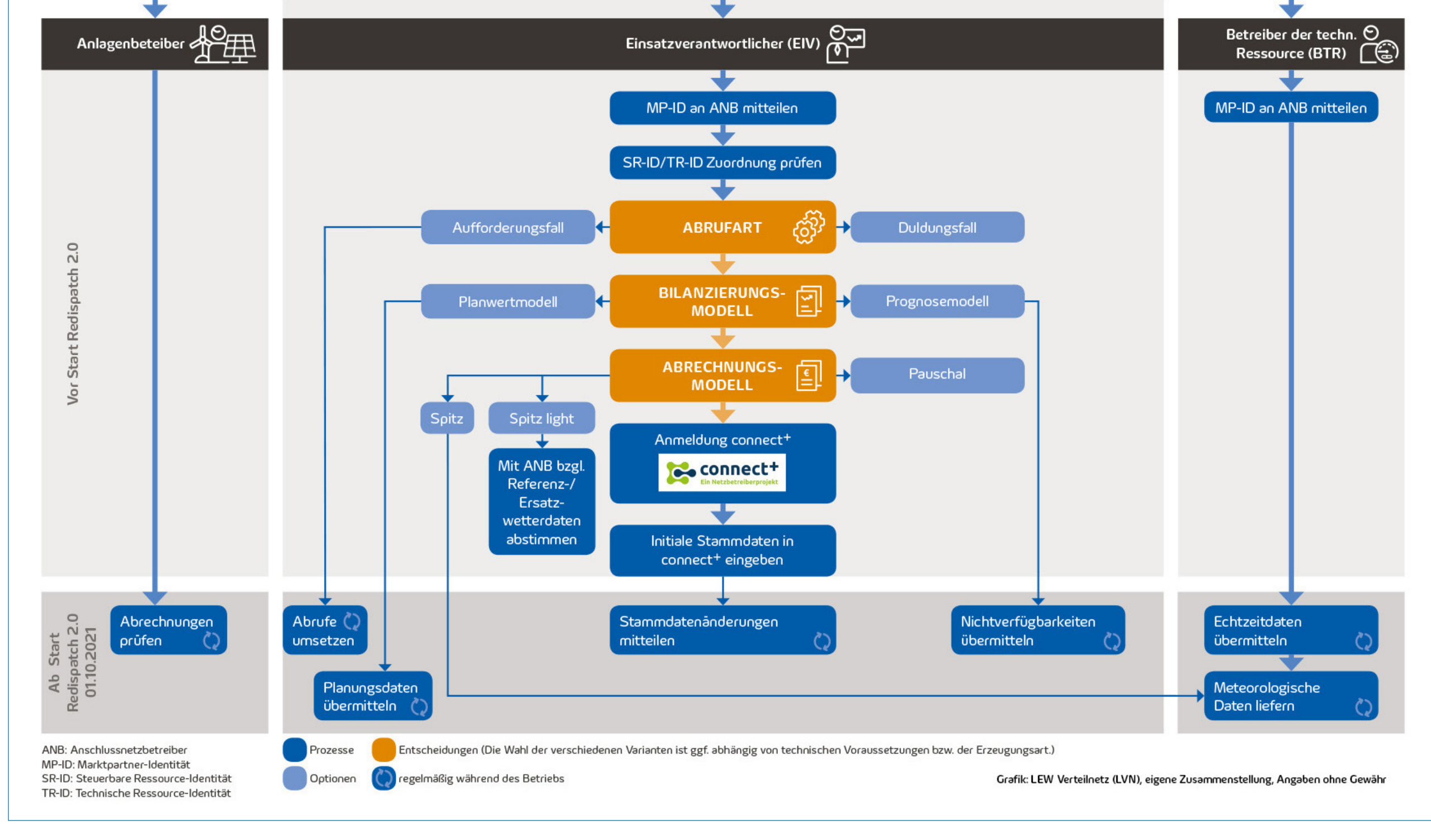
Die richtige Abrechnung ist ein wichtiges Thema, denn schließlich müssen die Anlagenbetreiber entschädigt werden, wenn es zu einer Abregelung kommt und sie somit Ausfälle haben. Doch auch hier ändert sich im Abrechnungsprozess einiges. Damit die Abrechnung zur Zufriedenheit aller erfolgt, haben wir im nächsten Artikel alle wichtigen Prozesse und eine Checkliste für Sie parat.

Grundlegende Informationen, wichtige Neuerungen und eine weitere Checkliste gibt es auch zum Thema Bilanzierung. Auch hier ergeben sich durch den Redispatch 2.0 Änderungen, die genauer Betrachtung bedürfen. Neue Prozesse, Systeme und Aufgaben gehen auch bei der Bilanzierung mit einher. Lesen Sie alles Wichtige dazu in unserem letzten Beitrag dieses Newsletters.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre mit vielen hilfreichen Erkenntnissen für Ihren beruflichen Alltag. Und bleiben Sie bitte weiterhin gesund.

Viele Grüße
Ihr ERV 2.0-Newsletter-Team

Redispatch 2.0: Diese Aufgaben müssen Anlagenbetreiber erfüllen bzw. klären



Mit Redispatch 2.0 hat der Gesetzgeber die Zahl der Erzeugungsanlagen, die vom Redispatch erfasst werden, deutlich erhöht: Betroffen sind nun bereits alle Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Speichern mit mindestens 100 Kilowatt Leistung sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind. Anlagenbetreiber beziehungsweise die von ihnen beauftragten Dienstleister müssen verschiedene Daten übermitteln sowie die Wahrnehmung bestimmter Aufgaben klären und übernehmen. Wir haben dazu die wichtigsten Punkte zusammengestellt:

- **Stammdatenerhebung Anschlussnetzbetreiber:** Für die Umsetzung des Redispatch 2.0 werden vom Anschlussnetzbetreiber entsprechende Stammdaten einer Anlage erhoben. Diese gehen in der Regel über die Daten hinaus, die bereits beim Anschlussnetzbetreiber vorliegen. Neu erhoben werden beispielsweise der Neigungswinkel von PV-Anlagen oder die Nabenhöhe einer Windkraftanlage. Diese Stammdaten werden durch den Anlagenbetreiber – außerhalb von connect+ – an den Netzbetreiber übermittelt. Hier gibt der Anlagenbetreiber außerdem das Abrechnungsmodell (siehe auch „Abrechnung von „Redispatch 2.0“-Maßnahmen“ unten) für den Redispatch 2.0 an.

- Im weiteren Schritt ist zunächst die Klärung zweier neuer **Marktrollen** wesentlich, die zunächst dem Anlagenbetreiber zugeordnet sind. Der Anlagenbetreiber erklärt gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber, ob er diese Rollen selbst wahrnimmt oder an einen Dritten überträgt. Überträgt der Anlagenbetreiber die Aufgabe an keinen Dritten, bleiben diese Rollen ihm zugeordnet. Für jede der Rollen muss eine eigene Marktpartner-ID angegeben werden. Eine Marktpartner-ID kann umgekehrt jeweils für eine Markttrolle für mehrere Anlagen genutzt werden.

- Die neuen Marktrollen sind:
- **Einsatzverantwortlicher (EIV):** Der EIV ist zuständig für Einsatzplanung und Steuerung der Anlagen, insbesondere auch für die Kommunikation mit dem Netzbetreiber über den neuen Datenaustauschplattform connect+. Der EIV muss sich zunächst gegenüber dem Netzbetreiber mit seiner Marktpartner-ID für diese Rolle identifizieren. Die ID muss über [den BDEW](#) kostenpflichtig beantragt werden.

Aufgaben des EIV:

- Der EIV muss zunächst die vom Anschlussnetzbetreiber vorgenommene Zuordnung der technischen Ressource (TR) zur steuerbaren Ressource (SR) prüfen.

- **Erläuterung:** Neben den neuen Marktrollen werden im Redispatch 2.0 auch die Begriffe **technische Ressource (TR)** und **steuerbare Ressource (SR)** eingeführt. Dabei bezeichnet eine TR die kleinste Erzeugungseinheit, wie beispielsweise ein einzelnes Windrad eines Windparks. Stammdatenangaben beziehen sich auf die TR oder SR. Eine SR besteht aus einer oder mehreren TR unter einem Netzanschluss mit gleichem Energieträger und einer technischen Steuereinrichtung. Eine SR verfügt über einen EIV. Für den Redispatch 2.0 benötigt jede TR und jede SR eine eindeutige Identifikation. Über die IDs wird jede TR einer SR zugeordnet.

- Der EIV meldet sich mit seiner Marktpartner-ID sowie der TR und SR bei der Redispatch-Plattform connect+ an. Der EIV sendet initial Stammdaten der TR bzw. der SR unter Verwendung der vorgegebenen Formate an connect+. Auf diesem Weg werden später auch mögliche Änderungen der Stammdaten übermittelt.

- In connect+ muss der EIV je nach **Bilanzierungsmodell** verschiedene Aufgaben hinsichtlich der Erzeugungsprognose erfüllen:

- Im **Prognosemodell** kündigt der EIV Nichtverfügbarkeiten der Anlage an. Die Einspeisung prognostiziert der zuständige Netzbetreiber. Insofern die Anlage derzeit keine Planungsdaten an den Netzbetreiber übermittelt, ist die Anlage zu Beginn des „Redispatch 2.0“-Prozesses dem Prognosemodell zugeordnet.

- Im **Planwertmodell** prognostiziert der EIV den Erzeugungsfahrplan der Anlage und stellt diese dem Netzbetreiber über connect+ zur Verfügung. Bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung ist der Wechsel vom Prognosemodell ins Planwertmodell nur nach Nachweis der erforderlichen Voraussetzungen gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber möglich.

- Bei der Abruflart wird zunächst die im aktuellen Einspeisemanagement bestehende Abruflart fortgeführt, in der Regel ist das der „Duldungsfall“. Eine Änderung kann in Abstimmung mit dem Netzbetreiber über connect+ durchgeführt werden.

- Im **Duldungsfall** – dem Standard – regelt der Netzbetreiber über die technische Steuereinrichtung bei Bedarf die Anlage. Der EIV erhält über connect+ eine Information zu der Anweisung an die Anlage.

- Im **Aufforderungsfall** muss der EIV die Anlage selbst regeln – der Netzbetreiber übermittelt die entsprechende Anweisung über connect+.

- Der EIV meldet über connect+ außerdem das Abrechnungsmodell (Pauschalabrechnung über Fortschreibung von Viertelstundenwerten, Spitzabrechnung mit gemessenen Wetterdaten an der Anlage oder vereinfachte Spitzabrechnung mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort).

- Die zweite neue Marktrolle ist die des **Betreibers der technischen Ressource (BTR)**. Auch diese Marktrolle identifiziert sich gegenüber dem Netzbetreiber mit der entsprechenden Marktpartner-ID. Auch diese Marktrolle kann an einen Dritten übergeben werden. Sofern sich die Anlage in der Direktvermarktung befindet, kann dies beispielsweise der Direktvermarkter sein.

Aufgaben des BTR:

- Der BTR ist in der Redispatch-Systematik vor allem für die Bereitstellung von benötigten Messwerten (u. a. meteorologische Daten) der Anlage an den Netzbetreiber für den finanziellen Ausgleich verantwortlich. Beim Abrechnungsmodell (Spitzabrechnung übermittelt der BTR außerdem die Wetterdaten an den Netzbetreiber.

Zum Thema: Erklärvideo Datenerhebung bei Anlagenbetreibern im Redispatch 2.0

Abrechnung von „Redispatch 2.0“-Maßnahmen



Ab dem 1. Oktober dieses Jahres sind EE- und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die für den NB fernsteuerbar sind, verpflichtet am Redispatch teilzunehmen. Ein Prozess, der bislang exklusiv den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und ihren vornehmlich konventionellen Großkraftwerken vorbehalten ist. Das heißt, dass die geltenden EinsMan-Regeln gemäß EEG jetzt aufgehoben und in ein neues einheitliches Redispatch-Regime nach EnWG überführt werden. Der ökonomisch und ökologisch optimierte Redispatch 2.0 oder RD2.0 fasst alle Regelungen zum Engpassmanagement aus der Novellierung des NABeG zusammen, die im Mai 2019 verabschiedet wurde.

Abrechnung heute

Nachdem eine EinsMan-Maßnahme abgeschlossen ist, wird abgerechnet und eine Entschädigung überwiesen. Dazu gibt es das Verfahren Gutschrift oder Rechnungslegung.

Was ist neu?

Die erste Neuerung betrifft die Definition neuer Marktrollen wie die des Einsatzverantwortlichen (EIV, in der Regel der Direktvermarkter) oder des Betreibers einer technischen Ressource (BTR), die es beim EinsMan noch nicht gab. Ferner wurden neue Usecases festgeschrieben, die die Kommunikation zwischen NB und den neuen Marktteilnehmern unter Berücksichtigung der ANB-Fristen (Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung und Strom) regulieren. Hier ist genau definiert, bis wann künftig welcher Marktteilnehmer welche Dateien an wen schicken muss.

Abgerechnet wird danach

Erst nach RD-Dimensionierung und Abschluss der eigentlichen Maßnahme kommt die Abrechnungsstelle ins Spiel. Wichtig dabei ist auf der Abrechnungsebene, dass angesichts von Clustering und steuerbaren Ressourcen die Daten hier im Unterschied zur RD-Dimensionierung bis runter auf die TR-Identifikatoren benötigt werden. Denn nur auf dieser Basis ist gewährleistet – zumal nicht alle TR eines Clusters und/oder einer SR zwingend zu gleichen Anteilen an einer RD-Maßnahme beteiligt sind –, dass jeder einzelne AB auch korrekt abgerechnet wird. Und nur auf der Basis der jeweiligen TR-Identifikatoren sind individuelle Nichtverfügbarkeiten einzelner Anlagen eines Clusters in den Berechnungen zu berücksichtigen.

Neben Pauschal- und Spitzabrechnung kommt mit der „vereinfachten Spitzabrechnung“ jetzt ein neues Verfahren hinzu. Prinzipiell muss der AB bei der Spitzabrechnung die Wetterdaten liefern, spätestens bis zum 4. Werktag des Folgemonats. In Analogie zum vereinfachten Spitzverfahren kann der NB auch die Wetterdaten eines Wetterdatendienstleisters nutzen. Das ist aber nicht das vereinfachte Spitzverfahren an sich. Das vereinfachte Spitzverfahren entbindet Anlagenbetreiber nicht davon, die Wetterdaten pünktlich bereitzustellen, sondern ist einfach eine andere Quelle. Zudem darf die vereinfachte Spitzverfahren laut BNetzA-Festlegung nur genutzt werden, wenn keine geeigneten Daten an der Anlage gemessen werden können. Alternativ kann er für die Abrechnung, wenn der AB seiner Verpflichtung einmal nicht nachkommen sollte, geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder die Wetterdaten eines Wetterdienstleisters nutzen. Sind Spitzabrechnung und vereinfachte Spitzabrechnung nicht möglich, wird die Pauschalabrechnung herangezogen.

Im Prognosemodell hat der NB das sogenannte Erstaufschlagsrecht. Das bedeutet, dass dieser die Ausfallarbeit zuerst anhand technischer Stammdaten, und dann in der Folge mit dem BTR abstimmen ist. Der BTR entscheidet, ob das Ergebnis in Ordnung ist oder nicht. Falls nicht, muss er einen Gegenvorschlag einreichen. Im RD2.0 sind genaue Prozesse rund um das Erstaufschlagsrecht inklusive des anschließenden Ausfallmengen-Clearings mit all seinen Fristen minutiös dargestellt.

Tipps für die Praxis

Die Abrechnungsstelle benötigt in Zukunft neue Informationen von den Einsatzverantwortlichen wie Planwertdaten, also die Einsatzdaten der Anlagen, und neben den Fahrplänen die Nichtverfügbarkeiten. Denn darauf fußt künftig die korrekte Berechnung der jeweiligen Ausfallmengen. Und um die neuen Prozesse „im Sinne der Erfinder“ pünktlich zum 1. Oktober 2021 auch hinlänglich bedienen zu können, müssen ausnahmslos alle Marktteilnehmer zügig auf den Stand der Technik gebracht werden. Das heißt, dass auch die „vermeintlich kleineren Prozessbeteiligten“ wie Betreiber von TR oder EIV mit Blick auf die zu erwartenden heterogenen Professionalitätsgrade frühzeitig und nach Kräften unterstützt werden sollten. Gezielte Hinweise in Richtung AB auf verlässliche Informationsquellen zu Themen wie Marktcommunication, neue Prozesse und Anforderungen nehmen vergleichsweise wenig Zeit in Anspruch und können viel bewirken.

Checkliste bis zum 1. Oktober 2021

a) Dreh- und Angelpunkt ist die Stammdatenbeschaffung. Stammdaten müssen unbedingt in einer hohen Qualität korrekt, vollständig und mit Blick auf festgelegte Systemtestläufe auch pünktlich zur Verfügung stehen.

b) NB ist anzuraten, die Vorbereitung und Umsetzung der Prozesse agil, so flexibel wie möglich zu gestalten und die aktuellen und künftigen Entwicklungen immer mit einem Auge im Blick zu behalten.

c) Es empfiehlt sich, einzelne Prozessschritte zunächst zu definieren und dann umzusetzen.

d) Die Prozesse sollten so umgesetzt werden, dass das Abrechnungssystem ab dem 1. Oktober dieses Jahres arbeitsfähig ist und Entschädigungszahlungen korrekt leisten kann.

Abrechnung von „Redispatch 2.0“-Maßnahmen



Wie bereits im Kapitel Abrechnung beschrieben werden durch die neuen Regelungen Netzbetreiber (NB) sowie Erzeuger und Direktvermarkter mit neuen Prozessen, Systemen und Aufgaben konfrontiert. Das bedeutet auch neue Verantwortlichkeiten mit Blick auf den finanziellen und bilanziellen Ausgleich. Während Anlagenbetreiber nach einer RD-Maßnahme eine Entschädigung erhalten, haben Bilanzkreisverantwortliche (BKV) in Zukunft das Recht auf bilanziellen Ausgleich.

Neu in der MaBIS-Bilanzierung

Die MaBIS-Bilanzierung (Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom) basiert heute ausschließlich auf wahren, also an der Anlage gemessenen Werten und wird beim Redispatch nicht eingesetzt. Pünktlich mit der Einführung des Redispatch 2.0 am 1. Oktober dieses Jahres ist auch für die MaBIS-Prozesse – das ist neu – eine tatsächliche und prognostizierte Ausfallarbeit zu ermitteln. Die Ermittlung eben dieser Ausfallarbeit richtet sich nach den in der Abrechnung herangezogenen Modellen zu deren Berechnung. Diese virtuelle Energiemenge wird dem jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen und Lieferanten als Summenzeitreihe übersendet. Ausgeglichen wird nicht mehr nur in Euro wie bei dem EinsMan-Schalungen (Einspeisemanagement), sondern auch in kWh.

Zwei Bilanzierungsmodelle - Zukunft und Prognose (neu)

Für die Bilanzierungsmögen in Planwert sowohl das Prognosemodell herangezogen werden. Im Planwertmodell sind aktuell keine Änderungen im Zuge des Redispatch ersichtlich. Im Prognosemodell – das ist neu und MaBIS-relevant – erstellt der Anschlussnetzbetreiber (ANB) eine Prognose. Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs richtet sich nun nach den in der Abrechnung herangezogenen Berechnungsmodellen zur Ausfallarbeit. Da Ex-ante-Fahrpläne für diese Anlagen (fluktuierende Einspeiser) kaum möglich sind, geht der eigentliche Ausgleich hier durch nachträgliche Überführungszeitreihen über den RD-Bilanzkreis des Verteilnetzbetreibers (VNB) vonstatten.

Bilanzierung im Kontext der Abrechnung

Abrechner und Bilanzierer hängen über den gemeinsamen Prozess in der Ermittlung der Ausfallarbeit zusammen. Hierzu erhält der Abrechner verschiedene Datensätze wie Windgeschwindigkeit, Wetter und Geodaten zum Standort der Anlage. Daraus – und ggf. aus weiteren Parametern – wird dann anhand der zur Verfügung stehenden Berechnungsmodelle eine tatsächliche Ausfallarbeit ermittelt. Die Ermittlung der Ausfallmenge erfolgt viertelstundenscharf. Diese wird als Lastgang (viertelstündlich) an die MaBIS-Bilanzierung übergeben. Von dort aus geht der Wert weiter an die Marktrollen, die für die MaBIS-Bilanzierung relevant sind.

Durch den RD2.0 sind künftig auch jene NB betroffen, die bis vor Kurzem keine Berührungspunkte mit RD bzw. EinsMan hatten. In der Regel gibt es an alle Marktrollen, die in diesen Prozess involviert sind, klare Vorgaben, wer künftig was an wen zu welchen Zeitpunkten zu liefern hat. Generell wird MaBIS als er künftig neben den bisherigen Zeitreihen wie Wind, Wasser oder Photovoltaik (PV) neue Zeitreihen-Typen geben. Eine davon betrifft die prognostizierte Ausfallarbeit, die täglich bis 14 Uhr vom ANB an den jeweiligen ÜNB zu übermitteln ist.

Tipps an NB für die Praxis

Gerade als letztes Glied in der RD2.0-Prozesskette ist die Bilanzierung nach RD-Dimensionierung und Abrechnung in besonderer Weise auf korrekte, qualitativ hochwertige und vollständige Daten sowie auf funktionierende Prozessabläufe angewiesen. Ihnen sollten möglichst frühzeitig Kontakt zu ihren Dienstleistern und Systemhäusern suchen, um gemeinsam zu klären, wie die neuen regulatorischen Anforderungen am besten zu erfüllen sind. Essenziell ist hier sicherlich das Thema Fahrplanmanagement. Es sollte zum einen zügig geklärt werden, ob ein Fahrplanmanagement benötigt wird und falls ja, wer am besten geeignet ist, ein funktionierendes System auch pünktlich auf die Beine zu stellen.

Checkliste bis zum 1. Oktober 2021

a) NB sollten alle bewährten Kanäle nutzen, um sich umfassend über die neue Branchenlösung zu informieren (siehe Tabelle „Informationsquelle Hilfestellung“).

b) Ausnahm der NB Einspeiseanlagen ab einer Nennleistung von 100 kW in seinem Netz hat, sollte er „aktiv“ werden. Da die Vorgaben keinerlei Vorgaben vorsehen, sollte er anregen, Prozesse selbst im eigenen System umzusetzen oder sich kompetente Unterstützung bei externen Dienstleistern zu suchen.

c) NB sollten klären, ob sie eigene Engpässe haben und was in diesen Fällen genau zu tun ist.

d) Selbst wenn alle Rollen und Pflichten, Fristen und Formate in den Vorgaben geklärt sind, garantiert diese Tatsache allein noch keine funktionierende Rückfallebenen, z. B. in Form von alternativen Datenquellen (etwa von Referenzanlagen) einzubringen ist.

e) Stammdaten – ohne kann der RD2.0-Prozess nicht starten – sollten prinzipiell und unabhängig von der Quelle zur Sicherheit gesondert überpruft werden.

Informationsquelle Hilfestellung Ressource

BDEW-Einführungsszenario	www.bdew.de
BDEW-Branchenlösung Redispatch 2.0	www.bdew.de
BDEW-Branchedungshilfen	www.bdew.de
BDEW-Branchenlösung	www.bdew.de
BNetzA – Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen	www.bundesnetzagentur.de

Kontakt

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

Abmeldung Redispatch-Newsletter