

Berlin, 31. August 2021

bdew
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.**
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Anwendungshilfe

Einführungsszenario Redispatch 2.0

**im Zusammenhang mit der Bundesnetzagentur-Festle-
gung BK6-20-059**

Version: 1.1

Autor: BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärme- absatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhalt

1. Hintergrund	3
2. Ausgangsbasis des Einführungsszenarios.....	3
3. Steuerbare Ressourcen (SR) und Technische Ressourcen (TR)	4
3.1. Definition und Einordnung in den Kontext.....	4
4. Identifikatoren für SR bzw. TR.....	6
4.1. Beantragung und Vergabe der ID für TR bzw. SR	6
4.2. Zuordnung der TR-ID und SR-ID beim ANB und Übermittlung an EIV und BTR	6
5. Einführungsszenario ab 01.07.2021	7
6. Regelungen zum Testbetrieb.....	12
7. Abkürzungsverzeichnis	14
8. Änderungshistorie	14

1. Hintergrund

- › Das vorliegende Einführungsszenario des Redispatch 2.0 beschreibt notwendige Maßnahmen zur Umsetzung der neuen markttrollenübergreifende Regelungen im Zusammenhang mit der Festlegung (BK6-20-059) der Bundesnetzagentur (BNetzA).
- › Das Redispatch 2.0-Einführungsszenario beinhaltet den Zeitraum der durch die BNetzA als verbindlich für Datenmeldungen vorgesehen ist (ab dem 01.07.2021) und den Start der Engpassbehandlung nach Redispatch 2.0, der durch den Gesetzgeber mit dem Starttermin 01.10.2021 versehen wurde.
- › Aus Sicht des BDEW ist es für die effiziente und sachgerechte Umsetzung des Redispatch 2.0 notwendig, die sich daraus ergebenden neuen Prozesse mit Hilfe eines Einführungsszenarios koordiniert in den Energiemarkt zu bringen.
- › Ziel des Einführungsszenarios ist eine gestaffelte Umsetzung des Redispatch 2.0 auf Basis logisch aufeinander aufbauender Module. Dadurch erfolgt eine Entzerrung des gesamten Umsetzungsprozesses in dem geplanten Zeitraum bis zum 01.10.2021.

2. Ausgangsbasis des Einführungsszenarios

- › Zum Austausch der Übertragungsdateien ist die 1:1-Kommunikation anzuwenden. Weitere Details sind in den Dokumenten „EDI@Energy Regelungen zum Übertragungsweg“ sowie „EDI@Energy Allgemeine Festlegungen“ beschrieben. Den Marktpartnern wird empfohlen, in Absprache mit ihren Kommunikationspartnern unverzüglich mit den Vorbereitungen für den Aufbau der noch nicht vorhandenen, aber für die Prozesse des Redispatch 2.0 benötigten Kommunikationsverbindungen zu beginnen.
- › Das Einführungsszenario baut auf der Prämisse auf, dass alle in den Prozessen definierten und somit notwendigen Kommunikationsbeziehungen /-verbindungen aufgebaut sind. Nur wenn die notwendigen Kommunikationsbeziehungen /-verbindungen zwischen den Marktpartnern aufgebaut sind, kann der Datenaustausch gem. der Bundesnetzagentur-Festlegung (BK6-20-059) starten.
 - Hinweis: Der Data Provider (DP) Connect+ startet mit dem Datenaustausch ab dem 01.07.2021. Im Vorfeld dazu startet der Aufbau der Kommunikationsverbindung und der Registrierungsprozess.
- › Grundlage für die Identifikation der Marktpartner ist die in der Codeliste der Marktpartner vom BDEW (<https://bdew-codes.de/Codenumbers/BDEWCodes>) veröffentlichte Marktpartner-Identifikationsnummer (MP-ID).
- › Soweit ein elektronischer Datenaustausch zwischen den Marktpartnern nach Maßgabe dieser Marktprozesse durchzuführen ist, erfolgt dieser in Anwendung der Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“. Die EDI@Energy-Dokumente sind in der jeweils aktuell

gültigen Fassung anzuwenden. Diese sind, wie auch die oben erwähnten „EDI@Energy Regelungen zum Übertragungsweg“ sowie „EDI@Energy Allgemeine Festlegungen“, unter www.edi-energy.de im Bereich „Dokumente“ veröffentlicht.



Die Einführung des RD 2.0 im Energiemarkt wird u.a. durch elektronische Prozesse und weitere Anwendungshilfen unterstützt. Die hierfür erforderlichen Datenformate sind durch die Bundesnetzagentur konsultiert und festgelegt.

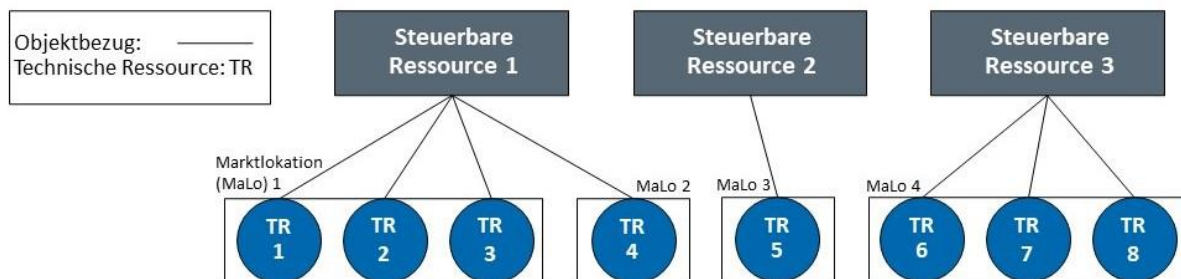
3. Steuerbare Ressourcen (SR) und Technische Ressourcen (TR)

3.1. Definition und Einordnung in den Kontext

Die Objekte, die in der Marktkommunikation als „TR“ und als „SR“ bezeichnet werden, sind teilweise neu. Siehe dazu Anwendungshilfe „Ressourcen-ID: Bildungsvorschrift“ des BDEW.

	TR	SR
Definition gemäß Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt	Eine technische Ressource ist ein technisches Objekt, das Strom verbraucht und/oder erzeugt.	Eine steuerbare Ressource wirkt auf mindestens einen Netzanschlusspunkt und ist steuerbar.
Fachliche Einordnung	<p>Für jede TR ist die Zuordnung zu</p> <ul style="list-style-type: none"> einer SR und einer Marktllokation (Ausnahme: Eine TR ist zwei Marktllokationen zugeordnet, wenn sie sowohl einspeisen als auch entnehmen kann.) <p>notwendig.</p>	<p>Eine SR setzt sich aus einzelnen TR zusammen.</p> <ul style="list-style-type: none"> Einer SR ist mindestens eine Marktllokation zugeordnet. Jede TR ist genau einer SR zugeordnet. Eine SR kann auch nur eine einzelne TR enthalten. Eine SR wird entweder über den Duldungsfall oder den Aufforderungsfall abgerufen. Jede SR ist genau einem Einsatzverantwortlichen (EIV) zugeordnet <p>Für den Duldungsfall gilt: Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber (NB) steuerbar sind, müssen diese TR zu einer SR zusammengefasst werden.</p>

	TR	SR
		Für den Aufforderungsfall gilt: Sofern TR am selben Netzanschlusspunkt einspeisen oder der NB die netzanschlusspunktübergreifende Aggregation freigegeben hat und diese TR die gleichen (kalkulatorischen) Kosten haben und diese TR denselben verantwortlichen EIV haben, können TR zu einer SR zusammengefasst werden.
Identifikation	Bei der TR-ID handelt es sich um eine alphanumerische, 11-stellige Identifikationsnummer. ¹	Bei der SR-ID handelt es sich um eine alphanumerische, 11-stellige Identifikationsnummer. ¹



¹ Siehe Anwendungshilfe „Ressourcen-ID: Bildungsvorschrift“ des BDEW.

4. Identifikatoren für SR bzw. TR

4.1. Beantragung und Vergabe der ID für TR bzw. SR

Für die Identifikation einer Technischen Ressource bzw. Steuerbaren Ressource für Redispatch 2.0 wird ein neuer Codenummerentyp (kurz: TR-ID oder SR-ID) im deutschen Energiemarkt eingeführt. Die Identifikationsnummer wird zentral durch die Energie Codes und Services GmbH ausgegeben und dezentral durch den Codeinhaber einer Technischen Ressource oder Steuerbaren Ressource zugeordnet.

4.2. Zuordnung der TR-ID und SR-ID beim ANB und Übermittlung an EIV und BTR

Damit der EIV die Datenverantwortung für die SR übernehmen kann, sind folgende Datenaustausche und Schritte notwendig, die die Einbeziehung mehrerer Marktpartner und -rollen bedarf:

- › Der Netzbetreiber (ANB) beantragt ab **01.04.2021** die erforderliche Anzahl von TR-ID und SR-ID bei der Codevergabestelle und ordnet allen bestehenden TR in seinem Netzgebiet eine TR-ID zu.
- › Der Anlagenbetreiber hat dem ANB den BTR für die TR und den EIV bekannt gegeben.
- › Der EIV hat alle notwendigen Stammdaten der TR vom Betreiber einer technischen Ressource (BTR) bzw. Anlagenbetreiber erhalten.
- › Der ANB macht mittels eines standardisierten Datenblattes² bis zum **14.05.2021** einen Vorschlag zur Zuordnung der TRs zu einer SR (je EIV) an den EIV und, sofern bekannt, an den BTR und vergibt für diese eine SR-ID. Wenn dem ANB der EIV bzw. der BTR nicht bekannt ist, wird der Anlagenbetreiber kontaktiert (z. B. Kontaktaufnahme auf einem Portal oder per E-Mail).
- › Ist der EIV mit dem Vorschlag des ANB nicht einverstanden, setzt er sich unverzüglich mit dem ANB in Verbindung, um mit diesem eine andere Zuordnung von TR zu SR abzustimmen. Im Falle einer Zustimmung wird er die Identifikatoren der TR und SR und die getroffene Zuordnung für die Stammdatenmeldung verwenden.
- › Bis zum **11.06.2021** sollte der ANB die initiale Zuordnung für alle bei ihm zu diesem Zeitpunkt angeschlossenen TR zu SR mit dem jeweiligen EIV abgestimmt und die entsprechenden IDs zugeordnet haben.

Der EIV hat seine SR einem Bilanzierungs- und Abrechnungsmodell sowie dem Aufforderungs- oder Duldungsfall zugeordnet.

² Siehe Excel-Formblatt „Zuordnung TR-ID zu SR-ID“ des BDEW.

Ergänzende Schritte:

Der EIV übermittelt - nach initialer Zuordnung der TR und SR - das vom ANB erhaltene standardisierte Excel-Formblatt² aus dem Einführungsszenario an alle Lieferanten, die über ihre Marktlokationen/Tranchen der SR zugeordnet sind.

Auf Anfrage eines Lieferanten übermittelt der ANB das gleiche Excel-Formblatt vorab dem Lieferanten, der über seine Marktlokationen/Tranchen der SR zugeordnet ist. Für die Anfrage kann der Lieferant das Excel-Formblatt mit den ausgefüllten Marktlokationsnummern (Spalte G) nutzen, für die er die TR und SR-IDs benötigt. Der ANB kann auf einer Übermittlung des Formblatts mit den ausgefüllten Marktlokationsnummern (Spalte G) für die Anfrage des Lieferanten bestehen. Bei Anfrage des LF an den ANB besteht die Voraussetzung, dass der Anlagenbetreiber eine entsprechende Bevollmächtigung erteilt hat. Zur Ermöglichung eines größtmöglich automatisierten Verfahrens, kann nur in begründeten Einzelfällen eine Übermittlung der Vollmachtsurkunde gefordert werden (vergleiche GPKE, Kapitel 5 Vollmachten und sonstige Erklärungen des Anschlussnutzers).

5. Einführungsszenario ab 01.07.2021

Auf Basis der in Kapitel 4.2 erfolgten Zuordnung von TR zu SR und der Zuordnung der SR zu Bilanzierungs- und Abrechnungsmodell sowie dem Aufforderungs- oder Duldungsfall, startet der EIV mit Schritt 1 der folgenden Tabelle.

Wenn in der Tabelle von realen Daten gesprochen wird, sind dies Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, marktbedingte Anpassung und Abrufe, deren Gültigkeits- und Erfüllungszeitpunkt nach dem 01.10.2021 liegt.

Zeitpunkt/-raum	Einführungsszenario-Schritte und Fristen	Datenaustausch
Ab 01.07.2021	1. Der EIV kann die initialen Stammdaten für die SR an den DP übermitteln. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der Initialen Stammdaten“ und der festgelegten Datenformate. Dies gilt sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen, die nach dem 31.08.2021 in Betrieb gehen. Die Stammdaten-Lieferung sollte bis zum 18.08.2021 abgeschlossen sein, um am 01.09.2021 mit der Lieferung der Planungsdaten beginnen zu können.	Stammdaten
Ab 01.07.2021	2. Der ANB übermittelt die angereicherten Stammdaten für die SR an den DP. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der angereicherten Stammdaten“ und	Stammdaten

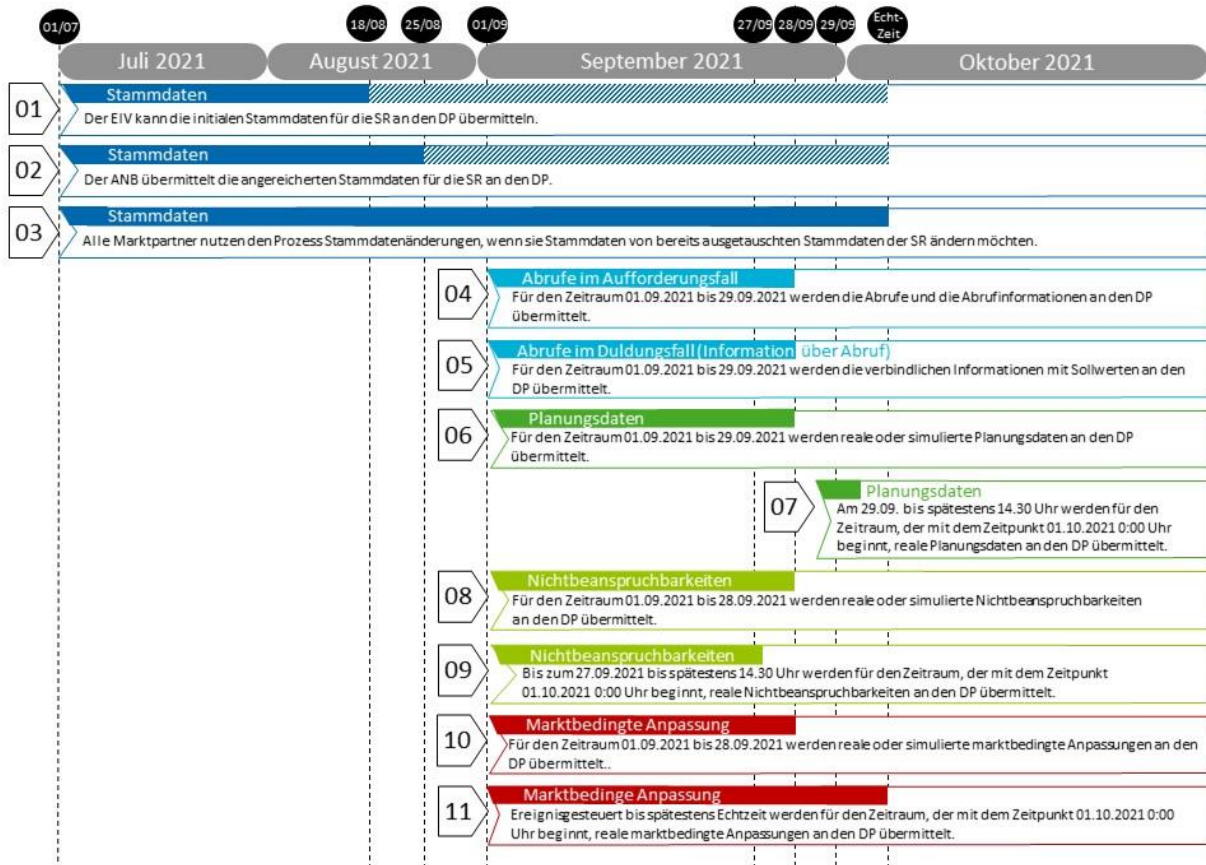
Zeitpunkt/-raum	Einführungsszenario-Schritte und Fristen	Datenaustausch
	<p>der festgelegten Datenformate. Die angereicherte Stammdaten-Lieferung sollte bis zum 25.08.2021 abgeschlossen sein, um die Planungsdaten ab dem 01.09.2021 empfangen zu können.</p>	
Ab 01.07.2021	<p>3. Alle Marktpartner nutzen den Prozess Stammdatenänderungen, wenn sie Stammdaten von bereits ausgetauschten Stammdaten der SR ändern möchten.</p>	Stammdaten
01.09.2021 bis 28.09.2021	<p>4. Zwischen dem 01.09.2021 und dem 28.09.2021 werden für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 die Abrufe und die Abrufinformationen an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „Use-Case: Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung“ und der festgelegten Datenformate.</p> <p>Die Abrufe für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 können getestet werden, werden aber vom EIV nicht umgesetzt.</p> <p>Da die Abrufe nicht umgesetzt werden, werden auch keine Folgeaktivitäten aus dem Beschluss aus der Anlage 2 und 3 der Festlegung BK6-20-059 für diesen Zeitraum umgesetzt.</p>	Abrufe im Aufforderungsfall
01.09.2021 bis 28.09.2021	<p>5. Zwischen dem 01.09.2021 und dem 28.09.2021 werden für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 die verbindlichen Informationen mit Sollwerten an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „Use-Case: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung“ und der festgelegten Datenformate.</p> <p>Die Abrufe für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 können getestet werden, werden aber vom ANB nicht umgesetzt. Dies bedeutet, dass eine parallele Übermittlung von Steuersignalen über die für den Duldungsfall verwendete Steuerungstechnik nicht erfolgt. Die in diesem Zeitraum eingegange-</p>	Abrufe im Duldungsfall (Information über Abruf)

Zeitpunkt/-raum	Einführungsszenario-Schritte und Fristen	Datenaustausch
	<p>nen Steuersignale sind dem Netzsicherheitsmanagement zuzuordnen und unverändert umzusetzen.</p> <p>Da die Abrufe nicht umgesetzt werden, werden auch keine Folgeaktivitäten aus dem Beschluss aus der Anlage 2 und 3 der Festlegung BK6-20-059 für diesen Zeitraum umgesetzt.</p>	
01.09.2021 bis 28.09.2021	6. Zwischen dem 01.09.2021 und dem 28.09.2021 werden für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 reale oder simulierte Planungsdaten an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der Planungsdaten“ und der festgelegten Datenformate.	Planungsdaten im Planwertmodell
29.09.2021 bis spätestens 14.30 Uhr	7. Am 29.09.2021 bis spätestens 14.30 Uhr werden für den Zeitraum, der mit dem Zeitpunkt 01.10.2021 0:00 Uhr beginnt, reale Planungsdaten an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der Planungsdaten“ und der festgelegten Datenformate.	Planungsdaten im Planwertmodell
01.09.2021 bis 28.09.2021	8. Zwischen dem 01.09.2021 und dem 28.09.2021 werden für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 reale oder simulierte Nichtbeanspruchbarkeiten an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten“ und der festgelegten Datenformate.	Nichtbeanspruchbarkeiten im Prognosemodell
Bis zum 27.09.2021 bis spätestens 14.30 Uhr	9. Bis zum 27.09.2021 bis spätestens 14.30 Uhr werden für den Zeitraum, der mit dem Zeitpunkt 01.10.2021 0:00 Uhr beginnt, reale Nichtbeanspruchbarkeiten an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten“ und der festgelegten Datenformate.	Nichtbeanspruchbarkeiten im Prognosemodell
01.09.2021 bis 28.09.2021	10. Zwischen dem 01.09.2021 und dem 28.09.2021 werden für den Zeitraum 01.09.2021 bis 29.09.2021 reale oder simulierte marktbedingte	Marktbedingte Anpassung im Prognosemodell

Zeitpunkt/-raum	Einführungsszenario-Schritte und Fristen	Datenaustausch
	Anpassungen an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der marktbedingten Anpassungen“ und der festgelegten Datenformate.	
Ereignisgesteuert bis spätestens Echtzeit	11. Ereignisgesteuert bis spätestens Echtzeit werden für den Zeitraum, der mit dem Zeitpunkt 01.10.2021 0:00 Uhr beginnt, reale marktbedingte Anpassungen an den DP übermittelt. Dies geschieht unter Nutzung des Prozesses „UC Übermittlung der marktbedingten Anpassungen“ und der festgelegten Datenformate.	Marktbedingte Anpassung im Prognosemodell

Wenn der EIV zum 01.10.2021 im Planwertmodell starten will, muss er, sofern der ANB Probeplanungsdaten verlangt, diese entsprechend vor dem 01.10.2021 übermitteln. Die Übermittlung von Probeplanungsdaten muss bis 16.09.2021 abgeschlossen sein, um den Modellwechsel über die Stammdaten mitzuteilen.³

³ Der BDEW wird hierzu noch eine Prozessbeschreibung zur Verfügung stellen.



Bilanzierung

Die Bilanzierung ist nach der BK6-20-059 „Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen“, Anlage 3 abzuwickeln.

Die Zuordnung eines NB zu einem Redispatch-Bilanzkreis muss bis spätestens zum 03.09.2021 beim ÜNB vorliegen.

6. Regelungen zum Testbetrieb

Der Testbetrieb findet im Gegensatz zum Einführungsszenario auf freiwilliger Basis statt und soll es First Movern ermöglichen, die Prozesse vorab zu testen. Für den Austausch der Planungsdaten ist es notwendig, dass die Stammdaten zwischen den beteiligten Akteuren ausgetauscht worden sind.

#	Prozess	Modus Testbetrieb	Start Testbetrieb	Teilnehmer Testbetrieb
1	Übermittlung von initialen Stammdaten	Stammdatenbereitstellung analog einer vorgezogenen Einführung zwischen teilnehmenden EIV und ANB	03.05.2021	"First Mover"
2	Übermittlung von angereicherten Stammdaten	Stammdatenweiterleitung analog einer vorgezogenen Einführung zwischen teilnehmenden NB	17.05.2021	"First Mover"
3	Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend	Bereitstellung exemplarischer Stammdatenänderungen in Absprache zwischen teilnehmenden EIV und NB, im Anschluss kontinuierliche Aktualisierung der Stammdaten	10.05.2021	"First Mover"
4	Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend	Analog zu Punkt 3	17.05.2021	"First Mover"
5	Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell	Datenbereitstellung analog einer vorgezogenen Einführung zwischen teilnehmenden EIV und NB	01.07.2021	"First Mover"
6	Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB	Datenbereitstellung analog einer vorgezogenen Einführung zwischen teilnehmenden EIV und NB	01.07.2021	"First Mover"

#	Prozess	Modus Testbetrieb	Start Testbetrieb	Teilnehmer Testbetrieb
7	Übermittlung marktbedingte Anpassung im Prognosemodell	Datenbereitstellung analog einer vorgezogenen Einführung zwischen teilnehmenden EIV und NB	01.07.2021	"First Mover"
8	Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung	Übermittlung exemplarischer Abrufe und Informationsdokumente zu abgesprochenen Testzeiträumen	01.08.2021	"First Mover"
9	Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung	Übermittlung Informationsdokumente zu abgesprochenen Testzeiträumen, keine Anlagensteuerung	01.08.2021	"First Mover"
10	Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex-post-Daten)			
11	Weiterleitung von meteorologischen Daten (Ex-post-Daten)			
12	Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit			

7. Abkürzungsverzeichnis

ANB	Anschlussnetzbetreiber
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
BTR	Betreiber einer technischen Ressource
DP	Data Provider
EIV	Einsatzverantwortlicher
MP-ID	Marktpartner-Identifikationsnummer
NB	Netzbetreiber
SO GL	System Operation Guideline
SR	Steuerbare Ressource
TR	Technische Ressource

8. Änderungshistorie

Version	Datum	Änderungsbeschreibung
V.1.0	01.04.2021	Erstveröffentlichung
V.1.1	31.08.2021	Ergänzende Schritte am Ende des Kapitels 4.2 hinzugefügt

Ansprechpartner

Katia Schubert
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1121
katia.schubert@bdew.de

Dr. Sandu-Daniel Kopp
Energienetze, Regulierung und Mobilität
Telefon: +49 30 300199-1111
sandu-daniel.kopp@bdew.de

Dr. Patrick Fekete
Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1313
patrick.fekete@bdew.de