

Anwendungshilfe

Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0

Version: 1.8

In Zusammenarbeit mit:



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 Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	3
1.1	„Umsetzungsfragenkatalog Redispatch 2.0“	3
2	Umsetzungsfragen zur Festlegung BK6-20-059	4
2.1	Beschluss vom 06.11.2020	4
2.2	Anlage 1 „Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit“	6
2.3	Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“	20
3	Umsetzungsfragen zur Festlegung BK6-20-061	32
4	Änderungshistorie	33

1. Einleitung

Am 6. November 2020 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die [Festlegung zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen](#) veröffentlicht. Die BNetzA-Festlegung betrifft den bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung gemäß § 13a Abs. 1a EnWG, jeweils auch in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG. Das Festlegungsverfahren betrifft darüber hinaus die Kommunikation im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen sowie bestimmte Aspekte des finanziellen Ausgleichs von Maßnahmen nach § 13a Abs. 2 EnWG (i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG).

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Netzausbaus vom 13.05.2019 (BGBl. I 2019, S. 706) wurde auch ein verpflichtender energetischer und bilanzieller Ausgleich von Maßnahmen nach § 13a Abs. 1 EnWG durch den Netzbetreiber eingeführt. Die Regelungen treten zum 01.10.2021 in Kraft (Art. 25 Abs. 2 des Gesetzes zur Beschleunigung des Netzausbaus). Der verpflichtende energetische und bilanzielle Ausgleich ist Teil der Überführung des bisherigen Einspeisemanagements in das Redispatch-System (sog. Redispatch 2.0).

Zusätzlich dazu hat die BNetzA im März 2021 die [Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen](#) und die [Festlegung zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen](#) veröffentlicht. Diese betreffen ebenfalls die Durchführung von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes in der ab dem 01.10.2021 geltenden Fassung (EnWG), jeweils auch in Verbindung mit § 14 Abs. 1 EnWG.

In Unterstützung einer marktweit einheitlichen Anwendung von Marktprozessen veröffentlicht der BDEW begleitende Umsetzungshilfen in Form von Anwendungshilfen sowie Umsetzungsfragenkataloge. Anwendungshilfen zum Redispatch 2.0 veröffentlicht der BDEW regelmäßig auf der [Webseite](#).

Die Anwendungshilfe „**Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0**“ greift aktuelle prozessuale Umsetzungsfragen zum neuen Redispatchregime auf.

1.1 „Umsetzungsfragenkatalog Redispatch 2.0“

Der „Umsetzungsfragenkatalog Redispatch 2.0“ dient der Schließung von prozessualen Regelungslücken. Dies dient dazu, ein einheitliches Branchenverständnis herzustellen und eine einheitliche komplikationslose Praxis aller Marktteilnehmer zu erreichen. Vor Veröffentlichung wird das Dokument der BNetzA zur Kenntnis übermittelt. Es ist darauf hinzuweisen, dass die BNetzA in Beschwerdefällen ggf. von den hier vorgeschlagenen Lösungen abweichend entscheiden kann. Der Umsetzungsfragenkatalog wird nach Erfordernis erweitert.

2 Umsetzungsfragen zur Festlegung BK6-20-059

2.1 Beschluss vom 06.11.2020

Redispatch_014				
Bilanzieller Ausgleich des BKV (des LF)				
Wie werden Quoten, die zur Aufteilung des bilanziellen Ausgleichs einer SR benötigt werden, bestimmt (und übermittelt)?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>Festlegung BK6-20-059, Beschluss, Seite 40, dritter Absatz.</p> <p>„Die Beschlusskammer hält es nicht für erforderlich, dass die der steuerbaren Resource zugeordneten Marktlokationen alle genau einem gemeinsamen Bilanzkreisverantwortlichen zugeordnet sind. [...] Ebenso ist ein gemeinsamer Bilanzkreisverantwortlicher nicht für die Verteilung des bilanziellen Ausgleichs auf die betroffenen Bilanzkreise bzw. Marktlokationen erforderlich. Vielmehr obliegt es dem Einsatzverantwortlichen, eine Quote für die Verteilung vorzugeben.“</p> <p>In den Fällen, wo unter einer SR Marktlokationen/Tranchen, die unterschiedlichen BKV über ihre BK zugeordnet sind, zusammengefasst werden, benötigt der anfNB eine Quote, um den bilanziellen Ausgleich einer RD-Maßnahme zu bestimmen.</p> <p>Die Informationen über die Quoten werden nur im Planwertmodell benötigt, da im Prognosemodell die Ausfallarbeit ex-post je TR durch den ANB berechnet wird. Im Prognosemodell wird anschließend die Ausfallarbeit je Marktlokation/Tranche bilanziert, ohne dass dafür eine Quote benötigt wird.</p>			
Frage / Regelungslücke	<p>a. Wie werden Quoten bestimmt?</p> <p>b. Wie können sie übermittelt werden, wenn sie nicht bereits dem anfNB aufgrund vorliegender Informationen bekannt sind?</p> <p>c. Wie kann der anfNB den bilanziellen Ausgleich vornehmen, wenn keine individuellen Quoten durch den EIV übermittelt wurden?</p>			
Lösung	<p>Lösung zu a)</p> <p>Die Quoten sind % und gelten immer für einen Bilanzierungsmonat. Voraussetzung für die nachfolgende Lösung ist, dass die Tranchengrößen in den Stammdaten in Prozent angegeben sind.</p> <p><u>Variante 1:</u></p>			

Basis für die Ermittlung der Quoten bilden die Nettonennleistungen der TR, die der SR zugeordnet sind. Bei Verwendung von Nettonennleistungen handelt es sich immer um ein statisches Modell, z.B. ohne Berücksichtigung von Nichtbeanspruchbarkeiten.

Den kompliziertesten Fall, der nachfolgend beschrieben ist, stellen SR mit mehreren Marktlokationen, die wiederum in Tranchen aufgeteilt sind, dar.

Im ersten Schritt ist die Nettonennleistung je Marktlokation zu ermitteln. Für jede Marktlokation ergibt sich damit eine Quote.

- Formel: Quote der Marktlokation bezogen auf die SR = Leistung Marktlokation / Summe der Leistungen aller Marktlokation der SR

Im zweiten Schritt ist die Quote jeder Tranche zu ermitteln.

- Formel: Quote der Tranche einer MaLo = Quote der zu tranchierenden MaLo * Prozentsatz der entsprechenden Tranche

Die Summe aller so ermittelten Quoten für alle Marktlokationen/Tranchen innerhalb einer SR muss 1 bzw. 100% ergeben.

Rechenbeispiel:

Eine SR hat die Malo A und Malo B.

Malo A hat drei TR und ist dem BK1 zugeordnet.

Malo B hat drei TR und ist in zwei Tranchen aufgeteilt, die den BK2 und BK3 zugeordnet sind.

Nettonennleistung je TR (kW)	Zuordnung zur MaLo	Nettonennleistung je Malo (kW)	Tranche in %	Quote in %	Bilanzkreis
200	A	1000		62,50	BK1
500					
300					
100	B	600	30	11,25	BK2
200			70	26,25	BK3
300					


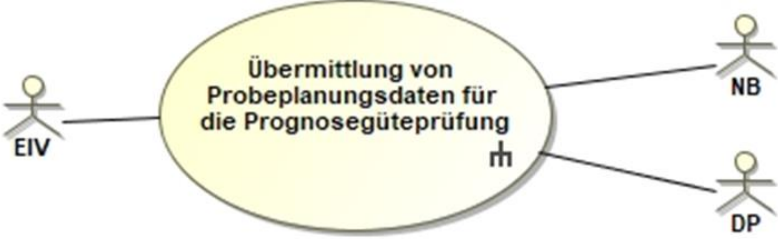
Variante 2:

Der EIV kann auch eine von Variante 1 abweichende Bestimmung vornehmen.

	<p>Lösung zu b)</p> <p><u>Für Variante 1:</u></p> <p>Da alle Daten, die zur Bestimmung der Quote nötig sind, dem ANB und dem anfNB vorliegen, kann in diesen Fällen auf eine Übermittlung durch den EIV verzichtet werden</p> <p><u>Für Variante 2:</u></p> <p>Der EIV teilt die individuelle Quote in den initialen Stammdaten oder mit der Übermittlung von Stammdatenänderungen mit. Der ANB leitet die Mitteilung durch initiale Stammdaten dann im Rahmen der angereicherten Stammdaten an den betroffenen NB weiter.</p> <p>Hinweis: Die beschriebene Umsetzung der Umsetzungsfrage über die Stammdatenanreicherung ist möglich, sobald die Anpassungen in den Datenformaten von EDI@Energy verfügbar sind.</p> <p>Lösung zu c)</p> <p>Der anfNB wird immer die Variante 1 zur Bestimmung der Quote anwenden, sofern der EIV keine individuelle Quote übermittelt.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU


2.2 Anlage 1 „Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit“

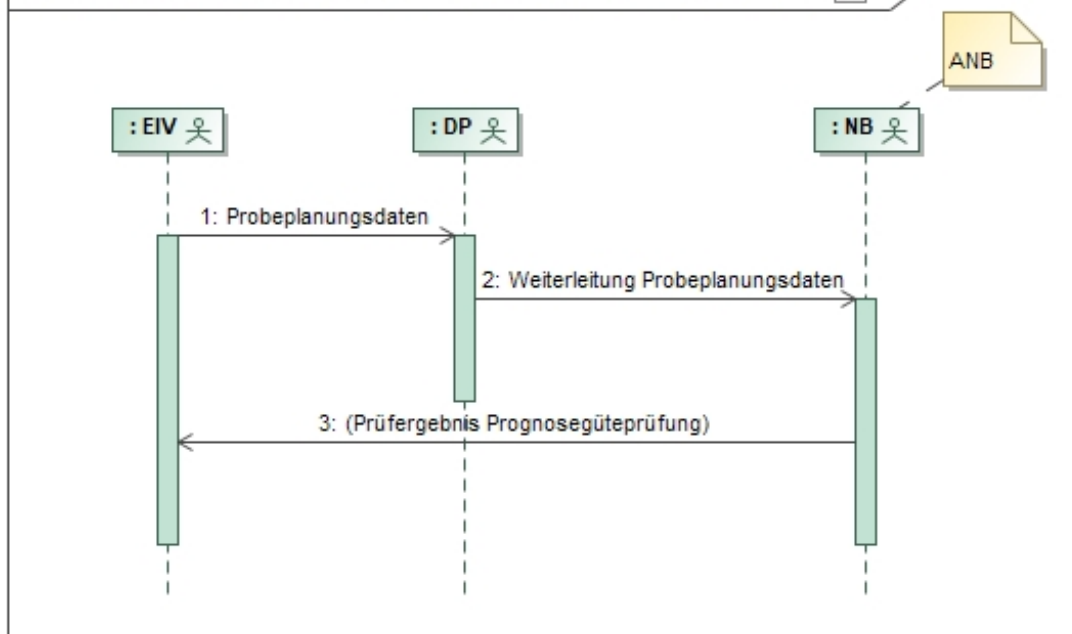
Redispatch_001	
Wie erfolgt die Übermittlung von Planungsdaten zur Beurteilung der Prognosegüte?	
Quelle	<p>BK6-20-059, Anlage 2, Abschnitt III. Abrechnung, 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells</p> <p>BK6-20-059, Anlage 1, Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung</p>
Frage/Regelungslücke	<p>Innerhalb des Wechselprozesses nach Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059 „Kommunikationsprozesse Redispatch“ Abschnitt III. Abrechnung, 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells vom Prognosemodell in das Planwertmodell, wird als Vorbedingung für einen Wechsel, die Voraussetzungen entsprechend des Kriterienkatalogs zur Zuordnung zum Planwert- bzw. Prognosemodell angeführt. In Anlage 1, Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung, wird die Über-</p>

	<p>mittlung von Planungsdaten zur Beurteilung der Prognosegüte als Voraussetzung genannt und beschrieben. Ein Prozess mit entsprechendem Use-Case hierzu existiert nicht.</p>												
<p>Lösung</p>	<p>Die Übermittlung der Probeplanungsdaten erfolgt gemäß nachfolgendem Use-Case.</p> <p>UC: Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung</p> <div data-bbox="368 504 1310 887" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>use case Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung []</p>  </div> <table border="1" data-bbox="352 913 1401 1832"> <thead> <tr> <th data-bbox="352 913 564 1014">Use-Case-Name</th> <th data-bbox="564 913 1401 1014">Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="352 1014 564 1111">Prozessziel</td> <td data-bbox="564 1014 1401 1111">Der EIV hat die Ergebnisse aus der Prognosegüteprüfung auf Basis der von ihm versandten Probeplanungsdaten der SR erhalten.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="352 1111 564 1406">Prozessbeschreibung</td> <td data-bbox="564 1111 1401 1406">Der EIV sendet Probeplanungsdaten für eine SR an den DP. Dieser leitet die Daten an den ANB weiter. Der ANB verwendet diese Daten ausschließlich für die Prognosegüteprüfung. Jede Änderung und Aktualisierung der Probeplanungsdaten für diese SR wird über diesen Prozess übermittelt. Liegt dem ANB die nötige Anzahl an Probeplanungsdaten vor, ermittelt er das Prüfergebnis und teilt es dem EIV mit.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="352 1406 564 1541">Rollen</td> <td data-bbox="564 1406 1401 1541"> <ul style="list-style-type: none"> • EIV • NB • DP </td> </tr> <tr> <td data-bbox="352 1541 564 1697">Vorbedingungen</td> <td data-bbox="564 1541 1401 1697"> <ul style="list-style-type: none"> • Das Prognosemodell wird für die SR angewendet. • Dem ANB liegen die Stammdaten zu der SR vor. • Dem ANB liegt eine Anfrage für den Wechsel des Bilanzierungsmodells für diese SR vor. </td> </tr> <tr> <td data-bbox="352 1697 564 1832">Nachbedingung im Erfolgsfall</td> <td data-bbox="564 1697 1401 1832"> <ul style="list-style-type: none"> • Abhängig vom Prüfergebnis kann der EIV das Bilanzierungsmodell wechseln </td> </tr> </tbody> </table>	Use-Case-Name	Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung	Prozessziel	Der EIV hat die Ergebnisse aus der Prognosegüteprüfung auf Basis der von ihm versandten Probeplanungsdaten der SR erhalten.	Prozessbeschreibung	Der EIV sendet Probeplanungsdaten für eine SR an den DP. Dieser leitet die Daten an den ANB weiter. Der ANB verwendet diese Daten ausschließlich für die Prognosegüteprüfung. Jede Änderung und Aktualisierung der Probeplanungsdaten für diese SR wird über diesen Prozess übermittelt. Liegt dem ANB die nötige Anzahl an Probeplanungsdaten vor, ermittelt er das Prüfergebnis und teilt es dem EIV mit.	Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • EIV • NB • DP 	Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Das Prognosemodell wird für die SR angewendet. • Dem ANB liegen die Stammdaten zu der SR vor. • Dem ANB liegt eine Anfrage für den Wechsel des Bilanzierungsmodells für diese SR vor. 	Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig vom Prüfergebnis kann der EIV das Bilanzierungsmodell wechseln
Use-Case-Name	Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung												
Prozessziel	Der EIV hat die Ergebnisse aus der Prognosegüteprüfung auf Basis der von ihm versandten Probeplanungsdaten der SR erhalten.												
Prozessbeschreibung	Der EIV sendet Probeplanungsdaten für eine SR an den DP. Dieser leitet die Daten an den ANB weiter. Der ANB verwendet diese Daten ausschließlich für die Prognosegüteprüfung. Jede Änderung und Aktualisierung der Probeplanungsdaten für diese SR wird über diesen Prozess übermittelt. Liegt dem ANB die nötige Anzahl an Probeplanungsdaten vor, ermittelt er das Prüfergebnis und teilt es dem EIV mit.												
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • EIV • NB • DP 												
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Das Prognosemodell wird für die SR angewendet. • Dem ANB liegen die Stammdaten zu der SR vor. • Dem ANB liegt eine Anfrage für den Wechsel des Bilanzierungsmodells für diese SR vor. 												
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Abhängig vom Prüfergebnis kann der EIV das Bilanzierungsmodell wechseln 												


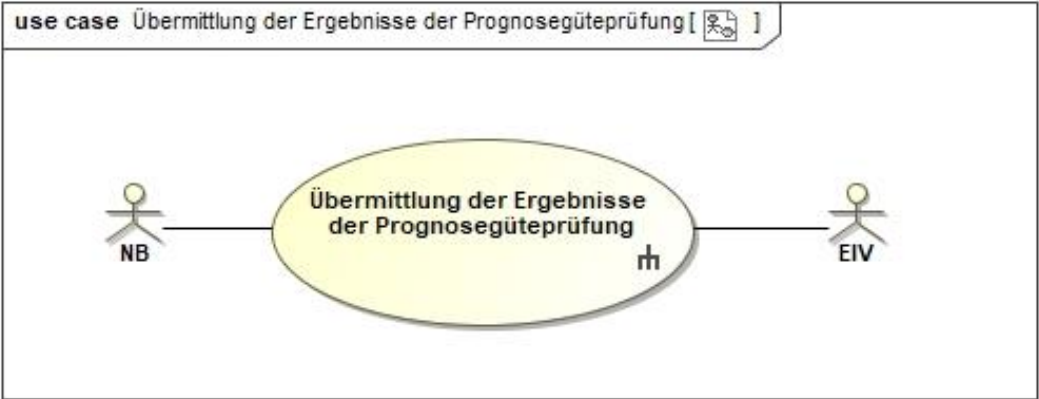
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	<ul style="list-style-type: none"> • Der ANB kann zwischen Probeplanungsdaten und Planungsdaten unterscheiden.

SD: Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung

interaction Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung []

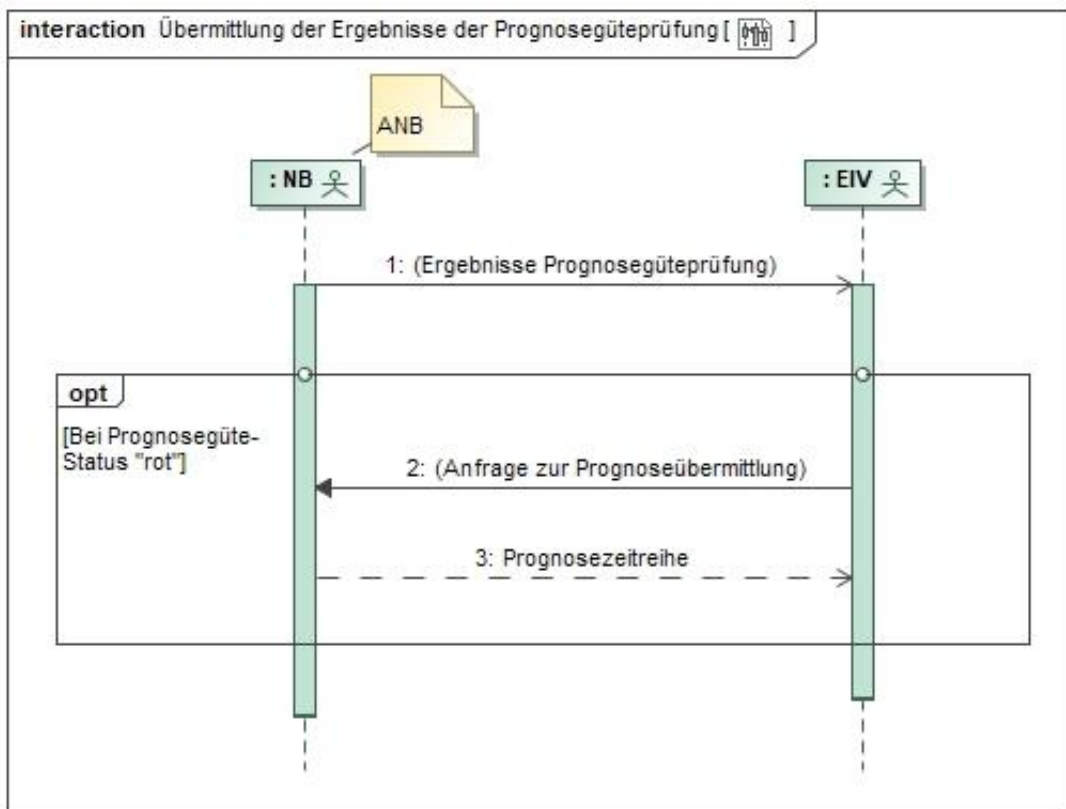


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Probepplanungsdaten	Initiale tägliche Übermittlung bis D-2 14:30 Uhr sowie Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D-1 14:30 Uhr (bei mindestens Änderung von ≥ 10 MW oder ≥ 10 % in Bezug auf die installierte Leistung einer SR). Die Übermittlung erfolgt spätestens 60 Minuten vor der betroffenen Viertelstunde, wenn nicht der Anlagenbetreiber und der Anschlussnetzbetreiber die nachträgliche Übermittlung der Planungsdaten vereinbart haben.	Die Probepplanungsdaten werden in Form von Zeitreihen in $\frac{1}{4}$ -stündlicher Auflösung geliefert. Für die Testphase muss der EIV nach Anmeldung zum Planwertverfahren dem Anschlussnetzbetreiber für mindestens vier Wochen (lediglich unterbrochen durch Viertelstunden, in denen Redispatch-Maßnahmen stattgefunden haben, oder Zeiten, in denen Regelleistung erbracht wurde) viertelstundenscharfe Ex-ante-Planungsdaten zu mindestens 2016 (21 Tage à 96 Viertelstunden) auswertbaren Viertelstunden übermitteln.
2	Weiterleitung Probepplanungsdaten	Unverzüglich, spätestens 30 Sekunden nach Empfang.	
3	Prüfergebnis Prognosegüteprüfung	Spätestens bis 10 WT nachdem für mindestens vier Wochen (lediglich unterbrochen durch Viertelstunden, in denen Redispatch-Maßnahmen stattgefunden haben, oder Zeiten, in denen Regelleistung erbracht wurde) viertelstundenscharfe Ex-ante-Planungsdaten zu mindestens 2016 (21 Tage à 96 Viertelstunden) auswertbaren Viertelstunden übermittelt wurden.	
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU		

Redispatch_002									
Wie erfolgt die Übermittlung der Ergebnisse des Monitorings der Prognosegüteüberprüfung?									
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2, Abschnitt III. Abrechnung, 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells BK6-20-059, Anlage 1, Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung								
Frage/Regelungslücke	Innerhalb des Wechselprozesses nach Anlage 2 der Festlegung BK6-20-059 „Kommunikationsprozesse Redispatch“ Abschnitt III. Abrechnung, 3.1 Use-Case: Wechsel des Bilanzierungsmodells vom Prognosemodell in das Planwertmodell, wird als Nachbedingung im Erfolgsfall der Start des Monitorings der Prognosegüte (s. Ampelmodell) angeführt. Ein Prozess mit entsprechendem Use-Case hierzu existiert nicht.								
Lösung	<p>Die Übermittlung der Ergebnisse erfolgt gemäß nachfolgendem.</p> <p>UC: Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 10px;"> <p>use case Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteprüfung []</p>  <pre> graph LR NB((NB)) --- UC(Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung) UC --- EIV((EIV)) </pre> </div> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;">Use-Case-Name</th> <th>Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Prozessziel</td> <td>Der EIV hat die Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung für die SR erhalten.</td> </tr> <tr> <td>Use-Case-Beschreibung</td> <td>Der ANB übermittelt dem EIV die Ergebnisse des Monitorings der Prognosegüteüberprüfung für die SR. Der EIV kann, sofern die Ergebnisse den Prognosegütestatus „rot“ haben, die verwendeten Prognosezeitreihen beim ANB anfordern. Der ANB übermittelt dem EIV die Prognosezeitreihen für den angeforderten Zeitraum.</td> </tr> <tr> <td>Rollen</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • NB • EIV </td> </tr> </tbody> </table>	Use-Case-Name	Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung	Prozessziel	Der EIV hat die Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung für die SR erhalten.	Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt dem EIV die Ergebnisse des Monitorings der Prognosegüteüberprüfung für die SR. Der EIV kann, sofern die Ergebnisse den Prognosegütestatus „rot“ haben, die verwendeten Prognosezeitreihen beim ANB anfordern. Der ANB übermittelt dem EIV die Prognosezeitreihen für den angeforderten Zeitraum.	Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • EIV
Use-Case-Name	Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung								
Prozessziel	Der EIV hat die Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung für die SR erhalten.								
Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt dem EIV die Ergebnisse des Monitorings der Prognosegüteüberprüfung für die SR. Der EIV kann, sofern die Ergebnisse den Prognosegütestatus „rot“ haben, die verwendeten Prognosezeitreihen beim ANB anfordern. Der ANB übermittelt dem EIV die Prognosezeitreihen für den angeforderten Zeitraum.								
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • EIV 								

Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> Die Werte MAE_{rel}, MAE_{NB}, $MAE_{EIV/BTR}$ und $ME_{EIV/BTR}$ und der Status (grün, gelb, orange, rot) wurden durch den ANB für die SR bestimmt. Die SR ist im Planwertmodell. Der ANB hat entschieden, eine Prognosegüteüberprüfung durchzuführen oder ein betroffener Netzbetreiber hat die Prognosegüteüberprüfung angefordert.
Nachbedingung im Erfolgsfall	Der EIV kann die Informationen zur Prognosegüte verwenden.
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	--
Weitere Anforderungen	--

SD: Übermittlung der Ergebnisse der Prognosegüteüberprüfung



	Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
	1	Ergebnisse Prognosegüteüberprüfung	Bis zum 10. Werktag des Folgemonats, wenn eine Überprüfung stattfindet.	Übermittlung erfolgt für die vergangenen sechs Monate, sofern vorhanden.
	2	Anfrage zur Prognoseübermittlung	Bei Bedarf und bis spätestens 3 Monate nach Erhalt des Ergebnisses der Prognosegüteüberprüfung	Wenn der Status auf „rot“ steht, kann der EIV die ANB-Prognose anfragen, die zum Status rot geführt hat. In der Anfrage gibt der EIV insbesondere den Zeitraum an, für den er die Daten benötigt. Hinweis: Ergibt sich der Status rot aufgrund der Statusmeldungen mehrerer Vormonate, so sind die ANB-Prognosen der entsprechenden Vormonate zu übermitteln.
	3	Prognosezeitreihe	Spätestens drei WT nach Erhalt der Anfrage	ANB übermittelt seine Prognose(n), welche zum Status rot geführt hat/haben, in viertelstündlicher Auflösung.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU			

Redispatch_003				
Welche Berücksichtigung finden Tranchen in der Definition der Steuerbaren Ressourcen?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	Anwendungshilfe Anlagenbetreiber (1.1.1 und 2.2.1) BK06-20-059: Anlage 1 Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit (Kapitel 2.1.2, 2.2.2); BK06-20-059: Anlage 2 Kommunikationsprozesse Redispatch (UC 3.1.1.)			

Frage/Regelungslücke	Wie werden Tranchen bei der Bildung einer SR berücksichtigt?
Lösung	<p>Es gibt keinen direkten Zusammenhang zwischen SR und Tranchen. Tranchen entstehen durch die prozentuale Aufteilung einer Marklokation auf unterschiedliche Lieferanten gem. MPES, SR aufgrund ihrer Steuerbarkeit und der Zuordnung von TR.</p> <p>Für eine SR bedeutet dies, dass bei der Bildung der SR die technische Fernsteuerbarkeit von Gesetz wegen im Vordergrund steht und es keine Abhängigkeit zu Tranchen geben muss.</p> <p>Im EEG ist in §9, Abs. 2 u. a. geregelt, dass alle Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 25 kW mit technischen Einrichtungen ausgestattet sein/werden müssen, „mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung ganz oder teilweise zumindest bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann“. Dieser gesetzlichen Vorgabe ist unabhängig von Eigentumsanteilen und Tranchen Folge zu leisten.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

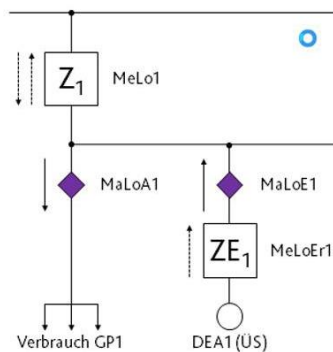
Redispatch_010	
Bestimmung der Ausfallarbeit/ des bilanziellen Ausgleichs im Pauschalabrechnungsverfahren	
Berücksichtigung von Einspeiseeinschränkungen (z.B. marktbedingte Anpassung) im Prognosemodell bei der Bestimmung der Ausfallarbeit/ des bilanziellen Ausgleichs im Pauschalabrechnungsverfahren	
Quelle	BK6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3.2.2.1 ff. & 3.2.2.2 ff.
Frage / Regelungslücke	<p>In der Anlage 1 der BK6-20-059 im Kapitel 3 Ausfallarbeit wird sowohl im Abschnitt 3.2.2.1 Spitzabrechnung für Windanlagen als auch im Abschnitt 3.2.3.1 Spitzabrechnung von Solaranlagen festgelegt, dass Einspeiseeinschränkungen bei der Berechnung der Ausfallarbeit und folglich auch bei der Höhe des bilanziellen Ausgleichs zu berücksichtigen sind:</p> <p><i>Seite 7: „Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen theoretischen Leistung ($P_{vor,theo}$ und $P_{theo,i}$) zu berücksichtigen. Ist wegen Einspeiseeinschränkungen vor der Redispatch-Maßnahme keine Bestimmung von P_{vor}, ist möglich, können für die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten Anlage als Ersatzwert angenommen werden.“</i></p>

	<p>Seite 9: „Soweit die Solaranlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.“</p> <p>Zusätzlich wird sowohl in Abschnitt 3.2.2.2 als auch in Abschnitt 3.2.3.2 klargestellt, dass die vereinfachte Spitzabrechnung der jeweiligen Spitzabrechnung abgesehen von den alternativen Eingangsdaten entspricht.</p> <p>Die Festlegung thematisiert den Einfluss von Einspeiseeinschränkungen in der Pauschalabrechnung jedoch nicht. In den jeweiligen Abschnitten 3.2.2.3 / 3.2.3.3 und 3.3.2 sind die Formeln zur Berechnung der Ausfallarbeit in der Pauschalabrechnung genannt, ohne dass der Einfluss von Einspeiseeinschränkungen beschrieben wird. Es bleibt daher unklar, ob und ggfs. wie die Meldungen von Einspeiseeinschränkungen (insbesondere marktbedingte Anpassungen) bei der Bestimmung der Ausfallarbeit in der Pauschalabrechnung berücksichtigt werden.</p>						
<p>Lösung</p>	<p>Die Berücksichtigung von Einspeiseeinschränkungen (z.B. marktbedingte Anpassung) im Prognosemodell bei der Bestimmung der Ausfallarbeit/ des bilanziellen Ausgleichs im Pauschalabrechnungsverfahren erfolgt sinngemäß entsprechend dem beschriebenen Vorgehen in der Spitzabrechnung.</p> <p>Dem nachfolgenden Lösungsansatz unterliegt die Annahme, dass es sich bei der fehlenden Erwähnung der Einspeiseeinschränkungen (z.B. marktbedingte Anpassung) in der Pauschalabrechnung um ein Versäumnis handelt und die Meldungen dieser auch in der Pauschalabrechnung zu berücksichtigen sind. Infolgedessen werden die Meldungen von Einspeiseeinschränkungen (z.B. marktbedingte Anpassung) einheitlich in allen Abrechnungsvarianten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit herangezogen.</p> <p>Die Werte in der Meldung einer marktbedingten Anpassung dienen der Ermittlung der mit der marktbedingten Anpassung angestrebten Einspeiseleistung.</p> <div data-bbox="367 1377 1157 1792" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p style="text-align: right; margin-bottom: 0;">edi@energy. <small>Datenformate Strom & Gas</small></p> <p>Unavailability_MarketDocument 1.0</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr style="background-color: #cccccc;"> <th style="text-align: left;">Element/Attribut</th> <th style="text-align: left;">Anmerkungen</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; padding: 2px;"> quantity </div> </td> <td style="vertical-align: top;"> Häufigkeit 1 .. 1 Typ xs:decimal FractionDigits 3 WhiteSpace collapse Beschreibung Hier wird die Leistung in Megawatt angegeben. Als Dezimaltrennzeichen ist der Punkt (.) zu verwenden. Es wird die nichtbeanspruchbare Leistung angegeben, d. h., im Falle eines „Shutdown“ einer technischen Ressource mit einer zuvor beanspruchbaren Leistung von 1.000 MW ist eine Leistung von 1.000 MW anzugeben. Im Fall einer marktbedingten Anpassung ist der Wert der Einspeisung anzugeben, auf den die Leistung angepasst werden soll. Alle Werte sind ohne Vorzeichen anzugeben. Anmerkung Dezimalzahl >=0, max. 3 Nachkommastellen </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;"> <div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; padding: 2px;"> Reason </div> </td> <td style="vertical-align: top;"> Häufigkeit 1 .. 1 </td> </tr> </tbody> </table> </div> <p><i>Abbildung 1: Auszug Formatbeschreibung zum Unavailability_MarketDocument 1.0</i></p> <p>Für den bilanziellen Ausgleich bei einer redispatchbedingten Leistungsreduzierung in der Pauschalabrechnung folgt somit:</p>	Element/Attribut	Anmerkungen	<div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; padding: 2px;"> quantity </div>	Häufigkeit 1 .. 1 Typ xs:decimal FractionDigits 3 WhiteSpace collapse Beschreibung Hier wird die Leistung in Megawatt angegeben. Als Dezimaltrennzeichen ist der Punkt (.) zu verwenden. Es wird die nichtbeanspruchbare Leistung angegeben, d. h., im Falle eines „Shutdown“ einer technischen Ressource mit einer zuvor beanspruchbaren Leistung von 1.000 MW ist eine Leistung von 1.000 MW anzugeben. Im Fall einer marktbedingten Anpassung ist der Wert der Einspeisung anzugeben, auf den die Leistung angepasst werden soll. Alle Werte sind ohne Vorzeichen anzugeben. Anmerkung Dezimalzahl >=0, max. 3 Nachkommastellen	<div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; padding: 2px;"> Reason </div>	Häufigkeit 1 .. 1
Element/Attribut	Anmerkungen						
<div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; padding: 2px;"> quantity </div>	Häufigkeit 1 .. 1 Typ xs:decimal FractionDigits 3 WhiteSpace collapse Beschreibung Hier wird die Leistung in Megawatt angegeben. Als Dezimaltrennzeichen ist der Punkt (.) zu verwenden. Es wird die nichtbeanspruchbare Leistung angegeben, d. h., im Falle eines „Shutdown“ einer technischen Ressource mit einer zuvor beanspruchbaren Leistung von 1.000 MW ist eine Leistung von 1.000 MW anzugeben. Im Fall einer marktbedingten Anpassung ist der Wert der Einspeisung anzugeben, auf den die Leistung angepasst werden soll. Alle Werte sind ohne Vorzeichen anzugeben. Anmerkung Dezimalzahl >=0, max. 3 Nachkommastellen						
<div style="border-left: 1px solid black; border-right: 1px solid black; border-bottom: 1px solid black; padding: 2px;"> Reason </div>	Häufigkeit 1 .. 1						

	<p>Eine Korrektur des Leistungswertes P_0 (gemessener Leistungsmittelwert der Anlage vor der Redispatchmaßnahme), falls hier eine marktbedingte Anpassung aktiv ist, ist nicht möglich. Wird jedoch für den Zeitraum der Redispatchmaßnahme eine marktbedingte Anpassung übermittelt, so wird bei der Bestimmung der Ausfallarbeit der gemessene Leistungswert vor der Maßnahme P_0 bei Wind bzw. das Produkt aus Anlagenfaktor und installierter Nennleistung der Anlage ($AF \cdot P_{inst}$) bei Solar um die im Zeitraum geltenden marktbasierenden Anpassungen korrigiert.</p> <p>Im Ergebnis wird sich dies wie folgt auswirken: Ist der Wert, der in der marktbedingten Anpassung ($P_{Markt,i}$) übermittelt wird kleiner als $P_{lim,i}$ (Vgl. BK6-20-059 Anlage 1, Abschnitt 3.1), so ist der bilanzielle Ausgleich / die Ausfallarbeit 0, denn der Sollwert der Maßnahme wird ohnehin aufgrund der marktbedingten Anpassung erreicht. Ist der Wert, der in der marktbedingten Anpassung übermittelt wird größer als $P_{lim,i}$, so ergibt sich der bilanzielle Ausgleich / die Ausfallarbeit in jeder Viertelstunde i als Differenz aus $P_{Markt,i}$ und $P_{lim,i}$.</p> <p>Für alle Fälle gilt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für Wind: $W_{A,i} = \max \{0; (\min[P_{Markt,i}, P_0] - P_{lim,i}) \cdot \frac{1}{4}h\}$ • Für Solar: $W_{A,i} = \max \{0; (\min[P_{Markt,i}, (AF \cdot P_{inst})] - P_{lim,i}) \cdot \frac{1}{4}h\}$
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_016			
Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung			
Bei Messkonzept mit Eigenverbrauch abweichende Ausfallarbeit je nach Aufforderungsfall und Duldungsfall			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	Festlegung BK6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3.1 „Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung“		
Frage / Regelungslücke	Wenn ein Messkonzept bei einem Anlagenbetreiber mit ungemessenem Eigenverbrauchsanteil vorliegt (Messkonzept: 1 Einspeisezähler/Übergabemessung ins Netz des ANB, 1 Erzeugungszähler an der Anlage, keine direkte Messung des Eigenverbrauchs aus dem selbsterzeugten Strom), kommt es durch die Anwendung unterschiedlicher Formeln zur Leistungslimitierung P_{lim} je nach Aufforderungsfall/Duldungsfall bei der Ausfallarbeitsberechnung zu unterschiedlichen Ergebnissen. Der Anlagenbetreiber erhält im Aufforderungsfall weniger Ausfallarbeit berechnet/vergütet als im Duldungsfall, da als P_{lim} im Duldungsfall P_{ist} verwendet wird und im Aufforderungsfall P_{max} .		

Beispiel:



Installierte Leistung: 200 kW

Planwert Erzeugung ZE₁: 180 kW (Meldung als PROD)

Planwert Eigenverbrauch: 60 kW (Meldung z.B. als -BES)

resultierender Planwert Einspeisung Z₁: 120 kW

Die Notwendigkeit einer Maßnahme wird festgestellt. Z₁ soll auf Null gesenkt werden. (Sollereinspeisung an Z₁ 0 kW, Sollerzeugung an ZE₁ 60kW aufgrund von Eigenverbrauch)

Es gilt für die Ausfallarbeitsberechnung im Pauschalverfahren $W_A = \max(0; (P_0 - P_{lim}) * 1/4h)$, P₀ sei hierbei 120 kW erfasst durch Z₁.

Im Duldungsfall gilt: $P_{lim} = P_{ist}$, P_{ist} von Z₁=0 kW (Der über die Fernwirktechnik ausgegebene Sollwert von 60 kW bzw. 30% (bei Erzeugungsregelung) findet hier keine Berücksichtigung.)

Das heißt, die Ausfallarbeit wäre $W_A = \max(0; (120 \text{ kW} - 0 \text{ kW}) * 1/4h) = 30 \text{ kWh}$

Im Aufforderungsfall gilt: $P_{lim} = \max(P_{ist}; P_{max})$, P_{max} ergibt sich aus dem Activation-Document an den EIV, hier Abruf im Aufforderungsfall mit Sollwertanweisung von 60 kW (bezogen auf die Erzeugung ZE₁).

Das heißt, die Ausfallarbeit wäre $W_A = \max(0; (120 \text{ kW} - 60 \text{ kW}) * 1/4h) = 15 \text{ kWh}$

Frage 1: Ist es so gewünscht, dass aufgrund der Abrufvariante die Berechnung der Ausfallarbeit variiert?

Falls nein, ist

2. ist in diesem Fällen die Leistungslimitierung P_{max} um den gemeldeten Eigenverbrauch zu bereinigen (60 kW – 60 kW = 0 kW)? Oder
3. ist für den Wert P₀ (gemessener Leistungsmittelwert) nicht der Wert an Einspeisemesszähler Z₁ (120 kW) sondern vom Erzeugungsmesszähler ZE₁ (180 kW) zu verwenden?

Frage 2: Wie kann die Ausfallarbeit für beide Abrufvarianten einheitlich erfolgen?

Lösung	<p>Zu Frage 1:</p> <p>Nein, es ist nicht gewünscht, dass aufgrund der Abrufvariante die Berechnung der Ausfallarbeit variiert.</p> <p>Es ist für den Wert P₀ (gemessener Leistungsmittelwert) nicht der Wert am Einspeisezähler (in diesem Bsp. Z1 (120 kW)) sondern der Wert des Erzeugungszählers (in diesem Bsp. ZE1 (180 kW)) zu verwenden.</p> <p>Alle im Rahmen der Ausfallarbeitsberechnung gemeldeten Werte bei Anlagen mit Eigenverbrauch beziehen sich auf die Erzeugung. Gleichfalls beziehen sich gemeldete Planungs-/Prognosedaten auf die Erzeugung.</p> <p>Im Rahmen der Bilanzierung wird seitens des NB gegen den dem Erzeugungszähler zugeordneten BK gebucht.</p> <p>Zu Frage 2:</p> <p>a. Wenn Zähler ZE1 vorhanden: Die Limitierung ist im Duldungsfall wie im Aufforderungsfall auf den max-Wert aus P_{ist} und P_{max} abzustellen.</p> <p>b. Wenn Zähler ZE1 nicht vorhanden: Die Limitierung ist im Duldungsfall wie im Aufforderungsfall zu bestimmen und dann auf den Einspeisezähler (Z1) abzustellen.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_018			
Ermittlung Ausfallarbeit SEP-Anlagen			
Wie ermittelt sich die Ausfallarbeit bei SEP-Anlagen unter Berücksichtigung von P_{lim,i}			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3.1 Bestimmung des Werts der Leistungslimitierung, 3.2.2.3 Pauschal-Abrechnung, 3.2.3.3 Pauschal-Abrechnung		
Frage / Regelungslücke	<p>In der Festlegung BK6-20-059 sind die Abrechnungsmodelle grundsätzlich beschrieben. Hierbei wird in der Ausformulierung keine Unterscheidung zwischen REM- und SEP-Anlagen vorgenommen. Es ist lediglich hinterlegt, dass, wenn keine ¼h-scharfe Messung vorliegt, die Pauschal-Abrechnung anzuwenden ist (3.2.3.3). Die restlichen Vorgaben gelten gleichermaßen für REM und SEP.</p> <p>Die Ausfallarbeit in der Pauschal-Abrechnung ergibt sich gemäß BK6-20-059, Anlage 1 zu:</p> $W_{A,i} = \max \left\{ 0; (P_0 - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\} \text{ außer für Solar}$		

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left((AF * P_{inst}) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\} \text{ für Solar}$$

mit

$$P_{lim,i} = \max \{ P_{ist,i}, P_{max,i} \} \text{ im Aufforderungsfall}$$

$$P_{lim,i} = P_{ist,i} \text{ im Duldungsfall}$$

Alle Variablen in **Fettdruck** erfordern im Grundsatz gemessene Einspeisezählwerte, welche bei SEP-Anlagen nicht vorliegen.

In Kapitel 3.2.2.3 ist dargelegt, dass bei SEP-Anlagen statt des gemessenen P_0 der nach dem Standard-Einspeiseprofil oder tagesabhängigen Einspeiseprofil zu bilanzierende Wert anzusetzen ist ($P_0 = P_{SEP,P0}$).

Der Logik folgend müsste bei $P_{lim,i}$ statt der gemessenen $P_{ist,i}$ -Werte ebenfalls das Einspeiseprofil herangezogen werden. Dieser Profilwert gibt aber den angenommenen Normalzustand der Einspeiseleistung wieder und nicht den durch die Redispatch-Maßnahme beeinflussten Leistungswert an. Dies hat zur Folge, dass in nahezu sämtlichen Konstellationen $P_{lim,i}$ mindestens gleich P_0 (3.2.2.3) oder gleich $AF * P_{inst}$ (3.2.3.3) ist und somit keine Ausfallarbeit ermittelt werden kann. Welcher Wert wird bei SEP-Anlagen daher für $P_{lim,i}$ angenommen?

Lösung

Von der Berechnung mit $\frac{1}{4}$ -scharfen Messungen (i.d.R. REM-Anlagen) abweichend bildet sich $P_{lim,i}$ bei SEP-Anlagen nicht über $P_{lim,i} = \max \{ P_{ist,i}; P_{max,i} \}$ im Aufforderungsfall oder $P_{lim,i} = P_{ist,i}$ im Duldungsfall, sondern unabhängig vom Abrufmodell über $P_{lim,i} = P_{max,i}$. Wobei $P_{max,i}$ in kW die durchschnittliche Höchsterzeugung in der Viertelstunde i beschreibt, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt (siehe Kapitel 3.1). Auf diese Weise wird sichergestellt, dass auch bei SEP-Anlagen die durch die Anweisung verminderte Einspeiseleistung berücksichtigt wird und insofern eine realistische Ausfallarbeit ermittelt werden kann.

Beispiel

Erzeugungsart: Solar

Installierte Leistung: 84,24 kW

Redispatch-Maßnahme: 01.09.2021 13:00 bis 14:00 Uhr, Regelstufe 0%

Abruf: Duldungsfall mit Sollwertanweisung

Formel:

$$W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left((AF * P_{inst}) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$$

	<p><u>Ergebnis</u></p> <p>$W_{A,i} = \max(0; (52,14 \text{ kW} - 0 \text{ kW}) * 1/4\text{h})$ $= 13,035 \text{ kWh}$</p> <p>Dies entspricht im Prinzip der Lösung im Leitfaden 3.0 unter Punkt 2.3.4.1:</p> <p>$P_{i,soll} = \text{Anlagenfaktor} * P_{inst} * (100 \% - \text{Reduzierung der IST-Leistung})$</p> <p>$W_{A,i} = P_{i,soll} * 0,25$</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

2.3 Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“

Redispatch_004				
Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung				
Fahrplananpassung nach Abruf im Duldungsfall				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2 Kommunikationsprozesse Redispatch, Kapitel II 3.2.1 UC: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung BK6-20-059, Beschluss vom 06.11.2020, S. 52			
Frage/Regelungslücke	<p>Im Beschluss steht zum Use-Case „Übermittlung des Prognosefahrplans im Prognosemodell“, dass vom Bilanzkreisverantwortlichen des Lieferanten im Prognosemodell kein neuer Fahrplan zu übermitteln ist.</p> <p>In der Anlage 2 Kommunikationsprozesse Redispatch im UC: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung wiederum steht als Nachbedingung im Erfolgsfall ohne Einschränkung auf das Planwertmodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> Fahrpläne können zwischen BKV (des anfordernden NB) und BKV (des Lieferanten) angepasst werden. <p>Welche Aussage ist hier nun zutreffend? Ist hier nun doch ein neuer Fahrplan durch den BKV (des LF) im Prognosemodell zu übermitteln</p>			
Lösung	Die Nachbedingung im Use-Case 3.2.1. ist ein „kann“ und in Bezug auf das Planwertmodell zu lesen.			
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU			

Redispatch_005				
Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell				
Für welches Objekt sind die Planungsdaten im Planwertmodell zu übertragen				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“, Use-Case: Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell BK6-20-061, Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“			

Frage/Regelungslücke	<p>In der Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“ ist im Use-Case „2.5 Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell“ eindeutig geregelt, dass der EIV die Planungsdaten im Planwertmodell für eine SR zu übertragen hat. Die zugehörigen Datenformatbeschreibungen sind dazu passend ausgeprägt.</p> <p>In der Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“ des Beschluss BK6-20-061 ist folgende Formulierung im Abschnitt 2. Planungsdaten unter 2.1. in der Zeile „Objekt“ zu finden: „Steuerebare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technische Ressourcen“.</p> <p>Welche der Aussagen ist in der Prozessausgestaltung und in den Datenformaten zu berücksichtigen?</p> <p>Für welches Objekt, SR oder TR sind die Planungsdaten im Planwertmodell zu übertragen?</p>
Lösung	<p>Da Abrufe ausschließlich auf der Ebene der SR erfolgen, müssen auch die Planungsdaten auf der Ebene der SR ausgetauscht werden, um die Abrufe effizient und fehlerfrei ermitteln, austauschen, durchführen und abwickeln zu können. Somit ist in der Anlage des Beschluss BK6-20-061 die Zeile „Objekt“ in den Datenformaten für das Objekt: „Steuerebare Ressource“ umgesetzt worden. Die Nichtbeanspruchbarkeiten sind gemäß Use-Case 2.6 unabhängig vom Bilanzierungsmodell zu übermitteln und können entweder für die TR oder die SR mitgeteilt werden.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_006				
Übermittlung von angereicherten Stammdaten bzw. Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend				
Ist der ANB verpflichtet die Nettonennleistung zu jeder TR einer SR anzugeben?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2, UC "Übermittlung von angereicherten Stammdaten" bzw. UC "Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend"			
Frage/Regelungslücke	Für die Nichtbeanspruchbarkeiten ist festgelegt, dass anzugeben ist, welche physikalische Leistung der TR (bzw. SR) nicht genutzt werden kann. Diese Regelung existiert deshalb, um keine Aussagen treffen zu müssen, wenn sich die TR (bzw. SR) ohne Einschränkungen der Verfügbarkeit im Regelbetrieb befindet.			

	<p>Fachlich relevant ist aber nicht die nicht verfügbare, sondern die trotz einer Nichtverfügbarkeit weiterhin verfügbare Leistung der TR (bzw. SR). Um diese ermitteln zu können, muss die Differenz aus Nettonennleistung und Nichtbeanspruchbarkeit bekannt sein. Die Frage ist, wer sicherstellt, dass der Wert der Nettonennleistung (_Produktion) vorliegt.</p> <p>Da der EIV nicht verpflichtet ist, die Information zu Nettonennleistung im Rahmen der Stammdatenprozesse der Anlage 2 zum Beschluss BK6-20-059 (unter Berücksichtigung der Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“ des Festlegungsverfahrens BK6-20-061, Kapitel 1) dem ANB zur Verfügung zu stellen, diese aber zwingend benötigt wird, ergibt sich daraus unseres Erachtens eine Verpflichtung zur Übermittlung der Nettonennleistung spätestens durch den ANB im Zuge der Anreicherung der Stammdaten (UC-Übermittlung von angereicherten Stammdaten). Sofern er die Nettonennleistung anreichern muss, hat er sich diese aus dem Marktstammdatenregister der BNetzA oder über einen anderen sichergestellten Weg zu beschaffen.</p> <p>Ist der ANB verpflichtet, die Nettonennleistung zu jeder TR einer SR anzugeben und dafür zu sorgen, dass immer der aktuell gültige Wert der Nettonennleistung allen berechtigten NB der SR vorliegt?</p>
Lösung	Ja, der ANB ist verpflichtet, die Nettonennleistung zu jeder TR einer SR anzugeben und dafür zu sorgen, dass immer der aktuell gültige Wert der Nettonennleistung allen betroffenen NB der SR vorliegt.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_008			
SR-ID Vergabe und Bereitstellung an EIV/Anlagenbetreiber im Einführungszenario			
<p>1. Was passiert, wenn sich kein EIV findet, der die Meldung für eine solche SR übernimmt?</p> <p>2. Was passiert, wenn bei einer solchen SR ein EIV in den Aufforderungsfall will und der andere EIV in den Duldungsfall?</p>			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-059 Anlage 2 „Begriffe“, „steuerbare Ressource (SR)“</p> <p>Eine SR setzt sich aus einzelnen TR zusammen.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einer SR ist mindestens eine MaLo 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. 		

	<ul style="list-style-type: none"> • Jede SR ist genau einem EIV zugeordnet. <p>Für den Duldungsfall gilt: Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber steuerbar sind, müssen diese TR zu einer SR zusammengefasst werden.</p> <p>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.</p> <p>Redispatch 2.0 Einführungsszenario</p> <p><i>„Der ANB macht mittels eines standardisierten Datenblattes 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).“</i></p>
Frage / Regelungslücke	<p>In manchen Fällen sind die Marktlokationen einer SR verschiedenen Bilanzkreisen und / oder Lieferanten zugeordnet.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Was passiert, wenn sich kein EIV findet, der die Meldung für eine solche SR übernimmt? 2. Was passiert, wenn bei einer solchen SR ein EIV in den Aufforderungsfall will und der andere EIV in den Duldungsfall?
Lösung	<p>Zu Frage 1:</p> <p>Die betroffenen EIV können die SR so bilden, dass ihre vertragliche Situation berücksichtigt ist. Dazu müssen alle betroffenen EIV die jeweiligen TR neuen SR zuordnen, welche dann jeweils von einem betroffenen EIV übernommen werden. Dabei ist nach BK6-20-059 Anlage 2 (SR-Definition) der Aufforderungsfall zu wählen.</p> <p>Hinweis: Für alle TR, die einer solchen SR (für die sich kein EIV finden lässt) zugeordnet sind und den Duldungsfall nutzen wollen, kann der ANB die neuen SR zu einer SG zusammenfassen. Die Kommunikation der Prozesse könnte dann EIV-scharf erfolgen.</p> <p>Zu Frage 2:</p> <p>Wenn sich die EIV nicht auf ein gemeinsames Modell (Aufforderung- oder Duldungsfall) einigen können, müssen die EIV ihre Fernsteuerung so anpassen, dass eine getrennte Steuerung (mit getrennten SRs) möglich ist.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_009			
Beschlusstext zum Beschluss zur Festlegung "Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen" (BK6-20-059) bzw. dessen Anlage 2 "Kommunikationsprozesse Redispatch"			
3.1. Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung			
Abruf innerhalb der Bearbeitungszeit des EIV bei SR im Aufforderungsfall			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	<p>Im Beschlusstext der Festlegung BK6-20-059 auf Seite 48 wird klargestellt:</p> <p><i>„Die Einhaltung der Abrufprozesse ist keine Gültigkeitsvoraussetzung für die Redispatch-Maßnahme. Die Redispatch-Maßnahme ist daher auch dann umzusetzen, wenn der Netzbetreiber den Abrufprozess nicht einhalten sollte“.</i></p> <p>In der Anlage 2 auf Seite 32 heißt es in 3.1.2 SD: Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung <i>“Unverzüglich unter Beachtung der Bearbeitungszeit und der technisch erforderlichen Umsetzungszeit.”</i></p>		
Frage / Regelungslücke	<p>Wie ist die Vorgehensweise bei RD-Maßnahmen mit SR im Aufforderungsfall, wenn der Abruf durch den anweisenden NB innerhalb der Bearbeitungszeit des EIV erforderlich ist?</p> <p>Dies kann der Fall sein, wenn plötzlich eine Prognoseabweichung erkannt wird oder eine Störung im Netz eine spontane Engpassituation erzeugt.</p>		
Lösung	<p>In folgenden Fällen kann die betreffende SR für den betreffenden Zeitpunkt <u>nicht</u> für die Maßnahme herangezogen werden und es muss eine andere SR ausgewählt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • ANB hat <u>keinen</u> (zusätzlich zum EIV) steuernden Zugriff auf die SR die Umsetzungszeit (Veränderung der Leistungsabgabe an der SR) ist zu lang für eine rechtzeitige Engpassbeseitigung • Der steuernde Zugriff des ANB ist nicht schneller als die Bearbeitungszeit des EIV <p>In allen anderen Fällen, in denen der Abruf nicht innerhalb der Bearbeitungs- und Umsetzungszeit erfolgt, wird abweichend zum vorgesehenen Prozess ausnahmsweise durch den ANB gesteuert. Die Prozesse für die Übermittlung des "Abrufs" (3.1.) einschließlich der "Information über den Abruf" (3.1.) werden unter Nichteinhaltung der vorgesehenen Frist jedoch so schnell wie möglich trotzdem genutzt. Die Ablösung der ANB-Steuerung durch den EIV erfolgt mit der nächsten Viertelstunde nach Ablauf der durch den EIV hinterlegten Bearbeitungszeit.</p> <p>Hinweis: Bei Abruf in der Bearbeitungszeit weist der ANB auf Anforderung des EIV die Notwendigkeit nach. Kosten, die durch die Nichteinhaltung der Fristen bzw. durch die Fremdsteuerung entstehen (z.B. durch Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie oder</p>		

	<p>durch Ausregeln der Istwerte) werden durch den ANB erstattet. Der AB/EIV hat hierfür die Nachweispflicht.</p> <p>Sofern der Nachweis für die Notwendigkeit zur Übernahme der Steuerung durch den ANB nicht geführt wird oder es zur regelmäßigen Übernahme der Steuerung durch den ANB kommt, liegt der Verdacht des systematischen Verstoßes des ANB gegen die Festlegung nahe. Dieses Verhalten kann nötigenfalls im Wege des Verwaltungszwangs beendet werden (vgl. Beschluss BK6-20-59, S.48, 2. Absatz).</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_011				
Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung, Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung, Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell				
Wie erfolgt die Fahrplanabstimmung vor dem Prozess „Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell“ zwischen BKV des LF und anfNB?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-059, Anlage 2, Abschnitt III. Abrufprozess:</p> <p>3.1.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung, in Schritt 6 ist definiert, dass die Information über einen RD-Abruf von den Lieferanten an die BKV (der LF) übermittelt wird.</p> <p>3.2.2 SD: Abruf im Planwertmodell im Duldungsfall mit Sollwertanweisung. in Schritt 4 ist definiert, dass die Information über einen RD-Abruf von den Lieferanten an die BKV (der LF) übermittelt wird.</p> <p>BK6-20-059, Anlage 3:</p> <p>17.1.1 UC: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell</p>			
Frage / Regelungslücke	<p>Zur Bewirtschaftung Ihrer Bilanzkreise im Planwertmodell benötigen die BKVs der LF unverzüglich die Information über die Höhe des bilanziellen Ausgleichs, die Information über den Redispatch-Bilanzkreis des BKV des anfNB und Informationen zur Erstellung des Bilanzkreisfahrplans (UC. 17.1.1.).</p> <p>Die Information zum RD-BK des anfNB und Informationen zur Erstellung des Bilanzkreisfahrplans des BKV des LF sind nicht in allen Fällen in diesen Informationsaustauschen vollständig enthalten.</p>			

	<p>Auch wenn es mehr als einen anfnB gegenüber einer Anlage oder mehrere BKV des LF zu einer SR gibt oder die Anlage im Duldungsfall ist, kann die Kommunikation nicht vollständig wie in der Festlegung beschrieben erfolgen.</p> <p>Wie wird mit solchen SR umgegangen?</p> <p>Hinweis: Anlagen, die Planungsdaten gemäß SO GL übermitteln und die über die ÜNBs zur Umsetzung von RD-Maßnahmen angewiesen werden, bekommen zeitgleich mit der Abrufinformation die Information bzgl. der Höhe des bilanziellen Ausgleichs übermittelt. Der bilanzielle Ausgleich ist immer eine Fahrplanlieferung zwischen BKV des ÜNB und BKV des Lieferanten. Diese Anlagen müssen und können gemäß Datenlieferverpflichtung der BK6-20-059 ins Planwertmodell.</p>
<p>Lösung</p>	<p>Übergangslösung für den 01.10.2021:</p> <p>Der erforderliche Informationsaustausch zur uneingeschränkten Umsetzung des Planwertmodells ist bis 01.10.2021 nicht umsetzbar und wird im Zeithorizont bis zum 01.10.2022 über die Ziellösung angestrebt.</p> <p>Bis dahin ergeben sich nachfolgende Anpassungen des Prognosemodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für SR im Prognosemodell können auch Planungsdaten vom EIV (freiwillig) gemeldet werden, z. B. zur Abwicklung von Regelenergie und wärmegebundenem Redispatchpotenzial. Der bilanzielle Ausgleich wird ex-post bestimmt. • Soweit kontinuierlich (korrekte) Planungsdaten gemeldet werden, die für die Auswahlentscheidung der Netzbetreiber relevant sind (z.B. wärmegeführtes Redispatch-Vermögen, Selbstverbrauch von EE- oder KWK-Strom, bezuschlagte Regelleistungsscheiben), sind diese bei der Planung und dem Abruf von Redispatch-Maßnahmen im Einklang mit den rechtlichen Vorgaben anzuwenden. Die entsprechenden Vor- oder Nachrangregelungen ergeben sich nicht aus der Festlegung BK6-20-059 oder BK6-20-061, sondern direkt aus nationalem oder europäischem Gesetz. • Für SR mit nicht-fluktuierender Erzeugung, die Planungsdaten im Prognosemodell liefern, darf übergangsweise auch hier die Spitzabrechnung angewendet werden. Die Planungsdaten sind dann bei der Bestimmung der Ausfallarbeit zugrunde zu legen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass die Planungsdaten korrekt sind. Insofern gelten die gleichen Anforderungen an die freiwillig zu liefernden Planungsdaten wie für zu liefernde Planungsdaten im Planwertmodell. Weisen die gelieferten Planungsdaten Fehler auf, ist eine Anwendung der Übergangslösung nicht möglich. Die Pflicht der Datenlieferung im Prognosemodell bleibt von dieser freiwilligen Planungsdatenlieferung unberührt. • Die betroffenen NB müssen über die zusätzliche Planungsdatenlieferung informiert sein.

	<p>Hinweis: In den XML-Datenformaten zum Redispatch 2.0 wird über eine Fehlerkorrektur eine Kennzeichnung dieser Übergangslösung ergänzt. Diese erfolgt in dem Stammdatenformat unter dem Element Bilanzierungsmodell über den zeitlich befristeten Code Z03 „Prognose mit Planungsdatenlieferung“. Damit eine SR an der Übergangslösung teilnimmt, muss der EIV den Zeitpunkt, ab dem dies der Fall ist, unter Nutzung des neuen Codes Z03 in dem Element Bilanzierungsmodell per Stammdatenmeldung bekannt geben. Am Ende der Übergangslösung bzw. bei Ablösung durch die Ziellösung muss der EIV eine Aktualisierung der Stammdaten übermitteln, um für die betroffene SR anzugeben, ob sie im Planwertmodell (Z01) oder im Prognosemodell (Z02) ist.</p> <p>Ziellösung:</p> <p>Weiterentwicklung der Redispatch 2.0-Prozesse, sodass die Kommunikation mit dem BKV des LF zur Abstimmung des bilanziellen Ausgleichs standardisiert funktioniert.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_012				
Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell, Übermittlung Planungsdaten für SR im Prognosemodell oder für CR				
Ändert sich bei einem Abruf das RDV in Gegenrichtung?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	Festlegung BK6-20-059, Anlage 2: Kommunikationsprozesse Redispatch, Kapitel 2, Use Case 2.5 Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell Anwendungshilfe Detailprozesse für die Netzbetreiberkoordination im Redispatch 2.0, Use Case 2.1 Übermittlung Planungsdaten für SR im Prognosemodell oder für CR			
Frage / Regelungslücke	Wie wirkt sich ein Abruf auf die Planungsdaten PROD, RDA und RDV aus, die ein NB bzw. EIV gemäß Use Case „Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell“ oder „Übermittlung Planungsdaten für SR im Prognosemodell oder für CR“ aktualisieren muss?			
Lösung	Es ändern sich die Werte für PROD, RDA und RDV: <ul style="list-style-type: none"> • Für RDA wird der Wert aus dem Abruf entsprechend übernommen. • Für PROD erfolgt eine entsprechende Anpassung um RDA. • Die beiden RDV-Scheiben ändern sich entsprechend der Verschiebung von PROD. Für die SR bleibt die Summe der beiden RDV-Scheiben dabei gleich. 			

	Allerdings darf keine weitere Nutzung des Redispatchvermögens erfolgen, die dem Ab-ruf gegenläuft.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_013			
Übermittlung von initialen Stammdaten, Übermittlung von angereicherten Stammdaten			
<p>1. Wie kann ein ANB "angereicherte Stammdaten" für SR an betroffene NB übermitteln, wenn er keine initialen Stammdaten erhalten hat?</p> <p>2. Wie kann auch ohne initiale Stammdatenmeldung das (vereinfachte) Spitzabrechnungsverfahren zum 1.10.2021 ermöglicht werden?</p>			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas
			<input type="checkbox"/>
Quelle	Festlegung BK6-20-059, Anlage 2 <ul style="list-style-type: none"> • Use-Case 2.1: Übermittlung von initialen Stammdaten • Use-Case 2.2: Übermittlung von angereicherten Stammdaten Festlegung BK6-20-060 <ul style="list-style-type: none"> • Tenorziffer 2 		
Frage / Rege-lungslü-cke	<p>Die Anlage 2 zur BNetzA-Festlegung BK6-20-059 sieht im UC 2.2: „Übermittlung von an-gereicherten Stammdaten“ als Vorbedingung vor: „Dem ANB liegen die initialen Stamm-daten vor“. Diese "Übermittlung von initialen Stammdaten" erfolgt gemäß UC 2.1</p> <p>Die Tenorziffer 2 zur BNetzA-Festlegung BK6-20-060 „verpflichtet Anschlussnetzbetrei-ber, alle betroffenen Netzbetreiber über die unmittelbar oder mittelbar an ihr Netz an-geschlossenen Cluster und steuerbare Ressourcen zu informieren. Dies kann nur erfol-gen, wenn zuvor der Stammdatenaustausch zu SR (gemäß UC 2.1 und UC 2.2) erfolgt ist.</p> <p>1. Wie kann ein ANB über UC 2.2 Stammdaten für SR an betroffene NB übermitteln, wenn er keine initialen Stammdaten gemäß UC 2.1 erhalten hat? Wie erfüllen die ANB die Pflicht aus der Tenorziffer, wenn die initiale Stammdaten-Meldung nicht er-folgt ist, z.B. weil es keinen gemeldeten/aktiven EIV für die SR gibt?</p> <p>2. Wie kann auch ohne initiale Stammdatenmeldung das (vereinfachte) Spitzabrech-nungsverfahren zum 1.10.2021 ermöglicht werden?</p>		
Lösung	<p>Zu Frage 1:</p> <p>Wenn es dem EIV möglich ist, initiale Stammdaten über die standardisierten Prozesse und Datenformate zu übermitteln, werden die festgelegten Prozesse für die initialen Stammdaten standardmäßig übermittelt.</p> <p>Sonst gilt:</p>		

Die XML-Formate für RD2.0 werden ohne Anpassung der Prozesse bzw. Prozessvoraussetzungen geändert, damit der UC 2.2 durchlaufen werden kann, ohne dass zuvor der UC 2.1 durchlaufen wurde.

Vorbedingungen:

1. Der ANB hat gemäß "Redispatch-Einführungsszenario" die Zuordnung der TR zur SR sowie deren ID an den AB/EIV und auf Anfrage auch dem LF übergeben¹ und dem EIV mindestens 10 Werktage Zeit für die "Initiale Stammdatenmeldung" gemäß UC 2.1 gegeben.
2. Der ANB sollte nach Möglichkeit den AB/EIV oder den LF daran erinnern, "initiale Stammdaten" gemäß UC 2.1 zu senden, bevor ANB-eigene Stammdaten übermittelt.
3. Die Stammdaten-Meldung des ANB gemäß UC 2.2 beinhaltet in diesen Fällen ausschließlich der angereicherten Stammdaten.
4. Die SR werden dem Prognosemodell und Duldungsfall zugeordnet.

Auf Grund der dargestellten unvollständigen und somit teilweise ungesicherten Datenlage während der Übergangszeit, kann die Maßnahmendimensionierung und -auswahl durch den NB nur nach bestem Wissen und Gewissen erfolgen. Auf Grund der Datenlage für den NB unsicher erscheinende RD-Potentiale können im Zeitraum der Übergangslösung durch den NB nachgelagert genutzt und an andere NB weitergegeben werden.

Übergang in den Regelprozess:

Eine Meldung der Stammdaten durch den EIV muss gemäß UC 2.3 "Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend" erfolgen.

Hinweis: In den ab dem 01.04.2022 anzuwendenden Datenformaten enden die Formatausprägungen, die von der Fehlerkorrektur zur Ermöglichung dieser Umsetzungsfrage betroffen sind, und alle betroffenen Elemente werden wieder Pflichtfelder. D.h. die initialen Stammdaten müssen vom EIV vor dem 01.04.2022 geliefert werden.

Zu Frage 2:

Wenn der AB das Abrechnungsmodell bis zum 30.06.2021 gemäß BNetzA-Festlegung benannt hat und der BTR bis zum 24.09. dem ANB (durch TR-ID und die BTR-MP-ID) bekannt gemacht wurde, können neben dem Pauschalabrechnungsverfahren auch andere

¹ 1. Mit XLS-Template gemäß Einführungsszenario

2. Zertifizierte E-Mail oder andere geeignete Kommunikation (Versand muss nachweisbar sein)

	Abrechnungsmodelle in den Stammdaten eingetragen werden. Es wird dann das bis zum 30.06.2021 gewählte Abrechnungsmodell eingegeben.
Status	Konsens: BDEW, BEE, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_017			
Redispatch 2.0 Stammdatenprozesse			
Stammdatenmeldung von Notstromaggregaten zur betrieblichen Eigenversorgung			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-061, Beschluss, Seite 10 BK6-20-059, Anlage 2, 2.1 Use-Case: Übermittlung von initialen Stammdaten, 2.2 Use-Case: Übermittlung von angereicherten Stammdaten, 2.3 Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend, 2.4 Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend		
Frage / Regelungslücke	<p>Im BNetzA Beschluss BK6-20-061 wird darauf hingewiesen, dass auch Notstromaggregate Stammdaten im Rahmen von RD 2.0 zu übermitteln haben (vgl. BK6-20-061, S. 10).</p> <p>„Anlagen, die ausschließlich für die Absicherung der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung genutzt werden (Notstromaggregate), müssen lediglich Stammdaten übermitteln. Denn sie kommen in der Regel für Redispatch-Maßnahmen nicht in Frage. Notstromaggregate sind Erzeugungsanlagen oder Stromspeicher, die ausschließlich dazu genutzt werden, die Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung zu sichern. Wird die Anlage dagegen auch für marktliche Zwecke genutzt (z. B. für die Erbringung von Regelleistung, als Absicherung gegen Preisspitzen oder zur Verringerung von Leistungsspitzen), handelt es sich nicht mehr um ein Notstromaggregat in diesem Sinne, so dass die Festlegung vollständig Anwendung findet.“</p> <p>Welche Ressourcen ID soll für diese Notstromaggregate (rein zur betrieblichen Eigenversorgung) vergeben werden?</p> <p>Wie sind die Stammdaten für diese Notstromaggregate (rein zur betrieblichen Eigenversorgung) zu übermitteln?</p>		
Lösung	Wenn Anlagen, die ausschließlich für die Absicherung der Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung genutzt werden (Notstromaggregate), vom ANB eine TR-ID und eine SR-ID erhalten haben,		

	dann sind diese Stammdaten gemäß BK6-20-059 zu übermitteln. Ausnahmen sind nur mit ausdrücklicher Zustimmung des ANB möglich.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

3 Umsetzungsfragen zur Festlegung BK6-20-061

Redispatch_007				
Übermittlung von Echtzeitdaten via DP				
Können Echtzeitdaten über den DP zwischen EIV(AB) und ANB ausgetauscht werden?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-061, Beschluss Kapitel 3.2.1.1. Adressat der Übermittlungsverpflichtung und Verantwortlichkeiten BK6-20-061, Anlage zum Beschluss - 4. Echtzeitdaten			
Frage/Regelungslücke	Gemäß Beschluss der Festlegung BK6-20-061 (Seite 11 Absatz 1) gilt: „Bedient sich der Anschlussnetzbetreiber für den Empfang der Daten der Marktrolle eines Data Providers (vgl. auch hierzu Beschluss BK6-20-059), hat der Anlagenbetreiber mit ordnungsgemäßer Übermittlung an den Data Provider seine Verpflichtungen erfüllt.“ Gemäß Festlegung BK6-20-061, Anlage 1, umfassen diese Daten auch Echtzeitdaten. Können damit auch Echtzeitdaten über den DP zwischen EIV(AB) und ANB über den DP ausgetauscht werden?			
Lösung	Echtzeitdaten oder weitere Daten aus Anlage 1, die nicht in den derzeit festgelegten Datenformaten übermittelt werden, werden weiterhin auf den bilateral abgestimmten Wegen zwischen Anlagenbetreiber (oder seinen Beauftragten) und ANB ausgetauscht.			
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU			

4 Änderungshistorie

Version	Datum	Änderungsbeschreibung
V.1.0	03.05.2021	Erstveröffentlichung BDEW Redispatch_001, Redispatch_002
V.1.1	30.06.2021	Erste Verbände-Veröffentlichung (BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU) Redispatch_001: Ergänzung SD-Schritt 3, Präzisierung des Prozessziels, der Prozessbeschreibung und der Nachbedingung im Erfolgsfall, Präzisierung der Pfeilspitzen im SD Redispatch_002: Präzisierung der Pfeilspitzen im SD, Präzisierung der Use-Case-Beschreibung Redispatch_003, Redispatch_004, Redispatch_005, Redispatch_006, Redispatch_007: neu ergänzt
V.1.2	20.07.2021	Redispatch_008, Redispatch_009, Redispatch_010: neu ergänzt
V.1.3	04.08.2021	Redispatch_011: neu ergänzt
V.1.4	18.08.2021	Redispatch_012: neu ergänzt
V 1.5	16.09.2021	Redispatch_013: neu ergänzt
V 1.6	13.12.2021	Redispatch_014, Redispatch_016: neu ergänzt
V 1.7	03.01.2022	Redispatch_017: neu ergänzt
V 1.8	01.02.2022	Redispatch_018: neu ergänzt