

Anwendungshilfe

Umsetzungsfragenkatalog zum Redispatch 2.0

Version: 1.22

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“	7
2.3	Anlage 2 „Kommunikationsprozesse Redispatch“	37
2.4	Anlage 3 „Änderung der Anlage 1 der MaBiS“	63
3	Umsetzungsfragen zur Festlegung BK6-20-061	70
4	Änderungshistorie	73

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 Redispatch-Regime 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. Die BNetzA erhält vor Veröffentlichung die Möglichkeit, die Umsetzungsfragen zu sichten. 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> <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.</p>			

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.

Lösung zu b)

Für Variante 1:

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><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


Redispatch_029			
Bilanzieller Ausgleich der Ausfallarbeit			
Wie kann der bilanzielle Ausgleich durchgeführt werden, wenn Abstimmung der Ausfallarbeit aufgrund eines fehlenden BTR nicht stattfinden kann?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	<ul style="list-style-type: none"> Beschluss BK6-20-059, S. 49 BK6-20-059, Anlage 2, Kapitel 2.1 Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell BK6-20-059, Anlage 3 		
Frage / Regelungslücke	<p>Lt. Beschluss BK6-20-059 auf Seite 49 der BNetzA wird eine Ausfallarbeit nur relevant für die Bilanzierung und Abrechnung, wenn die vom NB ermittelte Ausfallarbeit an den BTR versendet wurde und diese zwischen BTR und NB abgestimmt wurde oder der BTR die Frist zur Rückmeldung hat verstreichen lassen.</p> <p>Die so abgestimmte Ausfallarbeit kann anschließend in die Abrechnung ggü. dem Anlagenbetreiber und in die Aggregation lt. BK6-20-059 Anlage 3 einfließen.</p> <p>Wie soll mit Ausfallarbeit in der Abrechnung und Bilanzierung umgegangen werden, wenn dem NB an der TR kein BTR bekannt ist, mit dem er die Abstimmung gem. UC „2.1 Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell“ durchführen kann?</p>		

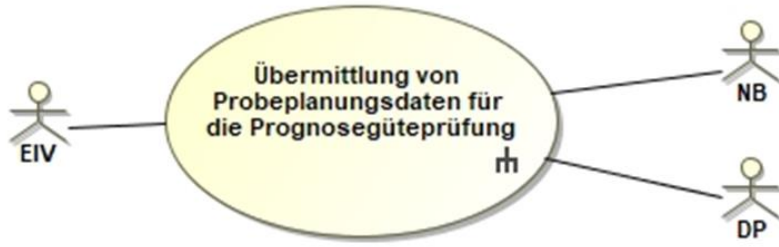
Lösung	<p>Gibt es für eine TR keinen BTR, so kann die ermittelte Ausfallarbeit des NB zwar nicht im Vorhinein abgestimmt werden, jedoch fließen diese Mengen in die Abrechnung und Bilanzierung ein.</p> <p>Nachträglich können durch bilaterale Abstimmungen zwischen NB und BTR/AB Korrekturen der Ausfallarbeit durchgeführt werden, welche dann wiederum in die Abrechnung und Bilanzierung zu übernehmen sind.</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 Übermittlung von Planungsdaten zur Beurteilung der Prognosegüte als Voraussetzung genannt und beschrieben. Ein Prozess mit entsprechendem Use-Case hierzu existiert nicht.</p>
Lösung	Die Übermittlung der Probeplanungsdaten erfolgt gemäß nachfolgendem Use-Case.


UC: Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung

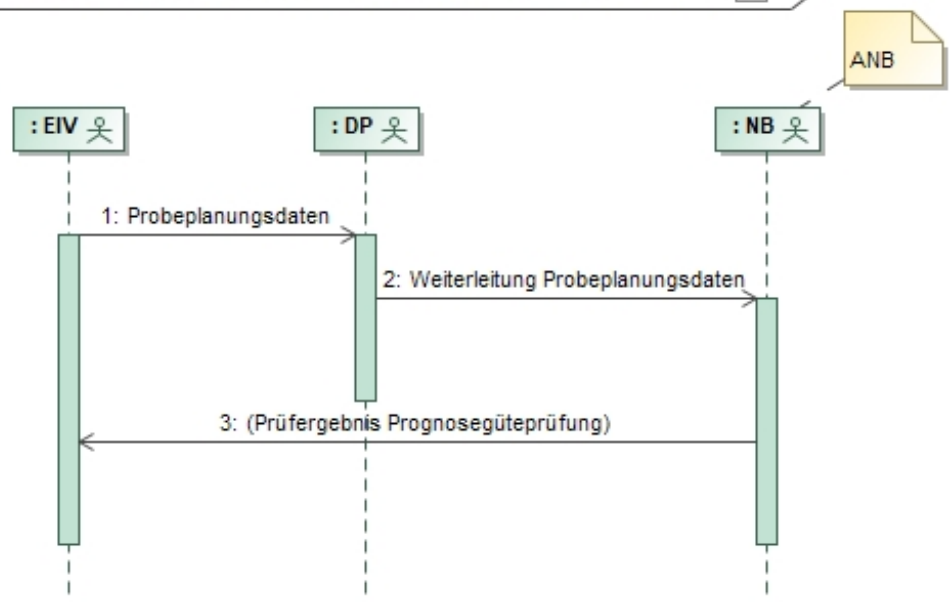
use case Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung []




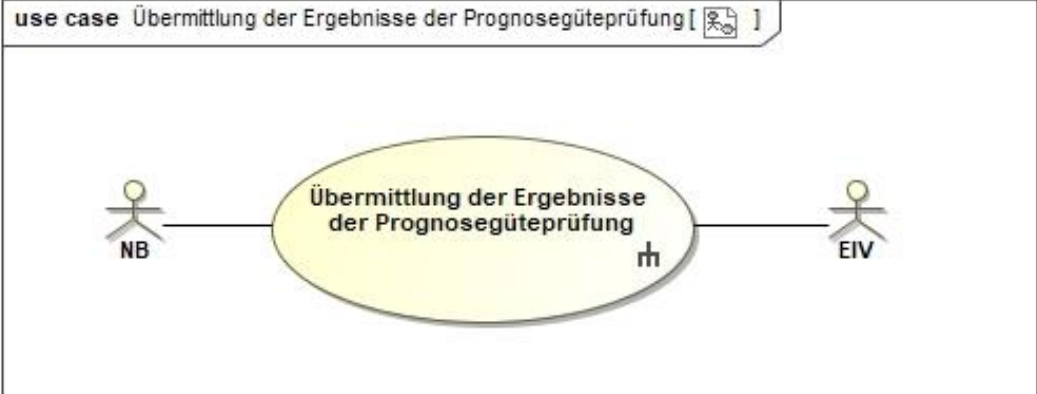
Use-Case-Name	Übermittlung von Probeplanungsdaten für die Prognosegüteprüfung
Prozessziel	Der EIV hat die Ergebnisse aus der Prognosegüteprüfung auf Basis der von ihm versandten Probeplanungsdaten der SR erhalten.
Prozessbeschreibung	Der EIV sendet Probeplanungsdaten für eine SR an den DP. Dieser leitet 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 []

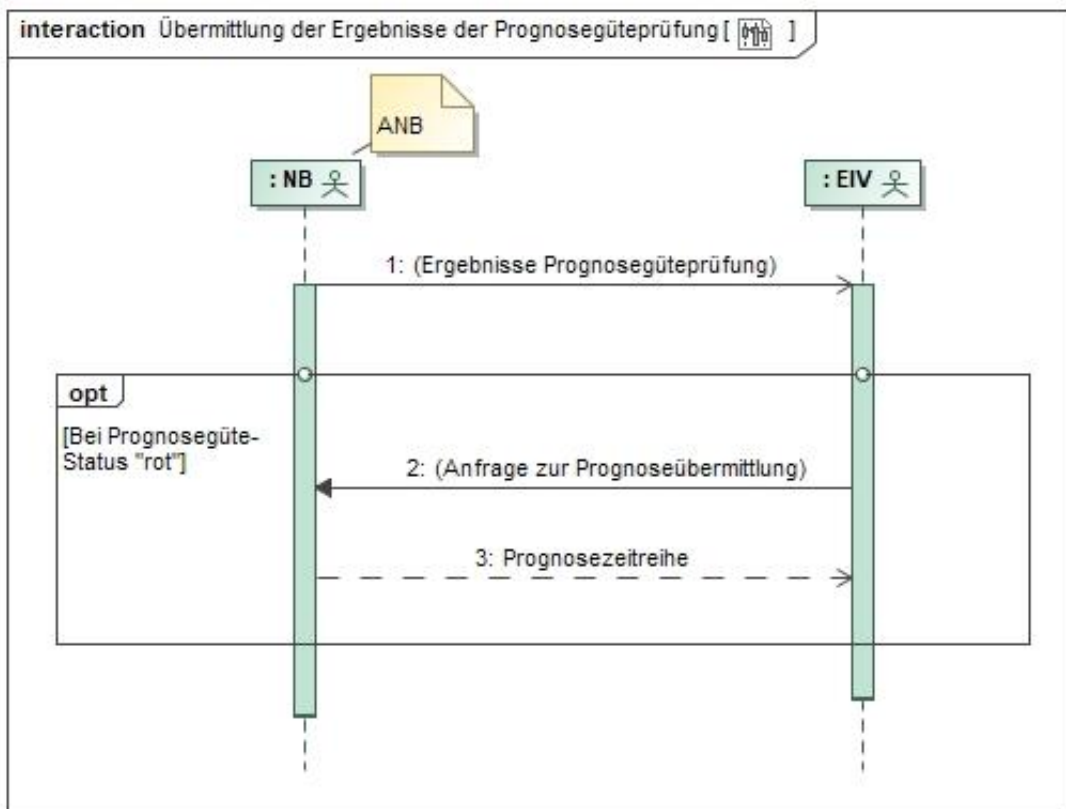


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Probepplanungsdaten	Initiale tägliche Übermittlung bis D-2 14:30 Uhr sowie Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D-1 14:30 Uhr (bei mindestens Änderung von ≥ 10 MW oder $\geq 10\%$ in Bezug auf die installierte Leistung einer SR). Die Übermittlung erfolgt 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 (Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen) 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 Viertel-</i></p>

	<p><i>stunden 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 (Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen) bei der Bestimmung der Ausfallarbeit in der Pauschalabrechnung berücksichtigt werden.</p>
<p>Lösung</p>	<p>Die Berücksichtigung von Einspeiseeinschränkungen im Prognosemodell bei der Bestimmung der Ausfallarbeit/ des bilanziellen Ausgleichs im Pauschalabrechnungsverfahren erfolgt sinngemäß entsprechend dem beschriebenen Vorgehen in der Spitzabrechnung.</p> <p>Der nachfolgenden Lösung unterliegt die Annahme, dass es sich bei der fehlenden Erwähnung der Einspeiseeinschränkungen in der Pauschalabrechnung um ein Versäumnis handelt und die Meldungen dieser auch in der Pauschalabrechnung zu berücksichtigen sind. Infolgedessen werden die Meldungen von Einspeiseeinschränkungen einheitlich in allen Abrechnungsvarianten bei der Bestimmung der Ausfallarbeit herangezogen.</p> <p>Für die Ermittlung der relevanten Ausfallarbeit bei einer redispatchbedingten Leistungsreduzierung in der Pauschalabrechnung folgt:</p> <ul style="list-style-type: none"> • als PO wird grundsätzlich der Leistungswert der letzten Viertelstunde vor der Redispatchmaßnahme herangezogen. In Fällen von Leistungsbeschränkungen für diesen Zeitraum ist auf das davor nächstgelegene Viertelstundenintervall abzustellen, in welchem weder marktbedingte Anpassungen noch Nichtbeanspruchbarkeiten die Leistungserzeugung beeinflusst haben. • wird für den Zeitraum der Redispatchmaßnahme eine Einspeiseeinschränkung übermittelt, so ist diese Einschränkung bei der Bestimmung der Ausfallarbeit zu berücksichtigen. • Für alle Energieträger außer Solar werden Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen dahingehend berücksichtigt, dass der zur Referenz ange-

	<p>setzte Leistungswert, der für die Ermittlung der Ausfallarbeit für die Viertelstunde i als theoretische Leistung ohne Redispatchmaßnahme angenommen wird, sich aus dem kleinsten Wert aus P_0, oder dem durch die marktbedingte Anpassung vorgegebenen Leistungswert $P_{mbA,i}$ oder aus der beanspruchbaren Leistung Produktion $P_{bean,i}^1$, die sich durch die Subtraktion der Nichtbeanspruchbarkeit von der installierten Leistung der Anlage ergibt, bildet. Analog wird dies für den Energieträger Solar gehandhabt. Als theoretische Leistung wird hierbei auf den geringsten Wert in der Viertelstunde i abgestellt, der sich aus der mit dem vorgegebenen Anlagefaktor multiplizierten installierten Leistung der Anlage ergibt oder aus den bereits zuvor beschriebenen $P_{mbA,i}$ oder $P_{bean,i}$.</p> <p>Die neuen Formeln zur Berechnung der Ausfallarbeit im Pauschalverfahren unter Berücksichtigung von marktbedingten Anpassungen und Nichtbeanspruchbarkeiten ergeben sich zu:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ $W_{A,i} = \max\left\{0; \left(\min(P_0; P_{mbA,i}; P_{bean,i}) - P_{lim,i}\right) * \frac{1}{4}h\right\}$ (außer Solar) ○ $W_{A,i} = \max\left\{0; \left(\min(AF * P_{inst}; P_{mbA,i}; P_{bean,i}) - P_{lim,i}\right) * \frac{1}{4}h\right\}$ (für Solar)
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	<p>Festlegung BK6-20-059, Anlage 2: Kommunikationsprozesse Redispatch, Kapitel 2, Use Case 2.5 Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell</p> <p>Anwendungshilfe Detailprozesse für die Netzbetreiberkoordination im Redispatch 2.0, Use Case 2.1 Übermittlung Planungsdaten für SR im Prognosemodell oder für CR</p>			

¹ Entspricht der Definition von P_{max} (ohne Berücksichtigung der Dargebotssituation) aus der Festlegung BK6-20-061

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	<p>Es ändern sich die Werte für PROD, RDA und RDV:</p> <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. <p>Allerdings darf keine weitere Nutzung des Redispatchvermögens erfolgen, die dem Abruf gegenläuft.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_013				
Übermittlung von initialen Stammdaten, Übermittlung von angereicherten Stammdaten				
Wie kann ein ANB "angereicherte Stammdaten" für SR an betroffene NB übermitteln, wenn er keine initialen Stammdaten erhalten hat?				
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/ Regelungslücke	<p>Die Anlage 2 zur BNetzA-Festlegung BK6-20-059 sieht im UC 2.2: „Übermittlung von angereicherten Stammdaten“ als Vorbedingung vor: „Dem ANB liegen die initialen Stammdaten vor“. Diese "Übermittlung von initialen Stammdaten" erfolgt gemäß UC 2.1.</p> <p>Die Tenorziffer 2 zur BNetzA-Festlegung BK6-20-060 „verpflichtet Anschlussnetzbetreiber, alle betroffenen Netzbetreiber über die unmittelbar oder mittelbar an ihr Netz angeschlossenen Cluster und steuerbare Ressourcen zu informieren. Dies kann nur erfolgen, wenn zuvor der Stammdatenaustausch zu SR (gemäß UC 2.1 und UC 2.2) erfolgt ist.</p>			

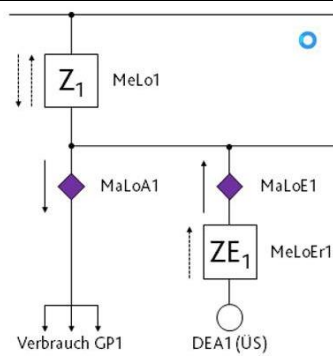
	<p>Wie kann ein ANB über UC 2.2 Stammdaten für SR an betroffene NB übermitteln, wenn er keine initialen Stammdaten gemäß UC 2.1 erhalten hat? Wie erfüllen die ANB die Pflicht aus der Tenorziffer, wenn die initiale Stammdaten-Meldung nicht erfolgt ist, z.B. weil es keinen gemeldeten/aktiven EIV für die SR gibt?</p>
<p>Lösung</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> <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.</p> <p>Diejenigen TR, die in einer initialen Stammdatenmeldung eines EIV bereits als SR an den DP gemeldet worden sind, können nicht im Rahmen dieser Umsetzungsfrage Redispatch_13 vom ANB in eine SR integriert werden.</p> <p>Vorbedingungen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 übergeben² und dem EIV mindestens 10 Werkzeuge 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 werden. 3. Die Stammdaten-Meldung des ANB gemäß UC 2.2 beinhaltet in diesen Fällen ausschließlich die angereicherten Stammdaten. Es wird kein EIV benannt – das Feld muss entsprechend leer bleiben. 4. Die SR werden dem Prognosemodell und Duldungsfall zugeordnet. <p>Der ANB informiert bilateral und unverzüglich den LF und AB, und sofern bekannt den EIV, für welche Technischen Ressourcen (inkl. Angabe der TR-ID) eine Stammdatenanreicherung stattgefunden hat.</p> <p>Auf Grund der dargestellten unvollständigen und somit teilweise ungesicherten Datenlage (u.a. keine zwischen EIV und ANB abgestimmten Stammdaten, fehlende Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen) während der Geltungsdauer dieser Umsetzungsfrage, kann die Maßnahmendimensionierung und -auswahl</p>

² 1. Mit XLS-Template gemäß Einführungsszenario

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

	<p>durch den NB nur nach bestem Wissen und Gewissen erfolgen. SR, welche nach Umsetzungsfrage Redispatch_13 gebildet werden, können daher im Ermessen des NB auch nachgelagert genutzt werden.</p> <p>Übergang in den Regelprozess:</p> <p>Eine Meldung der Stammdaten durch den EIV muss gemäß UC 2.1 "Übermittlung von initialen Stammdaten" erfolgen. Daraufhin ist die initiale Stammdatenmeldung des EIVs vom ANB gemäß UC 2.2 (oder UC 2.4) anzureichern.</p> <p>Hinweis: In den ab dem 01.04.2025 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 01.04.2025 geliefert werden.</p>
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	<p>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}.</p> <p>Beispiel:</p>			



Installierte Leistung: 200 kW

Planwert Erzeugung ZE_1 : 180 kW (Meldung als PROD)

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

resultierender Planwert Einspeisung Z_1 : 120 kW

Die Notwendigkeit einer Maßnahme wird festgestellt. Z_1 soll auf Null gesenkt werden. (Solleinspeisung an Z_1 0 kW, Sollerzeugung an ZE_1 60kW aufgrund von Eigenverbrauch)

Es gilt für die Ausfallarbeitsberechnung im Pauschalverfahren $W_A = \max(0; (P_0 - P_{lim}) * 1/4h)$, P_0 sei hierbei 120 kW erfasst durch Z_1 .

Im Duldungsfall gilt: $P_{lim} = P_{ist}$, P_{ist} von $Z_1=0$ 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 ZE_1).

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 ($60 \text{ kW} - 60 \text{ kW} = 0 \text{ kW}$)? Oder
3. ist für den Wert P_0 (gemessener Leistungsmittelwert) nicht der Wert an Einspeisemesszähler Z_1 (120 kW) sondern vom Erzeugungsmesszähler ZE_1 (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 Pist und Pmax 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> $W_{A,i} = \max \left\{ 0; (P_0 - P_{lim,i}) * \frac{1}{4} h \right\} \text{ außer für Solar}$		

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

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:

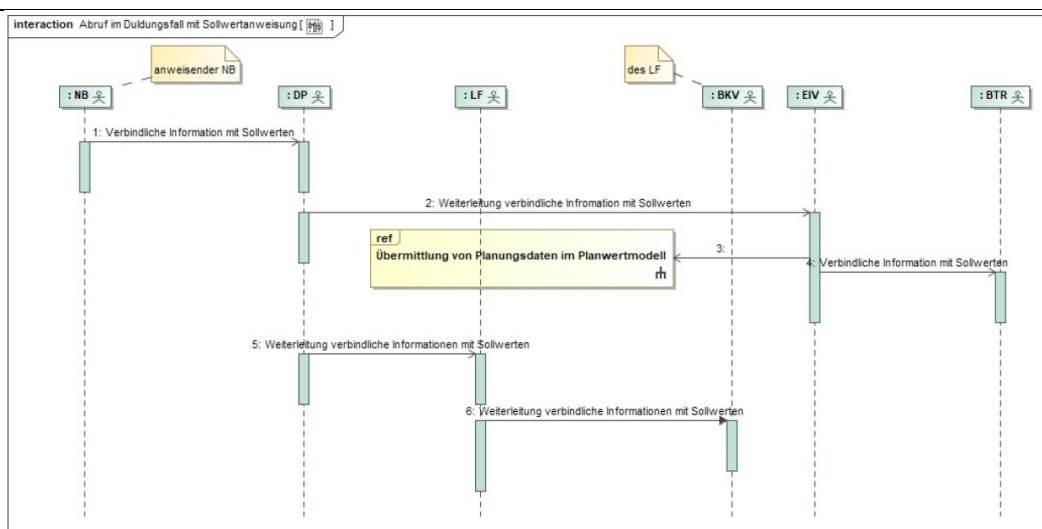
$$W_{A,i} = \max\left\{0; \left((AF * P_{inst}) - P_{lim,i}\right) * \frac{1}{4}h\right\}$$

Ergebnis

$$W_{A,i} = \max(0; (52,14 \text{ kW} - 0 \text{ kW}) * 1/4h)$$

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

Redispatch_023				
Status der Abruf-Weiterleitungen beim Data Provider				
Wie wird der ursprüngliche Sender eines Abrufs über das Ergebnis der Weiterleitung informiert?				
Sparte	Sparte	Sparte	Sparte	Sparte
Quelle	<p>Die Abrufprozesse sind in der Anlage 2 der Redispatch-Festlegung BK6-20-059 beschrieben:</p> <p>3.1 Use-Case: Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung</p> <p>3.2 Use-Case: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung</p>			



Empfangsbestätigungen (ACK) sind weder in der Festlegung noch an anderer Stelle beschrieben. Diese sind aus technischen Gründen aber erforderlich und ein entsprechendes Format dafür wurde bereits erstellt. Ein ACK sendet jeweils der Empfänger einer Nachricht an den Absender der Nachricht. Erst mit Erhalt des (positiven) ACK kann der Sender einer Nachricht sicher davon ausgehen, dass seine Nachricht den Empfänger erreicht hat und auch verarbeitet werden konnte.

Ein ACK wird immer in der 1:1-Beziehung verwendet. Jeder Empfänger einer Nachricht sendet also jeweils nach Erhalt der Nachricht ein ACK, welches sich eindeutig auf die erhaltene Nachricht bezieht, an den Absender zurück. Zu einer Nachricht gibt es genau ein eindeutiges ACK, weitere nachträgliche oder zusätzliche ACK-Rückmeldungen zur selben Nachricht sind nicht vorgesehen. Das ACK kann positiv („accepted“) oder negativ („rejected“) sein. Sowohl bei einem positivem als auch bei einem negativen ACK kann der Sender davon ausgehen, dass seine Nachricht den Empfänger erreicht hat (d.h. die Kommunikationskanäle zum Nachrichtenaustausch funktionieren). Bei einem negativen ACK gibt der Empfänger allerdings die Rückmeldung, dass er das Dokument ablehnt (z.B. weil die Inhalte nicht verarbeitet werden können). Erhält der Sender kein ACK auf seine Nachricht, muss er davon ausgehen, dass die Nachricht den Empfänger nicht erreicht hat oder in den internen Systemen des Empfängers nicht korrekt weiterverarbeitet wurde.

Insbesondere bei zeitkritischen Abrufen ist es für den Absender wichtig, zeitnah die Information zu bekommen, dass der Abruf den Empfänger erreicht hat und dass dieser im Aufforderungsfall den Abruf auch durchführen kann und wird. Ein direktes ACK vom DP an den NB in der jetzigen Prozessausgestaltung ohne die Information, ob der Erhalt (positiv) vom Endempfänger (EIV und/oder LF) bestätigt wurde, kann diese Information nicht liefern.

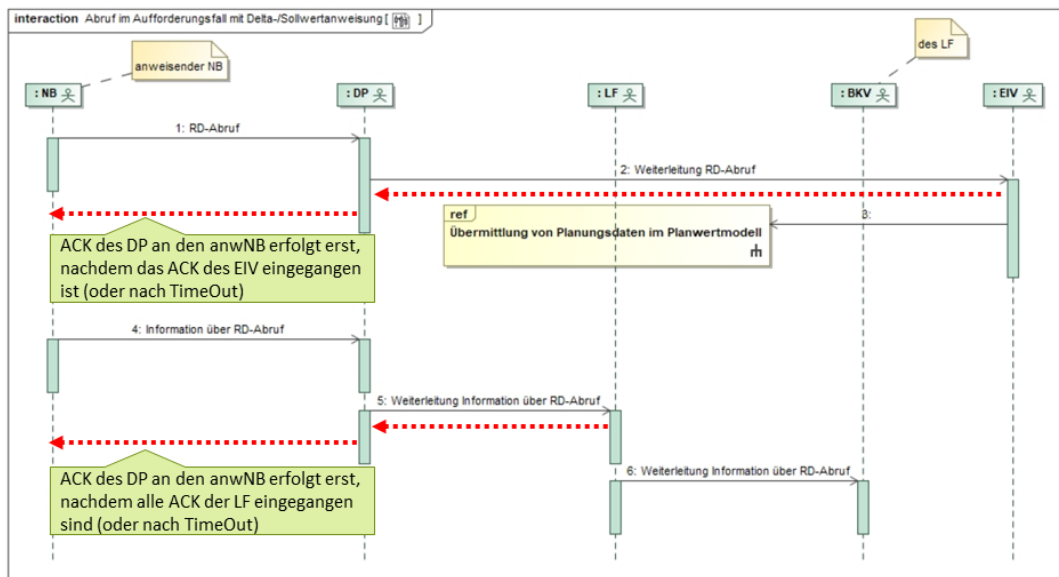
Bei zeitkritischen Prozessen (insbes. bei Abrufen und Abrufinformationen) steht für die ACK-Rückmeldung des Empfängers eine Frist zur Verfügung, die **Timeout** (bzw. Timeout-Zeitintervall) genannt wird.

Hinweis:

Bei Connect+ ist dieses **Timeout-Zeitintervall** aktuell auf **5 Minuten** festgelegt. Auch

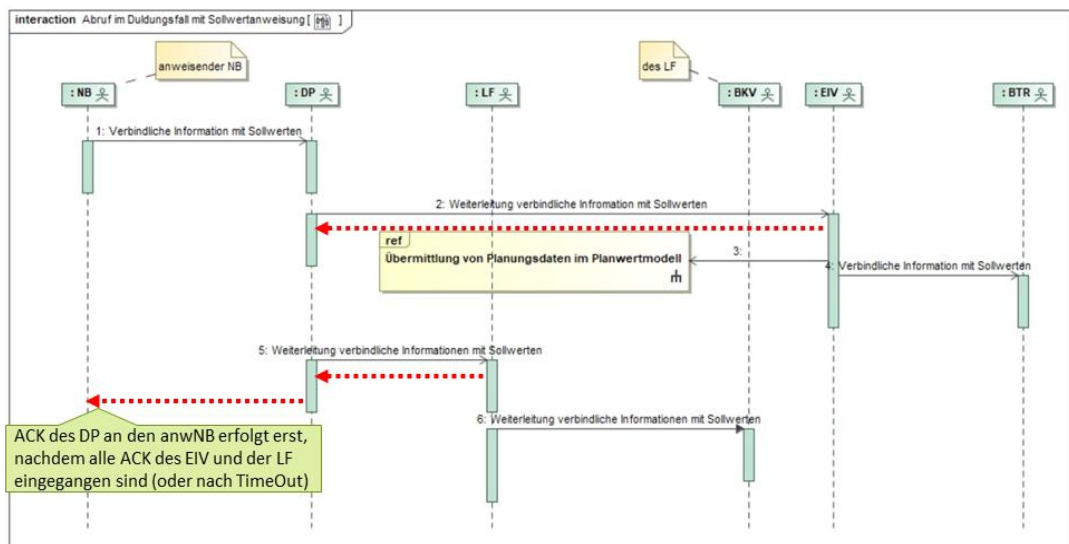
	<p>wenn die ab dem 01.10.2023 gültige ACK-Formatbeschreibung (FB) eine Frist von 3 Minuten für ACK-Rückmeldungen einführt, wird das Timeout-Zeitintervall vorerst unverändert bei 5 Minuten beibehalten, um mögliche Verzögerungen auf den Übertragungstrecken mit zu berücksichtigen und nicht unnötigerweise einen Timeout auszulösen. Erfolgt in diesem Zeitraum keine ACK-Rückmeldung durch die EIV/LF, wird automatisch ein negativer ACK an den anweisenden NB zurückgesendet.</p>
<p>Frage / Regelungslücke</p>	<p>Es gehört zu den Aufgaben des Data Providers, Nachrichten weiterzuleiten. Da ein ACK nur die Bestätigung des Nachrichteneingangs sowie der „Verarbeitbarkeit“ der Nachricht beim Data Provider ist, erhält der Absender keine Information über das Ergebnis der Weiterleitung. Wie kann der ursprüngliche Absender einer Nachricht über das Ergebnis der Weiterleitung(en) unterrichtet werden?</p>
<p>Lösung</p>	<p>ACK-Nutzung „Verzögerter ACK“: Bis zur Implementierung eines anderweitigen Prozesses wird das Freitextfeld im ACK für den Bericht über das Ergebnis der Weiterleitungen verwendet. Dazu verzögert der DP das Versenden des ACK an den Sender einer Nachricht so lange, bis alle Ergebnisse (ACKs der Endempfänger) der Weiterleitung(en) vorliegen. Die Verzögerung wird längstens bis zum Ablauf des Timeout durchgeführt. Dadurch wird sichergestellt, dass zeitkritische Prozesse bedient werden können. Im Freitextfeld des ACK wird vermerkt, welche der Weiterleitungsempfänger erfolgreich erreicht wurden und welche nicht erreicht wurden bzw. in das Timeout gelaufen sind. Dabei ist es wichtig, dass der ursprüngliche Absender der Nachricht (<i>hier der anweisende NB</i>) ein Timeout verwendet, der länger ist als das Timeout gegenüber den Endempfängern (<i>hier der Timeout des DP gegenüber den EIV/LF</i>). Die Übertragungszeit vom/zum DP und die Zeit für die Datenverarbeitung beim DP muss somit aufaddiert werden. Es sollte daher mind. 8 Minuten (5 Min. Timeout-Zeitintervall für EIV/LF und 3 Min. beim DP) betragen. Insbesondere bedeutet dies, dass in den in dieser UF beschriebenen Use-Cases (UC 3.1 und UC 3.2) das ACK des DP an den anwNB nicht zwingend innerhalb der in der ab 01.10.2023 gültigen ACK-Formatbeschreibung geforderten 3-Minuten Frist erfolgen kann.</p> <p>DP-Verhalten bei verzögerter ACK:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bestätigen alle Empfänger die Weiterleitung mit einem positiven ACK, sendet auch der DP ein positives ACK an den initialen Sender zurück. • Weist auch nur ein Empfänger das Dokument mit negativem ACK zurück oder kann das Dokument nicht an einen der Empfänger weitergeleitet werden, sendet der DP ein negatives ACK an den initialen Sender zurück. • Kommt es zu einem Timeout, sendet der DP unmittelbar nach dem Ablauf des Timeouts ein negatives ACK an den initialen Sender der Nachricht. • In allen Fällen vermerkt der DP im Freitext-Feld des ACK welche Empfänger positiv bestätigt haben und welche nicht erreicht wurden bzw. abgelehnt haben. <p>Timeout:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ein Timeout findet dann statt, wenn mindestens einer der Empfänger nicht innerhalb eines festgelegten Zeitintervalls seit Versand der Nachricht sein ACK an den DP zurückgesendet hat.

3.1 Use-Case: Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung



← ACK-Nachricht

3.2 Use-Case: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung



← ACK-Nachricht

Hinweis zur Lösung:

- Das verzögerte ACK bzw. ACR wird nur an den initialen Sender der Nachricht (anweisender NB) übermittelt. Im Falle einer negativen Rückmeldung hat also auch nur der anweisende NB die Information, dass die Nachricht ggf. bei einem der

	Empfänger angekommen ist, bei einem anderen jedoch nicht (z.B. wenn eine abgerufene SR mehrere TR mit unterschiedlichen LF enthält). Der anweisende Netzbetreiber muss nun die Entscheidung treffen, wie er mit dieser Information umgeht (z.B. im UC 3.2 bei dem „verbindliche Informationen mit Sollwerten“ übermittelt werden: Welche Konsequenz hat es für den Abruf, wenn die Information an manche LF zugestellt werden kann, an andere jedoch nicht?). Wurden im NKK Cluster gebildet, ist auch das bei der Entscheidung zu berücksichtigen.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_026			
Ermittlung des Vergleichszeitraums bei Solaranlagen			
Welcher Vergleichszeitraum wird verwendet, wenn am Vortag und an den weiteren Vortagen keine Viertelstunde existiert, die über 10% der installierten Leistung liegt?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3.2.3 Solaranlagen „Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Maßnahme (Gi) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen. Die Messanordnung (Ausrichtung des Strahlungsmessgerätes) und die Messung müssen im Vergleichszeitraum und während der Maßnahme unverändert bleiben. Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene Kalendertag vor der Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der Anlage stattgefunden hat. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt.“		
Frage / Regelungslücke	Welcher Vergleichszeitraum wird herangezogen, wenn am Vortag und an den weiteren Vortagen keine Viertelstunde existiert, wo die Einspeisung einer Solaranlage über 10% der installierten Leistung der TR liegt. Kann hier dann einfach ein Faktor für PVZ _{is} /GVZ vom Netzbetreiber festgelegt werden?		
Lösung	Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem eine Viertelstunde mit mehr als 10% Einspeisung stattgefunden hat.		
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU		

Redispatch_032			
Bestimmung der Ausfallarbeit			
Anwendung der 10% Regelung bei Windenergie-Anlagen			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 1 - Bilanzierungsmodelle und Bestimmung der Ausfallarbeit, Kapitel 3.2.2.1 Spitzabrechnung Windenergieanlagen		
Frage / Regelungslücke	<p>Wortlaut der Festlegung: „Zur Bestimmung von $P_{vor,ist}$ sind nur Messwerte heranzuziehen in denen uneingeschränkt eingespeist und der Leistungsmittelwert der Anlagen mindestens 10% der Nennleistung beträgt.“</p> <p>Hier ist unklar, ob sich der Leistungsmittelwert auf eine einzelne Anlage (die wie bestimmt werden müsste?) oder auf die Summe der Leistungsmittelwerte aller Anlagen zusammen (den gemessenen Wert am Messeinrichtung) im betrachteten Zeitintervall bezieht, wenn mehr als eine einzelne Anlage an einer gemeinsamen Messeinrichtung angeschlossen sind. Dabei wird davon ausgegangen, dass für alle Anlagen an einer gemeinsamen Messeinrichtung ein gemeinsamer, identischer Vergleichszeitraum je Maßnahme gewählt werden muss.</p>		
Lösung	<p>Das 10%-Kriterium bezieht sich auf die einzelne Technische Ressource (TR); die Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt somit auf TR-Ebene.</p> <p>Das 10%-Kriterium dient der Verhinderung von (unplausiblen) Korrekturfaktoren in Schwachwindphasen. In den Lastgangdaten wird der Vergleichszeitraum herangezogen, bis für jede einzelne TR die Bedingung erfüllt ist und ein Korrekturfaktor berechnet werden kann. Dabei erfolgt bei einer gemeinsamen Messung die Aufteilung gemäß EEG nach Referenzerträgen bzw. installierten Leistungen der WEA.</p> <p>Es gibt keine Notwendigkeit, den Vergleichszeitraum für alle TR zwingend gleich zu wählen. Aufgrund der klar geregelten Aufteilung des Summenlastgangs aller WEA (siehe Ziffer 1.)), können für jede WEA die einzelnen Kriterien geprüft und angewandt werden. Somit können sich unterschiedliche Vergleichszeiträume ergeben. Nichtbeanspruchbarkeiten führen dabei zu einer Verschiebung. Diese Zeiträume dürfen nicht für den Referenzzeitraum herangezogen werden.</p> <p>Beispielsweise bei Stillstand vor der Maßnahme und Inbetriebnahme während der Maßnahme ist der folgende Ausschnitt aus der Festlegung BK6-20-059, Anlage 1 zu berücksichtigen:</p> <p><i>„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>		

Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU
--------	---

Redispatch_033				
Bestimmung der Ausfallarbeit von Windenergieanlagen in der (vereinfachten) Spitzabrechnung				
Welche Viertelstunden werden für $P_{theo,vor}$ zur Bestimmung des Korrekturfaktors verwendet?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059 Anlage 1 - 3.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See			
Frage / Regelungslücke	<p>In der Formel zur Bestimmung der Ausfallarbeit in der (vereinfachten) Spitzabrechnung</p> $W_{A,i} = \max \left\{ 0; \left(\left(\frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}} * P_{theo,i} \right) - P_{lim,i} \right) * \frac{1}{4} h \right\}$ <p>gilt für den Term $P_{vor,ist}$ aus dem Korrekturfaktor $\frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}}$ die Definition:</p> <p><i>$P_{vor,ist}$: tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte und in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt, in kW.</i></p> <p>In der Beschreibung zu $P_{vor,theo}$ fehlt die letzte Bedingung einer Mindesteinspeisung von 10%:</p> <p><i>$P_{vor,theo}$: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW.</i></p> <p>Hierdurch wäre es möglich, dass unterschiedliche Viertelstunden für $P_{vor,ist}$ und $P_{vor,theo}$ für die Berechnung des Korrekturfaktors herangezogen werden.</p> <p>Handelt es sich um ein Versäumnis oder ist die Definition aus der Festlegung streng auszulegen und anzuwenden?</p>			
Lösung	<p>Bei der fehlenden Erwägung der Bedingung einer Mindesteinspeisung von 10% bei der Definition von $P_{vor,theo}$ handelt es sich um ein Versäumnis. Es müssen für $P_{vor,theo}$ und $P_{vor,ist}$ immer jeweils korrespondierende Viertelstunden für die Berechnung des Korrekturfaktors herangezogen werden.</p> <p>Die vollständige Definition von $P_{vor,theo}$ lautet daher:</p>			

	<i>P_{vor,theo}: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte und in denen der tatsächlich gemessene Leistungsmittelwert P_{vor,ist} mindestens 10 % der Nennleistung der Anlagen beträgt, in kW</i>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_037				
Ermittlung der theoretischen Leistung bei Solaranlagen				
Relevante theoretische Leistung für die Ermittlung der Ausfallarbeit bei Solaranlagen: Modulleistung / Wechselrichterleistung				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input checked="" type="checkbox"/>
Quelle	Beschluss BK6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3.2.3 Solaranlagen			
Frage / Regelungslücke	<p>Welche Leistung ist als theoretische Leistung bei Solaranlagen im Spitz- und Pauschalverfahren bei der Ermittlung der Ausfallarbeit relevant?</p> <p>Soll im Pauschalverfahren der Wert für die theoretische Leistung nur anhand des Anlagenfaktors (AF) und der installierten Leistung (Modulleistung) ermittelt werden, oder spielt hier die Wechselrichterleistung auch eine Rolle?</p> <p>Wie erfolgt die Deckelung?</p>			
Lösung	<p>Die Nettonennleistung entspricht der tatsächlichen höchsten Dauerleistung unter Nennbedingungen. Bei Solaranlagen ergibt sich diese aus dem kleineren Wert von der installierten Leistung (Modulleistung) und der zugeordneten Wechselrichterleistung. Diesem Grundsatz folgend, ist bei der Ermittlung der Ausfallarbeit die theoretische Leistung in allen Abrechnungsmodellen auf die Nettonennleistung der einzelnen Solaranlage (TR) beschränkt.</p> <p>Der ANB berücksichtigt die Wechselrichterleistung, die vom Anlagenbetreiber (zum Beispiel im Rahmen des Anschlussprozesses) zur Verfügung gestellt wird.</p> <p>Hilfsweise kann der Anschlussnetzbetreiber die Ausfallarbeit für eine Übergangszeit von 6 Monaten nach Veröffentlichung der Umsetzungsfrage allein auf Basis der installierten Leistung (Modulleistung) ermitteln.</p>			
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU			

Redispatch_038			
Abstimmung und Abrechnung der Ausfallarbeit im Planwertmodell			
Was ist mit der Nachbedingung im Erfolgsfall: „- Zahlungsflüsse für Ausfallarbeit“ gemeint?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input checked="" type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2, 2.2 Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell BK6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3 Ausfallarbeit		
Frage / Regelungslücke	<p>Ist die Durchführung des Prozesses zur „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell“, welche durch den BTR angestoßen wird, eine notwendige Voraussetzung, um als Netzbetreiber die Marktprämie an die Anlagenbetreiber auszahlen zu dürfen? Ist das mit der „Nachbedingung im Erfolgsfall: - Zahlungsflüsse für Ausfallarbeit“ gemeint?</p> <p>Gilt dies unabhängig davon, ob es sich um fluktuierende oder um nicht fluktuierende Anlagen handelt?</p> <p>Hinweis: Der Prozess ist notwendig, um als Netzbetreiber bei fluktuierenden Anlagen die Differenz zwischen bilanziell und finanziell ausgeglichener Ausfallarbeit ermitteln zu können.</p>		
Lösung	<p>Bei fluktuierenden Anlagen:</p> <p>Ja die Durchführung des Prozesses zur „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell“, ist eine notwendige Voraussetzung für die Auszahlungen des Netzbetreibers. Ohne die erfolgte Abstimmung gibt es keine Abrechnung der Marktprämie und keine Abrechnung der Differenzmenge * IDAEP-Preis vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber.</p> <p>Für die Abrechnung des Direktvermarkters an den Anlagenbetreiber ist dieser Prozess keine Voraussetzung.</p> <p>Bei nicht fluktuierenden Anlagen:</p> <p>Ja auch hier ist die Durchführung des Prozesses zur „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell“ eine notwendige Voraussetzung für die Auszahlungen des Netzbetreibers. Ohne die erfolgte Abstimmung gibt es keine Abrechnung der Marktprämie durch den Netzbetreiber. Für die Abrechnung des Direktvermarkters an den Anlagenbetreiber ist dieser Prozess keine Voraussetzung.</p>		
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU		

Redispatch_039				
Berücksichtigung von Nichtbeanspruchbarkeiten bei der TR-scharfen Bestimmung des Referenzzeitraums (alle Abrechnungsmodelle, Wind und Solar)				
Wie wird der Referenzzeitraum zur Bestimmung der Ausfallarbeit für die TR bestimmt?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 1 Umsetzungsfragen Redispatch_010 und Redispatch_032			
Frage / Regelungslücke	<p>Aus der Festlegung BK6-20-059 und den Umsetzungsfragen Redispatch_010 und Redispatch_032 geht hervor, dass der Referenzzeitraum zur Bestimmung von PO für das Pauschalabrechnungsverfahren und den k-Faktor im Spitz-(Light) Abrechnungsverfahren TR-scharf zu bestimmen sei. Der Referenzzeitraum zur Bestimmung der Ausfallarbeit für die TR muss frei von Nichtbeanspruchbarkeiten der fraglichen TR sein und im Falle vom Spitz-(Light) Abrechnungsmodell muss $P_{\text{vor_ist}} > 10\%$ der installierten Leistung der WEA betragen, andernfalls wird der Referenzzeitraum zeitlich soweit in die Vergangenheit verschoben, bis diese Bedingungen erfüllt sind.</p> <p>Die gesamte Einspeisung an einer Marktlokation (MaLo) wird per Referenzertrag oder per installierter Leistung allen Anlagen an der MaLo zugewiesen. Bei der Verteilung der Einspeisemenge an der MaLo auf die angeschlossenen TR bleiben Nichtbeanspruchbarkeiten unberücksichtigt. Dies führt potentiell dazu, dass die TR, für welche die Ausfallarbeit möglichst korrekt bestimmt werden soll, uneingeschränkt einspeisen kann, aber durch weitere Nichtbeanspruchbarkeiten an derselben MaLo und durch die Verteilung der Einspeisung per Referenzertrag/installierter Leistung ein zu geringes $P_{\text{vor_ist}}$ zugewiesen bekommt und in der Konsequenz das PO, bzw. der k-Faktor, zu gering ausfallen, um die tatsächliche Situation korrekt abzubilden.</p>			
Lösung	<p>Für jede TR wird der Referenzzeitraum zur Bestimmung der Ausfallarbeit so bestimmt, dass keine Nichtbeanspruchbarkeiten die Einspeisung limitiert haben und im Falle vom Spitz-(light) Abrechnungsmodell das $P_{\text{vor_ist}} > 10\%$ der installierten Leistung der Anlagen mit fluktuierender Erzeugung betragen hat.</p> <p>Der Aufteilungsschlüssel der Einspeisung wird unter Berücksichtigung von Nichtbeanspruchbarkeiten aller TR an der MaLo per Referenzertrag / installierter Leistung gebildet.</p> <p>Einer TR mit einer Nichtbeanspruchbarkeit wird somit maximal eine Erzeugungslleistung bis zum Limit der Nichtbeanspruchbarkeit zugewiesen. Der Verteil-</p>			

	<p>schlüssel der Einspeisung an der MaLo auf die TR ist daher von den Nichtbeanspruchbarkeiten der TR an der MaLo abhängig und kann sich 15-minutenscharf ändern.</p> <p>Sollten Lastgänge an der MaLo darauf hindeuten, dass gemeldete Nichtbeanspruchbarkeiten (Datenpunkt 3.1.a. aus der BK6-20-061, d.h. die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource) nicht korrekt sind, dann erfolgt die Verteilung des Summenlastgangs auf die einzelnen TR gem. Referenzertrag / installierter Leistung. Dadurch wird ausgeschlossen, dass den übrigen TR ein Lastgang über der installierten Leistung zugeordnet wird.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_041				
Berücksichtigung der Fahrplananteile des BTR				
Werden die Fahrplananteil des BTRs bei der Ermittlung der Ausfallarbeit berücksichtigt?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<ul style="list-style-type: none"> • BK-6-20-059, Anlage 1, Kapitel 2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich • BK-6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3 Ausfallarbeit • BDEW-Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit - Redispatch 2.0, Kapitel 2.4. Abrechnung mehrerer Anlagen über eine Messeinrichtung • Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell 			
Frage / Regelungslücke	<p>Im Planwertmodell erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch die Differenz zwischen der geplanten Einspeisung und der vom Netzbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Einspeisung. Die Anmeldung der angepassten Fahrpläne erfolgt durch den EIV. Bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung erfolgt neben der Entschädigung der Marktprämie ein zusätzlicher finanzieller Ausgleich. Dieser ergibt sich durch die Differenz zwischen der Ausfallarbeit gem. BK-6-20-059, Anlage 1, Kapitel 3 und dem bilanziellen Ausgleich.</p> <p>Aus Kapitel 2.4, BDEW-Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit, geht hervor, dass bei mehreren Anlagen, die über eine gemeinsame Messeinrichtung verfügen, der Summenlastgang im Verhältnis der installierten Leistung der Einzelanlagen, bzw. anhand des Referenzertrages bei Windenergieanlagen an Land, verteilt wird und als $P_{vor,ist}$ und P_{ist} für die Ermittlung der Ausfallarbeit herangezogen wird.</p>			

	<p>Mittels des Use-Case: „Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Planwertmodell“ erhält der Anschlussnetzbetreiber die Fahrplananteile je TR durch den BTR. Die Mengen des bilanziellen Ausgleichs, der sich aus der Anweisung auf SR-Ebene ergibt, werden entsprechend dem Verhältnis der gelieferten Fahrplananteile auf die TRs aufgeteilt. Die Ausfallarbeit und die Fahrpläne sind nach Abschluss des Use Cases abgestimmt.</p> <p>Eine Differenzbildung der Ausfallarbeit auf Basis des Verhältnisses der installierten Leistung/Referenzerträge und des bilanziellen Ausgleichs auf Basis des Verhältnisses der Fahrplananteile findet somit auf unterschiedlichen Grundlagen statt und führt allein aus diesem Grund zu Differenzen, die finanziell ausgeglichen werden müssen.</p> <p>Erfolgt die Gutschrift für alle beteiligten TR an denselben Anlagenbetreiber, hebt sich der Fehler auf. Bei mehreren Anlagenbetreibern hingegen ergeben sich Unterschiede, die sich finanziell auswirken.</p> <p>Aus diesem Grund stellt sich die Frage, ob für beide Berechnungen dieselbe Basis zu verwenden ist?</p>
<p>Lösung</p>	<p>Im Planwertmodell ist das Verhältnis der Fahrplananteile zueinander für die Aufteilung des Summenlastgangs auf die einzelnen TR heranzuziehen. Auf diese Weise werden sowohl die Aufteilung des bilanziellen Ausgleichs als auch die Ermittlung der Ausfallarbeit auf TR-Ebene auf Basis des gleichen Verteilschlüssels durchgeführt.</p> <p>Beispiel:</p> <p>3 Anlagen mit je 3 MW installierter Leistung vom selben Typ -> identischer Referenzertrag</p> <p>Vereinfacht wird P_{theo} in Höhe der installierten Leistung angenommen</p> <p>Die Ausfallarbeit errechnet sich über: $(P_{theo} - P_{ist.}) * 1/4h$</p> <p>RD-Anweisung: 6 MW</p> <p>→ 3 MW Einspeisung verbleiben</p> <p>Summenlastgang: $3 \text{ MW} * 1/4 \text{ h} = 750 \text{ kWh}$</p> <p>TR1</p> <p>Fahrplananteil am Summenlastgang: $3 \text{ MW} * 1/4h = 750 \text{ kWh}$</p> <p>a) Lastgang über Referenzertrag: $1 \text{ MW} * 1/4h = 250 \text{ kWh}$ -> Ausfallarbeit: 500 kWh</p> <p>b) Lastgang über Berücksichtigung des Fahrplananteils: 750 kWh</p>

	<p>-> Ausfallarbeit: 0 kWh</p> <p>Differenzmenge:</p> <p>a) +500 kWh b) 0 kWh</p> <p>TR2</p> <p>Fahrplananteil am Summenlastgang: $0 \text{ MW} \cdot 1/4 \text{ h} = 0 \text{ kWh}$</p> <p>a) Lastgang über Referenzertrag: $1 \text{ MW} \cdot 1/4 \text{ h} = 250 \text{ kWh}$ -> Ausfallarbeit: 500 kWh</p> <p>b) Lastgang über Berücksichtigung des Fahrplananteils: 0 kWh -> Ausfallarbeit: 750 kWh</p> <p>Differenzmenge:</p> <p>a) -250 kWh b) 0 kWh</p> <p>TR3</p> <p>Fahrplananteil am Summenlastgang: $0 \text{ MW} \cdot 1/4 \text{ h} = 0 \text{ kWh}$</p> <p>a) Lastgang über Referenzertrag: $1 \text{ MW} \cdot 1/4 \text{ h} = 250 \text{ kWh}$ -> Ausfallarbeit: 500 kWh</p> <p>b) Lastgang über Berücksichtigung des Fahrplananteils: 0 kWh -> Ausfallarbeit: 750 kWh</p> <p>Differenzmenge:</p> <p>a) -250 kWh b) 0 kWh</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_048			
Wahl des Vergleichszeitraumes speziell bei Einspeisebeschränkungen im Spitzabrechnungsverfahren (Wind und Solar)			
Wie genau sollen Einspeisebeschränkungen (Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen) bei der Wahl des Vergleichszeitraumes berücksichtigt werden in der Spitzabrechnung bei Wind und Solaranlagen?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	Festlegung BK6-20-059, Anlage 1		

<p>Frage / Regelungslücke</p>	<p>Laut Anlage 1 zur Festlegung gelten gesendete Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen als Einspeisebeschränkung und sind bei der Wahl des Vergleichszeitraumes zu berücksichtigen.</p> <p>Wie genau berücksichtigt man diese Einschränkungen richtig für Wind und Solaranlagen in der Spitzabrechnung bzw. vereinfachter Spitzabrechnung?</p>
<p>Lösung</p>	<p>Generell erfolgt die Betrachtung des Vergleichszeitraumes TR scharf. Dies führt dazu, dass im Falle von mehreren TR unter einer SR sich der anzuwendende Vergleichszeitraum unterscheiden kann. Der Versand von Nichtbeanspruchbarkeiten für einzelne TR einer SR führt folglich zu unterschiedlichen Vergleichszeiträumen innerhalb einer SR.</p> <p>Gesendete Nichtbeanspruchbarkeiten auf SR-Ebene und marktbedingte Anpassungen (immer auf SR-Ebene) gelten für alle zugeordneten TR der SR als Einschränkung bei der Wahl des Vergleichszeitraumes.</p> <p>Für Windanlagen in der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung gilt:</p> <p>Bei Windanlagen sind für die Wahl des Vergleichszeitraumes die letzten vier vollständig gemessenen zusammenhängenden Viertelstunden vor der Redispatch Maßnahme zu verwenden, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte und in denen der Leistungsmittelwert in jeder Viertelstunde mindestens 10 % der Nennleistung der Anlage beträgt.</p> <p>Viertelstunden in denen entweder die Nennleistung < 10 % der Anlage beträgt oder Nichtbeanspruchbarkeiten des Typ 1 (alle außer Reason Code Z02 und Z11) oder marktbedingte Anpassungen vorliegen, werden von der Wahl der zu verwendenden Viertelstunden für den Vergleichszeitraum ausgeschlossen. Dies hat zur Folge, dass sich der Vergleichszeitraum auf die davor nächstgelegenen vier zusammenhängenden Viertelstunden verschiebt, in denen es keine der genannten Einschränkungen gibt.</p> <p>Für Solaranlagen in der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung gilt:</p> <p>Bei Solaranlagen ist für die Wahl des Vergleichszeitraumes der letzte vorangegangene Kalendertag vor der Maßnahme zu wählen, an dem keine Redispatch Maßnahme stattgefunden hat.</p> <p>Innerhalb des gewählten Tages für den Vergleichszeitraum sind nur Viertelstunden für die Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der Anlage beträgt und in denen keine Nichtbeanspruchbarkeiten des Typ 1 (alle außer Reason Code Z02 und Z11) oder marktbedingte Anpassungen vorliegen.</p>

	<p>Nur für den Fall, dass keine einzige Viertelstunde des gewählten Vergleichstages für die Berechnung der durchschnittlichen Leistung verwendet werden kann, verschiebt sich der Vergleichszeitraum auf den davor nächstgelegenen Tag, an dem keine Redispatch Maßnahme stattgefunden hat.</p> <p>Sofern eine Bestimmung des Vergleichszeitraums bei Solaranlagen im Spitz- (Light) Abrechnungsmodell unmöglich ist, weil der Vergleichszeitraum vor dem Inbetriebnahmedatum der TR liegt, wird das Pauschalabrechnungsmodell verwendet. Für Windkraftanlagen muss dies bilateral zwischen ANB und BTR geklärt werden. Sofern kein Erstaufschlag vom ANB möglich ist, initiiert dieser die bilaterale Klärung.</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: „Steuerbare 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	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: „Steuerbare 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.			
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	<p>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> <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 Einführungsszenario			
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?			
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. • 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	Zu Frage 1:		

	<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 Engpasssituation 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 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			
Übergangslösung zum Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung			
Wie kann in Netzgebieten, in denen die Nutzung des Planwertmodells noch nicht möglich ist, die Übermittlung und Nutzung von Planungsdaten auch für SR im Prognosemodell erfolgen?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	<p>17.1.1 UC: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell</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>
<p>Frage / Rege- lungslü- cke</p>	<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:</p> <p>Diese Übergangslösung kann in allen Netzgebieten angewendet werden, in denen die uneingeschränkte Nutzung des Planwertmodells noch nicht möglich ist.</p> <p>Bis dahin und zwei Monate darüber hinaus bzw. in Absprache mit dem ANB maximal weitere vier Monate, ergeben sich nachfolgende Anpassungen des Prognosemodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für SR im Prognosemodell müssen bei Nutzung der hier beschriebenen Übergangslösung auch Planungsdaten inkl. Kostenblatt vom EIV 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

	<p>BK6-20-059 oder BK6-20-061, sondern direkt aus nationalem oder europäischem Gesetz.</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 wurde 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>
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	<p>Festlegung BK6-20-059, Anlage 2: Kommunikationsprozesse Redispatch, Kapitel 2, Use Case 2.5 Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell</p> <p>Anwendungshilfe Detailprozesse für die Netzbetreiberkoordination im Redispatch 2.0, Use Case 2.1 Übermittlung Planungsdaten für SR im Prognosemodell oder für CR</p>			

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	<p>Es ändern sich die Werte für PROD, RDA und RDV:</p> <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. <p>Hinweis: die Verschiebung des RDV in Gegenrichtung des Abrufs gilt nicht im Falle von Cluster-Abrufen. Hier wird stattdessen das RDV des Clusters genullt (vgl. Netzbetreiberkoordinationskonzept für Redispatch 2.0 – NKK-Rahmendokument, Planungsdatenlieferung für CR, https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/detailprozesse-fuer-die-netzbetreiberkoordination-im-redispatch-20/)</p> <p>Allerdings darf keine weitere Nutzung des Redispatchvermögens erfolgen, die dem Abruf gegenläuft.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, 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	<p>BK6-20-061, Beschluss, Seite 10</p> <p>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</p>			
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</p>			

	<p>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	<p>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.</p>
Status	<p>Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU</p>

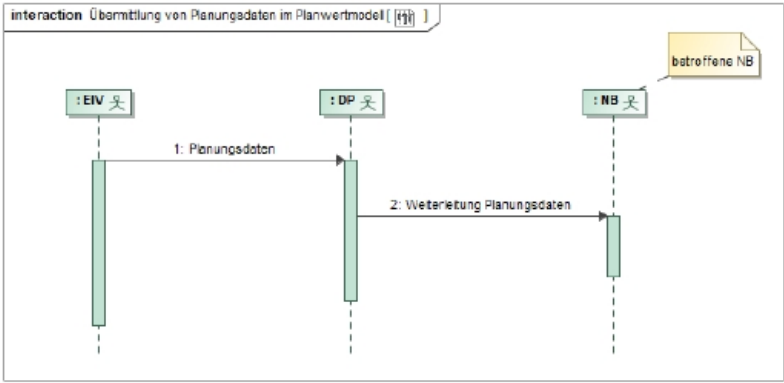
Redispatch_019			
Übermittlung von Planungsdaten, Abrufen und Abrufinformationen			
MP-ID des EIV und LF werden in Stammdaten zu Pflichtfeldern			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas
Quelle	<p>Umsetzungsfrage "Redispatch_013"</p> <p>Festlegung BK6-20-059, Anlage 2</p>		
Frage / Regelungslücke	<p>Aufgrund der Umsetzungsfrage Redispatch_013 ist aktuell erlaubt, Nachrichten auch ohne Benennung eines EIV und/oder des/der Lieferanten auszutauschen.</p> <p>Ab dem Auslauftermin der Umsetzungsfrage Redispatch_013 ist die Angabe der MP-ID des EIV und des/der LF in den Formaten teilweise verpflichtend. Wenn bis dahin diese verpflichtende Meldung über die Stammdatenprozesse noch nicht erfolgt ist, können ab dem Auslauftermin der Umsetzungsfrage Redispatch_013 die entsprechenden (Folge-)Prozesse nicht durchlaufen werden.</p> <p>Außerdem kann es vorkommen, dass die ab 01.10.2021 ausgetauschten Stammdaten MP-IDs enthalten, die entsprechenden Marktpartner jedoch nicht beim DP registriert sind.</p>		

	Wie soll ab dem Auslauftermin der Umsetzungsfrage Redispatch_013 mit Nachrichten zu den betroffenen SR umgegangen werden, bei denen weiterhin Pflichtangaben bzw. die Registrierung beim DP fehlen?
Lösung	<p>Sofern es sich um Bewegungsdaten (Planungsdaten und Abrufe bzw. Abrufinformationen) zu SR handelt, für die EIV und/oder LF nicht benannt bzw. nicht registriert sind, sind die Nachrichten vom DP mit dem Hinweis auf die fehlende Pflichtangabe bzw. die fehlende Registrierung abzulehnen.</p> <p>Sofern es sich um Bewegungsdaten (Planungsdaten und Abrufe bzw. Abrufinformationen) zu SR handelt, bei denen in der Nachricht zwar EIV und LF benannt sind, es zu denen aber keine vollständigen Stammdatenmeldungen des EIV gab, sind diese vom DP mit dem Hinweis abzulehnen, dass zunächst eine Stammdatenmeldung des EIV zu erfolgen hat.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_020

Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell

Welche Frist gilt für den EIV bei der Aktualisierung von Planungsdaten nach Kenntnis über eine aktualisierte Fahrweise der SR?

Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-059 Anlage 2</p> <ul style="list-style-type: none"> 2.5 Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell 2.5.2 SD: Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell  <pre> sequenceDiagram participant EIV as :EIV 天 participant DP as :DP 天 participant NB as :NB 天 EIV->>DP: 1: Planungsdaten DP->>NB: 2: Weiterleitung Planungsdaten Note right of NB: betroffene NB </pre> <p>Die Frist für Schritt 1 ist festgelegt:</p> <p><i>"Initiale tägliche Übermittlung bis D-2 14.30 Uhr sowie Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D-1 14:30 Uhr bis Echtzeit (bei mindestens Änderung von</i></p>			

	<p>≥10 MW oder ≥10% in Bezug auf die installierte Leistung einer SR oder bei erfolgtem RD-Abruf)."</p> <p>Dazu ist ein Hinweis vermerkt:</p> <p><i>"Eine Verpflichtung der Erstellung zusätzlicher Planungsdaten auf Grund von neuen Wetterdaten für den EIV ergibt sich hieraus nicht. Weiterhin führen neu vorliegende meteorologische Prognosen nicht zwingend zu neuen Planungsdaten. Sollten jedoch neue Planungsdaten für SR erzeugt werden, so sind diese (als Aktualisierung) an die Netzbetreiber zu übermitteln. Jeder RD-Abruf sorgt dafür, dass neue Planungsdaten erzeugt werden, die somit als Aktualisierung an den NB zu übermitteln sind."</i></p> <p>Sinngemäß sind die entsprechenden Prozesse in der NKK-Detailprozessbeschreibung gleichermaßen betroffen.</p>
Frage / Regelungslücke	<p>Während für die Aktualisierung in der Prozessbeschreibung Kriterien enthalten sind, die den Anlass für die Aktualisierung vorgeben, sind keine Fristen für die Übermittlung der Aktualisierung enthalten.</p> <p>Welche Frist gilt für den EIV im Planwertmodell nach Kenntnis einer aktualisierten Fahrweise der SR für die Mitteilung der neuen Planungsdaten an die betroffenen Netzbetreiber (z.B. wenn ein Abruf (Aufforderungsfall) bzw. eine Abrufinformation (Duldungsfall) des anweisenden Netzbetreibers eingetroffen ist)?</p> <p>Welche Frist gilt für den EIV im Prognosemodell mit freiwilliger Planungsdatenlieferung nach Kenntnis einer aktualisierten Fahrweise der SR für die Mitteilung der neuen Planungsdaten an die betroffenen Netzbetreiber (z.B. wenn ein Abruf (Aufforderungsfall) bzw. eine Abrufinformation (Duldungsfall) des anweisenden Netzbetreibers eingetroffen ist)?</p>
Lösung	Die Übermittlung aktualisierter Planungsdaten hat immer "unverzüglich, spätestens nach 15 Minuten" nach Kenntnis der aktualisierten Fahrweise der SR zu erfolgen.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_015			
Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB			
Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten in Redispatch 2.0			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2, 2.6 Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB		

	<p>BK6-20-061, Anlage „Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“, 3. Nichtbeanspruchbarkeiten</p> <p>BK6-20-059, Anlage 1</p>
<p>Frage / Rege- lungslü- cke</p>	<p>Frage 1:</p> <p>Nach der Definition der Nichtbeanspruchbarkeiten im Prognosemodell wird gefordert, die Leistungseinschränkung an der technischen oder steuerbaren Ressource durch technische Gründe und/oder Außeneinflüsse sowie die Selbstversorgung mit EE und KWK Strom zu melden.</p> <p>Nicht genannt sind Schwellwerte, ab welcher Leistungseinschränkung und/oder Dauer der Einschränkung diese Meldung erfolgen soll. Hierbei geht es vor allem um unvorhergesehen technische Störungen, z.B. Fehler in der Windrichtungsnachführung der Gondel (Dauer ~20 min). Da es in der Praxis problematisch und nicht zielführend ist jede Störung zu melden, wären hier Richtwerte hilfreich. Auch kann für ungeplante Ausfälle häufig keine belastbare Angabe bezüglich der Dauer der Nichtbeanspruchbarkeit erfolgen.</p> <p>Frage 2:</p> <p>Da die in die Zukunft gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten immer einen prognostizierten Endzeitpunkt haben, ist davon auszugehen, dass diese mit einer Unschärfe behaftet sind und die prognostizierte Dauer der Nichtbeanspruchbarkeit von ihrer realen Dauer abweicht.</p> <p>Im Prognosemodell wird die Berechnung der Ausfallarbeit durch den Netzbetreiber durchgeführt. Müssen im Prognosemodell ex post Nichtbeanspruchbarkeiten gemeldet werden, die zur Berechnung der Ausfallarbeit durch den Netzbetreiber herangezogen werden?</p> <p>Erfolgt die Berechnung der Ausfallarbeit im Planwertmodell auf Basis der gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten, die den Anlagenzustand mit einer Unschärfe abbilden, da diese in die Zukunft gerichtet sind, oder mit historischen Nichtbeanspruchbarkeiten durchzuführen?</p> <p>Frage 3:</p> <p>Die Selbstversorgung im Redispatch 2.0 ist nach Vorgaben der BMVO (EU-Strombinnenmarkt-VO) vor Eingriffen der Netzbetreiber zu schützen. Um dieses Recht wahrnehmen zu können, ist eine Meldung der Selbstverbrauchsmengen von EE und hocheffizientem KWK-Strom ex ante notwendig. Diese können vom EIV nicht exakt prognostiziert werden, da sich aufgrund des individuellen Verbraucherverhaltens keine SLP verwenden lassen. Wie soll der entsprechende Selbstverbrauch als Nichtbeanspruchbarkeit gemäß BK6-20-059 und BK6-20-061 gemeldet werden?</p>
<p>Lösung</p>	<p>Zu Frage 1:</p>

Nichtbeanspruchbarkeiten sind auf Basis der TR zu melden, sofern der EIV keine bilaterale Vereinbarung auf Basis der SR mit den betroffenen NB getroffen hat. Für die Abrechnung sind ex post alle Nichtbeanspruchbarkeiten zu verwenden.

Es gibt keine Schwellwerte für Leistung oder Dauer einer Nichtbeanspruchbarkeit, die den EIV von der Meldepflicht entbinden würde. Nur falls eine Vereinbarung zwischen dem EIV und den betroffenen NB zu nicht vollständigen Meldungen der Nichtbeanspruchbarkeit inkl. der Schwellwerte zustande kommt, muss nicht jede Nichtbeanspruchbarkeit gemeldet werden:

- z.B. kann für dargebotsabhängige SR kleiner 1 MW ein Verzicht auf die Meldung Nichtbeanspruchbarkeiten vereinbart werden, wenn diese kleiner als 50% der Nennleistung der SR und gleichzeitig kürzer als 1 Stunde Dauer sind (d.h. z.B. ein kurzer Wartungsstillstand einer einzelnen TR mit 100kW, die temporär für 20 Minuten nicht beanspruchbar ist, muss bei einer SR mit 500kW Gesamtleistung (P_{nenn}) nicht gemeldet werden).

Anmerkung: Für TR kleiner 100 kW müssen keine Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß den Festlegungen der BNetzA zu Redispatch 2.0 gemeldet werden.

Anmerkung: der Redispatchabruf ist nicht als Nichtbeanspruchbarkeit zu melden, um Doppelberücksichtigung zu vermeiden. D.h. der Redispatch ist hier nicht unter den Außeninflüssen gemäß VGB-Standard: VGB-S-002-03-2019-10-DE zu berücksichtigen.

Zu Frage 2:

Die Berechnung ist auf Basis von Ist-Daten, d.h. mit den ex post bekannten Nichtbeanspruchbarkeiten durchzuführen. Dies gilt sowohl für das Prognose- wie auch für das Planwertmodell. Gerade die nachträgliche Meldung im Planwertmodell ist wichtig, weil die Planungsdaten nachträglich nicht angepasst/aktualisiert werden können. Im Planwertmodell werden nach einem Abruf gemeldete NBA nicht zur Korrektur des bilanziellen Ausgleichs verwendet, sondern ex post bei der Berechnung der Ausfallarbeit berücksichtigt. Alle bis spätestens zum 4. WT des Folgemonats beim ANB vorliegenden, nachträglich gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten werden vom ANB für die Folgeprozesse der Ermittlung und Abstimmung der Ausfallarbeit sowie der Bilanzierung, insbesondere im Prognosemodell, berücksichtigt.

Dementsprechend ist in der SD-Tabelle des 2.6 Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB ein Hinweis/Bemerkung zu ergänzen (siehe **fett** markiert hervorgehoben):

Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Bekanntwerden.	Alle innerhalb der Frist gesendeten und bis spätestens zum 4. WT des Folgemonats beim ANB vorliegenden, nachträglich gemeldeten Nichtbeanspruchbarkeiten werden vom ANB für die Folgeprozesse der Ermittlung und Abstimmung der Ausfallarbeit sowie der Bilanzierung, insbesondere im Prognosemodell, berücksichtigt.
2	Weiterleitung der Nichtbeanspruchbarkeiten	Unverzüglich, spätestens 1 Minute nach Empfang.	

Zu Frage 3:

Die Prognose des zu erwartenden Lastverhaltens ist bestmöglich zu erstellen.

Für die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten zur Deckung der Selbstversorgung (Last in der Kundenanlage) ist in den Nichtbeanspruchbarkeiten die Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom entsprechend anzugeben.

Im Gegensatz zu Meldungen von Nichtbeanspruchbarkeiten mit anderen Codes führt die Meldung einer Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom nicht zu einer Reduktion der „Beanspruchbaren Leistung Produktion (Pmax)“, sondern definiert ein Band zwischen 0 MW bis zur Höhe der gemeldeten Selbstversorgung, in welches der Netzbetreiber nur gemäß der gesetzlichen Ausnahmefälle eingreifen darf.

Dies impliziert, dass die jeweiligen technischen Einschränkungen bei der Steuerung zu beachten sind, welche aus den Stammdaten (BK6-20-061):

- 1.1 Fahrbare mind. Erzeugungswirkleistung (Pmin)
- 1.16 Art der technischen Steuerbarkeit

zu entnehmen sind. Der Netzbetreiber muss in seinem RD-Abruf die Nichtbeanspruchbarkeiten gemäß Prozess sowie die gemeldeten Stammdaten berücksichtigen.

Status

Konsens: BDEW, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_024				
Stammdatenmeldung durch EIV				
Abmeldung von bereits gemeldeten SR, CR, SG				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>Festlegung BK6-20-059, Anlage 2</p> <ul style="list-style-type: none"> 2.1 Use-Case: Übermittlung von initialen Stammdaten <p>NKK-Detailprozessbeschreibung</p> <ul style="list-style-type: none"> 1.1 Use-Case: Übermittlung von initialen Cluster-Ressourcen-Stammdaten zwischen NB <p>Bildungsvorschrift für SR gemäß Festlegung BK6-20-059, Anlage 2</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. Jede SR ist genau einem EIV zugeordnet. <p>Bildungsvorschrift für CR gemäß NKK-Detailprozessbeschreibung</p> <ul style="list-style-type: none"> Die Zuordnung von SR zu maximal einer CR erfolgt durch den clusternden Netzbetreiber. Die Zuordnung der SG (eines nachgelagerten Netzbetreibers) zu maximal einer CR erfolgt durch den clusternden Netzbetreiber. Ein vorgelagerter Netzbetreiber darf eine SG nur gesamthaft einem Cluster zuordnen. Die Zuordnung der CR (eines nachgelagerten Netzbetreibers) zu maximal einer CR erfolgt durch den clusternden Netzbetreiber. Ein vorgelagerter Netzbetreiber darf eine CR nur gesamthaft einem Cluster zuordnen. Alle SR, SG (eines nachgelagerten Netzbetreibers) und CR (eines nachgelagerten Netzbetreibers), die einer darüber liegenden CR zugewiesen werden, müssen ähnliche netztechnische Wirkungen auf das vorgelagerte Netz und ähnliche Kosten aufweisen. <p>Bildungsvorschrift für SG gemäß NKK-Detailprozessbeschreibung</p> <ul style="list-style-type: none"> SR dürfen zu jedem Zeitpunkt nur maximal einer SG zugeordnet werden. 			

	<ul style="list-style-type: none"> • SR, die der ANB einer SG zugeordnet hat, darf dieser ANB als clusternder Netzbetreiber nicht einer CR zuordnen. • Die einer SG zugeordneten SR werden vom ANB über ein gemeinsames Signal gesteuert. Für die SG ist der ANB der anweisende Netzbetreiber. • Die SR einer SG sind dem Duldungsfall zugeordnet. <p>Die Use Cases sehen das Melden der Stammdaten für SR, CR und SG vor. Dabei ist ein Zeitpunkt anzugeben, ab wann das Objekt gültig ist.</p> <p>In den Prozessbeschreibungen sind keine Möglichkeiten vorgesehen, eine SR, CR oder SG zu einem bestimmten Zeitpunkt abzumelden bzw. ungültig zu machen.</p>
Frage / Regelungslücke	<p>Sollen die TR von zwei verschiedenen SR in einer gemeinsamen SR zusammengeführt werden, ist das aktuell nicht möglich, weil keine der beiden SR abgemeldet werden kann. Außerdem ist es nicht möglich, alle TR aus einer SR zu entfernen.</p> <p>Wie können die Objekt SR, CR und SG abgemeldet werden?</p>
Lösung	<p>Im Rahmen der Änderungsmeldung zu Stammdaten</p> <ul style="list-style-type: none"> • gemäß Festlegung BK6-20-059, Anlage 2 "2.3 Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend", • gemäß NKK-Detailprozessbeschreibung "1.2 Use-Case: Änderung der Cluster-Ressourcen-Stammdaten zwischen NB" • und solange die Umsetzungsfrage Redispatch_13 Bestand hat auch gemäß Festlegung BK6-20-059, Anlage 2 "2.4 Use-Case: Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend" <p>wird eine Abmeldung des Objekts (SR, CR, SG) durch eine Angabe zum Ende der Existenz des entsprechenden Objekts gemeldet.</p> <p>Das Objekt selbst ist durch Angabe zum Ende der Existenz abzumelden. Im Anschluss sind die Elemente des aufgelösten Objektes neuen Objekten zuzuordnen oder selbst ebenfalls abzumelden. Die abgemeldete Ressource kann in keinem Fall reaktiviert werden, die Ressourcen-ID ist demnach nicht mehr zu vergeben.</p> <p>Hinweis: Eine Veränderung der SR-ID ist unzulässig, solange die Steuerbare Ressource existiert (siehe auch: https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/bdew-anwendungshilfe-ressourcen-id-bildungsvorschrift-version-10/). Im NKK gilt dies sinngemäß für CR und SG.</p> <p>Hinweis: Diese Umsetzungsfrage tritt erst in Kraft, wenn die erforderliche Änderung in den XML-Datenformaten zur Verfügung steht.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

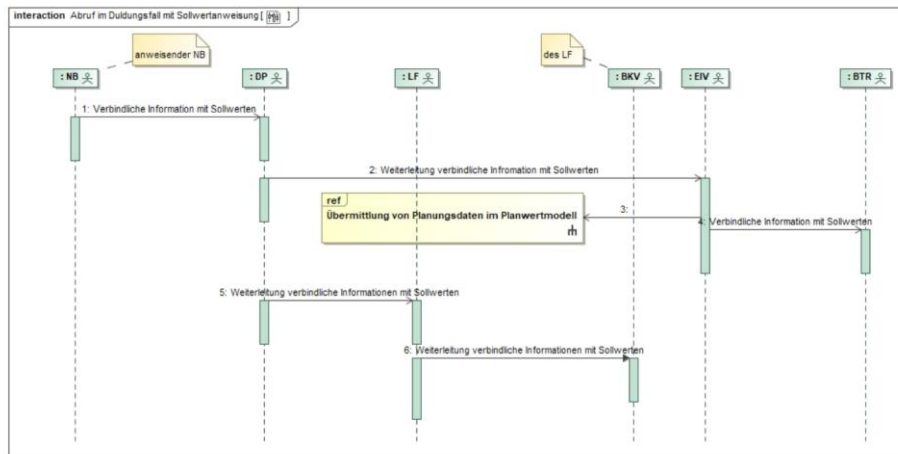
Redispatch_025				
Prozess zum Abruf und für Abrufinformation gegenüber EIV bzw. LF				
Muss die Steuerbarkeit aus der Stammdatenmeldung immer exakt beim Abruf berücksichtigt werden?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-059 Anlage 2</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prozesse für die Übermittlung von Stammdaten <ul style="list-style-type: none"> ○ 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 • Prozesse für die Übermittlung von Abrufen <ul style="list-style-type: none"> ○ 3.1 Use-Case: Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung ○ 3.2 Use-Case: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung <p>Sinngemäß sind die entsprechenden Prozesse in der NKK-Detailprozessbeschreibung gleichermaßen betroffen.</p>			
Frage / Regelungslücke	<p>In den Stammdaten wird anhand der Fixierung über exakt, max oder min angegeben, welche Fähigkeiten zur Steuerbarkeit bei SR gegeben sind.</p> <p>Beim Abruf bzw. der Abrufinformation ist anzugeben, in welcher Weise in die Fahrweise der SR eingegriffen wird: die komplette Fixierung, einseitige Fixierung nach oben oder einseitige Fixierung nach unten.</p> <p>Die Fixierungen bei einem Abruf geben an in welchen Rahmen sich der Einspeise-/Verbrauchswert der Anlage verändern darf. Bei der kompletten Fixierung darf er sich nicht mehr verändern. Bei einer einseitigen Fixierung darf die genannte Fixierungsrichtung nicht über- bzw. unterschritten werden. Beispielhaft darf bei einer einseitigen Fixierung nach unten der angegebene Wert nicht unterschritten werden.</p> <p>Muss beim Abruf immer die korrelierende Fixierung aus der Stammdatenmeldung verwendet werden oder darf anstelle einer kompletten Fixierung in den Stammdaten zusätzlich im Abruf neben der kompletten Fixierung auch die einseitige Fixierung nach oben oder nach unten verwendet werden?</p>			

Lösung	<p>Beim Abruf darf eine weniger einschränkende Fixierung im Vergleich zu der in den Stammdaten angegebenen gewählt werden. Eine stärkere Einschränkung durch einen Abruf als in den Stammdaten angegeben ist hingegen nicht zulässig.</p> <p>Für das Beispiel eines positiven Abrufes bedeutet dies, dass bei einer über die Stammdaten gemeldeten kompletten Fixierung ein Abruf auch mit einer einseitigen Fixierung erfolgen kann. Für eine Anlage mit einer über die Stammdaten gemeldeten einseitigen Fixierbarkeit kann jedoch keine komplette Fixierung über den Abruf angefordert werden.</p> <p>Dies gilt auch für Abrufe in den NKK-Prozessen zwischen anfNB und anwNB.</p> <p>Hinweis: Eine komplette Fixierung in der Abrufinformation führt zu einem höheren Flexibilitätsverlust beim EIV als eine einseitige Fixierung und sollte somit nachrangig, wenn dies aus netztechnischen Gründen auch zwingend erforderlich ist, gewählt werden.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_027				
Nichtbeanspruchbarkeiten, Flex-Beschränkungen				
Wie ist mit Stornierungen und Rückzügen von Nachrichten umzugehen?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059, Anlage 2, 2.6 Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB BDEW NKK-Detailprozesse, 3.1 Use-Case: Übermittlung Flex-Beschränkung			
Frage / Regelungslücke	Wie ist mit Stornierungen und Rückzügen von Nachrichten umzugehen, insbesondere im Fall, dass bereits ein Teilzeitraum oder der gesamte Zeitraum durch den in der Nachricht abgedeckten Zeitraum in der Vergangenheit liegt?			
Lösung	<p>Derartige Nachrichten können weder storniert noch zurückgezogen werden, weil sie durch den Vorgang ungültig werden. Die vom Sender gewünschten Veränderungen sind mit Hilfe der jeweiligen „Aktualisierungsmechanik“ über eine neue Version anzupassen. Dieses Vorgehen in die Prozessbeschreibungen, in denen eine Stornierung oder ein Rückzug grundsätzlich möglich ist, zu integrieren.</p> <p>Nur Nachrichten, deren Inhalt sich ausschließlich auf zukünftige Zeitpunkte bezieht, können über eine neue Version storniert oder zurückgezogen werden.</p>			
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU			

Redispatch_028				
Weiterleitung der Abrufinformation vom ANB an den LF für SR in der EEG-Festvergütung				
Wie kann vermieden werden, sich selbst Nachrichten zuzustellen?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>Festlegung BK6-20-059, Anlage 2</p> <p>Im den UC 3.1.2 und 3.2.2 wird die Abrufinformation durch den DP an alle LF die über ihre MaLo einer SR zugeordnet sind übermittelt. Der LF muss diese Information an den BKV (des LF) weiterleiten.</p> <p>3.1.2 SD: Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung</p> <pre> sequenceDiagram participant NB as :NB participant DP as :DP participant LF as :LF participant BKV as :BKV participant EIV as :EIV NB->>DP: 1. RD-Abruf DP->>EIV: 2. Weiterleitung RD-Abruf EIV->>BKV: 3. ref Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell NB->>DP: 4. Information über RD-Abruf DP->>LF: 5. Weiterleitung Information über RD-Abruf LF->>BKV: 6. Weiterleitung Information über RD-Abruf </pre>			

3.2.2 SD: Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung



In der Festlegung BK6-20-059 Anlage 2 steht folgendes:

1. Beteiligte Rollen, Gebiete und Objekte

[...]. In den Fällen, in denen am Prozess Beteiligte aufgrund von Personenidentität „mit sich selbst“ zu kommunizieren hätten, bleibt für die davon betroffenen Prozessschritte eine Abweichung in Bezug auf die prozessuale Ausgestaltung oder des zu verwendenden Datenformats zulässig, soweit sich aus geltendem Recht oder aus behördlichen Entscheidungen nichts Abweichendes ergibt.

Frage / Regelungslücke	Für den Fall, dass die TR/SR sich in der EEG-Festvergütung befindet übernimmt der ANB die Aufgaben des LF, dadurch kann sich im Schritt 5 der Abrufprozesse „Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung“ und „Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung“ die Situationen ergeben, dass der anwNB, sofern er der ANB ist, vom DP die Abrufinformation wieder zurückgesendet bekommt. Wie kann dieser unnötige Datenaustausch vermieden werden?
Lösung	Nach BK6-20-059 Anlage 2 kann die Übermittlung in diesem Fall an den ANB (in seiner Rolle als LF) unterbleiben.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_031				
Austausch von Stammdaten				
Wie wird übergangsweise ein EIV-Wechsel für eine SR durchgeführt?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>

Quelle	BK6-20-059, Anlage 2, Use-Cases für Stammdatenmeldungen
Frage / Rege- lungslücke	<p>Der Use-Case 2.3 „Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend“ in der Festlegung BK6-20-059, Anlage 2, bietet die Möglichkeit, durch eine Stammdatenänderung für eine SR einen anderen EIV zu kommunizieren. Was im Vorfeld zu machen ist und wer die Änderungsmeldung durchführt, ist weder in der Festlegung noch an anderer Stelle beschrieben. Ebenso ist ungeklärt, wie ein neuer EIV für Datenmeldungen ggü. DP und anderen Datenempfängern autorisiert wird.</p> <p>Welche Voraussetzungen müssen übergangsweise für einen EIV-Wechsel erfüllt sein und wie erfolgt die Information darüber?</p>
Lösung	<p>Übergangslösung:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Der AB beauftragt einen neuen EIV (Neu-EIV) und der neue EIV schickt über den UC 2.3 „Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend“ einen EIV-Wechsel für die SR mit mindestens 10 Tagen Vorlauf vor dem Zeitpunkt des Zuständigkeitswechsels. 2. Der DP lehnt den EIV-Wechsel ab und informiert den alten und neuen EIV per Mail über den Wechselwunsch. Der DP startet die Frist-Überprüfungen von 5 und 10 Tagen. 3. Widerspricht der alte EIV (Alt-EIV) dem Wechsel nicht innerhalb von 5 Tagen mit einer neuen Änderungsmeldung (UC 2.3), kann der neue EIV nun erneut den UC 2.3 „Stammdatenänderung“ für einen EIV-Wechsel (<i>mit gleichem Zuständigkeitszeitpunkt wie in der initialen Meldung aus Schritt 1.</i>) ausführen, um den EIV-Wechsel abzuschließen. Der Wechsel muss durch den neuen EIV bis zum 10. Tag ausgehend von Schritt 1 abgeschlossen werden. Der Zuständigkeitszeitpunkt darf somit nicht in der Vergangenheit liegen. 4. Nach erfolgreichem Abschluss des UC 2.3 durch den neuen EIV (also frühestens ab dem 5. Tag und spätestens am 10. Tag) akzeptiert der DP Meldungen des neuen EIV. <ul style="list-style-type: none"> • <i>Hinweis: Bewegungsdaten des neuen EIV werden erst für Zeiträume ab seiner Zuständigkeit akzeptiert.</i> 5. Widerspricht der alte EIV dem Wechsel innerhalb von 5 Tagen durch eine neue Änderungsmeldung (UC 2.3), wird der Wechselprozess abgebrochen und der alte EIV bleibt zuständig. 6. Nach erfolgreichem Abschluss des Wechselprozesses (ausgehend aus Schritt 3 und 4) oder nach erfolgtem Widerspruch (ausgehend aus Schritt 5) informiert der DP den alten und den neuen EIV per Mail über den Ausgang des Prozesses (Wechsel oder Widerspruch).

	<p>Hinweise zur Übergangslösung:</p> <ul style="list-style-type: none"> Die in dieser UF vorgeschlagene Lösung soll im Rahmen der bestehenden Use-Cases und Formate eine kurzfristig umsetzbare Lösung von EIV-Wechseln aufzeigen. Die langfristige Entwicklung eines EIV-Wechselprozesses ist noch vorgesehen. Hinweis zu Fristen: Die durch den DP geprüften Fristen beziehen sich immer auf den Eingangszeitpunkt der Meldungen beim DP und sind als „Offset“ zum Eingangszeitpunkt zu verstehen. D.h. ab Eingang der Nachricht beim DP läuft die Frist bis zur selben Uhrzeit des Tages in 5 bzw. 10 Tagen. Empfehlung zu EIV-Wechselmeldungen je SR: Es wird empfohlen, je SR eine gesonderte Stammdaten-Nachricht (UC 2.3) für einen EIV-Wechsel zu nutzen, um Clearing-Aufwände zu reduzieren. (Falls eine Stammdaten-Nachricht mehrere EIV-Wechsel mit unterschiedlichen alten EIV enthält, würden alle in der Stammdaten-Nachricht enthaltenen EIV-Wechsel abgelehnt, sobald auch nur ein alter EIV widerspricht, da ACKs nur auf Nachrichtenebene definiert sind.) Darüber hinaus wird empfohlen, den Prozess vom neuen EIV ausgehend so zeitnah wie möglich nach Ablauf der Fristen abzuschließen, um einen ungewollten Widerspruch nach Ablauf der Frist durch den alten EIV zu vermeiden.
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_035				
Übermittlung von marktbedingten Anpassungen				
Sind marktbedingte Anpassungen für Technische Ressourcen zulässig?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-059, Anlage 2, Abschnitt II, 2.7.1 UC: Übermittlung marktbedingte Anpassungen im Prognosemodell</p> <p>Prozessbeschreibung: „Der EIV sendet die Informationen zu einer marktbedingten Anpassung der SR an den DP.“</p> <p>Weitere Anforderungen: „Alternativ kann die Übermittlung auf Basis der SR vereinbart werden.“</p>			
Frage / Regelungslücke	<p>Ein EIV sendet marktbedingte Anpassungen für TR. Ist das zulässig?</p> <p>Gemäß Use-Case „Übermittlung marktbedingte Anpassung im Prognosemodell“ ist das unzulässig, obwohl die Aussage „Alternativ kann die Übermittlung auf Basis der SR vereinbart werden.“ irreführend ist.</p>			

	Im Vergleich dazu wird bei Nichtbeanspruchbarkeiten (Use-Case 2.6 Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB) explizit TR (Standardfall) und SR (nach Vereinbarung) genannt.
Lösung	<p>Marktbedingte Anpassungen sind im Standardfall für SR zu melden.</p> <p>Der Alternativsatz ist folgendermaßen abzuändern „Alternativ kann die Übermittlung auf Basis der TR vereinbart werden.“</p> <p>Eine Übermittlung von mbA auf TR-Ebene ermöglicht es (wie bei den Nichtbeanspruchbarkeiten auch), TR-scharfe Ausfallarbeit in jedem Fall eindeutig und verursachergerecht zu bestimmen. Dies gilt z.B. auch dann, wenn an einer SR mehrere MaLos und BKVs vorliegen und ein vorgelagerter EIV die Datenübermittlung im Auftrag mehrerer Parteien übernimmt.</p> <p>Eine Datenabstimmung zwischen EIV/LF und BTR wird somit ermöglicht, ohne Betriebsgeheimnisse offenzulegen.</p> <p>Nur durch TR-scharfe Übermittlung der mbA kann sichergestellt werden, dass der bilanzielle Ausgleich korrekt den Bilanzkreisen zugeordnet werden kann.</p> <p>Wenn die alternative Meldung für eine SR von mbA auf Ebene der TR vereinbart worden ist, ist eine Meldung auf SR-Ebene nicht möglich.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_036			
Nichtbeanspruchbarkeiten und Marktbasierte Abregelungen			
Wie kann ein EIV nach einem EIV-Wechsel die zuvor vom alten EIV übermittelten Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbasieren Anpassungen aktualisieren, die zeitlich in seine Zuständigkeit fallen?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-059, Anlage 2, 2.6 Use-Case: Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB, BK6-20-059, Anlage 2, 2.7 Use-Case: Übermittlung marktbedingte Anpassung im Prognosemodell</p> <p>Umsetzungsfrage Redispatch_031 (EIV-Wechsel)</p>		
Frage / Regelungslücke	Nach erfolgreichem Wechsel der Marktrolle EIV können in den Systemen der Netzbetreiber zuvor übermittelte Nichtbeanspruchbarkeiten (NiBa) und marktbasieren Anpassungen (mbA) hinterlegt sein, die zeitlich in die Zuständigkeit des neuen EIV fallen und die korrigiert bzw. aktualisiert werden müssen.		

	<p>Es existiert nach aktuellen Datenformaten und Prozessen keine Möglichkeit, dies durch den neuen EIV vorzunehmen.</p> <p>Welche Prozesse zur Aktualisierung von zuvor übermittelten NiBa und mbA sind durch den neuen EIV und die betroffenen Netzbetreiber durchzuführen?</p>
Lösung	<p>Die folgende Maßnahme ist übergangsweise durchzuführen:</p> <p>Der neue EIV muss nach Übernahme der EIV-Rolle ggf. nicht korrekt oder unvollständig widerrufen NiBa oder mbA des alten EIV durch einen vollständigen Neuversand aller NiBa bzw. mbA überschreiben.</p> <p>Ab der Formatumstellung am 03.04.2024, 00:00 Uhr ist zu beachten, dass zum Löschen auch die Angabe eines einzigen ReasonCodes ausreicht. Ab diesem Zeitpunkt überschreibt ein neues Unavailability_MarketDocument für einen Zeitraum alle Aussagen des vorherigen Unavailability_MarketDocuments für diesen Zeitraum. Alle Informationen zu einer Ressource sind in einer Nachricht gebündelt.</p> <p><u>Hinweis zur Übergangslösung:</u></p> <p>Die in dieser UF vorgeschlagene Lösung soll im Rahmen der bestehenden Use Cases und Formate eine kurzfristig umsetzbare Lösung aufzeigen. Die langfristige Entwicklung eines automatisierten EIV-Wechselprozesses, der auch den entsprechenden Umgang mit NiBa und mbA berücksichtigt, ist noch vorgesehen.</p>
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_052			
Mögliche Differenz zwischen Abruf und Bilanzierung durch fehlende Präzisierung in den Stammdatenaustauschen zur Schrittweite für SR und CR zwischen NB			
Übermittlung Stammdaten			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	<p>In den Prozessen in denen mittels der Stammdaten die Steuerbarkeit der SR, SG und CR ausgewiesen werden, kann bei der Abrufart DELTA im Aufforderungsfall die Schrittweite der Steuerbarkeit beliebig definiert werden.</p> <p>Beschreibung des Datums „Art der Steuerbarkeit“ befindet sich in der Festlegung BK6-20-061 in der Anlage zum Beschluss als Punkt 1.16.</p>		

1.16.			
Datum	Art der technischen Steuerbarkeit		
Einheit	% oder MW		
Beschreibung	Granularität und Ausgestaltung der Steuerung zwischen EIV und Anlage im Aufforderungsfall. Es sind folgende Informationen zu übermitteln: a. Relative Stufung auf einen Sollwert (Limit; bspw. „auf 60% der installierten Leistung“), b. Absoluter Sollwert auf (festen) Arbeitspunkt (komplette Fixierung), c. Limitsetzung auf max. MW-Wert.		
Objekt	Steuerbare Ressource		
Relevante Leistungsklassen	$100 \text{ kW} \leq P \leq 1 \text{ MW}$	$P > 1 \text{ MW}$	$P \geq 10 \text{ MW}$ (konventionell)
	Ja	Ja	Ja

Der Datenaustausch als solches wird in der Festlegung BK6-20-059, Anlage 2, in folgenden Use Cases beschrieben:

- 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

Bei nicht ganzzahligen PROD-Werten führt der Widerspruch zwischen der in den Stammdaten angegebenen Steuerbarkeit (ausgewiesene Schritte) und den Abrufprozessen (DELTA) zu einer Differenz zwischen Abruf und Bilanzierung.

Dieser Widerspruch soll am folgenden Beispiel erläutert werden:

Gegeben sind folgende Stammdaten

P_nenn	100
Schrittweite	1
Min	0
Max	100
Einheit	MW
Abrufart	DELTA

Somit kann ein Abruf nur in ganzen MW Schritten erfolgen und die SR kann nur folgende Werte annehmen: 1, 2, 3,...,100

Kommt es zu einem Abruf ergibt sich der Widerspruch.

PROD(Planungsdaten)	98,63 MW
---------------------	----------

	ACO (Abrufdokument)	50 MW
	PROD neu (Planungsdaten)	Erwartungswert: 48,63 MW Nach Schrittelogik: 48 MW oder 49 MW, dementsprechend wäre auch das Delta auf die Schritte (Qty = 50,63 oder 49,63 MW) anzupassen
	Dementsprechend ist kein richtiger DELTA Abruf möglich, sondern dieser gleicht einem Sollwertabruf und führt zu Diskrepanzen in der Bilanzierung. Die Steuerbarkeit ist für die Maßnahmendimensionierung und RD-Abruf essenziell.	
Frage / Regelungslücke	Wie ist damit umzugehen, dass eine Deltaabruf nicht vollkommen umgesetzt werden kann, wenn die Schrittweite >0.001 definiert wurde?	
Lösung	Bei Abrufart_Aufforderungsfall = Z01 (DELTA) muss gelten: Steuerbarkeit > Schritte Einheit = MAW Schrittweite = 0.001 Hinweis: Die beschriebene Umsetzung der Umsetzungsfrage ist möglich, sobald die Anpassungen in den Datenformaten von EDI@Energy konsultiert und gültig sind.	
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU	

2.4 Anlage 3 „Änderung der Anlage 1 der MaBiS“

Redispatch_022			
Übermittlung von Informationen zur Bewirtschaftung von Bilanzkreisen an den BKV des LF im Planwertmodell			
Wie können im Planwertmodell die Informationen zu den Bilanzkreisen übermittelt werden?			
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas <input type="checkbox"/>
Quelle	BK6-20-059 Anlage 3, UC. 17.1.1. Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell 17.1.1.1. UC: Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell		
	Use-Case-Name	Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell	
	Prozessziel	Die BKV (des anfordernden NB und des LF) haben die Fahrpläne an den ÜNB übermittelt.	

	<p>Vorbedingung</p> <ul style="list-style-type: none"> • Die im Planungsprozess abgestimmte Menge des bilanziellen Ausgleichs wurde zwischen dem BKV (des anfNB) und dem BKV (des LF) über Bilanzkreisfahrpläne ausgetauscht. • Der anfordernde NB hat den anweisenden NB aufgefordert, RD für ihn durchzuführen (Netzbetreiberkoordinierungsprozess). • Der BKV (LF) hat die benötigten Informationen aus den Abrufprozessen erhalten. <p>interaction Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell []</p> <pre> sequenceDiagram actor B1 as :BKV anfNB actor B2 as :BKV des LF actor U as :ÜNB B1->>U: 1: Ausgleichsfahrplan B2->>U: 2: Ausgleichsfahrplan </pre>
<p>Frage / Rege-lungs-lücke</p>	<p>Zur Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise im Planwertmodell benötigen die BKV der LF bei Abruf einer SR-scharfen RD-Maßnahme unverzüglich die Information über die Höhe des bilanziellen Ausgleichs je anfNB und den von ihm gemeldeten Bilanzkreis für Ausgleichsfahrpläne. Umgekehrt benötigt der BKV des anfNB ebenso die Informationen über die Bilanzkreise der BKV des LF.</p> <p>Die Information über den vom anfNB gemeldeten Bilanzkreis für Ausgleichsfahrpläne und Informationen zur Erstellung des Bilanzkreisfahrplans des BKV des LF werden derzeit nicht übermittelt.</p> <p>Wie können diese Informationen zu den Bilanzkreisen übermittelt werden?</p>
<p>Lö-sung</p>	<p>Vorbedingungen:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ergänzung von Datenpunkten für die initialen bzw. geänderten Stammdaten des EIV (UC. 2.1 bzw. 2.3): Der EIV gibt die jeweiligen Bilanzkreise für das Planwertmodell auf Ebene der SR für die Belieferung und ggfs. mit ihren Anteilen (Quote) an (zur Übermittlung von Quoten siehe Umsetzungsfrage Redispatch_014). Der vom EIV angegeben BK bzw. die vom EIV angegeben BK können sich von den Bilanzkreisen unterscheiden, denen die betroffenen MaLos der TR zugeordnet sind. 2. Die Lieferanten und die BKV des LF müssen die Bilanzkreise der möglichen anfNB kennen. Dies wird durch die im Folgenden beschriebenen Prozesse UC „Übermitt-

lung von Stammdaten zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne“ und „Übermittlung Stammdatenänderung zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend“ sichergestellt.

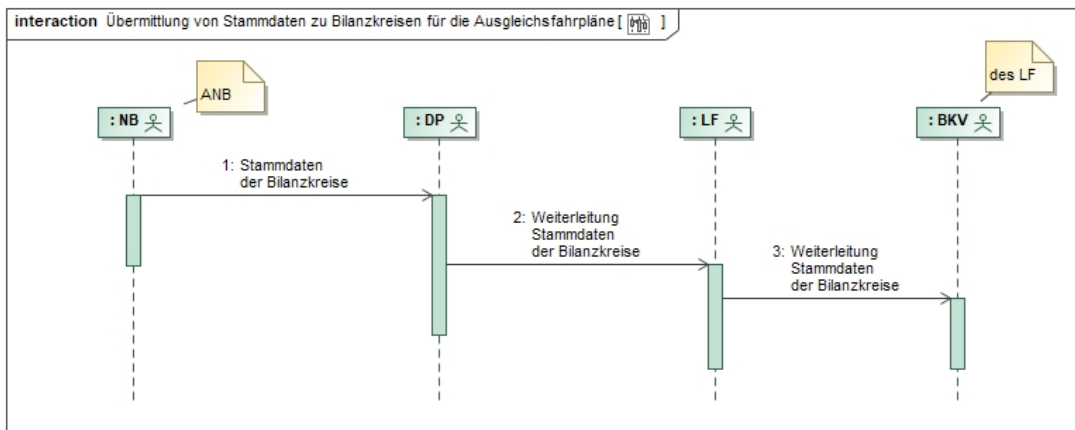
UC: Übermittlung von Stammdaten zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne



Use-Case-Name	Übermittlung von Stammdaten zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne
Prozessziel	Die Stammdaten zu den Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne des anfNB und der BKV der LF liegen bei den LF und den BKV des LF vor.
Use-Case-Beschreibung	Der ANB übermittelt die Stammdaten zu den Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne an den DP. Der DP leitet diese an den Lieferanten weiter. Der LF leitet diese Stammdaten an den von ihm benannten BKV weiter.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • DP • LF • BKV
Vorbedingung	<ul style="list-style-type: none"> • Dem ANB liegen die initialen Stammdaten gem. UC. 2.1 „Übermittlung von initialen Stammdaten“ vor. • Der DP kennt die LF, die der SR zugeordnet sind. • Dem ANB sind die vom anfNB gemeldeten Bilanzkreise für Ausgleichsfahrpläne der möglichen anfNB bekannt. • Dem ANB sind die Bilanzkreise der BKV der Lieferanten der SR und ggf. die gemeldeten Quoten bekannt. • Die Bilanzkreise für die Ausgleichsfahrpläne sind beim ÜNB für den Bilanzkreisfahrplanaustausch angemeldet.
Nachbedingung im Erfolgsfall	<ul style="list-style-type: none"> • Die BKV des LF und die BKV des anfNB können den Use Case "UC 17.1.1. Bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell" anstoßen. •

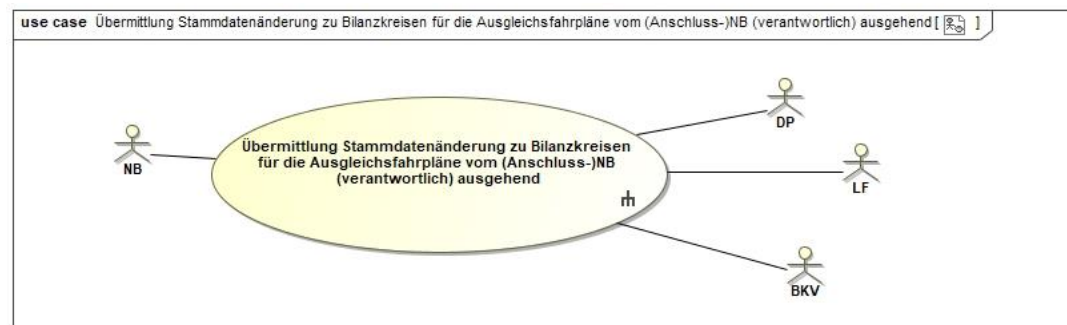
Nachbedingung im Fehlerfall	--
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> keine Zuordnung möglich unvollständige Daten fehlerhafte Daten ...
Weitere Anforderungen	

SD: Übermittlung von Stammdaten zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne

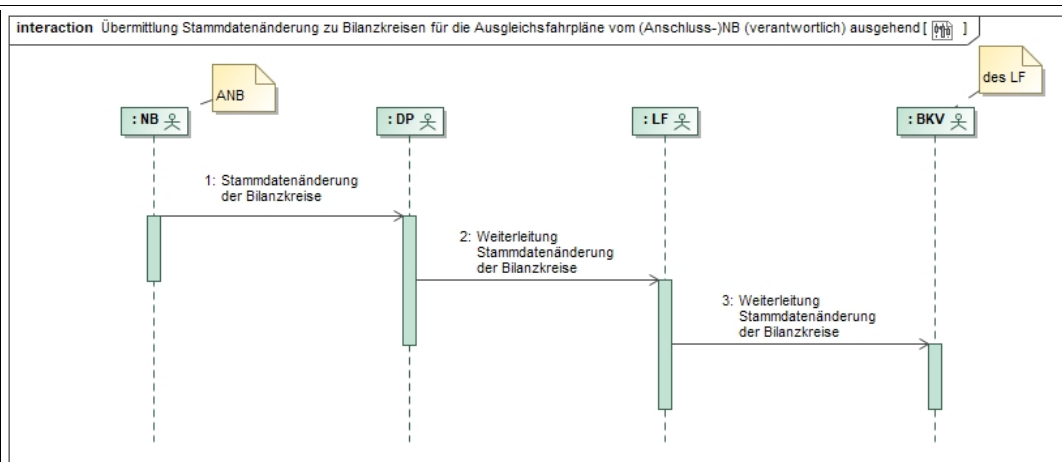


Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Stammdaten der Bilanzkreise	Unverzüglich, jedoch spätestens 5 WT nach Erhalt der initialen oder der geänderten Stammdaten	
2	Weiterleitung Stammdaten der Bilanzkreise	Unverzüglich spätestens 1 Stunde nach Empfang	
3	Weiterleitung Stammdaten der Bilanzkreise	Unverzüglich spätestens 1 Stunde nach Empfang	

UC: Übermittlung Stammdatenänderung zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend



Use-Case-Name	Übermittlung Stammdatenänderung zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne vom (Anschluss-) NB (verantwortlich) ausgehend
Prozessziel	Die geänderten Stammdaten zu den Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne des anfNB und der BKV der LF liegen den LF und den BKV des LF vor, sodass ab Änderungszeitpunkt ein synchroner Datenstand vorliegt.
Prozessbeschreibung	Für die SR übermittelt der ANB die geänderten Stammdaten zu den Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne an den DP. Der DP leitet diese geänderten Stammdaten an den LF weiter. Der LF leitet diese Stammdaten an den von ihm benannten BKV weiter.
Rollen	<ul style="list-style-type: none"> • NB • DP • LF • BKV
Vorbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Ein Stammdatum für die Bilanzkreise hat sich geändert. • Der DP kennt die LF, die der SR zugeordnet sind. • Dem ANB sind die vom anfNB gemeldeten Bilanzkreise für Ausgleichsfahrpläne der möglichen anfNB bekannt. • Die Bilanzkreise für die Ausgleichsfahrpläne sind beim ÜNB für den Bilanzkreisfahrplanaustausch angemeldet.
Nachbedingung im Erfolgsfall	Die Folgeprozesse setzen auf synchronen abgeglichenen Stammdaten ab dem Änderungszeitpunkt auf.
Nachbedingung im Fehlerfall	Der NB muss in ein bilaterales Clearing mit den LF einsteigen und ggf. den Prozess neu anstoßen.
Fehlerfälle	<ul style="list-style-type: none"> • keine Zuordnung möglich • unvollständige Daten • fehlerhafte Daten
Weitere Anforderungen	
<p>SD: Übermittlung Stammdatenänderung zu Bilanzkreisen für die Ausgleichsfahrpläne vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend</p>	



Nr.	Aktion	Frist	Hinweis/Bemerkung
1	Stammdatenänderung der Bilanzkreise	Bis spätestens 10 WT vor Wirksamwerden der Änderung	
2	Weiterleitung Stammdatenänderung der Bilanzkreise	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Empfang.	
3	Weiterleitung bilanzkreisfahrplanrelevante Stammdatenänderung der Bilanzkreise	Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Empfang.	

Lösung für den Informationsaustausch in den Abrufprozessen:

In den beiden Abrufprozessen (BK6-20-059 Anlage 2, UC. 3.1. und 3.2.) werden die unten aufgeführten Informationen durch den anwNB geliefert.

Zur Berechnung der Höhe des bilanziellen Ausgleichs je BK der betroffenen SR verwendet der anwNB ggfs. Quoten. Sollten diese Quoten nicht durch den EIV gemeldet worden sein, nutzt der anwNB die Quoten auf Basis der Umsetzungsfrage Redispatch_014.

Dadurch haben alle Rollen die erforderlichen Informationen und können den Prozess BK6-20-059 Anlage 3, UC. 17.1.1. durchlaufen. D.h. die folgenden Datenpunkte werden im Prozess "3.1. Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung" und "3.2 Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung" mit überliefert und erfordern eine Erweiterung des Datenformats:

- Information über die Höhe des bilanziellen Ausgleichs zwischen den vom anwNB gemeldeten Bilanzkreisen für Ausgleichsfahrpläne und den Bilanzkreisen der BKV der LF:
 - Die EIC der Bilanzkreise und die MP-ID des anwNB und des BKV des LF,

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Je Bilanzkreispaar und Lieferichtung (vom anfNB gemeldeter BK/BK des LF) ist eine ¼-h Zeitreihe in MW mit 3 Nachkommastellen zu melden. <p>Hinweis: Die beschriebene Umsetzung der Umsetzungsfrage ist möglich, sobald die Anpassungen in den Datenformaten von EDI@Energy verfügbar sind.</p>
Status	Konsens: BDEW ³ , EDNA, GEODE, VKU

Redispatch_030				
Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation (LF/anfNB)				
Fristen bei der Übermittlung der Ausfallarbeit je Marktlokation passt nicht zur Frist der Abstimmung der Ausfallarbeit				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<ul style="list-style-type: none"> • Beschluss BK6-20-059, S. 49 • Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation, BK6-20-059 Anlage 3, Kapitel 17.3.2.1., Frist aus Prozessschritt 1 des SD • Use-Case: Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation, BK6-20-059 Anlage 3, Kapitel 17.3.4.1., Frist aus Prozessschritt 1 des SD • Use-Case: Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit – Prognosemodell, BK6-20-059 Anlage 2, Kapitel 2.1., Fristen aus Prozessschritt 1 des SD 			
Frage / Regelungslücke	<p>Der Versand der ermittelten Ausfallarbeit zur Abstimmung zwischen NB und BTR kann lt. BK6-20-059, Anlage 2, Kapitel 2.1 bis zum 8.WT erfolgen, was bedeutet, dass diese frühestens am 11.WT relevant für die Abrechnung und Bilanzierung würde.</p> <p>Lt. BK6-20-059, Anlage 3, Kapitel 17.3.2.1 und 17.3.4.1 muss der NB den Versand der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation an den LF bis zum 8.WT durchführen.</p> <p>Somit überschneiden sich die Fristen der Abstimmung der Ausfallarbeit und der Versand der Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation. Aufgrund des Versandzeitpunktes können sich somit die Werte unterscheiden.</p>			
Lösung	<p>Da sich die Zeiträume überlappen und sich die ermittelte Ausfallarbeit je TR noch bis zum 11. WT nach Kalendermonat ändern kann, ist die monatliche Ausfallarbeitszeitreihe je Marktlokation am 8. WT nach Kalendermonat ggf. nicht final. Die am 8 WT übersen-</p>			

³ Im BDEW bestehen Vorbehalte der Erzeuger hinsichtlich der praktischen Umsetzung der Lösung. Eine Evaluierung der praktischen Umsetzung sollte dementsprechend im Nachgang der Implementierungsfrist durchgeführt werden.

	dete Ausfallarbeit ist somit nicht final, bis ein etwaiges Clearing mit dem BTR abgeschlossen ist. Solche Abweichungen lassen sich vermeiden, wenn der NB die monatliche Ausfallarbeit je Marktlokation und die der LF-AAÜZ gleichzeitig übermittelt.
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			

Redispatch_034	
Übermittlung anlagenspezifischer Kosten/Erlöse	

Wie können anlagenspezifische Kosten für die Abrechnung von Redispatchmaßnahmen an den Anschlussnetzbetreiber übermittelt werden?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	Festlegung BK6-20-061 regelt die Pflicht für Anlagen im Planwertmodell, im Rahmen der Planungsdaten die Kosten nicht-EEG-vergüteter Anlagen zu melden. Als XML-Datenformat wurde hierzu das Kostendatenblatt geschaffen, über das freiwillig auch weitere Kostenpositionen wie z.B. Anfahrkosten übermittelt werden können. Eine Übermittlung von Kostendaten für Anlagen im Prognosemodell wird in der Festlegung nicht geregelt.			
Frage/Regelungslücke	<p>1. Werden die über das Kostenblatt übermittelten Kosten lediglich für die Auswahlentscheidung bei Redispatchmaßnahmen oder auch für die finanzielle Abrechnung von Redispatchmaßnahmen zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber verwendet?</p> <p>2. Falls die Daten des Kostenblatts lediglich zur Auswahlentscheidung dienen: Wie werden die Kostendaten für die Abrechnung der Redispatchmaßnahmen an den Netzbetreiber übermittelt?</p>			
Lösung	<p>Zu 1: Die Kosten aus dem übermittelten Kostenblatt werden für die Anlagenauswahl berücksichtigt.</p> <p>Zu 2: Die in der Abrechnung zu verwendenden Kosten werden bilateral zwischen dem ANB und AB ex-post abgestimmt. Für die Abrechnung wird das Ergebnis der Abstimmung verwendet.</p>			
Status	Konsens: BDEW, BEE, bne, EDNA, GEODE, VKU			

Redispatch_040				
Beanspruchbare Leistung (Pmax), Dargebotsleistung (Pdar)				
Wie wird Pmax definiert?				
Sparte	Strom	<input checked="" type="checkbox"/>	Gas	<input type="checkbox"/>
Quelle	<p>BK6-20-061, Datenpunkt 2.3, Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) für SEE und SSE im Planwertmodell</p> <p>BK6-20-061, Datenpunkt 2.4, Dargebotsleistung (Pdar) für SEE im Planwertmodell</p>			
Frage / Regelungslücke	Gemäß Festlegung BK6-20-061 wird die „ <u>Beanspruchbare Leistung (Pmax)</u> “ wie folgt definiert (siehe Datenpunkt 2.3.): „Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung			

	<p><i>der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen, Dargebotssituation) begrenzt. [...]“</i></p> <p>Dies steht nicht im Einklang mit der Definition „<u>Beanspruchbare Leistung (Pmax)</u>“ gemäß der Anlage zur Festlegung BK6-18-122 zur Genehmigung des Vorschlags der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für den Umfang des Datenaustausches mit Verteilnetzbetreibern (VNB) und signifikanten Netznutzern (SNN) gemäß Artikel 40 Absatz 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 : „Die beanspruchbare elektrische Leistung (Obere Leistungsgrenze / Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z.B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z.B. Netzrestriktionen) begrenzt. [...]“</p> <p>Gemäß Festlegung BK6-20-061 wird die „<u>Dargebotsleistung (Pdar)</u>“ wie folgt definiert (siehe Datenpunkt 2.4.): „Die Dargebotsleistung entspricht der von einer Windenergie- oder Photovoltaikanlage unter Berücksichtigung des Dargebots des Primärenergieträgers (Wind- oder solare Strahlungsenergie) und der beanspruchbaren Leistung (Pmax) maximal elektrisch einspeisbaren Nettowirkleistung. Die Dargebotsleistung kann maximal der beanspruchbaren Leistung entsprechen.“</p> <p>Pdar ist nach BK6-20-061 definiert als die Dargebotsleistung unter Berücksichtigung der beanspruchbaren Leistung (Pmax). Pmax berücksichtigt laut der aktuellen Definition der Festlegung BK6-20-061 jedoch bereits die Dargebotssituation (im Gegensatz zur SO GL-Definition). Infolgedessen dürften Pdar und Pmax nach der BK6-20-061 Definition identische Werte generieren.</p> <p>Sinnvoll wäre eine Angleichung der Definition von Pmax aus der BNetzA-Festlegung BK6-20-061 an die Definition von Pmax aus der SO GL.</p>		
<p>Lösung</p>	<p>Bei Pmax ist die Dargebotssituation nicht zu berücksichtigen.</p> <p>Die Beschreibung des Datenpunkts 2.3 „Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) für SEE und SSE im Planwertmodell“ ist daher wie folgt anzupassen:</p> <table border="1" data-bbox="381 1565 1418 1886"> <tr> <td data-bbox="381 1565 598 1886">Beschreibung</td> <td data-bbox="598 1565 1418 1886">Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von</td> </tr> </table>	Beschreibung	Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von
Beschreibung	Die beanspruchbare elektrische Leistung (obere Leistungsgrenze/Produktion) entspricht der Differenz aus Nettonennleistung und nicht beanspruchbarer Leistung. Dieser Wert wird als maximal mögliche Einspeiseleistung der SEE für den jeweiligen Zeitraum übermittelt. Dieser Maximalwert wird durch anlagen- oder betriebsmittelbedingte Parameter (z. B. Wartungsmaßnahmen, Fernwärmeauskopplung) oder äußere Einflüsse (z. B. Netzrestriktionen) begrenzt. Im laufenden Betrieb kann Pmax von		

		der unter Normbedingungen ermittelten Nettonennleistung abweichen, ohne dass eine Nichtbeanspruchbarkeit vorliegt.
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
V 1.9	16.02.2022	Redispatch_019, Redispatch_020: neu ergänzt
V 1.10	04.03.2022	Redispatch_013: Anpassung des Auslaufdatums der Umsetzungsfrage auf 01.04.2023, Ergänzung der bilateralen Information über Stammdatenanreicherung, redaktionelle Präzisierung, Streichung der Unterfrage zum Abrechnungsverfahren zum 1.10.2021
V 1.11	04.04.2022	Redispatch_015, Redispatch_022: neu ergänzt
V 1.12	08.04.2022	Redispatch_023, Redispatch_024, Redispatch_026, Redispatch_027, Redispatch_028: neu ergänzt

		Redispatch_010: Korrektur der Umsetzungsfrage in Bezug auf Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen
V 1.13	20.05.2022	Redispatch_025: neu ergänzt
V 1.14	29.06.2022	Redispatch_029, Redispatch_030: neu ergänzt Redispatch_015: Ergänzung des Hinweis/Bemerkung zur Frist von Use-Case Schritt Nr. 1 in Unterfrage 2
V 1.15	23.08.2022	Redispatch_022: Redaktionelle Präzisierung zu Bilanzkreisen ergänzt, insb.: „Der vom EIV angegeben BK bzw. die vom EIV angegeben BK können sich von den Bilanzkreisen unterscheiden, denen die betroffenen MaLos der TR zugeordnet sind.“
V 1.16	11.10.2022	Redispatch_011: Anpassung der Frist der Übergangslösung vom 01.10.2022 auf „voraussichtlich 01.04.2023“, da die entsprechenden Anpassungen aufgrund von Umsetzungsfrage Redispatch_022 zum Planwertmodell erst zum 1.10.2022 in den Datenformaten veröffentlicht werden und diese zum 01.04.2023 zu implementieren sind. Redispatch_031: neu ergänzt
V 1.17	22.03.2023	Redispatch_013: Anpassung der Frist auf den 01.10.2023. Anpassung des Satzes zur Information vom ANB zu „Der ANB informiert bilateral und unverzüglich den LF und AB, und sofern bekannt den EIV, für welche Technischen Ressourcen (inkl. Angabe der TR-ID) eine Stammdatenanreicherung stattgefunden hat. Redispatch_011: Anpassung und Präzisierung aufgrund der möglichen Anwendung des Planwertmodells. Redispatch_010: Anpassung und Präzisierung insb. zu <i>Pbean,i</i> . Redispatch_032, Redispatch_033, Redispatch_034, Redispatch_035: neu ergänzt
V 1.18	06.07.2023	Redispatch_013: Anpassung: Eine Meldung der Stammdaten durch den EIV muss gemäß UC 2.1 "Übermittlung von initialen Stammdaten" erfolgen. Redispatch_036, Redispatch_038, Redispatch_039, Redispatch_040: neu ergänzt
V 1.19	18.09.2023	Redispatch_013: Anpassung der Frist auf den 01.04.2024 Redispatch_023: Anpassung und Präzisierung des Hinweises und der Übertragungszeit
V 1.20	26.02.2024	Redispatch_013: Anpassung des Auslaufdatums der Umsetzungsfrage auf den 01.10.2024, Ergänzung der Sätze „Daraufhin ist die initiale Stammda-

		tenmeldung des EIVs vom ANB gemäß UC 2.2 (oder UC 2.4) anzureichern.“ und „Daraufhin ist die initiale Stammdatenmeldung des EIVs vom ANB gemäß UC 2.2 (oder UC 2.4) anzureichern.“. Redispatch_041: neu ergänzt, Redispatch_037: neu ergänzt
V 1.21	27.06.2024	Redispatch_036: Anpassungen aufgrund von Formatumstellung, Redispatch_048, Redispatch_052: neu ergänzt
V 1.22	23.08.2024	Redispatch_013: Anpassung der Frist auf den 01.04.2025 Redispatch_024: Ergänzung des Satzes: „Die abgemeldete Ressource kann in keinem Fall reaktiviert werden, die Ressourcen-ID ist demnach nicht mehr zu vergeben.“