

Konsultationsbeitrag

Nr.	Tenorziffer/\$/ etc. (Pflichtfeld)	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	1	- Anlage: Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 Satz. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von vorrangig 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz; § 9 Abs. 3 EEG 2023 findet entsprechende Anwendung.	Eine Nutzung von TR mit einer Nennleistung von kleiner 100 kW kann durch die verbaute Steuerungstechnik der NB nicht in allen Fällen ausgeschlossen werden.
2	1	- Aufforderungsfall: Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen auffordert, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner Steuerbare Ressource (SR) zu verändern und deren Steuerung durchzuführen	Redaktionelle Anpassung: Der Begriff SR wird erstmalig im Dokument verwendet und sollte ausgeschrieben werden
3	1	- Betreiber der technischen Ressource (BTR) – MaKo: Der BTR ist für den Betrieb einer Technische Ressource (TR) verantwortlich	Redaktionelle Anpassung: Der Begriff SR wird erstmalig im Dokument verwendet und sollte ausgeschrieben werden
4	1	- Cluster: Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren-Ressourcen-SR und Steuergruppen (SG) und ggf. bereits bestehender Cluster	
5	1	- Duldungsfall: Ist eine Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber die Steuerung der TR SR zur Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs durchführt	Konsistenz zur Definition des anweisenden Netzbetreiber. Zusätzlich kann es vorkommen, dass ein anwNB nicht auf TR-Ebene steuern kann.
6	1	- Echtzeit-Daten: Echtzeit-Daten sind in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.	Streichung zurücknehmen. In Kapitel 4 sind die Echtzeitdaten mit mind. einem Datenpunkt enthalten, daher sollten sie hier auch definiert werden.
7	1	- Ex-ante-Planungsdaten	Der Begriff Fahrplan führt zur Verwechslung mit Bilanzkreisfahrplan. Da Planungsdaten gemeint sind, sollte auch dieser Begriff verwendet werden.
8	1	- Flexibilitätsbeschränkung: Beschränkung der möglichen Anpassung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs bei Redispatch-Maßnahmen, deren Überschreitung eine Störung oder Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gemäß § 13 Abs. 4 EnWG verursachen oder die Beseitigung einer solchen Störung oder Gefährdung verhindern würde.	Ergänzung des Wirkleistungsbezugs, da für Stromspeicher auch die Anpassung des Verbrauchs beschränkt werden können muss.
9	1	- Geplante Fahrweise: Erzeugung (bei positiven Werten) oder Verbrauch (bei negativen Werten), die oder der sich aus den letzten, vor dem Redispatch-Abruf übermittelten Ex-ante-Fahrplan Planungsdaten ergibt	Alle Datenübermittlungen (u.a. auch Planungsdaten) haben immer positive Werte und die Kennzeichnung von Erzeugung oder Verbrauch wird über gesonderte Zeitreihentypen (Business Typen) durchgeführt.
10	1	- Markttokation MaLo i. S. d. Festlegung GPKE	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
11	1	- anfordernder Netzbetreiber: Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine Redispatch-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen Netzbetreibern (z. B. Kuppelleitung) betrifft, sind beide Netzbetreiber der anfordernde Netzbetreiber: Anforderungen können durch zwischengelagerte Netzbetreiber bis hin zum anweisenden Netzbetreiber weitergegeben werden.	Die Anforderung einer Reispach-Maßnahmen erfolgt immer von genau einem Netzbetreiber (anfordernder Netzbetreiber). Dies gilt insbesondere auch für die Abruf-Formate. Erfolgt die Anforderung wegen eines Kuppelleitungsengpasses o.Ä., gibt es ggf. mehrere Anforderer, die gemeinsam die Kosten tragen. Der Begriff „Anforderer“ hat insofern eine andere Bedeutung als der Begriff „anfordernder Netzbetreiber“
12	1	- Anschlussnetzbetreiber (ANB) – MaKo- : Netzbetreiber, an dessen Netz eine TR unmittelbar angeschlossen ist. Ist die TR an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung oder an ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen, das kein Energieversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG ist, ist derjenige Netzbetreiber der Anschlussnetzbetreiber ANB , an dessen Netz die Kundenanlage, die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung oder das Energieversorgungsnetz angeschlossen ist. Netzbetreiber, die ausschließlich ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten nicht als ANB im Sinne der BilAReM.	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
13	1	- betroffene Netzbetreiber – MaKo-: Netzbetreiber, der Veränderungen des Lastflusses in seinem Netz durch Wirkleistungsanpassung einer steuerbaren-Ressource-SR, SG, Clusterressourcen erfahren würde. Ohne weitere Absprache gelten der Anschlussnetzbetreiber ANB und alle ihm vorgelagerten Netzbetreiber als betroffene Netzbetreiber.	Einheitlichkeit mit Definition Cluster und clusternder Netzbetreiber wäre gewährleistet. Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
14	1	- Clusternder Netzbetreiber – MaKo-: Netzbetreiber, der steuerbare-Ressourcen-SR, SG und gegebenenfalls bereits bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die steuerbaren-Ressourcen-SR seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster auswählt und abruft.	Steuergruppen werden bei Bedarf explizit getrennt von steuerbaren Ressourcen in einem Cluster zusammengefasst und sollten demnach hier auch separat erwähnt werden
15	1	- Redispatch-Abruf: Ankündigung einer Redispatch-Maßnahme durch einen Netzbetreiber; kein Redispatch-Abruf im Sinne der BilAReM liegt vor, wenn ein Netzbetreiber lediglich Limitierungen in der Fahrweise setzt, ohne in die geplante Fahrweise einzugreifen.	Bitte streichen. Es soll vermutlich die Meldung eines Redispatchabrufs adressiert werden. Dafür gibt es unter 2.19 und 2.20 die beiden Datenpunkte positives und negatives RDA
16	1	- Redispatch-Maßnahme: Anpassung oder Aufforderung zur Anpassung oder Einschränkung der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs einer Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie durch einen Netzbetreiber nach § 13a Abs. 1 (i. V. m. § 14 Abs. 1 bzw. 1c Satz. 1 2. Hs.) EnWG unabhängig von ihrem Zeitpunkt oder ihrer Form	Eine Redispatch-Maßnahme liegt auch dann vor, wenn die SR in ihrer Fahrweise limitiert wird, ohne eine direkte Anpassung der geplanten Wirkleistungsanpassung zu bewirken.

17	1	-	Steuerbare Ressource (SR) – MaKo:- Steuerbare Ressource SR i. S. d. Festlegung GPKE, der ausschließlich nur technische Ressourcen TRs im Sinne dieser Festlegung zugeordnet sind	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
18	1	-	Stromerzeugungseinheit (SEE): Technische Ressource TR zur Erzeugung von elektrischer Energie	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
19	1	-	Stromspeichereinheit (SSE): Technische Ressource TR zur Speicherung von elektrischer Energie	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
20	1	-	Technische Ressource (TR) – MaKo:- Technische Ressource TR i. S. d. Festlegung GPKE, bei der die jeweilige Einheit eine Anlage im Sinne dieser Festlegung ist	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
21	1	-	Beschaffungsvorbehalt: Die Mitteilung eines Übertragungsnetzbetreibers, dass eine Beschaffung des energetischen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber über die Börse aufgrund einer Engpasssituation im Übertragungsnetz nachteilig wäre.	Streichung muss zurückgenommen werden. Die Maßnahmen für Engpässe in den VNB-Netzen haben massiv zugenommen und sind zu einigen Zeitpunkten höher als die Maßnahmen der ÜNB. Die Wirkung dieser Maßnahmen auf das ÜNB-Netz ist deshalb signifikant und kann nur eindeutig bestimmt werden, wenn die Örtlichkeit des bilanziellen Ausgleichs bekannt ist. Wird der Ausgleich durch die ÜNB durchgeführt, können neben der Abschätzung der Wirkung und der Verhinderung des Entstehens neuer Engpässe, die Ausgleichsmaßnahmen zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz verwendet werden.
22	1	-	Data Provider (DP): Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt.	Sollte definiert werden, da der DP in den Prozessen genutzt wird.
23	2.1.1	-	Der bilanzielle Ausgleich für TR, deren Anschlussnetzbetreiber ein Übertragungsnetzbetreiber ist, erfolgt im Planwertmodell. Alle SR mit Anschluss am Übertragungsnetz werden dem Planwertmodell zugeordnet. Im übrigen Verteilernetz erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 Satz 3 i. V. m. § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG im Planwertmodell, wenn die TR SR nach den Vorgaben des Kapitels 2.3 in das Planwertmodell überführt wurde. SR mit präqualifizierter Regelleistung und Speicher werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Eindeutige Formulierung; Hinweis: Korrektur von Paragraphensatz § 14 Abs. 1 Satz 3 EnWG statt Satz 2. Die Zuordnung einer SR, die Regelleistung erbringen, ins Planwertmodell schützt die Vorhalteleistung. Diese wird in Planungsdaten explizit gemeldet und kann bei Dimensionierung von RD-Maßnahmen berücksichtigt werden. Prognosen eines ANB für eine SR (im Prognosemodell) mit Regelleistung berücksichtigen die Vorhalteleistung nicht. Eine qualitativ gute ANB-Prognose für Speicher-SR ist so gut wie unmöglich, somit ist eine gesicherte Planungsdatenlieferung durch den EIV essenziell.
24	2.1.2	-	Ist die Differenz positiv, erfolgt der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des anweisenden Netzbetreibers einem vom anweisenden Netzbetreiber ausschließlich für den Redispatch deklarierten Bilanzkreis in den betroffenen Bilanzkreis; bei negativer Differenz umgekehrt	Umformulierung auf deklarierten Bilanzkreis um die dienstleistende Bewirtschaftung des Bilanzkreises vor allem für kleinere und mittlere NB zu garantieren, die ansonsten eine 24/7 Fahrplanbewirtschaftung aufbauen müssten. Der deklarierte Bilanzkreis entspricht weiterhin den Vorgaben aus der GPKE (Teil 1 Kapitel 8.2.3), wonach ein Netzbetreiber einen gesonderten Bilanzkreis für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes zu führen hat. Grundsätzliche Anmerkung zu Formeln in der Festlegung: Möglichst keine Formeln in der Festlegung, diese sind in der Prozessbearbeitung auszuformulieren bzw. zu konkretisieren
25	2.1.3	-	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des Index Ausgleichsenergiepreis (ID-AEP1) finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Differenz vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. ... Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Der Korrekturbetrag für jede Viertelstunde des Ausgleichszeitraums ist vorzeichenrichtig den übrigen Posten des finanziellen Ausgleichs hinzuzuaddieren. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber ÜNB keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz aus Ausfallarbeit und bilanziellem Ausgleich findet nicht statt.	Redaktionelle Anpassung: Der Begriff ID-AEP wird erstmalig im Dokument verwendet und sollte ausgeschrieben werden. Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
26	2.2	-	Bei TR SR , für die kein bilanzieller Ausgleich im Planwertmodell erfolgt, werden Redispatch-Maßnahmen bis zum 31.12.2031 nicht durch den Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen (vgl. § 14 Abs. 1 Satz 23 EnWG). Die Höhe des Aufwendersatzes nach § 14 Abs. 1b EnWG ist nicht Gegenstand dieser Festlegung.	
27	2.3.1	-	Auswahl von Clustern- und SR-Anlagenauswahl Auswahl von SR Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber ÜNB stimmen ab, welche SR dem Planwertmodell zugeordnet werden, wenn der ANB ein Verteilernetzbetreiber ist. Die Übertragungsnetzbetreiber ÜNB geben für Netzanschlusspunkte Netzverknüpfungspunkte der Verteilernetze an das Übertragungsnetz an, welche installierte Leistung von welcher Anlagenart ins Planwertmodell überführt werden soll. Sie berücksichtigen insbesondere, welche Leistung dazu beiträgt, die Effizienz/Wirksamkeit von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz. 2 EnWG insgesamt zu steigern. Die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bestimmen in Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber ÜNB Cluster, deren SR vollständig in das Planwertmodell überführt werden, um die Vorgabe des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber ÜNB umzusetzen. Die Mischung der Bilanzierungsmodelle innerhalb eines Clusters ist nicht zulässig. Nötigenfalls ist der Clusterzuschnitt zu ändern, um eine Mischung der Bilanzierungsmodelle in einem Cluster zu vermeiden. Soweit SR mit Anschluss in nachgelagerten Verteilernetzen betroffen sind, erfolgen eine entsprechende Abstimmung zwischen vorgelagerten und nachgelagerten Verteilernetzbetreiber und eine Einbeziehung aller vorgelagerten Netzbetreiber. Bei der Auswahl der SR berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber die Wünsche eines Anlagenbetreibers, eine SR ins Planwertmodell zu überführen, soweit dies nicht einer geordneten und effizienten Überführung der von den Übertragungsnetzbetreibern ÜNB angegebenen Leistung entgegensteht. Bis zum [01.01.2031] sollen mindestens alle SR, die zu einer Verbesserung der Effizienz der Engpassbehebung im Übertragungsnetz beitragen können, in das Planwertmodell überführt werden. In Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber ÜNB und ggf. vorgelagerte Verteilernetzbetreiber können die Verteilernetzbetreiber darüber hinaus SR in das Planwertmodell überführen.	Überschrift ändern Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.

28	2.3.2	-	Die Zuordnung einer SR zum Planwertmodell erfolgt durch elektronische Mitteilung des ANB an den LV, EIV und BTR in bundesweit einheitlichen Formaten. Diese beinhaltet mindestens die Bezeichnung der SR mit ihrer SR-ID, das Datum der Wirksamkeit der Zuordnung und die Nennung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB. Die Mitteilung erfolgt bei Überführung aus dem Prognosemodell spätestens sechs Monate vor der Wirksamkeit der Zuordnung. Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber zum [01.01.2027]. Die Überführung darf zu beliebigen Monatsersten erfolgen. Der ANB testet rechtzeitig vor Wirksamkeit der Überführung die Funktionsfähigkeit der für die Abwicklung des Planwertmodells erforderlichen Kommunikation mit den betroffenen Marktteilnehmern. Die betroffenen Unternehmen sind zur Mitwirkung verpflichtet. Die Mitteilungen erfolgen bei neu eingerichteten SR spätestens fünf Werktage vor dem Tag der geplanten Inbetriebnahme der ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wenn dem ANB alle dafür erforderlichen Informationen vom BTR oder EIV mindestens zehn Werktage vor der geplanten Inbetriebnahme mitgeteilt wurden, andernfalls spätestens fünf Werktage nach der vollständigen Information. Die Zuordnung wird mit Inbetriebnahme ersten TR, die der SR zugeordnet ist, wirksam. Eine Zuordnung zum Prognosemodell von SR, die bereits dem Planwertmodell zugeordnet wurden, ist nicht möglich. Bei Ausfall des oder unzureichender Datenlieferung durch den EIV müssen Ersatzprozesse geschaffen werden	Ein Wechsel vom Prognose- ins Planwertmodell muss zum Monatsersten erfolgen. Der 01.01. ist als Feiertag ungeeignet, da nur eine Notfallbesetzung an Personal erreichbar ist. Der 01.04. und 01.10. sind als typische Termine für Formatwechsel gesetzt und die betroffenen Mitarbeiter sind zu diesen Terminen i.d.R. schon mit den Arbeiten der Formatwechsel ausgelastet und können auf Problem beim Wechsel von Anlagen ins Planwertmodell keine angemessene Problemunterstützung gewährleisten. Streichung: Es ist ein Prozess zur Überführung von Bestands-SR ins Planwertmodell und IBN neuer SR zu beschreiben durch die Branche. Begrifflichkeit „neu eingerichtete SR“ ist zu definieren. Wenn es im Planwertmodell zu grundlegenden Fehlern oder Schwierigkeiten kommt, bspw. bei unzureichender Planungsdatenlieferung, müssen Ersatzprozesse geschaffen werden. Es sollte alles Mögliche dafür getan werden, dass man im Planwertmodell verbleibt. Ob in einem Ausnahmefall doch ein Wechsel zurück ins Prognosemodell sinnvoll ist, ist auf Prozessebene zu klären.								
29	3.1	-	... Kann Pist nicht ermittelt werden, weil das Messkonzept die Messung der Erzeugung nicht ermöglicht, ist für Pist auf den Einspeisezähler abzustellen. Bei Verwendung eines Standard einspeiseprofils (SEP) Referenzprofilverfahren oder bei Vorgabe eines Leistungswerts durch den Netzbetreiber, von dem nicht abgewichen werden darf (Redispatch-Maßnahme mit beiderseitiger Fixierung) gilt abweichend: Beim negativen Redispatch...	SEP sind laut der aktuell gültigen Festlegung MaBiS seit dem 06.06.2025 kein zulässiges Bilanzierungsverfahren für fluktuierende Einspeiseanlagen mehr. Hier muss das Referenzprofilverfahren zur Anwendung kommen.								
30	3.2	-		Die Bestimmung der Ausfallarbeit für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung ist nur für den Fall des negativen Redispatch definiert. Auch für den positiven RD sollten Regeln definiert werden.								
31	3.2.1	-	<table><tr><th>Variante</th><th>Kurzbeschreibung</th></tr><tr><td>Spitzabrechnung</td><td>gemessene Wetter- und Leistungsdaten der TR</td></tr><tr><td>vereinfachte Spitzabrechnung</td><td>mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort</td></tr><tr><td>Pauschal-Abrechnung</td><td>Fortschreiben der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme</td></tr></table> Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede TR bis zum 30.11. eines Jahres für das folgende Kalenderjahr. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten TR sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle-MaLo zugeordnet ist. Trifft der Anlagenbetreiber keine Zuordnungsentscheidung, findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen, insofern geeignete Messdaten der TR vorliegen, ansonsten findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung. Die Pauschal-Abrechnung darf für TR gewählt werden die am Zeitpunkt der der Festlegung der Pauschal-Abrechnung gemäß Kapitel 3.2.1 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 zugeordnet waren. Diese TR können bis zum [31.12.2028] in der Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) verbleiben, wenn nicht der Anlagenbetreiber vorher eine andere Abrechnungsvariante festlegt. Ab dem 01.01.2029 werden diese TR der vereinfachten Spitzabrechnung zugeordnet, wenn nicht der Anlagenbetreiber die Spitzabrechnung festlegt. TR, die am Zeitpunkt der Bekanntmachung der Festlegung nicht der Pauschal-Abrechnung zugeordnet waren, können nicht der Pauschal-Abrechnung zugeordnet werden: insofern keine geeigneten Messdaten der TR vorliegen wird die Anlage der vereinfachten Spitzabrechnung zugeordnet. Solange die Einspeisung einer Anlage mit fluktuierender Einspeisung nicht viertelstundenscharf gemessen wird und sie auch nicht mit einer viertelstundenscharfen Messung oder einer technischen Einrichtung, mit der der Netzbetreiber die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann, auszustatten ist, findet die Pauschal-Abrechnung nach Kapitel 3.2.2.3 (Windenergieanlagen) oder Kapitel 3.2.3.3 (Solaranlagen) Anwendung. Bei Wegfall dieser Voraussetzungen, wechselt die TR mit einer Frist von [drei] Monaten zum Ablauf des nächsten 31.12. in die vereinfachte Spitzabrechnung, wenn nicht der Anlagenbetreiber die vereinfachte Spitzabrechnung festlegt. Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber geeignete...	Variante	Kurzbeschreibung	Spitzabrechnung	gemessene Wetter- und Leistungsdaten der TR	vereinfachte Spitzabrechnung	mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort	Pauschal-Abrechnung	Fortschreiben der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme	Anlagen sollten insofern technisch möglich immer der Spitzabrechnung zugeordnet werden. Die vereinfachte Spitzabrechnung soll nur dann verwendet werden, wenn dies nicht möglich ist. Zur Streichung von „Einspeisestelle“: Energiemengenbilanziell können nur Marktllokationen oder Tranchen Bilanzkreisen zugeordnet sein.
Variante	Kurzbeschreibung											
Spitzabrechnung	gemessene Wetter- und Leistungsdaten der TR											
vereinfachte Spitzabrechnung	mit Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort											
Pauschal-Abrechnung	Fortschreiben der letzten Viertelstunde vor der Redispatch-Maßnahme											

32	3.2.2.1	- Die theoretische Erzeugungsleistung ist bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2023 zu bestimmen. Liegt die Leistungskennlinie nicht in Schritten von 0,1 m/s vor, sind anhand der vorhandenen Werte die Zwischenschritte linear zu interpolieren. Solange keine zertifizierte Leistungskennlinie vorliegt, wird stattdessen die Ersatz-Kennlinie zur Ermittlung der Standortgüte zur Inbetriebnahme der Windenergieanlage gemäß Anhang C der Technischen Richtlinie 6 verwendet. Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch ein geeignetes Messgerät an der Gondel oder der Rotornabe der jeweiligen Windenergieanlage. Die Messwerte müssen mit einer Mindestauflösung von 0,1 m/s vorliegen. Mit Hilfe der Leistungskennlinie und der Windgeschwindigkeit wird für jede Viertelstunde (i) während der Redispatch-Maßnahme die durchschnittliche theoretische Leistung (Ptheo,i) der TR bestimmt. Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die zeitlich nächsten vollständig gemessenen zusammenhängenden Viertelstunden vor oder nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt bzw.-endet, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet. Wenn die dezentralen Windmessungen an den einzelnen Anlagen verwendet werden, sind für die Aufteilung der IST-Leistung auf die Einzelanlage die gemessenen SCADA-Leistungswerte zu verwenden. Soweit die TR 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 (Pvor,theo und Ptheo,i) zu berücksichtigen. Ist wegen Einspeiseeinschränkungen vor der Redispatch-Maßnahme keine Bestimmung von Pvor,ist möglich, können für die letzten vier Viertelstunden vor oder nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt bzw.-endet, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten Anlage als Ersatzwert angenommen werden. Wenn das Produkt $KF \cdot P_{theo,i}$ größer als die Nennleistung der TR bzw. die Summe der Nennleistungen der TR hinter der Netzlokation ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. Das Produkt ist in diesem Fall auf die Summe der Nennleistungen der TR hinter der Netzlokation zu begrenzen.	Formulierung „oder nach“ würde zu Mehrkosten führen und erschwert das Daten Clearing (6.4). Die ÜNB bevorzugen daher, für die Bestimmung des durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert, den Zeitraum vor der Maßnahme zu nutzen. Für ein gutes Daten Clearing muss in jedem Fall klar definiert sein, wie der Wert bestimmt wird und genau ein K-Faktor je Redispatch-Maßnahme ist wünschenswert. Hinweis zum neuen Absatz: Dies entspricht bewusst nicht der Aufteilung nach EEG, um ungenaue Korrekturfaktoren zu vermeiden.
33	3.2.2.3	- Bei der Pauschal-Abrechnung entspricht die Ausfallarbeit grundsätzlich der Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert vor der Redispatch-Maßnahme (P0) und dem Wert der Leistungslimitierung durch die Redispatch-Anweisung (Plim,i). Liegt für die betroffene Viertelstunde eine marktbedingte Anpassung oder eine Nichtbeanspruchbarkeit vor, ist der niedrigste Wert aus P0, PmbA,i und Pbean,i maßgeblich. Liegt keine ¼-h-Messung vor, ist für P0 der nach dem: Standard-Einspeiseprofil oder tagesabhängigen Einspeiseprofil-Referenzprofilverfahren zu bilanzierende Wert anzusetzen. Das Pauschal-Abrechnungsverfahren kommt nur für jene SR zur Anwendung, welche nicht durch die Netzbetreiber bilanziert werden müssen.	SEP sind laut der aktuell gültigen Festlegung MaBiS seit dem 06.06.2025 kein zulässiges Bilanzierungsverfahren für fluktuierende Einspeiseanlagen mehr. Hier muss das Referenzprofilverfahren zur Anwendung kommen.
34	3.2.3.1	- Für Windenergieanlagen auf See finden die Spitzabrechnung oder die vereinfachte Spitzabrechnung nach den Vorgaben für Windenergieanlagen auf Land Anwendung. Optional besteht für die Spitzabrechnung die Möglichkeit, gemäß Kapitel 3.2.3.2 das Wind-Bin-Verfahren zur Ermittlung des Korrekturfaktors zu wählen: Für die Ermittlung des Korrekturfaktors gilt jedoch abweichend davon ab dem 01.01.2027 das Wind-Bin-Verfahren gemäß 3.2.3.2. Bei der vereinfachten Spitzabrechnung müssen mindestens für jedes Cluster im Sinne des § 3 Nr. 1 Windenergie-auf-See-Gesetz die Daten zur Windgeschwindigkeit vorliegen. Es können Messwerte von FINO-Messmasten verwendet werden, wenn diese eine höhere Vergleichbarkeit gewährleisten als Daten einer Referenzanlage. Anlagenbetreiber, die das Wind-Bin-Verfahren anwenden möchten, haben ihre Wahl gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber bis spätestens zum 30.11. des Vorjahres für das folgende Kalenderjahr zu erklären. Voraussetzung für die Wahl des Wind-Bin-Verfahrens ist, dass die notwendigen Korrekturfaktoren für jedes Wind-Bin gemäß Kapitel 3.2.3.2 bestimmt und mit dem Anschlussnetzbetreiber abgestimmt sind. Das gewählte Verfahren ist für das gesamte Kalenderjahr.	Das Wind-Bin-Verfahren ist das realitätsnaheste Verfahren und ist für Offshore-Windparks gut anwendbar. Durch die Verpflichtung wird nur ein Berechnungsverfahren zugelassen und man hat nicht mehrere Berechnungssysteme. Zudem ist das die Berechnungsmethode gleichlautend mit der Berechnung des Korrekturfaktors für Einschränkungen nach §17e EnWG.
35	3.2.3.2	-	s. 3.2.3.1 -> Wind-Bin-Verfahren verpflichtend
36	3.2.4.3	- Das Pauschal-Abrechnungsverfahren kommt nur für jene SR zur Anwendung, welche nicht durch die Netzbetreiber bilanziert werden müssen.	
37	3.3.2	- Das Pauschal-Abrechnungsverfahren kommt nur für jene SR zur Anwendung, welche nicht durch die Netzbetreiber bilanziert werden müssen.	
38	3.4	- Übersteigt in der Viertelstunde die Summe der nach den Kapiteln 3.2 und 3.3 bestimmten Ausfallarbeit von aller TR, die über einen Netzlokation mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, das Produkt aus Anschlussleistung für diese mit einer Viertelstunde, wird die Ausfallarbeit der jeweiligen TR für diese Viertelstunde wie folgt bestimmt:	Durch die Präzisierung von „von“ auf „aller“ wird deutlich, dass die gebündelte Ausfallarbeit aller TR der Netzlokation betrachtet werden müssen.

39	4	-	... Die Pflicht zur Übermittlung von Stammdaten vom Anlagenbetreiber an den Anschlussnetzbetreiber wird durch die Registrierung der entsprechenden Daten im Marktstammdatenregister erfüllt, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im Marktstammdatenregister erfasst wird. Die Bundesnetzagentur wird auf ihrer Internetseite veröffentlichen, für welche Datenpunkte dies der Fall ist. Die vollständige Übermittlung von Stammdaten gem. Kapitel 6.2.1. und Vorgabe 6.2.1.2 ist trotz der Ausnahmen in diesem Kapitel verpflichtend. Der Einsatzverantwortliche, bzw. der Anlagenbetreiber unterliegt zudem der Pflicht zur Teilnahme an anschließenden Stammdatenänderungs-, bzw. Clearing-Prozessen, damit jederzeit allen Prozessteilnehmern aktuelle und korrekte Daten vorliegen. Betreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen müssen keine Stammdaten an den Anschlussnetzbetreiber nach diesem Kapitel melden, wenn und soweit ein entsprechender Datenpunkt im Marktstammdatenregister erfasst wird. Die Pflicht zur Stammdatenmeldung an das Marktstammdatenregister bleibt unberührt. Die vollständige Übermittlung von Stammdaten gem. Kapitel 6.2.1. und Vorgabe 6.2.1.2 ist auch für nicht direktvermarkteten Anlagen trotz der Ausnahmen in diesem Kapitel verpflichtend. Der Betreiber von nicht direktvermarkteten Anlagen unterliegt zudem der Pflicht zur Teilnahme an anschließenden Stammdatenänderungs-, bzw. Clearing-Prozessen, damit jederzeit allen Prozessteilnehmern aktuelle und korrekte Daten vorliegen.	Durch die Ergänzung wird klargestellt, wessen Lieferpflicht durch das MaStR abgelöst werden soll. Ohne diese Ergänzung könnte der Eindruck entstehen, dass das MaStR führend in den Prozessen werden soll. Da dieses Kapitel zu Fragen und Diskussionen geführt hat, ist eine Klarstellung notwendig: der Prozess der Stammdatenübermittlung nach Kapitel 6.2.1 soll nicht ausgesetzt werden, wenn Daten im Marktstammdatenregister erfasst werden und nicht mehr von Anlagenbetreiber an den Anschlussnetzbetreiber übermittelt werden müssen. Nicht direktvermarktete Anlagen, also einspeisevergütete Anlagen in der ÜNB-Vermarktung werden geclustert. Und eine SR inkl. Stammdatenübermittlung wird doch für ein Cluster und eine Cluster-Stammdatenübermittlung vorausgesetzt. Daher muss sichergestellt werden, dass Stammdaten nach Kapitel 6.2.1 inkl. RD 2.0-Identifikatoren (TR, SR) auch für nicht direktvermarktete Anlagen zu übermitteln sind.																								
40	4	-		Reduktion der Komplexität. Einige der Objektebenen unten sind noch falsch. Wir empfehlen diese aus allen Datenpunkten zu entfernen und auf Prozess- bzw. Formatebene zu klären.																								
41	4	-	1.2. a <table><tr><td>Datum a</td><td colspan="3">Identifikator: technische Ressource-TR_ID a</td></tr><tr><td>Einheit a</td><td colspan="3">a</td></tr><tr><td>Beschreibung a</td><td colspan="3">Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource-TR anzugeben. Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt, ist die TR_ID zu verwenden. a</td></tr><tr><td>Objekt a</td><td colspan="3">Jede technische Ressource-TR a</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen a</td><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW a</td><td>P > 100 kW a</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell) a</td></tr><tr><td></td><td>Ja a</td><td>Ja a</td><td>Nein a</td></tr></table>	Datum a	Identifikator: technische Ressource-TR_ID a			Einheit a	a			Beschreibung a	Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource-TR anzugeben. Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt, ist die TR_ID zu verwenden. a			Objekt a	Jede technische Ressource-TR a			Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P ≤ 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a		Ja a	Ja a	Nein a	Zur eindeutigen Identifikation von Objekten empfiehlt es sich, genau einen durchgängigen Identifikator zu nutzen. In diesem Fall ist dies die vom ANB vergebene TR-ID.
Datum a	Identifikator: technische Ressource-TR_ID a																											
Einheit a	a																											
Beschreibung a	Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource-TR anzugeben. Als Identifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt, ist die TR_ID zu verwenden. a																											
Objekt a	Jede technische Ressource-TR a																											
Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P ≤ 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a																									
	Ja a	Ja a	Nein a																									
42	4	-	1.3. a <table><tr><td>Datum a</td><td colspan="3">Identifikator: steuerbare Ressource-SR-ID a</td></tr><tr><td>Einheit a</td><td colspan="3">a</td></tr><tr><td>Beschreibung a</td><td colspan="3">Es ist ein Identifikator für jede steuerbare Ressource-SR anzugeben. Als Identifikator ist die SR-ID des Netzbetreibers zu verwenden. a</td></tr><tr><td>Objekt a</td><td colspan="3">Steuerbare Ressource-SR a</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen a</td><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW a</td><td>P > 100 kW a</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell) a</td></tr><tr><td></td><td>Ja a</td><td>Ja a</td><td>Nein a</td></tr></table>	Datum a	Identifikator: steuerbare Ressource-SR-ID a			Einheit a	a			Beschreibung a	Es ist ein Identifikator für jede steuerbare Ressource-SR anzugeben. Als Identifikator ist die SR-ID des Netzbetreibers zu verwenden. a			Objekt a	Steuerbare Ressource-SR a			Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P ≤ 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a		Ja a	Ja a	Nein a	Redaktionelle Klarstellung
Datum a	Identifikator: steuerbare Ressource-SR-ID a																											
Einheit a	a																											
Beschreibung a	Es ist ein Identifikator für jede steuerbare Ressource-SR anzugeben. Als Identifikator ist die SR-ID des Netzbetreibers zu verwenden. a																											
Objekt a	Steuerbare Ressource-SR a																											
Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P ≤ 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a																									
	Ja a	Ja a	Nein a																									
43	4	-	zu 1.7.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								
44	4	-	zu 1.8.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								
45	4	-	zu 1.9.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								
46	4	-	zu 1.10.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								
47	4	-	zu 1.11.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								
48	4	-	zu 1.12.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								
49	4	-	zu 1.13.	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten.																								

50	4	-	1.14. a <table><tr><td>Datum a</td><td colspan="3">Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) a</td></tr><tr><td>Einheit a</td><td colspan="3">MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute a</td></tr><tr><td>Beschreibung a</td><td colspan="3">Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich. a</td></tr><tr><td>Objekt a</td><td colspan="3">Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen a</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen a</td><td>100 kW ≤ P < 1 MW a</td><td>P > 100 kW a</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell) a</td></tr><tr><td></td><td>Ja a</td><td>Ja a</td><td>Nein a</td></tr></table>	Datum a	Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) a			Einheit a	MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute a			Beschreibung a	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich. a			Objekt a	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen a			Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P < 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a		Ja a	Ja a	Nein a	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten. Hinweis auf zu streichende Passage: Die Passage führt durch die Formulierung zu einer unklaren Lieferverpflichtung/Datenlage des Datums. Im Fall größer gleich 20% ist keine Mitteilung nötig, es wird also vom EIV nichts gemeldet. Im Prozess ist nicht definiert/klargestellt was als Wert zu verwenden ist. Dies führt hier zu einer unvollständigen Datenlage für das Datum und kann in Konsequenz nicht Prozess verwendet werden. Deswegen ist es hier zwingend notwendig eine einheitliche Regelung zu treffen. Begründung: Komplexitätsreduktion und einheitliches Vorgehen
Datum a	Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung) a																											
Einheit a	MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute a																											
Beschreibung a	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit innerhalb des Leistungsbereiches zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung bei Leistungserhöhung, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Mindesterzeugungsleistung und Nennleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich. a																											
Objekt a	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen a																											
Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P < 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a																									
	Ja a	Ja a	Nein a																									
51	4	-	1.15. a <table><tr><td>Datum a</td><td colspan="3">Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min a</td></tr><tr><td>Einheit a</td><td colspan="3">MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute a</td></tr><tr><td>Beschreibung a</td><td colspan="3">Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung durch ein externes Steuersignal, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich. a</td></tr><tr><td>Objekt a</td><td colspan="3">Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen a</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen a</td><td>100 kW ≤ P < 1 MW a</td><td>P > 100 kW a</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell) a</td></tr><tr><td></td><td>Ja a</td><td>Ja a</td><td>Nein a</td></tr></table>	Datum a	Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min a			Einheit a	MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute a			Beschreibung a	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung durch ein externes Steuersignal, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich. a			Objekt a	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen a			Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P < 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a		Ja a	Ja a	Nein a	Der Datenpunkt wird heute auf SR und nicht auf TR-Ebene in den Stammdaten gemeldet. Dieses Vorgehen hat sich bewährt, da die SR die abrufbare Ressource ist, für welche der NB bei der Abrufdimensionierung die entsprechende technische Randbedingung berücksichtigen muss. Deshalb wäre eine Beibehaltung der ursprünglichen Formulierung zu befürworten. Hinweis auf zu streichende Passage: Die Passage führt durch die Formulierung zu einer unklaren Lieferverpflichtung/Datenlage des Datums. Im Fall größer gleich 20% ist keine Mitteilung nötig, es wird also vom EIV nichts gemeldet. Im Prozess ist nicht definiert/klargestellt was als Wert zu verwenden ist. Dies führt hier zu einer unvollständigen Datenlage für das Datum und kann in Konsequenz nicht Prozess verwendet werden. Deswegen ist es hier zwingend notwendig eine einheitliche Regelung zu treffen. Begründung: Komplexitätsreduktion und einheitliches Vorgehen
Datum a	Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min a																											
Einheit a	MW pro Minute oder % der installierten Leistung pro Minute a																											
Beschreibung a	Darunter ist die durchschnittliche Leistungsänderungsgeschwindigkeit bei Leistungsreduzierung durch ein externes Steuersignal, abgeleitet aus der Zeitdauer der Leistungsänderung zwischen Nennleistung und Mindesterzeugungsleistung, zu verstehen. Die Mitteilung ist nur bei Lastgradienten kleiner 20 % PROD_nenn pro Minute erforderlich. a																											
Objekt a	Steuerbare Technische Ressourcen oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen a																											
Relevante Leistungsklassen a	100 kW ≤ P < 1 MW a	P > 100 kW a	P ≥ 10 MW (konventionell) a																									
	Ja a	Ja a	Nein a																									
52	4	-	1.18. a <table><tr><td>Datum a</td><td colspan="3">Präqualifizierte Primärregelleistung (PRL_pos, PRL_neg) a</td></tr><tr><td>Einheit a</td><td colspan="3">MW a</td></tr><tr><td>Beschreibung a</td><td colspan="3">Es ist die präqualifizierte Primärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden. a</td></tr><tr><td>Objekt a</td><td colspan="3">Technische Ressourcen a</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen a</td><td colspan="3">P ≥ 100 kW a</td></tr></table>	Datum a	Präqualifizierte Primärregelleistung (PRL_pos, PRL_neg) a			Einheit a	MW a			Beschreibung a	Es ist die präqualifizierte Primärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden. a			Objekt a	Technische Ressourcen a			Relevante Leistungsklassen a	P ≥ 100 kW a			Neuer zusätzliche Datenpunkt: Präqualifizierte Primärregelleistung Einführung des Stammdatums der präqualifizierten Regelleistung(en): Ohne dieses Stammdatums lassen sich die gemeldeten Planungsdaten nicht plausibilisieren. Da die verwendeten Objekte zwischen Redispatch (SR/TR) und Regelleistung (Pool/technische Einheit) unterschiedlich sind, können diese nicht automatisch wechselseitig verwendet werden. Mit der Aufnahme der Datenpunkte wird eine Analogie zur SOGL hergestellt.				
Datum a	Präqualifizierte Primärregelleistung (PRL_pos, PRL_neg) a																											
Einheit a	MW a																											
Beschreibung a	Es ist die präqualifizierte Primärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden. a																											
Objekt a	Technische Ressourcen a																											
Relevante Leistungsklassen a	P ≥ 100 kW a																											
53	4	-	1.19. a <table><tr><td>Datum a</td><td colspan="3">Präqualifizierte Sekundärregelleistung (SRL_pos, SRL_neg) a</td></tr><tr><td>Einheit a</td><td colspan="3">MW a</td></tr><tr><td>Beschreibung a</td><td colspan="3">Es ist die präqualifizierte Sekundärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden. a</td></tr><tr><td>Objekt a</td><td colspan="3">Technische Ressourcen a</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen a</td><td colspan="3">P ≥ 100 kW a</td></tr></table>	Datum a	Präqualifizierte Sekundärregelleistung (SRL_pos, SRL_neg) a			Einheit a	MW a			Beschreibung a	Es ist die präqualifizierte Sekundärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden. a			Objekt a	Technische Ressourcen a			Relevante Leistungsklassen a	P ≥ 100 kW a			Neuer zusätzliche Datenpunkt: Präqualifizierte Sekundärregelleistung Einführung des Stammdatums der präqualifizierten Regelleistung(en): Ohne dieses Stammdatums lassen sich die gemeldeten Planungsdaten nicht plausibilisieren. Da die verwendeten Objekte zwischen Redispatch (SR/TR) und Regelleistung (Pool/technische Einheit) unterschiedlich sind, können diese nicht automatisch wechselseitig verwendet werden. Mit der Aufnahme der Datenpunkte wird eine Analogie zur SOGL hergestellt.				
Datum a	Präqualifizierte Sekundärregelleistung (SRL_pos, SRL_neg) a																											
Einheit a	MW a																											
Beschreibung a	Es ist die präqualifizierte Sekundärregelleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden. a																											
Objekt a	Technische Ressourcen a																											
Relevante Leistungsklassen a	P ≥ 100 kW a																											

54	4	-	<table><tr><td colspan="2">1.20.␣</td></tr><tr><td>Datum␣</td><td>Präqualifizierte Minutenreserveleistung <u>MRL_pos</u>, <u>MRL_neg</u>␣</td></tr><tr><td>Einheit␣</td><td>MW␣</td></tr><tr><td>Beschreibung␣</td><td>Es ist die präqualifizierte Minutenreserveleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.␣</td></tr><tr><td>Objekt␣</td><td>Technische Ressource␣</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklasse␣</td><td>P ≥ 100 kW␣</td></tr></table>	1.20.␣		Datum␣	Präqualifizierte Minutenreserveleistung <u>MRL_pos</u> , <u>MRL_neg</u> ␣	Einheit␣	MW␣	Beschreibung␣	Es ist die präqualifizierte Minutenreserveleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.␣	Objekt␣	Technische Ressource␣	Relevante Leistungsklasse␣	P ≥ 100 kW␣	Neuer zusätzliche Datenpunkt: Präqualifizierte Minutenreserveleistung Einführung des Stammdatums der präqualifizierten Regelleistung(en): Ohne dieses Stammdatum lassen sich die gemeldeten Planungsdaten nicht plausibilisieren. Da die verwendeten Objekte zwischen Redispatch (SR/TR) und Regelleistung (Pool/technische Einheit) unterschiedlich sind, können diese nicht automatisch wechselseitig verwendet werden. Mit der Aufnahme der Datenpunkte wird eine Analogie zur SOGL hergestellt.						
1.20.␣																						
Datum␣	Präqualifizierte Minutenreserveleistung <u>MRL_pos</u> , <u>MRL_neg</u> ␣																					
Einheit␣	MW␣																					
Beschreibung␣	Es ist die präqualifizierte Minutenreserveleistung in MW anzugeben. Es ist für den positiven und negativen Anteil jeweils eine Angabe zu machen, falls vorhanden.␣																					
Objekt␣	Technische Ressource␣																					
Relevante Leistungsklasse␣	P ≥ 100 kW␣																					
55	4	-	zu 2. Planungsdaten: Planungsdaten sollten SR-scharf gemeldet werden, es sei denn, sie werden für die Abrechnung TR-scharf gemeldet.	Reduktion der Komplexität. Einige der Objektebenen unten sind noch falsch. Wir empfehlen diese aus allen Datenpunkten zu entfernen und auf Prozess- bzw. Formatebene zu klären.																		
56	4	-	2.1. Wert Produktion (PROD) für SEE und SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
57	4	-	2.2. Mindestleistung Produktion (Pmin) für SEE und SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
58	4	-	2.3. Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax) für SEE und SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
59	4	-	2.4. Dargebotsleistung (Pdar) für SEE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
60	4	-	2.5. Wert Verbrauch (VERB) einer SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
61	4	-	2.6. Minimale Entnahme (Vmin) einer SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
62	4	-	2.7. Maximale Entnahme (Vmax) einer SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
63	4	-	2.8. Positives Redispatchvermögen (+RDV) für SEE und SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
64	4	-	2.9. Negatives Redispatchvermögen (-RDV) für SEE und SSE <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
65	4	-	2.10. Negatives Redispatchvermögen (-wRDV) für KWK-Strom <u>im Planwertmodell</u>	„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig																		
66	4	-	<table><tr><td colspan="2">2.17.␣</td></tr><tr><td>Datum␣</td><td>Positive-Besicherungsleistung (+BES) für SEE- und SSE␣</td></tr><tr><td>Einheit␣</td><td>MW␣</td></tr><tr><td>Beschreibung␣</td><td>Die positive-Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung <u>und die Wärmeauskopplung</u>.␣</td></tr><tr><td>Objekt␣</td><td>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen␣</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen␣</td><td><table><tr><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣</td><td>P > 100 kW␣</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)␣</td></tr><tr><td>Ja␣</td><td>Ja␣</td><td>Nein*␣</td></tr></table></td></tr></table>	2.17.␣		Datum␣	Positive-Besicherungsleistung (+BES) für SEE- und SSE␣	Einheit␣	MW␣	Beschreibung␣	Die positive-Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung <u>und die Wärmeauskopplung</u> .␣	Objekt␣	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen␣	Relevante Leistungsklassen␣	<table><tr><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣</td><td>P > 100 kW␣</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)␣</td></tr><tr><td>Ja␣</td><td>Ja␣</td><td>Nein*␣</td></tr></table>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣	P > 100 kW␣	P ≥ 10 MW (konventionell)␣	Ja␣	Ja␣	Nein*␣	Ergänzung der Beschreibung zur Harmonisierung mit der SOGL.
2.17.␣																						
Datum␣	Positive-Besicherungsleistung (+BES) für SEE- und SSE␣																					
Einheit␣	MW␣																					
Beschreibung␣	Die positive-Besicherungsleistung beschreibt die positiv vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung <u>und die Wärmeauskopplung</u> .␣																					
Objekt␣	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen␣																					
Relevante Leistungsklassen␣	<table><tr><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣</td><td>P > 100 kW␣</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)␣</td></tr><tr><td>Ja␣</td><td>Ja␣</td><td>Nein*␣</td></tr></table>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣	P > 100 kW␣	P ≥ 10 MW (konventionell)␣	Ja␣	Ja␣	Nein*␣															
100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣	P > 100 kW␣	P ≥ 10 MW (konventionell)␣																				
Ja␣	Ja␣	Nein*␣																				
67	4	-	<table><tr><td colspan="2">2.18.␣</td></tr><tr><td>Datum␣</td><td>Negative-Besicherungsleistung (-BES) für SEE- und SSE␣</td></tr><tr><td>Einheit␣</td><td>MW␣</td></tr><tr><td>Beschreibung␣</td><td>a. Die negative-Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung <u>und die Wärmeauskopplung</u>.␣ b. Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom.␣</td></tr><tr><td>Objekt␣</td><td>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen␣</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen␣</td><td><table><tr><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣</td><td>P > 100 kW␣</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)␣</td></tr><tr><td>Ja␣</td><td>Ja␣</td><td>Nein*␣</td></tr></table></td></tr></table>	2.18.␣		Datum␣	Negative-Besicherungsleistung (-BES) für SEE- und SSE␣	Einheit␣	MW␣	Beschreibung␣	a. Die negative-Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung <u>und die Wärmeauskopplung</u> .␣ b. Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom.␣	Objekt␣	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen␣	Relevante Leistungsklassen␣	<table><tr><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣</td><td>P > 100 kW␣</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)␣</td></tr><tr><td>Ja␣</td><td>Ja␣</td><td>Nein*␣</td></tr></table>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣	P > 100 kW␣	P ≥ 10 MW (konventionell)␣	Ja␣	Ja␣	Nein*␣	Ergänzung der Beschreibung zur Harmonisierung mit der SOGL.
2.18.␣																						
Datum␣	Negative-Besicherungsleistung (-BES) für SEE- und SSE␣																					
Einheit␣	MW␣																					
Beschreibung␣	a. Die negative-Besicherungsleistung ist eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung für die Regelleistungsvorhaltung <u>und die Wärmeauskopplung</u> .␣ b. Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom.␣																					
Objekt␣	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen␣																					
Relevante Leistungsklassen␣	<table><tr><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣</td><td>P > 100 kW␣</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)␣</td></tr><tr><td>Ja␣</td><td>Ja␣</td><td>Nein*␣</td></tr></table>	100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣	P > 100 kW␣	P ≥ 10 MW (konventionell)␣	Ja␣	Ja␣	Nein*␣															
100 kW ≤ P ≤ 1 MW␣	P > 100 kW␣	P ≥ 10 MW (konventionell)␣																				
Ja␣	Ja␣	Nein*␣																				

68	4	-	<table><tr><td colspan="2">2.26. a</td></tr><tr><td>Datum</td><td>Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom</td></tr><tr><td>Einheit</td><td>MW</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td>Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom</td></tr><tr><td>Objekt</td><td>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen</td><td>P ≥ 100 kW</td></tr></table>	2.26. a		Datum	Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom	Einheit	MW	Beschreibung	Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom	Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen	Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW		Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom als eigenständigen Datenpunkt aufnehmen.
2.26. a																	
Datum	Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom																
Einheit	MW																
Beschreibung	Selbstversorgung mit EE und KWK-Strom																
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																
Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW																
69	4	-	2.19. Positiver Redispatch-Abruf (+RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell		„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig												
70	4	-	2.20. Negativer Redispatch-Abruf (–RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell		„im Planwertmodell“ streichen da überflüssig												
71	4	-	<table><tr><td colspan="2">2.22.</td></tr><tr><td>Datum</td><td>Füllstand für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell</td></tr><tr><td>Einheit</td><td>MWh</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td>Ladezustand bzw. Füllstand von SEE</td></tr><tr><td>Objekt</td><td>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen</td><td>P ≥ 100 kW</td></tr></table>	2.22.		Datum	Füllstand für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell	Einheit	MWh	Beschreibung	Ladezustand bzw. Füllstand von SEE	Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen	Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW		Eine Erweiterung der Datenlieferverpflichtungen auf bestimmte SEE, die eine anlagentechnische Beschränkungen bezüglich der Energiemenge haben, wird benötigt, um den Einsatz der Steuerbaren Ressourcen in operativen Prozessen korrekt berücksichtigen zu können. Dies betrifft insbesondere SEE zur Erzeugung von Strom aus Biogas, Deponiegas oder Klärgas im Sinne des § 3 EEG, die über einen zugehörigen Gasspeicher zur Zwischenspeicherung des erzeugten Rohgases vor der Verbrennung im BHKW verfügen sowie KWK-Anlagen (einschließlich Biomethananlagen), deren erzeugbare Energiemenge durch einen Wärmespeicher limitiert ist.
2.22.																	
Datum	Füllstand für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell																
Einheit	MWh																
Beschreibung	Ladezustand bzw. Füllstand von SEE																
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																
Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW																
72	4	-	<table><tr><td colspan="2">2.23.</td></tr><tr><td>Datum</td><td>Arbeitsvolumen für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell</td></tr><tr><td>Einheit</td><td>MWh</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td>Arbeitsvolumen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern. Dies entspricht dem abrufbaren Volumen jeweils auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite unter Berücksichtigung der Füllstandsgrenzen.</td></tr><tr><td>Objekt</td><td>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen</td><td>P ≥ 100 kW</td></tr></table>	2.23.		Datum	Arbeitsvolumen für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell	Einheit	MWh	Beschreibung	Arbeitsvolumen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern. Dies entspricht dem abrufbaren Volumen jeweils auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite unter Berücksichtigung der Füllstandsgrenzen.	Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen	Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW		Eine Erweiterung der Datenlieferverpflichtungen auf bestimmte SEE, die eine anlagentechnische Beschränkungen bezüglich der Energiemenge haben, wird benötigt, um den Einsatz der Steuerbaren Ressourcen in operativen Prozessen korrekt berücksichtigen zu können. Dies betrifft insbesondere SEE zur Erzeugung von Strom aus Biogas, Deponiegas oder Klärgas im Sinne des § 3 EEG, die über einen zugehörigen Gasspeicher zur Zwischenspeicherung des erzeugten Rohgases vor der Verbrennung im BHKW verfügen sowie KWK-Anlagen (einschließlich Biomethananlagen), deren erzeugbare Energiemenge durch einen Wärmespeicher limitiert ist.
2.23.																	
Datum	Arbeitsvolumen für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell																
Einheit	MWh																
Beschreibung	Arbeitsvolumen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern. Dies entspricht dem abrufbaren Volumen jeweils auf Verbrauchs- und Erzeugungsseite unter Berücksichtigung der Füllstandsgrenzen.																
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																
Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW																
73	4	-	<table><tr><td colspan="2">2.24.</td></tr><tr><td>Datum</td><td>Füllstandsgrenzen für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell</td></tr><tr><td>Einheit</td><td>MWh</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td>Füllstandsgrenzen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern unter Berücksichtigung von etwaigen temporären technischen Einschränkungen</td></tr><tr><td>Objekt</td><td>Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen</td><td>P ≥ 100 kW</td></tr></table>	2.24.		Datum	Füllstandsgrenzen für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell	Einheit	MWh	Beschreibung	Füllstandsgrenzen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern unter Berücksichtigung von etwaigen temporären technischen Einschränkungen	Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen	Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW		Eine Erweiterung der Datenlieferverpflichtungen auf bestimmte SEE, die eine anlagentechnische Beschränkungen bezüglich der Energiemenge haben, wird benötigt, um den Einsatz der Steuerbaren Ressourcen in operativen Prozessen korrekt berücksichtigen zu können. Dies betrifft insbesondere SEE zur Erzeugung von Strom aus Biogas, Deponiegas oder Klärgas im Sinne des § 3 EEG, die über einen zugehörigen Gasspeicher zur Zwischenspeicherung des erzeugten Rohgases vor der Verbrennung im BHKW verfügen sowie KWK-Anlagen (einschließlich Biomethananlagen), deren erzeugbare Energiemenge durch einen Wärmespeicher limitiert ist.
2.24.																	
Datum	Füllstandsgrenzen für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell																
Einheit	MWh																
Beschreibung	Füllstandsgrenzen jeweils für Einspeichern und Ausspeichern unter Berücksichtigung von etwaigen temporären technischen Einschränkungen																
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																
Relevante Leistungsklassen	P ≥ 100 kW																

74	4	-	<table><tr><td colspan="4">2.245.</td></tr><tr><td>Datum</td><td colspan="3">Ausgesprochene Limitierung für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell</td></tr><tr><td>Einheit</td><td colspan="3">MW</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td colspan="3">Meldung einer durch den anweisenden NB ausgesprochenen Limitierung auf Verbrauchs- und auf Erzeugungsseite ohne Anpassung der geplanten Fahrweise, d. h. der folgenden Anweisungen von Wirkleistungslimitierungen: - Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf - ggf. eine Kombination der obigen Limitierungen </td></tr><tr><td>Objekt</td><td colspan="3">Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen</td><td colspan="3">P >= 100 kW</td></tr></table>	2.245.				Datum	Ausgesprochene Limitierung für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell			Einheit	MW			Beschreibung	Meldung einer durch den anweisenden NB ausgesprochenen Limitierung auf Verbrauchs- und auf Erzeugungsseite ohne Anpassung der geplanten Fahrweise, d. h. der folgenden Anweisungen von Wirkleistungslimitierungen: - Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf - ggf. eine Kombination der obigen Limitierungen			Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen			Relevante Leistungsklassen	P >= 100 kW			Eine Erweiterung der Datenlieferverpflichtungen auf bestimmte SEE, die eine anlagentechnische Beschränkungen bezüglich der Energiemenge haben, wird benötigt, um den Einsatz der Steuerbaren Ressourcen in operativen Prozessen korrekt berücksichtigen zu können. Dies betrifft insbesondere SEE zur Erzeugung von Strom aus Biogas, Deponiegas oder Klärgas im Sinne des § 3 EEG, die über einen zugehörigen Gasspeicher zur Zwischenspeicherung des erzeugten Rohgases vor der Verbrennung im BHKW verfügen sowie KWK-Anlagen (einschließlich Biomethananlagen), deren erzeugbare Energiemenge durch einen Wärmespeicher limitiert ist.			
2.245.																															
Datum	Ausgesprochene Limitierung für SSE und Speicherabhängige SEE im Planwertmodell																														
Einheit	MW																														
Beschreibung	Meldung einer durch den anweisenden NB ausgesprochenen Limitierung auf Verbrauchs- und auf Erzeugungsseite ohne Anpassung der geplanten Fahrweise, d. h. der folgenden Anweisungen von Wirkleistungslimitierungen: - Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht unterschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei Verbrauch nicht überschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht überschritten werden darf - Wirkleistungswert, der bei der Einspeisung nicht unterschritten werden darf - ggf. eine Kombination der obigen Limitierungen																														
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																														
Relevante Leistungsklassen	P >= 100 kW																														
75	4	-	<table><tr><td colspan="4">4.1.</td></tr><tr><td>Datum</td><td colspan="3">Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.) Im Planwertmodell: Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)</td></tr><tr><td>Einheit</td><td colspan="3">MW</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td colspan="3">Aktueller Status der Absenkung durch den Betreiber der technischen Ressource (BTR) aufgrund von behördlichen Auflagen oder marktbedingten Entscheidungen.</td></tr><tr><td>Objekt</td><td colspan="3">Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td rowspan="2">Relevante Leistungsklassen</td><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW</td><td>P > 1 MW</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)</td></tr><tr><td>Ja</td><td>Ja</td><td>Nein*</td></tr></table>	4.1.				Datum	Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.) Im Planwertmodell: Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)			Einheit	MW			Beschreibung	Aktueller Status der Absenkung durch den Betreiber der technischen Ressource (BTR) aufgrund von behördlichen Auflagen oder marktbedingten Entscheidungen.			Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen			Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)	Ja	Ja	Nein*	Abrufüberwachung ist nur über Echtzeitdaten möglich - das ist besonders relevant im Planwertmodell, denn dort ist der NB der Verantwortliche für den BK-Ausgleich (im Gegensatz zum Prognosemodell). RD2.0 erhöht die Anforderungen an Echtzeitdaten im Sinne einer sauberen Trennung nach Anlagen im Planwertmodell vs. Anlagen im Prognosemodell und auf der anderen Seite ergeben sich zunehmend Anforderungen Messungen von Einzelanlagen zu bspw. Daten auf Clusterebene zu aggregieren.
4.1.																															
Datum	Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.) Im Planwertmodell: Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)																														
Einheit	MW																														
Beschreibung	Aktueller Status der Absenkung durch den Betreiber der technischen Ressource (BTR) aufgrund von behördlichen Auflagen oder marktbedingten Entscheidungen.																														
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																														
Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)																												
	Ja	Ja	Nein*																												
76	4	-	<table><tr><td colspan="4">4.2.</td></tr><tr><td>Datum</td><td colspan="3">Wirkleistung-Im Planwertmodell: Wirkleistung</td></tr><tr><td>Einheit</td><td colspan="3">MW</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td colspan="3">Aktuelle Summe der Erzeugung- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern, direkt gemessen am Einspeisepunkt der steuerbaren Ressource.</td></tr><tr><td>Objekt</td><td colspan="3">Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td rowspan="2">Relevante Leistungsklassen</td><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW</td><td>P > 1 MW</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)</td></tr><tr><td>Ja</td><td>Ja</td><td>Nein*</td></tr></table>	4.2.				Datum	Wirkleistung-Im Planwertmodell: Wirkleistung			Einheit	MW			Beschreibung	Aktuelle Summe der Erzeugung- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern, direkt gemessen am Einspeisepunkt der steuerbaren Ressource.			Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen			Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)	Ja	Ja	Nein*	Abrufüberwachung ist nur über Echtzeitdaten möglich - das ist besonders relevant im Planwertmodell, denn dort ist der NB der Verantwortliche für den BK-Ausgleich (im Gegensatz zum Prognosemodell). RD2.0 erhöht die Anforderungen an Echtzeitdaten im Sinne einer sauberen Trennung nach Anlagen im Planwertmodell vs. Anlagen im Prognosemodell und auf der anderen Seite ergeben sich zunehmend Anforderungen Messungen von Einzelanlagen zu bspw. Daten auf Clusterebene zu aggregieren.
4.2.																															
Datum	Wirkleistung-Im Planwertmodell: Wirkleistung																														
Einheit	MW																														
Beschreibung	Aktuelle Summe der Erzeugung- oder Verbrauchswirkleistung von Erzeugungsanlagen oder Speichern, direkt gemessen am Einspeisepunkt der steuerbaren Ressource.																														
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																														
Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 1 MW	P ≥ 10 MW (konventionell)																												
	Ja	Ja	Nein*																												

77	4	-	4.3. <table><tr><td>Datum</td><td colspan="3">Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern und Speicherabhängigen SEE)</td></tr><tr><td>Einheit</td><td colspan="3">MWh</td></tr><tr><td>Beschreibung</td><td colspan="3">Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie. <u>Dieses Datum ist in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.</u></td></tr><tr><td>Objekt</td><td colspan="3">Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen</td></tr><tr><td>Relevante Leistungsklassen</td><td>100 kW ≤ P ≤ 1 MW</td><td>P > 100 kW</td><td>P ≥ 10 MW (konventionell)</td></tr><tr><td></td><td>Ja</td><td>Ja</td><td>Nein*</td></tr></table>	Datum	Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern und Speicherabhängigen SEE)			Einheit	MWh			Beschreibung	Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie. <u>Dieses Datum ist in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.</u>			Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen			Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 100 kW	P ≥ 10 MW (konventionell)		Ja	Ja	Nein*	Eine Erweiterung der Datenlieferungsverpflichtungen auf bestimmte SEE, die eine anlagentechnische Beschränkungen bezüglich der Energiemenge haben, wird benötigt, um den Einsatz der Steuerbaren Ressourcen in operativen Prozessen korrekt berücksichtigen zu können. Dies betrifft insbesondere SEE zur Erzeugung von Strom aus Biogas, Deponiegas oder Klärgas im Sinne des § 3 EEG, die über einen zugehörigen Gasspeicher zur Zwischenspeicherung des erzeugten Rohgases vor der Verbrennung im BHKW verfügen sowie KWK-Anlagen (einschließlich Biomethananlagen), deren erzeugbare Energiemenge durch einen Wärmespeicher limitiert ist.
Datum	Nutzbarer Energiegehalt (bei Speichern und Speicherabhängigen SEE)																											
Einheit	MWh																											
Beschreibung	Energiegehalt eines Speichers unabhängig vom Speichermedium und bezogen auf die vom Speichersystem lieferbare elektrische Energie. <u>Dieses Datum ist in einem Zeitintervall von ≤ 60 Sekunden zu aktualisieren und an den ANB zu übermitteln.</u>																											
Objekt	Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen																											
Relevante Leistungsklassen	100 kW ≤ P ≤ 1 MW	P > 100 kW	P ≥ 10 MW (konventionell)																									
	Ja	Ja	Nein*																									
78	5.1	-	Jeder clusternde Netzbetreiber muss die betroffenen Netzbetreiber über die Stammdaten der unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossenen Cluster sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder Anschlussnetzbetreiber ANB muss die betroffenen Netzbetreiber über Stammdaten der an sein Netz angeschlossenen Steuergruppen SG und steuerbaren Ressourcen SR sowie über Änderungen der Stammdaten informieren. Jeder Anschlussnetzbetreiber ANB muss die betroffenen Netzbetreiber über vertragliche Einschränkungen der Leistung der Anschlüsse Netzlokation informieren, über die SR mit seinem Netz verbunden sind.	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.																								
79	5.2	-	Im Rahmen des Koordinierungsprozesses der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen muss jeder Verteilernetzbetreiber andere betroffene Netzbetreiber über Flexibilitätsbeschränkungen von Clustern, Steuergruppen SG und steuerbaren Ressourcen SR im eigenen und nachgelagerten Netz informieren. Erfolgt keine Meldung von Flexibilitätsbeschränkungen, gelten die Potenziale im eigenen und im nachgelagerten Netz als voll abrufbar gemeldet.	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.																								
80	5.3	-	Jeder Anschlussnetzbetreiber ANB muss betroffenen Netzbetreibern die voraussichtliche Einspeisung-Erzeugung , die theoretische Einspeisung-Erzeugung , die Potentiale zur Wirkleistungsanpassung sowie etwaige Wirkleistungsanpassungen und ggf. Kostenblätter für jede SR oder SG im Prognosemodell mitteilen. Ferner muss er für jede unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossene SR und SG im Prognosemodell die Nichtbeanspruchbarkeiten sowie , marktbedingten Anpassungen sowie Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom in seinen Planungsdaten berücksichtigen. Das Gleiche gilt für den clusternden Netzbetreiber unabhängig vom Bilanzierungsmodell in Bezug auf Cluster. Zusätzlich muss er mitteilen, wie jedes Cluster und jede SR, die unmittelbar oder mittelbar an sein Netz angeschlossen ist, sowie jedes Cluster, jede SG und jede SR aus nachgelagerten Netzen auf die Netzverknüpfungspunkte zum vorgelagerten Netz sowie zum benachbarten Netz bzw. auf bilateral abgestimmte Netzelemente wirken (Sensitivitäten). Veränderungen der zuvor genannten Daten sind mit der nächsten Aktualisierung gemäß Kapitel 5.6 mitzuteilen. Die Sensitivität technische Wirksamkeit von Anlagen mit Wirkung auf nur einen Netzverknüpfungspunkt zum vorgelagerten Netzbetreiber werden wird als konstant angenommen, wenn nicht Änderungen des Schaltzustandes eine Aktualisierung erforderlich machen.	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden. Letzter Satz „Die Sensitivitäten....“ sollte aus der Festlegung gestrichen werden, da die konkrete Ausgestaltung Datenlieferung der Sensitivitäten innerhalb der Prozesse erfolgen sollte. Die Lieferung der Sensitivitäten muss für alle praktischen Ausprägungen möglichst einheitlich und eindeutig sein.																								
81	5.4	-	Jeder Verteilernetzbetreiber muss geplante sowie tatsächlich angewiesene Redispatch-Maßnahmen den betroffenen Netzbetreibern mitteilen. Die Mitteilung ist, um den noch erforderlichen Bedarf an energetischem Ausgleich zur Durchführung des bilanziellen Ausgleichs zu ergänzen, wenn der Übertragungsnetzbetreiber für den Zeitraum der geplanten oder bereits angewiesenen Redispatch-Maßnahme einen Beschaffungsvorbehalt angemeldet hat.	Die Maßnahmen für Engpässe in den VNB-Netzen haben massiv zugenommen und sind zu einigen Zeitpunkten höher als die Maßnahmen der ÜNB. Die Wirkung dieser Maßnahmen auf das ÜNB-Netz ist deshalb signifikant und kann nur eindeutig bestimmt werden, wenn die Örtlichkeit des bilanziellen Ausgleichs bekannt ist. Wird der Ausgleich durch die ÜNB durchgeführt, können neben der Abschätzung der Wirkung und der Verhinderung des Entstehens neuer Engpässe, die Ausgleichsmaßnahmen zur Behebung von Engpässen im Übertragungsnetz verwendet werden.																								
82	5.5	-	Clusterbildung. Verteilernetzbetreiber können mehrere SR, SG sowie nachgelagerte Cluster in ein Cluster zusammenfassen. Die Rahmenbedingungen zur Bildung eines Clusters werden zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern vereinbart. Verteilernetzbetreiber, an deren Netz für das Netzengpassmanagement eines vorgelagerten Netzbetreibers relevante SR angeschlossen sind, sind verpflichtet, auf Anforderung der und in Abstimmung mit den vorgelagerten Netzbetreibern Cluster zu bilden. Für die Zusammenfassung müssen die kalkulatorischen bzw. tatsächlichen Kosten der steuerbaren Ressourcen SR gleich ähnlich sein und die Wirksamkeiten innerhalb definierter Bänder liegen. Die Bänder für die Wirksamkeiten sind für die betroffenen SR, SG oder nachgelagerten Clustern und die zugrundeliegende Netztopologie zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern abzustimmen. Bei der Abstimmung zwischen dem clusternden und den direkt vorgelagerten Netzbetreibern sind die Anforderungen aller betroffenen Netzbetreiber, insbesondere auch an die Bandbreite der Wirksamkeit, zu berücksichtigen, um die Einhaltung des § 13 Abs. 1 Satz. 2 (i. V. m. § 14 Abs. 1) EnWG zu gewährleisten. Cluster mit Anlagen gemäß § 3 Nr. 1 EEG 2023 sollen so gebildet werden, dass alle Anlagen entweder der Veräußerungsform der Einspeisevergütung gemäß § 21b Abs. 1 Satz. 1 Nr. 2 EEG 2023 oder aber einer der anderen Veräußerungsformen zugeordnet sind. Dies gilt nicht, sofern eine entsprechende Clusterbildung bei Bestandsanlagen nur unter unverhältnismäßig hohem Aufwand möglich ist. Cluster sind so zu bilden oder nötigenfalls zu ändern, dass alle SR entweder dem Planwertmodell oder dem Prognosemodell zugeordnet sind.	Dieses Unterkapitel beschreibt die Grundlagen der Cluster und ist für das Verständnis der weiteren Unterkapitel notwendig, da sich die Netzbetreiber-Prozesse stark auf Cluster beziehen. Zur besseren Lesbarkeit des Kapitel 5 sollte deswegen dieses Unterkapitel an den Anfang von Kapitel 5 gestellt werden. Vollständigkeit der Aufzählung Kosten sollen nicht gleich, nur ähnlich sein. Führend für die Clusterbildung muss die Durchführbarkeit des RD-Prozesses sein, nicht nur die Kostensicht Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.																								

83	5.6	-	Die in den Kapiteln 5.2 bis 5.4 vorgesehenen Informationsaustausche erfolgen im Rahmen eines fortlaufenden Meldeprozesses. Die zeitliche Auflösung der zwischen den Netzbetreibern ausgetauschten Informationen ist viertelstündlich. Die dazu geltenden Meldefristen sind in Anlehnung an den SO GL (EU) 2017/1485 Datenlieferprozess über einen entsprechenden Datenmeldeprozess zu spezifizieren.	Anlehnung an SOGL
84	6.1.1	-	Die Kommunikationsprozesse sollen, soweit möglich und sinnvoll, auf den bestehenden Prozessen aufbauen.	Redaktionelle Anpassung
85	6.1.2	-	Die Kommunikation mit einem Netzbetreiber wird in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt. Der DP Data Provider empfängt und übermittelt Informationen; ist verantwortlich für die Weiterleitung von Informationen an berechnete Marktpartner. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt.	BDEW-Vorschlag (unterstützt von C+), sollte in Kapitel 1 "Begriffe" aufgenommen werden: Der Data Provider ist verantwortlich für die Weiterleitung von Informationen an berechnete Marktpartner. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt
86	6.1.3	-	Soweit im Folgenden ein Clearingprozess verlangt wird, ist ein massengeschäftstauglicher Austausch über die betroffene Information zu ermöglichen, der innerhalb einer sachgerechten Frist eine Einigung der betroffenen Markttrollen oder aber die Feststellung eines Dissens ermöglicht. Bis zu einer Änderung der betroffenen Informationen durch den Verantwortlichen sind die ausgetauschten Informationen weiter zu verarbeiten. Nach Abschluss des Clearings sind die Informationen nötigenfalls durch den Verantwortlichen zu aktualisieren und den Betroffenen mitzuteilen: vom Verantwortlichen verteilten Informationen weiter gültig.	Konkretisierung stellt sicher, dass die vor dem Clearingprozess verteilten Daten weiter als gültige Daten bis zum Abschluss genutzt werden müssen.
87	6.1.6	-	Die Markttrolle Einsatzverantwortlicher (EIV) wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Markttrolle Lieferant (LF) derjenigen betroffenen Markttlokation wahrnimmt, welcher die TR angehören, die die TR SR bilden, wenn nicht ein anderes Unternehmen benannt wurde.	Die Markttrolle EIV wird von dem Unternehmen wahrgenommen, das die Markttrolle Lieferant derjenigen betroffenen Markttlokation wahrnimmt. Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden. Der Lieferant ist entweder in die Definitionslistung aufzunehmen oder nicht abzukürzen.
88	6.1.7	-	Es werden Prozesse zur Benennung, zum Wechsel und zur Abmeldung des Unternehmens bereitgestellt, das die Markttrolle EIV oder BTR wahrnimmt. Das Ergebnis der Veränderung der Zuordnung der Markttrolle wird vom Verantwortlichen an alle involvierten Markttrollen kommuniziert an die Betroffenen kommuniziert.	Gleichklang zu 6.1.3
89	6.1.8	-	Auf Für nicht direktvermarktete Anlagen finden Kommunikationsprozesse zum bilanziellen Ausgleich unter Beteiligung des EIV, des BTR, des LF oder des BKV (LF) keine Anwendung. Die freiwillige Anwendung bleibt unbenommen: ist ein Prozess zu erarbeiten, der eine Einbindung dieser Anlagen in den RD2.0 unter den Gesichtspunkten der Systemstabilität gewährleistet. Alle dazu notwendigen Kommunikationsprozesse sind verbindlich zu definieren.	Die Vermarktung dieser Anlagen erfolgt durch den ÜNB. Dieser muss auf Abregelungen entsprechend reagieren um diese in der Vermarktung berücksichtigen. Andernfalls erfolgt eine Vermarktung nicht eingespeister Mengen und gefährdet u.a. die Systembilanz. Da die Abregelung durch ANB/cNB erfolgt, hat der ÜNB ohne die Kommunikationsprozesse keine Information über die Abregelungen. Redaktionelle Anpassung: Der Lieferant ist entweder in die Definitionslistung aufzunehmen oder nicht abzukürzen.
90	6.2.1.2	-	Der Anschlussnetzbetreiber ANB verantwortet die TR-, SR- sowie SG-bezogenen Stammdaten. Er verteilt sie massengeschäftstauglich an alle betroffenen Netzbetreiber sowie die TR- und SR-bezogenen Stammdaten an den EIV.	Redaktionelle Anpassung: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden.
91	6.2.1.6	-	Es wird ein Kommunikationsprozess zur Information des LF Lieferanten und EIV über die Zuordnung einer zum Bilanzierungsmodell sowie – bei Zuordnung zum Planwertmodell - zur Übermittlung des Redispatch-Bilanzkreises des ANB zur Verfügung gestellt.	Redaktionelle Anpassung: Der Lieferant ist entweder in die Definitionslistung aufzunehmen oder nicht abzukürzen.
92	6.2.2.1	-		Die Qualität und Verbindlichkeit der Planungsdaten ist für die Prozesse essenziell und ist durch den EIV sicherzustellen. Eine Verbindlichkeit von Planungsdaten ist ab einem gewissen Zeitpunkt notwendig, um eine gute Engpassvorschau gewährleisten zu können. Werden keine expliziten, situativen Einschränkungen ausgesprochen, sollte der viertelstündliche Mittelwert der Einspeisung oder Entnahme abzüglich Regelleistungserbringung maximal in einem vom Netzbetreiber vorgegebenen Rahmen von den bis 5 Minuten vor Lieferung übermittelten Planungsdaten (PROD- bzw. VERB-Zeitreihe) abweichen dürfen.
93	6.2.2.2	-	Es werden Kommunikationsprozesse für den Austausch von Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen vorgesehen. Dabei sind Nichtbeanspruchbarkeiten im Planwert- und Prognosemodell zu übermitteln, marktbedingte Anpassungen nur im Prognosemodell.	
94	6.2.2.4	-	Echtzeitdaten Es werden Kommunikationsprozesse für die Übermittlung von Echtzeitdaten über eine einheitliche Schnittstelle vorgesehen. Es werden Kommunikationsprozesse für die Übermittlung von Echtzeitdaten auf Cluster-Ebene vorgesehen.	NEUES KAPITEL 6.2.2.5 (nach 6.2.2.4 einfügen) Eine Echtzeitdatenmessung und Übermittlung dient einer verbesserten operativen Anwendbarkeit und einer höheren Güte aufgrund der unmittelbaren Erbringungskontrolle der Abrufe im Planwertmodell. Gleiches gilt für Cluster. Rd2.0 erhöht die Anforderungen an Echtzeitdaten im Sinne einer sauberen Trennung nach Anlagen im Planwertmodell vs. Anlagen im Prognosemodell und auf der anderen Seite ergeben sich zunehmend Anforderungen Messungen von Einzelanlagen zu bsp. Daten auf Clusterebene zu aggregieren
95	6.3.1	-	Die Abrufprozesse im Prognosemodell sehen vor, dass in der Regel spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs die Information nach § 13a Abs. 1a Satz. 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz. 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG dem LF zugeht. Die Abrufprozesse im Planwertmodell müssen einen Zeitpunkt definieren, zu dem wann und wie oft die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG spätestens erfolgt. Die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG erfolgt in der Regel genau einmal je Redispatch-Maßnahme: Abrufe, die die jeweils definierte Vorlaufzeit unterschreiten, sind prozessual zu beschreiben.	Eine Aktivierungsinformation (ACI) pro Maßnahme verhindert die korrekte Bewirtschaftung der Bilanzkreise. Es ist zudem erforderlich einen C2RT (Close to real-time) Abrufprozess zu beschreiben und zu ermöglichen. Mit Blick auf die Zukunft werden Kurzfristabrufe relevant sein. Redaktionelle Anpassung: Der Lieferant ist entweder in die Definitionslistung aufzunehmen oder nicht abzukürzen.
96	6.3.2	-		Zur Engpassheilung und auch für den bilanziellen Ausgleich ist die Möglichkeit des Hochfahrens von EE-Anlagen notwendig.

97	6.3.2	-		Hinweis: Die potentielle Nutzung von RD-Potenzial zur Wahrung der Systembilanz (sowohl im Fall von Leistungsüberschuss als auch Leistungsmangel) als EnWG 13 Abs. 1 Maßnahme entspricht der Erwartung der Bundesnetzagentur, wie sich im Rahmen von Austauschen zu Maßnahmen zur Bewältigung von Situationen mit PV-getriebenen Erzeugungsüberschüssen ergeben hat. U.a. kommentiert die Bundesnetzagentur dieses geplante Instrument wie folgt: „Anwendbarkeit von § 13a EnWG auch bei Systembilanz-Ungleichgewichten: Vorrangig zu Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG können (und müssen) die ÜNB u.a. alle geeigneten und verfügbaren Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 i.V.m. § 13a (i.V.m. § 14 Abs. 1c) EnWG nutzen. Dass die Steuerungsbefugnisse nach § 13a EnWG in der bisherigen Praxis nahezu ausschließlich für Redispatch-Zwecke genutzt werden, schließt den Einsatz auch zur Behebung von Frequenzproblemen nicht aus (ergänzend zur Regelernergie). Der Gesetzgeber hat den Anwendungsbereich von § 13a EnWG bewusst weit gefasst und nicht auf „Netzengpässe“ beschränkt.“
98	6.4.3	-	„Die Fristen der Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit sind so zu gestalten, dass spätestens zum Ende des [fünften] Monats nach Ende der Redispatch-Maßnahme die Ausfallarbeit feststeht oder aber die Uneinigkeit über die Höhe der Ausfallarbeit nach dem Clearing festgestellt wird. Danach dürfen die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden.Für Anlagen im Planwertmodell, hat der Anlagenbetreiber die Pflicht zum Erstaufschlag zur Bestimmung der Ausfallarbeit. Für Anlagen im Prognosemodell, hat der Anschlussnetzbetreiber die Pflicht zum Erstaufschlag zur Bestimmung der Ausfallarbeit. Erfolgt die Erfüllung dieser Pflicht nicht innerhalb von [fünf] Monaten, erlangt der jeweilige Abrechnungspartner das Aufschlagsrecht.“	Aus Sicht der ÜNB scheint eine längere Frist prozessdienlich, um eine möglichst hohe Datenqualität sicherzustellen. Die ÜNB befürworten grundsätzlich, die Korrekturmöglichkeit so restriktiv wie möglich zu halten. Allerdings scheint dies zum aktuellen Stand der Abrechnung nicht praxisnah. Es besteht die Befürchtung, dass bei Anwendung einer Ausschlussfrist regelmäßig die Uneinigkeit erklärt wird. Ferner gehen wir davon aus, dass ohnehin bis zu den gesetzlichen Verjährungsfristen die Korrektur nicht ausgeschlossen werden kann. Allerdings ist es aus Sicht der ÜNB sinnvoll bereits im Rahmen der Festlegung klar festzulegen, wer für die Bereitstellung der Ausfallarbeit verantwortlich ist. Sollte dieser Pflicht nicht nachgekommen werden, sollte ein Übergang der Möglichkeit auf den Abrechnungspartner ebenfalls festgeschrieben werden.
99	6.4.5	-	Es werden Prozesse bereitgestellt, die es dem ANB ermöglichen, dem LF-Lieferanten den Redispatch-Bilanzkreis mitzuteilen, über den der bilanzielle Ausgleich im Planwertmodell erfolgt.	Muss beim Kapitel zu den Stammdaten (6.2.1) ergänzt werden, da Stammdatenprozess. Redaktionelle Anpassung: Der Lieferant ist entweder in die Definitionslistung aufzunehmen oder nicht abzukürzen.
100	6.5.1	-	Die Netzbetreiber und sonstige Marktrolle n stellen kompatible , geeignete Testumgebungen zur Verfügung, die Kommunikationspartnern den Test der Kommunikation außerhalb des Wirkbetriebs ermöglichen	
101	6.5.2	-	Die Übertragungsnetzbetreiber ÜNB machen nach Konsultation gemeinsam mit den VNB und sonstigen Marktrolle Vorgaben, welche Anforderungen für die Testumgebung und bei Tests mindestens erfüllt werden müssen.	Redaktionelle Anpassungen: Zuvor definierte Begriffe sollten im Dokument durchgängig angewendet werden. Der Verteilnetzbetreiber ist entweder in die Definitionslistung aufzunehmen oder nicht abzukürzen. Die Vorgaben der Festlegung sollten eine möglichst hohe Abdeckung von Tests und der dafür nötigen Marktpartner sicherstellen. Deshalb ist eine gemeinsame Erarbeitung sinnvoll.
102	Allgemeines	-	Zu 7: Die Detailprozesse sollten aus der Festlegung genommen und durch die Branche erarbeitet werden. Wie in Tenorziffer 5 der Anlage 1 beschrieben, sollen die Prozesse aus Kapitel 7 bis zur Fertigstellung der Detailprozesse als separate Anlage aufgenommen werden.	Begründung: - zu detailliert - Prozesse müssen überarbeitet werden - Beispiel: Ausgleich im Planwertmodell: anfNB muss gegen anwNB und anwNB gegen LF bilanzieren. - Es muss eine Übergangsregelung geschaffen werden, zwischen Inkrafttreten der Festlegung und Fertigstellung der Prozesse
103	Fragen und er	-	Es ist ein Prozess zu entwerfen der auch die Leistungsscheiben der Besicherung dem Redispatch zugänglich macht	Konkrete Beschreibung wie diese Leistungsscheibe genutzt werden kann, fehlt.
104	Fragen und er	-	Es ist zu prüfen, inwieweit RD Prozesse zur Wahrung der Systembilanz genutzt werden können und ggf. sind entsprechende Prozesse zu entwickeln.	Die potentielle Nutzung von RD-Potenzial zur Wahrung der Systembilanz (sowohl im Fall von Leistungsüberschuss als auch Leistungsmangel) als EnWG 13 Abs. 1 Maßnahme entspricht der Erwartung der Bundesnetzagentur, wie sich im Rahmen von Austauschen zu Maßnahmen zur Bewältigung von Situationen mit PV-getriebenen Erzeugungsüberschüssen ergeben hat. U.a. kommentiert die Bundesnetzagentur dieses geplante Instrument wie folgt: „Anwendbarkeit von § 13a EnWG auch bei Systembilanz-Ungleichgewichten: Vorrangig zu Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG können (und müssen) die ÜNB u.a. alle geeigneten und verfügbaren Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 i.V.m. § 13a (i.V.m. § 14 Abs. 1c) EnWG nutzen. Dass die Steuerungsbefugnisse nach § 13a EnWG in der bisherigen Praxis nahezu ausschließlich für Redispatch-Zwecke genutzt werden, schließt den Einsatz auch zur Behebung von Frequenzproblemen nicht aus (ergänzend zur Regelernergie). Der Gesetzgeber hat den Anwendungsbereich von § 13a EnWG bewusst weit gefasst und nicht auf „Netzengpässe“ beschränkt.“)
105	Fragen und er	-	SG entsprechend konsistent ergänzen, oft wird nur auf SR und CR verwiesen	
106	Fragen und er	-	Einspeisung, Erzeugung und Verbrauch werden nicht konsistent verwendet	
107	Fragen und er	-	Zu Sunnic Lighthosue: Der vorgeschlagene Ansatz erscheint wenig sinnvoll, da die theoretische Leistung weder den Korrekturfaktor noch die MBA und die NiBa berücksichtigt. Die Berechnung wird dadurch komplexer, aber nur bedingt genauer.	
108	Fragen und er	-	Zu E.On: Der Vorschlag ist durch die ÜNB nicht vollständig nachvollziehbar.	
109		!		

Konsultationsbeitrag

Nr.	Tenzorziffer/S/etc. (Pflichtfeld)	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	Tenzorziffer 5	Die Anlage 1 zur Festlegung „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“ (Az. BK6-07-002 – MaBiS) vom 10.06.2009, zuletzt geändert durch den Beschluss BK6-24-174 vom 24.10.2024, wird wie folgt geändert: Das Kapitel 17 wird mit Wirkung zum [XX.XX.2026] aufgehoben. Die bisherigen Kapitel 17.1 und 17.3 außer 17.3.2.1 MaBiS werden als separates Dokument "Anlage 1 zur BiAReM" veröffentlicht. Die Vorgaben der "Anlage 1 zur BiAReM" sind ab [XX.XX.2026] anzuwenden. Die Gültigkeit der "Anlage 1 zur BiAReM" endet an dem Tag, an dem die Prozessbeschreibungen nach Tenzorziffer 7 gültig werden.	Kapitel 17.3.2.1 (Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitszeitreihe je Markttlokation) wird weiterhin benötigt. Die Anlage 1 zu BiAReM muss mit Inkrafttreten der Prozessbeschreibungen analog Tenzorziffer 7 aufgehoben werden, um Doppelstrukturen mit den neuen Prozessbeschreibungen zu vermeiden. Die enthaltenen Kapitel der Anlage werden nach möglicher Überarbeitung in die neu zu veröffentlichen Prozessbeschreibungen eingefügt.
2	Tenzorziffer 6	Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung Alle betroffenen Markttrollen (NB, ÜNB, EIV, LF, BKV, BTR, DP und ggf. weitere in den Prozessen involvierte Rollen) werden verpflichtet, spätestens sechs Monate nach Veröffentlichung von Prozessbeschreibungen nach Tenzorziffer 7 von Spezifikationen der Expertengruppe „EDI@Energy“ nach Tenzorziffer 8 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur einen elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch zu den Anwendungsfällen zu ermöglichen, die den Austausch von Stamm- und Planungsdaten sowie von Nichtbeanspruchbarkeiten, den Abruf, die Abrechnung und die Netzbetreiberkoordinierung betreffen, welcher den Vorgaben der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAReM)“ – insbesondere des Kapitels 6 – entspricht. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die den Datenaustausch entsprechend den veröffentlichten Prozessbeschreibungen nach Tenzorziffer 7 und unter Verwendung der nach Tenzorziffer 8 veröffentlichten Spezifikationen durchführen, erfüllen diese Verpflichtung. In Ausnahmefällen können in den konsultierten Prozessbeschreibungen nach Tenzorziffer 7 abhängig von Implementierungsaufwand und Prozess-Erfordernissen anderweitige Fristen, bzw. Einführungsszenarien für die Spezifikation und Anwendung von bestimmten Anwendungsfällen definiert werden.	Die Mitwirkungspflicht aller betroffener Markttrollen ist für das Funktionieren der Prozesse essenziell. Die Einhaltung des durch die BK6 festgelegten Änderungsmanagements muss sichergestellt werden. Außerdem kann durch die vorgeschlagenen Änderungen eine höhere Flexibilität und damit Effizienz bei der Implementierung von Prozessen gewonnen werden, da je nach Umfang und Implementierungsaufwand der jeweiligen Prozesse eine Abweichung im Implementierungszeitraum notwendig sein kann. Eine realistische Fristensetzung sichert einen geordneten und sicheren Übergang der Prozesse.
3	Tenzorziffer 7	Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG werden verpflichtet, gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und Branchenvertretern bundesweit einheitliche Prozesse für den elektronischen massengeschäftstauglichen Informationsaustausch gemäß Tenzorziffer 6 zu entwickeln und diese spätestens sechs Monate nach Bekanntmachung dieser Festlegung der Branche zur Konsultation vorzulegen. Die Prozesse sind nach weiteren drei Monaten der Beschlusskammer vorzulegen. Bei Bedarf können nach Ablauf der Frist weitere Prozesse der Beschlusskammer vorgelegt und angepasst werden: Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung haben allen Betroffenen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. Im Falle von abweichenden Positionen sind diese gegenüber der Beschlusskammer vollständig und nachvollziehbar darzustellen. Nach Prüfung und ggf. Anpassung der vorgelegten Prozessbeschreibungen durch die Beschlusskammer veröffentlicht die Beschlusskammer die Prozessbeschreibungen auf ihrer Internetseite. Bei Bedarf können nach Ablauf der Frist weitere Prozesse der Beschlusskammer vorgelegt und angepasst werden.	Klare Reihenfolge Prozessarbeit, Konsultation, Weiterentwicklung
4			