

Konsultationsbeitrag

Nr.	Tenorziffer/§/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	Fragen und ergänzen	-	Alt: S. 49 ff im Dokument „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAREM)“, Anlage 2 der zweiten Konsultation BK6-23-241 vorhanden Neu: S. 49 ff im Dokument „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAREM)“, Anlage 2 der zweiten Konsultation BK6-23-241 nicht vorhanden	Wir interpretierten den Hinweis für die Konsultation von Seite 49 so, dass all das, was ab diesem Hinweis steht, rein informatorisch zu betrachten ist und keine Vorgabe für die zu erstellenden Prozesse darstellt. Dies begrüßen wir, denn der hier vorhandene Detaillierungsgrad ist wesentlich detaillierter als der restliche Teil des Dokuments und ob die hier formulierten Regelungen 1:1 in die zu entwickelnden Prozesse übernommen werden, kann jetzt nicht final beurteilt werden. Um am Markt Irritationen zu vermeiden sollten diese Informationen als ein separates Dokument veröffentlicht werden, welches nur die Vorgeben enthält, die bis zur Produktivsetzung der BiAREM-Marktkommunikationsprozessen gelten. Sollten die rein informatorischen Aussagen auch veröffentlicht werden, so sollten diesen in einem weiteren separaten Dokument veröffentlicht werden, dem einfach zu entnehmen ist, dass dessen Inhalte nicht durch die Festlegung BK6-23-241 festgelegt werden.
2	1	-	Anlage Alt: Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz; § 9 Abs. 3 EEG 2023 findet entsprechende Anwendung. Neu: Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie gemäß § 13a Abs. 1 Satz. 1 EnWG ab einer elektrischen Nennleistung von 100 kW; ausgenommen sind Anlagen mit Anschluss nur an das 16,7 Hz-Bahnstromnetz.	Aus unserer Sicht macht es keinen Sinn, den Anwendungsbereich der Festlegung auf Anlagen unter 100 kW auszudehnen, die in den Anwendungsbereich des § 9 Abs. 3 EEG fallen. Die Regelung würde dazu führen, dass Anlagen unter 100 kW auf eine Anwendung des § 9 Abs. 3 EEG 2023 geprüft werden müssen. Der erforderliche Aufwand und Abstimmungsbedarf mit Anlagenbetreibern stehen in keinem Verhältnis zum Nutzen. Zudem ist fraglich, ob diese Regelung dann auch für Anlagen unter 100 kW gelten würde, die nicht in den Anwendungsbereich des § 9 Abs. 3 EEG 2023 bzw. einer Vorgängerregelung fallen. Wir schlagen vor, dass TR unter 100 kW, die gemeinsam mit einer TR ab 100 kW eine SR bilden, in den Anwendungsbereich der Festlegung fallen. Dies ist eine eindeutige Regelung.
3	1	-	Anschlussnetzbetreiber (ANB) – MaKo – Alt: 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, 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 Anschlussnetzbetreiber im Sinne der BiA-ReM. Neu: Netzbetreiber, an dessen Netz eine TR unmittelbar angeschlossen ist. Ist die TR an eine Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, ist derjenige Netzbetreiber der Anschlussnetzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage, die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist. Netzbetreiber, die ausschließlich ein 16,7 Hz-Bahnstromnetz betreiben, gelten nicht als Anschlussnetzbetreiber im Sinne der BiA-ReM.	Die Vorgabe würde bedeuten, dass künftig der vorgelagerte Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung auch für die Anlagen des geschlossenen Verteilernetzes den gesamten Redispatch-Prozess umsetzen muss. Damit würden wir in den Verantwortungsbereich eines anderen Netzbetreibers aktiv eingreifen. Damit würden die Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes den Netzbetrieb mehr oder weniger aus der Hand geben. Wie werden dafür die Kostenaufwendungen regulatorisch eingeordnet und berücksichtigt? Dies erfordert umfangreiche prozessuale Anpassungen. Aktuell sind uns als vorgelagerter Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung gar nicht alle betroffenen Marktpartner der Erzeugungsanlagen im geschlossenen Verteilernetz bekannt. Insbesondere denken wir hier an die konventionellen und KWK-Anlagen. Hierfür sind bislang keine Prozesse für den Informationsaustausch aller für die Umsetzung des Redispatches relevanter Daten zwischen beiden Netzbetreibern definiert. Diese müssten neben den bereits vorhandenen Redispatch-Prozessen zur Netzbetreiberkoordination aufgebaut werden. Durch diese neu zu schaffenden Schnittstellen weichen wir vom bisherigen Standard der Netzbetreiberkoordination für das Redispatch ab und damit wird der Prozess des Redispatch komplexer. Diese Veränderungen würden die massengeschäftstaugliche Abwicklung wesentlich erschweren und Mehraufwand generieren. Bislang galten für die nachgelagerten geschlossenen Verteilernetze die gleichen Pflichten im Zusammenhang mit Redispatch wie für die Stadtwerke (Netze der allgemeinen Versorgung). Mit dieser Definition des Anschlussnetzbetreibers im Prozess Redispatch würden zwei Rollen für den ANB aufgemacht werden, die nicht im Kontext zu den gesetzlichen Rechten und Pflichten des Betreibers eines geschlossenen Verteilnetzbetreibers stehen. Letztlich ist der Betreiber eines geschlossenen Verteilnetzbetreibers der ANB der in seinem Netz angeschlossenen Anlagen. Die Rolle des ANB sollte nicht mehrfach mit unterschiedlicher Bedeutung belegt werden.

4	1	-	Alt: Betreiber der technischen Ressource (BTR) – MaKo – Der BTR ist für den Betrieb einer TR verantwortlich Neu: Betreiber der technischen Ressource (BTR) – MaKo – Der Betreiber einer technischen Ressource ist verantwortlich für den Einbau, den Betrieb und die Wartung von technischen Ressourcen.	Einheitliche Begriffsdefinition gem. BDEW-Anwendungshilfe Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt
5	1	-	Alt: -- Neu: Bilanzkreis (BK) -MaKo- Ein Bilanzkreis ist ein Konto, welches dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und dabei auch die Abwicklung von Handelstransaktionen ermöglicht	Begriff wurde neu aufgenommen, da er beispielsweise die Basis für die in Kapitel 1 genannten „Betroffener Bilanzkreis“ und „Redispatch-Bilanzkreis“ bildet, in dessen Definition er benötigt wird. Somit ist dann auch dieser in der Anlage 2 definiert. Des Weiteren: Einheitliche Begriffsdefinition gem. BDEW-Anwendungshilfe Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt, Begriff daher mit MaKo kennzeichnen
6	1	-	Alt: Betroffener Bilanzkreis Bilanzkreis, dem eine Marktllokation bzw. Tranche einer Marktllokation zugeordnet ist, über die die Einspeisung oder Entnahme von elektrischer Energie für eine oder mehrere TR bilanziert wird; führt eine Redispatch-Maßnahme dazu, dass mehr elektrische Energie für den Verbrauch einer Verbrauchsanlage in der gleichen Netzlokation aus dem Energieversorgungsnetz entnommen wird, ist auch der Bilanzkreis, dem die entsprechende Marktllokation zugeordnet ist, betroffener Bilanzkreis Neu: Betroffener Bilanzkreis -MaKo- Betroffener Bilanzkreis Bilanzkreis, dem eine Marktllokation bzw. Tranche einer Marktloka tion zugeordnet ist, über die die Einspeisung oder Entnahme von elektrischer Energie für eine oder mehrere TR bilanziert wird	Hinweis auf den Begriff aus der Marktkommunikation; Ergänzung -MaKo- Die Ermittlung der Ausfallarbeit für den betroffenen Bilanzkreis der Entnahme bzw. die prozessuale Durchführbarkeit ist zu prüfen und zu präzisieren. Der betroffenen Bilanzkreis der Entnahme und der zugehörige Lieferant sind derzeit nicht Teil der Marktkommunikation im Redispatch, was bedeutet, dass sie beispielsweise keine Redispatch-Abrufe oder Ausfallarbeitsmengen für den betroffenen Bilanzkreis der Entnahme erhalten.
7	1	-	Alt: Cluster – MaKo – Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen und ggf. bereits bestehender Cluster. Neu: Cluster – MaKo – Zwischen dem clusternden und dem vorgelagerten Netzbetreiber abgestimmte Zusammenfassung von steuerbaren Ressourcen und ggf. in den dem Netz des clusternden NB nachgelagerten Netzen bestehenden Clustern.	Präzisierung des Begriffs.

8	1	- Alt: Duldungsfall Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber die Steuerung der TR durchführt. Neu: Duldungsfall Zustand einer SR, in dem der anweisende Netzbetreiber die Steuerung der SR durchführt, falls an dieser SR eine Redispatch-Maßnahme zu erfolgen hat.	Redaktionell: 1. Der Duldungsfall ist keine Redispatch-Maßnahme. Mit "Duldungsfall" wird einer von zwei möglichen, klar definierten Fällen (oder auch Zuständen) bezeichnet, die durch die BK6 festgelegt sind, in denen sich eine SR befinden kann und für den festgelegt ist, wie im Fall, dass an dieser SR eine Redispatch-Maßnahme durchgeführt werden muss, diese durchgeführt wird. 2. Die kleinste Einheit, auf der eine Redispatch-Maßnahme durchgeführt werden kann, ist eine SR. Somit muss hier die SR genannt werden. Sollte die "Steuerungstechnik", über die der NB die Redispatch-Maßnahme durchführt, nicht zur gebildeten SR passen, so erfolgt die Redispatch-Maßnahme auf Ebene der SG, wobei eine SG in diesen Fällen aus mindestens zwei SR besteht.
9	1	- Alt: Einsatzverantwortlicher (EIV) – MaKo – Der EIV plant und führt den Einsatz der einer SR zugeordneten TR durch und übermittelt die zugehörigen Fahrpläne. Neu: Einsatzverantwortlicher (EIV) – MaKo – Der Einsatzverantwortliche ist verantwortlich für den Einsatz von steuerbaren Ressourcen.	Einheitliche Begriffsdefinition gem. BDEW-Anwendungshilfe Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt
10	1	- Alt: Nettonennleistung Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen, die der Stromerzeugungseinheit zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der Anlage nicht enthalten. Neu: Nettonennleistung Die tatsächliche höchste elektrische Dauerleistung unter Nennbedingungen, die der TR zuzurechnen ist. In der Nettonennleistung ist der Kraftwerkseigenverbrauch (Verbrauchsleistung der Neben- und Hilfsanlagen) während des Betriebs der TR nicht enthalten.	Einheitliche Verwendung des Begriffs "Technische Ressource" (TR)
11	1	- nicht vorhanden: Lieferant Neu: Lieferant (LF) Der Lieferant ist verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen. Der Lieferant ist finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen.	Ergänzung der Rolle Lieferant, die im weiteren Verlauf des Dokuments benötigt bzw. verwendet wird

12	1	- Alt: Netzbetreiber – MaKo – Übertragungsnetzbetreiber sowie Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (§ 3 Nr. 3 EnWG) der allgemeinen Versorgung gemäß § 3 Nr. 17 EnWG Neu: Netzbetreiber (NB) – MaKo – Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Durchleitung und Verteilung von Elektrizität sowie für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau seines Netzes. Der Netzbetreiber ist zuständig für die Netzsicherheit. Der Netzbetreiber bildet, verwaltet und schließt an sein Netzgebiet angeschlossene Objekte (u.a. Messlokationen, Marktlokationen, Technische Ressourcen) und ist verantwortlich für die Zuordnung von Markt-partnern zu den Objekten. Gas: Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Aufbereitung sowie für die Verteilung von Werten (u.a. Messwerte, Ersatzwerte, vorläufige Werte) an Marktpartner. Strom: Der Netzbetreiber ist verantwortlich für die Aggregation der Energiemengen von Marktlokationen mit NB-Aggregationsverantwortung.	Einheitliche Begriffsdefinition gem. BDEW-Anwendungshilfe Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt (ohne Gas)
13	1	- Alt: anfordernde Netzbetreiber – MaKo – 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. Neu: anfordernde Netzbetreiber (anfNB) – MaKo – Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und deshalb eine Redispatch-Maßnahme anfordert.	Abkürzung "anfNB" ergänzen Die ausgelassene Aussage ist im Rahmen einer Definition nicht notwendig.
14	1	- alt: anweisender Netzbetreiber – MaKo – Netzbetreiber, der [...] neu: anweisender Netzbetreiber (anwNB) – MaKo – Netzbetreiber, der [...]	Akbürzung "anwNB" ergänzen
15	1	- Alt: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – MaKo – Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung gemäß § 3 Nr. 10a EnWG Neu: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – MaKo – Der Übertragungsnetzbetreiber ist ein Betreiber eines Übertragungsnetzes, das regelzonen- und grenzüberschreitende Verbindungen in andere Übertragungsnetze aufweist. Der Übertragungsnetzbetreiber ist zuständig für die Systemsicherheit. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Ermittlung der EEG-Überführungszeitreihen sowie die kurzfristige Plausibilisierung von Bilanzierungen in der Regelzone. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verantwortlich für die Aggregation der Energiemengen von Marktlokationen mit ÜNB-Aggregationsverantwortung.	Einheitliche Begriffsdefinition gem. BDEW-Anwendungshilfe Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt

16	1	- Alt: Netzlokation – MaKo – Die Netzlokation verbindet eine oder mehrere Marktlokationen unabhängig von der Energieflussrichtung über genau eine Leitung mit dem Netz. Neu: Netzlokation -MaKo- Netzlokation i. S. d. Festlegung GPKE	Einheitliche Begriffsdefinition
17	1	- Alt: 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. Neu: ---	Begriff "Redispatch-Abruf" streichen
18	1	- bisher: Redispatch-Bilanzkreis – MaKo – Bilanzkreis, der von einem Netzbetreiber ausschließlich für den energetischen und bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Satz 2 EnWG und den bilanziellen Ersatz nach § 14 Absatz 1c EnWG geführt wird Neu: Redispatch-Bilanzkreis – MaKo – Redispatch-Bilanzkreis i. S. d. Festlegung GPKE, Teil 1 - Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 - Ziff. 8.2.3	Einheitliche Begriffsdefinition (siehe GPKE, Teil 1 - Anlage 1a zur Festlegung BK6-24-174 - Ziff. 8.2.3)
19	1	- Alt: -- Neu: Tranche -MaKo- Tranche i. S. d. Festlegung GPKE	Erweiterung der Tranche in den Begriffsdefinitionen, da diese entsprechend Anwendung im Dokument findet.
20	1	- Alt: Beschreibung Es ist ein Identifikator für jede steuerbare Ressource anzugeben. Neu: Beschreibung Der Identifikator für Steuerbare Ressourcen ist die SR-ID. Hinweis: Weitere Informationen sind den entsprechenden Unterlagen der Vergabestelle dieser Codes, der Energie Codes und Services GmbH zu entnehmen.	Im Rahmen der GPKE und WiM ist bereits heute die SR-ID der einzige Identifikator einer SR.

21	1	-	Alt: Aufforderungsfall Redispatch-Maßnahme, bei der der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen auffordert, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner SR zu verändern und deren Steuerung durchzuführen Neu: Aufforderungsfall Zustand einer SR, in dem der anweisende Netzbetreiber den Einsatzverantwortlichen auffordert, die Wirkleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug seiner SR zu verändern und deren Steuerung durchzuführen, falls an dieser SR eine Redispatch-Maßnahme zu erfolgen hat.	Redaktionell: Der Aufforderungsfall ist keine Redispatch-Maßnahme. Mit "Aufforderungsfall " wird einer von zwei möglichen, klar definierten Fällen (oder auch Zuständen) bezeichnet, die durch die BK6 festgelegt sind, in denen sich eine SR befinden kann und für den festgelegt ist, wie im Fall, dass an dieser SR eine Redispatch-Maßnahme durchgeführt werden muss, diese durchgeführt wird.
22	1	-	Alt: clusternder Netzbetreiber – MaKo – Netzbetreiber, der steuerbare Ressourcen und gegebenenfalls bereits bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die steuerbaren Ressourcen seines Clusters oder weitere nachgelagerte Cluster auswählt und abruft. Neu clusternder Netzbetreiber – MaKo – Netzbetreiber, der SR und gegebenenfalls bereits in den dem Netz des clusternden NB nachgelagerten Netzen bestehende Cluster zusammenfasst und im Rahmen des Abrufs die SR seines Clusters oder weitere in den dem Netz des clusternden NB nachgelagerten Netzen bestehende Cluster auswählt und abruft.	Präzisierung: Bezüglich der beschriebenen Clusterbildungslogik identische Aussage, wie beim Cluster.
24	2.1.1	-	Alt: Im Übrigen erfolgt der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 i. V. m. § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG im Planwertmodell, wenn die TR nach den Vorgaben des Kapitels 2.3 in das Planwertmodell überführt wurde. Neu: Für TR, die nach den Vorgaben des Kapitels 2.3 in das Planwertmodell überführt wurden erfolgt der bilanzielle Ausgleich gemäß § 14 Abs. 1 Satz 2 i. V. m. § 13 Abs. 1a Satz 1 und 2 EnWG im Planwertmodell mit dem BKV des LF durch den BKV des anweisenden Netzbetreibers. Die Bereitstellung der Energiemengen an den BKV des anweisenden Netzbetreibers erfolgt durch den BKV des anfordernden Netzbetreibers.	Im Prozess über mehrere Kaskaden muss die Verantwortlichkeit für den bilanziellen Ausgleich mit dem BKV des LF klar zugeordnet sein. Durch die Anpassung entstünden keine Missverständnisse. Genereller Hinweis: Genaue Ausprägung des Planwertmodels und Zuständigkeiten der Rollen-tribute wird erst entwickelt.
25	2.1.2	-	Der Absatz ist zu löschen und die Formeln sind in der weiteren Prozessgestaltung zu definieren.	Es ist zu definieren, was in die Ermittlung der "geplanten Fahrweise" eingeht. Im Weiteren ist die Ermittlung der Ausfallarbeit für den betroffenen Bilanzkreis bzw. die prozessuale Durchführbarkeit zu prüfen und zu präzisieren.
26	2.1.2	-	Alt: Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten Fahrweise und der durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Fahrweise, wobei eine Erzeugung mit positiven und ein Verbrauch mit negativen Werten dargestellt werden. Neu: Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten Fahrweise und der durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Fahrweise. In den Planungsdaten wird eine Erzeugung mit positiven und ein Verbrauch mit negativen Werten dargestellt .	Klarstellung, in welcher Datei die Vorzeichenlogik Anwendung findet. Für den Fahrplanaustausch finden die allgemeinen Regeln des Fahrplanmanagements Anwendung. Genereller Hinweis: Genaue Ausprägung des Planwertmodels wird erst entwickelt.

28	2.3.1	-	Alt: Die Übertragungsnetzbetreiber geben für Netzanschlusspunkte der Verteilernetze an das Über-tragungsnetz an, welche installierte Leistung von welcher Anlagenart ins Planwertmodell überführt werden soll. Sie berücksichtigen insbesondere, welche Leistung dazu beiträgt, die Effizienz von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG insgesamt zu steigern. Neu: Die Übertragungsnetzbetreiber geben für Netzverknüpfungspunkt 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 von Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 2 EnWG insgesamt zu steigern.	Präzisierung unter Nutzung des in Kapitel 1 definierten Punkts „Netzverknüpfungspunkt“
29	2.3.1	-	Alt: Die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bestimmen in Abstimmung mit dem vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber Cluster, deren Anlagen vollständig in das Planwertmodell überführt werden, um die Vorgabe des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers umzusetzen. Neu: Die jeweiligen Verteilernetzbetreiber bestimmen in Abstimmung mit dem unmittelbar vorgelagerten Netzbetreiber Steuerbare Ressourcen, die in das Planwertmodell überführt werden, um die Vorgabe des vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers umzusetzen. Die Verteilernetzbetreiber dürfen hierbei die Leistungsvorgabe des Übertragungsnetzbetreibers überschreiten.	Es ist zu berücksichtigen, dass im Verteilnetz nicht nur Redispatch-Maßnahmen auf Grund von Anforderungen des ÜNB umgesetzt werden müssen, sondern es sind auch VNB-eigene Redispatch-Maßnahmen erforderlich. Dementsprechend muss der VNB erster Ordnung berechtigt sein, in begründeten Fällen selbst zusätzlich zu überführende Erzeugungsleistungen zu benennen und mit dem ÜNB abzustimmen. Durch die Ersetzung der Worte „vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibers“ durch „vorgelagerten Netzbetreibers“ wird deutlich gemacht, dass bei der Abstimmung der konkreten zu überführenden Anlagen ein kaskadiertes Vorgehen erfolgt. Dies ist notwendig, da Absprachen der ÜNB mit vielen hundert Verteilnetzbetreibern, die ihnen nur mittelbar unterlagerte sind, ineffizient wären. Ferner wird durch das kaskadierte Vorgehen sichergestellt, dass eine funktionierende Top-Down Überführung in das Planwertmodell erfolgt und kleinere nachgelagerte VNB nur dann hinzugezogen werden, wenn bei den ihnen vorgelagerten VNB die Datenaustauschprozesse einwandfrei funktionieren.
30	2.3.2	-	Alt: [...] Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber zum [01.01.2027]. [...] Neu:1: [...] Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber zum [01.04.2028]. [...] Neu:2: [...] Die Überführung darf nur zum 01.01., 01.04., 01.07. oder 01.10. eines Jahres wirksam werden, frühestens aber zum [01.01.2027], wobei der LF, EIV und BTR für den Zeitraum 01.01.2027 bis zur Produktivsetzung der durch diese Festlegung erfolgten angepassten Prozesse und Datenformate auf anderem Wege erfolgt als den durch diese Prozesse vorgegebenen. [...]	Die Übermittlung dieser Informationen entsprechend der hier vorgegebenen Art und Weise (Die Zuordnung einer SR zum Planwertmodell erfolgt durch eine elektronische Mitteilung des ANB an den LF, EIV und BTR in bundesweit einheitlichen Formaten) kann nicht bereits am 1.1.2027 erfolgen. Dies geben die aktuell gültigen, durch die BK6 festgelegten Prozesse nicht her. Das in der Anlage 1 beschriebene Vorgehen ermöglicht als frühesten Termin den 01.04.2028. Dieser ist nur dann möglich, wenn dieses Festlegungsverfahren vor dem 01.04.2026 abgeschlossen ist und die entsprechenden Unterlagen dem Markt vorliegen Wir wollen hiermit nicht verhindern, dass unter Einhaltung der derzeit gültigen Marktkommunikationsprozesse die Überführung von SR zu den genannten Zeitpunkten erfolgt, sondern nur, dass klargestellt ist, dass die Überführung immer im Rahmen der zum Überführungszeitpunkt gültigen Marktkommunikationsprozesse erfolgt und somit über diese Veränderung auch nur die davon betroffenen Marktteilnehmer über die Marktkommunikationsprozesse informiert werden, wenn diese zum Veränderungszeitpunkt eine entsprechende Kommunikation mit der entsprechenden Rolle beinhalten.
52	4	-	Alt: Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff Pmin in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu Pmin sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zum Einspeisepunkt in der Vmin enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass Vmin betragsmäßig der Größe Vmax entspricht. Neu: Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff Pmin in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (untere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu Pmin sind Betriebs- und Eigenbedarf, wie bspw. Netzverluste, bis zur Netzlokation in der Vmin enthalten. Für nichtregelbare Pumpen gilt, dass Vmin betragsmäßig der Größe Vmax entspricht.	Präzisierung unter Nutzung des in Kapitel 1 definierten Punkts „Netzlokation“

57	6.1.10	-	Die Übermittlung von Nachrichten ist nach dem technischen Standard abzusichern, wie er sich aus den verbändeübergreifend erarbeiteten „Regelungen zum Übertragungsweg“ der Expertengruppe „EDI@Energy“ für den Datenaustausch von Redispatch 2.0-Prozessdaten ergibt, welcher grundsätzlich den kryptographischen Vorgaben der BSI TR 03116-4 genügt	Wir begrüßen die neue Formulierung.
58	6.1.2	-	Alt: Die Kommunikation mit einem Netzbetreiber wird in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt. Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt. Neu: Die Kommunikation mit einem Netzbetreiber wird in der Regel über die Marktrolle Data Provider (DP) durchgeführt. Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt. Ausgenommen von diesem Kommunikationsweg ist der Informationsaustausch zwischen NB und LF, dieser erfolgt über den durch die GPKE festgelegten Weg. Die Stammdaten erhält der LF über die Stammdatenprozesse der GPKE.	Die Marktkommunikation zwischen NB und LF soll für alle Marktkommunikationsprozesse einheitlich erfolgen. Die Aufgabendefinition des Dataproviders sollte nicht in der Festlegung fest definiert werden. Aktuell prüft der DP Connect+ auch formale Aspekte was durch diesen Nachsatz entfallen müsste. Damit würde jegliche Validierung von Informationen vom DP ausgeschlossen werden
63	6.1.5	-	Streichung: Für Speicher gilt: Maßgeblich für die Bildung der SR und die Zuordnung des EIV ist die MaLo, über die die Einspeisung aus dem Speicher bilanziert wird.	Führt zu Einschränkung in der Modellierung von Speichern
64	6.1.5	-	Alt: - Im Einvernehmen von ANB, Anlagenbetreibern und Lieferanten können TR, die verschiedenen Marktlifikationen angehören, zu einer SR zusammengefasst werden. - Die Prozesse können vorsehen, dass SR, die verschiedenen Marktlifikationen angehören und die bereits zu einem festzulegenden Stichtag bestanden, fortbestehen können, solange weder ANB, Anlagenbetreiber noch Lieferant eine Aufteilung fordern. Neu: - Im Einvernehmen von ANB, EIV, Anlagenbetreibern und LF können TR, die verschiedenen Marktlifikationen angehören, zu einer SR zusammengefasst werden. - Die Prozesse können vorsehen, dass SR, die verschiedenen Marktlifikationen angehören und die bereits zu einem festzulegenden Stichtag bestanden, fortbestehen können, solange weder ANB, EIV, Anlagenbetreiber noch Lieferant eine Aufteilung fordern.	Wir begrüßen die Aufnahme dieser Passage, um hier keine unnötige Unruhe im Markt zu erzeugen und bestehende funktionierenden Konstrukte nur bei Erfodernis anzupassen. Der EIV ist auch aufzunehmen, da auch er von dieser Abweichung des Standards betroffen ist. Zusätzlich: Einheitliche Schreibweise: Für Rollen und Objekte werden in allen Kapiteln außer dem Definitionskapitel 1 deren dort definierte Abkürzungen verwendet.
68	6.2.2.1	-		Hinweis: Die Qualität und Verbindlichkeit der Planungsdaten ist für die Prozesse essenziell und ist durch den EIV sicherzustellen.

69	6.3.1	-	Alt: Die Abrufprozesse im Planwertmodell müssen einen Zeitpunkt definieren, zu dem 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. Neu: Die Abrufprozesse im Planwertmodell definieren einen Zeitpunkt, zu dem die Information nach § 13a Abs. 1a Satz 4 (i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 oder Abs. 1c Satz 1) EnWG in der Regel erfolgt.	Genau eine Abrufinformation je Redispatch-Maßnahme wird als nicht zweckmäßig erachtet, daher sollte der in der zweiten Konsultationsrunde neu eingefügte Satz wieder gestrichen werden. Bei einer einmaligen Information je Redispatch-Maßnahme bestünde zu erwarten, dass der Empfängerseite nicht die aktuellen bzw. die genausten Informationen über den tatsächlichen Abruf vorliegen. Dies würde zu immensen Schwierigkeiten in allen Folgeprozessen führen. Dass es regelmäßig in der operativen Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen zu Aktualisierungen und damit verbundenen aktualisierten Abrufinformationen kommt, ist aus netztechnischer Perspektive unvermeidlich. Die Gründe für Aktualisierungen können vielfältig sein, von Prognoseungenauigkeiten des Dargebots bis hin zu kurzfristiger Anpassung der Fahrweise von SR, die ihr Verhalten bis kurz vor Echtzeit anpassen können. Die Vorgabe einer einmaligen Abrufinformation kann zu folgenden Effekten führen: 1. Die einmalige Abrufinformation wird frühzeitig mitgeteilt, passt schlussendlich aber häufig nicht zur tatsächlichen Redispatch-Maßnahme. Ohne Aktualisierung fehlt dem Empfänger der letzte, korrekte Stand. Oder 2. Der Sender der Abrufinformation hält die Nachricht bis zum letztmöglichen Zeitpunkt zurück, damit diese möglichst korrekt die tatsächliche Redispatch-Maßnahme abbildet. Dies stünde jedoch im Konflikt mit der gesetzlichen Vorgabe der unverzüglichen Unterrichtung über den geplanten Zeitpunkt, den Umfang und die Dauer der Redispatch-Maßnahme, da bereits eine geplante Maßnahme vorliegt. Diesen Umständen kann nur Rechnung getragen werden, indem mehrfache Aktualisierungen auch im Regelfall nicht ausgeschlossen werden.
70	6.3.1	-	Alt: Die Abrufprozesse im Prognosemodell sehen vor, dass in der Regel spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs die Information nach [...] Neu: Die Abrufprozesse im Prognosemodell sehen vor, dass in der Regel spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit einer Redispatch-Maßnahme die Information nach [...]	Konsequenz aus dem Streichen des Begriffs "Redispatch-Abruf" und dessen Definition in Kapitel 1
71	6.4.3	-	Alt: Danach dürfen die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden. Alt: Danach dürfen die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden, es sei denn es liegen neue und damit bessere, als die bisher zur Ermittlung der Ausfallarbeit zugrundeliegende Messwerte vor.	Die bisherige Formulierung widerspricht dem Eichrecht. Laut diesem müssen beispielsweise korrigierte Messwerte bzw. bessere als die bisher verwendeten Ersatzwerte zur Abrechnung verwendet werden, wann auch immer diese vorliegen.
72	6.4.4	-	Alt: Es werden insbesondere Prozesse zum Informationsaustausch im Zusammenhang mit der vereinfachten Spitzabrechnung vorsehen, insbesondere zur Abstimmung der zu verwendenden Wetterdaten. Neu: Es werden insbesondere Prozesse bereitgestellt, die den Informationsaustausch im Zusammenhang mit der vereinfachten Spitzabrechnung ermöglichen, insbesondere zur Abstimmung der zu verwendenden Wetterdaten.	Korrektur des Satzbaues
73	6.5.3	-	Alt: Es werden Prozesse bereitgestellt, die eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 ermöglichen. Neu: Es werden Kriterien festgelegt, die eine Qualitätsbewertung der Planungsdaten nach Kapitel 4 ermöglichen und Prozesse bereitgestellt, die den Austausch der Ergebnisse der Qualitätsbewertung ermöglichen.	Neben der reinen Prozessbeschreibung werden Kriterien benötigt, um die Qualität der Planungsdaten bewerten zu können.

74	3.1	-	Zustimmung	Wir begrüßen die in der aktuellen Form vorgesehene Angleichung der Definition von P_lim für den Duldungs- und Aufforderungsfall in Form der Berücksichtigung der Leistungsvorgabe des Netzbetreibers. Neben der Reduktion von Berechnungsvarianten und damit Komplexität begründet sich die Angleichung insbesondere fachlich: Im Verteilnetz gibt es häufig Konstellationen, in denen hohe Leistungsgradienten zu verzeichnen sind. Diese resultieren entweder aus hoher spezifischer Leistung einzelner Steuerbare Ressourcen oder aus einer hohen Gleichzeitigkeit mehrerer engpasswirksamer Steuerbarer Ressourcen. Um in diesen Fällen jederzeit einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten zu können, sind Redispatch-Maßnahmen in Form einseitiger Limitierungen notwendig, die eine Überschreitung zulässiger Betriebsmittelgrenzwerte durch Begrenzung der maximal möglichen Erzeugungsleistung dieser Steuerbaren Ressourcen verhindern. Damit derartige Maßnahmen - in Ermangelung verbindlicher Planungsdaten seitens des EIV für Steuerbare Ressourcen im Prognosemodell - robust gegen Prognoseunsicherheiten sind, kann die durch den Netzbetreiber vorgegebene Leistungslimitierung über der tatsächlich resultierenden Erzeugungsleistung sein. Dadurch ergeben sich bei Einschränkungen im Teilleistungsbereich (z.B. Limitierung der SR-Erzeugungsleistung auf 60% oder 30% ihrer installierten Leistung) Konstellationen, in denen gemäß derzeit gültiger Definition des P_lim im Duldungsfall (bei der alleinig die IST-Wirkleistung entscheidend ist) Ausfallarbeit resultiert, obwohl die Erzeugungsleistung unterhalb der Leistungslimitierung liegt und damit faktisch kein Eingriff in die gemäß Dargebot mögliche Energieerzeugung stattgefunden hat. Das ist im Pauschalverfahren bei entsprechendem P_0 vor Start der Redispatch-Maßnahme der Fall sowie auch im Rahmen der Spitzabrechnung, wenn die Anlage im Vergleichszeitraum einen höheren Wirkungsgrad hatte als im Maßnahmenzeitraum. Durch die Abstimmung auf die Leistungsvorgabe des Netzbetreibers in der Definition des P_lim wird diesen Fällen Rechnung getragen. Von Seiten der Erzeuger wird angeführt, dass den betroffenen Markttrollen die Information über die Leistungsvorgabe des Netzbetreibers nicht vorliegt bzw sich die Information gemäß A96-Dokument von der tatsächlichen, über die Steuerungstechnik im Duldungsfall kommunizierten Leistungsvorgabe unterscheidet. In solchen Fällen handelt es sich allerdings um Prozessfehler des anweisenden Netzbetreibers, die sich durch die angedachte Abstimmung von Redispatch-Maßnahmen auf eine Mindestvorlaufzeit von idR 30 min reduzieren werden respektive seitens der Betroffenen anzuzeigen sind. Der Verweis auf fehlerhaft gelebte Prozesse einzelner Akteure ist aus unserer Sicht keine Rechtfertigung für einen methodisch fehlerhaften Formalismus der Ausfallarbeitsberechnung, der zur einer systematischen wirtschaftlichen Besserstellung Betroffener führt.
74	2	-	Ziffer 2 in Verbindung mit Ziffer 2.3 der Anlage 2: Wir bitten die BNetzA, in der Festlegung, eine verbindliche Vorgabe zur Bereitstellung von Planungsdaten für Speicher zur Nutzung in den Redispatchprozessen sowie für die Ermittlung des bilanziellen Ausgleichs aufzunehmen. Hierbei soll ebenfalls berücksichtigt werden, dass Planungsdaten bereits vor einer Überführung der Anlagen in das Planwertmodell (vgl. Ziffer 2.3) bereitgestellt werden müssen (Übergangslösung). Die weitere Ausgestaltung ist in der Prozessentwicklung zu berücksichtigen.	Speichertechnologien nehmen eine zentrale Rolle im Rahmen der Energiewende ein. Sie leisten einen wesentlichen Beitrag zur Stabilisierung, Flexibilisierung und Effizienzsteigerung des Stromnetzes und ermöglichen eine zuverlässige sowie nachhaltige Nutzung erneuerbarer Energien. Im Rahmen des Redispatch 2.0 sind Speicher - analog zu anderen Erzeugungsanlagen - durch die Netzbetreiber in die Engpassbewirtschaftung einzubeziehen. Im Kontext des Redispatch stellt sich die Frage nach der Zuordnung dieser Speicher zu einem Bilanzierungsmodell. In der aktuellen Festlegung wird unter Ziffer 2.3 die Überführung der SR in das Planwertmodell beschrieben. Aufgrund der Vielzahl der in den nächsten Jahren zu erwarteten Anschlüsse von Speichern an unser Netz sind für den sicheren Netzbetrieb Planungsdaten von Speicher-SR erforderlich. Die Bereitstellung von Fahrplandaten sind aus unserer Sicht eine notwendige Voraussetzung, um Speicher effizient in die Planung und Auswahlentscheidung im Redispatch einzubeziehen. Zusätzlich sind in der Prozessentwicklung die Nutzung weiterer Daten, wie Kosteninformationen und der Füllstand von Speichern zu berücksichtigen. Bis zu einer Überführung der Anlagen in das Planwertmodell gemäß Ziffer 2.3 der Festlegung sollte mit einer Übergangslösung für Speicher-SR ermöglicht werden, dass für diese an den Netzbetreiber Planungsdaten übermittelt werden. Diese Daten sollen neben der Nutzung in den eigentlichen Redispatchprozessen (u. a. Prognose, Maßnahmendimensionierung) auch für die Ermittlung des bilanziellen Ausgleichs genutzt werden.
75	2.2	-	Der BDEW hat in den Umsetzungsfragen zum Redispatch unter Redispatch_011 das Prognosemodell mit Planungsdatenlieferung beschrieben. Das Modell kommt derzeit in unseren Netzen zur Anwendung. Sofern die bisherige Festlegung BK6-20-059 ihre Gültigkeit verliert, würde diesen Modell auch wegfallen. Wir schlagen vor, diese Modell in die Festlegung zu übernehmen.	Dieses Modell ermöglicht, sowohl bei planbaren als auch volatilen SR Planungsdaten bereit zu stellen, die in den Redispatch-Prozessen erforderlich sind. Insbesondere sollte dieses Modell auch für die Übergangsphase bis zur Überführung der SR in das Planwertmodell nutzbar sein. Dies gilt insbesondere für SR, für die aktuell keine geeignete Prognose durch den Netzbetreiber selbst möglich ist, wie beispielsweise die Information über Regelleistungsvorhaltung, Fahrweise von Speichern, nicht volatilen SR sowie SR in Überbauung.
76	2.3.2	-	Alt: [...] Eine Zuordnung zum Prognosemodell von SR, die bereits dem Planwertmodell zugeordnet wurden, ist nicht möglich.[...] Neu: [...] Eine Zuordnung zum Prognosemodell von SR, die bereits dem Planwertmodell zugeordnet wurden, ist nur in Ausnahmefällen möglich.[...]. Ausnahmefälle sind prozessual zu beschreiben.	Dieser Satz sollte angepasst werden. In der Praxis wird es Fallkonstellationen geben, die dazu führen können, dass eine SR nicht mehr im Planwertmodell bleiben kann. Beispielsweise kann ein EIV ausfallen oder die Eignung der Planungsdaten ist nicht gegeben. Damit die SR dem Redispatch weiter prozessiert werden kann, sollte sie ins Prognosemodell und in den Duldungsfall überführt werden können. Es soll aber nicht zu einem grundsätzlichen Wechsel der Modelle bzw. Rückwechsel kommen, sondern ein Wechsel soll nur im Ausnahmefall möglich sein soll. Dies ist prozessual zu beschreiben.

77	2.3.2	-	Alt: Die Zuordnung einer SR zum Planwertmodell erfolgt durch elektronische Mitteilung des ANB an den LF, 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. Neu: Die Zuordnung einer SR zum Planwertmodell erfolgt durch elektronische Mitteilung des ANB an den LF, 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 anweisenden Netzbetreibers.	Herstellung der Konsistent zu Ziffer 2.1.2: dort wird definiert, dass "der bilanzielle Ausgleich aus dem Redispatch-Bilanzkreis des anweisenden Netzbetreibers in den betroffenen Bilanzkreis" erfolgt. Genereller Hinweis: Genaue Ausprägung des Planwertmodels und Zuständigkeiten der Rollen-tribute wird erst entwickelt.
78	3.2.1	-	Alt: Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen. Neu: SR im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder vereinfachten Spitzabrechnung zuzu-ordnen.	Gemäß Kapitel 2 Bilanzierungsmodelle: [...] jede SR muss genau einem Bilanzierungsmodell zugeordnet sein. Zusätzlich: Einheitliche Schreibweise: Für Rollen und Objekte werden in allen Kapiteln außer dem Definitionskapitel 1 deren dort definierte Abkürzungen verwendet.
79	3.2.2.3	-	Alt: [...] Liegt keine ¼-h-Messung vor, ist für P0 der nach dem Standard-Einspeiseprofil oder tagesabhängigen Einspeiseprofil zu bilanzierende Wert anzusetzen. Neu: [...] Liegt keine ¼-h-Messung vor, ist für P0 der nach dem Referenzprofilverfahren zu bilanzierende Wert anzusetzen.	Seit dem 6.6.2025 ist die Anwendung von Standardeinspeiseprofilen (SEP) für die Energiemengenbilanzierung nicht mehr erlaubt. Sogenannte TEP (= Tagesparameterabhängige Einspeiseprofile sind uns nicht bekannt. Daher wird auf die unseres Erachtens einzig verbliebene Methode, falls die eingespeiste Energiemenge nicht 1/4-stündlich erfasst wird, nur noch das sogenannte Referenzprofilverfahren anwendbar.
80	3.2.3.2	-	Alt: Zeiten, in denen die TR nicht uneingeschränkt einspeisen konnte und in denen der Leistungsmittelwert nicht mindestens 10 % der [...] . Neu: Es sind sowohl die Zeiten auszuschließen, in denen die TR nicht uneingeschränkt einspeisen konnte. als auch die Zeiten auszuschließen in denen der Leistungsmittelwert nicht mindestens 10 % der [...]	Die derzeitige Formulierung könnte man auch so interpretieren, dass in den auszuschließenden Zeiten sowohl die TR nicht uneingeschränkt einspeiste, als auch der Leistungsmittelwert der TR weniger als 10% der [...] betrug.

81	3.4	-	Hinweis zur Formel bei Überbauung: Wir schlagen vor, im Rahmen von Überbauungskonstrukten mit Nichtbeanspruchbarkeiten zu arbeiten. Diese müssen bereits jetzt schon dem Netzbetreiber übermittelt werden. Perspektivisch sollten bei Überbauungskonstrukten allerdings Planungsdaten zur Anwendung kommen.	Wir begrüßen den Vorschlag zur Aufnahme einer Formel für die Überbauung von Netzanschlüssen. Allerdings ist die Formel nicht geeignet, den Sachverhalt vollumfänglich abzudecken, da diese nicht die Ist-Werte der Leistung berücksichtigt und somit ein Überschreiten der Anschlussleistung der Netzlokation durch die Ermittlung der Ausfallarbeit nicht verhindert wird. Eine Überbauung sowohl mit einem als auch mit mehreren Energieträgern und Speichern, beispielsweise in der Kombination von Windenergie- und Solaranlagen oder Solanlagen und Speichern ist möglich. Hierzu werden wir gemäß der geplanten Festlegung Steuerbare Ressourcen (SR) je Marktlokation vorsehen. auf Ebene der Marktlokation aggregiert wird. Der Ansatz eines statischen Wertes für Pauschal für die Abbildung der Überbauung greift dennoch zu kurz: Der aktuelle gesetzliche Rahmen zur Ausgestaltung von FCA-Konstrukten nach § 8a EEG (Flexible Netzanschlussvereinbarungen) bzw. § 17 Abs. 2 b EnWG ermöglicht eine Vorgabe von Zeitfenstern mit unterschiedlich hoch begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisungen (§ 8a EEG) bzw. auch eine dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung (§ 17 Abs. 2b EnWG). Ein praktischer Anwendungsfall kann in einer möglichen „Überbauung“ von Post-EEG-Biogasanlagen liegen, um höhere Einspeiseleistungen zu ermöglichen. Hier ist ein Ansatz, dem Anlagenbetreiber Zeitfenster mit variablen Leistungswerten für die Einspeisung anzubieten. Unser Ansatz ist daher, für die Berücksichtigung der „Überbauung“ im Redispatch mit Bewegungsdaten zu arbeiten: Wir haben in unseren eigenen Überlegungen den Ansatz gewählt, dass der jeweilige maßgebliche Leistungswert für die Überbauung in Form von Nichtbeanspruchbarkeiten auf 0,25 h-Ebene für die SR bzw. TR, die an einem Netzanschlusspunkt mit Überbauung angeschlossen sind, übermittelt wird. Für SR, die Planungsdaten liefern, ist die „Überbauung“ in den Planungsdaten zu berücksichtigen. Neben der Berücksichtigung von Nichtbeanspruchbarkeiten und Planungsdaten im Prognoseprozess und der Maßnahmendimensionierung, werden die Nichtbeanspruchbarkeiten und Planungsdaten dann im Weiteren für die Ermittlung der Ausfallarbeit berücksichtigt. Bezug zur Abrechnung nach Ziffer 3.4 der Anlage 2 der Konsultation: Wir haben in der Excel-Vorlage einen Anpassungsvorschlag für die Ermittlung der Ausfallarbeit bei Überbauung gemacht. Sofern unserem Ansatz gefolgt wird, den oder die Leistungswerte der Überbauung in den Nichtbeanspruchbarkeiten abzubilden, würde die Formel üblicherweise nicht zur Anwendung kommen, weil damit die Ausfallarbeit bereits begrenzt wird. In den Abrechnungsverfahren für die einzelnen Energieträger werden derzeit bis auf das Pauschalverfahren für Solaranlagen (welches zukünftig nicht mehr Anwendung finden soll) Vergleichszeiträume / Zeiträume vor der Maßnahme zur Ermittlung der theoretischen Leistung für die Ermittlung der Ausfallarbeit herangezogen. Im Fall der Überbauung ist die relevante Ist-Leistung möglicherweise durch eine interne Regelung des Anlagenbetreibers an der Anlage aufgrund der Überbauung eingeschränkt. Für die Ermittlung der Ausfallarbeit sind in der Regel die Ist-Leistungswerte der Anlage zu berücksichtigen.
82	6.1.3	-	Alt: Soweit im Folgenden ein Clearingprozess verlangt wird, ist ein massengeschäftstauglicher Austausch über die betroffene Information zu ermöglichen, der innerhalb einer sachge rechten Frist eine Einigung der betroffenen Marktrollen oder aber die Feststellung eines Dissens ermöglicht. Bis zu einer Änderung der betroffenen Informationen durch den Ver antwortlichen sind die ausgetauschten Informationen weiter zu verarbeiten. Nach Abschluss des Clearings sind die Informationen nötigenfalls durch den Verantwortlichen zu aktualisieren und den Betroffenen mitzuteilen. Neu: Ein Clearingprozess kann angestoßen werden, wenn ein Gegenvorschlag des BTR nicht angenommen wurde. Dabei werden im Rahmen massengeschäftstauglicher Prozesse definierte Informationen ausgetauscht, um innerhalb einer sachgerechten Frist die Feststellung und Beseitigung eines Dissens zu ermöglichen. Als Grundlage für das Clearing dürfen nur die Daten gelten, die innerhalb der Fristen bereitgestellt	Für einen massengeschäftstauglichen Clearingprozess sollten einzureichende Unterlagen und Rechenwege fest definiert sein. Der Clearingprozess in der Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt nur in dem Fall, in dem ein Gegenvorschlag zugeschiedt und nicht angenommen wurde. Wenn vorherige Prozesssschritte nicht bedient wurden (z.B. keine Antwort auf Erstaufschlag) wird kein Clearingverfahren eröffnet. Als Grundlage für die Berechnung dürfen nur die Daten gelten, die innerhalb der Fristen gemeldet wurden. Nur anhand objektiver und für alle Marktteilnehmer transparenter Kriterien kann der Clearingprozess effizienter gestaltet werden. Da der Clearingprozess ein manueller Prozessschritt ist, sollte er nur dann gewählt werden, wenn die vorherigen Prozesssschritte korrekt durchlaufen wurden. Die bisherige Formulierung widerspricht dem Eichrecht. Laut diesem müssen korrigierte bzw. Messwerte bzw. bessere als die bisher verwendeten Ersatzwerte zur Abrechnung verwendet werden, wann auch immer diese Vorliegen.
83	6.1.4	-	Streichung	kein ersichtlicher Informationsgewinn durch Beibehaltung der Ziffer
84	6.1.5	-	Alt: Bei der Bildung von SR, die für Redispatch-Maßnahmen Anwendung finden, sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten Neu: Bei der Bildung von SR sind mindestens folgende Vorgaben zu beachten	Jede Anlage die steuerbar ist und demzufolge auch eine SR bekommt kann für RD-Maßnahmen genutzt werden. Auch im Steuerbarkeitscheck wird die SR genutzt
85	6.1.5	-	Streichung SR sind energieträgerscharf zu bilden.	Verkomplizierung von Speicher mit PV oder ähnliches. Die Spezifikation auf Malo-Ebene ist ausreichend, um den wichtigen Teil der energieträgerscharfen Zuordnung einzuhalten
86	6.1.8	-	gestrichene Formulierung: Die Identifikation von Marktakteuren und technischer Ressourcen erfolgt, soweit möglich, durch die MaStR-Nummer.	Wir begrüßen die Streichung der Aussage, die bisher unter 6.1.8 stand. Wie auch an anderer Stelle unserer Stellungnahme geschrieben, müssen in der Marktkommunikation weiterhin die derzeit verwendeten SR-ID, TR-ID, MP-ID etc. zur identifokation Identifikation von SR, TR, Marktpartner etc. verwerndet verwendet werden.

87	6.1.9	-	Alt: Die Vorgaben dieses Kapitels finden keine Anwendung auf Datenaustausche auf Basis von Art. 40 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 (SOVO). Neu: Die Vorgaben dieses Kapitels finden keine Anwendung auf Datenaustausche auf Basis von Art. 40 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 02.08.2017 (SOVO). Ausgenommen hiervon sind Batteriespeicher mit mehr als 10 MW Leistung.	Es wurde der Szenariorahmen für den NEP bestätigt. Es wird von einer installierten Leistung von 41,1 bis 94,1 GW an Großspeicherbatterien bis 2037 ausgegangen. Ein signifikanter Anteil hiervon wird in den Verteilernetzen angeschlossen werden. Um effiziente und massentaugliche Prozesse zu gewährleisten, sollte der Anwendungsbereich dieser Festlegung auf Großspeicherbatterien >10 MW mit Anschluss in den Verteilernetzen erweitert werden. Dies würde verhindern, dass zwei getrennte Austauschprozesse für Stamm- und Planungsdaten parallel durchgeführt werden müssen und deutlich effizientere und massengeschäftstaugliche Prozesse ermöglichen. Die Festlegung bezieht sich auf die Implementierungsvorschriften für die Prozesse gemäß der Stromnetzentwicklungsrichtlinie (SO-VO), die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) entwickelt und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) mit der Festlegung BK6-18-122 bestätigt wurden. Diese Vorschriften schreiben vor, dass Batteriespeicher mit einer Leistung von mehr als 10 MW verpflichtet sind, am Datenaustausch gemäß der SO-VO teilzunehmen. Allerdings wird in den Implementierungsvorschriften (Implementierungsvorschriften für den Datenaustausch gemäß Artikel 40 Absatz 7 der SO GL, Rahmendokument, Teil 01 von 02, 31.03.2022) darauf hingewiesen, dass Stromspeichereinheiten im Gegensatz zu Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten nicht spezifisch angesprochen werden. Zudem behandelt die SO-VO selbst neben Erzeugungsanlagen ausdrücklich nur Pumpspeicherkraftwerke. Perspektivisch sollten die Vorgaben dieses Kapitels auf alle, in Deutschland befindlichen SR Anwendung finden.
88	6.2.1.1	-	Alt: Für jedes ausgetauschte Stammdatum gibt es genau einen Verantwortlichen (ANB) und mindestens einen Berechtigten. Der Verantwortliche ist derjenige Marktpartner, der gemäß Stammdatenmodell der Letztentscheider über die Richtigkeit des Werts eines Stammdatums befindet. Der für das Stammdatum verantwortliche Marktpartner ist verpflichtet, bei Änderung des Werts des Stammdatums diesen Wert unverzüglich nach Bekanntwerden den Berechtigten zu senden. Zudem ist der Verantwortliche verpflichtet, vom Berechtigten an ihn gesendete Anfragen zu prüfen und diesem einen Bearbeitungsstand mitzuteilen. Alt: Für jedes ausgetauschte Stammdatum gibt es genau einen Verantwortlichen (ANB) und mindestens einen Berechtigten. Der Verantwortliche ist derjenige Marktpartner, der gemäß Stammdatenmodell der Letztentscheider über die Richtigkeit des Werts eines Stammdatums befindet. Der für das Stammdatum verantwortliche Marktpartner ist verpflichtet, bei Änderung des Werts des Stammdatums diesen Wert unverzüglich nach Bekanntwerden den Berechtigten zu senden. Zudem ist der Verantwortliche verpflichtet, vom Berechtigten an ihn gesendete Anfragen zu prüfen.	Grundsätzlich wird die Aufnahmen der Prozessschritte begrüßt. Die Mitteilung eines Bearbeitungsstands ist vor dem Hintergrund der Massengeschäftstauglichkeit kritisch zu bewerten..
89	3.1	-	Alt: Bei Verwendung eines Standardeinspeiseprofiles (SEP) oder bei Vorgabe eines Leistungswerts durch den Netzbetreiber, von dem nicht [...] Neu: Bei Verwendung eines Referenzprofilverfahrens oder bei Vorgabe eines Leistungswerts durch den Netzbetreiber, von dem nicht [...]	Seit dem 6.6.2025 ist die Anwendung von Standardeinspeiseprofilen (SEP) für die Energiemengenbilanzierung nicht mehr erlaubt. Sollte weiterhin die eingespeiste Energiemenge nicht 1/4-stündlich erfasst werden ist nur noch das sogenannte Referenzprofilverfahren anwendbar.

90	3.2.1	-	Alt: Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber geeignete Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen – spätestens bis zum vierten Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Anschlussnetzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten. Möchte der Anlagenbetreiber dem Anschlussnetzbetreiber Wetterdaten oder Messdaten von Referenzanlagen übersenden, stimmt er sich mit dem Anschlussnetzbetreiber darüber vorher ab. NEU: Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der BTR geeignete Wetterdaten unverzüglich– spätestens bis zum vierten Werktag des Folgemonats – zu liefern. Bei der Spitzabrechnung handelt es sich hierbei um an der betroffenen TR gemessene Wetterdaten. Bei der vereinfachten Spitzabrechnung werden geeignete Wetterdaten eines Dienstleisters oder von einer Referenz-TR verwendet. Erfolgt dies nicht durch den BTR, bildet der Anschlussnetzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von geeigneten Wetterdaten oder Referenz-TR. Die Verwendung von Referenz-TR ist bilateral zwischen Anschlussnetzbetreiber und Anlagenbetreiber ergebnisoffen abzustimmen.	Das Charakteristikum der Spitzabrechnung sind an der der TR gemessene Wetterdaten. Im Unterschied dazu werden bei der vereinfachten Spitzabrechnung Wetterdaten von einem externen Dienstleister oder einer Referenzanlage verwendet und für die jeweilige TR verwendet. Dieser grundlegende Unterschied sollte in der Ausführung erkennbar sein und nicht der Eindruck vermittelt werden, dass in jedem Fall Daten aus Referenzanlagen beizubringen sind.
91	3.2.1	-	Alt: Die Pauschal-Abrechnung darf für TR gewählt werden, die am Zeitpunkt der Bekanntmachung 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. Neu: Die Pauschal-Abrechnung darf für TR gewählt werden, die am Zeitpunkt der Bekanntmachung der Festlegung der Pauschal-Abrechnung gemäß Kapitel 3.2.1 der Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 zugeordnet waren. TR mit viertelstundescharfer Lastgangmessung 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. Anlagen, die bis zum 30.11.2028 keine aktualisierte Meldung gesendet haben, werden diese TR der vereinfachten Spitzabrechnung zugeordnet, wenn nicht der Anlagenbetreiber die Spitzabrechnung festlegt. TR ohne registrierte Lastgangmessung können darüber hinaus in der	Präzisierung, zum Umgang mit Technischen Ressourcen zum Ende der Übergangsfrist. Das Pauschalabrechnungsverfahren ist für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung kein geeignetes Abrechnungsverfahren, da hierbei die Prognosen und die tatsächlich ermittelte Ausfallarbeit zu weit auseinanderlaufen. Aus diesem Grund befürworten wir ausdrücklich für die Energieträger Wind und PV den Wegfall des Pauschalab-rechnungsverfahrens, sofern die betroffenen Anlagen auf Basis von viertelstunden-scharfen Lastgangdaten abgerechnet werden. Anders stellt sich für uns die Situation bei dargebotsunabhängigen Energieträgern und Anlagen ohne registrierende Lastgangdatenmessung dar. Bei diesen Konstellationen bietet das Pauschalabrechnungsverfahren nach aktuellem Stand eine Methode, um die Ausfallarbeit adäquat zu berechnen. Solange keine neue, praktikable und manipulationsfreie Berechnungsmethode eingeführt wird, sollte das Pauschalabrechnungsverfahren im Prognosemodell für diese Anlagengruppen erhalten bleiben.

92	4	-	Alt: Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Ei-genbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) ent-spricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist. Neu: Für die Aufnahme von Energie, z. B. im Pumpbetrieb von Pumpspeicherkraftwerken, wird der für den Generatorbetrieb definierte Begriff PROD_max in Analogie auch für die Bezugsrichtung verwendet (obere Leistungsgrenze). Im Gegensatz zu PROD_max sind Betriebs- und Ei-genbedarf wie bspw. Netzverluste bis zur Netzlokation in der VERB_max enthalten. Die beanspruchbare Leistung (Verbrauch) ent-spricht bei Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken der Nettonennleistung (Verbrauch) der Pumpe, sofern die Pumpe beanspruchbar ist.	Präzisierung unter Nutzung des in Kapitel 1 definierten Punkts „Netzlokation“
93	4	-	2.22 bis 2.25 sollten gelöscht werden	Die Einführung neuer Größen ist vor dem Hintergrund der kurzen Konsultationszeit zu vermeiden. Diese können Rahmen der Marktkommunikation über die Datenformate beschrieben werden.
94	4	-	Alt: bisher kein Abschnitt vorhanden Neu: Echtzeitdaten Es werden Kommunikationsprozesse für die Übermittlung von Echtzeitdaten über eine einheitliche Schnittstelle für Anlagen im Planwertmodell vorgesehen.	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). Die präferierte und in der Praxis bereits genutzte und bewährte Schnittstelle hierfür ist Fernwirktechnik.
95	6.1.1	-	Streichung	kein ersichtlicher Informationsgewinn durch Beibehaltung der Ziffer
96	3.4	-	Wenn in einer Viertelstunde die Summe der nach den Kapiteln 3.2 und 3.3 bestimmten Ausfallarbeit von TR, die über eine Netzlokation mit einem Elektrizitätsversorgungsnetz verbunden sind, die noch mögliche Ausfallarbeit für diese Netzlokation, die sich aus der Differenz der vertraglich vereinbarten Anschlussleistung der Netzlokation und der Summe der Lastgangdaten aller zugehörigen TR ergibt , überschritten wird, bestimmt sich die Ausfallarbeit der jeweiligen TR für diese Viertelstunde wie folgt, siehe Formel in nächste Zeile:	Die Formel soll nur dann Anwendung finden, wenn die mögliche Ausfallarbeit an der Netzlokation durch die tatsächlich ermittelte Ausfallarbeit aller TR an der Netzlokation überschritten wird. Die in der Konsultation dargestellte Formel führt zu falschen Ergebnissen, da diese nicht die Ist-Werte der Leistung berücksichtigt und somit ein Überschreiten der Anschlussleistung der Netzlokation durch die Ermittlung der Ausfallarbeit nicht verhindert wird.
97	3.4	-	$W_{A,gek,i,k} = MAX \left(0; \left(P_{anschl} - \sum_{k=1}^n P_{ist,i,k} \right) \times \frac{1}{4} h \right) \times \frac{W_{A,i,k}}{\sum_{k=1}^n W_{A,i,k}}$	Mit dieser Formel ist sicher gestellt, dass die Anschlussleistung nicht überschritten wird. Zusätzlich wird die Verteilungslogik der ursprünglich ermittelten Ausfallarbeit beibehalten, so dass auch weiterhin Nichtbeanspruchbarkeiten und marktbedingte Anpassungen berücksichtigt werden.
98	4	-	1.1 & 1.7 bis 1.13 Alt: P ≥ 1 MW $W_{A,gek,i,k}$: gekürzte Ausfallarbeit der TR k in der Viertelstunde i in kWh $W_{A,i,k}$: Ausfallarbeit nach Kapitel 3.2 oder 3.3 der TR k in der Viertelstunde i in kWh Neu: P_{anschl}: vertragliche oder – soweit diese kleiner ist – tatsächliche Anschlussleistung P ≥ 100 kW	Alle technischen Restriktionenen sollten auch schon für Anlagen ab 100 kW gemeldet werden. Das sorgt für eine korrektere Netzzustandsanalyse/Maßnahmendimensionierung im Redispatch.
99	4	-	Alt: Anlagen, die ausschließlich der Absicherung der Stromversorgung dienen und dabei kein Elektrizitätsversorgungsnetz der allgemeinen Versorgung (Notstromaggregate), müssen auf Grundlage dieser Festlegung lediglich Stammdaten übermitteln. Neu Anlagen, die ausschließlich der Absicherung der Stromversorgung dienen und nicht mittelbar oder unmittelbar an das Netz der öffentlichen Versorgung angeschlossen sind (Notstromaggregate, auch Prüfstände), sind nicht Teil dieser Festlegung.	Notstromaggregate die nicht unmittelbar an ein Elektrizitätsversorgungsnetz angeschlossen sind, müssen auf Grundlage dieser Festlegung lediglich Stammdaten übermitteln.

100	4	- Alt: Es ist ein Identifikator für jede technische Ressource anzugeben. Als Indentifikator kann jedenfalls die MaStR-Nummer der Einheit verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der Netzbetreiber zulässt. Neu: Es ist ein Identifikator für jedeTR anzugeben. Als Identifikator ist in der Marktkommunikation die TR-ID zu verwenden. Außerhalb dieser kann die MaStR-Nummer der TR verwendet werden oder aber ein anderer Identifikator, den der NB zulässt	Im Rahmen der GPKE und WiM ist bereits heute die TR-ID der einzige Identifikator einer TR. Diese Passage könnte so verstanden werden, dass anstelle der TR-ID die MaStR-Nummer zur Identifikation der TR zu verwenden wäre. Dies würde einen unnötigen IT-Aufwand bedeuten, der auch zu Störungen in den Redispatch-Marktkommunikationsprozessen führen könnte, weil z. B. Fehler beim Austausch des alten gegen den neuen Identifikator der TR führen. Durch diese Präzisierung wird all das ausgeschlossen, weil sich bezüglich der Identifikation einer TR keine Veränderungen ergeben. Zusätzlich: Einheitliche Schreibweise: Für Rollen und Objekte werden in allen Kapiteln außer dem Definitionskapitel 1 deren dort definierte Abkürzungen verwendet.
101	4	- Alt: Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung am Netzanschlusspunkt einer SSE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zum Einspeisepunkt in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$. Neu: Der Wert Verbrauch ist die Einspeicherleistung an der Netzlokation einer SSE. Im Gegensatz zu PROD sind Betriebs- und Eigenbedarf wie bspw. Netzverluste bis zur Netzlokation in VERB enthalten. Außer bei An- und Abfahrtrampen gilt $VERB_{min} \leq VERB \leq VERB_{max}$	Präzisierung unter Nutzung des in Kapitel 1 definierten Punkts „Netzlokation“
102	3.2.4.1	- Alt: Vergleichszeitraum ist der letzte vorangegangene Kalendertag vor der Redispatch-Maßnahme, an dem keine Redispatch-Maßnahme gegenüber der SR stattgefunden hat. Es sind nur die Viertelstunden zu berücksichtigen, in denen der Leistungsmittelwert mindestens 10 % der Nennleistung der TR beträgt und in denen keine Nichtbeanspruchbarkeiten oder marktbedingte Anpassungen vorliegen. Für den Vergleichszeitraum ist zurückzugehen bis zu dem letzten Tag, an dem eine Viertelstunde mit mehr als 10 % Einspeisung stattgefunden hat. Neu:hinzugefügt: Bei Unmöglichkeit einer Ermittlung wie vorstehend, wird ersatzweise auf den nächsten Kalendertag nach der Redispatchmaßnahmen, an dem keine Redispatch-Maßnahme stattgefunden hat, abgestellt. Die übrigen Voraussetzungen gelten entsprechend.	Die Änderung stellt sicher, dass stets genau auf einen Zeitraum zur Ermittlung des Vergleichszeitraums abgestellt wird und somit Eindeutigkeit in der Ermittlung besteht. Diese Änderung deckt auch die Ermittlung der Ausfallarbeit bei Neuanlagen ab.
103	3.2.4.1	- Alt: Wenn das Produkt P_{TR} größer als die Nennleistung der TR bzw. die Summe der Nennleistungen der TR hinter der Netzlokation ist, ist das Ergebnis nicht plausibel. $PVZ_{ist} \leq PVZ * G_i$ Neu: Wenn das Produkt $P_{TR} * G_i$ größer als die Nennleistung der TR ist, ist das Ergebnis nicht plausibel.	Die Ermittlung der Ausfallarbeit erfolgt auf Ebene der TR. Insofern bedarf es keiner Summenbildung der Nennleistungen der TR. Zusätzlich: Korrektur Formelwegen Schreibfehlers
104	3.2.2.1	- Alt: Mit Hilfe der Leistungskennlinie und der Windgeschwindigkeit wird für jede Viertelstunde () während der Redispatch-Maßnahme die durchschnittliche theoretische Leistung () 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 Viertel stunde gebildet. Neu: Mit Hilfe der Leistungskennlinie und der Windgeschwindigkeit wird für jede Viertelstunde () während der Redispatch-Maßnahme die durchschnittliche theoretische Leistung () der TR bestimmt. Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die zeitlich nächsten vier vollständig gemessenen zusammenhängenden Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet. Bei Unmöglichkeit einer Ermittlung wie vorstehend, wird ersatzweise auf die nächsten vollständig gemessenen zusammenhängenden vier Viertelstunden nach der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme endet, der durchschnittliche	Anders stellt sich für uns die Situation bei dargebotsunabhängigen Energieträgern und Anlagen ohne registrierende Lastgangdatenmessung dar. Bei diesen Konstellationen bietet das Pauschalabrechnungsverfahren nach aktuellem Stand eine Methode, um die Ausfallarbeit adäquat zu berechnen. Solange für Anlagen mit nicht-fluktuierender Erzeugung oder keine neue, praktikable und manipulationsfreie Berechnungsmethode eingeführt wird, sollte das Pauschalabrechnungsverfahren im Prognosemodell für diese Anlagengruppen erhalten bleiben.
105		!	

Konsultationsbeitrag

Nr.	Tenorziffer/§/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	Tenorziffer 1	-	alt: Der bilanzielle Ausgleich durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfolgt ab dem [01.06.2026] nach Maßgabe der Kapitel 2.1 und 3 der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAREM)“ dieser Festlegung. Tenorziffer 1 der Festlegung vom 06.11.2020 (BK6-20-059) wird mit Ablauf des [31.05.2026] aufgehoben. Für den finanziellen Ausgleich sind die Vorgaben des Kapitels 2.1.3 der BiAREM zu beachten. neu: Der bilanzielle Ausgleich durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 13a Abs. 1a Satz 1 und 2 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfolgt ab dem [01.06.2026] nach Maßgabe der Kapitel 2.1 und 3 der Anlage „Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BiAREM)“ dieser Festlegung. Tenorziffer 1 der Festlegung vom 06.11.2020 (BK6-20-059) wird mit Ablauf des [31.05.2026] aufgehoben.	letzter Satz "Für den finanziellen Ausgleich sind die Vorgaben des Kapitels 2.1.3 der BiAREM zu beachten." kann gestrichen werden, da der Verweis auf die Gültigkeit schon im 1. Satz mit "erfolgt ... nach Maßgabe der Kapitel 2.1 und 3 ..." gegeben wird. Hier ist kein Mehrwert durch den zusätzlichen Hinweis zu erkennen. Eher werden Missverständnisse geschürt, denn es geht in dem Kapitel nur um die Auswirkungen auf den finanziellen Ausgleich und nicht in Gänze um den finanziellen Ausgleich. Die Bestimmung des angemessenen finanziellen Ausgleichs ist in der Festlegung BK8-22-001-A vom 05.06.2024 geregelt.
2	Tenorziffer 3	-	alt: Die in Kapitel 4 der BiAREM beschriebenen Stammdaten, Planungsdaten, Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Echtzeitdaten sind von den betroffenen Anlagenbetreibern an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Die Festlegung zur Informationsbe-reitstellung für Redispatch-Maßnahmen vom 23.03.2021 (BK6-20-061) wird aufgehoben. neu: Die in Kapitel 4 der BiAREM beschriebenen Stammdaten, Planungsdaten, Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Echtzeitdaten sind von den betroffenen Anlagenbetreibern unter Berücksichtigung der jeweils verantwortlichen Markttrollen an den jeweiligen Anschlussnetzbetreiber zu übermitteln. Die Festlegung zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen vom 23.03.2021 (BK6-20-061) wird aufgehoben.	Bekräftigung der Anmerkung aus der 1. Konsultation. Es ist wichtig, klarzustellen, wer die Aufgaben letztlich nach dem Markttrollenkonzept des Redispatch ausführt.
3	Tenorziffer 6	-	alt: Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung werden verpflichtet, spätestens sechs Monate nach Veröffentlichung von Prozessbeschreibungen nach Tenorziffer 7 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 Tenorziffer 7 und unter Verwendung der nach Tenorziffer 8 veröffentlichten Spezifikationen durchführen, erfüllen diese Verpflichtung. neu: Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden verpflichtet, zu dem Zeitpunkt nach Veröffentlichung von Prozessbeschreibungen nach Tenorziffer 7 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur, der sich aus dem durch die BK6 und BK7 festgelegten Änderungsmanagement ergibt (beschrieben im EDI@Energy-Dokument "Allgemeine Festlegungen"), 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 Tenorziffer 7 und unter Verwendung der nach Tenorziffer 8 veröffentlichten Spezifikationen durchführen, erfüllen diese Verpflichtung.	Es geht hier um zwei Themen: Die Vorgabe „Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung“ würde bedeuten, dass künftig der vorgelagerte Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung auch für die Anlagen des geschlossenen Verteilernetzes den gesamten Redispatch-Prozess umsetzen muss. Damit würden wir in den Verantwortungsbereich eines anderen Netzbetreibers aktiv eingreifen. Damit würden die Betreiber des geschlossenen Verteilernetzes den Netzbetrieb mehr oder weniger aus der Hand geben. Wie werden dafür die Kostenaufwendungen regulatorisch eingeordnet und berücksichtigt? Dies erfordert umfangreiche prozessuale Anpassungen. Aktuell sind uns als vorgelagerter Netzbetreiber der allgemeinen Versorgung gar nicht alle betroffenen Marktpartner der Erzeugungsanlagen im geschlossenen Verteilernetz bekannt. Insbesondere denken wir hier an die konventionellen und KWK-Anlagen. Hierfür sind bislang keine Prozesse für den Informationsaustausch aller für die Umsetzung des Redispatches relevanter Daten zwischen beiden Netzbetreibern definiert. Diese müssten neben den bereits vorhandenen Redispatch-Prozessen zur Netzbetreiberkoordination aufgebaut werden. Durch diese neu zu schaffenden Schnittstellen weichen wir vom bisherigen Standard der Netzbetreiberkoordination für das Redispatch ab und damit wird der Prozess des Redispatch komplexer. Diese Veränderungen würden die massengeschäftstaugliche Abwicklung wesentlich erschweren und Mehraufwand generieren. Bislang galten für die nachgelagerten geschlossenen Verteilernetze die gleichen Pflichten im Zusammenhang mit Redispatch wie für die Stadtwerke (Netze der allgemeinen Versorgung). Mit dieser Definition des Anschlussnetzbetreibers im Prozess Redispatch würden zwei Rollen für den ANB aufgemacht werden, die nicht im Kontext zu den gesetzlichen Rechte und Pflichten des Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzbetreibers stehen. Letztlich ist der Betreiber eines geschlossenen Verteilernetzbetreibers der ANB der in seinem Netz angeschlossenen Anlagen. Die Rolle des ANB sollte nicht mehrfach mit unterschiedlicher Bedeutung belegt werden. Zusätzlich: Einhaltung des durch die BK6 festgelegten Änderungsmanagements

4	Tenorziffer 7	- alt: 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 Tenorziffer 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. neu: 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 Tenorziffer 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 entsprechend der vorangehend beschriebenen Vorgehensweise weitere Prozesse der Beschlusskammer vorgelegt und angepasst werden. Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung haben gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern und Branchenvertretern 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.	Eingehend auf das Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ (BK6-23-241) und unser Anliegen vom 12. Juni 2025 begrüßen wir ausdrücklich die vorgenommenen Anpassungen der Tenorziffer 7 im Sinne einer gleichberechtigten Rolle von ÜNB, VNB sowie Branchenvertretern bei der Entwicklung und Vorlage der Prozesse. Wir sind der Überzeugung, auf diese Weise eine ausgewogene und massengeschäftstaugliche Weiterentwicklung des Redispatch 2.0 erreichen zu können. Den Ansatz der gemeinsamen Arbeit in genanntem Kreis fortgeführt, halten wir nachfolgende Anpassung für sinnvoll. Die gemeinsame Konsultation durch ÜNB, VNB und Branchenvertreter verleiht der vorangegangenen, rollenübergreifenden Entwicklung im Sinne eines gemeinsamen Vorschlags Nachdruck und stellt eine ebenso gemeinsame Prüfung und Aufbereitung der Rückmeldungen sicher.
5	Allgemeines	- An allen Stellen, an denen die für die Marktkommunikationsprozesse relevante Aussagen getroffen werden und dabei die in der Marktkommunikation verwendeten Rollen oder Objekte verwendet werden, sollten diese nicht ausgeschrieben, sondern deren im Kapitel 1 "Begriffe" eingeführten Abkürzungen verwendet werden, wie z. B. ANB für den Anschlussnetzbetreiber.	Diese Präzisierung des Rahmens, auf dem die Prozesse entwickelt werden sollen, vereinfacht diese Aufgabe.
6	Allgemeines	- Grundsätzlich sollte jeder Marktteilnehmer alles in seiner Zuständigkeit mögliche unternehmen, um die Umsetzung der Prozesse und Anforderungen voranzutreiben. Eine Grundsätzliche Mitwirkungspflicht sollte für alle Marktteilnehmer nochmals schriftlich dargestellt werden.	Dies vereinfacht im bilateralen oder multilateralen Clearing durch Klarheit in vorgegeben Prozessen.
7		!	