

Konsultationsbeitrag

Nr.	Tenorziffer/§/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
3	2	-	Zur Frage der BNetzA (S.30): Der BEE teilt die Einschätzung aus der Konsultation teilweise, dass für sämtliche Planungsdaten eine Meldung nur auf die Ebene der SR bezogen sinnvoll ist, nicht auch auf die der einzelnen TR, da der Abruf immer auf SR-Ebene erfolgt. Nichtverfügbarkeiten sollten an den EIV weiterhin auf TR-Ebene erfolgen. Weitere Planungsdaten (z.B. Prognosedaten) können vom EIV auf SR-Ebene aggregiert werden.	Nichtverfügbarkeiten können sich innerhalb eines Anlagenparks SR unterscheiden. So können zwei Windenergieanlagen (TR) unterschiedlichen Artenschutz oder Immissionsschutzrechtlichen Auflagen unterliegen. Hier ist es offensichtlich nicht zielführend, diese auf SR-Ebene zu aggregieren und allen TR die Summe aller Nichtverfügbarkeiten anzuweisen.
4	2.3.1	-	Der BEE spricht sich für Streichung des Nebensatzes "soweit dies nicht einer geordneten und effizienten Überführung der von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen Leistung entgegensteht." aus.	Der BEE fordert das Wahlrecht der Bilanzierungsmodelle für Anlagenbetreiber. Die im Text genannte Ausnahme führt dieses Wahlrecht ad absurdum, da die pro forma Begründung, die Überführung sei für die geordnete und effiziente Überführung nötig, in der Praxis zum Regelfall wird.
5	2.3.1	-	Ein Wechsel vom Planwert- in das Prognosemodell aus betrieblichen Gründen muss weiterhin möglich sein.	Der BEE fordert das Wahlrecht der Bilanzierungsmodelle für Anlagenbetreiber. Der Wechsel ins Planwertmodell ist mit einem erheblichen technischen Mehraufwand verbunden, den kleinere Akteure mitunter nicht leisten können.
6	2.3.2	-	k.A.	Der BEE begrüßt, dass das Wind-Bin-Verfahren nurmehr auf Windenergieanlagen auf See beschränkt wird.
7	3.1	-	Ein Erzeugungszähler sollte im Fall eines vorhandenen co-Located Speichers oder Selbstverbrauches installiert werden müssen (Pist messbar), um eine genaue Berechnung der Ausfallarbeit zu ermöglichen.	Die Differenz zwischen dem Fahrplan der SEE, der SSE, inkl. Nichtbeanspruchbarkeiten und den IST-Werten könnte anhand der Zählerdaten von Erzeugungs- und Einspeisezählern zweifellos erfasst werden.
8	3.2.4	-	In den drei beschriebenen Methoden zur Berechnung der Ausfallarbeit (Spitzabrechnung, vereinfachte Abrechnung und Pauschalabrechnung) sollte eine Korrektur der Ausfallarbeit durch den Abzug der ggf. zusätzlichen Speicherung des EE-Stroms, im Vergleich zum Fahrplan der SSE ermöglicht werden. Der BEE schlägt hier die Nutzung eines Erzeugungszählers vor, um die erzeugten Mengen genau zu erfassen – nur wirklich abgeregelte Mengen müssen so entschädigt werden.	Derzeit nehmen Speicher nicht an Redispatchmaßnahmen teil. Jedoch scheitert es nicht an der Technik, sondern an einer entsprechenden Methodik, um den bilanziellen und finanziellen Ausgleich berechnen zu können. Hier bedarf es einer Regelung, wie die Ausfallarbeit im Falle eines co located Speichers berechnet wird.
9	3.4	-	Im Falle einer Überbauung sollte die Berechnung der korrigierten Ausfallarbeit den Betreibern überlassen werden. Dabei sollte nur auf Plausibilität geprüft werden, i.e. dass die Summe der eingegangenen Ausfallarbeiten nicht höher liegt, als das Produkt der für den Zeitraum vereinbarten Anschlusswirkleistung, zu der die Limiterung am Netzanschlusspunkt (Plim,i) abgezogen wird, mit einer Viertelstunde.	Der Regelbefehl soll am NAP stattfinden - einzelne Anlagen hinter dem NAP melden dann ihren jeweiligen Fahrplan, unter Berücksichtigung der Einhaltung der vereinbarten Anschlusswirkleistung. Betreiber hinter dem NAP müssen sich im Rahmen des FCA sowieso über die Nutzung der Netzanschlusskapazität einigen. Dahingehend ist es verständlich, dass sie die Nutzung auch im Falle einer Redispatch-Maßnahme definieren.
10	4	-	Bei den Planungsdaten 2.22-2.25 sollte die Relevante Leistungsklasse auf ein Minimum von 1 MW erhöht werden.	Kleinere Speicher werden i.d.R nicht stand alone, sondern für den Eigenverbrauch von Solarstrom eingesetzt.
11	4	-	Der BEE spricht sich für die Ergänzung der Nichtbeanspruchbarkeiten um einen zusätzlichen Fall, Tabelle 3.4 "Speicher mit Grünstrom", mit folgenden Charakteristiken aus: Datum: Im Prognosemodell: Wert Verbrauch (VERB) einer ausschließlich mit EE- und KWK-Strom beladenen SSE Einheit: MW Beschreibung : Ladeleistung einer Stromspeichereinheit mit Strom aus Erzeugungseinrichtungen, in denen erneuerbare Energiequellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Objekt: Steuerbare Ressource oder für die einzelnen enthaltenen technischen Ressourcen Relevante Leistungsklasse: $P \geq 100 \text{ kW}$	Aktuell dürfen co-located Speicher die abzuregelnde Energie einer SEE nicht einspeichern, auch wenn sie dafür verfügbare Kapazität hätten. Die Fortentwicklung des Redispatch 2.0 sollte jedoch diesen Use Case unbedingt ermöglichen, da so geringere Mengen an EE-Strom abgeregelt werden müssten und sich so aktiv Engpassmanagementkosten senken lassen. Ähnlich wie bei dem 3.3 "Selbstversorgung mit EE-Strom" sollte die neu einzufügende Tabelle 3.4 den Fall abdecken, dass ein Batteriespeicher hinter dem Netzanschlusspunkt mit Grünstrom ladet und entladet. Somit würde die Ladeleistung des Stromspeichers mit der Erzeugung von der EE-Anlagen einer Nichtbeanspruchbarkeit entsprechen. Zu beachten ist dabei, dass es sich hier im Gegensatz zu Tabelle 2.5 "Wert Verbrauch (VERB) einer SSE im Planwertmodell", lediglich um die Grünstrombezugsleistung aus einer EE-Anlage und nicht um die Netzbezugsleistung des Speichers handelt. Es sollte der Fahrplan des Batteriespeichers mitgeteilt werden, anhand dessen, zusammen mit einem dafür geeigneten Messkonzept zur Messung der Speicherung mit Grünstrom (IST), die Ausfallarbeit korrigiert werden könnte, wenn abzuregelnde Energie gespeichert statt "nicht-erzeugt" wird (siehe Änderungsvorschlag in 3.2.4).

12	4	-	Die Nichtbeanspruchbarkeiten nach Tabelle 3.2 und 3.3 sollten auch im Planwertmodell anwendbar sein.	Um zu gewährleisten, dass die selbstverbrauchte Eigenerzeugung nicht abgeregelt wird, müssen Betreiber ihre Nichtbeanspruchbarkeiten melden. Dieser Fall ist im vorliegenden Entwurf (Kapitel 4. 3. Nichtbeanspruchbarkeiten) nicht abgebildet und muss entsprechend ergänzt werden.
13	4	-	Die Nichtbeanspruchbarkeiten nach Tabelle 3.3 müssen vom Netzbetreiber in seiner Redispatchmaßnahme berücksichtigt werden und auch in der Marktkommunikation (v. auf 6.2.2.2 und 6.2.2.3.) erfasst werden. Dies gilt insbesondere im Falle von Vermarktungsmodellen mit physischer Direktbelieferung. Der BEE empfiehlt die Anpassung der Tabelle 3.3 wie folgt (neu in Rot): Beschreibung: Nicht in ein Elektrizitätsversorgungsnetz eingespeiste, selbst erzeugte Elektrizität aus Erzeugungseinrichtungen oder aus Direktbelieferungsverträgen mit physischem Lieferverhältnis, in denen erneuerbare Energie-quellen oder hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden.	Der BEE mahnt die mangelnde Wirkung von Nichtbeanspruchbarkeiten im bisher bestehenden Prozess an und fordert die BNetzA auf, hier endlich die Durchsetzung bereits bestehender Prozesse anzugehen, sowie das Problem auch bei der weiteren Fortentwicklung des Redispatch 2.0 zu berücksichtigen. Gerade bei Vermarktungsmodellen mit physischer Direktbelieferung (z.B. WEA-Park, welcher direkt in das nicht öffentliche Werksnetz des Kunden einspeist) kommt es entweder aufgrund von Nichtbeachtung gemeldeter Nichtbeanspruchbarkeiten oder einer breitflächigen Abregelungsanordnung des Netzbetreibers immer wieder zur Abregelung der Anlage, bzw. Versorgungsunterbrechung beim Kunden. Dies geschieht allein aufgrund des zusätzlichen Netzanschlusses der Erzeugungsanlage an einem Netz der allgemeinen öffentlichen Versorgung und dass auch, wenn es gar keine Einspeisung in jenes Netz gibt. Daraus resultiert, dass der vertraglich versorgte, i.d.R. industrielle Verbraucher ohne wirkliche Vorlaufzeit teure Ersatzmengen beschaffen muss. Die BNetzA muss hier unbedingt tätig werden und entweder, die Nichtbeanspruchbarkeitsmeldung um diese Kundengruppe erweitern, - anschließend in der Marktkommunikation berücksichtigen und die Anwendung durchsetzen - oder aber bei der Anordnung von Redispatchmaßnahmen nicht auf die Anlage, sondern wie bereits mehrmals beschrieben und empfohlen, auf den Netzanschlusspunkt abstellen. Aus Sicht des BEE ist es nicht verständlich, dass hier ein im Koalitionsvertrag explizit festgehaltenes Ziel der Bundesregierung nicht berücksichtigt wird – „werden wir die physikalische Direktversorgung von Unternehmen ausweiten“.
14	4	-	Der BEE schlägt vor Alternativlösung mit der Branche zu diskutieren.	Es ist grundsätzlich nachvollziehbar, dass der Netzbetreiber Informationen über die Gradienten der Nutznutzer benötigt, um die Steuerbarkeit und damit die Systemsicherheit zu gewährleisten. Dem Anlagenbetreiber liegen die in den Stammdaten geforderten Lastgradienten (1.14 und 1.15) allerdings nicht, bzw. nicht für jeden Typ von Windenergieanlagen vor. Außerdem kann sich der Lastgradient zwischen Anlagen desselben Typs innerhalb eines Windparks unterscheiden, was die Prognosegüte negativ beeinträchtigt. Der BEE fordert hier das Tätigwerden der BNetzA.
15	6.1	-	k.A.	Der BEE begrüßt, dass jede SR künftig genau einem EIV zuzuordnen ist und SR, wenn möglich nur in energieträgerscharfe Netzlokationen zu bilden sind, es sei denn, die betroffenen Marktakteure vereinbaren etwas anderes. Dies entspricht der heutigen Praxis. Direktvermarkter werden in der Regel nur Direktvermarktungsverträge für vollständige Netzlokationen übernehmen wollen.
16	6.1.6	-	k.A.	Der BEE begrüßt die geplante Änderung. Es ist heutige gängige Praxis, dass Direktvermarkter sowohl die Marktrolle LF als auch EIV übernehmen.

17	6.3	-	Die Abrufprozesse im Prognosemodell sehen vor, dass spätestens 30 Minuten vor Beginn der Gültigkeit eines Redispatch-Abrufs [...]	Die Formulierung „in der Regel“ ist aus dem Wortlaut zu streichen, da sie in der praktischen Umsetzung zu erheblichen Unsicherheiten und Problemen führt. Bundesweit tätige Direktvermarktungsunternehmen berichten übereinstimmend, dass derzeit weniger als die Hälfte der Redispatch-Maßnahmen vor Ablauf der 30-Minuten-Frist angekündigt wird. Selbst bis 10 Minuten vor Beginn der Maßnahme werden lediglich rund zwei Drittel der Maßnahmen kommuniziert. Da nach Ablauf dieser Frist regelmäßig keine Handelsgeschäfte mehr abgeschlossen werden können, wird den Bilanzkreisverantwortlichen in etwa einem Drittel der Fälle faktisch die Möglichkeit genommen, durch Handelsgeschäfte die Auswirkungen der Redispatch-Maßnahme zu begrenzen. Diese Situation führt zu erheblichen wirtschaftlichen Nachteilen und untergräbt die Funktionsfähigkeit der vorgesehenen Prozesse. Dieser Zustand ist nicht hinnehmbar. Relativierende Formulierungen wie „in der Regel“ verschärfen die bestehenden Probleme zusätzlich, da sie einen weiten Interpretationsspielraum eröffnen und faktisch zu einer Absenkung der Verbindlichkeit der Frist führen. Dies lädt zu Missbrauch ein und konterkariert den Zweck der Regelung. Der BEE fordert daher ausdrücklich die ersatzlose Streichung der Formulierung „in der Regel“. Darüber hinaus spricht sich der BEE nachdrücklich dafür aus, ergänzende Regelungen vorzusehen, mit denen entsprechende Fristversäumnisse wirksam sanktioniert werden, um eine verlässliche und einheitliche Umsetzung sicherzustellen.
18	6.3.1	-	k.A.	Die bisherige Praxis zeigt, dass Abrufprozesse nicht zuverlässig bei den zuständigen Markttrollen eingehen. Auch bei rechtzeitigen Abrufinformationen wird regelmäßig eine mangelnde Qualität festgestellt. Hier müssen die Netzbetreiber dringend nachbessern, wenn die Überführung großer Anlagenparks in das Planwertmodell mit Aufforderungsfall gelingen soll.
19	6.4.2	-	Die Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit ermöglichen ein massengeschäftstaugliches Clearing nach standardisierten Vorgaben.	Die derzeit vorgesehenen Prozesse zum Clearing bei der Bestimmung der Ausfallarbeit erweisen sich in der praktischen Anwendung als nicht massengeschäftstauglich. Direktvermarktungsunternehmen berichten, dass lediglich bei etwa der Hälfte der Redispatch-Maßnahmen ein nachvollziehbarer und prüffähiger Erstaufschlag der Ausfallarbeit vorliegt. Kommt es in der Folge zu einem Clearingprozess, wird eine Korrektur der Ausfallarbeit regelmäßig akzeptiert, sofern sie unterhalb des Erstaufschlages liegt, während Korrekturen oberhalb des Erstaufschlages häufig abgelehnt werden. Diese asymmetrische Behandlung ist sachlich nicht gerechtfertigt und untergräbt die Neutralität des Clearingverfahrens. Ablehnungen werden dabei unter anderem mit pauschalen Verweisen auf abweichende Wetterdienste begründet, die von den Direktvermarktungsunternehmen beziehungsweise von den Netzbetreibern genutzt werden. Solche pauschalen Argumentationen stellen faktisch eine Konterkariierung des Clearingprozesses dar und dürfen nicht zugelassen werden. Der BEE hält es daher für zwingend erforderlich, an dieser Stelle verbindliche und standardisierte Vorgaben zu etablieren. Ziel muss es sein, den bestehenden Interpretationsspielraum deutlich zu reduzieren und ein tatsächlich massengeschäftstaugliches Verfahren zu ermöglichen, das ohne eine Vielzahl bilateraler Abstimmungsprozesse auskommt und eine faire, transparente und einheitliche Bestimmung der Ausfallarbeit sicherstellt.

20	6.4.3	-	k.A.	Der BEE begrüßt die geplante Änderung, wonach Prozesse zur Abstimmung der Ausfallarbeit nicht erneut gestartet werden dürfen, sehr. In der Vergangenheit erreichten uns einige Fälle, in denen Netzbetreiber abgestimmte und bereits ausgezahlte Redispatch-Entschädigungsansprüche nach mehreren Jahren nachträglich korrigierten. Dieses Verhalten war und ist inakzeptabel - ein Clearingprozess muss zuvor im Einvernehmen beider Parteien geschlossen werden.
1	Allgemeines	-	Der BEE spricht sich für die Abregelung am Netzanschlusspunkt (NAP), anstatt der aktuellen Abregelung der SEE aus. Somit kann ein Anreiz für die Optimierung hinter dem Netzanschlusspunkt, u.a. eine netzschonende Nutzung eines Speichers oder eine Flexibilisierung des Verbrauchs gesetzt werden. Dabei sollte dem BTR oder EIV freigestellt sein, jährlich zu entscheiden, ob die Abregelung am NAP oder direkt an die SEE oder SSE erfolgt.	Die Optimierung hinter dem NAP zuzulassen würde zu geringerer Abregelung von erneuerbare Energien führen, und damit zu einer besseren Nutzung des Grünstroms und geringeren Redispatch Kosten insgesamt. Zudem wird dadurch der VNB entlassen, weil die Anbindung des Speichers und Verbrauches in dem Prozess nicht zu einem erhöhten Datenaustausch führt, was die Komplexität der Steuerung reduziert - statt separater Fahrpläne der SEE oder SSE wird ein Fahrplan pro Netzanschlusspunkt kommuniziert.
2	Fragen und ergänzende Anmerkungen	-	In diesem Kapitel steht der Anspruch des Anlagenbetreibers auf eine finanzielle Kompensation von Redispatch-Maßnahmen im Mittelpunkt. Im Zuge der Festlegung haben sich eine Reihe von Fragen ergeben, welche im aktuellen Festlegungsentwurf nicht berücksichtigt, bzw. beantwortet werden. 1. Die direktvermarkteten Anlagen finden in der aktuellen Festlegung kaum Berücksichtigung. Plant die BNetzA hier eine weitere Festlegung oder existieren bereits andere Festlegungen? 2. Wie sind kleine SEE (P<100kW) zu behandeln bzw. wie kann ,i für nicht direktvermarktete Anlagen eingereicht, bzw. berechnet werden? 3. Anhand welcher Methode wird die Ausfallarbeit berechnet und wie werden SEE über eine Abregelung in Kenntnis gesetzt? 4. Der BEE begrüßt ausdrücklich die Berücksichtigung der Echtzeitdaten von Speichern (4.1 Echtzeitdaten). Allerdings stellt sich die Frage wie diese Daten vom anfordernden/anweisenden Netzbetreiber berücksichtigt werden? Der BEE nimmt diese Festlegung zum Anlass, auf die Probleme hinzuweisen, die § 14 Abs. 1b EnWG in der praktischen Anwendung mit sich bringt und bittet die Behörde die angefallenen Fragen zu beantworten.	Der BEE weist mit Nachdruck darauf hin, dass die Einführung des § 14 Abs. 1b EnWG in der praktischen Umsetzung zu erheblichen und bislang ungelösten Unklarheiten bei der Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen geführt hat. Trotz der zentralen Bedeutung der finanziellen Kompensation für die betroffenen Anlagenbetreiber fehlt es bislang an klaren, verbindlichen Vorgaben zum Abrechnungsverfahren. Während Direktvermarktungsunternehmen in der Praxis regelmäßig die Rollen des BTR und des EIV wahrnehmen und für die Ermittlung sowie Abstimmung der Höhe der Ausfallarbeit verantwortlich sind, ist der Anlagenbetreiber als Anspruchsberechtigter der finanziellen Kompensation in den weiteren Prozess eingebunden. Wie dieser Anspruch konkret geltend zu machen ist, bleibt jedoch vollständig offen. Insbesondere ist ungeklärt, ob die Abrechnung automatisiert erfolgen soll, ob Rechnungen durch die Anlagenbetreiber zu stellen sind oder welche sonstigen verfahrensrechtlichen Anforderungen gelten. Die vorgesehene Einführung des Anlagenbetreibers als zusätzliche Marktrolle in den Kommunikationsprozessen erhöht die Komplexität der Abläufe erheblich, ohne dass hierfür bislang ein konsistenter und praxistauglicher Prozess definiert wurde. Für kleine Anlagen (P<100 kW) ist die Meldung der Nichtbeanspruchbarkeiten zentral, da diese Anlagen sehr häufig in Überschusseinspeisung sich befinden. Ein Regelbefehl auf die eigene Nutzung des selbsterzeugten Stroms führt zu erheblichen zusätzlichen Kosten und kann die Wirtschaftlichkeit der EE-Anlage gefährden. Dadurch dass diese Anlagen aber keinen Direktvermarkter haben, findet kein Datenaustausch über der Selbstversorgung mit dem Anschlussnetzbetreiber statt. Zusätzlich bieten die Netzbetreiber selten eine Alternative zu der direkten Abregelung der Wechselrichter. Es besteht also die ernsthafte Gefahr, dass Netzbetreiber in Deutschland unterschiedliche Abrechnungswege etablieren, was zu Rechtsunsicherheit, zusätzlichem administrativem Aufwand und Verzögerungen bei der Auszahlung der Kompensation führen würde.
21		!		

Hinweis:

Bitte dieses Formular im Originalformat (*.xlsx) speichern und übersenden.

Konsultationsbeitrag

Festlegungsverfahren zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“ (BK6-23-241) - 2. Konsultation -

Anlage 1 - Entwurf des Tenors

Nr.	Tenzorziffer/§/etc. (Pflichtfeld)	!	Vorgeschlagene Änderung	Begründung
1	Tenzorziffer 7	-	k.A.	Der BEE begrüßt, dass die bundesweit einheitlichen, elektronischen massengeschäftstauglichen Prozesse zum Informationsaustausch in einem iterativen Branchenprozess entwickelt werden sollen.