

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
1	Allgemeines		Der BEE hält es für sinnvoll eine außergerichtliche Instanz für Streitfälle aufzubauen. Hierzu gibt es zwei Möglichkeiten: Entweder wird eine neue Instanz geschaffen, die der BNetzA angegliedert ist, oder die Kompetenzen der schon bestehenden EEG- Clearingstelle werden auf Fragen zur Einbindung von Erneuerbaren in den Redispatch erweitert.	Im Fall von Streitfällen (z.B. bei der Ermittlung der theoretisch möglichen Einspeisung) bleibt bisher nur eine gerichtliche Klärung, denn die EEG-Clearingstelle ist nur für EEG Fragen zuständig, während die Redispatch-Regelung im EnWG verankert ist.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
2	Allgemeines		Dem Anlagenbetreiber sollte generell die Möglichkeit eingeräumt werden, einen Dritten mit der Wahrung seiner Aufgaben zu betrauen und die Rechte und Pflichten gegenüber den Netzbetreibern an diesen abzutreten. Das Wort "Anlagenbetreiber" sollte durch "Anlagenbetreiber oder ein von ihm bevollmächtigter Dritter" ersetzt werden.	In der Praxis findet der Datenaustausch nicht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber statt, sondern zwischen Netzbetreiber und Stromhändler. Der Anlagenbetreiber bekommt die entgangenen Einnahmen durch Abregelung erstattet und hat deshalb wenig Anreiz, die geforderten Daten mit entsprechender Güte und Geschwindigkeit zu liefern. Die Kosten werden im Fall unzureichender Datenlieferungen allein vom Stromhändler übernommen, obwohl dieser nicht zwingend für das Versäumnis verantwortlich ist. Zusätzlich ist im Falle eines Redispatch nicht der Anlagenbetreiber der Ggeschädigte in Bezug auf den Bilanzkreis, sondern der Stromhändler, in dem sich die abgeregelte Anlage befindet.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
3	Allgemeines		Der Netzbetreiber muss den Stromhändler ex ante darüber informieren, dass eine Redispatch-Maßnahme durchgeführt wird. Es muss klar geregelt sein, dass wenn der Netzbetreiber seine Vorab-Informationspflicht nicht erfüllt, er die zusätzlichen Kosten trägt und diese nicht auf seine Netzentgelte umlegen darf. Dies stellt für den Netzbetreiber einen erheblichen Anreiz dar, sich an die Vorab-Informationspflicht zu halten.	Voraussetzung für das Gelingen des Redispatch 2.0. ist, dass der Anlagenbetreiber bzw. Stromhändler im Falle einer Leistungsänderung seiner Anlage zwischen einem Redispatch-Fall und einer normalen Betriebsänderung (z.B. wenig Wind, temporärer Ausfall der Onlineanbindung, Störung der Anlage, usw.) unterscheiden kann. Die Information über einen Redispatch-Fall kann dabei ausschließlich der Netzbetreiber erbringen. In der Vergangenheit sind Netzbetreiber dieser Informationspflicht allerdings kaum nachgekommen. Daher ist ein Anreiz zur Einhaltung der Meldezeitfristen von entscheidender Bedeutung. Hintergrund des Problems ist die Differenz zwischen den Bilanzkreisverträgen und dem nun anstehenden Redispatch: Der Bilanzkreisvertrag zwischen Stromhändler und ÜNB besagt, dass der Stromhändler im Falle einer bekannten Fahrplanabweichung verpflichtet ist, zeitnah Gegenmaßnahmen zu ergreifen, um diesen Fehler zu beheben. Im Redispatch-Planwertmodell soll der Stromhändler hingegen keine Gegenmaßnahmen ergreifen, da er den Bilanzausgleich durch korrespondierende Fahrpläne erhält	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
4	Allgemeines	Frage der BNetzA: ID-AEP oder anderer Index (z. B. ID1 oder ID3)	Verwendung des ID1	Die Anweisungen der Netzbetreiber werden nicht nur sehr kurzfristig vor dem Lieferzeitpunkt erfolgen, so dass der Index ID1 näher an den Preisen für entgangene Handelsgeschäfte liegt als der ID-AEP.	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
5	Allgemeines	Hinweise zur Verhältnismäßigkeit des Einbezugs von EE-Anlagen und Speichern ab 100kW (im Verhältnis ihres Beitrags zum Netz- und Systemausgleichs, sowie zum Beitrag von KWK-Anlagen)	Bei der Einführung des neuen Redispatch-Regimes soll auf Verhältnismäßigkeit geachtet werden, insbesondere hinsichtlich der Wirksamkeit des Einbezugs von EE-Kleinanlagen und Speicheranlagen, sowie der kurzfristigen technischen Notwendigkeit. Im Jahr 2019 konzentrierten sich 98,2% der gesamten Ausfallarbeit iRd. EinsMan auf sechs Bundesländer (SH, NS, BB, SA, NRW, MV), wobei sich auch innerhalb dieser Ländergruppe klare Schwerpunkte zeigen (Jahresbericht Netz- und Systemausgleich, Tabelle 12). Zwar sollte grundsätzlich perspektivisch eine umfangreiche Einbindung von EE-Anlagen und Speichern erfolgen, jedoch bestehen Spielräume für vereinfachte Regeln für EE-Kleinanlagen und Speicher in der Einführungsphase. Jedoch sollten KWK-Anlagen, die heute keinen nennenswerten Beitrag zum Netz- und Systemausgleich liefern, zügig in den Redispatch eingebunden werden. Dieses Potenzial zu aktivieren sollte eine hohe Priorität genießen.	Dem Vorschlag nach sollen EE-Anlagen und Speicher ab 100kW in den RD einbezogen werden, inklusive aller Pflichten zur Datenlieferung und ggf. Prognose. In der Realität werden kleine EE-Anlagen ohnehin nicht, bzw. nur kaum regelhaft abgeleget. Im Netz und Systemausgleich werden vornehmlich Windkraft an Land und auf See und größere PV-Anlagen einbezogen. Andere EE-Anlagen kommen heute nur marginal für den Netz- und Systemausgleich zum Einsatz - würden jedoch mit umfangreichen Prognose und Datenlieferungsverpflichtungen belegt. Es wäre viel effektiver, wenn prioritär sichergestellt ist, dass fossil betriebene KWK-Anlagen in den Netz- und Systemausgleich einbezogen werden - was heute nicht der Fall ist. Die gesamte Abregelung über das KWKG im Jahr 2019 betrug nur 0,87 GWh, was gerundet 0,0% der gesamten Energiemenge im Netz- und Systemausgleich ausmacht (Quelle https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6 , Tabelle 13). Die KWK angemessen in den Redispatch einzubeziehen sollte daher gegenüber der Anbindung kleiner EE-Anlagen eine höhere Proirität genießen.	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne
6	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	DREWAG NETZ GmbH
7	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	DREWAG NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
8	Allgemeines	Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.	Mit zunehmender Dezentralisierung von insbesondere dargebotsabhängiger Erzeugung und volatilerem Verbrauch (z.B. durch E-Mobilität und zunehmenden Anzahl von Klimaanlagen) werden die Herausforderungen im Verteilnetz weiter steigen. Da neue Anlagen über die entsprechende Technik zur Steuerung verfügen bzw. verfügen sollten, sollte die Grenze für Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie und insbesondere für neue Anlagen sukzessive gesenkt werden. Ziel sollte die möglichst effiziente Lösung von Netzengpässen sein. Für die bislang in Redispatch 1.0 eingebundenen Anlagen stellt Redispatch 1.0 eine lange verhandelte solide Basis dar und sollte nicht auf unerprobte Prozesse umgestellt werden. Einfacher wäre es, die Anlagen mit geringeren Restriktionen an das bestehende erfolgreich laufende System automatisiert und anzubinden.		EFET Deutschland
9	Allgemeines	Die Beschlusskammer bittet um Stellungnahme, ob und (falls ja) aus welchen Gründen die vom BDEW vorgeschlagene Prozessgestaltung gleichwohl für sinnvoll gehalten wird.	Die vom BDEW vorgeschlagene Prozessgestaltung wird für sinnvoll gehalten. Die Fahrplanabwicklung sollte über den anfordernden Netzbetreiber erfolgen. Die Fahrplanabwicklung mit dem anweisenden Netzbetreiber würde zu zusätzlichem Aufwand führen, da in den meisten Fällen kein Fahrplanaustausch mit dem anweisenden Netzbetreiber besteht und dieser zusätzlich implementiert werden müsste. Zudem sollte unseres Erachtens Redispatch zentral und unabhängig von der Spannungsebene optimiert werden, um eine möglichst hohe Effizienz sicherzustellen. Daher sollten die ÜNB in der Regel die Anfordernden sein.		EFET Deutschland
10	Allgemeines	Anlage 2 und Anlage 3 beinhalten massengeschäftstaugliche Prozesse im Zusammenhang mit Redispatch-Maßnahmen. Dazu bittet die Beschlusskammer um Stellungnahme, ob es für sinnvoll gehalten wird, dass diese Prozesse von allen Netzbetreibern umgesetzt werden, auch wenn bislang keine Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen mit an ihrem Netz angeschlossenen Anlagen durchgeführt wurden oder keine Anlagen ab 100 kW angeschlossen sind. Falls dies nicht für sinnvoll gehalten wird, bittet die Beschlusskammer um Vorschläge, wie dennoch der bilanzielle Ausgleich von künftigen Redispatch-Maßnahmen sichergestellt werden kann, insbesondere wie schnell diese Netzbetreiber künftig die Umsetzung der Prozesse garantieren können.	Alle Netzbetreiber sollten den Prozess umsetzen. Die Planung einer künftigen Erfordernis von Redispatch ist unseres Erachtens nicht trivial. Als Netznutzer muss sichergestellt sein, dass im Fall von einem erforderlichen Redispatch der Netzbetreiber diesen auch entsprechend des hier konsultierten Prozesses abwickeln kann. Es ist auszuschließen, dass aufgrund der fehlenden Implementierung des Prozesses eine abweichende Vorgehensweise angewendet wird oder Maßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG ergriffen werden. Dies wäre unseres Erachten diskriminierend gegenüber anderen Netznutzern anderer Spannungsebenen oder Netzen, in denen der Prozess implementiert ist.		EFET Deutschland

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
11	Allgemeines		<p>Wir sehen die in der Konsultation vorgeschlagenen Regelung zur Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell anhand des IDAEP kritisch. Bei der Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell handelt es sich um die Bewertung der Differenz aus dem „theoretischen Ist“ und der Summe aus dem „Soll laut Redispatch-Abruf“ und dem „bilanziellen Ausgleich durch Redispatch“. Wenn keine Redispatch-Maßnahmen angewiesen sind, würde sich diese Differenzmenge in den Erzeugungsprognosen für die erneuerbaren Anlagen niederschlagen und vom Einsatzverantwortlichen durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen werden. Im Planwertmodell ist die jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf. Je länger die Vorlaufzeit einer Redipsatchanweisung ist, d. h. von Zeitpunkt der Anweisung bis zur Maßnahme ("Einfrierungs"-Zeitraum), desto größer ist die Abweichung von der eigentlichen Handelstätigkeit, die der EIV eigentlich (dh ohne Redispatchmaßnahme) ausgleichen könnte bzw. müsste.</p>		EFET Deutschland
12			<p>Ein Ausgleich zum IDAEP würde dementsprechend mit der Preisbasis zur Ermittlung der Ausgleichsenergie gleichgesetzt werden. Ausgleichsenergie wird jedoch für unvorhergesehene Abweichungen eingesetzt. Hier geht es jedoch um eine Menge, die vom EIV außerhalb des Redispatch gehandelt worden wäre. Dass dies hier nicht möglich ist, liegt nicht in der Verantwortung des EIV, sondern ergibt sich aus den Eigenschaften des Planwertmodells.</p> <p>Aus unserer Sicht ist der ID1 der sachgerechtere Indikator für die eigentliche Handelstätigkeit und entspricht dem Preis, der dem realen Verlust bzw Gewinn durch die Redispatchmaßnahme am besten widerspiegelt. Er stellt einen bereits bekannten, liquiden und etablierten sowie das Marktgeschehen hinreichend realistisch abbildenden Index dar. Diese zentralen Aspekte erfüllt der seitens BNetzA vorgeschlagene IDAEP nicht.</p> <p>Wir sehen die in der Konsultation vorgeschlagenen Regelung zur Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell anhand des IDAEP kritisch. Bei der Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell handelt es sich um die Bewertung der Differenz aus dem „theoretischen Ist“ und der Summe aus dem „Soll laut Redispatch-Abruf“ und dem „bilanziellen Ausgleich durch Redispatch“.</p>		

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
13			<p>Wenn keine Redispatch-Maßnahmen angewiesen sind, würde sich diese Differenzmenge in den Erzeugungsprognosen für die erneuerbaren Anlagen niederschlagen und vom Einsatzverantwortlichen durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen werden. Im Planwertmodell ist die jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf. Je länger die Vorlaufzeit einer Redipsatchanweisung ist, d. h. von Zeitpunkt der Anweisung bis zur Maßnahme ("Einfrierungs"-Zeitraum), desto größer ist die Abweichung von der eigentlichen Handelstätigkeit, die der EIV eigentlich (dh ohne Redispatchmaßnahme) ausgleichen könnte bzw. müsste.</p> <p>Ein Ausgleich zum IDAEP würde dementsprechend mit der Preisbasis zur Ermittlung der Ausgleichsenergie gleichgesetzt werden. Ausgleichsenergie wird jedoch für unvorhergesehene Abweichungen eingesetzt. Hier geht es jedoch um eine Menge, die vom EIV außerhalb des Redispatch gehandelt worden wäre. Dass dies hier nicht möglich ist, liegt nicht in der Verantwortung des EIV, sondern ergibt sich aus den Eigenschaften des Planwertmodells.</p>		
14			<p>Aus unserer Sicht ist der ID1 der sachgerechtere Indikator für die eigentliche Handelstätigkeit und entspricht dem Preis, der dem realen Verlust bzw Gewinn durch die Redispatchmaßnahme am besten widerspiegelt. Er stellt einen bereits bekannten, liquiden und etablierten sowie das Marktgeschehen hinreichend realistisch abbildenden Index dar. Diese zentralen Aspekte erfüllt der seitens BNetzA vorgeschlagene IDAEP nicht.</p>		
15	Allgemeines		<p>Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).</p>	<p>Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).</p>	EGT Energie GmbH
16	Allgemeines		<p>Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).</p>	<p>Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.</p>	EGT Energie GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
17	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Energieversorgung Halle Netz GmbH
18	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
19	Allgemeines			Es ist sehr erfreulich, dass aus Sicht der BNetzA der bilanzielle Ausgleich problemlos in den "sortenreinen" Direktvermarktungsbilanzkreis gebucht werden kann. Vielen Dank für die Klarstellung. Aus praktischen Gründen wäre die Möglichkeit, dass der AB/LF einen anderen (verbundenen) Bilanzkreis benennt, in den der Ausgleich gebucht werden soll, zu begrüßen.	ENGIE Deutschland AG
20	Allgemeines			Aus Sicht von ENGIE ist es wichtig klarzustellen, dass es für Erneuerbare-Energien-Anlagen in der ungeforderten Direktvermarktung einen finanziellen Ausgleich für die verlorene grüne Eigenschaft des abgeregelten Stroms geben muss. Darüber hinaus muss der Abrechnungsaufwand auch für Betreiber von EE-Anlagen als Redispatch-Kosten erstattet werden (analog zu Redispatch 1.0).	ENGIE Deutschland AG
21	Allgemeines			Aus Sicht von ENGIE ist es außerordentlich wichtig, dass (entschädigungslose) Maßnahmen nach § 13 (2) EnWG nur in absolut seltenen Ausnahme-Situationen vorkommen dürfen. Das heutige Einspeise-Management ist bislang eine Kombination aus § 13 (2) EnWG und EEG und es könnte die Gefahr bestehen, dass sich die Netzbetreiber nicht schnell genug auf die neuen Prozesse einstellen. Eine behördliche Klarstellung und Abgrenzung wäre hier im Sinne der Rechtssicherheit wünschenswert.	ENGIE Deutschland AG
22	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	ENSO NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
23	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	ENSO NETZ GmbH
24	Allgemeine Anmerkung		Die Regelungen zum Redispatch 2.0 stellen grundsätzlich auf das Verhältnis zwischen Netz- und Anlagenbetreiber ab. Insbesondere bei kleineren Anlagen in der Direktvermarktung, wie sie häufig im Biomassebereich zu finden sind, obliegt die Betriebsführung in vielen Fällen einem Einzelunternehmer. Die Marktkommunikation erfolgt zumeist zwischen dem Direktvermarkter als Bilanzkreisverantwortlichem und dem Netzbetreiber als Bilanzkreiskoordinator. Daher ist es sachgerecht, dass mit Einführung der neuen Prozesse auch die Auswirkungen auf die Bilanzkreise Berücksichtigung finden. Es muss auch zukünftig sichergestellt werden, dass Anlagenbetreiber zur Wahrung ihrer Pflichten und Aufgaben gegenüber den Netzbetreibern diese auch an Dritte weitergeben können.		Fachverband Biogas e.V.
25	Allgemeine Anmerkung		Zentrale Voraussetzung für einen funktionierenden Redispatch ist bei konventionellen als auch bei regenerativen Energieerzeugungsanlagen ein sicherer und unverzüglicher Informationsfluss. Jegliche Redispatch-Maßnahme muss vor Eintreten dem für die zu regelnde Anlage verantwortlichen Direktvermarkter bekannt sein, damit dieser keine Gegengeschäfte tätigt und den Fahrplan anpasst, sobald die betroffene Anlage heruntergefahren wird. Die bisherigen Erfahrungen, insbesondere aus dem Einspeisemanagement, zeigen jedoch, dass der Informationsfluss vom Netzbetreiber zum Direktvermarkter/Anlagenbetreiber häufig unzureichend ist und der Fachverband Biogas e.V. spricht sich dafür aus, dass die notwendigen Informationspflichten eine Grundvoraussetzung des Redispatch 2.0 bilden.		Fachverband Biogas e.V.
26	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. immer nur zum ersten den Folgemonats).	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
27	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
28	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	LeineNetz GmbH
29	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	LeineNetz GmbH
30	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
31	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
32	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
33	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
34	Allgemeines		<p>Folgendes möchten wir zum vorliegenden Design des EE-Redispatch anmerken:</p> <p>1. Unter volkswirtschaftlichen Aspekten stellt das hier vorgeschlagene Verfahren eine höchst aufwendige Implementierung dar. Wir fordern daher, zügig über ein anreizbasiertes, vereinfachtes Verfahren nachzudenken.</p> <p>2. Wir unterstützen eine rasche Implementierung der im Rahmen von SO-GL vereinbarten Datenaustausche unter ausdrücklicher Mitwirkung der ANB, um so auf Basis von Echtzeitdaten eine wesentliche Automatisierung der Prozesse zu erlauben.</p> <p>3. Einer potentiellen Zentralisierung des Auslesens und der Steuerung von EE-Anlagen und den damit verbundenen Risiken für das Stromsystem ist durch geeignete Maßnahmen und ggf. mit entsprechenden Anreizen zu <u>begegnen</u>.</p>		QUADRA Energy GmbH
35	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
36	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
37	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
38	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
39	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Buxtehude GmbH
40	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
41	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Crailsheim GmbH
42	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
43	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Eschwege GmbH
44	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
45	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Eschwege GmbH
46	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Eschwege GmbH
47	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
48	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
49	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d. h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z. B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Hilden GmbH
50	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Hilden GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
51	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Homburg GmbH
52	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Homburg GmbH
53	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Löbau GmbH
54	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Löbau GmbH
55	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Metzingen
56	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Metzingen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
57	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Passau GmbH
58	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Passau GmbH
59	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Quickborn GmbH
60	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Quickborn GmbH
61	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
62	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
63	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
64	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
65	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
66	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
67	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. mmer nur zum ersten den Folgemonats).	Stadtwerke Zittau GmbH
68	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Stadtwerke Zittau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
69	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. immer nur zum ersten den Folgemonats).	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
70	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
71	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. immer nur zum ersten den Folgemonats).	Teutoburger Energie Netzwerk eG
72	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
73	Allgemeines	Die Beschlusskammer bittet ferner um Stellungnahme, ob eine Beschränkung der Anwendung der Festlegung auf Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie ab 100 kW für sinnvoll gehalten wird.		Unserer Meinung nach sollte die Beschränkung von 100 kW eingeführt werden, damit entfallen die fernsteuerbaren Anlagen <100 kW aus dem Redispatch.	Westfalen Weser Netz GmbH
74	Allgemeines		Es sollten (klare) Wechselfristen und Wechselzeitpunkte zwischen Planwert- und Prognosemodell vorgesehen werden. Diese Fristen könnten an die Fristen und Zeitpunkte zum Wechsel der Veräußerungsform nach dem EEG angelehnt werden (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 1 EEG 2017).	Ohne klare Wechselfristen und -zeitpunkte könnte der teilweise erforderliche Gleichlauf mit den Veräußerungsformen des EEG nicht gelingen. Beispiel: Anlage, deren Betreiber nicht zur Lieferung von Plandaten verpflichtet ist, befindet sich in der Direktvermarktung und im Planwertmodell. Der Anlagenbetreiber wechselt kurzfristig, d.h. innerhalb von 5 Werktagen, in die Ausfallvergütung (vgl. § 21c Abs. 1 Satz 2 EEG 2017). Nach Ziffer 2.1.1 der Anlage 1 muss die Anlage dann zwingend dem Prognosemodell zugeordnet werden. Es sollte sichergestellt werden, dass dies ebenfalls innerhalb von 5 Werktagen erfolgen kann/muss. Davon abgesehen wären Wechselzeitpunkte für alle Beteiligten hilfreich (z.B. immer nur zum ersten den Folgemonats).	WSW Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
75	Allgemeines		Die Formeln sollten besser erläutert werden (vgl. auch Leitfaden der Bundesnetzagentur zum Einspeisemanagement).	Die Berechnungsmethoden lassen sich derzeit nicht ohne weiteres nachvollziehen. Mit einer klareren und ausführlicheren Erläuterung wäre die Anlage 1 anwendungsfreundlicher. Das erscheint angesichts des großen Anwendungsbereichs der Festlegung umso wichtiger.	WSW Netz GmbH
76		0 „Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern.“	Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber oder ein von ihm benannter Dritter die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 5. Werktag des Folgemonats – zu liefern.	3 Werktage stellen die Anlagenbetreiber vor zu große Herausforderungen. Auch bei Feiertagen oder Jahreswechsel. Bisher ist es auch den Netzbetreibern oftmals nach Einspeisemanagementmaßnahmen nicht möglich gewesen innerhalb von so kurzer Frist für die Abrechnung notwendige Daten bereitzustellen.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
77		0 „Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine Wetterdaten gemessen werden und sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.“	Vorgeschlagene Ergänzung: Als geeignete Wetterdaten können Modelle des Deutschen Wetterdienstes oder andere Messwerte von Windmessstationen herangezogen werden.	Präzisierung nötig, falls die Anlage keine Daten fehlerbedingt gespeichert hat, oder die Daten aus anderen Gründen nicht vorliegen, müssen einfache transparente Hilfsdaten möglich sein.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
78		0 „Im Prognosemodell berechnet der Netzbetreiber die Ausfallarbeit und übermittelt den Wert an den Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber kann die übermittelten Werte ablehnen und eigene Werte übermitteln und ggf. belegen. Das weitere Clearing erfolgt innerhalb der Prozesse der Bilanzkreisabrechnung.“	Danach einfügen: Wenn nach der Bilanzkreisabrechnung noch keine Einigung erzielt wurde, können beide Parteien die EEG Clearingstelle (Kompetenzerweiterung vorausgesetzt) oder die BNetzA um Entscheidung bitten.	Es ist notwendig, dass für Streitfälle eine außergerichtliche Instanz geschaffen wird. Denn die EEG-Clearingstelle ist bisher nur für EEG Fragen zuständig während die Redispatch-Regelung im EnWG verankert ist. Eine Instanz für Streitfälle könnte entweder bei der BNetzA angegliedert sein oder die Kompetenzen der EEG-Clearingstelle müssten auf Fragen zur Einbindung von Erneuerbaren in den Redispatch erweitert werden.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
79	1 Begriffe	Entnahmebilanzkreis	Ein Entnahmebilanzkreis ist ein Bilanzkreis, dem eine Entnahmestelle zugeordnet ist, an der eine Anlage Energie aus dem Netz bezieht.	Es ist unklar, was mit dieser Definition ausgedrückt werden soll. Welche Anlage ist gemeint, die an diesem Punkt einspeisen soll. Ein Entnahmebilanzkreis ist in Analogie zum Einspeisebilanzkreis der Bilanzkreis, dem eine Entnahmestelle zugeordnet ist, an der eine Anlage <u>Energie aus dem Netz bezieht</u>	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
80	1 Begriffe	Redispatch-Leistung durch die Redispatch-Anweisung vorgegebene durchschnittliche Einspeiseleistung (bei positiven Werten) oder Entnahmeleistung (bei negativen Werten) in einer Viertelstunde	Wert der Leistungslimitierung durch die Redispatch-Anweisung vorgegebene durchschnittliche Einspeiseleistung (bei positiven Werten) oder Entnahmeleistung (bei negativen Werten) in einer Viertelstunde	Hinweis: Hier wird der Begriff der Redispatchleistung inhaltlich neu interpretiert: Beispiel, Windpark mit 100 MW Nennleistung speist 80 MW (=Pmög!) ein und wird jetzt im Zuge einer RD-Maßnahme auf 30% (=30 MW) abgesenkt. Dann beträgt die mit der Maßnahme verbundene RD-Leistung 50 MW und nicht wie mit der neuen Definition vorgesehen 30 MW. Die ÜNB plädieren dafür bestehende Begriffen nicht in einem anderen Zusammenhang neu zu verwenden und schlagen demnach "Wert der Leistungslimitierung" vor.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
81	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	DREWAG NETZ GmbH
82	1 Begriffe	Redispatch-Leistung	kann entfallen, da unter 3.1 definiert	Ist bereits unter 3.1 definiert und passt nicht zur Definition unter 1.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
83	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	EGT Energie GmbH
84	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Energieversorgung Halle Netz GmbH
85	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	ENSO NETZ GmbH
86	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung: Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2017), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2017), Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2017), Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2017)	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung: Windenergieanlagen an Land (§ 3 Nr. 48 EEG 2017), Windenergieanlagen auf See (§ 3 Nr. 49 EEG 2017), Solaranlagen (§ 3 Nr. 41 EEG 2017), industrielle KWK-Anlagen, deren Erzeugung und Einsatzplanung aufgrund besonderer Restriktionen in Verbundstandorten fluktuiert.	Die KWK-Anlagen von Evonik werden sowohl für die Produktion von Strom und Prozessdampf als auch als Entsorgungsfachbetriebe zur Entsorgung von Abfallströmen aus der chemischen Produktion eingesetzt.	Evonik Operations GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
87	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
88	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	LeineNetz GmbH
89	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
90	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
91	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
92	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Bad Salzufen GmbH
93	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Buxtehude GmbH
94	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Crailsheim GmbH
95	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Eschwege GmbH
96	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Eschwege GmbH
97	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
98	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Hilden GmbH
99	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Homburg GmbH
100	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Löbau GmbH
101	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Metzingen
102	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Passau GmbH
103	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Quickborn GmbH
104	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
105	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
106	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
107	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Stadtwerke Zittau GmbH
108	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
109	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	Teutoburger Energie Netzwerk eG
110	1 Begriffe	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Anlagen mit volatiler Erzeugung	Anknüpfung an die Begrifflichkeit aus § 3 Nr. 38a EnWG	WSW Netz GmbH
111	2 Bilanzierungsmodelle	Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. durch die Redispatch-Maßnahme verursachte Rampen nach Ende der Redispatch-Maßnahme.	Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. durch die Redispatch-Maßnahme verursachte Rampen vor Start und nach Ende der Redispatch-Maßnahme.	In Analogie zu heutigen Prozessen sollten die Rampen vor Start der Redispatchmaßnahme ebenfalls im bilanziellen Ausgleich angerechnet werden.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
112	2 Bilanzierungsmodelle	Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. die durch die Redispatch-Maßnahme verursachten Rampen nach Ende der Redispatch-Maßnahme.	Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. die durch die Redispatch-Maßnahme verursachten Rampen vor Start und nach Ende der Redispatch-Maßnahme.	Für Rampen sollte eine klare Vorgabe in Bezug auf die Behandlung beim bilanziellen Ausgleich durch die Bundesnetzagentur festgelegt werden. Rampen in der Fahrweise der Kraftwerke können auch vor Start der Redispatch-Maßnahme entstehen, nicht nur am Ende.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
113	2 Bilanzierungsmodelle		Um sicherzustellen, dass es bei der Lieferung der anlagengenauen Prognosedaten im Falle eines Redispatches kein Optimierungspotenzial von Seiten des Stromhändlers gibt, muss eindeutig festgelegt werden, bis wann genau der Anlagenbetreiber / Stromhändler diese Daten an den Netzbetreiber zu senden hat.	Der Stromhändler hat im Planwertmodell unter bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, die im Redispatch-Fall an den Netzbetreiber zu liefernden Werte zu seinem eigenen Vorteil zu optimieren und sich so wirtschaftlich besser zu stellen. Dies kann die volkswirtschaftlichen Kosten des Redispatch erhöhen. Der Umstand ist mit folgendem Zusammenhang zu begründen: Der Stromhändler hat ex ante Redispatch die Option, dem Netzbetreiber eine gemeinsame Prognose für mehrere Anlagen (saldierte Werte) abzugeben. Im Falle des Eintritts einer Redispatch-Maßnahme an seinen Anlagen muss der Stromhändler dem Netzbetreiber dann die genauen Prognosedaten (Fahrplan) für jede einzelne der im Redispatch befindlichen Anlagen liefern. Falls diese anlagengenauen Prognosewerte erst ex post abgegeben werden müssen, hat der Stromhändler ggf. die Möglichkeit, sie in seinem Sinne zu manipulieren. Konkrete Angaben zum Zeitraum der Datenübermittlung werden allerdings in Anlage 1 nicht gemacht.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
114	2 Bilanzierungsmodelle	Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. die durch die Redispatch-Maßnahme verursachten Rampen nach Ende der Redispatch-Maßnahme.	Der Ausgleichszeitraum umfasst den Zeitraum, in dem die Wirkleistungserzeugung oder der Wirkleistungsbezug durch eine Redispatch-Maßnahme angepasst ist, sowie ggf. die durch die Redispatch-Maßnahme verursachten Rampen vor Start und nach Ende der Redispatch-Maßnahme.	Für Rampen sollte eine klare Vorgabe in Bezug auf die Behandlung beim bilanziellen Ausgleich durch die Bundesnetzagentur festgelegt werden. Rampen in der Fahrweise der Anlagen können auch vor Start der Redispatch-Maßnahme entstehen, nicht nur am Ende.	ENGIE Deutschland AG
115	2 Bilanzierungsmodelle	Jede Anlage muss einem Bilanzierungsmodell zugeordnet sein.	Jede steuerbare Ressource muss einem Bilanzierungsmodell zugeordnet sein.	Laut Anlage 2 gilt für den Wechsel des Bilanzierungsmodells: "Alle MaLos, die einer steuerbaren Ressource zugeordnet sind, wechseln stets gemeinsam in ein Bilanzierungsmodell." Da die Anlage begrifflich mit der technischen Ressource gleichgesetzt wird, ist an dieser Stelle der Verweis auf die steuerbare Ressource ausreichend. Gleichzeitig wird die Möglichkeit versagt, untergeordneten technischen Ressourcen unterschiedliche Bilanzierungsmodelle zuzuordnen.	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
116	2.1 Planwertmodell		Ergänzung einer angemessenen Wartefrist für den erneuten Wechsel vom Prognosemodell ins Planwertmodell, wenn eine Erzeugungsanlage zuvor entweder freiwillig vom Planwertmodell in das Prognosemodell gewechselt hat oder durch den ANB "zwangsgewechselt" wurde.	Ziel der Regelung ist, zu verhindern, dass Anlagenbetreiber immer wieder / sehr oft zwischen Prognose- und Planwertmodell hin und her wechseln, da dies beim ANB jedes Mal einen Aufwand für die Anpassungen im System verursacht.	SWB Netz GmbH
117	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift, zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Die ÜNB unterstützen explizit diese Festlegung. Eine Wahlfreiheit sollte nicht vorgesehen werden.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
118	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich bilateral zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber, eine Anwendung des Modells im Verhältnis zwischen dem Anschlussnetzbetreiber und anfordernden Netzbetreibern ist zulässig, wenn diese der Zuordnung ebenfalls zugestimmt haben.	Die Ergänzung ist notwendig, weil andernfalls eine bilaterale Absprache zu Lasten eines Dritten zustande kommen könnte. Entsprechende Absprachen wären andernfalls für die Weiterverrechnung von bilanziellem Ausgleich und Entschädigungszahlungen nichtig.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
119	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Streichung	Die pauschale Zuordnung von Anlagen mit SOGL-Datenlieferungsverpflichtung zum Planwertmodell erachten wir als nicht sachgerecht. Die Bewirtschaftung im Planwertmodell erfordert eine andere prozessuale Abbildung. Der hierfür notwendige, zusätzliche Aufwand ist für Anlagen die voraussichtlich wenig bis überhaupt nicht vom RD betroffen sein werden (entsprechend aktueller Erfahrungen aus Einspeisemanagement) nicht gerechtfertigt. Die Wahl des Bilanzierungsmodells ist dem Betreiber / EIV freizustellen.	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH
120	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift, die vor dem NABEG 2.0 in Kraft getreten ist, zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden initial dem Planwertmodell zugeordnet. Die Anforderung an die Prognosegüte des Kriterienkatalogs im Planwertmodell für fluktuierende Anlagen bleiben weiterhin bestehen. Da Anlagen auf Basis von fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind und PV) standardmäßig dem Prognosemodell zugeordnet werden, muss der Anlagenbetreiber/EIV sein Wahlrecht ausüben, um diese Anlage dem Planwertmodell zuzuordnen. Die Zuordnung einer Anlage zum Planwertmodell erfolgt abgestimmt und einvernehmlich zwischen AB/EIV und Netzbetreiber. Der Wechsel einer Anlage aus dem Planwertmodell in das Prognosemodell auf Antrag des AB/EIV erfolgt ebenso in Abstimmung zwischen Anlagenbetreiber/EIV und Netzbetreiber. Planbare Anlagen können nur unter bestimmten Voraussetzungen in das Prognosemodell wechseln. Hierbei werden alle SEE und SVE als planbar verstanden, die nicht den Kategorien EE-SEE Wind oder EE-SEE Solar zuzuordnen sind.	Grundsätzlich sollen sich planbare Anlagen im Planwertmodell wiederfinden. Die Ergänzung stellt heraus, dass ein Wechsel zwischen den Modellen unter bestimmten Voraussetzungen grundsätzlich möglich ist und verweist diesbezüglich auf den Kriterienkatalog. Beispielsweise sollten sich kleine KWK-Anlagen und Biomasse-Anlagen im Prognosemodell wiederfinden können (Bilanzierung des letzten Viertelstd.-Ist-Werts statt Plandatenlieferung).	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
121	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	DREWAG NETZ GmbH
122	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	DREWAG NETZ GmbH
123	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	DREWAG NETZ GmbH
124	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen , die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Anlagen , die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet. Nach deutschem Recht sind Plan- und Echtzeitdatenlieferungen in § 12 Abs. 4 EnWG geregelt, der den Stromnetzbetreibern, nicht nur den ÜNB, Zugriff auf die für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Daten auch der Erzeugungsanlagen gewährt, wozu nach S. 2 auch Planungs- und „Echtzeitdaten“ gehören.		E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
125	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	EGT Energie GmbH
126	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	EGT Energie GmbH
127	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	EGT Energie GmbH
128	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	EGT Energie GmbH
129	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt anhand eines automatisierten Prozesses zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Es muss sichergestellt sein, dass der Prozess vollständig automatisiert erfolgt (kein Telefon- oder E-Mail-Prozess)	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
130	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	Energieversorgung Halle Netz GmbH
131	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Energieversorgung Halle Netz GmbH
132	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
133	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Energieversorgung Halle Netz GmbH
134	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden initial dem Planwertmodell zugeordnet.	Aus der Pflicht zur Lieferung von Planungsdaten kann nicht automatisch die finanzielle Zuordnung zum Planwertmodell abgeleitet werden. Der Kriterienkatalog definiert Rechte und Pflichten.	ENGIE Deutschland AG
135	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	ENSO NETZ GmbH
136	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	ENSO NETZ GmbH
137	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	ENSO NETZ GmbH
138	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Siehe Zeile 6: Trotz der Zuordnung zum Planwertmodell ist eine Pauschal-Abrechnung sinnvoll.	Evonik Operations GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
139	2.1.1 Anwendungsbereich	Im Übrigen können Anlagen auf Vorschlag des Anlagenbetreibers dem Planwertmodell zugeordnet werden, wenn die Anlage nicht der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 zugeordnet ist.	Planbare Anlagen (es werden alle SEE und SVE als planbar verstanden, die nicht den Kategorien EE-SEE Wind oder EE-SEE Solar zuzuordnen sind) sind standardmäßig dem Planwertmodell zuzuordnen. Ein Wechsel solcher Anlagen in das Prognosemodell kann nur unter bestimmten Voraussetzungen und unter Zustimmung des anschließenden Netzbetreibers erfolgen. Im Übrigen können Anlagen der Kategorien EE-SEE Wind oder EE-SEE Solar auf Vorschlag des Anlagenbetreibers dem Planwertmodell zugeordnet werden, wenn die Anlagen nicht der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017 zugeordnet ist.	Ohne verbindliche Planungsdaten ergibt sich für planbare Anlagen (z.B. Biogas, KWK) ein signifikantes Prognoserisiko seitens des Netzbetreibers, da die Fahrweise solcher Anlagen unabhängig vom Dargebot (z.T. rein markt-getrieben) ist. In der Konsequenz sind Netzzustandsanalysen und Maßnahmendimensionierungen fehlerhaft, mit sowohl netztechnischen als auch netzwirtschaftlichen Risiken.	EWE NETZ GmbH
140	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
141	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
142	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
143	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
144	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	LeineNetz GmbH
145	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	LeineNetz GmbH
146	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	LeineNetz GmbH
147	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	LeineNetz GmbH
148	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
149	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
150	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
151	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
152	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
153	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
154	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
155	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
156	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.		Abzulehnen; eine Wahlmöglichkeit durch den AB/EIV muss, wie im Branchenmodell hervorgehoben, immer gegeben sein. Die NB dürfen nicht von der Prognosepflicht entbunden werden.	QUADRA Energy GmbH
157	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung zum Planwertmodell setzt voraus, dass die Voraussetzungen des „Kriterienkatalog Planwertmodell“ (Anhang) erfüllt sind. Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Die Zuordnung von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung zum Planwertmodell setzt voraus, dass die Voraussetzungen des „Kriterienkatalog Planwertmodell“ (Anhang) erfüllt sind. Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber. Bei Erfüllung aller Kriterien kann der ANB dem Antrag des BTR nicht widersprechen.	Wie soll hier die "Einvernehmlichkeit" erreicht werden, wenn unterschiedliche Positionen vorliegen? Wer behält das finale Bestimmungsrecht? Kann der ANB den Zugang zum Planwertmodell verwehren, obwohl alle Kriterien/Voraussetzungen erfüllt sind? Entscheidungsrecht muss beim EIV liegen.	QUADRA Energy GmbH
158	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
159	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
160	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
161	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
162	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
163	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
164	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
165	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
166	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Buxtehude GmbH
167	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Buxtehude GmbH
168	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
169	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Buxtehude GmbH
170	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Crailsheim GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
171	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Crailsheim GmbH
172	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
173	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Crailsheim GmbH
174	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	Stadtwerke Eschwege GmbH
175	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Eschwege GmbH
176	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
177	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Eschwege GmbH
178	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	Stadtwerke Eschwege GmbH
179	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Eschwege GmbH
180	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
181	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Eschwege GmbH
182	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
183	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
184	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
185	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
186	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	Stadtwerke Hilden GmbH
187	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Hilden GmbH
188	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u. U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Hilden GmbH
189	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?)	Stadtwerke Homburg GmbH
190	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Homburg GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
191	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Homburg GmbH
192	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Homburg GmbH
193	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Löbau GmbH
194	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Löbau GmbH
195	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Löbau GmbH
196	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Löbau GmbH
197	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Metzingen
198	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Metzingen
199	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Metzingen
200	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Metzingen
201	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Passau GmbH
202	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Passau GmbH
203	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Passau GmbH
204	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Passau GmbH
205	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Quickborn GmbH
206	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Quickborn GmbH
207	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Quickborn GmbH
208	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Quickborn GmbH
209	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
210	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Schweinfurt GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
211	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
212	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
213	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
214	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
215	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
216	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
217	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
218	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
219	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
220	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
221	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Stadtwerke Zittau GmbH
222	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Stadtwerke Zittau GmbH
223	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Stadtwerke Zittau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
224	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Stadtwerke Zittau GmbH
225	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
226	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
227	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
228	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
229	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	Teutoburger Energie Netzwerk eG
230	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	Teutoburger Energie Netzwerk eG
231	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
232	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	Teutoburger Energie Netzwerk eG
233	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden dem Planwertmodell zugeordnet.	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) oder aufgrund einer anderen Rechtsvorschrift, die vor dem NABEG 2.0 in Kraft getreten ist, zur Lieferung von Plandaten an einen Netzbetreiber verpflichtet sind, werden initial dem Planwertmodell zugeordnet. Die Anforderung an die Prognosegüte des Kriterienkatalogs im Planwertmodell für fluktuierende Anlagen bleiben weiterhin bestehen. Die Möglichkeit des Wechsels vom Planwert- in das Prognosemodell für die fluktuierenden Anlagen bleibt weiterhin bestehen.	Ergänzung soll die Anwendung des Kriterienkatalogs klarstellen. Kleine KWK-Anlagen sollten sich im Prognosemodell wiederfinden können.	Westfalen Weser Netz GmbH
234	2.1.1 Anwendungsbereich	Anlagen, die nach Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) [...]		Verweis ist uneindeutig (ist Art. 2 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 (SO GL) gemeint?	WSW Netz GmbH
235	2.1.1 Anwendungsbereich	§ 21 Abs. 1 und 2 EEG 2017	§ 21 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2017	Redaktionsversehen	WSW Netz GmbH
236	2.1.1 Anwendungsbereich	Die Zuordnung zum Planwertmodell erfolgt einvernehmlich zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber.	Satz streichen	1. Nach S. 10 der Anlage 1 hat der Anlagenbetreiber u.U. einen Anspruch auf eine Zuordnung zum Planwertmodell. Damit erfolgt der Wechsel gerade nicht "einvernehmlich". 2. Klare Zuordnungsregeln sind in der Praxis leichter umsetzbar, als Regeln, die ein Einvernehmen voraussetzen.	WSW Netz GmbH
237	2.1.1 Anwendungsbereich		Ein Wechsel von Anlagen, die dem Planwertmodell zwingend zuzuordnen sind, zum Prognosemodell, ist nicht zulässig.	Klarstellung	WSW Netz GmbH
238	2.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs	„Der bilanzielle Ausgleich erfolgt durch die Anmeldung korrespondierender Fahrpläne.“			Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
239	2.1.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs	Die Höhe des bilanziellen Ausgleichs beträgt im Planwertmodell die Differenz zwischen der geplanten Einspeisung und der vom Netzbetreiber durch die Redispatch-Maßnahme vorgegebenen Einspeisung.		<p>Zur Berechnung des bilanziellen Ausgleichs werden ausschließlich ex ante Werte herangezogen (geplante Einspeisung; vom NB durch RD-Maßnahme vorgegebene Einspeisung). Zu Bedenken ist bspw. ein Nichtreagieren der TR auf eine Redispatch-Maßnahme oder sonstige teils erhebliche Abweichungen vom geplanten bzw. vorgegebenen Fahrplan. Ferner trägt ein finanzieller Ausgleich (gem. 2.1.3) über den ID-AEP den dem BKV entstehenden Risiken nur unzureichend Rechnung. Der ID-AEP setzt voraus, dass der BKV die Möglichkeit hat, im Rahmen der möglichen Handelsfenster an der Intradaybörse zu reagieren. Dies ist nicht praktikabel umsetzbar, insbesondere wenn es unter einer RD-Maßnahme im Duldungsfall zu Störungen in der Sollwertübermittlung kommt. Preisrisiken zwischen ID-AEP und AEP verbleiben in Teilen beim BKV.</p> <p>Den BKV sollte folglich das Recht eingeräumt werden, weitere finanzielle Kompensationen geltend machen zu können.</p>	QUADRA Energy GmbH
240	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP 1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	Soweit ... multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Negative Werte können mit anderen Positionen des finanziellen Ausgleichs verrechnet werden.	Es sollte sichergestellt sein, dass die zu bepreisenden energetischen Differenzen mit den ohnehin fälligen finanziellen Ansprüchen des Anlagenbetreibers (z.B. Entschädigungszahlungen) verrechnet werden dürfen, um einem möglichst schlanken Abrechnungsprozess Rechnung tragen zu können.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
241	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP 1 finanziell ausgeglichen.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-1 finanziell ausgeglichen.	<p>Der finanzielle Ausgleich im Planwertmodell dient dem Ausgleich von entgangenen Handelsmöglichkeiten des EIV nach einer RD-Anweisung z. B. zur Anpassung seiner Planungsdaten aufgrund sich verändernden Wetterverhältnissen. Solche Anpassungen werden durch die EIVs zum Ausgleich ihrer Bilanzkreise kontinuierlich im Intraday-Markt vorgenommen. Die hier finanziell auszugleichenden Mengen entstehen durch das "einfrieren" der Planungsdaten und somit der Einschränkung des Ausgleichs am Markt.</p> <p>Der ID-AEP (Grundlage der Ausgleichenergiepreise) wäre sachgerecht für einen Ausgleich von nicht vorhergesehenen Abweichungen (Prognosefehlern). Die künstliche Liquidität des ID-AEP (Mengenreferenz statt zeitlicher Referenz) kann dazu führen, dass der für den EIV relevante Markt und die Handelsspanne nicht entsprechend abgebildet werden. Ferner können in den ID-AEP einbezogene regelzoneninterne Geschäfte den Index für den einzelnen EIV noch weiter verzerren.</p> <p>Der ID-1 bildet die Handloptionen für die hier auszugleichenden Mengen besser ab und ist somit sachgerechter zur Bewertung.</p>	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
242	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Siehe umfangreiche Ausführungen zum Thema im BDEW-Begleitschreiben zur Stellungnahme.	Der BDEW weist darauf hin, dass rein auf die Bepreisung der energetischen Differenzmengen bezogen der ID1 derjenige Index ist, der die entgangene Handelsmöglichkeit am besten abbildet. Hinsichtlich der Gefahr von Manipulationsmöglichkeiten gibt es unterschiedliche Auffassungen: Die ÜNB stimmen inhaltlich mit der Auffassung der BNetzA überein, dass die Verwendung des ID-AEP der Gefahr von Manipulationsmöglichkeiten besser begegne und präferieren daher dessen Anwendung. Die weiteren am BDEW-Projekt Redispatch-2.0 beteiligten Markttrollen und Branchenvertreter bewerten jedoch den ID1 als sachgerecht und das Risiko für Manipulationen als sehr gering, prozessual nur sehr schwer ausnutzbar und empfehlen die Anwendung des ID1 ausdrücklich. Zum weiteren Erkenntnisgewinn hinsichtlich der Nutzung des ID1 in Bezug auf die Bepreisung energetischer Differenzmengen wird von diesen Markttrollen daher eine Wirkungs-Analyse 12 Monate nach Einführung zum 1. Oktober 2021 angeregt. Hinsichtlich der Detailargumentation verweisen wir auf das Begeleitschreiben zur BDEW-Stellungnahme.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
243	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Negative Werte können mit anderen Positionen des finanziellen Ausgleichs verrechnet werden.	Der Vorschlag erhöht die Effizienz im Forderungsmanagement.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
244	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	„Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP finanziell ausgeglichen“.	...wird diese Differenz anhand des ID-1 finanziell ausgeglichen“.	Der ID-1 bildet aus Sicht des BWE die Realität besser ab. Je nachdem mit wieviel Vorlauf der Fahrplan abgegeben werden muss, würde ohne Redispatch noch die Möglichkeit bestehen Intraday zu handeln. In dem Falle ist der ID- 1 der richtige Bezugswert. Nur wenn die letzte und maßgebliche Fahrplanabgabe kurz vor Echtzeit (max. eine Stunde vorher erfolgt) würde ohne Redispatch Ausgleichsenergie gezahlt. In dem Falle wäre der ID-AEP ein geeigneter Maßstab.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
245	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	DREWAG NETZ GmbH
246	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	nicht vorhanden	Es ist eine Formel zur Berechnung der Differenz einzufügen. Dabei ist zu beachten, dass der Fahrplan auf die einzelnen Anlagen aufzuteilen ist.		E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
247	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann. 2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?	EGT Energie GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
248	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	EGT Energie GmbH
249	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID1-AEP finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID1-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	<p>In Bezug auf die vorgeschlagene Regelung zur Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell anhand des IDAEP widerspricht die EnBW diesem Ansatz.</p> <p>Bei der Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell handelt es sich um die Bewertung der folgend dargestellten Differenz: „theoretisches Ist“ – („Soll laut Redispatchabruf“ + „bilanzieller Ausgleich durch Redispatch“).</p> <p>Diese Differenzmenge ergibt sich aus den Änderungen der Wetterbedingungen oder anderer Rahmenbedingungen im Zeitraum zwischen Redispatchanweisung und Erfüllung der Redispatch-Anweisung. Im Normalfall – also zu Zeitpunkten, zu denen keine Redispatch-Maßnahmen angewiesen sind – würde sich diese Differenzmenge in den Erzeugungsprognosen für die erneuerbaren Anlagen niederschlagen und vom Einsatzverantwortlichen (EIV) durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen werden.</p> <p>Dies ist im Redispatchfall jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatchanweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf. Es wird ersichtlich, dass diese Energiemenge in ihrem eigentlichen Ursprung in einer marktlichen Handelstätigkeit ausgeglichen wird, aber durch das „Einfrieren“ des Fahrplans und der Beschränkung der Handelsmöglichkeit des EIV ohne dessen weitere Handelsmöglichkeit in dessen Bilanzkreis gebucht wird.</p> <p>Durch den zeitlichen Vorlauf einer Anweisung bis zur eigentlichen Maßnahme und der daraus entstehenden Differenz, die ein EIV normalerweise "ausgleichen" würde, entgeht dem EIV dieser Handels- und Prognosezeitraum. Je länger die Vorlaufzeit ist, d. h. vom Zeitpunkt der Anweisung bis zur Maßnahme (Zeitraum, der von der "Einfrierung" betroffen ist), desto größer die Abweichung von der eigentlichen Handelstätigkeit, die der EIV eigentlich - also ohne Maßnahme - ausgleichen könnte bzw. sogar müsste.</p> <p>Ein Ausgleich zum IDAEP würde dementsprechend mit der Preisbasis zur Ermittlung der Ausgleichsenergie gleichgesetzt werden. Ausgleichsenergie wird jedoch für unvorhergesehene Abweichungen und natürlicherweise unperfekte Bilanzkreisabweichungen eingesetzt, die durch den EIV verschuldet sind. Es geht hier jedoch um eine Menge, die vom EIV außerhalb des Redispatch gehandelt worden wäre. Dass dies hier nicht möglich ist, liegt nicht in der Verantwortung des EIV, sondern ergibt sich aus der Natur des Planwertmodells. Daraus lässt sich ersehen, dass der ID-AEP nicht sachgerecht ist. Der ID1 würde der eigentlichen Handelstätigkeit entsprechen und ist somit der Preis, der dem realen Verlust oder Gewinn am nächsten kommt.</p> <p>Neben den oben genannten prozessualen Aspekten, die die Erfordernis einer Nutzung des ID1 nahe legen, stellt der ID1 einen bereits bekannten und etablierten Index dar, der sich auch in der Vergangenheit durch eine ausreichende Liquidität mit keiner nachgewiesenen Anfälligkeit für Manipulationen gezeigt hat und das</p>	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
250					

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
251				<p>Marktgeschehen realistischer abbildet als der IDAEP. Letzterer bildet lediglich eine künstlich geschaffene Liquidität ab, die nicht den realen Börsen-geschäften folgt. Der IDAEP scheint darüber hinaus durch den Einbezug regelzoneninterner Trades für eine deutschlandweite Nutzung nicht sachgerecht, da somit entsprechende Trades - bspw. aus einer einzelnen Regelzone - herangezogen würden, um den energetischen Ausgleich in anderen Regelzonen zu bewerten.</p> <p>Die EnBW weist an dieser Stelle darauf hin, dass die Branche in einem intensiven Diskussionsprozess unter Einbezug aller Wertschöpfungsstufen den ID1 als sachgerechte Basis zur Bepreisung der o. g. energetischen Differenzmenge ermittelt hat, so dass dieser entsprechend zu nutzen ist. Im Rahmen des Planwertmodells anfallende Ausgleichsenergie wird wie im Fall ohne RD mit reBAP bewertet.</p> <p>Der Begriff "Ausgleichsenergiemenge" ist nicht eindeutig, da keine Ausgleichsenergie durch den RD im Planwertmodell anfallen dürfte.</p>	
252	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Energieversorgung Halle Netz GmbH
253	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Energieversorgung Halle Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
254	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP 1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index 2 Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-1 multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	Die Energy2market GmbH präferiert den ID-1. Der ID-AEP wird zum einen mangels bestehender empirischer Erfahrungen abgelehnt und zum anderen ist der ID-1 eine bekannte Größe welche der tatsächlichen entgangenen Handels Opportunität am nächsten kommt.	Energy2market GmbH
255	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	ENSO NETZ GmbH
256	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP 1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index 2 Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-1 finanziell ausgeglichen.	Die im Fachverband Biogas e.V. organisierten Erzeuger und Vermarkter präferieren zu weiten Teilen den ID-1. Der ID-AEP wird zum einen mangels empirischer Erfahrungen abgelehnt und zum anderen ist der ID-1 eine bekannte Größe welche der tatsächlichen entgangenen Handelsopportunität am nächsten kommt.	Fachverband Biogas e.V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
257	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
258	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
259	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	LeineNetz GmbH
260	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	LeineNetz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
261	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP 1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index 2 Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID1 (ID1-Index der Epex Spot) finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID1 multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Differenzen im Planwertmodell ergeben sich aus den Änderungen der Wetterbedingungen oder anderer Rahmenbedingungen im Zeitraum zwischen Redispatch-Anweisung und Erfüllung der Redispatch-Anweisung. Ohne Redispatch-Maßnahmen würde die Differenzmenge vom Einsatzverantwortlichen (EIV) durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen. Dies ist im Redispatch-Fall jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf. Je länger die Vorlaufzeit ist, d. h. von Zeitpunkt der Anweisung bis zur Maßnahme (Zeitraum, der von der "Einfrierung" betroffen ist), desto größer ist die Abweichung von der Handelstätigkeit, die der EIV eigentlich - also ohne Maßnahme - ausgleichen könnte bzw. sogar müsste. Ein Ausgleich zum IDAEP ist hier nicht sachgerecht. Ausgleichsenergie wird für unvorhergesehene Abweichungen und natürlicherweise unperfekte Bilanzkreisabweichungen eingesetzt, die durch den EIV verschuldet sind. Es geht hier jedoch um eine Menge, die vom EIV außerhalb des Redispatch gehandelt worden wäre. Eine Bewertung der Differenzmenge zum ID1, einem bereits bekannten und etablierten Index, würde der eigentlichen Handelstätigkeit entsprechen und ist somit der Preis, der dem realen Verlust oder Gewinn am nächsten kommt. Der ID1 hat sich auch in der Vergangenheit durch eine ausreichende Liquidität mit keiner nachgewiesenen Anfälligkeit für Manipulationen ausgezeichnet und bildet das Marktgeschehen realistischer ab als der IDAEP, der auch regelzoneninterne Geschäfte abbildet, was ungeeignet ist für eine Bewertung des energetischen Ausgleichs in anderen Regelzonen.	MVV Energie AG
262	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann. 2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?	Netzesellschaft Lübbecke mbH
263	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Netzesellschaft Lübbecke mbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
264	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
265	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
266	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP 1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Soweit die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung keinen ID-AEP veröffentlichen, findet stattdessen der ID1-Index 2 Anwendung. Ein nachträglicher bilanzieller Ausgleich der Differenz findet nicht statt.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-1 finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-1 multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	Der ID-1 ist eine bekannte Größe welche der tatsächlichen entgangenen Handels Opportunität am nächsten kommt. Der ID-AEP wird mangels empirischer Erfahrungen abgelehnt.	Next Kraftwerke GmbH
267	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
268	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
269	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
270	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Bad Salzuflen GmbH
271	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Buxtehude GmbH
272	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Buxtehude GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
273	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Crailsheim GmbH
274	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
275	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Eschwege GmbH
276	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
277	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Eschwege GmbH
278	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Eschwege GmbH
279	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
280	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
281	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Hilden GmbH
282	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Hilden GmbH
283	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Homburg GmbH
284	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Homburg GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
285	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Löbau GmbH
286	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Löbau GmbH
287	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Metzingen
288	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Metzingen

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
289	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Passau GmbH
290	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Passau GmbH
291	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Quickborn GmbH
292	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Quickborn GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
293	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
294	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
295	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
296	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
297	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
298	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
299	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Stadtwerke Zittau GmbH
300	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Stadtwerke Zittau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
301	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
302	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
303	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	Teutoburger Energie Netzwerk eG
304	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	Teutoburger Energie Netzwerk eG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
305	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID-AEP finanziell ausgeglichen. Dazu wird die Ausgleichsenergiemenge vorzeichenrichtig mit dem ID-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	Soweit im Planwertmodell bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung die Ausfallarbeit gem. Kapitel 3 vom bilanziellen Ausgleich nach Kapitel 2.1.2 abweicht, wird diese Differenz anhand des ID1-AEP finanziell ausgeglichen. Dazu wird die auszugleichende Differenz zwischen Ausfallarbeit und bilanziell ausgeglichener Menge vorzeichenrichtig mit dem ID1-AEP multipliziert. Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	<p>Es könnte Missverständlich sein, wenn an dieser Stelle der Begriff "Ausgleichsenergiemenge" für die ermittelte Differenz zwischen Ausfallarbeit und bilanziell ausgeglichener Menge verwendet wird.</p> <p>In Bezug auf die vorgeschlagene Regelung zur Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell anhand des IDAEP widerspricht die WVN diesem Ansatz. Bei der Bepreisung der energetischen Differenzmenge im Planwertmodell handelt es sich um die Bewertung der folgend dargestellten Differenz: „theoretisches Ist“ – („Soll laut Redispatchabruf“ + „bilanzieller Ausgleich durch Redispatch“). Diese Differenzmenge ergibt sich aus den Änderungen der Wetterbedingungen oder anderer Rahmenbedingungen im Zeitraum zwischen Redispatchanweisung und Erfüllung der Redispatch-Anweisung. Im Normalfall – also zu Zeitpunkten, zu denen keine Redispatch-Maßnahmen angewiesen sind – würde sich diese Differenzmenge in den Erzeugungsprognosen für die erneuerbaren Anlagen niederschlagen und vom Einsatzverantwortlichen (EIV) durch seine Handelstätigkeit in seinem Bilanzkreis ausgeglichen werden. Dies ist im Redispatchfall jedoch nicht möglich, da die Prognosen zum Zeitpunkt der Redispatchanweisung „eingefroren“ werden und der EIV nur noch diesen eingefrorenen Fahrplan vermarkten darf.</p>	Westfalen Weser Netz GmbH
306				<p>Es wird ersichtlich, dass diese Energiemenge in ihrem eigentlichen Ursprung in einer marktlichen Handelstätigkeit ausgeglichen wird, aber durch das „Einfrieren“ des Fahrplans und der Beschränkung der Handelsmöglichkeit des EIV ohne dessen weitere Handelsmöglichkeit in dessen Bilanzkreis gebucht wird. Durch den zeitlichen Vorlauf einer Anweisung bis zur eigentlichen Maßnahme und der daraus entstehenden Differenz, die ein EIV normalerweise "ausgleichen" würde, entgeht dem EIV dieser Handels- und Prognosezeitraum. Je länger die Vorlaufzeit ist, d. h. vom Zeitpunkt der Anweisung bis zur Maßnahme (Zeitraum, der von der "Einfrierung" betroffen ist), desto größer die Abweichung von der eigentlichen Handelstätigkeit, die der EIV eigentlich - also ohne Maßnahme - ausgleichen könnte bzw. sogar müsste. Ein Ausgleich zum IDAEP würde dementsprechend mit der Preisbasis zur Ermittlung der Ausgleichsenergie gleichgesetzt werden. Ausgleichsenergie wird jedoch für unvorhergesehene Abweichungen und natürlicherweise unperfekte Bilanzkreisabweichungen eingesetzt, die durch den EIV verschuldet sind. Es geht hier jedoch um eine Menge, die vom EIV außerhalb des Redispatch gehandelt worden wäre. Dass dies hier nicht möglich ist, liegt nicht in der Verantwortung des EIV, sondern ergibt sich aus der Natur des Planwertmodells. Daraus lässt sich erkennen, dass der ID-AEP nicht sachgerecht ist. Der ID1 würde der eigentlichen Handelstätigkeit entsprechen und ist somit der Preis, der dem realen Verlust oder Gewinn am nächsten kommt.</p>	

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
307				Neben den oben genannten prozessualen Aspekten, die die Erfordernis einer Nutzung des ID1 nahe legen, stellt der ID1 einen bereits bekannten und etablierten Index dar, der sich auch in der Vergangenheit durch eine ausreichende Liquidität mit keiner nachgewiesenen Anfälligkeit für Manipulationen gezeigt hat und das Marktgeschehen realistischer abbildet als der ID-AEP. Letzterer bildet lediglich eine künstlich geschaffene Liquidität ab, die nicht den realen Börsen-geschäften folgt. Der IDAEP scheint darüber hinaus durch den Einbezug regelzoneninterner Trades für eine deutschlandweite Nutzung nicht sachgerecht, da somit entsprechende Trades - bspw. aus einer einzelnen Regelzone - herangezogen würden, um den energetischen Ausgleich in anderen Regelzonen zu bewerten. Der BDEW weist an dieser Stelle darauf hin, dass die Branche in einem intensiven Diskussionsprozess unter Einbezug aller Wertschöpfungsstufen den ID1 als sachgerechte Basis zur Bepreisung der o. g. energetischen Differenzmenge ermittelt hat, so dass dieser entsprechend zu nutzen ist.	
308	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch. Negative Werte können mit anderen Positionen des finanziellen Ausgleichs verrechnet werden.	Der Vorschlag erhöht die Effizienz im Forderungsmanagement.	Westfalen Weser Netz GmbH
309	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich	Bei positiven Werten erhöht sich der Anspruch des Anlagenbetreibers auf finanziellen Ausgleich entsprechend, bei negativen Werten verringert sich der Anspruch.		<p>1. Es sollte erläutert werden, ob bzw. warum die Ausfallarbeit insoweit negativ sein kann. Denn wir verstehen die Ausführungen unter Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 so, dass die Ausfallarbeit mindestens 0 beträgt und damit gerade nicht negativ sein kann.</p> <p>2. Anknüpfend an 1. sollte erläutert werden, ob ein negativer Wert dazu führen kann, dass der Anlagenbetreiber letztlich einen finanziellen Ausgleich an den Netzbetreiber zu leisten hat. Denkbar ist das in dem Fall, in dem die tatsächliche Einspeisung entgegen dem Plan des Anlagenbetreibers niedriger ist, als die vorgegebene Einspeisung. Beispiel: Plan 100, vorgegeben 50, tatsächlich 0. Der bilanzielle Ausgleich beträgt nach Ziffer 2.1.2 dann 50 (= 100-50). Der Bilanzkreisverantwortliche würde also entschädigt werden, obwohl die Mindereinspeisung gar nicht auf die Redispatch-Maßnahme zurückzuführen ist. Muss der Anlagenbetreiber diese bilanzielle Entschädigung dann gegenüber dem Netzbetreiber finanziell ausgleichen?</p>	WSW Netz GmbH
310	2.1.3 Auswirkung auf den finanziellen Ausgleich		Es sollte sichergestellt werden, dass die Pflicht zum finanziellen Ausgleich für den Netzbetreiber entgeltwirksam ist (vgl. § 15 Abs. 2 EEG 2017).	Eine Regelung, die § 15 Abs. 2 EEG 2017 entspricht, fehlt bislang.	WSW Netz GmbH
311	2.2.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs	Ist die Ausfallarbeit positiv...		Hier wäre zuvor zu definieren (ggf. unter Begriffen), was positive und was neg. Ausfallarbeit ist (und nicht erst weiter hinten im Text). Auch Pumpleistung kann in beiden Richtungen beaufschlagt werden (Erhöhung der Pumpleistung korrespondiert mit Verringerung von Erzeugungsleistung und umgekehrt).	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
312	2.2.2 Höhe und Durchführung des bilanziellen Ausgleichs	Abregelung von Eigenversorgungsscheiben	Streichen	Die Anwendung von negativem Redispatch bei Eigenversorgung, die nicht in § 27a EEG 2017 umfasst sind, sollte nicht erfolgen. Allenfalls sollte eine streng nachrangige Abregelung von Eigenversorgung erfolgen, ähnlich der Einbeziehung von Anlagen bis 100 kW in den Redispatch 2.0. Falls Eigenversorgung in den Redispatch 2.0 einzubeziehen ist, sind klare Festlegungen zur Berechnung der Eigenversorgungs-Ausfallarbeit, zu Datenaustausch- und Marktprozessen verbindlich vorzugeben (explizit für die eigenversorgten, nicht eingespeisten Strommengen). Beispiel Lebensmittel-Discounter mit 150 kW PV-Anlage Überschusseinspeisung (Einspeise-Marktlotation) und separater Zählpunkt für den Strombezug (Strombezugs-Marktlotation) ohne direkte Marktprozessverbindung zwischen Malo-Einspeisung und Malo-Bezug.	N-ERGIE Netz GmbH
313	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung;	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Wert der Leistungslimitierung;	Falls dem Vorschlag in Nummer 2 Folge geleistet wird.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
314	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	DREWAG NETZ GmbH
315	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	EGT Energie GmbH
316	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
317	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	ENSO NETZ GmbH
318	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen,
319	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	LeineNetz GmbH
320	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
321	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
322	3 Ausfallarbeit	Generelles		Die Formulierungen sind häufig sehr unspezifisch und lassen objektive Kriterien vermissen ("geeignet", "höhere Vergleichbarkeit", ähnliche Bodenrauhigkeit", etc.). Es finden sich darüber hinaus weitere Regelungslücken, die ggf. einen hohen Abstimmungsaufwand zwischen BTR/AB und NB für jede RD-Maßnahme notwendig machen. Hier empfehlen wir eine weitere Konkretisierung durch geeignete Fachgremien.	QUADRA Energy GmbH
323	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
324	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Bad Salzufen GmbH
325	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
326	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
327	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
328	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
329	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
330	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung x Zeit [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen. Arbeit ist Leistung mal Zeit und somit kann Arbeit nicht die Differenz aus zwei Leistungen sein. Es fehlt der Zeitbezug.	Stadtwerke Hilden GmbH
331	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Homburg GmbH
332	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Löbau GmbH
333	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Metzingen
334	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Passau GmbH
335	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Quickborn GmbH
336	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
337	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
338	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
339	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Stadtwerke Zittau GmbH
340	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
341	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
342	3 Ausfallarbeit	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Ausfallarbeit ist - arbeitsbezogen - die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Mit der gegenwärtigen Formulierung wird ein Arbeitswert ("theoretische Einspeisung") und ein Leistungswert ("Redispatch-Leistung") miteinander verglichen.	WSW Netz GmbH
343	3.1 Bestimmung der Redispatch-Leistung	<p>Im Aufforderungsfall gilt beim positiven</p> <p>Redispatch: $P_{RD,i} = \min \{ P_{ist,i}; P_{min,i} \}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW $P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW $P_{min,i}$: die Mindesterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW</p> <p>Im Aufforderungsfall gilt beim negativen</p> <p>Redispatch: $P_{RD,i} = \max \{ P_{ist,i}; P_{max,i} \}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW $P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW $P_{max,i}$: die Höchsterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW</p>	<p>Die Redispatchleistung entspricht der Ist-Leistung während der RD-Maßnahme</p> <p>$P(RD,i) = P(ist,i)$</p>	<p>Eine Unterscheidung bei der Berechnung der Ausfallarbeit zwischen Aufforderungs- und Duldungsfall erscheint nicht sachgerecht. Es kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein EIV im Aufforderungsfall Abweichungen vom vorgegebenen Sollwert absichtlich verursacht. Vielmehr ist davon auszugehen, dass Abweichungen technisch bedingt sind (z. B. Überspringen beim Anfahren des neuen Sollwertes, Abschaltung statt Leistungsreduzierung) und somit auch bei einer Ansteuerung durch den Netzbetreiber passieren würden. Durch die unterschiedliche Ausgestaltung der RD-Leistung und eine einseitige Berücksichtigung bei Übererfüllung erfolgt hieraus ein zusätzliches Risiko. Somit wird der Aufforderungsfall neben dem erhöhten Aufwand nochmals unattraktiver.</p>	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH
344		<p>Im Duldungsfall gilt beim positiven und negativen</p> <p>Redispatch: $P_{RD,i} = P_{ist,i}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW $P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p>			
345	3.1 Bestimmung der Redispatch-Leistung	Im Duldungsfall gilt beim positiven und negativen Redispatch: $P_{RD,i} = P_{ist,i}$	Im Duldungsfall gilt beim positiven und negativen Redispatch: $P_{RD,i} = \max(P_{ist,i}; P_{pred,i})$	Auch im Duldungsfall kann es dazu kommen, dass die vorgegebenen Signal nicht vollständig umgesetzt werden. Die Formel ist korrekt für die Fälle, wenn die Vorgabe korrekt umgesetzt oder untererfüllt wird. Wird die Vorgabe jedoch übererfüllt, d.h. die Anlage reduziert stärker als vorgegeben, würde es zu einer Entschädigung nicht angeforderter Redispatchleistung kommen.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
346	3.1 Bestimmung der Redispatch-Leistung	<p>Im Aufforderungsfall gilt beim positiven Redispatch: $P_{RD,i} = \min \{ P_{Pist,i}; P_{min,i} \}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW</p> <p>$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p> <p>$P_{min,i}$: die Mindesterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW</p> <p>Im Aufforderungsfall gilt beim negativen Redispatch: $P_{RD,i} = \max \{ P_{Pist,i}; P_{max,i} \}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW</p> <p>$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p> <p>$P_{max,i}$: die Höchsterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW</p>	<p>Im Aufforderungsfall gilt beim positiven Redispatch: $P_{RD,i} = \min \{ P_{Pist,i}; P_{min,i} \}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW</p> <p>$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p> <p>$P_{min,i}$: die Mindesterzeugungsmittelwert in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW</p> <p>Im Aufforderungsfall gilt beim negativen Redispatch: $P_{RD,i} = \max \{ P_{Pist,i}; P_{max,i} \}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW</p> <p>$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p> <p>$P_{max,i}$: die Höchsterzeugungsmittelwert in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW</p> <p>Im Duldungsfall gilt beim positiven und negativen Redispatch: $P_{RD,i} = P_{ist,i}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW</p> <p>$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p>	<p>Es sollte der jeweilige Extremwert von Viertelstundenmittelwerten gebildet werden und nicht aus Viertelstundenmittelwert und Viertelstundenextremwert (wie Minimum oder Maximum), was die bisherige Formulierung allerdings zulassen würde.</p> <p>Alternativ: für das gesamte Dokument zentral aufnehmen, dass es sich jeweils um Mittelwerte handelt</p>	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
347		<p>Im Duldungsfall gilt beim positiven und negativen Redispatch: $P_{RD,i} = P_{ist,i}$</p> <p>$P_{RD,i}$: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW</p> <p>$P_{ist,i}$: tatsächlicher Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i in kW</p>			
348	3.1 Bestimmung der Redispatch-Leistung (Aufforderungsfall bei negativem Redispatch)	<p>$P_{RD,i} = \max (P_{ist,i}; P_{max,i})$</p>	<p>$P_{RD,i} = P_{ist,i}$</p>	<p>Bei der von der BNetzA vorgeschlagenen Regelung wird der Einsatzverantwortliche, falls die Anlage z.B. träge reagiert, im Zweifelsfall über dem von den Netzbetreibern angewiesenen Punkt bleiben. Falls er nämlich die Anlage zu weit abregelt, fehlen im bilanziellen Ausgleich (Prognosemodell) oder im finanziellen Ausgleich (Planwertmodell) Mengen.</p> <p>Die bisher vorgeschlagene asymmetrische Regelung führt für den Einsatzverantwortlichen dazu, dass Abweichungen vom Redispatch-Sollwert unterschiedlich zu bepreisen sind. Und dies birgt die Gefahr von Fehlanreizen.</p>	ENGIE Deutschland AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
349	3.1 Bestimmung der Redispatch-Leistung	PRD,i = Pist,i (im Abschnitt "Im Duldungsfall gilt beim positiven und negativen Redispatch:")	PRD,i = max(Pist,i , Pmax, i) Pmax, i : die Höchsterzeugung in der Viertelstunde i, die sich aus der Vorgabe des Netzbetreibers ergibt, in kW	Bei der bisherigen Ermittlung der Ausfallarbeit (gemäß Leitfaden zum Einspeisemanagement) wird der angeforderte Sollwert des Netzbetreibers für die Berechnung des [PRD,i] berücksichtigt. Entfällt die Berücksichtigung dieses Sollwerts des Netzbetreibers, steigen die Redispatch Kosten für die Netzbetreiber bei negativem Redispatch an. Im Rahmen der Vorgaben zur Spitzabrechnung (Anlage 1, Kapitel 3.2.2.1 letzter Abschnitt sowie Anlage 1, Kapitel 3.2.3.1 letzter Abschnitt) steht, dass unter anderem nichtgeplante (und somit nicht gemeldete) Nichtverfügbarkeiten in der Berechnung zur Ausfallarbeit als Beschränkung berücksichtigt werden sollen. Ohne die von uns vorgeschlagene Anpassung der Formel, ist die Berücksichtigung von nichtgeplanten Nichtverfügbarkeiten in der Berechnung der Ausfallarbeit nicht möglich. Eine genaue Anlasyse über die individuellen Gründe eines niedrigeren [Pist,i] als [Pmax,i] ist seitens des Netzbetreibers nicht möglich. Der Netzbetreiber kann nur standardmäßig annehmen, dass es sich um kurzfristige, nicht gemeldete Nichtverfügbarkeiten handelt, welche somit als Beschränkung zu berücksichtigen sind.	EWE NETZ GmbH
350	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung wird angenommen, dass sie nur für negativen Redispatch eingesetzt werden.	Bei Anlagen mit fluktuierender Erzeugung im Prognosemodell wird angenommen, dass sie nur für negativen Redispatch eingesetzt werden.	Anlagen mit fluktuierender Erzeugung im Planwertmodell die z.B. ausgeforderte sind oder wegen 6h-Regel nicht einspeisen, könnten hier aber auch andere Interessen / Anreize haben und abweichend davon doch über die Planungsdaten positives Redispatchpotential melden / anbieten.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
351	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	DREWAG NETZ GmbH
352	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	EGT Energie GmbH
353	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
354	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	ENSO NETZ GmbH
355	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
356	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	LeineNetz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
357	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Netzgesellschaft Lübeck mbH
358	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
359	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
360	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Bad Salzungen GmbH
361	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
362	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
363	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Eschwege GmbH
364	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Eschwege GmbH
365	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Fürstfeldbruck GmbH
366	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Hilden GmbH
367	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Homburg GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
368	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Löbau GmbH
369	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Metzingen
370	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Passau GmbH
371	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Quickborn GmbH
372	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
373	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
374	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
375	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Stadtwerke Zittau GmbH
376	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
377	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	Teutoburger Energie Netzwerk eG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
378	3.2 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Ausfallarbeit ist die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Redispatch-Leistung [...]	Verschiebung des Satzes zu Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3	Die Ermittlung der Ausfallarbeit wird erst bei Ziffer 3.2 bzw. Ziffer 3.3 näher erläutert. Die gegenwärtige Dopplung der Ermittlungsmethodik bezogen auf die Ausfallarbeit ist verwirrend.	WSW Netz GmbH
379	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.	Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse werden monats-scharf ausgeführt. Eine Änderung im Laufe des Monats würden zu unverhältnismäßigen Aufwendungen führen.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
380	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen.	Streichung	Die Wahl des Abrechnungsverfahrens sollte grundsätzlich unabhängig vom Bilanzierungsverfahren erfolgen. Der zusätzliche Aufwand im Spitzabrechnungsverfahren steht für Anlagen mit nur wenigen Eingriffen im Jahr in keinem Verhältnis zum wirtschaftlichen Nutzen.	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH
381	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	vereinfachte Spitzabrechnung	Hinweis: In den Unterlagen des BDEW wurde die "vereinfachte Spitzabrechnung" auch als "Spitz-Light-Abrechnung" (kurz: Spitz Light) bezeichnet. Diese Begrifflichkeit findet sich noch in einigen Passagen der Anlagen. Eine konsistente, d. h. einheitliche Nutzung der Begrifflichkeit sollte sichergestellt werden.	Klarstellung.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
382	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.	Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse werden monats-scharf ausgeführt. Eine Änderung im Laufe des Monats würde zu unverhältnismäßigen Aufwendungen führen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
383	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	„Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern.“	Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber oder ein von ihm benannter Dritter die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 5. Werktag des Folgemonats – zu liefern.	Drei Werktage stellen die Anlagenbetreiber vor zu große Herausforderungen, besonders auch bei Feiertagen oder dem Jahreswechsel. Bisher ist es auch den Netzbetreibern nach Einspeisemanagementmaßnahmen oftmals nicht möglich gewesen innerhalb einer so kurzen Frist die für die Abrechnung notwendigen Daten bereitzustellen.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
384	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	„Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage je Kalenderjahr. Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt. Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.“	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist. Eine Änderung der Abrechnungsvariante kann der Anlagenbetreiber darüber hinaus bis zum 30.11. eines jeden Jahres für das Folgejahr verlangen.	Es ist ungeregt, mit welcher Frist ein "freier" Wechsel der Abrechnungsvariante vorgenommen werden kann. Anlagen die zum ersten eines Monats in die ungefördernde Direktvermarktung wechseln (...müssen, z.B. Weiterbetriebsanlagen) können auch erst dann einem Abrechnungsmodell zugeordnet werden.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
385	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt.	Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber oder ein durch diesen beauftragter Dritter, z.B. ein Direktvermarkter, bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt. Der Anlagenbetreiber oder ein durch diesen beauftragter Dritter kann bis zum 31.08.2021 eine Änderung der initialen Zuordnung durch den Anschlussnetzbetreiber beantragen, die bis zum 30.09.2021 umzusetzen ist.	Was, wenn das der Anschlussnetzbetreiber die Meldung prozessual nicht rechtzeitig umsetzen kann? Was wenn die Zuordnung fehlerhaft ist? Was wenn der Anlagenbetreiber eine andere Zuordnung wünscht (Beim Einbezug von Anlagen bis 100kW sind sehr viele Anlagen betroffen)?	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne
386	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine Wetterdaten gemessen werden und sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.	Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine Wetterdaten gemessen werden oder sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.	Weil nicht garantiert werden kann, dass alle Netzbetreiber rechtzeitig gemessene Wetterdaten verarbeiten können, sollte durch eine oder-Bedingung auch die Nutzung von Referenzanlagenwerten oder anderen geeigneten Wetterdaten möglich sein, sofern sich Anlagenbetreiber und NB entsprechend abstimmen.	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne
387	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage je Kalenderjahr. Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt.	Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage je Kalenderjahr. Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen ab 01.10.2021 erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt.	Abgleich mit UseCases Wechsel des Abrechnungs- und Bilanzierungsmodells erforderlich.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
388	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern.	Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Die Bereitstellung der Wetterdaten kann alternativ auch durch den Netzbetreiber nach Abstimmung mit dem Anlagenbetreiber erfolgen.	Damit entfällt eine Schnittstelle und der Prüfaufwand beim Netzbetreiber reduziert sich.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
389	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine Wetterdaten gemessen werden und sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.	Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.	Wir sehen beide Verfahren als gleichwertig an und sehen bei Anwendung der vereinachten Spitzabrechnung in Verbindung mit einer Bereitstellugn der Daten durch den Netzbetreiber (Wegfall der Schnittstelle) weiteres Optimierungspotenzial.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
390	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Wenn die Anwendung der Spitzabrechnung und der vereinfachten Spitzabrechnung nicht möglich ist, kommt die Pauschal-Abrechnung zur Anwendung.		Damit hat der Anlagenbetreiber kein Wahlrecht bezüglich des Pauschalabrechnungsverfahrens - dies würde nur bei SEP-Einspeisungen zur Anwendung kommen	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
391	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage je Kalenderjahr.	Die Festlegung auf eine Abrechnungsvariante erfolgt durch den Anlagenbetreiber für jede Anlage je Kalenderjahr. Der Anlagenbetreiber kann die Zuordnung an den EIV abtreten.		EnBW Energie Baden-Württemberg AG
392	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt	Die initiale Zuordnung zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bzw. dienstleistend durch den EIV bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt		EnBW Energie Baden-Württemberg AG

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
393	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen.	zu streichen	Die Pauschal-Abrechnung trägt wesentlich zur Verringerung des Abrechnungsaufwands bei und sollte frei wählbar sein.	ENGIE Deutschland AG
394	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen.	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung oder der vereinfachten Spitzabrechnung zuzuordnen. Industrielle KWK-Anlagen, deren Erzeugung und Einsatzplanung aufgrund besonderer Restriktionen in Verbundstandorten fluktuiert, können auch der Pauschal-Abrechnung zugeordnet werden.	Eine Prognose der kombinierten KWK- und EFB-Anlagen innerhalb des Produktionsverbundes ist teils schwierig und die Fahrweise ist auch für den kurzfristigen Bereich durch viele Faktoren wie dem anfallenden Abfallstrom, der Dampfdruckregelung und den Märkten bestimmt. Aufgrund der hohen Volatilität und Dargebotsabhängigkeit in der Planung wäre eine Bewertung auf Basis der Pauschal-Abrechnung somit für industrielle KWK-Anlagen innerhalb eines Produktionsverbundes sinnvoll.	Evonik Operations GmbH
395	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Bei Spitzabrechnung oder vereinfachter Spitzabrechnung hat der Anlagenbetreiber die Wetterdaten unverzüglich – spätestens bis zum 3. Werktag des Folgemonats – zu liefern. Tut er dies nicht, bildet der Netzbetreiber geeignete Ersatzwerte auf Basis von Referenzanlagen oder Wetterdaten und rechnet auf dieser Basis ab.	Klarstellen	Klarzustellen ist, ob auch der Anlagenbetreiber berechtigt ist, Ersatzwerte zu bilden und unter Einhaltung der Fristen an den Netzbetreiber zu übermitteln. (vgl. auch Anmerkung zu Anlage 2 Kapitel III. 1.1.2.)	N-ERGIE Netz GmbH
396	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Wenn die Anwendung der Spitzabrechnung und der vereinfachten Spitzabrechnung nicht möglich ist, kommt die Pauschal-Abrechnung zur Anwendung.	Klarstellen	Klarzustellen ist, unter welchen objektiven Voraussetzungen die Anwendung des Spitz- oder des vereinfachten Spitzabrechnungsverfahrens nicht möglich ist und ob die Pauschal-Abrechnung auch anzuwenden ist, wenn bei der betreffenden Anlage bereits in demselben Kalenderjahr eine Abrechnung nach dem Spitz- oder dem vereinfachten Spitzabrechnungsverfahren erfolgte.	N-ERGIE Netz GmbH
397	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine Wetterdaten gemessen werden und sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.	Die Anwendung der vereinfachten Spitzabrechnung setzt voraus, dass an der Anlage keine verwendbaren Wetterdaten gemessen werden oder sich Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber auf die Nutzung geeigneter Wetterdaten oder Messdaten von geeigneten Referenzanlagen einigen.	Vorhandene Messdaten müssen nicht zwangsläufig zur Ermittlung von Ausfallarbeit geeignet sein (Störungen, Fehler, Drift, etc.).	QUADRA Energy GmbH
398	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Wenn die Anwendung der Spitzabrechnung und der vereinfachten Spitzabrechnung nicht möglich ist, kommt die Pauschal-Abrechnung zur Anwendung.		Wie wird eine Einigung zu Spitz light zwischen NB und AB erreicht? Kann NB Spitz light widersprechen und auf Pauschal bestehen? Es fehlt ein klares Bekenntnis zu Spitz light als zu präferierendes Verfahren gegenüber Pauschal.	QUADRA Energy GmbH
399	3.2.1 Abrechnungsvarianten bei Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.	Im Übrigen hat der Anlagenbetreiber ein Recht zur initialen Zuordnung zum Monatsbeginn bei einer neuen oder wesentlich geänderten Anlage sowie bei Wechsel des Anlagenbetreibers oder Bilanzkreisverantwortlichen, dessen Bilanzkreis die betroffene Einspeisestelle zugeordnet ist.	Abrechnungs- und Bilanzierungsprozesse werden monats-scharf ausgeführt. Eine Änderung im Laufe des Monats würde zu unverhältnismäßigen Aufwendungen führen.	Westfalen Weser Netz GmbH
400	3.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See	nicht vorhanden	Zur Ermittlung der Ausfallarbeit ist der tatsächlich gemessene Leistungsmittelwert der abrechnungsrelevanten Zähleinrichtung zu nutzen. Bei mehreren Windenergieanlagen, die über eine gemeinsame Zähleinrichtung verfügen, erfolgt die Aufteilung des Leistungsmittelwertes nach dem jeweiligen Referenzertrag der Windenergieanlage (§ 24 Abs. 3 EEG).	Es ist eine Regelung aufzunehmen, dass auf die abrechnungsrelevante Zähleinrichtung abgestellt wird und wie die Aufteilung bei mehreren Windenergieanlagen erfolgen soll.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
401	3.2.2 Windenergieanlagen an Land und Windenergieanlagen auf See	Hierbei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von 1,225 kg/m ³ zu verwenden.	Hier bei ist die Leistungskennlinie mit einer Luftdichte von 1.225 kg/m ³ und einer maximalen Schrittlänge von 0,5 m/s zu verwenden.	Ein Mindestmaß an verfügbaren Datenpunkten muss gewährleistet sein.	QUADRA Energy GmbH
402	3.2.2.1 Spitzabrechnung	tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW	tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte. Es sind nur die 1/4-h auszuwählen in denen der Leistungsmittelwert > 10% der Nennleistung beträgt.	Windkraftanlagen haben bei Schwachwind unterschiedlich Fahrweise, die auch nicht bei jeder Windkraftanlage gleich ist. Sie sind dann innerhalb der 1/4-h teilweise im Motor- und teilweise im Generatorbetrieb. Da Redispatch eher zu Zeiten von erhöhter Einspeisung stattfinden wird, sollte auch der Referenzwert nicht durch Erzeugungsschwache Zeiten (Anlage taumelt) verfälscht werden.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
403	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen. Hierzu können die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten vergleichbaren Anlage als Ersatzwert angenommen werden.	In der Praxis sind Anlagen teilweise Monatelang in der Einspeisung eingeschränkt. Die Ermittlung sachgerechter Werte für 1h vor Redispatch erweist sich in diesen Fällen als schwierig. Damit die Realität in der 1h vor Redispatch besser abgebildet werden kann, sollen Ersatzwerte von benachbarten Anlagen in der 1h vor Redispatch genutzt werden dürfen.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
404	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, genehmigungsrechtliche Auflagen, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen. Hierzu können die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten Anlage als Ersatzwert angenommen werden.	In der Praxis sind Anlagen teilweise monatelang in der Einspeisung eingeschränkt. Die Ermittlung sachgerechter Werte für 1 h vor Redispatch erweist sich in diesen Fällen als schwierig. Damit die Realität in der 1 h vor Redispatch besser abgebildet werden kann, sollen Ersatzwerte von benachbarten Anlagen in der 1 h vor Redispatch genutzt werden dürfen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
405	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Pvor,ist: tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW.	Pvor,ist: tatsächlich gemessener Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt und mit einer Nennleistung > 0 kW eingespeist werden konnte, in kW	Ansonsten kann die Berechnungsvorschrift die Ausfallarbeit stark verfälschen.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
406	3.2.2.1 Spitzabrechnung	<p>Pvor,theo: ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW</p> <p>[...]</p> <p>Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch ein geeignetes Messgerät an der Gondel oder der Rotornabe der jeweiligen Windkraftanlage.</p>	<p>Alternativ und zur Plausibilitätsprüfung ermitteln die Übertreibungsnetzbetreiber anhand der Windgeschwindigkeitsmessungen der Wetterdienste postleitzahlen-scharf (auf drei bzw. vier Stellen der Postleitzahl) und für unterschiedliche Nabenhöhen die Windgeschwindigkeiten am Standort und veröffentlichen diese (bspw. auf netztransparenz.de).</p> <p>Vorteile dieses Verfahrens:</p> <p>a) Klare transparente Struktur b) Keine nachträglichen Klärungspunkte zwischen Anlagen- und Netzbetreiber wie bei den SCADA-Werten c) Einfache Nachvollziehbarkeit als bei den Scada-Werten. d) Höhere Genauigkeit als bei den Scada-Werten e) Volkswirtschaftlich günstigster, da kein Mehraufwand bei der Berechnung und Kontrolle der Scada-Werte</p>	<p>Die Spitzabrechnung Wind basiert auf den Scada-Werten des Gondelanemometers. Hierbei kann es zu gleich mehreren Ungenauigkeiten kommen:</p> <p>a) Die Scada-Werte sind häufig lückenhaft und haben teilweise falsche Werte gespeichert. b) Die Daten des Gondelanemometers sind nicht geeicht und damit ungenau. c) Das Gondelanemometer befindet sich hinter dem Rotor, liefert also nicht die reale Windgeschwindigkeit. d) Die Daten des Gondelanemometers werden nachträglich von vielen Herstellern mit einem nicht veröffentlichten Skalierungswert multipliziert, um die Windgeschwindigkeit vor dem Rotor zu erhalten. Somit sind die gespeicherten Daten in den Scada-Werten nicht die gemessenen Daten. e) Die Daten des Gondelanemometers können nach Punkt d) also angepasst werden. Somit würde die Möglichkeit einer Beeinflussung bestehen, da der Anlagenbetreiber natürlich hohe Windgeschwindigkeiten erhalten möchte, um dann mittels der Leistungskennlinie eine erhöhte Entschädigung zu bekommen. f) Die Scada Werte liegen nur in 10-Minuten-Intervallen vor. Hierzu muss auf eine Viertelstunde gemittelt werden.</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
407	3.2.2.1 Spitzabrechnung	<p>Pvor,theo:ermittelter theoretischer Leistungsmittelwert in den letzten vier vollständig gemessenen Viertelstunden vor der Redispatch-Maßnahme, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, in kW „Die Messung der Windgeschwindigkeit erfolgt durch ein geeignetes Messgerät an der Gondel oder der Rotornabe der jeweiligen Windkraftanlage.“</p>	<p>Ergänzen: Alternativ und zur Plausibilitätsprüfung ermitteln die ÜNB PLZ-scharf anhand der Windgeschwindigkeitsmessung der Wetterdienste die Windgeschwindigkeiten am Standort und veröffentlichen diese. (Bspw. auf netztransparenz.de)</p>	<p>Die Scada-Werte der Windenergieanlagen sind teilweise lückenhaft. Darüber hinaus sind die Messdaten der Gondelanemometer sehr ungenau. Gerade bei stehenden Anlagen wird die Windgeschwindigkeitsmessung oft stark verfälscht. Außerdem werden die reinen Messdaten innerhalb der Scada-Systeme der Hersteller mit einem nicht veröffentlichtem Skalierungswert multipliziert um die reale Windgeschwindigkeit vor dem Rotor besser abschätzen zu können. Die Messdaten liegen in den Systemen überdies in 10-Minuten – Intervallen vor und müssen fehleranfällig auf 15-Minuten-Werte transferiert werden.</p>	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
408	3.2.2.1 Spitzabrechnung	<p>Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.</p>		<p>Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.</p>	DREWAG NETZ GmbH
409	3.2.2.1 Spitzabrechnung	<p>Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet.</p>	<p>Ferner wird mit Hilfe der Leistungskennlinie für die letzten vier Viertelstunden, in denen uneingeschränkt eingespeist werden konnte, vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde gebildet. Uneingeschränkt meint hier, dass die Anlage in ihrer Leistungsabgabe vollständig verfügbar ist und das Leistungswerte größer 0 in jeder 0,25 h vorliegen.</p>	<p>Der Aspekt, welcher Vergleichszeitraum zu wählen ist, ist enorm wichtig. Insbesondere bei einer Windflaute kurz vor der Redispatchmaßnahme kann es dazu kommen, dass die Vergleichswerte nicht den tatsächlichen Zustand während der Maßnahme widerspiegeln. 0-Leistungswerte sind nicht repräsentativ für die mögliche Leistungsabgabe während der Redispatchmaßnahme.</p>	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
410	3.2.2.1 Spitzabrechnung	<p>Die theoretische Erzeugungsleistung ist bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2017 zu bestimmen.</p>	<p>Das Produkt aus Pvor,ist / Pvor,theo * Ptheo,i ist für die weitere Berechnung der Ausfallarbeit auf die Größe der installierten Nennleistung der einzelnen Anlage begrenzt.</p> <p>Die theoretische Erzeugungsleistung ist bei Windenergieanlagen in Abhängigkeit von der gemessenen Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der zertifizierten Leistungskennlinie der Windenergieanlage gemäß Anlage 2 Nr. 5 EEG 2017 zu bestimmen.</p>	<p>Die Begrenzung ist bereits im Leitfaden 3.0 enthalten. Dadurch wird die Entschädigungsfähigkeit auf die durch die einzelne Anlage mögliche Einspeisung und die damit verbundene maximal mögliche Entschädigungshöhe eingegrenzt. Auf diesem Wege werden unplausibel hohe Ausfallmengen, die im Verhältnis zur installierten Anlagenleistung nicht möglich wären, unterbunden.</p>	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
411	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	EGT Energie GmbH
412	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
413	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	ENSO NETZ GmbH
414	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
415	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	LeineNetz GmbH
416	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Leistungskennlinie	Übermittlung der Leistungskennlinie im Rahmen der Stammdatenbereitstellung durch den Anlagenbetreiber je Windenergieanlage/technischer Ressource (Ergänzung in Anlage 2, Kapitel 2.1 erforderlich).	Es ist festzulegen, zu welchem Zeitpunkt, über welche Prozessschnittstelle und in welchem Datenformat die zwingend erforderliche Leistungskennlinie je Windenergieanlage zur Ermittlung der theoretischen Leistung im Spitz- und im vereinfachten Spitzabrechnungsverfahren von dem Anlagenbetreiber im Rahmen des Redispatch-Prozesses an den Netzbetreiber zu übermitteln ist. Vorschlag: Übermittlung im Rahmen der Stammdatenbereitstellung durch den Anlagenbetreiber je Windenergieanlage/technischer Ressource (Ergänzung in Anlage 2, Kapitel 2.1 erforderlich).	N-ERGIE Netz GmbH
417	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
418	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
419	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Bad Bramstedt Netz GmbH
420	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Bad Salzuflen GmbH
421	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Buxtehude GmbH
422	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Crailsheim GmbH
423	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Eschwege GmbH
424	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Eschwege GmbH
425	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Fürstenfeldbruck GmbH
426	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerte Hilden GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
427	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Homburg GmbH
428	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Löbau GmbH
429	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Metzingen
430	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Passau GmbH
431	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Quickborn GmbH
432	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
433	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
434	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
435	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Stadtwerke Zittau GmbH
436	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
437	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
438	3.2.2.1 Spitzabrechnung	Soweit die Windenergieanlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel [...], sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.		Es sollte klargestellt werden, welche durchschnittliche Leistung gemeint ist.	WSW Netz GmbH
439	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	„Die Referenzanlage muss im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern.“	Ergänzen: Angemessene Vergleichswerte sind neben gleicher Oberflächenrauigkeit auch insbesondere gleiche Nabenhöhe und Anlagenhöhe über NN.	Gerade die Höhe ist in Bezug auf die Windgeschwindigkeit ein entscheidener Faktor und sollte mit genannt werden, um Missverständnisse zu vermeiden.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
440	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	DREWAG NETZ GmbH
441	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass die Eingangsdaten für die Windgeschwindigkeit entweder von einem Prognosedienstleister oder von einer geeigneten Referenzanlage stammen	Die vereinfachte Spitzabrechnung entspricht der Spitzabrechnung mit dem Unterschied, dass die Eingangsdaten für die Windgeschwindigkeit entweder von einem (geeigneten) Prognosedienstleister anhand anerkannter wissenschaftlicher Verfahren oder von einer geeigneten Referenzanlage stammen.	Es ist sicherzustellen, dass die Werte, die durch den Prognosedienstleister bereitgestellt werden, qualitätsgesichert sind.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
442	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	EGT Energie GmbH
443	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
444	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	ENSO NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
445	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
446	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	LeineNetz GmbH
447	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
448	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
449	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
450	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Bad Salzufen GmbH
451	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
452	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
453	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Eschwege GmbH
454	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Eschwege GmbH
455	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
456	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Hilden GmbH
457	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Homburg GmbH
458	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Löbau GmbH
459	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Metzingen
460	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Passau GmbH
461	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Quickborn GmbH
462	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
463	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
464	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
465	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Stadtwerke Zittau GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
466	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
467	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
468	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern. Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	Westfalen Weser Netz GmbH
469	3.2.2.2 Vereinfachte Spitzabrechnung	Bei Windenergieanlagen an Land müssen die Daten mindestens postleitzahlenscharf vorliegen.	Satz streichen	Die Referenzanlage muss ohnehin im räumlichen Zusammenhang mit der abrechnungsrelevanten Anlage stehen und angemessene Vergleichswerte liefern (siehe weiter unter bei Ziffer 3.2.2.2). Es ist nicht zielführend, darüber hinaus die "Postleitzahlenschärfe" zu fordern.	WSW Netz GmbH
470	3.2.2.3 Pauschal-Abrechnung		Streichung des Pauschalverfahrens für Wind	Die betroffenen Netzbetreiber müssen für die Netzberechnungen die reale Erzeugung der TR bestimmen. Der Vermarkter (oft auch der ÜNB) vermarktet die reale Erzeugung der Windkraftanlage. Im Gesetz ist hinterlegt, dass der Anlagenbetreiber so gestellt wird, als wenn es die Maßnahme nicht gegeben hat. Wird nun diese TR, wenn Sie im Pauschalverfahren ist, durch Redispatch in der Fahrweise verändert, müssen der Vermarkter und auch der Netzbetreiber von einem Energetischen Ausgleich ausgehen, der der letzte 1/4-h der Erzeugung vor der Maßnahme entspricht. Da beide zu dem Zeitpunkt keinen Zugriff auf die geeichte Zählung haben, werden sie Annahmen treffen, die vermutlich voneinander abweichen. Diese Abweichungen müssen durch Regelenergie ausgeglichen werden und schwächen somit das System. Der Vermarkter muss dann unverzüglich im ID-Markt Anpassungen in der Bewirtschaftung vornehmen, das erzeugt Aufwand. Im bisher betriebenen Einsman Prozess war das Pauschalverfahren unschädlich, da es keinen energetischen Ausgleich gab. Im Ergebnis fördert das Pauschalverfahren den Einsatz von Regelenergie und sollte daher unbedingt gestrichen werden Ein Pauschalverfahren für größere Anlagen erscheint nicht mehr sachgerecht in einer digitalisierten Welt.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
471	3.2.2.3 Pauschal-Abrechnung	Anlagenfaktor PV		Die für die Pauschalabrechnung vorgeschlagenen Werte für den Anlagenfaktor der PV beziehen sich auf eine Quelle aus dem Jahr 2013. Da aus Gründen der Verhältnismaßigkeit und der Effektivität zur Klärung von Netzengpässen voraussichtlich wenige PV-Anlagen über das Pauschal-Abrechnungsverfahren tatsächlich in den Redispatch einbezogen werden, sind die vorgeschlagenen Werte zunächst tragbar. Jedoch sollten die Abrechnungen auch im pauschalen Verfahren zeitnah mit aktuellen Werten oder einer aktualisierten Methode versehen werden, da die Anlagenanzahl bei PV-Anlagen erheblich groß ist, um dies zu rechtfertigen. Wir schlagen eine regelmäßige Überprüfung vor, z.B. alle 3 bis 5 Jahre.	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
472	3.2.2.3 Pauschal-Abrechnung	Bei Pauschal-Abrechnung entspricht die Ausfallarbeit der Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert vor der Maßnahme (P0) und der Redispatch-Leistung der Redispatch-Anweisung (PRD,i).	Bei Pauschal-Abrechnung entspricht die Ausfallarbeit der Differenz zwischen dem letzten vollständig gemessenen Leistungsmittelwert (wobei $P(0) > 0$) vor der Maßnahme (P0) und der Redispatch-Leistung der Redispatch-Anweisung (PRD,i).	O-Leistungswerte sind nicht repräsentativ und sollten nicht berücksichtigt werden	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
473	3.2.3.1 Spitzabrechnung	Der Vergleichszeitraum entspricht den gemessenen Viertelstunden im Zeitraum von 0:00 bis 24:00 Uhr.	Der Vergleichszeitraum entspricht den gemessenen Viertelstunden im Zeitraum von 0:00 bis 24:00 Uhr. Es sind nur die 1/4-h auszuwählen in denen der Leistungsmittelwert > 10% der Nennleistung beträgt.	PV-Anlagen haben teilweise eine maginale Nachteinspeisung, dieses "Flackern" sollte nicht mit in die Bestimmung der Ausfallarbeit gehen. Da Redispatch eher zu Zeiten von erhöhter Einspeisung stattfinden wird, sollte auch der Referenzwert nicht durch Erzeugungsschwache Zeiten (Nachts, Sonnenaufgang, Sonnenuntergang) verfälscht werden.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
474	3.2.3.1 Spitzabrechnung	Soweit die Solaranlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen.	Soweit die Solaranlage unabhängig von der Redispatch-Maßnahme Einspeiseeinschränkungen unterfiel (z. B. marktgetriebene Reduzierung, geplante oder nichtgeplante Nichtverfügbarkeiten), sind diese bei der Bestimmung der durchschnittlichen Leistung zu berücksichtigen. Hierzu können die letzten vier Viertelstunden vor der Viertelstunde, in der die Redispatch-Maßnahme beginnt, der durchschnittliche theoretische Leistungsmittelwert je Viertelstunde einer benachbarten vergleichbaren Anlage als Ersatzwert angenommen werden.	In der Praxis sind Anlagen teilweise Monatelang in der Einspeisung eingeschränkt. Die Ermittlung sachgerechter Werte für 1h vor Redispatch erweist sich in diesen Fällen als schwierig. Damit die Realität in der 1h vor Redispatch besser abgebildet werden kann, sollen Ersatzwerte von benachbarten Anlagen in der 1h vor Redispatch genutzt werden dürfen.	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
475	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	DREWAG NETZ GmbH
476	3.2.3.1 Spitzabrechnung	Der Vergleichszeitraum entspricht den gemessenen Viertelstunden im Zeitraum von 0:00 bis 24:00 Uhr.	Der Vergleichszeitraum beginnt am Vortag der Redispatchmaßnahme 0:00 Uhr und endet am Tagesbeginn der Redispatchmaßnahme um 0:00 Uhr	Präzisierung unter Vermeidung der unüblichen Nutzung von 24 Uhr. 24 Uhr sollte nicht genutzt werden, da dadurch ein Zeitpunkt zwei unterschiedliche n Bezeichnungen hat.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
477	3.2.3.1 Spitzabrechnung	Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Maßnahme (Gi) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen.	Das Produkt aus $P_{vz,ist} / G_{vz} * G_i$ ist für die weitere Berechnung der Ausfallarbeit auf die Größe der installierten Nennleistung der einzelnen Anlage begrenzt. Für die Berechnung der theoretischen Einspeisung werden bei Spitzabrechnung Messwerte eines geeigneten, an der Anlage installierten Messgerätes verwendet, um die Einstrahlleistung für jede Viertelstunde der Maßnahme (Gi) sowie für den Vergleichszeitraum zu bestimmen.	Die Begrenzung ist bereits im Leitfaden 3.0 enthalten. Dadurch wird die Entschädigungsfähigkeit auf die durch die einzelne Anlage mögliche Einspeisung und die damit verbundene maximal mögliche Entschädigungshöhe eingegrenzt. Auf diesem Wege werden unplausibel hohe Ausfallmengen, die im Verhältnis zur installierten Anlagenleistung nicht möglich wären, unterbunden.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
478	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	EGT Energie GmbH
479	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
480	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	ENSO NETZ GmbH
481	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
482	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	LeineNetz GmbH
483	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
484	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
485	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
486	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Bad Salzufen GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
487	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
488	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
489	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
490	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Eschwege GmbH
491	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
492	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum [kW]	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Hilden GmbH
493	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Homburg GmbH
494	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Löbau GmbH
495	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Metzingen
496	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Passau GmbH
497	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Quickborn GmbH
498	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
499	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
500	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
501	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Stadtwerke Zittau GmbH
502	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
503	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
504	3.2.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Ist-Einspeisung im Vergleichszeitraum in kW	durchschnittliche Ist-Leistung im Vergleichszeitraum	Es dürfte entscheidend auf die Leistung, nicht auf die Einspeisung ankommen.	WSW Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
505	3.2.3.3 Pauschal-Abrechnung		Streichung des Pauschalverfahrens für PV	Die betroffenen Netzbetreiber müssen für die Netzberechnungen die reale Erzeugung der TR bestimmen. Der Vermarkter (oft auch der ÜNB) vermarktet die reale Erzeugung der PV Anlage. Im Gesetz ist hinterlegt, dass der Anlagenbetreiber so gestellt wird, als wenn es die Maßnahme nicht gegeben hat. Wird nun diese TR, wenn Sie im Pauschalverfahren ist, durch Redispatch in der Fahrweise verändert, müssen der Vermarkter und auch der anfordernde Netzbetreiber von einem Energetischen Ausgleich ausgehen, der nicht der realen Erzeugung entspricht. Hier gibt es dann eine Sommer- und eine Winterkurve, die an allen Tagen dann gleich ist und nur 4 unterschiedliche Leistungen kennt (Blockbildung). Ab dem Start der Maßnahme müssen nun der anfordernde NB und der Vermarkter die TR gem. der vereinfachten Blockbildung vermarkten. Sobald nun der anfordernde NB oder der Vermarkter hier nicht sachgerecht reagiert, entstehen Abweichungen im System. Diese Abweichungen müssen durch Regelenergie ausgeglichen werden und schwächen somit das System. Der Vermarkter muss dann unverzüglich im ID-Markt Anpassungen in der Bewirtschaftung vornehmen, das erzeugt Aufwand. Im bisher betriebenen Einsman Prozess war das Pauschalverfahren unschädlich, da es keinen energetischen Ausgleich gab. Im Ergebnis fördert das Pauschalverfahren den Einsatz von Regelenergie und sollte daher unbedingt gestrichen werden	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
506				Heutzutage werden Kleinstanlagen (SLP) durch Hochrechnungsverfahren bilanziert und auch dessen Ausfallarbeit bestimmt. Ein Pauschalverfahren für größere Anlagen erscheint nicht mehr sachgerecht in einer digitalisierten Welt.	
507	3.2.3.3 Pauschal-Abrechnung		Bei der Pauschalabrechnung Solar sollte das jetzige Modell einer jahreszeitenabhängigen Berechnung mit nur vier Stützstellen durch eine Mittelwertberechnung der 30 sonnenreichsten Tage des Jahres mit viertelstündlicher Auflösung ersetzt werden. Dies ist weder für den Übertragungsnetzbetreiber noch für den Anlagenbetreiber mehr Aufwand, da bei einer Abregelung sowieso beide Parteien ihre Daten auf die Viertelstunde genau aufbereiten müssen. Die Mittelwertbildung der 30 sonnenreichsten Tage in Deutschland sollte auf den Onlinehochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber basieren. Die Annahme der 30 sonnenreichsten Einspeisungstage ist konservativ, da die Daten über Deutschland gemittelt sind und somit die Spitzen geglättet werden. Des Weiteren finden Redispatch-Maßnahmen von PV-Anlagen logischerweise eher zu sonnenstarken Zeiträumen statt, als an Tagen mit mittlerer oder geringer PV-Einspeisung.	An sonnenreichen Sommertagen kann es durch das Pauschalverfahren zu Fehlern von bis zu 50 Prozent bezogen auf die Nennleistung kommen. Der Anlagenbetreiber verliert dabei einen entsprechend hohen Prozentsatz seiner Erzeugungsentschädigung.	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
508	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	DREWAG NETZ GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
509	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	EGT Energie GmbH
510	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Energieversorgung Halle Netz GmbH
511	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	ENSO NETZ GmbH
512	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung		Neu: 3.3.3 "Ermittlung der Entschädigungshöhe" - Vollständige Integration des Kapitel 4 BDEW Leitfaden Ausfallarbeit	Neben den Ausführungen zur Bestimmung der Ausfallarbeit, ist es essentiell auch die Grundlagen inkl. Beispiele für die Ermittlung der Entschädigungshöhe darzustellen. Insbesondere bei KWK-fähigen EE-Anlagen, wie Biogasanlagen, gibt es eine Vielzahl von Parametern, welche regelmäßig betrachtet werden müssen. Neben für KWK-Anlagen allgemeingültigen Aspekten wie die entgangene Einspeisevergütung und entgangene Wärmeerlöse inkl. entstehender Folgekosten für Wärmekunden, sollten einige biogasspezifische Sonderfälle betrachtet werden. Dabei handelt es sich unter anderem um entgangene Entsorgungserlöse oder die für die Zwischenlagerung der Abfälle, welche nicht verwertet werden können, entstehenden Kosten. Weiterhin muss beachtet werden, dass das bei Biogasanlagen entstehende Gas nicht beliebig lang zwischengespeichert werden kann. Zwar wird ein Großteil des deutschen Anlagenparks flexibel betrieben, doch die Gasspeicherkapazität der Anlagen begrenzt sich zumeist auf einen Zeitraum von vier bis acht Stunden. Da die Anlagen mit einer Fahrplanfahrweise Zusatz Erlöse generieren, kann nicht grundsätzlich vom einem leeren Gasspeicher bei einer negativen Redispatchmaßnahme ausgegangen werden. Sollte aus diesem Grund Gas abgepackelt werden müssen, da die Produktion die Speicherkapazität übersteigt, sind dem Anlagenbetreiber insbesondere die bei der Produktion des Gases entstandenen Kosten zu ersetzen.	Fachverband Biogas e.V.
513	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
514	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	LeineNetz GmbH
515	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Netzgesellschaft Lübbecke mbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
516	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Netzgesellschaft Potsdam GmbH
517	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung		Neu: 3.3.3 "Ermittlung der Entschädigungshöhe" - Vollständige Integration des Kapitel 4 BDEW Leitfaden Ausfallarbeit	Neben den Ausführungen zur Bestimmung der Ausfallarbeit, ist es essentiell auch die Grundlagen inkl. Beispiele für die Ermittlung der Entschädigungshöhe darzustellen. Insbesondere bei KWK-fähigen EE-Anlagen, wie Biogasanlagen, gibt es eine Vielzahl von Parametern, welche regelmäßig betrachtet werden müssen. Neben für KWK-Anlagen allgemeingültigen Aspekten wie die entgangene Einspeisevergütung und entgangene Wärmeerlöse inkl. entstehender Folgekosten für Wärmekunden, sollten einige biogasspezifische Sonderfälle betrachtet werden. Dabei handelt es sich unter anderem um entgangene Entsorgungserlöse sowie die für die Zwischenlagerung der Abfälle, welche nicht verwertet werden können, entstehenden Kosten. Weiterhin muss beachtet werden, dass das bei Biogasanlagen entstehende Gas nicht beliebig zwischengespeichert werden kann. Zwar wird ein Großteil des deutschen Anlagenparks flexibel betrieben, doch die Gasspeicherkapazität der Anlagen begrenzt sich zumeist auf einen Zeitraum von vier bis acht Stunden. Da die Anlagen mit einer Fahrplanfahrweise Zusatzerlöse generieren, kann nicht grundsätzlich vom einem leeren Gasspeicher bei einer negativen Redispatchmaßnahme ausgegangen werden. Sollte aus diesem Grund Gas abgefackelt werden müssen, da die Produktion die Speicherkapazität übersteigt, sind insbesondere die bei der Produktion des Gases entstandenen Kosten dem Anlagenbetreiber zu ersetzen.	Next Kraftwerke GmbH
518	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
519	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Bad Salzufen GmbH
520	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Buxtehude GmbH
521	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Crailsheim GmbH
522	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
523	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Eschwege GmbH
524	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
525	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.	anstatt fluktuierend den Begriff volatil wählen (siehe auch oben Punkt 3)	Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Hilden GmbH
526	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Homburg GmbH
527	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Löbau GmbH
528	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Metzingen
529	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Passau GmbH
530	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Quickborn GmbH
531	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
532	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
533	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
534	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Stadtwerke Zittau GmbH
535	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
536	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	Teutoburger Energie Netzwerk eG
537	3.3 Bestimmung der Ausfallarbeit bei Anlagen mit nicht-fluktuierender Einspeisung	Anlagen im Planwertmodell sind der Spitzabrechnung zuzuordnen.		Es sollte erläutert werden, ob und inwieweit die Ausführungen unter Ziffer 3.2.1 entsprechend gelten.	WSW Netz GmbH
538	3.3.1 Spitzabrechnung	Pplan,i: durchschnittliche Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex-ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Verfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von Pplan,i zu berücksichtigen	Pplan,i: durchschnittliche Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex-ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtbeanspruchbarkeiten Verfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von Pplan,i zu berücksichtigen	Redaktionelle Anpassung	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
539	3.3.1 Spitzabrechnung	Pplan,i: durchschnittliche Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß Ex ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Verfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von Pplan,i zu berücksichtigen.	Pplan,i: durchschnittliche Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß Ex ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Nichtverfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von Pplan,i zu berücksichtigen.	Redaktionelle Anpassung	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
540	3.3.1 Spitzabrechnung	durchschnittliche Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex-ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Verfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von Pplan,i zu berücksichtigen	durchschnittliche geplante Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme gemäß ex-ante-Fahrplan in kW; soweit die Einspeisung aufgrund sonstiger Gründe (z. B. ungeplante Verfügbarkeit) beeinträchtigt ist, sind diese bei der Bestimmung von Pplan,i zu berücksichtigen		E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
541	3.3.1 Spitzabrechnung	... PRD,i: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW	... PRD,i: durchschnittliche Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW	Präzisierung: Es sollte einheitlich von der durchschnittlichen Leistung in der relevanten Viertelstunde die Rede sein.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
542	3.3.2 Pauschalabrechnung	... PRD,i: Redispatch-Leistung in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW	... PRD,i: Redispatch-Leistungsmittelwert in der Viertelstunde i während der Redispatch-Maßnahme in kW	Präzisierung: Es sollte einheitlich vom Leistungsmittelwert in der relevanten Viertelstunde die Rede sein.	E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
543	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Typofehler	50Hertz / Amprion / TransnetBW / TenneT
544	Anhang	Der Anschlussnetzbetreiber übermittelt monatlich zum 10. Werktag des Folgemonats für den Monat an den Anlagenbetreiber je Anlage:		Hier sollte dem Anlagenbetreiber ein Recht zur Anforderung und Überprüfung der Zuordnung zugrundeliegenden Daten eingeräumt werden, insbesondere der Planungsdaten des NBs. Die Wahl des Bilanzierungsmodells hat für den Betreiber / EIV wesentlichen Einfluss auf seine Geschäftstätigkeit; die beschriebene Bewertung durch den NB ist für den BTR / EIV nicht nachvollziehbar / transparent.	BayWa r.e. Clean Energy Sourcing GmbH
545	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Für Testphase müssen für mindestens vier aufeinander folgende Wochen (lediglich unterbrochen durch Viertelstunden, in denen Redispatch-Maßnahmen stattgefunden haben oder Zeiten, in denen Regelleistung erbracht wurde) Planungsdaten zu mindestens 2016 (21 Tage à 96 Viertelstunden) auswertbaren Viertelstunden vorliegen.	Für die Testphase müssen dem ANB für einen hinreichend aktuellen, zurückliegenden und mindestens 4-wöchigen Zeitraum mindestens vier aufeinander folgende Wochen (lediglich unterbrochen durch Viertelstunden, in denen Redispatch-Maßnahmen stattgefunden haben oder Zeiten, in denen Regelleistung erbracht wurde) ex-post Planungsdaten zu mindestens 2016 (21 Tage à 96 Viertelstunden) auswertbaren Viertelstunden vorgelegt werden. Es sind die viertelstundenscharfen Planungsdaten zu übermitteln, die spätestens 60 Minuten vor Beginn der betroffenen Viertelstunde vorliegen.	Klarstellung.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
546	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Zusammen mit der Anmeldung zum Planwertmodell übermittelt der Anlagenbetreiber die hierfür erforderlichen Prognosen und Ist-Daten.	Zusammen mit der Anmeldung zum Planwertmodell übermittelt der Anlagenbetreiber die hierfür erforderlichen Prognosen und Zählwerte.	Ist-Daten müssen nicht zwingen die Zählwerte sein. Da im Text ansonsten auch Zählwerte benannt werden, sollte dies hier einheitlich sein.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
547	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Auf die Testphase wird verzichtet, wenn der Anlagenbetreiber oder der von ihm beauftragte Einsatzverantwortliche bereits mindestens eine Anlage im Planwertmodell hat, die mindestens den Status „grün“ oder „gelb“ hat.	Auf die Testphase wird verzichtet, wenn der Anlagenbetreiber oder der von ihm beauftragte Einsatzverantwortliche bereits mindestens eine Anlage im Planwertmodell hat, die mindestens den Status „grün“ oder „gelb“ hat. Zusätzlich zum Status wird dem ANB die ID der Anlage offengelegt.	Hier wurde der Operativ-Test gänzlich ersetzt. Wenn dies so sein soll, dann sollte dem ANB, bei welchem die SR zum Planwertmodell angemeldet werden soll, zusätzlich zum Status eine ID der bereits zugelassenen SR offengelegt werden, damit deren korrekter Status überprüft werden kann.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
548	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Status „rot“ vorliegt.	Tippfehler: Statt Prognosemodell muss beim ersten Mal Planwertmodell stehen. Statt "Zustand" sollte man, wie oben definiert, "Status" schreiben.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
549	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Auf die Testphase wird verzichtet, wenn der Anlagenbetreiber oder der von ihm beauftragte Einsatzverantwortliche bereits mindestens eine Anlage im Planwertmodell hat, die mindestens den Status „grün“ oder „gelb“ hat.	Auf die Testphase wird verzichtet, wenn der Anlagenbetreiber oder der von ihm beauftragte Einsatzverantwortliche bereits mindestens eine vergleichbare Anlage im Planwertmodell hat, die mindestens den Status „grün“ oder „gelb“ hat. Vergleichbar bedeutet, dass die Anlage den gleichen Energieträger hat und die installierte Leistung der anzumeldenden Anlage (plus/minus 10 %) mit der bereits im Planwertmodell befindlichen Anlage vergleichbar ist.	Ein pauschaler Verzicht auf Prüfung wird kritisch gesehen. Beispiel: Eine 200-kW-Kleinanlage ist im Planwertmodell auf „gelb“, EIV möchte nun seinen 100-MW-Windpark ohne Testphase in das Planwertmodell überführen. Hier sollte Spielraum gelassen werden, zunächst Planungsdaten einzufordern. NB haben wenig Interesse, den Wechsel in das Planwertmodell zu verhindern, wenn die Rahmenbedingungen gemäß Kriterienkatalog erfüllt sind.	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
550	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Fehlt in Entwurf	<p>Datenanforderungen an Planungsdaten im Planwertmodell Als Planungsdaten zur Bewertung der Prognosegüte werden die t-60 Min. vor Erfüllung übermittelten Intraday-Planungsdaten (= Intraday-Fahrplan) in viertelstündlicher Auflösung herangezogen. Nicht in den Planungsdaten inbegriffen sind beispielsweise Prognosen von Wetterdaten. Weitere Anforderungen: <ul style="list-style-type: none"> •Alle technischen oder steuerbaren Ressourcen, für die eine Prognose geliefert wird, verfügen über eine registrierende Messung (RLM). •Alle technischen oder steuerbaren Ressourcen, für die eine gemeinsame Prognose geliefert wird, haben eine gleichartige Wirkung auf den Netzknoten (mit ANB abzustimmen). •Alle Anlagen, für die eine gemeinsame Prognose geliefert wird, befinden sich im selben Abrechnungs-Bilanzkreis. •Alle MaLo der steuerbaren Ressource sind dem selben Abrechnungs-Bilanzkreis zugeordnet. </p> <p>1.1.2. Ausnahmen und Sonderfälle</p> <p>Nicht direktvermarktete EEG-Anlagen Aufgrund der Komplexität im Zusammenspiel der beteiligten Rollen im Rahmen der EEG-Einspeisevergütung ist die Anwendung des Planwertmodells für EEG-Anlagen, welche sich nicht in einer Form der EEG-Direktvermarktung befinden, nicht zulässig.</p>		Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
551	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung		<p>Der Anlagenbetreiber / Stromhändler muss transparent und nachvollziehbar darlegen, wie er den MAE(AB) berechnet.</p> <p>Genauso muss der Netzbetreiber transparent und nachvollziehbar darlegen, wie er den MAE(NB) berechnet.</p> <p>Es muss klar definiert werden, auf welchen Zeithorizont sich der MAE von Anlagenbetreiber / Stromhändler und Netzbetreiber bezieht. Hierzu könnte der Day Ahead-Fahrplan als auch der Intraday-Fahrplan (t-1h oder t-1/4 Stunde) herangezogen werden.</p>	<p>Für den Anlagenbetreiber ist es gleichgültig, ob seine Anlage über das Prognose- oder Planwertmodell bilanziert wird, da er in beiden Fällen den Marktwert vom Stromhändler entschädigt bekommt. Für den vom Anlagenbetreiber beauftragten Stromhändler hingegen ist das Planwertmodell anzustreben: Aufgrund der Option, eine gemeinsame Prognose für mehrere Anlagen (saldierte Werte) abzugeben, bietet sich dem Stromhändler unter bestimmten Umständen die Möglichkeit, das Modell zu seinem eigenen Vorteil zu manipulieren.</p> <p>Auch der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, den von ihm gelieferten MAE-Wert zu seinen Gunsten zu manipulieren.</p> <p>In der jetzigen Fassung der Anlage 1 wird nur erläutert, dass</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber monatlich mitteilt, wie hoch der MAENB für dessen Anlagen ist. 2. der Anlagenbetreiber / Stromhändler dem Netzbetreiber den von ihm berechneten MAEAB vorlegt. <p>Die Berechnung der Werte ist für die jeweilige Gegenseite nicht transparent, nicht nachvollziehbar und somit auch nicht überprüfbar.</p>	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
552				<p>Es gibt zudem keine Erläuterung, auf was der MAE bezogen wird: den Day Ahead Fahrplan, den Intraday-Fahrplan t-1h oder der Intraday-Fahrplan t-1/4 -Stunde. Je nachdem, von welcher Annahme hier ausgegangen wird, ergeben sich sehr unterschiedliche Anforderungen an die Anzahl der abzugebenden Fahrpläne. So gibt aktuell ein Stromhändler für einen Bilanzkreis in einer Regelzone einen Day Ahead-Fahrplan und potentiell 10 bis 20 Intraday-Fahrpläne ab. Diese Fahrpläne sind jedoch saldiert und somit unbrauchbar für die Einstellung der korrespondierenden Fahrpläne der Netzbetreiber bei Abregelung eines Windparks im Redispatch. Für den Fall, dass dem Netzbetreiber vorab die Fahrpläne für jeden einzelnen Zählpunkt zuzusenden sind, müsste der Stromhändler nun (bei angenommenen 1.000 Wind- bzw. Solarparks im Bilanzkreis) somit 1.000 Day Ahead Fahrpläne bzw. bis zu 96.000 Intraday-Fahrpläne pro Tag liefern.</p> <p>Ebenfalls wird nicht geklärt, was im Falle einer "Nichtversendung" der Fahrpläne durch ein Datenbankproblem passiert. Ein kurzer Zeitraum könnte hier bereits ausreichen, um für den entsprechenden Monat die maximale Größe von 1,5 gegenüber dem MAENB zu reißen und somit in das Prognosemodell zurückzufallen.</p>	
553	Anhang: Seite 10: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Als Planungsdaten für die Beurteilung der Prognosegüte werden Intraday-Planungsdaten in viertelstündlicher Auflösung herangezogen, die spätestens 60 Minuten vor Beginn der betroffenen Viertelstunden übermittelt werden.Eine gemeinsame Prognose für mehrere Anlagen ist möglich, wenn die Anlagen eine gleichartige Wirkung auf den Netzknoten haben und ihre Einspeisung demselben Bilanzkreis zugeordnet wird. (Nur Energieträger spezifisch). „	Der MAE des Prognose des Netzbetreibers ist dem Anlagenbetreiber / EIV zu übermitteln. Die Berechnung des MAE muss nachvollziehbar sein.	Um als Anlagenbetreiber in das Planwertmodell zu kommen, muss die die Prognosegenauigkeit nachgewiesen werden dazu wird das Verhältnis zwischen MAE der Direktvermarkterprognose und MAE des Netzbetreibers ermittelt.Dazu heißt es im Dokument (Abs. 3):„Für Anlagen im Planwertmodell wird die Prognose monatlich anhand von ¼ Stunden bestimmt.“Da der Netzbetreiber nur monatlich den MAE an den Anlagenbetreiber übermittelt, ist dieser schwer nachvollziehbar und intransparent. Es nicht klar, wie der Anlagenbetreiber (EIV) den MAE seiner Prognose nachweist. Sendet er nachträglich den anlagenspezifischen Fahrplan an den NB? Dann hat er immer die Möglichkeit selbst im vornherein zu prüfen, ob sein MAErel. unter 1,5 liegt.Im Übrigen ist nicht erläutert, auf welchen Fahrplan sich der MAE bezieht. Dies könnte Day Ahead oder Intraday oder Intraday 1h vor Lieferung oder die letzte Viertelstunde vor Lieferung sein? Hierbei kann es zu schwer handhabbaren Datenmengen kommen. (z.B.: 96 ¼ h – Werte je Anlage) Je näher man am Erfüllungszeitpunkt ist, werden die Prognosedaten unwichtiger und die Onlinedaten der Scada-Systeme werden relevanter.Muss der MAE bei jeder Abrechnung neu mit angegeben werden? Der Aufwand wäre erheblich und es könnte zu einem mehrfachen Wechsel vom Planwertmodell in das Prognosemodell innerhalb des Jahres kommen.	Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
554	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Korrekturhinweis, falsches Wort.	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne
555	Anhang	Der Anschlussnetzbetreiber bestimmt monatlich den Wert der Prognosegüte als mittleren relativen absoluten Fehler (siehe Formel). Auf Basis der berechneten Werte weist der Anschlussnetzbetreiber monatlich der Anlage einen Status zu (siehe Tabelle).		Das beschriebene Verfahren ermöglicht dem Anlagenbetreiber nicht, die Prognosegüte des Netzbetreibers zu prüfen. Damit ist aus Sicht des Anlagenbetreibers die Zuordnung durch den Netzbetreiber willkürlich, da die Daten des Netzbetreibers auch ex-post angefertigt werden könnten, um eine Zuordnung zu einem bestimmten Verfahren zu begründen.	Bundeverband Neue Energiewirtschaft e.V. - bne

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
556	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	DREWAG NETZ GmbH
557	Anhang Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.		E.ON SE für die im Begleitschreiben genannten VNB
558	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	EGT Energie GmbH
559	Anhang	Der Nachweis ausreichender Prognosegüte für Anlagen im Prognosemodell erfolgt während einer Testphase vor der Zuordnung der Anlage zum Planwertmodell	Der Nachweis ausreichender Prognosegüte für Anlagen im Prognosemodell erfolgt während einer Testphase vor der Zuordnung der Anlage zum Planwertmodell exemplarisch für einen Anlage		EnBW Energie Baden-Württemberg AG
560	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zurück zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.		EnBW Energie Baden-Württemberg AG
561	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Energieversorgung Halle Netz GmbH
562	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	rein redaktionell	ENGIE Deutschland AG
563	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	ENSO NETZ GmbH
564	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Zusammen mit der Anmeldung zum Planwertmodell übermittelt der Anlagenbetreiber die hierfür erforderlichen Prognosen und Ist-Daten.	Während der Durchführung dieser Testphase liefert der Anlagenbetreiber die zur Prüfung der Prognosegüte notwendigen ex-ante Prognosen und Ist-Werte.	Die Beurteilung der Prognosegüte auf Basis von ex-post Prognosen und Ist-Werten birgt die Gefahr, dass Prognosen auf die vorliegenden Messungen optimiert wurden.	EWE NETZ GmbH
565	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	GSW Gemeinschaftsstadtwerke GmbH Kamen, Bönen, Bergkamen
566	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	LeineNetz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
567	Anhang	Der Anschlussnetzbetreiber bestimmt monatlich folgende Werte: (...) Der Nachweis ausreichender Prognosegüte für Anlagen im Prognosemodell erfolgt während einer Testphase vor der Zuordnung der Anlage zum Planwertmodell.	Der Anschlussnetzbetreiber bestimmt monatlich folgende Werte: Angewendet wird die Einstufung der Prognosegüte anhand des relativen Fehlers nach einer Einführungsphase von einem Jahr, bis die Anlagenbetreiber die Prognosequalität ihres Netzbetreibers einschätzen können.	Wir empfehlen in der Einführungsphase ein größere Toleranz bei der Beurteilung der Prognosegüte. Einerseits kann es ein Vorteil sein, dass die relative Qualität der Prognose an der Prognosegüte des Netzbetreibers orientiert wird: so muss der Anlagenbetreiber zu Zeiten oder Orten mit besonders schwieriger Prognose nicht besser als der Netzbetreiber prognostizieren. Andererseits ist damit die Möglichkeit der Teilnahme eines Anlagenbetreibers am (erstrebenswerten, weil marktnäheren) Planwertverfahren an ein variables, nicht beeinflussbares, und zumindest in der Anfangszeit nicht schätzbares Kriterium gekoppelt. Dies stellt ein großes Risiko dar. Kritisch sehen wir insbesondere die Tatsache, dass auf Basis von relativen Abweichungen Entscheidungen getroffen werden sollen, ohne das klar ist, wie hoch solche Abweichungen typischerweise sein werden und wie sie sich über die Zeiträume und Regionen unterscheiden. Folgende Punkte sind zu beachten: - Einspeiseschwache Monate haben tendenziell höhere Prognoseabweichungen. Dort können wenige Zeitpunkte möglicherweise entscheidend für die Einstufung auf den Status rot sein. Während in einspeiseschwachen Monaten eine absolut kleine Abweichung relevant für eine Einstufen in "rot" sein kann, ist unter Umständen eine große Abweichung in einspeisestarken Monaten nicht relevant.	MVV Energie AG
568				- Die Prognosegüte des Netzbetreibers ist für den Anlagenbetreiber gänzlich unbekannt und wird erst ex post nach Monatsende übermittelt. Der EIV ist stets daran interessiert, eine bestmögliche Prognose für jede Anlage zu erstellen. Allerdings ist es dem EIV nicht möglich, zu beurteilen ob möglicherweise ein anderes Prognoseverfahren (des Netzbetreibers) besser ist. Hätte der EIV diese Information frühzeitig, könnte er kurzfristig gegensteuern und die Prognosen deutlich verbessern. Wir empfehlen daher eine tägliche Übermittlung der Prognosequalität. Im Sinne der allgemeinen Verbesserung von Prognosedaten, wäre statt der Übermittlung der Prognosequalität eine Übermittlung der Prognose des Netzbetreibers ebenfalls wünschenswert. Aufgrund der Unsicherheit in der Bewertung der Prognosegüte schlagen wir vor, zunächst nicht ein einseitiges Recht zur Umstellung in das Prognosemodell des Netzbetreibers, sondern eine Abstimmung zwischen den Parteien festzulegen, wenn der Status auf "rot" springt. Mindestens sollten aber die möglichen Abweichungen großzügiger gestaltet werden. Wenn die Erkenntnisse über die Prognosegüten klarer sind, können die Abweichungen in einen engeren Rahmen gesetzt werden.	
569	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Netzgesellschaft Lübbecke mbH
570	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Netzgesellschaft Potsdam GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
571	Anhang Wechsel von Prognose- nach Planwertmodell			<p>1. Wie kann ein fairer Wettbewerb der Prognosequalität gewährleistet und damit ein fairer Zugang zum Planwertmodell durch die NB ermöglicht werden? Es sollte also im Prognosemodell sichergestellt werden, dass der NB seine Prognosen an den AB/EIV übermittelt, so dass die umgekehrte Prognoseevaluierung vor einem Antrag des AB/EIV auf Wechsel in das Planwertmodell möglich ist. Dies würde gleichzeitig sicherstellen, dass kein sinnloses Hin- und Herwechseln passiert.</p> <p>2. Der mittlere, monatliche MAE einer guten Prognose für einen durchschnittlichen Windpark liegt zwischen etwa 15 und 50% der mittleren Einspeisung, je nach Komplexität und Auftreten von regulatorischen Nichtbeanspruchbarkeiten. Die Werte variieren aufgrund der stark fluktuierenden Ist-Einspeisung nur schwach mit dem Vorhersagehorizont (Day-Ahead oder Kurzfrist). Aus diesem Grund hat die Auswahl konkreter, gültiger Datenpunkte eines Zeitraums für eine Evaluierung starke Auswirkungen auf das Ergebnis. Dies legt nahe, die Kriterien für die Erreichung und zur Beibehaltung des Planwertmodells weicher zu gestalten, um zu häufige Wechsel innerhalb der Modelle zu vermeiden. Siehe dazu auch Punkt 1.</p>	QUADRA Energy GmbH
572				<p>3. Das Kriterium "Im Mittel der letzten sechs Monate gilt $MAE_{rel} > 1$ und durchgängig $ME_{AB} < 0$ oder durchgängig $ME_{AB} > 0$." ist abzulehnen. Wir haben durch die Art der Nichtbeanspruchbarkeiten bei EE-Anlagen einen gerichteten Fehler, d.h. die reale Einspeisung tendiert aufgrund nicht-planbarer Nichtbeanspruchbarkeiten immer zu niedrigeren Werten als eine gute Prognose. Eine Prognose kann dies nur durch eine statistische Berücksichtigung der Ausfall-Wahrscheinlichkeiten tun, was dann aber ebenfalls über längere Zeiträume zu systematischen Fehlern führen kann. Wir empfehlen daher, dieses Kriterium mit $MAE_{rel} > 1,2$ zu kombinieren.</p>	
573	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Bad Bramstedt Netz GmbH
574	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Bad Salzufen GmbH
575	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Buxtehude GmbH
576	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Crailsheim GmbH
577	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Eschwege GmbH
578	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Eschwege GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
579	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Fürstenfeldbruck GmbH
580	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Hilden GmbH
581	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Homburg GmbH
582	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Löbau GmbH
583	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Metzingen
584	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Passau GmbH
585	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Quickborn GmbH
586	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Schweinfurt GmbH
587	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Steinburg GmbH, als Dienstleister der Stadtwerke Brunsbüttel GmbH, der Stadtwerke Glückstadt GmbH, der Stadtwerke Itzehoe GmbH und der Stadtwerke Wilster
588	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Waldshut-Tiengen GmbH
589	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Stadtwerke Zittau GmbH
590	Anhang		Ergänzung einer angemessenen Wartefrist für den erneuten Wechsel vom Prognosemodell ins Planwertmodell, wenn eine Erzeugungsanlage zuvor entweder freiwillig vom Planwertmodell in das Prognosemodell gewechselt hat oder durch den ANB "zwangsgewechselt" wurde.	Ziel der Regelung ist, zu verhindern, dass Anlagenbetreiber immer wieder / sehr oft zwischen Prognose- und Planwertmodell hin und her wechseln, da dies beim ANB jedes Mal einen Aufwand für die Anpassungen im System verursacht.	SWB Netz GmbH
591	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
592	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Treten bei Anlagen im Planwertmodell wiederholt ungenügende Prognose auf, [...]	Treten bei Anlagen im Planwertmodell wiederholt ungenügende Prognosen auf, [...]	Korrektur	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
593	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Treten bei Anlagen [...], kann der Anschlussnetzbetreiber die Anlage ohne Zustimmung [...].	Treten bei Anlagen [...], kann der Anschlussnetzbetreiber die Anlagen ohne Zustimmung [...].	Korrektur, je nach gewünschter Aussage muss ggfs. alternativ beides in den Singular korrigiert werden	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
594	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Einspeisung	Die Anlage ist im Zustand „orange“ und in den letzten drei Monate gilt mindestens zweimal MAErel > 1,2.	Entweder: Die Anlage ist im Zustand „orange“ und für die vorangegangenen drei Monatswerte gilt mindestens zweimal MAErel > 1,2. Oder: Die Anlage ist im Zustand „orange“ und für die vorangegangenen zwei Monatswerte gilt mindestens einmal MAErel > 1,2.	Soll das zweite oder dritte Eintreten des Zustands bestraft werden? Aufgrund der Ex-post-Betrachtung muss das deutlicher formilert werden. Gleiches gilt für die "gelb"-Bewertung	TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
595	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	Teutoburger Energie Netzwerk eG
596	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Für Anlagen im Planwertmodell wird die Prognosegüte monatlich anhand von Viertelstunden bestimmt, in denen keine Redispatch- oder Regelleistungsmaßnahme stattgefunden hat. Sind in einem Monat weniger als 1344 Viertelstunden (14 Tage à 96 Viertelstunden) an Zählwerten bewertbar, wird für diese Zeiträume die anhand der gemessenen Wetterdaten berechnete theoretische Einspeisung verwendet. Der Anschlussnetzbetreiber bestimmt monatlich folgende Werte:	Für Anlagen im Planwertmodell wird die Prognosegüte monatlich anhand von Viertelstunden bestimmt, in denen keine Redispatch- oder Regelleistungsmaßnahme stattgefunden hat. Sind in einem Monat weniger als 1344 Viertelstunden (14 Tage à 96 Viertelstunden) an Zählwerten bewertbar, wird für diese Zeiträume die anhand der gemessenen Wetterdaten berechnete theoretische Einspeisung verwendet. Der Anschlussnetzbetreiber bestimmt während der Testphase monatlich folgende Werte:	Unserer Meinung nach ergibt sich aus der Formulierung nicht eindeutig, ob der Anschlussnetzbetreiber die Feststellung des Status auch nach der Testphase weiterführen muss. Falls dies der Fall ist, sollte dies deutlich formuliert sein. Die dauernde Feststellung des Status bedeutet für den Anschlussnetzbetreiber jedoch einen zusätzlichen Aufwand, der nur vereinzelt, nämlich dann wenn eine Anlage vom Planwertmodell in das Prognosemodell überführt wird, zu einer Verbesserung der Redispatch-Prozesse führt. Es muss daher ein hoher Aufwand betrieben werden, um einen vergleichsweise kleinen Vorteil zu erzielen. Im Wesentlichen werden bei einer dauernden Feststellung des Status alle fluktuierenden Erzeuger im Netzgebiet doppelt prognostiziert. Wir schlagen vor, dass der Anschlussnetzbetreiber nach Abschluss der initialen Testphase nach eigenem Ermessen die Feststellung des Status weiterführen kann, bzw. wieder starten kann, wenn sich zwischen den vom EIV gelieferten Planwerten und den Ist-Werten (gemessenen Werten) eine auffällig hohe Abweichung ergibt. Mit diesem Vorgehen kann der Aufwand beim Netzbetreiber verringert werden. Die Anforderungen an entsprechende Prognosesoftware kann beim Anschlussnetzbetreiber verringert werden.	Westfalen Weser Netz GmbH

Lfd.	Kapitel	Originaltext	Vorgeschlagene Änderung	Begründung	Unternehmen/ Verband etc.
597	Anhang: Kriterienkatalog Planwertmodell für Anlagen mit fluktuierender Erzeugung	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlage in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand „rot“ vorliegt.	Nach Abschluss der initialen Testphase kann der Anschlussnetzbetreiber nach eigenem Ermessen die Bestimmung des Status durchführen. Stellt der Anschlussnetzbetreiber dabei den Status "rot" fest, ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt die Anlage, die sich im Planwertmodell befindet, in das Prognosemodell zu überführen.	Folgeanpassung von Begründung Nr.5	Westfalen Weser Netz GmbH
598	Anhang	Nach Zuordnung zum Prognosemodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Nach Zuordnung zum Planwertmodell ist der Anschlussnetzbetreiber berechtigt, die Anlagen in das Prognosemodell zu überführen, wenn der Zustand "rot" vorliegt.	Redaktionsversehen	WSW Netz GmbH