

BEE-Stellungnahme

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung
des Energieleitungsausbaus

Drucksache 19/7375 vom 28.01.2019

Berlin, 18. Februar 2019



Inhalt

Zusammenfassung der wichtigsten Punkte	3
Beschleunigung des Netzausbaus	3
65 Prozent Erneuerbare Energien Ziel auf eine gesetzliche Grundlage stellen.....	3
Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch	3
Korrektur der Übergangsbestimmungen für Vergütungsregelungen	4
BlmSchG-Genehmigung auch für Sondervolumen	5
Ausweisung einer Testfläche für Offshore Windenergieanlagen.....	5
Artikel 1: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes	6
Einbezug von Erneuerbare Energien-Analgen in den Redispatch	6
Klarheit bei kalkulatorischen Kosten und dem Mindestfaktor schaffen.....	6
Klarstellungen zur Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung.....	8
Zu §13 a Abs. 1a EnWG: Informationspflicht	9
Keine Unterscheide bei Entschädigungen für erneuerbare und konventionelle Anlagen....	10
Transparenz von Festlegungen durch die BNetzA.....	10
Artikel 5 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	12
65%-Ziel – Aufnahme in das EEG	12
Korrektur der Übergangsbestimmungen für Vergütungsregelungen für Photovoltaik-Anlagen zwischen 40 und 750kWp nach § 48 bzw. § 100 EGG	12
BlmSchG-Genehmigung auch für Sondervolumen	12
Artikel 14: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung	13
Bilanzieller und energetischer Ausgleich darf nicht engpassverstärkend sein.....	13
Artikel 21: Inkrafttreten	14
Ausweisung einer Testfläche für Offshore-Windenergieanlagen	14

Zusammenfassung der wichtigsten Punkte

Das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG) adressiert Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus, die der BEE vollumfänglich begrüßt. Daneben enthält es Regelungen, die die Einbeziehung Erneuerbarer Energien-Anlagen in den Redispatch ermöglichen sollen. Aus Sicht des BEE gibt es hier aber noch einige offene Fragen, die vor der endgültigen Verabschiedung des Gesetzes geklärt werden müssen.

Beschleunigung des Netzausbaus

Der BEE begrüßt die Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus ausdrücklich. Die stärkere Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern bei der Genehmigung von Ausbauprojekten ist längst überfällig. Mit der Vereinfachung der Verfahren zur Nutzung von Bestandstrassen wird eine schnell wirkende Maßnahme geschaffen, um die Netzkapazität zu erhöhen. Sehr zu begrüßen ist auch die Möglichkeit, durch die Verlegung von Leerrohren für die Zukunft zu planen. Dadurch kann das Netz zukünftig schnell und kosteneffizient an einen wachsenden Transportbedarf angepasst werden. Um die Akzeptanz für den Netzausbau zu stärken, wird es von entscheidender Bedeutung sein, betroffene Bürger in einem transparenten Prozess rechtzeitig und umfassend zu informieren und angemessen zu beteiligen. Für die Erhöhung der Geschwindigkeit des Netzausbaus ist es auch notwendig, die Belange von Anwohnern, Betroffenen und Bürgern zu berücksichtigen und einen Ausgleich mit dem Naturschutz zu erreichen.

65 Prozent Erneuerbare Energien Ziel auf eine gesetzliche Grundlage stellen

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel eines Anteils Erneuerbarer Energien im Stromsektor von 65 Prozent formuliert. Dieses Ziel muss verbindlich im EEG verankert werden. Anhand dieses gesetzlichen Zieles muss ein Zeit- und Mengengerüst für langjährig verlässliche Rahmenbedingungen aufgestellt werden. Trotz der begrüßenswerten Sonderausschreibungsmengen bis 2021 ist weitere Planungssicherheit bis 2030 nicht gegeben. Da Projekte in der Onshore-Windenergie drei bis fünf Jahre und im Bereich Offshore-Windenergie fünf bis sieben Jahre Vorlauf benötigen, muss die nötige Planungssicherheit jetzt geschaffen werden. Die Vorschläge der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung zeigen, dass für das 65-Prozent-Ziel für Erneuerbare Energien im Stromsektor wichtige Rahmenbedingungen gesetzt werden müssen.

Einbeziehung Erneuerbarer Energien in den Redispatch

Erneuerbare Energien sind in den vergangenen Jahren zur tragenden Säule der Energieversorgung geworden und stellen sich der Verantwortung, die sich hieraus ergibt. So leisten Erneuerbare Energien bereits heute über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement. Der heutige Prozess weist jedoch Nachteile auf, denn eine rechtzeitige Information des Betreibers bleibt ebenso aus wie der Ausgleich des betroffenen Bilanzkreises. Dies würde sich im Rahmen der Einbeziehung der Erneuerbaren in den Redispatch ändern. Es muss jedoch sichergestellt sein, dass ein vollständiger Bilanzkreisausgleich erfolgt und unter allen Beteiligten Einigkeit über anzusetzende Kosten und die tatsächliche Einspeisung besteht.

Um den zusätzlichen CO₂-Ausstoß im Rahmen von Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen so gering wie möglich zu halten, muss in besonderem Maße sichergestellt werden, dass konventi-

onelle Kraftwerke weitgehend abgeregelt sind, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatch erfolgt. Ansonsten würde die durch andere Maßnahmen zu schließende Lücke zur Erreichung der Klimaziele weiter anwachsen.

Im Gesetzesentwurf wird vorgeschlagen, dies mit Hilfe eines kalkulatorischen Preises für den Einbezug von Erneuerbaren Energien-Anlagen und eines sogenannten Mindestfaktors zu organisieren. Die Kombination dieser beiden Komponenten übernimmt die wichtige Aufgabe, den Vorrang für Erneuerbare Energien zu gewährleisten. Besonders der Mindestfaktor ist daher so zu wählen, dass die Einbeziehung von Erneuerbaren Energien nur erfolgt, wenn hierdurch mindestens die 10-fache konventionelle Leistung ersetzt werden kann. Zusätzlich sollte die Einsparung bezüglich der im Jahresdurchschnitt eingesenkten Redispatch-Arbeit (MWh) mindestens 20% betragen.

Zu begrüßen ist auch, dass erstmals Lasterhöhung als Redispatchmaßnahme benannt wird. Diese Maßnahme ist besonders geeignet, die zusätzlichen CO₂ Emissionen, die durch die konventionelle Bereitstellung der durch die Abregelung von Erneuerbaren Erzeugen fehlenden Energie zu kompensieren. Um eine tatsächliche Lasterhöhung vor den Engpässen sicherzustellen und um auch auf andersgeartete betriebswirtschaftliche Rahmenbedingungen von zusätzlichen Lasten einzugehen, sollte hier – im Gegensatz zu Erzeugungsanlagen – ein Auktionsverfahren zur Anwendung kommen. Daher sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine Nutzung des Stroms aus Erneuerbaren Energien vor Ort bzw. am gleichen Netzknoten ermöglichen. Die Erhöhung der Bezugsleistung einer Last an einem Netzknoten, an dem Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführt werden sollen, kann aus Netzperspektive wirkungsgleich zur Abregelung sein. Mit dieser Strategie ließe sich jedoch die Abregelung von Erneuerbaren Energien vermeiden. Im Idealfall sollte dies über einen marktlichen Prozess (z.B. Auktion) vor Öffnung des Day-Ahead-Marktes erfolgen.

Da es bei den am Redispatchprozess beteiligten Akteuren sehr unterschiedliche Interessenslagen gibt, ist nicht davon auszugehen, dass es eine Branchenlösung bezüglich einheitlicher Prozesse und Formate geben wird.

Da ein geordneter Redispatch-Prozess aber nicht ohne einheitliche, abgestimmte Prozesse funktioniert, sollte der Gesetzgeber dringend ein moderiertes Verfahren zur Festlegung einheitlicher Prozesse und Formate aufsetzen, dass alle betroffenen Akteure einbezieht. Nur so kann vermieden werden, dass es bei der Einführung der neuen Redispatch-Regeln zu Verzögerungen, unnötigen Kosten oder stabilitätsgefährdenden Situationen kommt.

Durch eine geeignete Klarstellung im Gesetzentwurf sollte sichergestellt werden, dass Informations- und Abrechnungsprozesse vereinheitlicht werden. Würden Netzbetreiber weiterhin eigene Prozesse und Formate verwenden, wäre der administrative Aufwand unter Umständen größer als der Nutzen der Maßnahme.

Korrektur der Übergangsbestimmungen für Vergütungsregelungen

Das Energiesammelgesetz (EnSaG) weist Vergütungssätze für PV-Anlagen zwischen 40 und 750kWp erst ab dem 02.02.2019 aus. Diese Bestimmungen in Kombination mit fehlenden Übergangsregelungen im EEG führen dazu, dass die Vergütungshöhen für PV-Anlagen, welche zwischen dem 21.12.2018 und dem 31.01.2019 in Betrieb genommen wurden, sich völlig unangemessen und plötzlich, nämlich mit Inkrafttreten des EnSaG, reduzieren. Dieser Zustand kann sicherlich nicht im Sinne des Gesetzgebers sein, der gerade die abgemilderte und verzögerte Absenkung der Vergütungshöhen für Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 40 und 750 kW mit Vertrauensschutz und Planungssicherheit für die Branche begründet hatte.

BlmSchG-Genehmigung auch für Sondervolumen

Im Koalitionsvertrag waren konkret benannte Sonderausschreibungen für die Windenergie an Land und Photovoltaik sowie ein nicht näher bezeichneter Beitrag der Offshore-Windenergie vereinbart. Diese Sonderausschreibungen sollten einen Beitrag liefern, um die Lücke bei den Klimaschutzzielen 2020 zu verkleinern. Der BEE begrüßt, dass die Sonderausschreibungen nun auf den Weg gebracht wurden. Es muss aber auch für das Sondervolumen die Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz als Teilnahmevoraussetzung gelten. Dies ist bisher nicht der Fall. Die in § 104 Absatz 8 EEG 2017 enthaltene Aussetzung der Befreiung von der BlmSchG-Genehmigungspflicht für Bürgerenergiegesellschaften bezieht sich noch nicht auf die nun über das Energiesammelgesetz eingeführten Sondervolumen-Ausschreibungen, sondern lediglich auf die regulären Ausschreibungen. Dieser redaktionelle Fehler könnte hier gelöst werden.

Ausweisung einer Testfläche für Offshore-Windenergieanlagen

Aus Sicht des BEE ist es dringend erforderlich, so bald wie möglich eine Testfläche zur Erprobung und Weiterentwicklung neuer Offshore-Anlagen auszuweisen und schnell in Betrieb zu nehmen. Der BEE spricht sich dafür aus, einen vom Land Mecklenburg-Vorpommern eingebrachten Antrag zum Thema vollständig zu übernehmen und geringfügig anzupassen.

Im Einzelnen:

Artikel 1: Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Erneuerbare Energien leisten bereits heute über das Einspeisemanagement ihren Beitrag zum Engpassmanagement, wobei der heutige Prozess auch Nachteile aufweist. Daher begrüßen wir eine neue Regelung, wobei:

- In besonderem Maße sichergestellt bleiben muss, dass konventionelle Kraftwerke weitgehend abgeregelt sind, bevor eine Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen im Rahmen des Redispatch-Prozesses erfolgt.
- Die Einbeziehung von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatchprozess ausschließlich unter gleichzeitiger Betrachtung aller aktuellen Engpässe erfolgen darf.
- Der Einspeisevorrang von Erneuerbaren Energien berücksichtigt bleiben muss.

Die Erhöhung der Bezugsleistung einer Last an einem Netzknoten, an dem Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführt werden sollen, kann aus Netzperspektive wirkungsgleich zur Abregelung sein und sollte daher vorrangig genutzt werden.

Der Gesetzgeber sollte dringend ein Verfahren zur Festlegung einheitlicher Prozesse und Formate aufsetzen, da ein Branchenkonsens nicht zu erwarten ist.

Einbezug von Erneuerbare Energien-Anlagen in den Redispatch

Klarheit bei kalkulatorischen Kosten und dem Mindestfaktor schaffen

Zu §13 Abs. 1a-NEU EnWG: Klare Definition der Einsatzkriterien

Höhe und Ausgestaltung des Mindestfaktors und des kalkulatorischen Preises sind dafür maßgeblich, ob Erneuerbare Energien nur in Ausnahmesituationen für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen herangezogen werden. Damit besteht ein hohes öffentliches Interesse bezüglich der Verfahren, nach denen Mindestfaktor, kalkulatorischer Preis und die kalkulatorischen Kosten festgelegt werden. Daher sollten die Verfahren so transparent gestaltet werden, dass sie durch die Fachöffentlichkeit nachvollzogen werden können. Dies gilt insbesondere für den kalkulatorischen Preis, der laut der Gesetzesbegründung durch die ÜNB festgelegt werden soll.

Der Mindestfaktor muss so gewählt werden, dass hinsichtlich der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung sehr klar zwischen vorrangberechtigter Erneuerbaren- bzw. KWK-Erzeugung und nichtvorrangberechtigter anderer Erzeugung differenziert werden kann. Der Mindestfaktor sollte daher so gewählt werden, dass durch den Einsatz Erneuerbar Erzeugungsanlagen mindestens die 10-fache konventionelle Leistung reduziert werden kann. Zusätzlich sollte die Einsparung bezüglich der im Jahresdurchschnitt eingesenkten Arbeit (MWh) mindestens 20% betragen.

Die Wirksamkeit von Redispatchmaßnahmen hängt stark von der Art und Anzahl der untereinander in Wechselwirkung stehenden Engpässe ab. Bestehen mehrere parallele Engpässe, sinkt die Wirksamkeit des Einbezugs Erneuerbarer Energien-Anlagen in den Redispatch erheblich. Daher muss unbedingt sichergestellt werden, dass eine regelzonenübergreifende Gesamtoptimierung hinsichtlich der Wirksamkeit und Zulässigkeit des Einbezugs Erneuerbarer Energien in den Redispatch durchgeführt wird.

Änderungsvorschlag des BEE:

§ 13 Absatz 1a:

„...~~, wenn dadurch in der Regel mindestens das Fünffache und höchstens das Fünfzehnfache~~ **das Zwanzigfache** an Reduzierung **des jährlichen Redispatchvolumens (TWh)** von nicht vorrangberechtigter Erzeugung¹ ersetzt werden kann. ~~(Mindestfaktor)~~ **Der dazu festgesetzte Mindestfaktor beträgt mindestens 10.**“

Zusammenfassung:

- Der Mindestfaktor ist so hoch zu wählen, dass die Abschaltung der Erneuerbare Energien-Anlagen nur dann vorrangig gegenüber den konventionellen Anlagen erfolgt, sofern durch den Einbezug von Erneuerbare Energien-Anlagen mindestens auf die Einsenkung der 10-fachen Leistung aus konventionellen Anlagen verzichtet werden kann.
- Die verwendeten Verfahren, insbesondere die Ermittlung des kalkulatorischen Preises, müssen transparent gestaltet werden und sollten von der Fachöffentlichkeit nachvollzogen werden können.
- Sicherstellen, dass eine regelzonenübergreifende Gesamtoptimierung hinsichtlich der Wirksamkeit und Zulässigkeit des Einbezugs Erneuerbarer Energien in den Redispatch durchgeführt wird.

Einbeziehung der Verteilungsnetzbetreiber in den Redispatch-Prozess

Zu § 14 Abs. 1 EnWG

Grundsätzlich begrüßt der BEE, dass zukünftig auch Verteilnetzbetreiber (VNB) einen Redispatch-Prozess nutzen können. Das Gesetz sollte allerdings dringend klarstellen, wie und nach welchen Verfahren der Redispatch durch die VNB durchgeführt werden soll. Dabei sollte sowohl das Verfahren zur Gesamtoptimierung und zur Ermittlung der kalkulatorischen Kosten zwischen allen beteiligten Netzbetreibern als auch der von den VNB und ÜNB anzusetzende kalkulatorische Preis einheitlich vorgegeben werden. Um den administrativen Aufwand für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter in einem angemessenen Rahmen zu halten, muss zudem sichergestellt werden, dass von allen Netzbetreibern (VNB und ÜNB) einheitliche Prozesse und Datenformate genutzt werden.

Zusammenfassung:

- Regulatorisch sicherstellen, dass alle Netzbetreiber (ÜNB/VNB) einheitliche Prozesse und Formate zur Berechnung, Meldung, Durchführung und Abrechnung des Redispatch verwenden.

Ausgestaltung des Prozesses zum vollständigen Bilanzkreisausgleich

Im Gesetzesentwurf und seiner Begründung wird davon ausgegangen, dass durch den Redispatch-Prozess ein vollständiger Bilanzkreisausgleich vorgenommen werden kann. Dazu müsste im Gegensatz zum fahrplanbasierten konventionellen Ausgleich eine Echtzeitbewirtschaftung erfolgen, die die Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung ausgleicht.

¹ Konventionelle Kraftwerke und Netzreserve

Andernfalls entstünden Restmengen, für deren Ausgleich aufwändige Clearing-Prozesse notwendig würden. BMWi und BNetzA sollten dringend darauf achten, dass dieser Sachverhalt vor Inkrafttreten des Gesetzes geklärt wird, um absehbare Konflikte zwischen Netzbetreibern, Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Regulierer zu vermeiden. Zumindest sollten Clearing-Prozesse und Fristen praxisgerecht angepasst werden.

Zusammenfassung:

- Klarstellung vornehmen, dass ein Echtzeit-Bilanzkreisausgleich vorzunehmen ist.
- Rechtzeitige und praxisgerechte Ausgestaltung des Prozesses zum vollständigen Bilanzkreisausgleich vor Inkrafttreten des geänderten Redispatch-Regimes festlegen.

Einbeziehung zuschaltbarer Lasten (und Speicher) im Redispatch-Prozess

Der BEE begrüßt ausdrücklich, dass der Gesetzentwurf die Einbeziehung zuschaltbarer Lasten und Speicher im Redispatch-Prozess ermöglicht. Er sieht darin einen wichtigen Schritt in Richtung dezentraler Systemverantwortung, Sektorenkopplung und einen Beitrag zur effizienten Nutzung Erneuerbarer Energien. Damit zuschaltbare Lasten wirkungsvoll eingesetzt werden können, müssen für sie jedoch eigene Regeln gelten. Lasten und Speicher ab 100 kW zwangsweise in den Redispatch einzubeziehen und hierzu einen pauschalen Bilanzkreisausgleich durchzuführen, scheint jedoch wenig zielführend zu sein. Handelt es sich beispielsweise um einen Speicher, der zum Peak-Shaving (Glättung des Strombezuges eines Industriebetriebes) und damit zur Reduzierung des Leistungspreises für den Strombezug eingesetzt wird, führt ein Redispatch-Abruf unter Umständen zu einer ganzjährigen Erhöhung des Leistungspreises für den Betroffenen.

Um sicherzustellen, dass nur auf Lasten (bzw. Speicher) zugegriffen wird die für den Einbezug in den Redispatch geeignet sind und den regulären Einsatzzweck (z.B. des Speichers) nicht konterkarieren, sollte auf marktliche Produkte gesetzt werden. Diese sollten von den jeweiligen Netzbetreibern im Vorfeld kontrahiert werden.

Zusammenfassung:

- Der Einbezug von zuschaltbaren Lasten (bzw. Speichern) in den Redispatch ist zu begrüßen. Allerdings müssen dafür eigene Regeln gelten. Es muss sichergestellt sein, dass einbezogene Lasten (und Speicher) einer Echtzeitbewirtschaftung unterliegen. Besonders bei Speichern ist deren Einsatzzweck geeignet zu berücksichtigen.
- Netzbetreiber sollten über marktliche Produkte auf zuschaltbare Lasten bzw. Speicher zugreifen.

Klarstellungen zur Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung

Zu § 13a Abs. 1 EnWG

Wir bitten um Klarstellung:

Momentan sind nur einige Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Lage, wie im Entwurf gefordert, bei Stillstand (bzw. einer Netzeinspeiseleistung von Null) Blindleistung und Wirkleistung bereitzustellen. Wir gehen nicht davon aus, dass der Gesetzgeber beabsichtigt hat, technische Nachrüstungen zu fordern und bitten daher klarzustellen, dass derartige Maßnahmen unter Berücksichtigung von § 49 EnWG erfolgen sollen sowie technologiespezifische und anlagenspezifische Beschränkungen berücksichtigt werden.

Die Blindleistungsbereitstellung durch Windenergie- oder Photovoltaikanlagen ist in der Regel nicht oder nur eingeschränkt durch Bestandsanlagen leistbar und hängt von den vorhandenen technischen Einrichtungen und dem Windangebot ab.

Eine Erhöhung der Wirkleistung ist für Windenergie- und Photovoltaikanlagen nicht möglich / finanziell zumutbar, außer sie sind ohnehin mit einem Speicher ausgestattet. Andernfalls müssten sie gedrosselt fahren, um die Wirkleistung später erhöhen zu können.

In den aktuellen technischen Anschlussregeln (z.B. VDE- AR- N 4110 Kapitel 10.2.4.2 - Netzsicherheitsmanagement und 10.2.1.1 Primärenergiedargebot und Softwareanpassungen) sind die Anforderungen an Erzeugungsanlagen beim Netzsicherheitsmanagement detailliert beschrieben. Die Anforderungen des EnWG sollten nicht darüber hinausgehen. In den technischen Anschlussregeln ist klar geregelt, dass die Erfüllung von Anforderungen nur bei ausreichendem Winddargebot gefordert wird.

Änderungsvorschlag des BEE hierzu:

„§13a Absatz 1 wird wie folgt geändert:

*Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. **Für die Gewährleistung der technischen Sicherheit gilt dabei § 49. Satz 1 gilt nicht bei technologiespezifischen bzw. anlagenspezifischen Beschränkungen sowie bei bestehenden gesetzlich oder vertraglich abweichenden Regelungen. Eine Anpassung ...“***

Zudem sei darauf hingewiesen, dass ein hohes Missbrauchspotenzial besteht, da der Grund von Abrufen kaum nachzuvollziehen sein wird und Netzbetreiber Teile ihrer im EnWG festgelegten Kernaufgaben (Spannungshaltung) auf Betreiber von Erneuerbare Energien-Anlagen abwälzen könnten. Daher ist es von besonderer Bedeutung, dass klare Regelungen für die Erstattung der durch die Maßnahme entstehenden Kosten zu treffen.

Zusammenfassung:

- Klarstellung vornehmen, dass nicht alle Erneuerbare Energien-Anlagen bei Stillstand Blindleistung und Wirkleistung bereitstellen können.

Zu §13 a Abs. 1a EnWG: Informationspflicht

Der BEE begrüßt, dass der Gesetzesvorschlag die „unverzügliche“ Information vorsieht:

„Der Übertragungsnetzbetreiber muss den Bilanzkreisverantwortlichen und den Betreiber der Anlage nach Absatz 1 unverzüglich über die tatsächlichen Zeitpunkte, den jeweiligen Umfang, die Dauer und die Gründe der Anpassung unterrichten.“

In der Praxis hat die unverzügliche Information (d.h. spätestens bei Beginn einer Einspeisemanagement-Maßnahme) durch den Netzbetreiber an den Direktvermarkter/ Anlagenbetreiber bisher allerdings selten oder nie stattgefunden. Auch die alleinige Veröffentlichung auf einer Website, wie sie bisher von vielen Netzbetreibern durchgeführt wird, ist nicht für eine unverzügliche Informationsweitergabe geeignet. Die Mitteilung muss vielmehr auf direktem elektronischem Weg unmittelbar und in einem einheitlichen Format erfolgen.

Sinn und Zweck der unverzüglichen Informationspflicht muss es sein, dass beim Bilanzausgleich durch den Netzbetreiber keine Gegenhandelsgeschäfte im EinsMan-Fall durch den Bilanzkreisverantwortlichen erfolgen. Dieser würde, wenn er Fehlmengen bemerkt und nicht weiß, dass es sich um einen Einspeisemanagementfall handelt, bspw. am Intraday-Markt nachbeschaffen.

Keine Unterscheide bei Entschädigungen für erneuerbare und konventionelle Anlagen

Zu §13a Abs. 2 EnWG

Im neu gefassten §13a Abs. 2 EnWG finden sich aus Sicht des BEE zwei widersprüchliche Regelungen: Nach § 13a Absatz 2 Nr. 3 sind: „die nachgewiesenen entgangenen Erlösmöglichkeiten wenn und soweit diese die Summe der nach den Nummern 1 und 2 zu erstattenden Kosten übersteigen“ auszugleichen. Dies bedeutet, dass alle mit der Abschaltung verbundenen Kosten zu 100% ersetzt werden. Unter Nummer 5 im selben Absatz heißt es: [...] „im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder von KWK-Strom im Sinne des § 3 Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes 95 Prozent der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen.“

Hierdurch entsteht der Eindruck, dass die prozentuale Höhe der Entschädigungen für abgeregelten Strom aus Erneuerbaren Energien- und- KWK-Anlagen niedriger sein soll als für konventionelle Kraftwerke. Sollte dies tatsächlich die Intention des Papiers sein, lehnt der BEE diese Ungleichbehandlung ab. Der Logik des Redispatch-Systems folgend, müssen zukünftig für alle Anlagen bei Einsatz im Redispatch alle Aufwendungen bzw. entgangene Erlöse und entstandene Kosten zu 100% ersetzt werden, aber mindestens eine Gleichbehandlung der Energieträger gewährleistet sein.

Zusammenfassung:

- Gleiche Entschädigungsregeln für alle Anlagen, d.h. sowohl für konventionelle als auch für Erneuerbare-Energien-Anlagen.
- Alle mit einer Abschaltung verbundenen Kosten müssen zu 100 Prozent ersetzt werden.

Transparenz von Festlegungen durch die BNetzA

Zu §13j Abs. 5 EnWG

Voraussetzung für eine Abregelung von Erneuerbare Energien-Anlagen im Rahmen des Redispatch-Prozesses soll sein, dass durch die Abregelung einer Erneuerbare Energien-Anlage mindestens das 10-fache der ansonsten erforderlichen Abregelung von fossilen Erzeugungsanlagen erreicht wird. Der kalkulatorische Preis sollte von der BNetzA in einem transparenten Verfahren festgelegt werden.

Bei der Festlegung des kalkulatorischen Preises durch die Netzbetreiber, wie es aktuell im Gesetzentwurf vorgesehen ist, kann die nötige Transparenz nicht erreicht werden. Daher erachtet der BEE dieses Verfahren als ungeeignet, auch weil öffentliches Vertrauen in den neuen Prozess so nicht erreicht werden kann. Es scheint vielmehr vorprogrammiert, dass der vorliegende Regelungsvorschlag zu erheblicher Intransparenz führt und es auch für die Fachöffentlichkeit nicht nachvollziehbar sein wird, ob durch die Abregelung von Erneuerbare Energien-Anlagen tatsächlich eine entsprechende Wirkung auf die Redispatchkosten erreicht werden konnte.

Zusammenfassung:

- Der kalkulatorische Preis sollte von der BNetzA in einem transparenten Verfahren festgelegt werden.

Weitere erforderliche Änderung im EnWG – EE in den Redispatch

Um zu gewährleisten, dass Netzbetreiber konventionelle Anlagen ebenso effektiv abregeln können wie Erneuerbare Energien-Anlagen, müssen auch die konventionellen Anlagen entsprechende technische Einrichtungen vorhalten. Dies gilt nicht für in den Redispatch eingebundene Lasten und Speicher. Da Netzbetreiber über marktliche Produkte auf zuschaltbaren Lasten bzw. Speicher zugreifen sollten (siehe oben), sollen entsprechende technische Einrichtungen hier nicht pauschal vorgesehen werden.

Änderungsvorschlag des BEE:

Wir halten eine Ergänzung des § 19 EnWG um folgenden Absatz 6 für zwingend erforderlich:

EnWG §19 Absatz (6): **NEU**

(6) Betreiber von einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung von insgesamt ab 100 Kilowatt, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, müssen ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit

- 1. die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und*
- 2. die Ist-Einspeisung abrufen kann.*

Betreiber von einer oder mehreren Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie, verlieren, solange sie gegen Satz 1 verstoßen, den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Stromnetzentgeltverordnung und den Anspruch auf Netzzugang. Dauert der Verstoß länger als einen Monat an, sind die Betreiber der Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie verpflichtet, dem Netzbetreiber die nach §§ 13a, 14 zu zahlende Entschädigung für die Anpassung im Verhältnis der installierten Leitung ihre Anlagen zur installierten Leistung aller geregelten Anlagen zu entschädigen.

Artikel 5 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

65%-Ziel – Aufnahme in das EEG

Im Koalitionsvertrag wurde festgeschrieben, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien beschleunigt werden soll. Für das Jahr 2030 wurde das konkrete Ziel eines Anteils Erneuerbarer Energien im Stromsektor von 65 Prozent formuliert. Dieses Ziel muss verbindlich im EEG verankert werden. Es bildet die Basis dafür, dass ein Zeit- und Mengengerüst aufgestellt werden kann.

Vorschlag des BEE hierzu:

§ 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 wird wie folgt geändert:

„55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035“ wird ersetzt durch „65 Prozent bis zum Jahr 2030“

Korrektur der Übergangsbestimmungen für Vergütungsregelungen für Photovoltaik-Anlagen zwischen 40 und 750kWp nach § 48 bzw. § 100 EEG

Der im Rahmen des Energiesammelgesetzes (EnSaG) neugefasste §48 Absatz 2 Nummer 3 EEG weist Vergütungssätze erst ab dem 01.02.2019 aus. So führen diese Bestimmungen in Kombination mit fehlenden Übergangsregelungen in § 100 „Allgemeine Übergangsvorschriften“ EEG dazu, dass die Vergütungshöhen für PV-Anlagen, welche zwischen dem 21.12.2018 und dem 31.01.2019 in Betrieb genommen wurden, sich völlig unangemessen und plötzlich – mit Inkrafttreten des EnSaG – reduzieren. In der Lesart der aktuellen Fassung des EEG reduziert sich dadurch der anzulegende Wert für Strom aus Solaranlagen, die ausschließlich auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, für den Bereich von > 40 kW bis <= 750 kW installierter Leistung nach § 48 Absatz 1 auf 8,91 ct/kWh. Auch Netzbetreiber haben bereits auf diese lückenhafte rechtliche Situation hingewiesen.

Dieser Zustand kann sicherlich nicht im Sinne des Gesetzgebers sein, der gerade die abgemilderte und verzögerte Absenkung der Vergütungshöhen für Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 40 und 750 kW mit Vertrauensschutz und Planungssicherheit für die Branche begründet hatte. So auch explizit in der Gesetzesbegründung des EnSaG zum Ausdruck gebracht: *„Um eine angemessene Übergangszeit einzuräumen, erfolgt die Absenkung in drei gleichmäßigen Schritten je zum 1. Februar 2019, 1. März 2019 und 1. April 2019. Damit wird Planungs- und Investitionssicherheit für bereits in Vorbereitung befindliche Projekte geschaffen und gleichzeitig die Überförderung zeitnah beendet.“*

BlmSchG-Genehmigung auch für Sondervolumen

Anpassung von § 104 Nr. 8 EEG

Der BEE begrüßt, dass die Sonderausschreibungen nun auf den Weg gebracht wurden. Es muss aber auch für das Sondervolumen die Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz als Teilnahmevoraussetzung gelten. Dies ist bisher nicht der Fall. Dieser redaktionelle Fehler könnte hier gelöst werden:

Formulierungsvorschlag §104 Abs. 8:

*(8) In den Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land zu den Gebotsterminen 1. Februar 2018, 1. Mai 2018, 1. August 2018, 1. Oktober 2018, 1. Februar 2019, 1. Mai 2019, 1. August 2019, **1. September 2019**, 1. Oktober 2019, **1. Dezember 2019**, 1. Februar 2020, **1. März 2020**, ~~und~~ 1. Juni 2020, **1. Juli 2020 und 1. September 2020** ist § 36g Absatz 1, 3 und 4 nicht anzuwenden. § 36g Absatz 2 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass die Zweitsicherheit erst zwei Monate nach Bekanntgabe der Zuschläge nach § 35 Absatz 2 zu entrichten ist.*

Parallel dazu müssen gemeinsam mit den Bundesländern die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und der Abbau von administrativen Hemmnissen massiv vorangetrieben werden. Das Volumen bezuschlagter, aber nicht-realisierte Projekte sowie das aufgrund unzureichender Gebote nicht bezuschlagte Volumen sollten grundsätzlich dem Ausschreibungsvolumen in späteren Runden des Folgejahres wieder aufgeschlagen werden. Der Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) hatte dazu bereits vorgeschlagen, den § 28 EEG 2017 (Ausschreibungsvolumen) um einen Absatz zu ergänzen, der bestimmt, dass sich das Ausschreibungsvolumen im Folgejahr um die Mengen erhöht, die entwertet wurden sowie um die Mengen, die erloschen sind. Eine um drei Jahre verzögerte Neuausschreibung des nicht bezuschlagten Volumens allein reicht zur verlässlichen Mengensteuerung nicht aus und verzögert das Erreichen der Ausbauziele.

Artikel 14: Änderung der Stromnetzzugangsverordnung

Gegenüber den heutigen Prozessen im Rahmen des Einspeisemanagements ist es als vorteilhaft anzusehen, dass Netzbetreiber zur Führung eines Bilanzkreises für den energetischen und bilanziellen Ausgleich für Systemsicherheitsmaßnahmen verpflichtet werden. Die Durchführung des energetischen und bilanziellen Ausgleichs mit ausschließlich für diesen Zweck vorgesehenen Bilanzkreisen unterstützen wir. Der Bilanzkreisausgleich muss allerdings in Echtzeit erfolgen.

Bilanzieller und energetischer Ausgleich darf nicht engpassverstärkend sein

Zu §11a NEU

Bei der Beschaffung von Ersatzmengen an der Strombörse kann es dazu kommen, dass die Ersatzmengen von Kraftwerken bereitgestellt werden, die engpassverstärkend wirken. Daher sollte klargestellt werden, dass Ersatzmengen nur an der Börse erworben werden dürfen, wenn eine negative Auswirkung auf den Engpass ausgeschlossen werden kann.

Es wäre zu überlegen, ob den Netzbetreibern unter Wahrung absoluter Transparenz die Möglichkeit eingeräumt werden kann, den energetischen Ausgleich auch über direkte Handelsgeschäfte (OTC) zu tätigen. In diesem Fall dürfen die Preise für die Nachbeschaffung mithilfe von OTC-Geschäften die Preise auf dem Terminmarkt für den jeweiligen Tag bzw. dem Spotmarktpreis für die jeweilige Stunde nicht unangemessen übersteigen. Die öffentliche Kontrolle sollte durch die Pflicht zu Offenlegung der Mengen und Preise erfolgen, die der Netzbetreiber beschafft hat.

Zusammenfassung:

- Bilanzkreisausgleich darf nicht engpassverstärkend wirken. Handelsgeschäfte der Netzbetreiber müssen transparent erfolgen und angemessen sein.

Artikel 21: Inkrafttreten

Zu Artikel 21 (5)

Die Streichung der Regelungen zum Einspeisemanagement sowie die entsprechenden neuen Formulierungen im EnWG hierzu treten nach Wortlaut des Artikel 20 Absatz 5 mit Wirkung zum 01.10.2020 in Kraft.

Eine unterjährige Umstellung ist für die Branchenteilnehmer problematisch und führt zu unnötigem Mehraufwand. Vor allem müssten hierzu Direktvermarktungsverträge angepasst werden, die üblicherweise zum 1. Januar eines Jahres geschlossen werden. Wir bitten daher das Inkrafttreten auf den 01.01.2021 zu verschieben.

Ausweisung einer Testfläche für Offshore-Windenergieanlagen

Um die Erfolge der Deutschen Offshore Windindustrie weiter ausbauen zu können ist es aus unserer Sicht dringend erforderlich, so bald wie möglich eine Testfläche zur Erprobung und Weiterentwicklung neuer Offshore-Anlagen auszuweisen und schnell in Betrieb zu nehmen.

Der BEE spricht sich dafür aus, den Antrag, den das Land Mecklenburg-Vorpommern am 31.01.2019 in der 893. Sitzung des Ausschusses für Wirtschaft unter TOP 7 eingebracht hat, vollständig zu übernehmen und Artikel 1, 3 und 5 anzupassen und einen neuen Artikel 6 einzufügen:

Zu § 1

Abs. 1:

Nach Buchstabe a) wird ein neuer Buchstabe b) mit folgendem Wortlaut eingefügt: „b) In Absatz 1 Satz 4 wird nach Nummer 7 die folgende neue Nummer 8 eingefügt:

8. *Netzausbaumaßnahmen zur Anbindung von Pilotwindenergieanlagen auf im Flächenentwicklungsplan festgelegten Offshore-Testflächen im Küstenmeer, wenn diese aus Gründen des öffentlichen Interesses geboten sind.“*

Nach Artikel 5 wird ein neuer Artikel 6 mit folgendem Wortlaut eingefügt:

„Artikel 6 *„Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Das Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 19 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:*

§ 3 *wird wie folgt geändert: Nach Nummer 6 wird die folgende Nummer 7 eingefügt: 7. „Offshore-Testflächen“ Bereiche im Küstenmeer, in denen Pilotwindenergieanlagen auf See und Anlagen, die der Erprobung innovativer Komponenten im Bereich der Offshore-Windenergie dienen, in räumlichem Zusammenhang errichtet und betrieben werden können, und die eigenständig an das Netz angeschlossen werden können.*

§ 5 *wird wie folgt geändert: Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a eingefügt: (2a) Der Flächenentwicklungsplan kann für den Zeitraum ab 2021 Bereiche im Küstenmeer als Offshore-Testflächen festlegen, wenn diese im Geltungsbereich eines für die Windenergienutzung auf See zu Testzwecken raumordnerisch festgelegten Eignungs- oder Vorranggebietes liegen. Nach Maßgabe einer Verwaltungsvereinbarung zwischen dem Bund, vertreten durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, und dem zuständigen Land werden die einzelnen Festlegungen näher bestimmt.“*

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Ansprechpartner:

Bernhard Strohmayer
Referent für Energiemärkte und Mobilität
+49 30 275 81 70 – 22
bernhard.strohmayer@bee-ev.de

Holger Loew
Leiter Infrastruktur und Technik
+49 30 275 81 70 - 17
holger.loew@bee-ev.de

Anne Palenberg
Leiterin Kompetenzzentrum Netze beim BEE
Referentin Netze beim Bundesverband WindEnergie e.V.
+49 30 212 341 – 244
a.palenberg@wind-energie.de