

Handlungsempfehlungen für den gesetzlichen Rahmen von Windenergie auf See

vom

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

14. April 2020

Einleitung

Die Energiewirtschaft ist eine Wachstums- und Innovationsbranche in Deutschland. Mit dem richtigen Rahmen für Investitionen entstehen regionale Wertschöpfung und neue Arbeitsplätze. Ziel der hier vorgelegten Handlungsempfehlungen ist es, die Energiewende volkswirtschaftlich effizient zu gestalten, damit die Kosten für Verbraucher langfristig zu reduzieren und regionale Wertschöpfung durch einen stabilen und zugleich marktlich ausgestalteten Investitionsrahmen zu ermöglichen.

Die Windenergie auf See stellt dabei eine Schlüsseltechnologie dar. Sie kann nicht nur große Mengen an CO₂-neutralem Strom bereitstellen. Sie reduziert auch durch ihre hohe Verfügbarkeit den Flexibilisierungsbedarf im Stromversorgungssystem und kann zusätzlich durch die Bereitstellung von Energie für die Wasserstoffproduktion den Weg in eine vollständige Dekarbonisierung Europas ebnen.

Die Offshore-Wind-Branche in Deutschland ist mit ihren knapp 25.000 Beschäftigten ein wichtiger Pfeiler der Energiewende mit heimischer Wertschöpfung. Als Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore (BWO) nehmen wir mit unseren Mitgliedern die Herausforderungen an, die von der Bundesregierung angestrebten Energiewende-Ziele zuverlässig umzusetzen und die Projekte entsprechend zu realisieren. Dafür müssen aber die Rahmenbedingungen entsprechend ausgestaltet werden. Das betrifft die notwendige Erhöhung der Ausbauziele, die Schaffung von Rechtssicherheit für Investitionen, die rechtliche Verankerung der Produktion von grünem Wasserstoff und weiterer Regelungen.

Im Einzelnen

1. 20 GW Offshore-Wind gesetzlich verankern
2. Offshore-Wind über 2030 hinausdenken
3. Differenzverträge für Wind auf See einführen
4. Grünen Wasserstoff gesetzlich verankern
5. Sechs-Stunden-Regel überarbeiten
6. Eigentumsübertragungen in der AWZ ermöglichen
7. Rechtssicherheit für Pilotwindanlagen verbessern
8. Anpassung der Regelung zu den Realisierungsfristen an den FEP
9. Konkretisierung des § 17 e Abs. 1 und 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

1. 20 GW Offshore-Wind gesetzlich verankern

Mit dem neuen Jahrzehnt ist die Energiewende in eine neue Phase getreten. Diese Phase wird durch zwei Aspekte geprägt, die uns als Branche direkt beeinflussen:

1. Mit zunehmendem Ausbau fluktuierender Erzeugungstechnologien wird es immer mehr darum gehen, Last und Erzeugung in Einklang zu bringen. Es geht darum die Versorgungssicherheit in einem System mit einem hohen Anteil dargebotsabhängiger Erzeugungstechnologien aufrechtzuerhalten. Der gleichzeitige Ausstieg aus der Stromerzeugung von Kernenergie und Kohle ist mit dem Erfordernis einer Flexibilisierung des Versorgungssystems verbunden.
2. Das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung sieht eine CO₂-Reduktion um 55 Prozent bis zum Jahr 2030 vor. Dies ist richtig und wichtig, um die mit dem Pariser Abkommen eingegangene Verpflichtung zur Begrenzung der Erderwärmung einhalten zu können. Als Konsequenz müssen die Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien angepasst werden, um die angestrebten Ausbauziele erreicht werden können.

Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See ist aufgrund beider Aspekte eine Schlüsseltechnologie der Energiewende. Ohne eine Anhebung der Ausbauziele für Windenergie auf See ist die Erreichung des nationalen Klimaziels von 65 Prozent Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2030 nahezu ausgeschlossen. Zudem leistet Windenergie auf See einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit und reduziert den Flexibilisierungsbedarf des Energieversorgungssystems.

Innerhalb der Bundesregierung besteht der politische Konsens, dass das Offshore-Ausbaziel von aktuell 15 GW auf 20 GW im Jahr 2030 angehoben werden sollte (Zielmodell mit 20 GW Offshore-Wind im Klimapaket der Bundesregierung vom 09.10.2019). Die gesetzliche Umsetzung ist jedoch bislang nicht erfolgt. Dies ist im Bereich Offshore-Wind insbesondere vor dem Hintergrund der langen Projektzyklen ein Problem. Neben der Planungssicherheit für die Branche sind die Verzögerungen auch für die Vorplanungen der Übertragungsnetzbetreiber und Behörden von Bedeutung. Die hierfür notwendigen Netzausbaumaßnahmen sind bereits im jüngst bestätigten Netzentwicklungsplan enthalten. Dieser muss nun zügig im Bundesbedarfsplan umgesetzt werden. Für dies alles ist die Anpassung der Ausbauziele und Ausschreibungsvolumina im WindSeeG und EEG die Grundlage.

Handlungsempfehlung:

- Anhebung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 Prozent bis 2030
- Anhebung des Ausbauziels von Wind auf See nach § 4 EEG von 15 GW auf 20 GW bis 2030
- Anpassung des jährliche Ausschreibungsvolumen nach § 17 WindSeeG

2. Offshore-Wind über 2030 hinausdenken

Die Branche braucht bereits heute klare Signale für den Ausbau nach dem Jahr 2030. Projektvorlaufzeiten von mehreren Jahren vor der Inbetriebnahme von Offshore-Windparks sind keine Seltenheit. Daher müssen nach Möglichkeit Ausbauszenarien für 2035 und 2040 zeitnah festgelegt werden. Optionen für den Windstrom-Bedarf zur Produktion von grünem Wasserstoff sollten dabei bereits heute mit einkalkuliert werden. Aus Sicht der Offshore-Branche sollte zur Vollendung der Energiewende bis zum Jahr 2050 das vorhandene Potenzial in Höhe von mindestens 50 bis 80 GW gehoben werden.

Handlungsempfehlung:

- Definition eines Ausbauziels bzw. Zielkorridors für Offshore-Wind für das Jahr 2050
- Festlegung von Zwischenzielen für Offshore-Wind bis zum Jahr 2050 in EEG und WindSeeG

3. Differenzverträge für Wind auf See einführen

Das aktuelle Ausschreibungsdesign steht vor zwei Problemen: 1.) Nach jetziger Rechtslage sind Null-Cent der Höchstwert in den Ausschreibungen im zentralen System. 2.) Es fehlt eine Möglichkeit zur Differenzierung bei Abgabe mehrerer Null-Cent-Gebote.

Als Konsequenz braucht es ein neues Modell zur Refinanzierung von Windenergieanlagen auf See. Als BWO sprechen wir uns für die Einführung von Differenzverträgen (auch „symmetrische Marktprämie“) aus, da sie die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien verbessern und die Realisierungswahrscheinlichkeit bezuschlagter Projekte steigert. Weiterhin vermeiden Differenzverträge in Verbindung mit wettbewerblichen Ausschreibungen eine Überförderung und sichern das Erreichen der CO₂-Minderungsziele.

Folgende Gründe sprechen für die Einführung von Differenzverträgen:

- a. Differenzverträge reduzieren die Finanzierungskosten der Energiewende mit Gesamtkostenersparnis von 800 Mio. Euro pro Jahr gegenüber der heutigen gleitenden Marktprämie bzw. 2,8 Mrd. Euro pro Jahr gegenüber einer Refinanzierung über PPAs oder einer fixen Marktprämie (DIW, 2019). Die Finanzierungskosten machen derzeit einen großen Teil der Gesamtkosten an Offshore-Projekten aus. Durch Differenzverträge käme es zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten von etwa 30 Prozent. Differenzverträge stärken damit den Industriestandort Deutschland im internationalen Wettbewerb und tragen zum Erhalt von Arbeitsplätzen bei.
- b. Differenzverträge sind fair für den Stromkunden, weil Einnahmen oberhalb des Gebotswertes auf das EEG-Konto zurückfließen. Sie entlasten den Letztverbraucher, da bei steigenden Strompreisen Einzahlungen der Anlagenbetreiber auf das EEG-Konto erfolgen.
- c. Differenzverträge stärken die Attraktivität der deutschen Ausschreibung im weltweiten Vergleich und erhöhen damit die Wettbewerbsintensität, was zur Zielerreichung und Kosteneffizienz beiträgt. In den kommenden Jahren werden weltweit enorme Investitionen für den Klimaschutz ausgelöst. Andere europäische Länder wie Dänemark, Großbritannien, Italien und Frankreich haben bereits Differenzverträge eingeführt und so den Boden für Investoren bereitet. Deutschland sollte hier nicht ins Hintertreffen geraten, da die CO₂-Minderungsziele ohne die entsprechende Realisierung von EE-Anlagen nicht eingehalten werden können.
- d. Differenzverträge erhöhen die Realisierungswahrscheinlichkeit von bezuschlagten Geboten und schützen Investoren vor „stranded Investments“. Da Differenzverträge die tatsächlichen Stromgestehungskosten absichern, sind sie weniger anfällig für regulatorische Veränderungen. In anderen europäischen Märkten führen Differenzverträge bereits zu steigenden Finanzinvestitionen bei zunehmendem Wettbewerb.
- e. Nicht zuletzt führen Differenzverträge zu Geboten, die den tatsächlichen Stromgestehungskosten entsprechen. Null-Cent-Gebote werden verhindert und es wird ein Unterscheidungskriterium in der Auktion geschaffen. Dies ist nach aktueller Rechtslage des §22 WindSeeG nicht der Fall.

Handlungsempfehlung:

Der BWO lehnt die vom BMWi anvisierte Einführung einer zweiten Gebotskomponente ab. Bieter können die Strompreisentwicklung aufgrund von regulatorischen Anpassungen, der Erhöhung der Erneuerbaren-Ziele, einer künftigen CO₂-Bepreisung, dem Kohleausstieg oder einer möglichen Neugestaltung des Abgaben- und Umlagensystems nicht vollumfänglich vorhersehen. Daraus resultieren höhere Finanzierungskosten von EE-Anlagen. Mit der Einführung einer zusätzlichen Zahlung (Zweiten Gebotskomponente) steigen absehbar die Kosten der Stromerzeugung. Experten (AURORA ER, DIW, Energy Brainpool) gehen davon aus, dass die Stromgestehungskosten in einem Differenzvertrag rund 30 Prozent niedriger liegen würden als in Modellen mit einer weiteren Gebotskomponente. Die Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie würde dadurch geschwächt.

Ebenso würde die Einführung einer zweiten Gebotskomponente zu einem Vertrauensverlust der Investoren führen, da durch die Einführung der zusätzlichen wettbewerblichen Gebotskomponente die Risikopositionen der Investoren massiv erhöht werden. Die im Rahmen der Einführung von Ausschreibungen erfolgten Übertragung von Projektdaten an den Staat ohne finanziellen Gegenwert wurde von den Projektierern fristgerecht erfüllt und mit einem Eintrittsrecht bei den nächsten Ausschreibungen abgegolten. Das Eintrittsrecht durch die Einführung einer zweiten Gebotskomponente einzuschränken ist dabei aus unserer Sicht rechtlich nicht zulässig und verstößt gegen den Vertrauensschutz auf Seite der Investoren.

Weiterhin hätte eine zweite Gebotskomponente Auswirkungen auf die Lieferkette beim Bau und Betrieb der Offshore-Windkraftparks. Die durch eine zweite Gebotskomponente entstehenden höheren Kosten für den Gewinner der Auktion würden zu einem großen Teil in späteren Ausschreibungen für Bau und Betrieb der Windparks an die Lieferkette weitergegeben. Der durch die Einführung der Auktionen bereits herbeigeführte massive Preisdruck würde bei Verschärfung der Investitionsrisiken daher das Risiko bergen, in einer post-Corona Phase eine Konsolidierungs- und Insolvenzwelle in der Branche auszulösen.

Gerade jetzt muss alles getan werden, um die Stromkosten für deutsche Unternehmen so gering wie möglich zu halten, damit diese nach der Corona-bedingten Wirtschaftskrise nicht zusätzlich geschwächt werden. Für nachhaltig niedrige und international wettbewerbsfähige Stromgestehungskosten empfehlen wir eine Weiterentwicklung des EEG im Sinne einer Einführung von Differenzverträgen. Durch die Einführung von Differenzverträgen käme es zu einer Reduzierung der Stromgestehungskosten einer Stärkung des Industriestandorts Deutschland im internationalen Wettbewerb, einer sicheren Erreichung des Ausbauziele von Offshore-Wind und zum Erhalt von Arbeitsplätzen.

4. Grünen Wasserstoff gesetzlich verankern

Das Thema „grüner Wasserstoff“/ „Power to X (PtX)“ muss rechtlich neu aufgestellt werden. Der derzeitige Rechtsrahmen setzt keine ausreichenden ökonomischen Anreize, sondern ist eher hinderlich für technologische Entwicklungen und die für die Energiewende erforderliche Neugestaltung der Energiewelt.

Dennoch gebietet insbesondere die nationale Wasserstoffstrategie eine stärkere Berücksichtigung von Offshore-Windenergie als ausgereifte und leistungsstarke Energiequelle. Es sollte mindestens eine Fläche als „sonstiger Energiegewinnungsbereich“ in der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplan festgelegt werden, um entsprechende Testfelder für sonstige Energiegewinnungsanlagen wie bspw.

Wasserstofflösungen und deren Technologieentwicklung rechtzeitig zu unterstützen. Um großmaßstäblich tätig werden zu können, bedarf es dafür – auch – der Festlegung von großflächigen sonstigen Energiegewinnungsbereichen im WindSeeG.

Gleichzeitig müssen für den Fall einer kombinierten Erzeugung von Strom und Wasserstoff sowie für den Fall der Erzeugung von Wasserstoff in „netztechnischer Nähe“ zum landseitigen Einspeisepunkt Regelungen geschaffen werden, die ökonomische Anreize liefern.

Handlungsempfehlung:

- Die gesetzliche Verankerung der Erzeugung von grünem Wasserstoff sowohl Offshore als auch in Nähe zum Einspeisepunkt Onshore
- Raumordnerische Festlegung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche auf See

5. Sechs-Stunden-Regel überarbeiten

Die sogenannte „Sechs-Stunden“ Regel bewirkt, dass Betreiber von EEG-Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Anlagen rückwirkend ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen keine Marktpremie erhalten, wenn der Marktpreis am vortägigen Spotmarkt sechs Stunden oder länger in Folge negativ ist.

Das Auftreten niedriger Marktpreise liegt dabei in der naturgegebenen Gleichzeitigkeit der dargebotsabhängigen Erzeugung. Der regulatorische Rahmen bestimmt dabei darüber hinaus, ob und in welchem Umfang negative Preise auftreten. Werden etwa Ausbaukorridore für Erneuerbare-Energien-Anlagen erhöht, vergrößert sich die witterungsbedingt gleichzeitige Stromerzeugung. Diese Anhebung des Angebots führt bei gleichbleibender Nachfrage zu sinkenden Marktpreisen. Umgekehrt steigen Marktpreise, wenn die Erzeugung zum Beispiel witterungsbedingt niedrig ist und die Nachfrage steigt oder konstant bleibt. Der Marktpreis ist also ein Knappheitssignal und ein Indikator für den Bedarf an Flexibilität. Allerdings wird dieses Flexibilitätssignal beim Endverbraucher durch die Abgaben und Umlagen überlagert, so dass die Wirkung dieses Signals auf der Nachfrageseite stark eingeschränkt wird.

Grundsätzliche Würdigung der Sechs-Stunden-Regel

In der Gesetzesbegründung zur Einführung des § 24 EEG 2014 (jetzt: § 51 EEG 2017) wird auf die Anforderungen der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission in den Randnummern 124 Satz 2 Buchstabe c und 125 verwiesen. Dort ist hervorzuheben, dass ein „Anreiz für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in den Markt zu schaffen“ ist und für Beihilfemaßnahmen u. a. die Voraussetzung zu erfüllen ist, dass „Maßnahmen getroffen [werden], um sicherzustellen, dass die Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.“

Erstens, aus unserer Sicht wirkt die Sechs-Stunden-Regel dem durch die Marktpremie gesetzten Fehl-anreiz zur Erzeugung von Strom in geförderten EE-Anlagen trotz negativer Preise für Zeiträume von bis zu sechs Stunden negative Preise nicht entgegen (Zielverfehlung). Solche kürzeren Zeiträume mit negativen Preisen treten nach wie vor ca. 20-mal pro Kalenderjahr auf.

Zweitens schießt die derzeitige Sechs-Stunden-Regel teilweise über das Ziel einer Vermeidung der Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie zu negativen Preisen hinaus, da die Regelung an den Marktdaten des Vortages (Tag vor der Lieferung) anknüpft, obwohl die Strommengen am Liefertag ggf. am Intraday-Markt zu mehr als 0 EUR/MWh, also zu positiven Preisen, tatsächlich verkauft werden

können (teilweise Zweckverfehlung). Der Anlagenbetreiber verliert also die Marktprämie, obwohl er am Liefertag erneuerbaren Strom erzeugt hat, den sein Direktvermarkter tatsächlich zu positiven Preisen am Markt veräußern konnte.

Drittens wird die Sechs-Stunden-Regel immer öfter angewendet, so dass Anlagenbetreiber bzw. Investoren diese zunehmenden Erlösausfälle bei der Abgabe von Geboten bei Ausschreibungen der Bundesnetzagentur als Risiko einpreisen müssen (volkswirtschaftlich unerwünschte Nebenfolge). Wenn bezuschlagte Angebote diesen kalkulatorischen Preisaufschlag enthalten, zahlt der Stromverbraucher über die EEG-Umlage diesen Risikozuschlag über die gesamte Förderdauer von zwanzig Jahren mit. Allein im Februar 2020 fielen 75h in sogenannte 6-Stunden-Blöcke. Das ist 11 Prozent der Zeit im Februar ($75h / (29 \text{ Tage} \times 24 \text{ h})$) und mindestens der gleiche Anteil der Produktion. Laut Expertenschätzungen beliefen sich die Verluste für die Windparks auf See auf etwa 50 Millionen Euro. Solche Situationen treten nicht nur im Winter auf. Auch im Juni 2019 sind an fast jedem Wochenende negative Strompreise aufgetreten, einmal sogar 18 Stunden nacheinander. Dazu kommt, dass die Häufigkeit solcher Marktphänomene zunimmt. Im ersten Halbjahr 2019 wurden fast genauso viele negative Stunden wie im gesamten Jahr 2018 registriert. Da die Menge der tatsächlichen Erlösausfälle hauptsächlich von der Menge der Erzeugungskapazität abhängt, für die der regulatorische Anreiz "Marktprämienzahlung bei negativen Preisen" nach der Sechs-Stunden-Regelung besteht, müssen mögliche zukünftige Änderungen dieses regulatorischen Anreizes bereits heute in die Gebote eingepreist werden. Dies erhöht die Finanzierungskosten.

Viertens stehen die Marktdaten, die Direktvermarkter benötigen, um auf die Sechs-Stunden-Regel reagieren zu können, nicht mit hinreichender Sicherheit zur Verfügung, d.h. die Förderung von Anlagen über die Marktprämie unterliegt gewissen Zufälligkeiten. Darüber hinaus besteht eine Abhängigkeit von der Sorgfalt Dritter, die jenseits der Kontrolle der Betroffenen liegen (teilweise Zweckverfehlung). So führte beispielsweise ein IT-Fehler bei der Referenz-Strombörse, der EPEX Spot SE in Paris, am 07.06.2019 zu einer Abkoppelung u.a. des deutschen Marktes. In der Folge wurden von EPEX Spot SE für die Preiszone Deutschland Spotmarktpreise festgelegt, die autonom in dieser Preiszone gebildet worden sind, ohne dass sich – wie üblich – ein über die Preiszonen wirkender Effekt ausgleichender Preise einstellen konnte. Konkret ergab die Preisbildung in der (entkoppelten) Preiszone Deutschland für den folgenden Liefertag eine neunzehnstündige Negativpreisphase. Dies war die längste bislang aufgetretene ununterbrochene Negativpreisphase für die Preiszone Deutschland. Bei gekoppelten Spotmärkten wäre dies – jedenfalls in diesem Umfang – vermieden worden.

Daher ist unserer Meinung nach die Sechs-Stunden-Regel in ihrer derzeitigen Fassung ungeeignet, um das an sich legitime Ziel, einer Vermeidung der Förderung der Stromerzeugung in Zeiten negativer Preise, zu erreichen.

Handlungsempfehlung:

Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass ohne die erforderliche Flexibilisierung des Energieversorgungssystems die Zahl der jährlich zu erwartenden Stunden mit negativen Marktpreisen in den kommenden Jahren weiter zunimmt. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BWO eine grundlegende Überarbeitung des regulatorischen Rahmens der bestehenden Sechs-Stunden-Regel. Hierfür sind alle Optionen in Betracht zu ziehen; wie etwa (I) eine Abschaffung der Regelung insgesamt, (II) eine Verlängerung des Marktprämienanspruches um diejenigen Zeiträume, in denen der anzulegende Wert aufgrund negativer Strompreise auf null reduziert war (vergleichbar dem dänischen oder dem niederländischen Regime), (III) eine Kontingentierung der geförderten Strommenge, (IV) eine Anpassungen an

der Abgabe- Umlagesystematik oder (V) eine Kompensation der Ausfallarbeit (vergleichbar mit dem französischen Regime).

6. Eigentumsübertragungen in der AWZ ermöglichen

Aktuell sind Übereignungen in der AWZ wie beispielsweise der Verkauf/ die Übertragung eines Offshore-Windparks immer ein rechtlicher Sonderfall. Hintergrund ist, dass die Anwendung des deutschen Rechts und insbesondere des Sachenrechts umstritten ist. In der praktischen Anwendung wird die Anwendung derzeit i.d.R. bejaht, dies ergibt sich aus der analogen Anwendung von Art. 43 I EGBGB, dennoch besteht insbesondere bei Übertragungen Unsicherheit. Aufgrund der Unsicherheiten fordern z. B. Kreditgeber den Eigentumsübergang auf Festland oder aber an Bord eines deutschen Schiffes. Es wird auch häufig ein Tochterunternehmen gegründet, welches dann das Eigentum an den Anlagen erwirbt. Diese Tochterunternehmung soll sich dabei komplett im Eigentum des eigentlichen Anlagenbetreibers befinden. Die Kreditgeber fordern als Sicherheiten dann keine Pfand/-Hypothekenrechte an den Anlagen, sondern erhalten Anteile an der Tochtergesellschaft. Durch diese Vorgehensweise werden die ohnehin schon komplexen Sachverhalte weiter undurchsichtiger und diffuser.

Eine Rechtswahl wird im Sachenrecht grundsätzlich ausgeschlossen. Im internationalen Sachenrecht wird auf den Lageort abgestellt. Deutschland hat dies 1999 in Artikel 43 EGBGB normiert. Somit wäre eine Rechtswahl, selbst wenn sie den Interessen beider Parteien entspricht, unwirksam. Der BGH hat dies in seinem Urteil VIII ZR 76/95 von 1996 auch schon gewohnheitsrechtlich entschieden.

Eine gesetzgeberische Klarstellung könnte hierbei Abhilfe schaffen, ist mit keinen Kosten verbunden und würde für die Betreiber von Offshore-Windparks erhebliche Erleichterungen mit sich bringen.

Handlungsempfehlung:

- Aufnahme eines neuen Absatz 3 §44 WindSeeG:
„(3) Einrichtungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland stehen im Sinn des Artikel 43 des Einführungsgesetzes zum Bürgerlichen Gesetzbuche Sachen gleich, die sich in der Bundesrepublik Deutschland befinden.“

7. Rechtssicherheit für Pilotwindanlagen verbessern

Das WindSeeG sieht spezielle Regelungen für Pilotwindenergieanlagen auf See vor. Angesichts der sehr hohen Planungs- und Genehmigungszeiträume und um eine erhöhte Sicherheit für Projekte nach dem Jahr 2025 zu bieten, schlagen wir vor, dass die Fristen für den Zahlungszuspruch verlängert werden. Darüber hinaus wäre eine Entzerrung des Zahlungszuspruchs sinnvoll. Statt inbetriebgenommene Anlagen bis maximal 50 MW pro Jahr zu fördern, wäre es für die Betreiber einfacher, wenn eine maximale Kapazität bis zum Jahr 2030 förderfähig wäre (statt 10 x 50 MW 500 MW gesamt bis 2030). Damit könnten Überschneidungen verhindert und für die Betreiber die Sicherheit geschaffen werden, dass bei Inbetriebnahme einer Anlage auch eine zeitnahe Förderung gewährt werden würde. Die Mengensteuerung würde weiterhin durch die Notwendigkeit einer Genehmigung durch die BNetzA gewährleistet sein.

Darüber hinaus hat sich in der Vergangenheit gezeigt, dass die Anforderungen an den Innovationsgrad der Pilotwindanlagen sehr hoch sind. Berücksichtigt man daneben die hohen Kosten beispielsweise der

Logistik und die -häufig- verminderte Zugänglichkeit, wird aktuell der Grundgedanke der Erprobung neuer Technologien konterkariert.

Handlungsempfehlung:

- Verlängerung der Inbetriebnahmefrist aus §69 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG um 5 Jahre auf den 1.1.2031
- Neuregelung der Fördergrenze §69 Abs. 3 und 4 WindSeeG im Sinne einer maximalen förderfähigen Kapazität der Pilotwindanlagen in Höhe von 500 MW bis 2030 (statt 10 x 50 MW 500 MW gesamt bis 2030)
- Absenkung und Erweiterung der Voraussetzung zur Definition von Pilotwindenergieanlagen nach §68 WindSeeG auf „über den Stand der derzeitigen Technik liegenden Innovation“ und/oder „bestimmt zur Erprobung neuer Technologien“ (z.B. Softwareerprobung durch Dritte)

8. Anpassung der Regelung zu den Realisierungsfristen an den FEP

Gemäß § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG müssen bezuschlagte Bieter spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See in dem Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge erbringen. Für den Nachweis über eine bestehende Finanzierung sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage und der parkinternen Verkabelung vorzulegen.

Die Vorlage eines Vertrages über die vorgesehene Umspannanlage entspricht nicht den neuen Festlegungen des Flächenentwicklungsplans 2019. Abweichend von dem Anbindungskonzept des BFO-N 16/17 wird im FEP ab dem Jahr 2026 das sogenannte 66 kV-Direktanbindungskonzept als Standard festgelegt, vgl. Nr. 4.2.1.1. FEP 2019. Beim 66 kV-Direktanbindungskonzept werden die Leitungen zur Verbindung der Konverterplattform mit den Offshore-Windenergie-Anlagen (sog. parkinterne Verkabelung) auf Basis der Drehstromtechnologie mit einer Spannung von 66 kV ausgeführt. Dadurch entfällt das Erfordernis einer Umspannplattform.

Darüber hinaus wird das soeben beschriebene 66 kV-Direktanbindungskonzept bereits in den Jahren 2024 und 2025 von zwei Offshore-Windparks als Anbindungskonzept verwendet. Aus diesem Grund sollte bereits jetzt eine Klarstellung des § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG erfolgen.

Mit der unten gewählten Formulierung wird die Frage, welches Anbindungskonzept zum Einsatz kommt, hinsichtlich der im Rahmen des § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG vorzulegenden Verträge flexibilisiert.

Handlungsempfehlung:

- Neufassung des § 59 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG:
„Bezuschlagte Bieter müssen spätestens 24 Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin gegenüber der Bundesnetzagentur den Nachweis über eine bestehende Finanzierung für die Errichtung von Windenergieanlagen auf See in dem Umfang der bezuschlagten Gebotsmenge erbringen; für den Nachweis über eine bestehende Finanzierung sind verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente, der parkinternen Verkabelung und, sofern für das gewählte Anbindungskonzept erforderlich, der für die Windenergieanlagen vorgesehenen Umspannanlage vorzulegen.“

9. Konkretisierung des § 17 e Abs. 1 und 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das BMWi hat am 22.04.2016 einen Evaluierungsbericht gemäß § 17i EnWG vorgelegt, mit dem die Angemessenheit der Ende 2012 in Kraft getretenen Haftungsregelungen in § 17e ff. EnWG untersucht werden sollte.

Auf Seite 21 des Evaluierungsberichtes wird der Selbstbehalt der Windparkbetreiber angesprochen mit dem Hinweis, dass nur vereinzelt ganztägig Störungs- bzw. Wartungsarbeiten vorliegen. In der Konsequenz wurde § 17e Absatz 3 EnWG durch das Änderungsgesetz zum Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz hinsichtlich des Selbstbehaltes der Offshore-Windparkbetreiber bei Wartungsarbeiten des Übertragungsnetzbetreibers dahingehend geändert, dass bei der Berechnung der Tage die vollen Stunden, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden, zusammengerechnet werden, also jede Stunde für den Selbstbehalt zählt.

In der Gesetzesbegründung heißt es hierzu:

„Mit dem neuen § 17e Absatz 3 Satz 2 EnWG wird die Berechnung des Selbstbehalts der Betreiber von Windenergieanlagen auf See für betriebsbedingte Wartungen der Offshore-Anbindungsleitung geändert. Der Selbstbehalt wurde bisher anhand voller Kalendertage (24 Stunden) berechnet. In der Praxis kommt bei Wartungen eine Abschaltung der Offshore-Anbindungsleitung für einen ganzen Tag nur selten vor. Daher wird von der tagesscharfen auf eine stundenscharfe Berechnung umgestellt. Die vollen Stunden, in denen der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Wartung ausführt, werden summiert. Angefangene Stunden bleiben unberücksichtigt. Überschreitet die Summe der Wartungsstunden eines Betreibers von Windenergieanlagen auf See insgesamt zehn Tage, d.h. 240 Stunden, beginnt der Anspruch des Betreibers von Windenergieanlagen auf See auf eine wartungsbedingte Entschädigung nach § 17e Absatz 1 Satz 1 EnWG.“ (Änderungsantrag der Fraktionen der CDU/CSU und SPD zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/10209, 18/10352 –, S. 191)

Unabhängig davon, wie die bisherige Berechnung der Selbstbehalte zu verstehen ist (die Auslegung „voller Kalendertag“ ist nicht zwingend) bietet sich die Klarstellung auch hinsichtlich der Störungssachverhalte in § 17e Abs. 1 EnWG an (9a.). Zudem bedarf es zur Klarstellung einer Definition des Begriffes „Wartung“ in § 17e Abs. 3 EnWG, um Schwierigkeiten in der Praxis zu begegnen (9b.).

a. Ausweitung Definition § 17e Abs. 3 Satz 2 EnWG für Wartungen auch für Störungen gemäß § 17e Abs. 1 EnWG

Durch die vorgenannte Ergänzung in § 17e Abs. 3 Satz 2 EnWG, dass bei der Berechnung der Tage die vollen Stunden, in denen Wartungsarbeiten vorgenommen werden, zusammengerechnet werden, wurde klargestellt, dass 240 Stunden Wartungsarbeiten über das Jahr verteilt eine Pflicht des Übertragungsnetzbetreibers zur Zahlung von Entschädigungen gemäß § 17e Abs. 3 Satz 1 EnWG auslösen.

In der Gesetzesbegründung wird darauf hingewiesen, dass ganztägige Wartungsereignisse selten vorkommen und deshalb eine stundenweise Betrachtungsweise anzulegen sei. Wie im oben erwähnten Evaluierungsbericht des BMWi aufgeführt, gilt dies nicht nur für Wartungsereignisse, sondern auch – und insbesondere – für Störungsereignisse. Diese werden aktuell jedoch tageweise abgerechnet.

Statistisch unterlegt wird dies beispielhaft durch die Darstellung der Netzausfall- und Störungszeiten des Anschlusses des Trianel Windpark Borkum für das erste Halbjahr 2019. Die dort aufgeführten Ausfallzeiten von insgesamt 178 Stunden bedeuten umgerechnet 7,41 Tage. Würden nur ganze Tage Berücksichtigung finden, wären dagegen nur 5 Tage berücksichtigungsfähig.

Für die Windpark-Betreiber führt die aktuelle Regelung dazu, dass ihre Rentabilitätsberechnungen niedrigere Verfügbarkeitsraten der Netzsysteme annehmen müssen als die 92,5 Prozent, die sich aus 10 Tagen Wartung und 18 Tagen Störungen rechnerisch ergeben. Infolge müssten die Betreiber dieses Risiko in die Gebote der Windpark Betreiber einkalkulieren, sodass die Kosten über den Energiepreis auch beim Kunden landen können. Die Gefahr negativer Effekte für die Übertragungsnetzbetreiber und Stromkunden ist dagegen bei der vorgesehenen Klarstellung limitiert. Auch führt die viertelstündige oder stündliche Abrechnung im Vergleich zur tagesweisen Abrechnung zu Verwaltungsersparnissen, da die Betriebszustände der Systeme automatisiert in 15-Minutenwerten festgehalten werden.

Handlungsempfehlung:

- Einfügen eines neuen § 17e Abs. 4a EnWG:
„Bei der Berechnung der Tage nach Absatz 1 bis Absatz 3 werden die vollen Viertelstunden, in denen die Störungen vorliegen bzw. die Wartungsarbeiten vorgenommen werden, zusammengerechnet.“
- § 17 e Abs. 3 Satz 2 EnWG wird gestrichen.

b. Definition Wartungsarbeiten

Der Übertragungsnetzbetreiber teilt den Offshore-Windparks jeweils im Nachgang zu dem jeweiligen Netzausfällen schriftlich mit, ob es sich hierbei um eine Störung oder Wartung gehandelt hat. Eine Möglichkeit der Überprüfung hat der betroffene Park nicht. Auch die REMIT-Meldungen sind in dieser Hinsicht unergiebig. Gerade bei vorher nicht angekündigten plötzlichen Netzausfällen ist es zweifelhaft, warum es sich hierbei um eine Wartung handeln soll. Für den Betreiber ist es wegen der parallelen gesetzlichen Selbstbehaltstage für Störung und Wartung aber wichtig zu wissen und im Zweifel auch überprüfen zu können, ob es sich bei dem Netzausfall um eine Wartung oder um eine Störung gehandelt hat. Dies gilt gerade dann, wenn die Selbstbehaltstage für einen Sachverhalt in dem Jahr noch nicht erfüllt sind, für den anderen hingegen schon. Deshalb ist eine saubere und transparente Abgrenzung von Störungen und Wartungen für alle Offshore-Windpark-Betreiber von großer Bedeutung. Hier bietet es sich an, auf bestehende Regelwerke zurückzugreifen:

Gemäß der DIN 31 051 ist unter Wartung das Ergreifen von „Maßnahmen zur Bewahrung des Sollzustandes von technischen Arbeitsmittel[n] und Anlagen zur Vermeidung von Störungen des Produktionsablaufs“ zu verstehen. Eine Orientierung an dieser DIN bietet sich auch für den Wartungsbegriff in § 17e Abs. 3 EnWG an, um den Charakter der Arbeiten in Abgrenzung zur Wiederherstellung des Sollzustandes (Störung) und zur erstmaligen Herstellung klarzustellen.

Handlungsempfehlung:

- Folgende Ergänzung in § 17 e Abs. 3 EnWG:
„Wartung versteht das Ergreifen von Maßnahmen zur Bewahrung des Sollzustandes von technischen Arbeitsmitteln und Anlagen zur Vermeidung von Störungen des Produktionsablaufs, soweit die Maßnahmen mindestens einen Monat vor Beginn der Arbeiten den betroffenen Betreibern der Windenergieanlagen auf See mitgeteilt wurden. Wird die vorgenannte Frist nicht eingehalten, handelt es sich bei der Unterbrechung der Netzanbindung um eine Störung gemäß Absatz 1“