



Stellungnahme

zum Eckpunktepapier des BMWi über „Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen“

Am 31.07.2015 hat das BMWi das o.g. Eckpunktepapier veröffentlicht und gleichzeitig ein Konsultationsverfahren eingeleitet. Von dieser Gelegenheit zur Stellungnahme machen die unterzeichnenden Verbände und Institutionen der Offshore-Windenergiebranche gerne Gebrauch.

I.	Vorbemerkung	2
II.	Zum Zielsystem	3
1.	Ausbaupfad.....	3
2.	Vorentwicklung von Flächen und Folgeaufgaben; Zeitleiste	4
III.	Zur Wahl des Zielmodells	5
1.	Modell „Beschleunigter Netzanschluss“.....	5
2.	Zentrales Modell	5
3.	ONEP +.....	6
IV.	Zum Übergangsregime	7
1.	Einmalauktion oder Mehrfachauktion?	7
2.	Umfang der vorgeschlagenen Übergangsauktion.....	8
3.	Voraussetzung der Teilnahme an der Übergangsauktion	10
4.	Verlängerung/Auslaufen bestehender Genehmigungen	12
5.	Kompensation	12
6.	Offene Fragen.....	13

I. Vorbemerkung

Die Bundesregierung plant, die Förderung der Windenergieerzeugung auf See zukünftig in einem System zu regeln, in welchem die Höhe der Förderung nicht mehr, wie bislang, gesetzlich vorgegeben ist, sondern in Ausschreibungen ermittelt wird. Dieser Systemwechsel bedeutet einen tiefen Einschnitt insbesondere in dem durch lange Planungszeiten gekennzeichneten Bereich der Offshore Windenergie. Zudem ist dieser Umstieg durch hohe Komplexität gekennzeichnet.

In der Branche besteht Uneinigkeit, ob Ausschreibungen überhaupt ein guter Weg sind bzw. welches Zielmodell gewählt werden sollte. Für alle Beteiligten ist es aber **das gemeinsame Ziel, einen kontinuierlichen und kosteneffizienten Ausbau der Offshore Windenergie in Deutschland zu sichern**. Unabhängig von Unterschieden der grundsätzlichen Positionen halten es daher die unterzeichnenden Verbände und Institutionen für notwendig, folgende Punkte zu berücksichtigen und die nachfolgenden Ziele zu erfüllen:

- Die sich durch die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem für die Akteure ergebenden Nachteile bzw. Herausforderungen müssen durch einen **angemessenen Übergang** bzw. ein Übergangssystem wirksam abgemildert werden.
- Die **Kontinuität und die Dynamik des Ausbaus der Offshore Windkraft darf nicht abgebremst werden** und erst recht nicht zu einem (zeitweiligen) Stillstand führen.
- Es muss, in einem Zielsystem wie im Übergang, eine ausreichende Anzahl von an den Ausschreibungen teilnehmenden Akteuren gewährleistet sein.
- Die Akteursvielfalt muss auf allen Ebenen – Investoren, Entwickler, Zulieferer, Hersteller und Betreiber – gesichert werden, wodurch die Möglichkeiten für Kostensenkungspotenziale erst ausgeschöpft werden können.
- Technische Innovationen dürfen durch ein Ausschreibungssystem nicht behindert oder blockiert werden, insbesondere die Weiterentwicklung von Prototypen/Testanlage für innovative Anlagenkonzepte, Gründungs- oder Netzanbindungsstrukturen.
- Offshore-Windenergie-Projekte (OWP), welche im vom Wirtschaftsministerium vorgesehenen Übergangssystem oder nach der Ausschreibung nicht zum Zuge kommen, müssen angemessen, d.h. orientiert an den bis dahin entstandenen realen und projektspezifischen Kosten, entschädigt werden. Dies ist vor allem auch entscheidend für die **Rechtssicherheit** des vorgeschlagenen Systemwechsels und für das Vertrauen zukünftiger potentieller Investoren in den Standort Deutschland und die Verlässlichkeit von künftigen Rahmenbedingungen.

- Eine effiziente und für das Übergangs- wie das Zielsystem bedarfsgerechte Netzausbauplanung muss so schnell wie möglich gewährleistet werden. Dies muss rechtzeitig und rechtsverbindlich sichergestellt werden, ggf. durch einen vorgezogenen ONEP 2025.

Weiterhin müssen die Akteure der Offshore Windenergie Branche wissen, auf welchen Ausbau sie sich in den Jahren 2020-2030 insgesamt und in den jeweiligen Jahren einstellen können. Dabei ist das mit dem EEG Ausbauzielen vorgegebene Bauvolumen von 800 MW, d.h. im Regelfall nur ein bis zwei Projekte pro Jahr, für einen ernsthaften Wettbewerb eher gering. Dies würde verschärft, wenn das derzeit diskutierte „Abschmelzen“ von möglicherweise 1,2 GW im Rahmen eines Übergangssystems in den Jahren 2021-2023 vorgenommen würde. Es entstünde die konkrete Gefahr eines Fadenrisses im Ausbau der Offshore Windenergie, mit entsprechend weitreichenden negativen Folgen für die Offshore Industrie wie für die maritime Dienstleistungsbranche.

Die Branche der Offshore Windenergie wird sich am Prozess der weiteren Gesetzgebung konstruktiv beteiligen. Wir weisen hier aber ausdrücklich darauf hin, dass die kritischen bzw. ablehnenden Positionen einzelner Akteure gegenüber Ausschreibungen bzw. gegenüber dem in den Eckpunkten favorisierten zentralen Modell weiter bestehen. Die Fokussierung der nachfolgenden Stellungnahme auf Elemente des zentralen Systems ist den vorliegenden Eckpunkten, als Gegenstand dieser Konsultation, geschuldet.

Für alle konkreten Fragen, die im Eckpunkt Papier gestellt werden, verweisen wir zur Vermeidung von Wiederholungen auf die Ausführungen der Arbeitsgemeinschaft Offshore Windenergie e.V. (AGOW).

II. Zum Zielsystem

1. Ausbaupfad

In Hinblick auf die Zielsetzung in § 3 Nr. 2 EEG scheint übersehen zu werden, dass bis 2030 15 GW Leistung offshore installiert sein sollen und es daher einer Ausschreibung der „aufzustockenden“ 8,5 GW bis spätestens 2026/2027 bedarf. Denn nach der optimistisch gerechneten Zeitleiste in Abb. 3 der Eckpunkte sind für den Zeitraum von Beginn der Ausschreibung bis Abschluss der Bauvorbereitung des OWP im besten Fall knapp vier Jahre zu veranschlagen. Mit welchen Vorgaben der Ausbau nach Erreichen der Zielsetzung in 2030 fortgesetzt wird, um die längerfristigen Ziele des EEG zu erreichen, kann zur Zeit nicht vorhergesagt werden, doch ändert dies nichts an vorstehender Feststellung.

2. Vorentwicklung von Flächen und Folgeaufgaben; Zeitleiste

Insgesamt halten wir den in der Zeitleiste (Abb. 3 der Eckpunkte) dargestellten zeitlichen Ablauf für zu optimistisch kalkuliert. Innerhalb des gewählten Systems ist die Vorgehensweise einer Vorentwicklung nach Maßgabe der genannten Elemente inhaltlich zwar im Wesentlichen überzeugend. Allerdings heißt es, dass die bereitgestellten Daten aus der Vorentwicklung ausreichen sollten, um einen Antrag auf Genehmigung – richtig: Planfeststellung, vgl. § 2 SeeAnIV – zu stellen. Dies scheint in zeitlicher Hinsicht, wie sie sich aus Abb. 3 ergibt, recht gewagt, und zwar aus folgenden Gründen:

Gemäß § 73 VwVfG wird das Planfeststellungsverfahren durch Einreichen der Planunterlagen eingeleitet. Diese Planunterlagen müssen der Planfeststellungsbehörde eine konkrete Entscheidungsgrundlage bieten sowie die Öffentlichkeit, Träger öffentlicher Belange und ggf. betroffene Dritte in die Lage versetzen, die Auswirkungen des Vorhabens beurteilen zu können. Insbesondere umfassen die Planunterlagen auch Umweltverträglichkeits- und FHH-Verträglichkeitsstudien.¹ Im für die Flächenentwicklung vorgesehenen Zeitfenster von 15 Monaten lässt sich dies nicht, jedenfalls nicht nach Maßgabe des geltenden Standarduntersuchungskonzepts Umwelt des BSH, erfüllen. Für die Basisaufnahme allein sind zwei Jahre vorgesehen; die UVS selbst ist dann noch nicht formuliert. Zwei aufeinanderfolgende (!) Jahre Basisaufnahme finden sich in der derzeitigen Darstellung nicht.

Sollte hier das in § 3 SeeAnIV genannte „Ersuchen um eine Unterrichtung iSd § 5 UVPG“ gemeint sein anstelle des in § 73 VwVfG genannten eigentlichen Planfeststellungsantrags, sind die derzeitigen Anforderungen an die Umweltuntersuchungen als Grundlage weder eines Erörterungstermins noch der Planfeststellung im Rahmen der vorgesehenen zwölfmonatigen Genehmigungsphase durchführbar.

Wir gehen zwar davon aus, dass die dargestellte Zeitleiste mit dem BSH vorgeklärt wurde. Allerdings sind die Anforderungen des StUK den rechtlichen Vorgaben des nationalen und europäischen Naturschutzes geschuldet. Gar zu starke Abstriche gefährden die Rechtssicherheit eines Planfeststellungsbeschlusses. Eine Ausdehnung der Genehmigungsphase hingegen greift in das Zeitfenster der konkreten und kostenintensiven Bauvorbereitung des OWP hinein (Komponentenbestellung). Dies erhöht das Kostenrisiko bei der Angebotsabgabe. Denn trotz

¹ Zu Umfang und Funktion der Planunterlagen etwa Stelkens/Bonk/Sachs, VwVfG, 8. Aufl. 2014, § 73 Rn. 18 ff. Durch den kurzen Zeitraum zwischen Antragstellung und Baubeginn wäre neben den ohnehin erforderlichen detaillierten Angaben zu den Auswirkungen des Vorhabens dürfte – anders als nach hiesiger Kenntnis bislang – auch das gesamte Engineering schon im Detail als Planunterlage vor PFB vorzulegen sein.

vorhergehender Flächenauswahl und -entwicklung verbleibt – entsprechend dem Kontrollvorbehalt des Planfeststellungsverfahrens – das Risiko, dass ein Vorhaben bei näherer Betrachtung letztlich nicht planfeststellungsfähig ist. Es dürfte auch rechtswidrig sein, die Abwägung abschließend im Rahmen der Vorentwicklung (de facto) vorwegzunehmen (Gefahr eines Abwägungsausfalls).

Sichergestellt sein muss auch, dass derzeitige „Zeitfresser“, insbesondere die Freigaben nach dem Standard Konstruktion, in der vorgesehenen Zeit von allen relevanten Akteuren umfassend und abschließend bearbeitet werden. Hierzu bedarf es nicht nur einer professionellen Vorbereitung durch den Antragsteller, sondern insbesondere einer zügigen Prüfung mit klaren Fristvorgaben durch die dafür vorgesehenen öffentlichen Stellen und deren Dienstleister.

Aufgrund der engen Zeiträume wäre möglicherweise auch zu prüfen, ob die Durchführung einer Basisaufnahme und die Durchführung einer Baugrundhaupterkundung sich „vertragen“ und parallel von staten gehen können.

III. Zur Wahl des Zielmodells

1. Modell „Beschleunigter Netzanschluss“

Das BMWi begründet die Ablehnung des Modells „beschleunigter Netzanschluss“ mit dem Umstand, dass eine schnellere Realisierung von Netzanbindungen (in der Nordsee) nicht absehbar sei. Demgegenüber fällt allerdings ins Auge, dass bei einer Vorbereitung des Netzanschlusses in unmittelbarem Anschluss an die OWP-Flächenauswahl die Netzanschlusssysteme (NAS) zügiger als in Abb. 3 dargestellt zur Verfügung stünden.

Darüber hinaus verweisen wir auf eine aktuelle Initiative des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V. und der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, die gemeinsam mit Partnern aus der Industrie eine Studie in Auftrag gegeben haben, wonach – in Anknüpfung an die Empfehlungen der AG Beschleunigung Offshore-Netzanbindung aus dem Jahr 2012 die Beschleunigungs- und Kostensenkungspotentiale bei der Erstellung von Offshore-Netzanbindungen analysiert werden sollen. Erste Ergebnisse sollen bereits Ende 2015 vorgelegt werden.

2. Zentrales Modell

Teile der Branche teilen die Präferenz des BMWi für die möglichst schnelle Einführung des zentralen Modells und unterstützen diesen Vorschlag. Sie sehen dieses Modell als Garant für einen echten Wettbewerb und damit für das Erreichen der ambitionierten Kostenziele der Branche, die für die nachhaltige Entwicklung der Offshore-Windindustrie in Deutschland essentiell ist. Grundsätzlich halten sie das zentrale Modell auch für besser geeignet, die Attraktivität des deut-

schen Marktes zu erhalten, da es diesen für die zunehmend international agierende und von neuen Playern geprägte Branche offenhalte.

Die Befürworter dieses Modells folgen im Grundsatz insgesamt den Argumenten des BMWi und sehen hier das größte Potential, den Ausbau der Offshore-Windenergie schrittweise, bedarfsgerecht und wirtschaftlich voranzutreiben.

3. ONEP +

Aus Sicht anderer ist das Modell ONEP/ONEP + der bessere Weg.

Nach dieser Auffassung spricht gegen das präferierte zentrale Modell zum einen, dass ein Wettbewerb gerade nicht gefördert werde, jedenfalls nicht in Hinblick auf die Akteursvielfalt. Es sei nur eine begrenzte Anzahl von Bietern zu erwarten, wie sich im internationalen (europäischen) Vergleich gezeigt habe. Die gegenwärtig in Deutschland vorhandene Akteursvielfalt gebe es in keinem anderen Land. In einem zentralen Modell könnten hingegen mittelständische Unternehmen ihre Vorteile nicht ausspielen, sondern würden aus dem Markt gedrängt. Es zählten allein die Stärken des Unternehmens beim Einkauf, bei der Finanzkraft und beim Umsatz, wohingegen Flexibilität, günstige Entwicklungen, gute Standortwahl und individuelle Betriebskonzepte, die ebenfalls zu Kostensenkungen führten, nicht zu Erfolg verhelfen. In einem zentralen Modell mit einem vorgegebenen Standort und ohne Kenntnis der Genehmigungsaufgaben sei dies nicht möglich. Die Vorgaben des zentralen Modells, wie etwa finanzielle Präqualifikationsbedingungen bei gleichzeitigem Fehlen geeigneter materieller Präqualifikation führe zu einem Ausschluss derzeitiger Akteure und damit zur Abnahme der Akteursvielfalt. Zu erwarten sei daher eine „Marktbereinigung“ hin zu einer Oligopolisierung der Betreiber- bzw. Bieterstruktur.

Das zentrale Modell entspreche im Grunde einer „frühen Ausschreibung“, obwohl die Gründe, aus denen dieses Vorgehen für Wind onshore abgelehnt wurde, sachlich auch auf Wind offshore zutrafen. Da die Risiken, die zeitlichen Abläufe und die finanziellen Belastungen im offshore-Bereich sogar ungleich größer seien, sei die Präferenz des BMWi für das zentrale Modell nicht nachvollziehbar.

Weiterhin sei die Realisierungswahrscheinlichkeit im zentralen Modell aufgrund der noch nicht erfolgten Planfeststellung eher niedriger als höher.

Auch die Kosten seien im zentralen Modell höher als im ONEP-Modell, da wesentliche Vorleistungen durch den Staat zu verauslagten seien. Zudem müsse der Staat dauerhaft und früher weit mehr Personal und Ressourcen an einer eigens zu schaffenden zentralen Stelle aufbauen und vorhalten. An einer Gegenüberstellung der jeweiligen Kosten fehle es.

Ein wichtiger Gesichtspunkt sei weiterhin die Eingriffsintensität, die beim ONEP-Modell minimal ist; es bedürfe auch keines Übergangssystems. Die Vorteile seien:

- pragmatischer Ansatz in einem bekannten System;
- gleiche Wettbewerbsintensität,
- kein Fadenriss, sondern hohe Kontinuität in der Umsetzung
- gute Voraussetzungen für die Kostensenkung
- Erhalt der Akteursvielfalt durch Vermeidung von Marktzugangsbarrieren,
- geringere Vorlaufzeit als im zentralen Modell,
- kein Vertrauens- und Imageverlust für den Industriestandort Deutschland,
- keine „kalte Enteignung“ von genehmigten und weit entwickelten Projekten

Die politische Agenda – Umstellung der Vergütung – werde durch dieses Modell erfüllt, es werde aber vermieden, das gesamte Marktsystem auf den Kopf zu stellen. Eine maßvolle, minimalinvasive Lösung sei auch schon deshalb geboten, weil in 2016 die EU-Beihilfeleitlinien evaluiert würden.

Das wesentliche Gegenargument gegen das ONEP+-Modell seien die Leerstandskosten für das Vorhalten eines zusätzlichen Netzanschlussystems in der Nordsee. Dies werde mit in der Höhe nicht nachvollziehbaren Kosten überbetont und es werde ignoriert, dass es sich um eine einmalige Investition handle. Sobald dieser einmalige Vorhalt an Übertragungskapazität hergestellt sei, nähmen diese Zusatzkosten durch Teilauslastung kontinuierlich ab; überdies ist davon auszugehen, dass alle Netzanbindungssysteme letztlich einer weitgehenden Auslastung zugeführt würden. Insgesamt sind die Netzausbaukosten in allen Modellen gleich, da Übertragungskapazität in immer gleicher Höhe zu realisieren sei. Auch wenn die politische Debatte um Leerstandskosten schwierig sei, bedürfe es einer ehrlichen und offenen Analyse. Dies auch angesichts des Umstands, dass immer – auch im zentralen Modell – Leerstandskosten anfielen, weil ein punktgenauer Netzausbau nicht möglich sei.

IV. Zum Übergangsregime

Wir begrüßen, dass die Eckpunkte ein Übergangssystem avisieren, in dem genehmigte/planfestgestellte und im Zulassungsverfahren bereits fortgeschrittene Projekte berücksichtigt werden.

1. Einmalauktion oder Mehrfachauktion?

Es kann unsererseits zur Zeit nicht abschließend bewertet werden, ob eine einmalige Auktion die beste Lösung ist, um den Übergang vom bisherigen System zum Zielsystem zu bewerkstelligen, oder ob es nicht besser wäre, mehrere Auktionen durchzuführen. Wir bitten insoweit um eine gründliche Würdigung der ver-

schiedenen in diesem Zusammenhang vorgetragenen Argumente im Lichte der folgenden Zielsetzungen:

- einen fairen Wettbewerb zwischen den derzeitigen Genehmigungsinhabern zu erreichen,
- die Akteursvielfalt zu wahren,
- den weiteren Entwicklungsprozess insgesamt konstant zu halten, damit Kostensenkungspotenziale gehoben werden können und weitere Innovationen ermöglicht werden.

Wir weisen insbesondere darauf hin, dass eine Preisbildung umso schwieriger ist, je weiter entfernt in der Zukunft der – nach wie vor durch den ONEP determinierte – Zeitpunkt der Netzanbindung liegt. Im Falle einer einmaligen Auktion müsste durch einen wie auch immer gestalteten Mechanismus sichergestellt werden, dass die daraus resultierenden (einzupreisenden) Risiken in der Gebotsbewertung neutralisiert und damit vergleichbar werden. Jedenfalls ist die Inflation einzustellen. Darüber hinaus birgt die Einmalauktion das Risiko, dass der Stand der Technik zumindest für die Übergangsphase zementiert würde. Dies widerspricht dem erklärten Ziel der Kostensenkung.

2. Umfang der vorgeschlagenen Übergangsauktion

Gegenstand der Übergangsauktion sollen nach den Vorstellungen des BMWi maximal 2.400 MW (Nord- und Ostsee) sein, abhängig davon, ob und in welchem Ausmaß die in § 17d Abs. 3 S. 2 EnWG genannte Ausbaustufe von 6,5 GW in 2020 erreicht oder, nach Maßgabe von § 118 Abs. 14 EnWG, überschritten wird.

Für die unterzeichnenden Verbände und Institutionen sowie für die herstellende Industrie ist es entscheidend, die im Übergangsregime auszuschreibende Menge von 2,4 GW nicht abzusenken sondern im Gegenteil auf mindestens 2,7 GW anzuheben.

Dabei ist zwischen zwei Argumentationssträngen zu trennen:

- „Pilotausschreibung“ in der Ostsee im Licht in der Nordsee getätigter Investitionen;
- „Abschmelzen“ der in 2020 ggf. über 6,5 GW überschießenden errichteten Erzeugungskapazität

Ausweislich der Eckpunkte wird derzeit geprüft, ob im Küstenmeer der Ostsee bereits in den Jahren 2021 ff. Ausschreibungen nach dem Muster des zentralen Modells, quasi als „Pilot“, durchgeführt werden. Die dort auktionierte Menge soll von den 2,4 GW abgezogen werden. **Diese Herangehensweise lehnen wir ab.**

Wenn die Bundesregierung eine Pilotausschreibung im zentralen Modell durchführen möchte, sollten die in diesem Zusammenhang ausgeschriebenen Mengen gesondert behandelt werden und keine negativen Auswirkungen auf die Rahmenbedingungen und teilnahmeberechtigten Projekte im regulären Übergangssystem haben. **Andernfalls würde das Ziel des Übergangssystems, denjenigen, die in der Vergangenheit ihre Projekte vorangetrieben und hier hohe Investitionen getätigt haben, eine (ernstzunehmende) Chance auf Realisierung ihres Projekts zu geben, konterkariert.** Es ist nicht ersichtlich, weshalb eine „Testphase“ zu Lasten dieser Projektentwickler/Genehmigungsinhaber gehen sollte.

Hinsichtlich des zweiten Gesichtspunkts scheint das BMWi davon auszugehen, dass im Falle einer Überschreitung von 6,5 GW im Jahr 2020 bis 2023 nur die Differenz zwischen dem dann erreichten Stand und 8,9 GW hinzutreten dürfe, um in 2023 nicht mehr als 8,9 GW Erzeugungsleistung in Betrieb zu haben. Dies dürfte § 17d Abs. 3 S. 3 EnWG geschuldet sein, der einen jährlichen Zuwachs von 800 MW vorsieht. Wir haben in unserer Stellungnahme zum O-NEP 2024 vom 15.05.2015 ausgeführt, weshalb dieser Ansatz eines „Abschmelzens“ der überschießenden Kapazität in den Jahren 2021/2022 rechtlich nicht geboten ist. In der Bestätigung des O-NEP 2024 der BNetzA vom 04.09.2015 hat die BNetzA diese Argumentation ohne vertiefte Auseinandersetzung unter Bezugnahme auf eine Entscheidung des OLG Düsseldorf, die ebenfalls keine vertiefte Argumentation enthält, abgelehnt. Angesichts der anstehenden Rechtsänderungen kann nun aber dahinstehen, welche dieser Rechtsauffassungen zutrifft, da sich die Gelegenheit zur Anpassung bietet.

Nach Auffassung der unterzeichnenden Verbände und Institutionen ist es elementar, die begonnene Entwicklung nicht zu unterbrechen. Um einen kontinuierlichen Ausbau der Offshore-Windenergie zu gewährleisten, der zugleich die Grundlage für technische Innovationen sowie Kostensenkungen und damit Basis einer kosteneffizienten Energiewende ist, **sollte die in 2020 ggf. über 6,5 GW überschießende Menge am Ende der 2020er Jahre statt an deren Anfang angerechnet werden.** Im Falle einer Reduzierung der bis/für 2023 auszuschreibenden Menge blieben Kostensenkungspotentiale auf Basis von Erfahrungen und technischen Fortschritten ungenützt. Darüber hinaus hätte dies negative Auswirkungen auf Wertschöpfung und Arbeitsplätze in der bundesweit beteiligten Wirtschaft sowie auf die darauf aufbauende Exportwirtschaft. Bei einer Beschränkung der in diesem Zeitraum auszuschreibenden Menge auf 1,2 GW wäre die mögliche Auftragsmenge derart beschränkt, dass der Fortbestand der deutschen Hersteller- und Zulieferindustrie akut bedroht wäre – der industriepolitische Fadenriss wäre dann unvermeidlich. Dies kann nicht im Sinne des BMWi sein und erscheint nach den jüngsten Investitionsentscheidungen für den Aufbau von Fertigungsstätten in Deutschland umso weniger nachvollziehbar.

Außerdem gilt auch hier: Damit die Übergangsauktion nicht zu einer Farce wird, muss den teilnahmeberechtigten OWPs eine realistische Chance auf Erfolg eingeräumt werden. Das Wettbewerbsverhältnis zwischen den teilnahmeberechtig-

ten OWPs mit einer Leistung von 5,5 GW und einem Ausschreibungsvolumen von ggf. nur noch 1,2 GW wäre derart unverhältnismäßig, dass von einer die Vorarbeiten und Investitionen anerkennenden Übergangsphase nicht mehr gesprochen werden könnte. Eine Akzeptanz durch die Akteure scheint zweifelhaft.

Wir halten darüber hinaus einer Erhöhung der im Übergangsregime auszu-schreiben Menge auf mindestens 2,7 GW für geboten. Eine Erhöhung wäre schon deshalb sinnvoll, um die Lücke zu schließen, die zwischen dem Ausbauziel von 15 GW in 2030 und der jährlich zuweisbaren Kapazität von 800 MW, die nur zu einer betreibbaren Erzeugungsleistung von 14,5 GW führt, zu schließen. Darüber hinaus würde der Widerspruch aufgelöst, der jedenfalls in der Nordsee besteht zwischen dieser jährlich zuweisbaren Menge und den technischen Vorgaben, Netzanbindungssysteme mit 900 MW Übertragungskapazität zu errichten.

3. Voraussetzung der Teilnahme an der Übergangsauktion

An der Übergangsauktion sollen nach dem Eckpunktepapier alle diejenigen Projekte teilnehmen können, die

- genehmigt/planfestgestellt sind oder
- die innerhalb der Zonen 1 und 2 der AWZ und des Küstenmeers liegen und für die bereits ein Erörterungstermin beim BSH durchgeführt worden ist (wir gehen davon aus, dass ein entsprechender Verfahrensstand für ein Projekt im Küstenmeer noch definiert wird und ein ggf. betroffenes Projekt ebenfalls teilnahmeberechtigt wäre).
- In der Ostsee sollen auch Projekte zugelassen werden können, für die noch kein bestätigtes Netzanbindungssystem vorliegt.

Als Kriterium für die Frage, wann ein Projekt „weit fortgeschritten“ ist, schlagen wir anstelle des durchgeführten Erörterungstermins die Vorlage einer Bestätigung des BSH über den Eingang der für die Durchführung des Erörterungstermins erforderlichen Unterlagen bis zu einem bestimmten Stichtag vor. Denn die Erfüllung dieses Zulassungstermins ist bezüglich erbrachter Leistungen und Vorinvestitionen dem durchgeführten Erörterungstermin gleichwertig, ist aber unabhängig von Verzögerungen bei der Terminierung der Erörterung durch das BSH. Hier ist es in der Vergangenheit aus verschiedensten Gründen, bspw. wegen ausstehender Stellungnahmen oder wegen anstehender Änderungen des Rechtsrahmens, zu massiven Verzögerungen gekommen, die diese Terminierung gehindert haben, teilweise (in der Vergangenheit) über mehrere Jahre. Es ist daher notwendig, dass das BSH zeitnah die noch ausstehenden Planfeststellungsbeschlüsse erlässt bzw. laufende Planfeststellungsverfahren nunmehr fortsetzt. Für ein „Moratorium“ fehlt, zumindest in den Zonen 1 und 2, eine Rechtsgrundlage.

Weitere Voraussetzung ist nach den Eckpunkten die Lage an einem bereits beauftragten oder im O-NEP bestätigten Netzanbindungssystem, „wobei raumordnerische und fachplanerische Vorgaben zu berücksichtigen“ sind. Insoweit erschließt sich uns – ohne nähere Erläuterung – nicht, welchen Sinn der Hinweis auf die raumordnerischen und fachplanerischen Vorgaben hat. Die derzeitigen Netz- und OWP-Planungen haben diesen Vorgaben ohnehin zu folgen, ggf. unter Ausschöpfung der dort eröffneten Möglichkeiten clusterübergreifender Lösungen. Es fehlt damit, soweit erkennbar, an der Differenzierungskraft.

Wichtiger ist jedoch, dass u.E. das Verhältnis der Teilnahmeberechtigung zum O-NEP nicht „rund“ erscheint. Es heißt zunächst, es sollten unmittelbar nach Inkrafttreten des EEG 2016 in einer Ausschreibungsrunde bis zu 2.400 MW ausgeschrieben werden, wofür im O-NEP 2025 dafür erforderliche Netzanschlüsse mit Fertigstellungsterminen von 2021 bis 2023 bestätigt werden sollten.² Im Anschluss werden dann jedoch die Teilnahmevoraussetzungen an der Übergangsauktion definiert; hierzu gehört auch die Lage an einem beauftragten oder bestätigten Netzanbindungssystem. „Damit“ träten geplante Projekte mit rund 5,5 GW in den Wettbewerb.³

Ein Wettbewerb in einer solchen Größenordnung ist allerdings aufgrund der Teilnahmevoraussetzungen nur dann möglich, wenn im O-NEP 2025 **etwa 3 GW Übertragungskapazität zusätzlich zur derzeit⁴ bestätigten Kapazität** bestätigt würden. Angesichts der restriktiven Haltung der jüngsten Vergangenheit und der angeblichen Ineffizienz von Teilleerständen auf errichteten Netzanbindungssystemen, die verschiedene Verwaltungsentscheidungen in der jüngeren Vergangenheit geleitet hat, ist dies ein überraschender Paradigmenwechsel. Wir begrüßen diesen Paradigmenwechsel ausdrücklich und schlagen insoweit vor, alle Netzanschlüsse des von den ÜNB vorgeschlagenen O-NEP 2024 (Szenario B) und die Möglichkeit von clusterübergreifenden Anbindungen vorzusehen.

Würde allerdings – wie dies im Workshop beim BMWi am 18.09.2015 anklang – nur ein weiteres Netzanbindungssystem (NOR-7-1) vorgesehen und gleichzeitig für andere Projekte insbesondere aus den Clustern 6 und 8 geöffnet, würde die „natürliche“ Knappheit, die sich durch die 900 MW Übertragungskapazität ergibt, zu unfairen Wettbewerbsbedingungen führen im Vergleich mit den Projekten, die an Netzanbindungssystemen mit geringerer Wettbewerbsintensität liegen. Hier müssen für diejenigen, die teilnahmeberechtigt sind, auch vergleichbare Ausgangsbedingungen geschaffen werden; andernfalls würde eine verzerrte Situa-

² S. 17 der Eckpunkte, li. Sp.

³ S. 17 der Eckpunkte, re. Sp.

⁴ Unter Berücksichtigung der Bestätigung des O-NEP 2024 vom 04.09.2015.

on geschaffen. Letztlich – zeitgerecht! – zu realisieren wären diejenigen NAS, an denen ein Projekt eine Förderberechtigung erhalten hat. Die Vollausslastung aller Systeme würde sukzessiv im Rahmen des zentralen Modells hergestellt.

Soweit Projekte in der Ostsee auch ohne bestätigtes Netzanbindungssystem teilnehmen können sollen, ist auf eine dokumentierte stichhaltige sachliche Begründung für diese Ungleichbehandlung zu achten, damit keine Rechtsunsicherheit entsteht.

Es stellt sich in diesem Zusammenhang die übergeordnete Frage, welche Rolle ein O-NEP in einem möglichen zentralen Modell zukünftig spielen soll und wie das Zusammenspiel zwischen Übertragungsnetzbetreibern, der zentralen staatlichen Entwicklungsbehörde und den übrigen Akteuren aussehen kann. Bei kurssorischer Betrachtung scheint es prüfenswert, ob das aufwendige, mehrstufige Planungssystem angesichts der reglementierten Entwicklung des „Wo“ und „Wie viel“ der Erzeugung angemessen bleibt oder ob der ONEP nicht eine vornehmlich nachvollziehende Funktion erhalten müsste. Doch wird dies erst zukünftig näher zu durchleuchten sein.

4. Verlängerung/Auslaufen bestehender Genehmigungen

Es muss gewährleistet sein, dass die bereits bestehenden Genehmigungen bis zum Abschluss der Übergangsregelung Bestand haben.

5. Kompensation

Die Eckpunkte sehen einen finanziellen Ausgleich für jene Projekte vor, die im Rahmen der Übergangsauktion keinen Zuschlag erhalten haben. Wir begrüßen, dass das BMWi hierbei auf die für die Projektentwicklung notwendigen Kosten abzielt. Jedoch wird eine sich an den „durchschnittlichen“ Kosten orientierende Kompensation den teils erheblichen unterschiedlichen Projektbedingungen und damit den unterschiedlichen Kosten nicht gerecht.

Der finanzielle Ausgleich sollte daher auf Basis der tatsächlichen projektspezifischen Kosten vorgenommen werden. Hierfür müssen die für die Entwicklung eines Projekts getätigten Investitionen auf Basis der entsprechenden Bestimmungen des Handelsgesetzbuchs berücksichtigt und kompensiert werden.

Wir gehen davon aus, dass auch die genehmigten bzw. in der Entwicklung weit fortgeschrittenen Projekte einen finanziellen Ausgleich erhalten, die nicht an der Auktion teilnehmen können, etwa wegen einer erst später anstehenden Netzanbindung oder wegen Belegenheit jenseits der Zonen 1 und 2. Hierzu bitten wir um ein schnelles klares Signal des BMWi. Die Absicht der zentralen Stelle, am genehmigten/erörterten Standort im Rahmen einer „Neuordnung“ der Projekte zukünftig ebenfalls die Windenergie auf See zu nutzen – dies klang im Workshop

am 18.09.2015 im BMWi an – ist kein brauchbares Ausschlusskriterium und hat mit Sinn und Zweck einer Kompensation nichts zu tun. **Kompensiert werden sollen die in der Vergangenheit getätigten Investitionen wegen des Nachteils, der den Projektentwicklern durch die Umgestaltung des Rechtsrahmens entsteht. Es geht gerade nicht darum, Daten zwecks Nachweises der zukünftigen Verwertbarkeit der Fläche abzukaufen.**

Schließlich gehen wir davon aus, dass die laufenden Planfeststellungsverfahren, die nicht zu Ende geführt werden, ohne Erhebung einer Gebühr beendet werden.

6. Offene Fragen

In der Übergangsauktion werden verschiedenste Projekte an sehr unterschiedlichen Standorten miteinander in Konkurrenz treten; den Zuschlag erhält, wer das günstigste Angebot abgibt. Zukünftig – im Zielsystem – werden Cluster erschlossen, die naturgemäß eher ähnliche Umgebungsbedingungen aufweisen werden. Ist im Rahmen der Übergangsauktion ein Mechanismus vorgesehen, mit dem sichergestellt wird, dass diese nach dem Standort zu differenzierenden Kosten der Errichtung und des Betriebs bei der Angebotsbewertung berücksichtigt werden? Wir verweisen hier auf § 50 Abs. 2 S. 2 EEG.

01.10.2015

Gez.:

Henning Dettmer, Geschäftsführer des BWE

Andrée Iffländer, Vorsitzender des Wind Energy Network e.V. (WEN)

Martin Kopp, Geschäftsführer windcomm schleswig-holstein e.V.

Jörg Kuhbier, Vorstandsvorsitzender der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Dr. Klaus Meier, Vorsitzender des Vorstands der WAB e.V.

Dr. Ursula Prall, Vorsitzende des Offshore Forums Windenergie (OFW)

Jan Rispens, Geschäftsführer Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH)

Urs Wahl, Manager Public Affairs OWIA

Ansprechpartnerin:

Dr. Ursula Prall

Offshore Forum Windenergie

Kaiser-Wilhelm-Straße 93

20355 Hamburg

prall@ofw-online.de