



Stellungnahme zum Begleitdokument des BSH „Flächenvoruntersuchung“

Am 17.05.2017 hat das BSH die Einleitung des Verfahrens zur Voruntersuchung von Flächen für die deutsche AWZ (§ 10 WindSeeG) bekannt gemacht und gleichzeitig zu einem Anhörungstermin eingeladen. Zur Vorbereitung dieses Termins hat das BSH ein Begleitdokument zu dem beabsichtigten Gegenstand und Umfang der Voruntersuchung erstellt und um Stellungnahme hierzu gebeten. Hiervon machen die Unterzeichner gerne Gebrauch.

Die Unterzeichner begrüßen insgesamt den Ansatz des BSH. Wir begrüßen insbesondere die Bemühungen, die schwierige zeitliche Verschachtelung aufzulösen, und den frühzeitigen Beginn des Prozesses, der sich angenehm vom derzeitigen Eiltempo bei den Gesetzgebungsverfahren abhebt.

Wir gehen davon aus, dass die durchzuführenden Untersuchungen nur Lücken zwischen Bestandsunterlagen/-kenntnissen und dem hier in Rede stehenden Untersuchungsrahmen schließen und nicht in Gänze neu aufgesetzt werden, um die entsprechenden Kosten möglichst gering zu halten.¹

Die Stellungnahme orientiert sich numerisch am Aufbau des Begleitdokuments (A.), ergänzt um einen Abschnitt „Weitere Anmerkungen und Fragen“ (B.).

A. Zum Begleitdokument

1.3.2 Baugrund

Im Rahmen der Baugrundvorerkundung ist keine gesonderte Erkundung der Flächen auf Hindernisse, Wracks, Kampfmittel, Kultur- und Sachgüter sowie sonstige Objekte vorgesehen.

Nach Auffassung der Branche sollten Kampfmittel in die Voruntersuchung einbezogen werden. Es wäre ausgesprochen hilfreich, für die Gebotserstellung jedenfalls eine „Desktop-Study“, also eine historisch-genetische Rekonstruktion verfügbar zu haben, die zumindest erste Schlussfolgerungen erlauben. Es ist wesentlich effizienter, diese für alle

¹ Wir verweisen insoweit auch auf die Frage nach der Verwendbarkeit bereits vorhandener (Roh-)Daten im letzten Abschnitt dieser Stellungnahme.

Bieter relevanten Informationen durch das BSH zusammenstellen zu lassen als durch alle Bieter jeweils einzeln, zumal es für das BSH einfacher sein dürfte, auf die dafür erforderlichen Informationen – ggf. auch international – zuzugreifen.

Rechtsgrundlage für diese in § 10 WindSeeG nicht vorgesehene Untersuchung wäre § 12 Abs. 3 S. 2 WindSeeG. Dem Ausnahmecharakter der Vorschrift könnte dadurch Rechnung getragen werden, dass im Vorfeld auf Grundlage einer Gesamtübersicht bestimmte Seegebiete ausgenommen werden, in denen keine Munitionsfunde zu erwarten sind.

Zusätzlich sollte im Rahmen durchzuführender² seismischer Untersuchungen ein Magnetometer mitgeführt werden und die Rohdaten den Bietern zur Verfügung gestellt werden; insgesamt sollten alle bei der Seismik einholbaren Informationen vollumfänglich zugänglich sein.

1.3.5 Zu installierende Leistung

Die Herangehensweise des BSH zur Frage, welche Leistung auf einer Fläche installiert werden kann, halten wir zum gegenwärtigen Zeitpunkt für richtig. Dieser Komplex ist im Verfahren zur Aufstellung des FEP sachgerecht verortet, da dort noch vor Erlass der Rechtsverordnung zur Gebietseignung bereits Festlegungen vorzunehmen sind. Im Rahmen der Eignungsprüfung muss dieser Aspekt aber ebenfalls abgearbeitet werden, um die Öffentlichkeitsbeteiligung vollständig zu halten. Es besteht die Möglichkeit, dass der FEP auch unter diesem Gesichtspunkt fortzuschreiben sein wird, doch bleibt dies abzuwarten.

2.1.2 Voruntersuchung von Flächen

Im zweiten Absatz dieses Abschnitts wird auf § 9 Abs. 3 WindSeeG verwiesen, nach dem die Voruntersuchung von mindestens denjenigen Flächen abgeschlossen sein soll, die nach dem FEP in diesem und im darauffolgenden Kalenderjahr zur Ausschreibung kommen sollen. Im letzten Absatz der Ausführungen zu § 12 Abs. 2 WindSeeG heißt es dann allerdings, der Anhörungstermin und der Untersuchungsrahmen bezögen sich auf die erste Runde der Voruntersuchungen, also auf die Durchführung der Ausschreibungen mit dem Zieljahr 2021/Vorhabensrealisierung 2026. Dies ist widersprüchlich – auch die Ausschreibung für 2022 (Realisierung 2027) muss mit diesem Untersuchungsrahmen abgedeckt sein.

In den Ausführungen zu § 12 Abs. 5 und 6 WindSeeG heißt es, im Falle der fehlenden Flächeneignung erfolge eine Fortschreibung des FEP. Da die Untersuchungen erst Ende 2020 abgeschlossen sein sollen, die erste Ausschreibung – auf Grundlage des FEP – aber schon am 01.03.2021 bekanntgemacht werden muss, ist der zeitliche Rahmen hierfür sehr knapp, zumal möglicherweise andere Flächen noch nicht voruntersucht sind (s. dazu auch vorstehenden Absatz). Wie wird sichergestellt, dass das Ausschreibungsvolumen zur Verfügung steht?

2.1.3 Ausschreibungen für voruntersuchte Flächen.

Wir bitten um nähere Erläuterung, welche weitergehenden Nutzungsrechte an den Informationen und Unterlagen *nicht* übertragungsbedürftig erscheinen.

² Dies gilt nur, wenn solche Untersuchungen noch durchzuführen sind.

Gewährleistet sein muss auf jeden Fall, dass bei einer möglichen Übertragung eines Projekts an einen Dritten die bereitgestellten Unterlagen weiterhin genutzt werden dürfen.

2.2 Zeitplan für die Voruntersuchung

Zur Überschrift des Abschnitts s. bereits obenstehende Anmerkung zu § 9 Abs. 3 Wind-SeeG (auch noch an verschiedenen anderen Stellen des Begleitdokuments relevant).

Insgesamt könnte der Zeitplan noch etwas übersichtlicher sein (Auftragen der Monate/Quartale?). Die einzelnen Schritte sollten u.E. chronologisch dargestellt werden, so dass die Konsultation des FEP-Entwurfs vor der Durchführung der Untersuchungen auf See aufzutragen wäre; die nachfolgenden Ausführungen und die im Gesetz angelegte Zeitschleife würden dadurch u.E. besser erkennbar und insbesondere die einleuchtende Auflösung, die in den Folgeabschnitten dargestellt wird.

- In der Abb. 1 sollte noch die Bekanntmachung des FEP aufgenommen werden.
- Auch der Schritt „Festlegung der zu untersuchenden Flächen“ sollte aufgenommen werden.
- Der Schritt „Festlegung des Untersuchungsrahmens“ sollte nach links eingerückt werden.
- Aufgenommen werden sollte auch eine möglicherweise erforderliche zusätzliche Eignungsprüfung und FEP-Fortschreibung, sollten untersuchte Flächen sich als ungeeignet herausstellen.³
- Der Zeitplan stellt den Anhörungstermin des FEP-Entwurfs vor dem Gebotstermin 01.04.2018 dar, doch soll dieser – Ziff. 2.2.2 – nach diesem Termin liegen.

2.2.1 Generischer Ansatz

Der dargestellte generische Ansatz ist überzeugend.

Weniger einleuchtend – jedenfalls nicht erklärt – ist jedoch die Vernachlässigung der Ostsee, zumal die erprobten bestehenden Standards schon heute auch für die Ostsee gelten.

2.2.3 Zeitliche Koordinierung der Beteiligung der Öffentlichkeit

Es ist unklar und im Zeitplan nicht eingetragen, welche Öffentlichkeitsbeteiligung (wann) stattfinden soll, bei der nur die Ergebnisse des ersten Untersuchungsjahrs vorliegen werden. Der Zeitplan berücksichtigt nur einen Anhörungstermin (direkt) nach Abschluss des zweiten Jahres, im Rahmen der Eignungsprüfung.

Ist gewährleistet, dass das vom BSH beschriebene Vorgehen die Rechte der Umweltverbände wahrt und keine rechtsbehelfsfähigen Verfahrensfehler beinhaltet?

³ Wir gehen davon aus, dass die durch Rechtsverordnung festgestellte Eignung von Flächen – mit der Implikation, dass ggf. im FEP dargestellte Flächen sich als nicht geeignet erweisen – die Darstellungen des FEP überlagert, dieser also insoweit gegenstandslos würde.

2.3 Schwerpunkt des Untersuchungsumfangs für Nordseeflächen

Das Kap. 2.3 sollte u.E. entfallen, da es eine rechtspolitische und in Teilen spekulative Aussage trifft, die für die Festlegung des abstrakten Untersuchungsrahmens nicht sachgerecht ist.

Der Untersuchungsrahmen sollte sich daher auch auf die Ostsee beziehen und die ggf. abweichenden oder ergänzenden Aspekte, die „ostseetypisch“ sind, sollten aufgenommen werden. **Dabei wäre zu differenzieren zwischen einem schlichten Erstrecken und zwischen den Untersuchungsgegenständen, die nur für die Ostsee von Bedeutung sind; dies dürfte bspw. Eisgang oder Fledermausuntersuchungen, aber ggf. auch andere Gegenstände betreffen.**

3 Untersuchungen der Meeresumwelt

Aussagen zu den Parametern zukünftiger WEAs sind notgedrungen spekulativ. Es gibt Grund zu der Annahme sprunghafter Entwicklungen, doch ist dies kein gesicherter Umstand. Die folgenden Darstellungen stehen daher unter Vorbehalt und stellen **maximale** Etwa-Abmessungen dar, die zwar derzeit denkbar erscheinen, die aber dennoch „Zukunftsmusik“ sind. Unter dieser Maßgabe gehen wir für die Jahre 2026/2027 von Anlagen der 15 – 17 MW-Klasse aus, mit folgenden Merkmalen:

- Abstand der Anlagen zueinander 5 – 8 d (in Quer- bzw. Hauptwindrichtung)
- Nabenhöhe ca. 150 m
- Rotordurchmesser ca. 250 m
- Gesamthöhe ca. 275 m
- Monopile-Durchmesser ca. 12 m
- Jacket-Footprint 30 x 30 m bei Piles von 3 – 4 m Durchmesser
- Suction-Bucket Durchmesser 20 m bei größerer Einbindetiefe
- Aufstandsfläche eines Schwerkraftfundaments 45 x 45 m
- Ggf. schwimmende Fundamente.

Diese Annahmen sollten jedoch durch die Hersteller bestimmt bzw. verifiziert werden; sie sind diejenigen, die am zuverlässigsten Auskunft geben können dürften.

Wir gehen davon aus, dass diese Parameter sich im Laufe der nächsten anderthalb Jahrzehnte wiederum ändern könnten und dies in den nachfolgenden Untersuchungsrahmen zu berücksichtigen sein wird.

Wir weisen in diesem Zusammenhang darauf hin, dass derzeit als Ziel der Raumordnung eine Nabenhöhe von 125 m festgelegt ist (bei Sichtweite von der Küste). Anlagen mit dieser Nabenhöhe dürften – jedenfalls bei hoher Kosteneffizienz der Stromerzeugung offshore – zukünftig nicht mehr zum Einsatz kommen. Die Raumordnungsvorgaben sollten daher angepasst werden, um keine Widersprüche der Planwerke zu provozieren.

3.1.2 Schutzgut Biototypen

Nicht gänzlich klar wird der Umgang mit „Verdachtsflächen“, die einerseits „berücksichtigt“ werden sollen, nach dem folgenden Absatz aber, als identifizierte Verdachtsflächen, untersucht werden sollen.

Eine aktuelle Kartierungsanleitung des BfN existiert derzeit – nach unserer Kenntnis – nicht.

3.1.4.1 Rastvögel

Wir regen an, den Begriff „Vorhaben“ durch „Fläche“ zu ersetzen, da dies nach der neuen Begrifflichkeit des WindSeeG der Gegenstand der Untersuchungen (und Ausschreibungen) ist.

Es sollte – vgl. oben zu Ziff. 2.3 – auch eine Transektausrichtung für die Küsten vor Mecklenburg-Vorpommern vorgesehen werden.

Aufgrund der Qualität der digital erhobenen Flugdaten könnten u.E. die schiffsbasierten Untersuchungen reduziert, ggf. gänzlich substituiert werden.

3.1.6 Untersuchungen zu Hydroschallemissionen und -immissionen

Die Zielsetzung dieser Untersuchungen ist derzeit unklar; wir bitten um nähere Erläuterung. Dient die Untersuchung allein der Eignungsprüfung oder auch der Bestimmung der im Rahmen der Realisierung zu ergreifenden Maßnahmen? Welche weiteren Messungen sind im Realisierungsverlauf von den schon feststehenden Vorhabenträgern dann noch durchzuführen?

3.2.1 Daten

Es bleibt offen, in welcher Aufbereitung die Rohdaten zur Verfügung gestellt werden. U.E. sollten sie folgendes Format haben:

- Biotope als GIS-Daten.
- Andere Rohdaten als Excel-Tabelle im derzeit gängigen BSH-Format, wie sie von den Gutachtern dem BSH zur Verfügung gestellt werden.
- Side-Scan-Sonar: als digitales Mosaik gem. Standard Baugrund
- Benthos: Neben den textlichen Beschreibungen des Gutachters auch Video-Aufnahmen.

Darüber hinaus sollten – in der Ostsee – auch Untersuchungen zum Fledermausaufkommen durchgeführt werden.

3.2.2 Gutachten

Der Bericht zur Hydroschalluntersuchung sollte ebenfalls zur Verfügung gestellt werden. Außerdem sollte auch ein Fachgutachten Fledermäuse erstellt werden sowie die Ergebnisse der Biotopkartierung bzw. ein Hinweis auf das (Nicht-)Vorhandensein gesetzlich geschützter Biotope (elektronische Kartierung) zur Verfügung gestellt werden.

4 Geologische Vorerkundung

Bislang nicht berücksichtigt sind Untersuchungen/Studien zur Morphodynamik innerhalb der jeweils in Rede stehenden Fläche. Aufgrund des sich dadurch ergebenden Kolk-schutzbedarfs oder wegen eines möglichen Freispülens der parkinternen Verkabelung handelt es sich um ein Kostenrisiko. In NL werden solche Studien den Bietern bereitgestellt.

4.1 Geplante Untersuchungen

Soweit für eine konkrete Fläche die Durchführung geotechnischer Erkundungen erforderlich ist, halten Teile der Branche eine Teuftiefe von 80 m nicht für erforderlich, zumal dies in Hinblick auf die Kosten nicht zielführend ist. Dieses gilt insbesondere bei Vorhandensein geophysikalischer Messungen sowie eines Untergrundmodells bis zu einer Tiefe von 100 m unter dem Meeresboden zur Abschätzung der Bodenart in diesen tieferen Schichten. In NL und DK wurden 50 m (nur in Einzelfällen bis 70 m) Tiefe untersucht.

Insbesondere sind bereits vorhandene Untersuchungen (in Qualität und Umfang) in eine weitergehende Beurteilung miteinzubeziehen.

Insgesamt muss sichergestellt sein, dass der Umfang und die Methoden der geologischen Vorerkundungen, insbesondere Bohrungen und CPTs sowie deren Kombination, durch einen anerkannten Sachverständigen entsprechen der bereits vorliegenden Erkundungsdaten standortspezifisch und kosteneffizient festgelegt werden.

4.1.2 Geologisch-geotechnische Erkundung des oberen Meeresbodens

Nach den Ausführungen sollen die SSS-Untersuchungen Grundlage für die anschließende Benthosbeprobung sein. Fügt sich diese Herangehensweise in den engen Zeitplan für die Umweltuntersuchungen ein?

4.1.3 Geologisch-geotechnische Erkundung des unteren Meeresbodens (bis 80 m Tiefe)

S. Anmerkung oben Ziff. 4.1.

4.2.1 Daten

Die Daten dürfen nicht (nur) in firmenspezifischer Software verfügbar sein, wie dies – jedenfalls nach unserer Kenntnis – etwa für das GeODin-Datenformat der Fall ist. Alternativ sollten auch Open Source Datenbankformate genutzt werden.

5 Wind

Nach dem Beteiligungsdokument (Ziff. 1.3.3) sollen die Berichte zum Windpotential nicht der Detaillierung eines Windgutachtens entsprechen. Jedoch ist ein Windgutachten zur Analyse des Windpotentials als Basis für ein Ertragsgutachten, das wiederum für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen im Rahmen der Angebotserstellung benötigt wird, unbedingt erforderlich. Daher sollte das Windpotential der Fläche – ggf. als Teil eines grö-

ßeren Untersuchungsgebiets – ermittelt werden, und zwar möglichst von einem branchenanerkannten und ggf. akkreditierten Gutachter. Die Gesetzesbegründung steht dem nicht entgegen; die konkrete Ertragsberechnung liegt nach wie vor bei den Bietern.

Die Ergebnisdarstellung in diesem Bericht sollte textliche Erläuterungen erhalten zu

- den Kurzzeitdatenquellen (FINO-Messmasten);
- der Langzeitnormierung/MCP; neben COSMO-REA6 Ausweitung weiterer branchenbekannter Langzeitdatenquellen wie EMD-ConWx o.ä.);
- horizontaler und vertikaler Extrapolation für verschiedene Höhen (z.B. MSL + 10 m, 30 m, 100 m, 125 m, 150 m, 200 m – insgesamt Abbildung der oben beschriebenen Modell-WEA);
- Bewertung incl. Quantifizierung der Abschattungseffekte infolge benachbarter Windparks auf die Windmessung.

Neben den verteilungsrelevanten Kenngrößen sollten insgesamt Zeitreihen für folgende Parameter (in verschiedenen Höhen, s. vorstehend) sowohl aus den Reanalysemodellen als auch den gemessenen Daten der FINO-Messmasten in Form von z.B. ASCII-Dateien zur Verfügung gestellt werden:

- Windgeschwindigkeit
- Windrichtung
- Temperatur
- Druck
- Evtl. weitere Parameter (Luftfeuchte,...)

Weiterhin empfehlen wir die Bereitstellung langzeitnormierter, konsistenter Daten über Windgeschwindigkeit und Windrichtung in Form von Zeitreihen über mindestens zwanzig Jahre für unterschiedliche Anlagen-/Nabenhöhen; dabei sollte eine Gesamthöhe von 275 m abgebildet sein. Die Daten wären auf einen repräsentativen Standort innerhalb der vorzuuntersuchenden Fläche zu beziehen. Diese Daten sind im Sinne einer wirtschaftlichen Bestimmung der Marktprämie als Grundlage für die Ausschreibung im zentralen Modell zwingend erforderlich, um z.B. statistische Analysen zu Installationssequenzen vornehmen und Einsatzzeiten für die Betriebsphase (O&M) abschätzen zu können.

Was genau verbirgt sich hinter Hinweisen zu den Risiken? Werden auch Aussagen zu möglichen Trends für Windgeschwindigkeit und -richtung getroffen?

6 Ozeanographische Verhältnisse

Wir begrüßen die Herangehensweise, ozeanographische Hindcast-Modelle mit unterschiedlichen Winddaten anzuwenden, um die Fehlerabschätzung zu optimieren. Dabei muss die Konsistenz der im Wind- und im ozeanographischen Gutachten verwendeten Winddaten sichergestellt werden, um eine kombinierte statistische Auswertung von Wind- und Wellendaten zu ermöglichen. Dies kann etwa durch eine Korrelation der unterschiedlichen (Wind/Metocean) Basis-Datensätze erfolgen (so wurde für die holländische Ausschreibung Hollandse Kuist Zuid vorgegangen, vgl. das entsprechende Dokument von DHI und Ecofys).

Zudem empfehlen wir die Bereitstellung von Hindcast-Daten der Parameter für Wind, Seegang, Wasserstand und Strömung in Form von Zeitreihen über mindestens 20 Jahre.

Die Daten wären auf mindestens einen repräsentativen Standort innerhalb der vorzuuntersuchenden Fläche zu beziehen. Diese Daten sind im Sinne einer wirtschaftlichen Bestimmung der Marktprämie als Grundlage für die Ausschreibung im zentralen Modell zwingend erforderlich, um z.B. statistische Analysen zu Installationssequenzen vornehmen und Einsatzzeiten für die Betriebsphase (O&M) abschätzen zu können.

Auch hier bedarf es einer Berichtserstellung durch einen branchenanerkannten Gutachter.

Insgesamt bedarf es folgender zusätzlicher Informationen für die Erstellung eines Gebots:

- Signifikante Wellenhöhe (H_s) in Abhängigkeit von Wellenrichtung und Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe) für normale, schwere und extreme Wetterlagen;
- Null-Durchgangsperiode (T_z) in Abhängigkeit von signifikanter Wellenhöhe und Wellenrichtung;
- Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen in Bodennähe, in der mittleren Wassersäule und in der oberen Wasserschicht sowohl für normale als auch für extreme Bedingungen;
- Salzgehalt und Dichte des Wassers;
- Säkularer Meeresspiegelanstieg;
- Verteilung der Wellenrichtungen (Wellenrose);
- Wind-Wave-Misalignment in Abhängigkeit von Wind- und Wellenrichtung sowie Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe;
- Wind shear exponent (α) für die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe (Windgeschwindigkeit im Wellenmodell) auf Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe;
- Hagel;
- Regenmenge;
- Mariner Bewuchs;
- Eisgang (Ostsee).

7 Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs

Die in die Risikoanalyse einzubeziehenden Flächen werden nicht ganz klar, da „räumlich zusammenhängende Flächen“ nicht genauer definiert werden. Wird hier – in etwa – der bisher relevante 20sm-Radius aufgegriffen?

Die Risikoanalyse sollte alle im FEP als potentiell für die Windenergie genutzten Flächen (in einem sinnvollen Radius) berücksichtigen, um *unerwartete* Nachforderungen risikomindernder Maßnahmen so gut wie möglich auszuschließen. Dies korrespondiert mit dem letzten Spiegelstrich, der auf die Verkehrsentwicklung bis 2030 abstellt – auch die Entwicklung der Windenergienutzung ist ein wichtiger Faktor. Die bislang als entscheidend angesehene planungsrechtliche Verfestigung umliegender Projekte kann nunmehr, aufgrund der staatlichen Entwicklungsplanung und des pönanalisierten Fristensystems, nicht mehr ausschlaggebend sein.

Wir gehen davon aus, dass aktuelle AIS-Auswertungen zugrunde gelegt werden. Der Untersuchungsrahmen sollte auch das Bemessungsschiff für die spätere konstruktive Kollisionsprüfung benennen.

B. Weitere Anmerkungen und Fragen

- **Zum StUK:** Wie wird der zeitliche Abstand zwischen gesetzlich weitgehend festgelegtem Baubeginn und Abschluss der Basisuntersuchung gehandhabt? **Zur Zeit wäre bei einem Baubeginn nach Ende 2025 eine erneute zweijährige Basisaufnahme erforderlich.** Dabei ist gem. § 59 Abs. 2 Nr. 3 erst spätestens drei Monate vor dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Offshore-Anbindungsleitung mit dem Bau zu beginnen; dieser ist derzeit nur als Kalenderjahr ins Auge gefasst. Von derartigen Kostentreibern und auch Kalkulationsunsicherheiten soll das Gesetz die Bieter eigentlich gerade freihalten. Ist eine Anpassung des StUK vorgesehen, in der auf eine erneute Basisaufnahme, ggf. auch auf das dritte Untersuchungsjahr verzichtet wird?
- **Welche Unterlagen im Einzelnen sind von den derzeitigen Projektentwicklern beim BSH nach § 41 Abs. 1 WindSeeG dem BSH zu übergeben?** Werden ggf. Teile dieser Unterlagen als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gewertet, vgl. § 67 Abs. 3 WindSeeG? In der Vergangenheit wurden insbesondere die Rohdaten der Umweltuntersuchungen als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse eingeordnet. Was ist insoweit nun vorgesehen?
- Es ist nicht klar, wer die **Kosten der Voruntersuchung** trägt. Wir gehen davon aus, dass diese Kosten zunächst von der öffentlichen Hand verauslagt werden, um sodann vom bezuschlagten Bieter erstattet zu werden. Eine Umlage auf die Bieter, die im Falle der Nicht-Bezuschlagung keinerlei Nutzen von den generierten Erkenntnissen haben, lehnen wir als nicht sachgerecht ab; dies dürfte auch in Widerspruch zu § 76 WindSeeG stehen. Aus dieser Vorschrift ergibt sich, dass Gebühren für individuell zurechenbare öffentliche Leistungen erhoben werden sollen, also gerade die Nützlichkeit für den Einzelnen relevant ist. Es fehlt allerdings derzeit an einer Rechtsgrundlage, die die Kosten zuordnet. **Wie soll dies gehandhabt werden?** In diesem Zusammenhang regen wir dringend an, die für die Voruntersuchung angefallenen Kosten, die zu erstatten sind, **in die Ausschreibungsbekanntmachung aufzunehmen**, so dass sie in die Kalkulation einfließen können.
- Bekanntlich ergeben sich aus den **Nebenbestimmungen zum Planfeststellungsbeschluss erhebliche Kostenfaktoren**. Da zur Zeit der Gebotsabgabe diese Nebenbestimmungen naturgemäß noch nicht bekannt sind, da noch kein PFB existiert, können diese Kosten nicht einkalkuliert werden. Hieraus ergibt sich für die Bieter ein Risiko, dessen Einpreisung dem Gesetzesziel der Kostenreduktion zuwiderläuft. Nun zeigen jedoch die existierenden Genehmigungen einen Katalog standardisierter Nebenbestimmungen, auf die sich Antragsteller bislang immer einstellen konnten. **Wir regen daher dringend an, mit der Bekanntmachung der jeweiligen Ausschreibung einen Katalog der zu erwartenden Standardnebenbestimmungen zu veröffentlichen, so dass die ungefähren Kosten einkalkuliert werden können.** Dabei kann durch eine geeignete Formulierung klargestellt werden, dass es sich nur um eine Indikation und keineswegs um eine Zusage/Zusicherung genau dieser Nebenbestimmungen im zukünftigen PFB handelt, sondern dass diese Standards unter dem Vorbehalt projektspezifischer Eignung und Angemessenheit sowie unter dem Vorbehalt eventueller weiterer tatsächlicher Erkenntnisse oder rechtlicher Entwicklungen oder anderer Erwägungen stehen.

- Insbesondere für die Ausschreibung 2021 steht zu vermuten, dass bereits „bekannte“ Flächen zur Ausschreibung kommen werden bzw. Gegenstand der Voruntersuchung sein werden. Es ist dennoch denkbar, dass sich im Zuge dieser hier in Rede stehenden Voruntersuchung herausstellt, dass die Eignung der Flächen nicht besteht. Angesichts des knappen Zeitplans dürfte die Untersuchung weiterer Flächen/Gebiete dann schwierig sein. **Welcher „Plan B“ ist hier vorgesehen?** Wir verweisen hier auf § 9 Abs. 3 WindSeeG als mögliche Lösung.
- **Wenn im FEP Ausweisungen nach § 5 Abs. 2 WindSeeG vorgenommen werden: In welchem Prozess erhalten Interessierte die Ergebnisse der Voruntersuchung bzw. Kenntnisse über den jeweiligen Standort?** Besteht die Möglichkeit, dass wettbewerbsrelevante Erkenntnisse oder Untersuchungsergebnisse einigen potentiellen Bietern früher als anderen zur Verfügung stehen (was wohl zu vermeiden wäre)? Werden eventuellen Antragstellern auf Netzanbindungskapazitäten für Pilot-Windenergieanlagen die vorhandenen Erkenntnisse kostenlos zur Verfügung gestellt? In diesem Zusammenhang stellen sich möglicherweise noch einige andere Fragen, die betrachtet werden müssten – vielleicht aber auch erst bei der Aufstellung des FEP.
- **Sind die zur Verfügung gestellten Unterlagen geeignet und ausreichend, um als Antragsunterlagen für den Scoping-Termin im individuellen Zulassungsverfahren zu gelten?** Der Scoping-Termin dürfte angesichts der Frist aus § 59 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG nur wenige Wochen nach Zuschlag stattfinden; die Bekanntmachung benötigt dabei weiteren zeitlichen Vorlauf. Welcher Ablauf ist hier angedacht?

20. Juni 2017

Gez.:

Uwe Knickrehm, Geschäftsführer der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. (AGOW)

Jörg Kuhbier, Vorstandsvorsitzender der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

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

Ansprechpartner:

Michael Pohl
 Arbeitsgemeinschaft
 Offshore-Windenergie e.V.
 Schiffbauerdamm 19
 10117 Berlin
michael.pohl@agow.eu

Dr. Ursula Prall
 Offshore Forum Windenergie
 Kaiser-Wilhelm-Straße 93
 20355 Hamburg
prall@ofw-online.de

