

Berlin, 18. Januar 2022

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdew.de](http://www.bdew.de)

## Stellungnahme

# zum Vorentwurf Flächenent- wicklungsplan 2022

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

## 1 Allgemeine Anmerkungen

Der am 28. Juni 2019 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) veröffentlichte und am 18. Dezember 2020 erstmals fortgeschriebene Flächenentwicklungsplan für die deutsche Nord- und Ostsee (FEP) stellt das zentrale Steuerungsinstrument für den zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie dar. Der BDEW hat seinerzeit die durch den FEP räumlich wie zeitlich festgelegte Koordination des Zubaus von Offshore-Windparks (OWP) sowie der Festlegung ihrer Netzanbindungen begrüßt. Vor dem Hintergrund der im Koalitionsvertrag vorgestellten höheren Ausbauziele für die Offshore-Windenergie von mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 wird die vorliegende Fortschreibung des FEP als notwendig angesehen. Die im Koalitionsvertrag dargelegten erhöhten Ausbauziele sollten entsprechend schnellstmöglich rechtsverbindlich im WindSeeG verankert werden, um als Planungsgrundlage für den fortgeschriebenen FEP zu wirken. Die Möglichkeit zur Kommentierung des am 17. Dezember 2021 durch das BSH vorgestellten Vorentwurfs zum Flächenentwicklungsplan 2022 (nachfolgend FEP-Vorentwurf bzw. Vorentwurf) nimmt der BDEW gerne in Form der Antworten zu den Konsultationsfragen im nächsten Abschnitt sowie mit den nachfolgenden generellen Anmerkungen wahr.

Die im Vorentwurf geplante Flächenfestlegung beschränkt sich derzeit im Wesentlichen auf Flächen mit einer zu installierenden Gesamtleistung der Offshore-Windenergieanlagen von maximal 1 GW. Dies steht vor allem bei weiter vom Festland entfernten Flächen einer Nutzung von Skaleneffekten und damit verbundener Kostensenkungen entgegen. Auch durch die Standardisierung der Anschlussleistung über HGÜ-Kabelsysteme mit 2 GW Übertragungskapazität sind größere Flächenzuschnitte denkbar. Letztlich ist auch der direkte Wettbewerb mit Nachbarstaaten um Material, Personal und Investitionen ein Argument für größere Flächenzuschnitte. Aus oben genannten Gründen sollten daher auch zusammenhängende Flächen mit einer zu installierenden Gesamtleistung von 2 GW festgelegt werden, wo immer möglich und im Sinne der Gesamtflächenoptimierung sinnvoll.

Da zum Erreichen von 70 GW bis 2045 in erheblichem Umfang weitere Gebiete für den Ausbau der Windenergie auf See erschlossen werden müssen, sollten erneut Flächen in Betracht gezogen werden, die bereits vorentwickelt wurden, dann aber aus unterschiedlichen Gründen bei den Auktionen nicht zum Zuge gekommen sind. Für diese Flächen wurden früher schon verschiedene Prüfungen durchgeführt sowie eine grundsätzliche Eignung festgestellt. Daher wäre es volkswirtschaftlich sinnvoll und effizient, auf diesem bestehenden Wissen aufzubauen und ausreichend Flächen für den Ausbau sicherzustellen. Zudem können im Zusammenhang mit dem aktuellen Prozess neue Erkenntnisse zu diesen Flächen zum Beispiel aus Forschungsprojekten berücksichtigt werden.

Des Weiteren muss es für die Erreichung der ambitionierten Ziele einen allgemeinen Paradigmenwechsel in der Flächenausweisung geben, welcher im vorliegenden Entwurf noch nicht

erkennbar ist. Beispielsweise sollten Gedanken wie die Ko-Nutzung von Flächen aber auch die Abwägung von Klima- vs. Artenschutz stärker in den Vordergrund gerückt werden.

Auch wird an dieser Stelle ergänzend darauf hingewiesen, dass noch weitere Stellen des Wind-SeeG der dringlichen Korrektur bedürfen. Namentlich ist dies etwa beim Realisierungsregime der §§ 59ff WindSeeG der Fall, welches zu starr gehalten ist und den OWP-Betreibern unter anderem mit Blick auf mögliche Wetterfenster zur Errichtung von OWP (siehe Antwort zu Frage 3) zu wenig Spielraum zu deren Realisierung lässt. Da die Überlegungen zur tatsächlichen Realisierungsdauer der OWP mittelbar auch Auswirkungen auf die Regelungen und Annahmen des FEP haben, wird bereits an dieser Stelle auf die Reformbedürftigkeit dieser Regelungen hingewiesen.

Im Hinblick auf die Wasserstoffherzeugung auf See sollten der im Koalitionsvertrag dokumentierten Vereinbarung zur Erhöhung der Elektrolysekapazitäten in Deutschland auf 10 GW bis 2030 und der in diesem Zusammenhang wachsenden Bedeutung der Offshore-Windenergie zur Erzeugung grünen Wasserstoffs Rechnung getragen werden. Die im WindSeeG adressierten „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ sollten daher – über die praktische Erprobung und Umsetzung innovativer Konzepte hinausgehend – einen Hochlauf der Wasserstoffherzeugung auf See ermöglichen. In einem ersten Schritt sollten dazu im WindSeeG die Flächenbegrenzung aufgehoben und der FEP um möglichst große Flächen erweitert werden. Die Stromgestehungskosten, welche den erheblichen Anteil der Wasserstoffgestehungskosten ausmachen, müssen mithilfe von Skaleneffekten reduziert werden. Eine Festlegung weiterer Flächen der „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ in der aktuellen Fortschreibung des FEP ist erforderlich, um einen Fadenriss bei der Entwicklung der Wasserstoffherzeugung auf See zu verhindern, wodurch anderen Industrieländern der Vortritt überlassen würde. Ein Abtransport des erzeugten Wasserstoffes per Pipeline soll für die Festlegung dieser Flächen nicht ausgeschlossen werden. Perspektivisch sollte die Flächenausweisung allgemein möglichst viele Flächen für die Offshore-Windenergie nutzbar machen, die Aufteilung der verfügbaren Flächen auf die Strom- bzw. Wasserstoffherzeugung sollte sich dann entsprechend marktlicher Gegebenheiten entwickeln.

## 2 Konsultationsfragen

***F.1 – Wie schätzen Sie die voraussichtliche Betriebsdauer der bestehenden Offshore-Windparks sowie der Netzanbindungen ein? Halten Sie es für wahrscheinlich, dass die Windparks über den Förderzeitraum von 20 Jahren betrieben werden? Welche Einschätzungen bestehen hinsichtlich der maximalen technischen Lebensdauer der Windenergieanlagen und Plattformen sowie der Kabel?***

Aktuell ist davon auszugehen, dass - unabhängig vom Förderzeitraum nach EEG - in Bezug auf die Bestandsparks die voraussichtliche Betriebsdauer entsprechend der Genehmigungslaufzeit

von 25 Jahren vollumfänglich genutzt wird. Darüber hinaus halten wir es für zunehmend wahrscheinlich, dass – insbesondere bei jüngeren oder noch zu errichtenden OWP, ggf. auch bei Bestandsparks – eine darüber hinaus gehende Betriebsdauer erreicht werden kann. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Verlängerung der Betriebsdauer eine individuelle Entscheidung jedes einzelnen OWP-Betreibers ist und eine pauschale Aussage gleichermaßen für alle OWP nicht getroffen werden kann.

Die technische Lebensdauer hängt wesentlich vom Wartungskonzept ab, welches wiederum von der angestrebten Lebensdauer beeinflusst wird. So werden die Betreiber die Wartungsintervalle und -intensität entsprechend anpassen, um eine längere Lebensdauer zu erreichen, wenn dies wirtschaftlich (anhand der zu erzielenden Strompreise einerseits und der Wartungskosten andererseits) sinnvoll erscheint und die entsprechenden sonstigen Rahmenbedingungen (zum Beispiel auch eine entsprechende Genehmigungslage) für einen längeren Betrieb gegeben sind.

Aus heutiger Sicht und basierend auf bisherigen Erfahrungen ist es technisch machbar und kann es wirtschaftlich sinnvoll sein, die Wartung während der Lebensdauer eines OWP so auszugestalten, dass die technische Lebensdauer von Windenergieanlagen, Kabeln, Offshore-Plattformen und -Netzanbindungen auf über 25 Jahre ausgedehnt wird. Je eher die diesbezüglich relevanten regulatorischen Rahmenbedingungen bekannt sind, desto früher kann das Wartungskonzept effizient auf eine anzustrebende Lebensdauer ausgerichtet werden.

***F.2 – Welche Rahmenbedingungen sind für den Rückbau der einzelnen Komponenten (insbesondere Gründungsstrukturen, Innerparkverkabelung, Kreuzungsbauwerke) zu beachten? Welche Rückbauverfahren stehen absehbar für die Außerbetriebnahme der Windparks im Zeitraum bis 2040 zur Verfügung?***

Die im ersten Zwischenbericht zur “Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen“ vom Fraunhofer IWES getroffenen Aussagen zu den aufgelisteten Rückbauverfahren sind realistisch.

***F.3 – Welcher Zeitraum ist für die Außerbetriebnahme und den Rückbau eines Windparks einschließlich aller Nebeneinrichtungen anzunehmen?***

Der Zeitraum ist wahrscheinlich in einer ähnlichen Größenordnung wie der Aufbau der OWP anzunehmen. Die wesentlichen Zeitfenster werden noch immer durch die Schwerlastbevorzugungen und die notwendigen Wetterfenster gegeben. Das ideale Wetterfenster ist analog zur Errichtungsphase von OWP im Zeitraum März bis September anzunehmen, der Zeitraum von Oktober bis Februar stellt grundsätzlich keine sicher nutzbare, wirtschaftliche und damit sinnvolle Arbeitsperiode dar. Der technologische Fortschritt wird zu einer besseren Ausnutzung der

Wetterfenster führen, was die Rückbauzeit wahrscheinlich gegenüber dem Aufbau verkürzt. Generell sollte der Rückbau flexibel über einen Zeitraum von mindestens zwei Jahren durchgeführt werden können. Grundsätzlich jedoch ist die Länge des Rückbaus parkindividuell, bedingt durch unterschiedliche Gründungs-, Tragwerk- und Turbinentechnologien und bereits heute im verpflichtenden Rückbaukonzept skizziert.

Gegebenenfalls kann der Rückbau teilweise parallel zum Neubau des OWP auf der genutzten Fläche erfolgen. Denkbar wäre eine verschränkte Reihenfolge mit Blick auf die Sicherung der Energieversorgung. So könnte der Rückbau alter Turbinen sowie von Türmen und Seekabeln (wo hinderlich für den Bau neuer Seekabel) parallel zur Installation neuer Fundamente erfolgen. Anschließend könnte die Installation neuer Seekabel und neuer Turbinen erfolgen, der Rückbau der alten Fundamente erfolgt abschließend. Diese Überlegungen müssten entsprechend in die Layout-Planung des neu zu errichtenden OWP einfließen.

Ein spezielles Augenmerk beim Rückbau muss auf die dazugehörigen Konverter-Stationen gerichtet werden. Gelänge es hier, ein abgestimmtes tragfähiges Gesamtkonzept für den Rückbau aller notwendigen Komponenten (OWP + Nebeneinrichtungen) zu entwickeln, ließe sich die Zeit, in der auf einer Fläche kein Strom erzeugt wird, vermutlich auf bis zu zwei statt voraussichtlich vier oder mehr Jahre reduzieren.

***F.4 – Halten Sie die Nutzung einzelner bestehender Komponenten (z.B. Gründungsstrukturen, Plattformen) nach Außerbetriebnahme eines Windparks im Rahmen einer Nachnutzung für sinnvoll oder ist ein vollständiger Rückbau des Bestandwindparks anzustreben? Wie weisen Sie im Fall einer Nachnutzung die Standsicherheit der in Frage kommenden Komponenten (z.B. Gründungsstrukturen) nach?***

In der Regel ist eine Nachnutzung von Gründungsstrukturen nicht sinnvoll. Diese Strukturen sind wirtschaftlich und technisch hochoptimiert ausgelegt. Sie werden derzeit so bemessen, dass sie 25-30 Jahre sicher funktionsfähig sind, aber nicht über diesen Zeitraum hinaus. Außerdem muss bedacht werden, dass die Offshore-Windenergieanlagen zukünftiger Projekte deutlich größer ausgelegt werden und damit die bereits gebauten Gründungsstrukturen ungeeignet sind. Vor diesem Hintergrund sollte ein Rückbau erfolgen. Im begründeten Einzelfall kann die Nachnutzung bestimmter Komponenten wie zum Beispiel der Gründungsstruktur aus Nachhaltigkeits- und Kostengründen jedoch sinnvoll sein.

Will man längere Laufzeiten garantieren und Perioden, in denen Flächen nicht genutzt werden, verhindern, wäre es sinnvoll, die Flächen bereits mit dem ersten Planfeststellungsbeschluss direkt für eine längere Nutzung für die Offshore-Windenergie zu vergeben. Dann würden die zu errichtenden Komponenten (OWP + Nebeneinrichtungen) im Vorfeld so konzipiert beziehungsweise solche Komponenten eingesetzt, dass sie entsprechend lange betrieben werden können.

Grundsätzlich ist jedoch auch für OWP ein regulatorisches Konzept für Repowering und ein verlässlicher Rechtsrahmen notwendig, damit Nachnutzungs- und Repowering-Konzepte bereits während der Windparkplanung mitgedacht werden. Hier sollten Gesetzgeber und Offshore-Branche baldmöglichst in einen Dialog treten.

***F.5 – Wie schätzen Sie die beabsichtigten Festlegungen zur voraussichtlich zu installierenden Leistung vor dem Hintergrund der Modellierungsergebnisse aus dem ersten Zwischenbericht des wissenschaftlichen Gutachtens und unter Berücksichtigung der im Koalitionsvertrag genannten Ausbauziele ein?***

Die Modellierungsergebnisse sind technisch sinnvoll und berücksichtigen momentane Erkenntnisse ausreichend. Sie stellen unserer Ansicht nach eine realistische Betrachtung in der richtigen Größenordnung dar. Es ist zu berücksichtigen, dass die Deutsche Bucht trotz Nachlaufeffekten dank der guten Windbedingungen immer noch ein guter Standort für OWP im globalen Vergleich ist. Ein wirtschaftlicher Betrieb von OWP sollte daher auch bei Erreichung der im Koalitionsvertrag genannten Ausbauziele möglich sein.

Es besteht jedoch noch keine Transparenz, ob in dieser Analyse auch der Zubau in benachbarten AWZ berücksichtigt wurde. Dieser kann jedoch signifikanten Einfluss auf die Abschätzung optimaler Leistungsdichten haben, welche aus diesem Grund idealerweise auch mit den Nachbarländern abzustimmen wären.

Grundsätzlich sei jedoch festgehalten, dass eine Steigerung der Leistungsdichten allein nicht der einzige Hebel zur Erreichung höherer Ausbauziele sein kann und unbedingt durch weitere wichtige Aspekte wie zum Beispiel die Ko-Nutzung von Flächen ergänzt werden muss.

***F.6 – Halten Sie bei den zuvor aufgeführten Netzanbindungssystemen NOR-9-3 und NOR-17-1 aufgrund der Entfernung der Flächen zueinander sowie der erforderlichen Kreuzungen mit bestehenden Leitungen einen Anschluss nach dem Direktanbindungskonzept für umsetzbar oder werden bei diesen Flächen Umspannplattformen benötigt?***

Die Notwendigkeit einer Umspannplattform für NOR-9-3 und NOR-17-1 erscheint aus heutiger Sicht ein eher konservatives Szenario zu sein, ist aber nicht völlig auszuschließen. Derzeit gehen wir davon aus, dass Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 20 MW und mehr über eine Windparkverkabelung > 66 kV Nennspannung verbunden werden und mit einer solchen höheren Nennspannung eine Direktanbindung auch für NOR-9-3 und NOR-17-1 möglich und wirtschaftlich ist. Daher sollte dieses Szenario im Zuge der strategischen Umweltprüfung (SUP) bewertet werden, um technologische Weiterentwicklungen adäquat im FEP zu berücksichtigen.

Die derzeit im FEP 2020 festgeschriebenen Auflagen hinsichtlich Überlappungsfreiheit, Kreuzungsfreiheit und Dimensionen sind jedoch problematisch bis prohibitiv angesichts der vorgeschlagenen Flächenzuschnitte und Ausrichtungen. Zu diesem Themenkomplex sollte eine eigene, sachgerechte und branchenumfassende Konsultation mit dem Ziel einer praxisgerechten Regelung durchgeführt werden. Dabei könnte auch über eine Reihe von betrieblichen Aspekten wie über das Thema Rettungswege oder über den Zugang zu OWP im Allgemeinen diskutiert werden.

Unabhängig von der Frage nach der Notwendigkeit von Umspannplattformen für die oben genannten Sonderfälle sollte die Notwendigkeit zur Errichtung von Plattformen für die OWP inklusive Helidecks für alle Flächen betrachtet werden. Aufgrund der nochmals erheblich vergrößerten Küstenentfernungen neuer Flächen und sofern die Praxis bestehen bleibt, dass Helidecks auf Konverter-Plattformen der ÜNB nicht für eine Nutzung durch die OWP-Betreiber freigegeben werden, werden eigene Helidecks der OWP-Betreiber notwendig sein. Nur wenn eine solche Mitnutzung (inklusive der Möglichkeit des Verweilens des Helikopters über viele Stunden) auch mit regelmäßigen und häufigen Flügen der OWP-Betreiber ermöglicht würde, könnten die OWP-Betreiber vermutlich auf eigene Decks verzichten.

Darüber hinaus wird an dieser Stelle noch einmal angeregt, die Lage beziehungsweise den Standort zukünftiger Konverter-Plattformen und dazugehörige Hubschrauberkorridore in Bezug auf den Flächenverbrauch zu optimieren.

***F.7 – Halten Sie die Annahmen für die Rahmenparameter der Offshore-Windparks und der Netzanbindungssysteme sowie Plattformen für die Strategische Umweltprüfung vor dem Hintergrund der zu erwartenden technischen Entwicklung für angemessen?***

Die angenommenen Parameter für die Betrachtung der Netzanschlüsse und Plattformen entsprechen dem heutigen Stand der Technik. Vor dem Hintergrund des Planungszeitraums bis in die Mitte der 2030er Jahre und angesichts der zügigen technischen Weiterentwicklungen erscheinen diese Parameter jedoch als eine zu konservative und unrealistische Annahme. Innerhalb des Planungszeitraums werden sehr wahrscheinlich Windpark-Verkabelungen mit Nennspannungen > 66 kV zum Einsatz kommen (siehe Antwort zu Frage 6). Es sind zudem weitere Kapazitätssteigerungen bei den Netzanbindungssystemen über die derzeit geplanten 2-GW-Systeme hinaus möglich.

Grundsätzlich beschreibt Tabelle 2 aus unserer Sicht angemessene Szenarien für die Weiterentwicklung der Windenergieanlagen. Ähnliche Überlegungen sollten auch für die Netzanbindungssysteme getätigt werden, um Technologieentwicklungen angemessen zu berücksichtigen.

Generell würden wir es sehr begrüßen, wenn in einer weiterentwickelten Fassung des Untersuchungsrahmens für die SUP die Modellwindparks klarer und übersichtlich beschrieben werden.

Der Begriff „Modellwindpark“ wird im aktuellen Entwurf an keiner Stelle verwendet. Ein eigenes Kapitel für dieses Thema erscheint aus unserer Sicht angemessen.

Eine Darstellung der Zonen in Abbildung 7 wäre ebenfalls sehr hilfreich.

***F.8 – Welche Annahmen könnten zum Flächenbedarf der Gründung bzw. Kolkschutz bei zunehmender technischer Entwicklung und Wassertiefe getroffen werden? Ist hier eine entsprechende Skalierung des Flächenbedarfs auf Grundlage einer Monopile-Gründung sinnvoll? Welche Gründungsvarianten erscheinen bei zunehmender Anlagengröße und Wassertiefe realistisch? Gibt es bevorzugte Gründungsvarianten für den Fall von Nachnutzungen? Wie sind diese Gründungsvarianten in Bezug auf ihren Flächenbedarf gegenüber der Monopile-Gründung einzuschätzen?***

Die zwei wahrscheinlichsten Gründungsvarianten sind das Jacket und der Monopile. Der Monopile wird in der Deutschen Bucht noch für einige Jahre die dominante Fundamentvariante darstellen. Es wird an dieser Variante festgehalten, da sie auch bei weiterer Skalierung noch wirtschaftliche Vorteile verspricht und der tragfähige Boden der Deutschen Nordsee sehr wahrscheinlich eine längere Nutzung des Monopiles in deutschen Gewässern im Vergleich zu anderen Regionen ermöglicht. Sofern ein Monopile für ein gegebenes Projekt realisierbar wäre, sollte sein Einsatz nicht am Flächenbedarf des mit dem Monopile-Durchmesser wachsenden Kolkschutzes scheitern.

Langfristig ist voraussichtlich ein wachsender Anteil von Jacket-Fundamenten, vor allem Suction Bucket Jackets, anzunehmen. Auch beim Einsatz von (größer werdenden) Jacket-Strukturen ist mit umfangreichem Kolkschutz an jedem Bein zu rechnen, was in Summe eine der Monopile-Variante vergleichbare Fläche betreffen dürfte. Ob und wann Monopiles als dominierende Gründungsstruktur abgelöst werden, ist dabei schwer einzuschätzen.

Eine Skalierung auf Grundlage einer Monopile-Gründung schätzen wir vor diesem Hintergrund als sinnvoll ein.

**Ansprechpartner:**

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW e.V.)

Michael Iovu

Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration

Telefon: +49 30 300199-1318

michael.iovu@bdew.de