

Antwort der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Michael Theurer, Grigorios Aggelidis, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP
– Drucksache 19/9463 –**

Förderung des marktwirtschaftlichen Wettbewerbs durch Fortentwicklung des Ausschreibungssystems im Bereich Offshore-Wind

Vorbemerkung der Fragesteller

Mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2017 und der Einführung des Windenergie-auf-See-Gesetzes wurde für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See ein neues Ausschreibungssystem eingeführt. Grundlage für die Ausschreibungen ist der Flächenentwicklungsplan (Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee – FEP 2019, Stand: 26. Oktober 2018: www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/_Anlagen/Downloads/Aktuelles_FEP_Entwurf_FEP2.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Letzter Zugriff: 16. April 2019), der gegenwärtig vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt und bis Ende Juni 2019 öffentlich bekannt gemacht wird. Der Flächenentwicklungsplan trifft u. a. Festlegungen mit dem Ziel, eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen.

Der Flächenentwicklungsplan, der für Offshore-Anbindungsleitungen ab dem Jahr 2026 (Umsetzungsbeginn) gültig ist, löst das Planungsinstrument des Offshore-Netzentwicklungsplans (Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 – Version 2015 – zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Stand: 29. Februar 2016: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/O-NEP2025_UENB-Entwurf2a.pdf?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff: 16. April 2019) ab, der bis zum Jahr 2025 (Umsetzungsbeginn) u. a. den Ausbaubedarf und die zeitliche Staffelung der Offshore-Anbindungsleitungen regelt. Offshore-Netzentwicklungspläne wurden in den Jahren 2013 bis 2017 basierend auf den Entwürfen der Übertragungsnetzbetreiber und darauffolgenden öffentlichen Konsultationen von der Bundesnetzagentur bestätigt. Faktisch wurde damit die Erforderlichkeit des Ausbaubedarfs und die zeitliche Staffelung der Offshore-Anbindungsleitungen bis in das Jahr 2025 bestätigt (Bestätigung des O-NEP 2025 durch die Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/O-NEP2025_Bestaetigung.pdf;jsessionid=A431024A1009B73C8590378868572E64?__blob=publicationFile. Letzter Zugriff: 16. April 2019).

Aufgrund der Bestätigungen von Offshore-Anbindungsleitungen durch die Bundesnetzagentur wurde den für den Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen zuständigen Übertragungsnetzbetreibern 50 Hertz Transmission GmbH für die Ostsee sowie der TenneT TSO GmbH für die Nordsee die Möglichkeit gegeben, Investitionsmaßnahmen für Offshore-Anbindungsleitungen bei der Bundesnetzagentur zu beantragen (Monitoringbericht 2017 – Elektrizitätsmarkt – Netze: Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt, Stand: 13. Dezember 2017: www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoring2017_Kapitel/E_Netze2017.pdf?__blob=publicationFile&v=1. S. 93.). Basierend auf einem Genehmigungsbescheid der Bundesnetzagentur und unter den Vorgaben der Anreizregulierungsverordnung haben die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit gehabt, bereits in der frühzeitigen Planungs- und Genehmigungsphase Kosten für Offshore-Anbindungsleitungen über die Netzentgelte bis 2018 und ab 2019 über die Offshore-Haftungsumlage an die Stromendkunden weiterzugeben.

Durch die nicht unerhebliche Umplanung von Offshore-Anbindungsleitungen im Rahmen des Flächenentwicklungsplans, insbesondere was deren Ausbaubedarf und deren zeitliche Staffelung angeht, ist nicht auszuschließen, dass durch die Umplanung zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten in erheblichem Umfang entstehen, die von den Stromendkunden ohne erkennbaren Wert für die Gesellschaft zu tragen sind.

1. Welche wirtschaftlichen Effekte bzw. Preiseffekte werden nach Kenntnis der Bundesregierung durch die deutliche Erweiterung von Installationen von Offshore-Anlagen erreicht?

Ein zusätzlicher Ausbau von Wind-auf-See-Kapazitäten hätte einerseits Auswirkungen auf die Kosten für die Stromerzeugung bzw. EEG-Umlage, andererseits auf die Kosten für die Netzanbindung bzw. Netzentgelte. Die Auswirkungen des Ausbaus von Windenergie auf See auf die EEG-Umlage hängen dabei von diversen Faktoren ab. Hierzu gehören unter anderem die Technologiekostenentwicklung bei der Windenergie auf See sowie die Entwicklung der Börsenstrompreise. Die Kosten für die Netzanbindung zusätzlicher Wind-auf-See-Kapazitäten hängen unter anderem vom Ausbauniveau und der räumlichen Verteilung des Ausbaus ab. Die Bundesnetzagentur hat die Kosten für die Netzanbindung für den Fall eines bis 2030 auf 20 GW erhöhten Ausbaupfads auf etwa 6 Mrd. Euro beziffert (verglichen mit einer Erhöhung auf 17 GW bis 2030; hierzu wird auch auf die Antwort zu Frage 5 verwiesen). Diese Mehrkosten würden sich entsprechend in den Netzentgelten bemerkbar machen.

2. Hat sich aus Sicht der Bundesregierung das neue Ausschreibungssystem bezüglich der EEG-Novelle aus dem Jahr 2017 bewährt, und falls ja, welche Grundlage legt die Bundesregierung für diese Bewertung an?

Zentrale Ziele des mit der EEG-Novelle 2017 vollzogenen Wechsels hin zu Ausschreibungen waren, das Erreichen der Ausbauziele sicherzustellen sowie die Kostentransparenz und damit den Druck für weitere Kostensenkungen zu erhöhen, ohne die Akteursvielfalt zu gefährden. Mit Blick auf den Gesamtkontext der Kleinen Anfrage konzentrieren sich die folgenden Ausführungen auf den Bereich Offshore-Windenergie.

Ziel des mit dem EEG 2017 neu eingeführten Windenergie-auf-See-Gesetzes war zudem, die Windenergie auf See stetig, kosteneffizient und unter Berücksichtigung der erforderlichen Netzkapazitäten zu steigern und dazu Flächenplanung und Raumordnung, Anlagengenehmigung, EEG-Förderung und Netzanbindung besser miteinander zu verzahnen.

Bislang fanden im Bereich Windenergie auf See zum 1. April 2017 und zum 1. April 2018 in der Übergangsphase zwei Ausschreibungsrunden für vorentwickelte Projekte statt, die in den Jahren 2021 bis 2025 in Betrieb genommen werden sollen. Insofern ist zum jetzigen Zeitpunkt nur ein Zwischenfazit möglich, da Ausschreibungen im sogenannten zentralen Modell – also ein Bieterwettbewerb für durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie voruntersuchte Flächen – erst ab 2021 stattfinden werden.

Mit Stand 31. Dezember 2018 waren über 6,3 Gigawatt Wind-auf-See-Kapazität installiert, so dass das Ziel von 6,5 Gigawatt bis 2020 absehbar erreicht und voraussichtlich um etwa 1,1 Gigawatt übertroffen werden wird. Die o. g. Ausschreibungen in der Übergangsphase waren wie erwartet mehr als zweifach überzeichnet und mit durchschnittlichen Zuschlägen von 0,44 ct/kWh (2017) bzw. 4,66 ct/kWh (2018) durch ein geringes Preisniveau gekennzeichnet. Auch die Akteursvielfalt blieb angesichts von Zuschlägen für fünf verschiedene Marktteilnehmer bei insgesamt zehn bezuschlagten Projekten im Jahr 2017 und 2018 gewahrt.

3. Welche Hindernisse bestehen aus Sicht der Bundesregierung für die Produktion von Wasserstoff durch Offshore-Anlagen, welche Potenziale würden sich hieraus für die Energiewende ergeben, und plant die Bundesregierung, diese Hürden zu beseitigen?

Wenn nein, warum nicht?

Generell ist die sogenannte Sektorkopplung von zentraler Bedeutung, um die Energiewende im Wärme- und Verkehrsbereich voranzubringen. Neben dem direkten Einsatz von Strom (z. B. Elektromobilität, Wärmepumpen) kann der Strom vor einer Nutzung in den Sektoren Gebäude, Industrie und Verkehr auch in strombasierte Brennstoffe in Form von Wasserstoff oder Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden. Die verschiedenen Sektorkopplungstechnologien unterscheiden sich hinsichtlich Umwandlungsverlusten, Kosten und notwendigen Infrastrukturen.

Die Produktion des Wasserstoffs auf See stellt neben der Wasserstoffproduktion an Land und dem Import von strombasierten Energieträgern eine Option für die Herstellung bzw. den Bezug von Wasserstoff dar. Die Nutzung von Offshore-Strom hat dabei den Vorteil, dass Anlagen zur Stromerzeugung auf See vergleichsweise hohe Volllaststunden aufweisen. Dies könnte zu einer relativ hohen Auslastung des Elektrolyseurs beitragen. Zugleich geht die Erzeugung von Wasserstoff auf See aufgrund der salzhaltigen Luft mit einer erhöhten Korrosionsgefahr einher und es ergeben sich infrastrukturelle Herausforderungen beim Abtransport des Wasserstoffs.

Mit Änderungen des Windenergie-auf-See-Gesetzes und des Seeanlagengesetzes, die am 21. Dezember 2018 in Kraft getreten sind, wurden jetzt die planungs- und zulassungsrechtlichen Grundlagen geschaffen, um in Bereichen im Umfang von 40 bis 70 Quadratkilometern die Erzeugung von Wasserstoff auf See zu ermöglichen.

4. Inwieweit trägt das aktuelle Ausschreibungssystem aus Sicht der Bundesregierung zum marktwirtschaftlichen Wettbewerb bei, und welche Schritte plant die Bundesregierung, um das Ausschreibungssystem noch mehr am Wettbewerb auszurichten?

Auf die Antwort zu Frage 2 wird verwiesen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie prüft wettbewerbliche Aspekte und Fragen der Kostenentwicklung der Windenergie auf See zudem im Rahmen laufender Evaluierungen der Ausschreibungen für erneuerbare Energien im Stromsektor sowie der EEG-Erfahrungsberichte (Teilvorhaben Wind auf See). Weitere diesbezügliche Schritte sind seitens der Bundesregierung derzeit nicht geplant.

5. Welche zusätzlichen Kosten entstehen nach Kenntnis der Bundesregierung durch die Umplanungen im Flächenentwicklungsplan 2019 (Entwurf vom 26. Oktober 2018) gegenüber dem vorherigen, von der Bundesnetzagentur bestätigten Planungsstand im Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 vom 22. Dezember 2017 (Bedarfsermittlung 2017-2030 – Bestätigung – Offshore-Netzentwicklungsplan, Az.: 613-8572/1/2, Stand: 22. Dezember 2017: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/O-NEP_2030_2017_Bestaetigung.pdf)?

Im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019 bis 2030 berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber die Annahmen aus dem Entwurf des Flächenentwicklungsplans. Die Übertragungsnetzbetreiber schätzen das Investitionsvolumen für das deutsche Offshore-Netz bis 2030 auf rund 18 Mrd. Euro (bei 17 GW installierter Offshore Windleistung in den Szenarien B und C 2030) bzw. auf rund 24 Mrd. Euro (bei 20 GW installierter Offshore-Windleistung im Szenario A 2030). Im Offshore-Netzentwicklungsplan 2017 bis 2030 sind die Übertragungsnetzbetreiber von ca. 17 Mrd. Euro Investitionsvolumen bis 2030 (bei 15 GW installierter Offshore Windleistung in 2030) ausgegangen.

6. Welche Kosten wurden nach Kenntnis der Bundesregierung bereits im Rahmen der Kostenwälzung über die Netzentgelte und Offshore-Haftungsumlage an die Stromendkunden weitergegeben für den von der Bundesnetzagentur bestätigten Planungsstand im Offshore-Netzentwicklungsplan 2017-2030 vom 22. Dezember 2017 (Az.: 613-8572/1/2)?

Als Kosten aller in Planung, Errichtung oder Betrieb befindlichen Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee (gemäß Start- und Zubaunetzen aus den bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplänen) haben Letztverbraucher über die Netzentgelte auf Basis der bisher vorliegenden Unterlagen seit dem Jahr 2010 bis Ende 2018 insgesamt knapp 6 Mrd. Euro getragen.

An Entschädigungszahlungen nach § 17e EnWG haben Letztverbraucher seit Inkrafttreten der Offshore-Haftungsumlage auf Basis der bisher vorliegenden Unterlagen (28. Dezember 2012) bis Ende 2018 insgesamt ca. 1,84 Mrd. Euro getragen. Diese Summe beinhaltet für das Jahr 2018 knapp 115 Mio. Euro als Plankosten.

Welche Kosten durch die Errichtung von Offshore-Anbindungsleitungen in Nord- und Ostsee (gemäß Start- und Zubaunetzen aus den bestätigten Offshore-Netzentwicklungsplänen) darüber hinaus in den Onshore-Netzen über die Netzentgelte getragen wurden, ist für die Bundesnetzagentur nicht ermittelbar, da der landseitige Netzausbaubedarf auf verschiedene Faktoren zurückzuführen und der spezifische Anteil von Offshore-Anbindungsleitungen daher nicht trennscharf ausweisbar ist.

Seit dem 1. Januar 2019 sind in der neuen Offshore-Netzzumlage neben den Kosten für Entschädigungszahlungen nach § 17e EnWG auch die Kosten für Planung, Errichtung und Betrieb der Offshore-Anbindungsleitungen enthalten. Die jeweiligen Kostenansätze der Netzbetreiber für das Jahr 2019 (Plankosten) belaufen sich auf erwartete 1,56 Mrd. Euro für die Netzanbindungen und 144 Mio. Euro für prognostizierte Entschädigungszahlungen.

Abschließend wird darauf hingewiesen, dass die bereits getätigten Investitionen aufgrund der Abschreibungen erst schrittweise kostenwirksam werden und so weitere Kosten dem Grunde nach entstanden sind, die aber erst in den nächsten Jahren über die Offshore-Netzzumlage zu refinanzieren sind.

