

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende

Update 2017



Im Auftrag der



STIFTUNG
OFFSHORE
WINDENERGIE

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende

Update 2017

Dr. Kaspar Knorr, Daniel Horst, Dr. Stefan Bofinger, Dr. Patrick Hochloff





Auftraggeber der Studie

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Oldenburger Straße 65, 26316 Varel

Büro Berlin:
Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

www.offshore-stiftung.de

Vorwort

der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE



Ende dieses Jahres werden 18 Offshore-Windparks mit einer Leistung von rund 5 GW Strom ins Netz einspeisen. Damit hat sich die Offshore-Windenergie im Energie-Mix Deutschlands etabliert und sich die installierte Leistung innerhalb von vier Jahren verzehnfacht. Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE hatte 2013 zusammen mit weiteren Branchenakteuren erstmals die energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie untersucht. Seitdem ist die Entwicklung der Offshore-Windenergie deutlich vorangeschritten: Neue, zuverlässige und leistungsstärkere Anlagen mit größerem Rotordurchmesser, Innovationen bei Gründungsstrukturen, bessere Betriebs- und Wartungskonzepte sowie günstigere Finanzierungskonditionen haben zu einer deutlichen Senkung der Stromgestehungskosten geführt. Diese Fortschritte haben sich auch in den jüngsten Ausschreibungsergebnissen im Frühjahr dieses Jahres gezeigt.

Die vorliegende Studie greift diese Entwicklungen auf und untersucht die langfristige energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie in einem zunehmend dekarbonisierten Energiesystem bis zum Jahre 2050, wo von der vollständigen Deckung des Endenergiebedarfs durch Erneuerbare Energien ausgegangen wird.

In der vorliegenden Studie wird jetzt erstmals auch das Zieljahr 2030 in den Blick genommen. Die Studie kommt dabei zu dem Ergebnis, dass der erforderliche Anteil Erneuerbare Energien für eine sektorübergreifende Energiewende nur mit einem signifikanten Anteil an Offshore-Windenergie möglich ist. Die Gründe dafür liegen u.a. an den guten Kraftwerkseigenschaften der Offshore-Windenergie. Sie liefert nach den neuen Berechnungen an jedem Tag im Jahr Strom und trägt damit erheblich zur Versorgungssicherheit bei. Die Untersuchungen zeigen auch, dass sich die vergleichsmäßig konstante Stromspeisung durch Windanlagen auf See sich - im Vergleich zur Vorgängerstudie - weiter erhöht hat.

Die neue Bundesregierung ist somit gut beraten den Ausbaupfad für die Offshore-Windenergie zu erhöhen und sich den Forderungen der Küstenländer aus dem Cuxhavener Appell vom September dieses Jahres anzuschließen.

Die damit verbundenen Vorteile für Klimaschutz, für den Industriestandort Deutschland und die Exportchancen unserer Wirtschaft sowie für die Strompreisentwicklung dürfen nicht verspielt werden!

Dr. Ursula Prall

Vorstandsvorsitzende der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Inhalt

1	Executive Summary	7
2	Die Studienergebnisse im Überblick	9
3	Hintergrund und Aufgabenstellung	13
4	Die Energiewende und Potenziale für Erneuerbare Energien	15
4.1	Grundannahmen für die Energieversorgung in den Jahren 2030 und 2050	15
4.2	Herleitung tragfähiger Ausbauszenarien	17
4.2.1	Schritt 1: Herleitung eines „optimalen“ Erzeugungsmixes	17
4.2.2	Schritt 2: Ermittlung tragfähiger Ausbauszenarien anhand der Potenziale	19
4.2.3	Schritt 3: Auswahl von Erzeugungskombinationen	23
4.3	Annahmen zur Entwicklung von Windenergieanlagen	26
4.4	Steigerung der Akzeptanz der Energiewende	28
5	Kosten der Offshore-Windenergie	30
6	Offshore im europäischen Kontext	34
7	Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks	35
7.1	Fahrplantreue von Windparks	35
7.1.1	Gleichmäßige Einspeisung auf hohem Einspeiseniveau	35
7.1.2	Hohe Prognosegüte	36
7.2	Bereitstellung von Regelleistung durch Windparks	36
8	Fazit	38
9	Glossar/Erläuterung von Kernbegriffen	40
10	Literaturverzeichnis	43

1 Executive Summary

Offshore-Windenergie ist für das Gelingen der Energiewende in Deutschland unverzichtbar. Die vorliegende Studie zeigt, dass Offshore-Windenergie im künftigen Energiesystem ein Garant für Versorgungssicherheit, Systemqualität und günstige Stromerzeugung ist. Die Studie ist eine Aktualisierung der gleichnamigen Studie [IWES 2013] aus dem Jahr 2013. Das vorliegende Update berücksichtigt die deutlichen Fortschritte der letzten vier Jahre, sowohl hinsichtlich der Entwicklungen der Offshore-Windenergienutzung und der Anlagentechnik, der Kostendegression, als auch hinsichtlich der Simulationstechniken zur Erstellung von Energiesystemanalysen. Es werden die Machbarkeit und die Funktionalität der Energieversorgung in den Szenarienjahren 2030 und 2050 analysiert. Die Analysen dieser Studie sind energiemeteorologischer Natur, das heißt es wird das wetterabhängige zeitliche Verhalten der Stromerzeugung aus Windenergie- und Photovoltaik (PV) untersucht. Netzaspekte und Netzkosten sind nicht betrachtet worden, da hierfür aufwändige Netzmodellierungen und -berechnungen notwendig sind.

► **Die Energiewende erfordert einen starken Zubau der Offshore-Windenergie.**

Erneuerbare Energien liefern im Szenario 2030 bereits 30 % des Endenergiebedarfs und 61 % des Strombedarfs in Deutschland. Das Szenario 2050 setzt eine 100%ige Energieversorgung durch Erneuerbare Energien an. Es geht damit über die in der Vorgängerstudie [IWES 2013] angesetzten 80 % für 2050 hinaus, um dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung [BMUB 2016] und den Ergebnissen der UN-Klimakonferenz 2015 in Paris Rechnung zu tragen. Dabei ist es nach wie vor Gegenstand der Untersuchungen zu welchem Anteil Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik zur Energieversorgung beitragen. Die jeweiligen Potenzialgrenzen bilden in dieser Untersuchung den Rahmen für einen unter ökonomischen wie gesellschaftlichen Aspekten sinnvollen Ausbau. Es stellt sich heraus, dass der erforderliche Anteil Erneuerbarer Energien für eine sektorübergreifende Energiewende nur mit einem deutlichen Anteil der Offshore-Windenergie möglich ist.

► **Offshore-Windenergie verursacht weniger Konflikte und weniger Akzeptanzprobleme.**

Da die Flächenpotenziale von Photovoltaik und Onshore-Windenergie begrenzt sind, kommt es beim Ausbau der Windenergie an Land zunehmend zu Auseinandersetzungen aufgrund von Nutzungskonkurrenzen oder durch Bedenken hinsichtlich des Naturschutzes. Akzeptanzprobleme sind eine Folge davon. Die Offshore-Windenergie bietet eine bedeutende Option im Erneuerbaren-Energien-Mix, um in den nächsten Jahrzehnten den Anteil Erneuerbarer Energie in der Stromerzeugung stark zu steigern.

► **Die vorteilhafte Einspeisecharakteristik der Offshore-Windenergie ist möglichst weitgehend zur Eingrenzung der Fluktuationen der Residuallast auszunutzen.**

Die Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien bedingt einen höheren Flexibilitätsbedarf in Form von Kraftwerks- und Speicherkapazitäten. Mit einem höheren Anteil der Offshore-Windenergie wird die Volatilität der Residuallast reduziert, damit sinkt der Bedarf und die Kosten zur Bereitstellung von Flexibilität. Der Grund hierfür ist, dass die Offshore-Windenergie hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs besser dem Stromverbrauch entspricht als Onshore-Windenergie und Photovoltaik.

Windenergieanlagen auf dem Meer können zu beinahe jeder Stunde eines Jahres Strom liefern und erreichen deutlich höhere Betriebsstunden als Onshore-Windenergie oder Photovoltaik. Die vorliegende Studie kommt zu dem Ergebnis, dass Offshore-

Anlagen an rund 363 Tagen im Jahr Strom produzieren. Das bedeutet eine Erhöhung gegenüber der 340 Tage aus der Vorgängerstudie [IWES 2013]. Dies ist zurückzuführen auf aktualisierte Annahmen zur räumlichen Verteilung der Windparks auf See und zur Leistungscharakteristik der Offshore-Anlagen, aber auch auf verbesserte Simulationsmodelle. Die verhältnismäßig hohe Gleichmäßigkeit der Offshore-Windenergieeinspeisung bewirkt auch, dass sich die Stromerträge aus Offshore-Windenergie gut vorhersagen lassen.

► **Vorteile der Offshore-Windenergie zu geringen Stromgestehungskosten nutzen.**

Die sich jüngst abzeichnende deutliche Kostenreduktion bei der ersten Ausschreibung für Windenergie auf See im Frühjahr 2017 im Rahmen des EEG 2017 war selbst für weite Teile der Fachwelt eine überraschend schnelle Entwicklung. Auf lange Sicht ist man aber schon länger davon ausgegangen, dass sich die Stromgestehungskosten für Wind- und Solarstrom, das heißt, die Vollkosten für die produzierte Kilowattstunde (kWh) Strom, bis zum Zieljahr 2050 angleichen (siehe [IWES 2013]). Weiterhin birgt der internationale Verbund in einem Nordsee-Offshore-Netz erhebliche Kostensenkungspotenziale. Die frühe Kostenreduktion der Offshore-Windenergie baut Bedenken ab und erhöht die Vorteile der Offshore-Windenergie im Konzert der fluktuierenden Erneuerbaren Energien. In Verbindung mit den sonstigen Vorteilen ist ein Erneuerbare-Energien-Mix mit einem hohen Beitrag aus Offshore-Windenergie langfristig deutlich kostengünstiger als mit einem Verzicht auf diese Technologie. Für die Gesamteffizienz des Energiesystems der Zukunft sind auch Technologien im Energiemix entscheidend, die stabilisierend und ausgleichend wirken. Offshore-Windenergie kommt hier als Ergänzung zur Onshore-Windenergie und Photovoltaik eine Schlüsselrolle zu.

► **Damit die Vorteile der Offshore-Windenergie vollständig genutzt werden und sie die erforderliche Rolle im Energiesystem wahrnehmen kann, müssen die im EEG 2017 definierten Ausbaur Korridore für Windenergie auf See deutlich angeho-ben werden.**

2 Die Studienergebnisse im Überblick

Energie im Wandel: Der Mix in den Jahren 2030 und 2050

Europa hat sich zum Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2050 zwischen 80 und 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Die Bundesregierung hat dies in ihrem Klimaschutzplan 2050 ([BMUB 2016]) nicht nur bestätigt sondern um das Leitbild einer weitgehenden Treibhausgasneutralität für Deutschland bis zum Jahr 2050 erweitert. Dieses Ziel ist nur durch eine nahezu vollständige Elektrifizierung des Energieverbrauchs in den Sektoren Wärme und Verkehr erreichbar [IWES 2015, IWES 2017]. Einen wichtigen Zwischenschritt für diese Herausforderung stellt das Jahr 2030 dar.

► Zieljahr 2030:

Bis 2030 müssen die energiebedingten Emissionen gemäß [Agora 2017] um ca. 60 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden, um die Sektorziele 2030 des von der Bundesregierung im November 2016 beschlossenen Klimaschutzplans 2050 zu erfüllen. Erreichen lassen sich diese Werte nur mit einer vollständigen Transformation des Energiesystems, mit den Erneuerbaren Energien im Zentrum. Den Szenarienrahmen für die Untersuchungen des Zieljahres 2030 bildet die Studie [Agora 2017].

Die vorliegende Studie kommt zu dem Ergebnis, dass für das Jahr 2030 noch ein großer Handlungsspielraum dahingehend besteht, zu welchen Anteilen die unterschiedlichen erneuerbaren Technologien zur Energieversorgung beitragen. Die Ergebnisse legen nahe, einen möglichst großen Anteil von Offshore-Windenergie anzustreben um den Flexibilitätsbedarf in Form von Kraftwerks- und Speicherkapazitäten bereits 2030 möglichst gering zu halten.

► Zieljahr 2050:

Den Szenarienrahmen für die Untersuchungen des Zieljahres 2050 bildet [IWES 2017]. Es werden für das Zieljahr 2050 folgende Annahmen getroffen: Erneuerbare Energien liefern dann 100 Prozent des Endenergiebedarfs, zugleich ist Deutschlands Endenergieverbrauch um 24 Prozent niedriger als heute. Strom erhält durch Verlagerungen in den Wärme- und Verkehrsbereich die zentrale Rolle (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Elektromobilität).

Bezüglich der Energiebereitstellung für den Verkehrsbereich wird im Szenario für 2050 die Unterscheidung getroffen, ob die flüssigen Kraftstoffe, die mittels Power-to-liquid hergestellt und als E-Fuels (oder auch erneuerbare Synfuels) bezeichnet werden, in Deutschland oder an besser geeigneten Standorten im Ausland produziert werden. Im ersteren Fall ist die Stromerzeugung mit über 2000 Terawattstunden (TWh) aus Windenergie und PV mehr als dreimal so hoch wie heute, im letzteren Fall beträgt die Stromerzeugung mit 960 TWh rund das Eineinhalbfache des heutigen Werts. Um diese Strommengen ausschließlich emissionsfrei und möglichst kostengünstig zu erzeugen, braucht es einen stabilen Mix aus Erneuerbaren Energien.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass für die Energieversorgung des Jahres 2050 die gesamten realistisch erschließbaren Potenziale aller erneuerbaren Technologien ausgenutzt werden müssen. Da die Potenziale von regulatorischen Rahmenbedingungen abhängen, ist insbesondere für die Offshore-Windenergie zu prüfen, ob weitere Flächen freigegeben werden können.

Die Szenarienerstellung in drei Schritten:

Zur Ermittlung tragfähiger Szenarien des Energiemixes im Jahr 2030 und 2050 wurden in einem dreistufigen Verfahren denkbare Kombinationen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien analysiert:

Im **ersten Schritt** stand die am Verbrauch orientierte Bereitstellung von Strom im Vordergrund. Zentrale Messgröße ist die Residuallast, also die nach Einspeisung aller fluktuierenden Erneuerbaren Energien verbleibende Stromnachfrage in jeder Stunde des Jahres. Unter der Maßgabe, dass die Residuallast möglichst geringe Schwankungen aufweist, ergibt sich für diese Technologien ein „*optimaler theoretischer Mix*“ der *künftigen Energieversorgung*.

Im **zweiten Schritt** wurden die *Potenzialgrenzen der Technologien* ermittelt. Sie sind in dieser Studie als die nach ökonomischen wie gesellschaftlichen Kriterien realistisch erschließbaren Strombeiträge definiert:

► **Offshore-Windenergie:**

Vorausgesetzt, dass alle aus heutiger Sicht nutzbaren Flächen in Nord- und Ostsee bebaut werden, können insgesamt rund 57 GW Offshore-Windleistung installiert werden, die rund 263 TWh Jahresenergieertrag liefern. Diese Werte unterscheiden sich nur geringfügig von den 54 GW und 258 TWh des „optimierten Ausbauszenarios“ aus der Vorgängerstudie [IWES 2013].

Wegen ihrer zuträglichen Eigenschaften für das Energiesystem ist insbesondere für die Offshore-Windenergie zu prüfen, ob weitere Flächen freigegeben werden können.

► **Onshore-Windenergie:**

Wird ein Mindestabstand von Onshore-Windenergieanlagen zu Siedlungen von 1000 Metern und eine Realisierbarkeit von 50 % der Flächen angesetzt, ließen sich theoretisch 243 GW Onshore-Windleistung installieren. Unter Annahme von entsprechenden Anlagencharakteristiken ließen sich damit im Jahr 2030 rund 632 TWh und im Jahr 2050 rund 717 TWh Onshore-Windenergie erzeugen. Diese Werte liegen im Bereich der 226 GW und 634 TWh des „Ausbauszenarios Onshore“ aus der Vorgängerstudie [IWES 2013].

► **Photovoltaik:**

Für die Photovoltaik ist unterstellt, dass alle verfügbaren Dachflächen und ein Teil der Freiflächen zur Stromerzeugung dienen. Damit ließen sich theoretisch rund 340 GW Photovoltaikanlagen installieren und jährlich 348 TWh Strom aus Solarenergie produzieren. Diese Werte liegen wegen einer exakteren Bestimmung des PV-Flächenpotenzials auf Basis höher aufgelöster Geodaten unter den 391 GW und 396 TWh des „Ausbauszenarios Photovoltaik“ aus der Vorgängerstudie [IWES 2013].

Im **dritten Schritt** wurden beide Berechnungen – der „optimale theoretischer Mix“ und die Potenzialgrenzen der drei Technologien – übereinandergelegt. Hieraus ergibt sich ein *realisierbares optimales Ausbauszenario hinsichtlich Fluktuation der Residuallast*.

Mehr Systemqualität und niedrige Systemkosten durch Offshore

Da die Stromgestehungskosten für die Erneuerbaren Energien in den kommenden Jahrzehnten weiterhin sinken und sich die Kosten der einzelnen Technologien immer mehr annähern, ist die Wertigkeit einzelner Technologien zunehmend auch durch den Beitrag zur Gesamteffizienz des Energiesystems bestimmt. Weiterhin lassen sich durch den europäischen Verbund eines Nordsee-Offshore-Netzes, das Belgien, Dänemark, Deutschland, Großbritannien, Norwegen, die Niederlande und Schweden vernetzt, beträchtliche Kosteneinsparungen heben. Durch den länderübergreifenden Ausgleich im Rahmen eines erhöhten grenzübergreifenden Energiehandels kann die Fluktuation der gemeinsamen Residuallast aller Länder, gemessen mit der Standardabweichung der stündlichen Werte in einem Jahr, um 16 Prozent gesenkt werden.

Kraftwerkseigenschaften der Offshore-Windenergie:

Die positiven Effekte im optimierten Ausbauszenario sind im Wesentlichen auf die sehr guten Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks zurückzuführen. Zentrale Charakteristika sind die Fahrplantreue (gute Prognostizierbarkeit) und die Fähigkeit Regelleistung zu liefern:

► Fahrplantreue:

Offshore-Windenergieanlagen haben schon heute sehr hohe Volllaststunden, die zukünftig im Mittel auf über 4660 h ansteigen. Sie kommen damit auf über 8700 Betriebsstunden jährlich; das entspricht einer Stromproduktion an rund 363 Tagen im Jahr. Zugleich schwankt ihre Produktion eher geringfügig. In über 90 Prozent aller Jahresstunden variiert ihre Leistung von einer Stunde auf die nächste um höchstens 10 Prozent der installierten Kapazität. Entsprechend lässt sich der Stromertrag eines Offshore-Windparks besser vorhersagen als der eines Onshore-Windparks. Prognosefehler sind seltener und die Abweichungen deutlich kleiner. Weiterhin verringern die geringen Gradienten den Bedarf an Regelleistung und die Anforderungen an Ausgleichskraftwerke (z. B. Speicher).

Tabelle 1 stellt diese Kenndaten zur Fahrplantreue denen der Vorgängerstudie [IWES 2013] gegenüber. Ursachen für die Veränderungen sind die aktualisierten Annahmen zur räumlichen Verteilung und zu den Leistungscharakteristiken der Offshore-Anlagen sowie verbesserte Simulationsmodelle. In die Modelle fließen auch gegenseitige Abschattungseffekte der Anlagen innerhalb der Windparks, gegenseitige Abschattungseffekte von Windparks untereinander, elektrische Verluste innerhalb der Windparks, elektrische Verluste bis zum Anlandepunkt und Anlagenausfälle ein.

Tabelle 1: Kenndaten zur Offshore-Fahrplantreue

	Vorliegende Studie	Vorgängerstudie [IWES 2013]
Offshore-Volllaststunden [h]	4.660	4.800
Betriebsstunden [h]	8.700	8.000
Tage mit Stromproduktion [d]	363	340
Häufigkeit der Leistungsänderung kleiner 10 Prozent [%]	90	70

► Regelleistung:

Damit das Stromnetz stabil bleibt, müssen Stromverbrauch und eingespeiste Leistung zu jedem Zeitpunkt genau übereinstimmen. Kurzfristige Lücken, etwa durch Prognosefehler, müssen per Regelleistung ausgeglichen werden. Kraftwerke, die Regelleistung liefern, müssen diese mit sehr hoher Sicherheit bereitstellen können. Unter anderem wurde mit dem Forschungsprojekt Kombikraftwerk II nachgewiesen, dass Windparks positive und negative Regelleistung (Primär, Sekundär, Tertiär) bereitstellen und liefern können [AEE 2013]. Offshore-Windparks können dies dank ihrer hohen Fahrplantreue deutlich besser als vergleichbare Parks an Land: Anlagen auf dem Meer können zehnfach so viel Regelleistung anbieten wie Onshore-Anlagen [IWES 2013].

Überraschend schnelle Kostendegression bei Offshore-Windenergie

Die Umstellung von einer gesetzlich geregelten Einspeisevergütung zur Ausschreibung hat bisher bei allen Erneuerbaren Energien zu überraschend hohen Reduktionen der

angebotenen Vergütungsansprüche geführt. So hat die Offshore-Windenergie bereits in der ersten Ausschreibung nach dem EEG 2017 im April 2017 für Aufsehen gesorgt, als bei drei von vier bezuschlagten Geboten mit einer Realisierungsperspektive bis 2024/25 keine Förderung mehr eingefordert wurde (so genannte 0 Cent-Gebote). Die damit einhergehende erwartete Kostendegression wurde bis 2016 so deutlich nicht von der Fachwelt vorhergesehen. Nur wenige von der IEA in ihrer Studie [IEA 2016] befragten Experten haben eine derart schnelle Kostendegression auf unter 6 ct/kWh in so kurzer Zeit für möglich gehalten. Jüngste Studienergebnisse z. B. [BVG 2017] machen nun aber deutlich, dass ein Ausbau der Offshore-Windenergie zu so geringen Kosten in ganz Europa bis 2030 möglich ist.

Fazit: Offshore-Zubau verstetigen und kontinuierlich vorantreiben

Offshore-Windenergie trägt im künftigen Energiesystem ganz wesentlich zur Systemsicherheit bei, und dies mittel- wie langfristig zu günstigeren Kosten als andere Technologien. Damit sich dieses Potenzial realisieren lässt, braucht es über die kommenden Jahrzehnte einen kontinuierlichen und ambitionierten Zubau an Erzeugungslleistung.

Im Ausbauszenario dieser Studie ist für das Jahr 2030 ein Offshore-Kraftwerkspark von 25 GW angenommen, der sich bis zum Jahr 2050 auf 57 GW vergrößert. Diese Kapazität lässt sich realisieren, wenn alle aus heutiger Sicht nutzbaren Flächen in der deutschen Nord- und Ostsee bebaut werden.

3 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Offshore-Windenergie in Deutschland ist in einem fortgeschrittenen Stadium angekommen. Ende Juni 2017 waren in der deutschen Nord- und Ostsee 4749 MW Leistung am Netz ([WINDGUARD 2017], [SOW 2017a]). Das bedeutet eine deutliche Zunahme gegenüber den 520 MW, die Ende 2012 in Betrieb waren [IWES 2013].

Der Zubau wird sich in den kommenden Jahren noch erheblich beschleunigen, wenn langfristig stabile Rahmenbedingungen gelten (siehe hierzu [SOW 2017b]). Auch technisch und wirtschaftlich ist die Offshore-Windenergie vorangeschritten. Die 1055 Offshore-Windenergieanlagen, die Ende Juni 2017 vollständig in Betrieb waren, liefern Erträge, die teils deutlich über den Erwartungen liegen. Aber vor allem hinsichtlich der Kosten hat die Offshore-Windenergie für Überraschung gesorgt. Das bisherige Hauptargument gegen einen forcierten Ausbau von Offshore-Windenergie, die vermeintlich hohen Kosten, ist somit hinfällig geworden. In der ersten Ausschreibungsrunde 2017 haben drei von vier bezuschlagten Offshore-Windparks vollständig auf EEG-Förderung verzichtet.

Die vorliegende Studie zeigt, dass die in den vergangenen Jahren vorgebrachten Argumente gegen Offshore-Windenergie zu kurz greifen und völlig von der Realität überholt wurden. Die aktualisierte Studie geht auf die neusten Erkenntnisse und die Entwicklungen der letzten Jahre hinsichtlich der Offshore-Technologie und ihrer Rolle im Energiesystem ein.

Die vorliegende Studie geht davon aus, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energiebedarf bis 2050 auf 100 Prozent steigt. Damit bildet sie ein ambitionierteres Ziel als die Vorgängerstudie [IWES 2013] mit ihren 80 Prozent ab. Grund hierfür sind die inzwischen höher gesteckten klimapolitischen Ziele in Deutschland und Europa, welche nicht nur im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung [BMUB 2016] sondern auch auf der UN-Klimakonferenz in Paris 2015 formuliert wurden.

Das künftige Energiesystem sollte neben dem Verzicht auf den Ausstoß von Klimagasen auch die Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit garantieren. Die Studie untersucht daher, mit welchem Mix aus Erneuerbaren Energien eine möglichst hohe Stabilität erreichbar ist. Für das Zieljahr 2050 wird angenommen, dass der Strombedarf steigt, während der gesamte Endenergiebedarf sinkt. Hintergrund sind die fortlaufende Steigerung der Energieeffizienz und die zunehmende Bedeutung von Strom für alle Verbrauchssektoren.

Nach den Annahmen dieser Studie kommt es zu einer starken Kopplung der heute noch weitgehend getrennten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Welche Auswirkungen die Elektrifizierung des Energiebedarfs im Wärme- und Verkehrssektor haben, wurde erstmals in [IWES 2015] herausgearbeitet. Die Szenarienanalyse basiert auf neuen, anspruchsvolleren Annahmen für [IWES 2017].

2050 können demnach insgesamt 392 TWh Strom aus Erneuerbaren Energien für Elektrolyse und Methanisierung (Power-to-Gas) sowie für die direkte Umwandlung von Strom in Wärme (Power-to-Heat) bereitgestellt werden. Der gesamte Elektrizitätsbedarf aus Erneuerbaren Energien steigt bis 2050 auf rund 2110 TWh, wenn auch der Energiebedarf zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) für den Verkehr innerhalb Deutschlands gedeckt wird. Es wird diesbezüglich angenommen, dass im Straßen- und Bahnverkehr knapp zwei Drittel des Verbrauchs elektrisch, ein kleiner Anteil gasgetrieben und der Rest über die flüssigen Kraftstoffen angetrieben werden. Auch für den gesamten Flug- und Schiffsverkehr und für die stoffliche Nutzung bedarf es flüssiger Kraftstoffe. 60 TWh können durch die energetische Biomassennutzung bereitgestellt werden. Übrig bleibt ein Bedarf an flüssigen Kraftstoffen von 615 TWh, die leicht transportierbar sind. Zur Herstellung dieser Kraftstoffe werden aufgrund von

Umwandlungsverlusten rund 1100 TWh Strom benötigt [IWES 2017]. Im Vergleich zur Vorgängerstudie [IWES 2013] sind für das Energieversorgungsszenario 2050 größere Veränderungen notwendig, was nicht nur in dem höheren Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung (100 Prozent gegenüber 80 Prozent) zum Ausdruck kommt. Beispielsweise waren in [IWES 2013] auch der Elektrizitätsbedarf mit 864 TWh und die Menge des zu Wärme oder Gas umgewandelten Stroms mit 250 TWh deutlich geringer.

Die vorliegende Studie zeigt, dass die Potenziale innerhalb Deutschlands zur vollständigen Deckung des Strom-, Wärme- und Mobilitätsbedarfs nicht ausreichen. Es wird daher ein zweites Energiesystemscenario für 2050 betrachtet, in dem die flüssigen Kraftstoffe für Deutschland an besser geeigneten Standorten im Ausland erzeugt werden. Der innerhalb Deutschlands zu deckende Strombedarf beträgt in diesem Szenario 1000 TWh. Dieser wird größtenteils über Windenergie (Off- und Onshore) und Photovoltaik deckt. Wasserkraft und Biomasse liefern lediglich 40 TWh. Die Abnahme der Strombereitstellung aus Wasserkraft und Biomasse gegenüber den 64 TWh aus [IWES 2013] begründet sich damit, dass die Biomasse weniger zur Stromerzeugung, sondern verstärkt zur Kraftstoffherzeugung eingesetzt wird [IWES 2017].

Um einen Erzeugungsmix zu finden, der möglichst vorteilhaft für das Energiesystem ist, ist eine Vielzahl von Varianten gerechnet worden. Dabei werden die unterschiedlichen Beiträge aus Offshore-Windenergie, Onshore-Windenergie und Photovoltaik von Null bis hin zu ihrem maximal möglichen Beitrag variiert. Welchen Strombeitrag die einzelnen Technologien maximal (sinnvoll) leisten können, ist vorab nach ökonomischen und gesellschaftlichen Kriterien ermittelt worden. Bei dieser Potenzialbewertung hat Fraunhofer IWES auch auf ältere Vorgängerstudien zurückgegriffen [BWE 2011, UBA 2010].

Um die Wertigkeit der jeweiligen Technologie für das Gesamtsystem zu bestimmen, wird ihr Einfluss auf die Residuallast betrachtet.

Eine möglichst gleichmäßige und geringe Residuallast verringert den Flexibilitätsbedarf des Energiesystems und die notwendigen Maßnahmen, die zum Ausgleich der Differenzen zwischen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage notwendig sind. Dazu zählen beispielsweise Speicher, flexible Kraftwerke, die zeitweise Abregelung Erneuerbarer Energien und die Deckung der Reststromnachfrage.

4 Die Energiewende und Potenziale für Erneuerbare Energien

4.1 Grundannahmen für die Energieversorgung in den Jahren 2030 und 2050

Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 sinken [BMWI/BMU 2010]. Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung ([BMUB 2016]) geht mit seinem Leitbild einer weitgehenden Treibhausgasneutralität für Deutschland bis zum Jahr 2050 noch über diese Zielsetzung hinaus. Aber auch für das Ziel von 95 Prozent weniger Emissionen gilt, dass es sich nur über eine Vollabdeckung (100 Prozent) des Endenergiebedarfs über Erneuerbare Energien erreichen lässt. Da ein kleinerer Teil der Treibhausgasemissionen nicht mit dem Energieverbrauch zusammenhängt, bleiben diese Emissionen auch bei einer Vollversorgung über Erneuerbare Energien erhalten.

Diese Studie geht für die Zieljahre 2030 und 2050 von einem 30-bzw. 100 Prozent-Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch aus. Sie geht damit über das Ziel der Vorgängerstudie [IWES 2013] von 80 Prozent für das Jahr 2050 hinaus um dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung [BMUB 2016] gerecht zu werden. Die höheren Anforderungen des Energieszenarios 2050 der vorliegenden Studie gegenüber dem Energieszenario 2050 der Vorgängerstudie werden in den Kenndaten in Tabelle 2 deutlich. *Für das Energiebedarfsszenario 2050 der vorliegenden Studie werden zwei Varianten untersucht.*

- ▶ **In der ersten Variante** wird angenommen, dass ein Teil der Energiebereitstellung für den Verkehrsbereich, nämlich die Erzeugung von flüssigen Kraftstoffen mittels erneuerbaren Energien, sogenannte E-Fuels im Ausland an besser geeigneten Standorten produziert werden.
- ▶ **In der zweiten Variante** erfolgt die Erzeugung der benötigten Kraftstoffe innerhalb Deutschlands. Aufgrund des geringen Wirkungsgrades der Umwandlung von Power-to-liquid von 0,5 weist diese Variante einen deutlich höheren Energiebedarf auf. In jedem Fall sind für die Realisierung von Energiesystemen mit einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien die nachfolgend skizzierten deutlichen Änderungen nötig. Tabelle 2 fasst die Eckdaten der Energieversorgungsszenarien zusammen.

Stromerzeugung

- ▶ Die Säulen der künftigen Energieversorgung sind Windenergie und Photovoltaik. Sie steuern in den Szenarien gemeinsam 320 TWh (für das Jahr 2030) und 2070 TWh (im Jahr 2050 mit E-Fuels) bzw. 960 TWh (2050 ohne E-Fuels) zur jährlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Während im Jahr 2030 neben den Erneuerbaren Energien noch konventionelle Kraftwerke zur Energieversorgung beitragen, kommen im Jahr 2050 neben der Windenergie an Land und auf See sowie der Photovoltaik lediglich Wasserkraft, Biomasse und sonstige Erneuerbare Energien mit insgesamt 40 TWh hinzu. Grund für diesen verhältnismäßig geringen Anteil ist das begrenzte und heute schon weitgehend genutzte Potenzial. Die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik liegt sowohl für 2030 als auch für 2050 deutlich über den 116,5 TWh des Jahres 2016 [BMWI 2016]. Der Grund hierfür ist, dass in Zukunft nicht nur der Strombedarf, sondern auch der Energiebedarf für Wärme und Verkehr zunehmend durch Windenergie und Photovoltaik gedeckt werden. Haben Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2016 noch zu 19 % an der Stromerzeugung und zu ca. 5 % an der gesamten Energieerzeugung beigetragen, würden sie im Szenario des Jahres 2050 zu ca. 98 % an der gesamten Energieerzeugung beitragen. Die verbleibenden 2 % Prozent werden durch die anderen erneuerbaren Technologien erbracht.

Energieeffizienz

- Die Energieeffizienz nimmt deutlich zu und führt im Jahr 2030 dazu, dass der herkömmliche (oder konventionelle) Stromverbrauch gegenüber 2016 um ca. 21% auf 470 TWh sinkt [Agora 2017]. Unter herkömmlichen Stromverbrauch wird der Stromverbrauch verstanden, der von klassischen Verbrauchern herrührt, die bereits heute existieren. Von diesen Stromverbrauchern sind neuartige Stromverbraucher wie Elektroautos, Power-to-Gas-Anlagen und Power-to-Heat-Anlagen inklusive Wärmepumpen abzugrenzen, die in Zukunft verstärkt für die Bewerkstelligung der Energieversorgung notwendig sein werden.

Neben der höheren Effizienz klassischer Stromverbraucher resultieren enorme Effizienzgewinne aus dem nahezu vollständigen Wechsel zur Stromerzeugung aus Wind und PV, weil damit Abwärmeverluste thermischer Kraftwerke (bis zu zwei Drittel der Primärenergie) vermieden werden. Weitere Effizienzgewinne werden durch die Umstellung auf Elektromobilität und Elektrowärmepumpen erreicht. Im Wärmesektor steigt die Effizienz zudem durch Gebäudedämmung, effizientere Anlagentechnik und Abwärmenutzung. Für das Jahr 2050 werden Effizienzgewinne von insgesamt ca. 24% angenommen [IWES 2017].

Kopplung Strom-Wärme-Verkehr

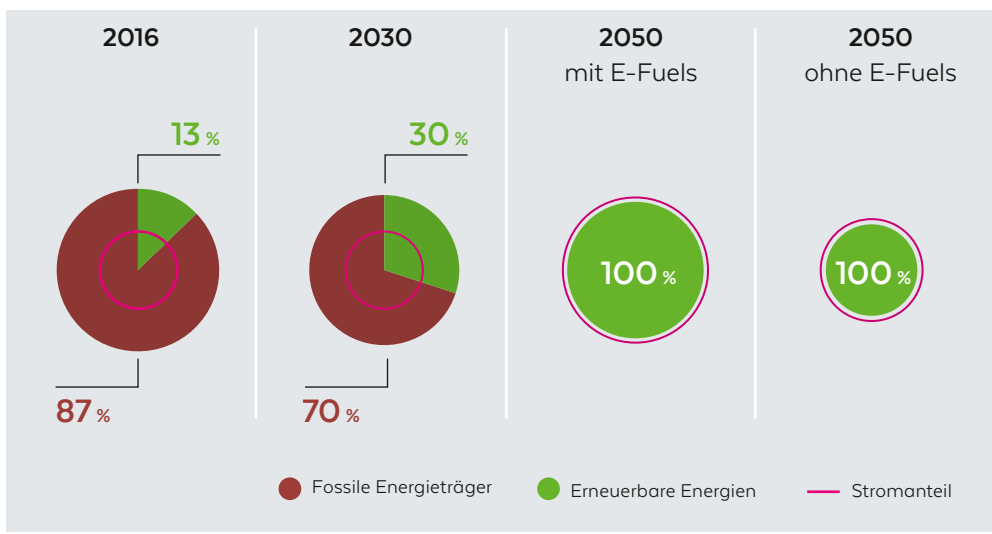
- Die vormals getrennten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wachsen zusammen. Im Jahr 2050 basiert der Verkehrssektor durch Verwendung von Elektroantrieben und E-Fuels vollständig auf erneuerbaren Energien, Wärmepumpen decken den Großteil des Niedertemperaturwärmebedarfs für Haushalte und Gewerbe. Aus Strom erzeugter Dampf (Power-to-Heat) deckt einen hohen Anteil des Bedarfs an Hochtemperatur-Prozesswärme. Erneuerbares Methan (Power-to-Gas) ist neben fossilem Erdgas im Verkehrs- und Wärmesektor eingesetzt.

Tabelle 1: Kenndaten zu den Energieversorgungsszenarien 2030 und 2050

Szenarienjahr	2016	2030	2050	2050
Quelle der Angaben	[BMWI 2016], [UBA 2017]	[Agora 2017]	[IWES 2017]	Vorgängerstudie [IWES 2013]
Endenergiebedarf	2500 TWh*	2210 TWh	1908 TWh	1505 TWh
CO ₂ -Reduktion gegenüber 1990	27,6%	60%	95 %	80 %
EE-Anteil an Energieerzeugung	12,6 %	30 %	100 %	80 %
Gesamter Strombedarf	594 TWh	610 TWh	2110 TWh (mit E-Fuels) 1000 TWh (ohne E-Fuels)	864 TWh
Herkömmlicher Strombedarf	594 TWh	470 TWh	445 TWh	486 TWh
Stromerzeugung aus Wind und PV	115,6 TWh	320 TWh	2070 TWh (mit E-Fuels) 960 TWh (ohne E-Fuels)	800 TWh
Wind- und PV-Anteil an Stromerzeugung	19,5 %	52 %	98 % (mit E-Fuels) 96 % (ohne E-Fuels)	89 %

* Schätzung

Abbildung 1: Vergleich der Endenergiebedarfe in den Jahren 2016, 2030 und 2050 mit und ohne E-Fuels



Die Eckdaten der Energieversorgungsszenarien machen deutlich, dass zum Erreichen der klimapolitischen Ziele deutlich höhere jährliche Ausbauraten an erneuerbaren Energien notwendig sind. Dieser Anspruch steht in Kontrast zu den relativ geringen Volumen der bisherigen Ausschreibungen gemäß dem EEG 2017 (siehe [BMW 2017a]).

4.2 Herleitung tragfähiger Ausbauszenarien

Die benötigte Strommenge in einem Energiesystem, das ganz oder zu einem großen Anteil auf Erneuerbaren Energien fußt, sollte gleichermaßen zuverlässig wie kosteneffizient und möglichst konfliktfrei bereitgestellt werden. Um tragfähige Ausbauszenarien zu finden, die diese Bedingungen erfüllen, werden daher zwei Kriterien herangezogen:

► 1. Eine möglichst am Verbrauch orientierte Energiebereitstellung durch Erneuerbare Energien

Verbrauch und Erzeugung müssen im Stromnetz stets ausbalanciert sein. Das Zusammenspiel aller Erneuerbaren Energien untereinander und im Bezug zur Last ist daher entscheidend. Deshalb werden verschiedene Mixe aus Erneuerbaren Energien nach der verbleibenden Residuallast bewertet. Ein optimaler Mix weist möglichst geringe Abweichungen von Last und Erzeugung und damit minimale Flexibilitätskosten auf.

► 2. Die Bereitstellung von bis zu 960 TWh Strom aus Photovoltaik und Windenergie über erschließbare Potenziale

Bis zu 960 TWh Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien im Jahr 2050 zu erzeugen, ist sehr ambitioniert. Möglich ist dies nur, wenn die unter ökonomischen wie gesellschaftlichen Kriterien erschließbaren Potenziale der verschiedenen Technologien zugrunde gelegt sind. Wie die folgenden Analysen zeigen, ist die Erzeugung von 960 TWh Strom aus Photovoltaik und Windenergie in Deutschland grundsätzlich möglich. Für die Erzeugung von 2070 TWh reichen die Potenziale innerhalb Deutschlands jedoch nicht aus.

4.2.1 Schritt 1: Herleitung eines „optimalen“ Erzeugungsmixes

Im ersten Schritt wird ein theoretisches Optimum des Stromerzeugungsmixes in den Zieljahren 2030 und 2050 ermittelt. Es beschreibt die Verteilung von Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik mit den jahresdurchschnittlich geringsten Abweichungen von Last und Erzeugung. Der Strombeitrag von weiteren Erneuerbaren Energien wie Wasserkraft oder Biomasse wird als feste Größe angenommen.

Um den optimalen Mix zu bestimmen, werden in der folgenden Darstellung (Abbildung 2) alle denkbaren Zusammensetzungen von Windenergie und Photovoltaik durchgespielt. Die Analyse konzentriert sich dabei auf die eingespeisten Energiemengen und darauf, welche Überschüsse oder Unterdeckungen auftreten.

Das Analyseraster bilden stündlich aufgelöste Einspeisezeitreihen der verschiedenen Technologien. Diese Zeitreihen entstammen einer Simulation auf Basis des Wetterjahres 2011, durchgeführt am Fraunhofer IWES. Bei dieser Zusammensetzung finden bereits regionale Ausgleichseffekte der Erzeugung Berücksichtigung.

Die Basiszeitreihen von Onshore-Windenergie und Photovoltaik werden anschließend auf sämtliche Variationen der Erneuerbare-Energien-Anteile skaliert. Bei den Offshore-Einspeisezeitreihen wird auch die Küstenentfernung berücksichtigt. Küstennahe Offshore-Windparks werden in der Simulation zuerst zugebaut. Bei jeder Kombination der drei Erzeugungstechnologien gilt: Die Residuallast ergibt sich immer als die Differenz zwischen der stündlichen Last (Zeitreihe 2011) und den Einspeisezeitreihen.

Abbildung 2: Herleitung eines optimalen Erzeugungsmixes für das Energiebedarfsszenario 2030

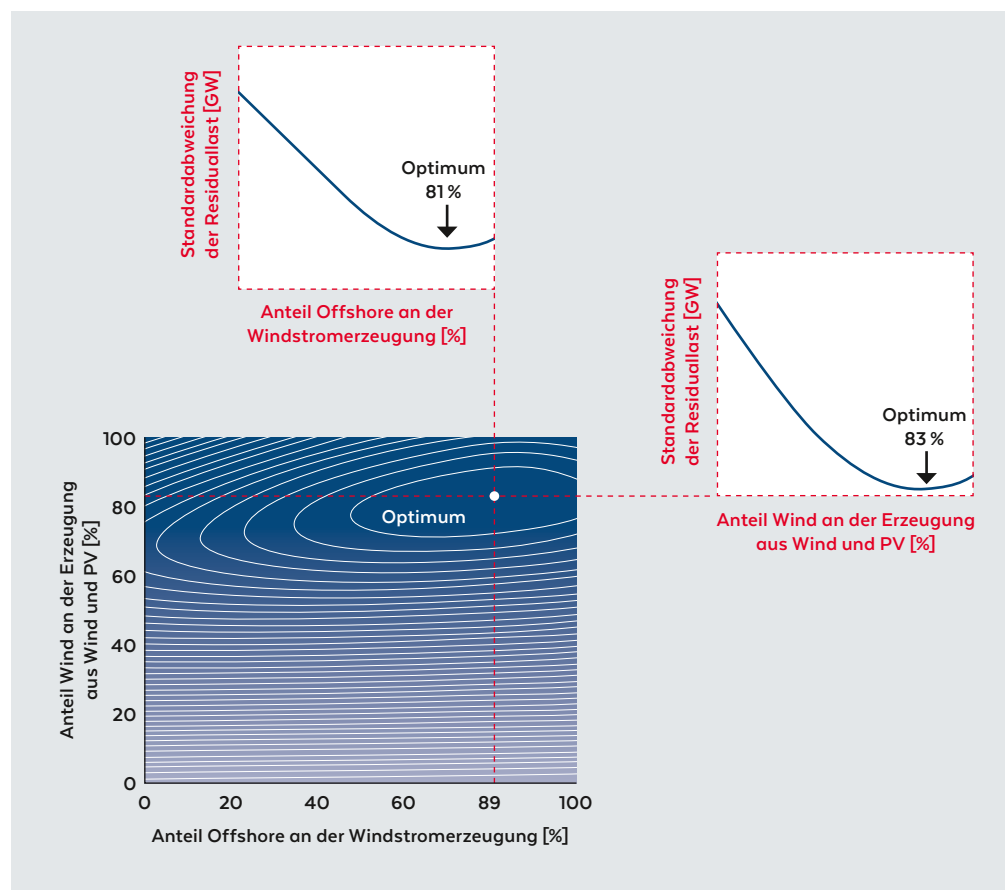


Abbildung 2 zeigt das Ergebnis für das Energiebedarfsszenario 2030. Besonders niedrige Werte – also geringe Schwankungen der Residuallast – sind dunkel, hohe Werte hell dargestellt. Auf der vertikalen Achse der Grafik ist der Anteil der Windenergie an der gesamten Energiebereitstellung aus fluktuierenden EE dargestellt – also aus PV und Windenergie. Auf der horizontalen Achse ist der Anteil der Offshore-Windenergie an der Windstromerzeugung zu sehen. Jeder Punkt in der dargestellten Fläche stellt also einen theoretisch möglichen EE-Mix dar. Die Jahresstromerzeugung aus Wind und Photovoltaik beträgt für alle dargestellten Kombinationen immer 320 TWh. Die geringste Standardabweichung der Residuallast wird mit einem Anteil der Wind-

energie an den fluktuierenden EE von 83 % und einem Offshore-Anteil von 81 % an der Windenergie erreicht.

Im Vergleich zu [IWES 2013] hat sich dieses Optimum zugunsten der Offshore-Windenergie verschoben. Ursachen hierfür sind andere Leistungscharakteristiken der EE-Erzeugungsanlagen, die die aktuellen Markttrends widerspiegeln, sowie verbesserte Simulationsmodelle.

Die Standardabweichung ist ein statistisches Maß, das hier die Streuung der stündlichen Residuallastwerte um das zu erwartende Mittel angibt. Generell gilt: Je höher der Wert desto stärker sind die Schwankungen der Residuallast. Zudem gehen bei der Berechnung der Werte die Abweichungen vom Mittel quadratisch in den Wert der Standardabweichung mit ein. Hohe Abweichungen werden also stärker gewichtet. Die Standardabweichung (SD) wurde hier wie folgt berechnet (wobei x die stündlichen Werte der Residuallast darstellt):

$$SD = \left(\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right)^{1/2}$$

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist die ausschließliche Betrachtung der Standardabweichung jedoch nicht ausreichend. Beispielsweise kann ein Szenario mit sehr hohen Residuallasten in einzelnen Stunden über das ganze Jahr gesehen eine sehr geringe Standardabweichung aufweisen.

Energiesystemtechnisch relevant sind aber z. B. die höchsten, stündlichen Residuallasten in einem Jahr, da sie den Bedarf an Back-Up-Kapazität bestimmen. Ebenso ist die Periodendauer einer Schwankung nicht unbedingt maßgeblich für die Höhe der Standardabweichung – z. B. kann eine Sinuskurve mit häufigen und kurzen Schwankungen die gleiche Standardabweichung aufweisen wie eine Kurve mit nur einer periodischen Schwankung im gleichen Zeitraum. Energiewirtschaftlich gesehen ist jedoch auch die genaue Charakteristik der Schwankung von Interesse (Verlagerungsbedarf, Gradienten etc.).

Die absolute Höhe der Standardabweichung wurde hier daher lediglich als erster Indikator zur Bewertung der Systemverträglichkeit der Szenarien herangezogen. Sie gibt Aufschluss darüber, ob in einem Szenario grundsätzlich ein hoher oder niedriger Bedarf an Flexibilität (Speicher, Ausgleichskraftwerke) besteht, der zusätzliche Systemkosten verursacht. In einer Energieversorgung mit sehr hohem Anteil an fluktuierenden EE bekommen diese einen zunehmenden Stellenwert.

Insgesamt zeigt die Untersuchung, dass die Standardabweichung der Residuallast mit Werten zwischen 18 und 51 GW sehr deutliche Unterschiede zwischen den Kombinationen aufweist. Varianten mit sehr hohen Anteilen an Photovoltaik (> 80 Prozent) weisen deutlich stärkere Schwankungen der Residuallast auf als der optimale Mix. Nur ein Mix, bei dem alle fluktuierenden Erneuerbaren Energien einen substanziellen Beitrag leisten, führt zu geringsten Schwankung der Residuallast.

Zwischenergebnis:

Es wird deutlich, dass der optimale Mix mit der geringsten Standardabweichung der Residuallast bei einem sehr hohen Anteil von 81 % Prozent der Offshore-Windenergie an der gesamten Windenergie und einem Verhältnis von Photovoltaik und Windenergie von etwa eins zu fünf liegt.

4.2.2 Schritt 2: Ermittlung tragfähiger Ausbauszenarien anhand der Potenziale

Das Fraunhofer IWES hat in mehreren Studien die Potenzialgrenzen verschiedener Erneuerbarer Energien ermittelt. Im Unterschied zu den theoretischen und technisch möglichen Potenzialen sind die Potenzialgrenzen im Sinne dieser Studie als die unter

ökonomischen wie gesellschaftlichen Gesichtspunkten maximal erschließbaren Beiträge zur Stromerzeugung definiert. In Abgrenzung zum theoretisch optimalen Mix werden mit ihrer Hilfe tragfähige Ausbauszenarien abgeleitet.

- Für die Photovoltaikanlagen auf Dächern und an Fassaden wird ein deutschlandweites Leistungspotenzial von 189 GW angesetzt. Aufdach- und Fassadenanlagen lassen sich besonders konfliktarm zur Stromerzeugung nutzen. Im Gegensatz hierzu bestehen bei PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA) Nutzungskonflikte – z. B. in der Landwirtschaft. Die Freigabe von Ackerflächen für den Bau von PV-FFA wie z. B. in Baden-Württemberg wird daher ausgeschlossen, auch wenn das zu einer erheblichen Vergrößerung des Potenzials führen würde. Es werden vor allem potenzielle PV-Flächen entlang von Schienenwegen und Autobahnen berücksichtigt. Insgesamt beträgt das angesetzte Leistungspotenzial für Freilandanlagen in Deutschland 151 GW. Das Leistungspotenzial beträgt somit für PV-Anlagen in Deutschland 340 GW.

Potenzialgrenze Photovoltaik:

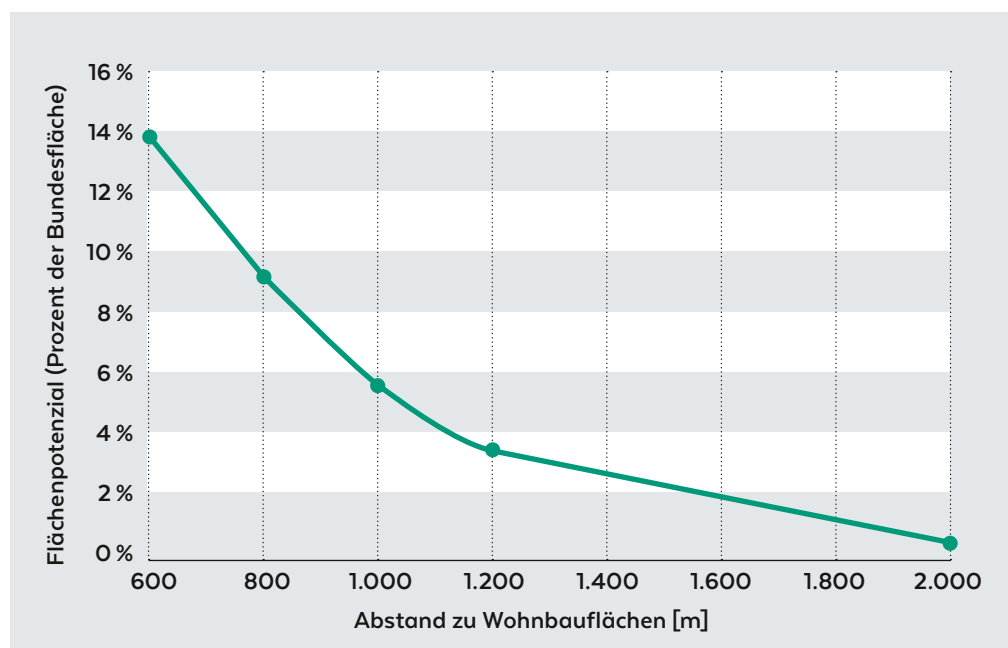
Eine installierte Leistung von 340 GW ergibt ca. 348 TWh.

- Die verfügbaren Potenziale der Onshore-Windenergie sind in [UBA 2013] ermittelt. Die tatsächlich erschließbaren Potenziale hängen entscheidend von den politischen Rahmenbedingungen und der Akzeptanz vor Ort ab. Ein maßgeblicher Faktor ist der Mindestabstand von Windenergieanlagen von Siedlungen (siehe Abbildung 3). Unter diesen Gesichtspunkten geht die vorliegende Studie von einem Siedlungsabstand von 1000 Metern und einer Realisierbarkeit von 50 % der Flächen aus. Es ergibt sich damit ein deutschlandweites Leistungspotenzial von 243 GW. Wieviel Energie mit dieser Leistung erzeugt werden kann, hängt von den angesetzten Anlagentechnologien ab (siehe Kapitel 4.2.5).

Potenzialgrenze Onshore-Windenergie:

Eine installierte Leistung von 243 GW ergibt ca. 632 TWh bei Zugrundelegung der Anlagencharakteristiken des Jahres 2030 und ca. 717 TWh bei Zugrundelegung der Anlagencharakteristiken des Jahres 2050.

Abbildung 3: Abhängigkeit des Leistungspotenzials der Onshore-Windenergie von dem Mindestabstand zu Wohnbauflächen [UBA 2013]



- ▶ Ähnlich wie bei der Windenergie an Land hängen die erschließbaren Potenziale der Windenergie auf See von den politischen Rahmenbedingungen ab. Die vorliegende Studie orientiert sich am Raumordnungsplan des Bundesamts für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) für die AWZ in der deutschen Nord- und Ostsee, welcher Naturschutzgebiete (Natura2000 Meeresgebiete), Schifffahrtswege, und militärische Speergebiete berücksichtigt. Das Leistungspotenzial für Offshore-Windenergie beträgt demnach ca. 54,5 GW in der Nordsee und ca. 2,5 GW in der Ostsee (siehe Abbildung 4 und 5). Hinzu kommt das Potenzial für Offshore-Windparkflächen in der 12-Meilenzone, insbesondere in der Ostsee, wo Mitte 2016 von Mecklenburg-Vorpommern in seinem Landesraumentwicklungsprogramm (LEP) entsprechende Flächen für die Offshore-Windenergie ausgewiesen wurden. Weitere Potenziale wären theoretisch auch durch eine maßvolle Nutzung von Flächen in Natura2000-Gebieten denkbar.

Potenzialgrenze Offshore-Windenergie:

Eine installierte Leistung von 57 GW ergibt ca. 238 TWh bei Zugrundelegung der Anlagencharakteristiken des Jahres 2030 und ca. 263 TWh bei Zugrundelegung der Anlagencharakteristiken des Jahres 2050.

Abbildung 4: Die potenziellen Offshore-Windparkflächen in der AWZ der Nordsee (Kapazität 54,5 GW)

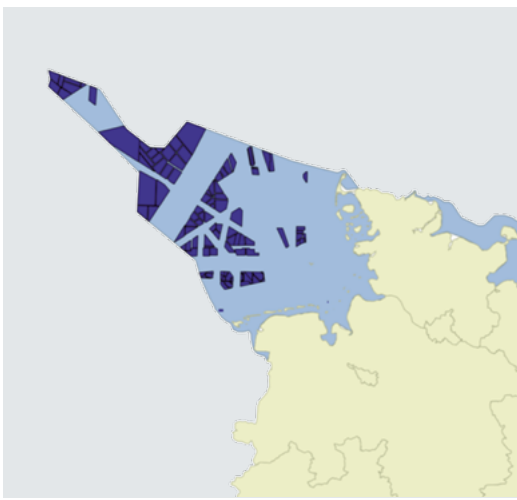


Abbildung 5: Die potenziellen Offshore-Windparkflächen in der AWZ der Ostsee (Kapazität 2,5 GW)



Zusammengefasst ergeben sich die folgenden maximalen Anteile der einzelnen Technologien (siehe Tabelle 3). Die Prozentangaben beziehen sich auf die erforderlichen Gesamtmengen für die unterschiedlichen Szenarien von 320 TWh (für 2030), 960 TWh (für 2050 ohne E-Fuels) und 2070 TWh (für 2050 mit E-Fuels).

Tabelle 3: Maximaler Anteil von Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windenergie an den Energieversorgungsszenarien 2030 und 2050

Szenario 2030 (320 TWh)			
Photovoltaik	109 Prozent	348 TWh	340 GW
Onshore-Windenergie	198 Prozent	632 TWh	243 GW
Offshore-Windenergie	74 Prozent	238 TWh	57 GW
Szenario 2050 ohne E-Fuels (960 TWh)			
Photovoltaik	36 Prozent	348 TWh	340 GW
Onshore-Windenergie	75 Prozent	717 TWh	243 GW
Offshore-Windenergie	27 Prozent	263 TWh	57 GW
Szenario 2050 mit E-Fuels (2070 TWh)			
Photovoltaik	17 Prozent	348 TWh	340 GW
Onshore-Windenergie	37 Prozent	717 TWh	243 GW
Offshore-Windenergie	13 Prozent	263 TWh	57 GW

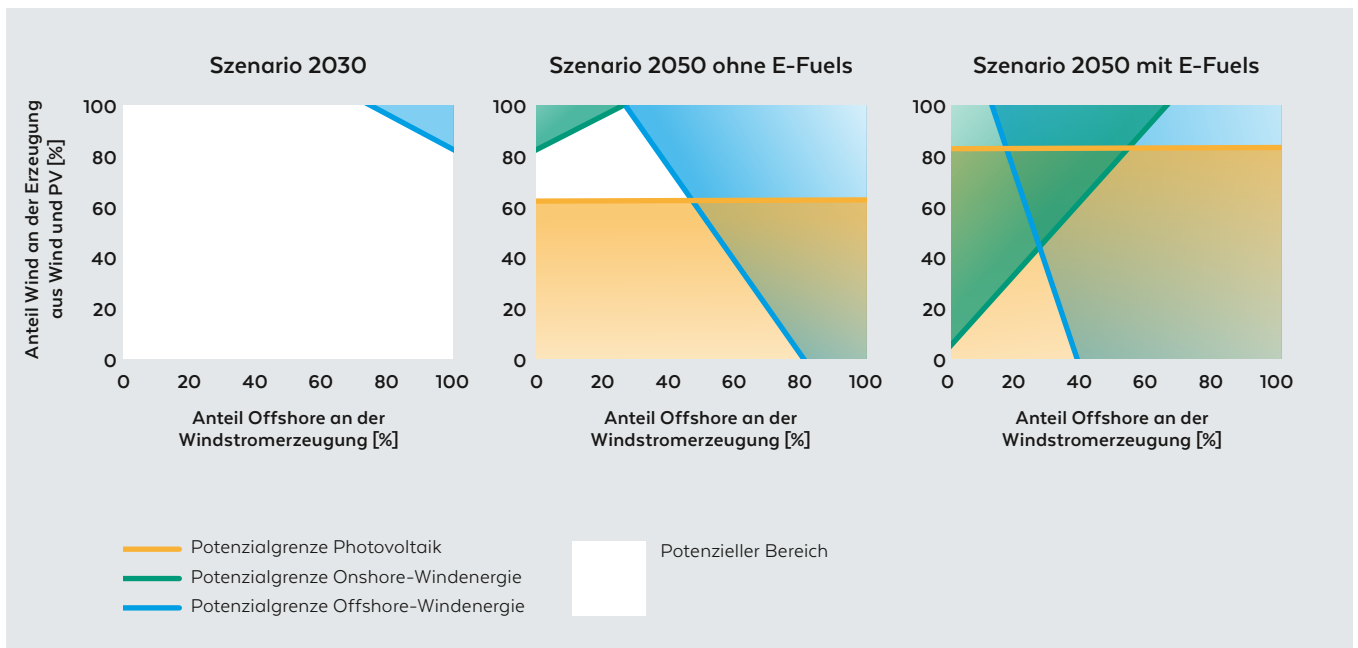
Abbildung 6 verdeutlicht die Potenziale im Erzeugungsmix grafisch.

Im linken Bild von Abb. 6 ist gezeigt, mit welchen Kombinationen aus Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie die 320 TWh des Jahres 2030 erreicht werden können. Der Bereich möglicher Kombinationen ist weiß dargestellt. Es wird deutlich, dass für 2030 nahezu alle Kombinationen möglich sind. Nur die Offshore-Windenergie reicht bei einer vollständigen Nutzung ihres Potenzials nicht alleine aus; es muss noch ein relativ kleiner Anteil aus Photovoltaik, Onshore-Windenergie oder aus einer Kombination dieser beiden Technologien hinzukommen. Diese Einschränkung wird in der Abbildung anhand der blauen Fläche deutlich, die sich in der rechten oberen Ecke, oberhalb der Potenzialgrenze der Offshore-Windenergie, befindet.

Für das Szenario 2050 ohne E-Fuels ergibt sich das Bild in der Mitte. Im Vergleich zum Bild links hat sich die Potenzialgrenze für die Offshore-Windenergie weiter in das Bild hineingeschoben. Der Grund hierfür ist der höhere Strombedarf von 960 TWh, den die Offshore-Windenergie nur zu einem kleineren Anteil (27 %) decken kann. Auch die Potenzialgrenzen von Photovoltaik und Onshore-Windenergie sind in diesem Bild erkennbar. Photovoltaik kann den Strombedarf des Szenarios 2050 ohne E-Fuels höchstens zu 36 % decken. Dieses Potenzial ist in dem Bild durch den potenziellen Bereich oberhalb der PV-Potenzialgrenze repräsentiert. Die übrigen 64 % sind in dem Bild durch den transparent orangenen Bereich unterhalb der PV-Potenzialgrenze markiert. Auch Onshore-Windenergie kann den Strombedarf des Szenarios nicht alleine vollständig decken, weshalb die Ecke des Bildes links oberhalb der Onshore-Potenzialgrenze grün gefärbt ist. Nur eine Kombination der drei Erzeugungstechnologien ermöglicht eine vollständige Deckung des Jahresstrombedarfs des Szenarios. Der mögliche Kombinationsraum ist in der Abbildung wiederum weiß dargestellt.

Wird ein höherer Strombedarf angesetzt, verschieben sich die Potenzialgrenzen weiter aufeinander zu. Für das Szenario 2050 mit E-Fuels im rechten Bild haben sich die Potenzialgrenzen soweit verschoben, dass kein potenzieller Bereich mehr übrig bleibt. Selbst die vollständige Ausnutzung der Potenziale der drei Technologien zusammen reicht nicht aus um den Strombedarf dieses Szenarios zu decken.

Abbildung 6: Theoretisch mögliche Optionen für den Erzeugungsmix unter Berücksichtigung der Potenzialgrenzen von Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie und Photovoltaik



4.2.3 Schritt 3: Auswahl von Erzeugungskombinationen

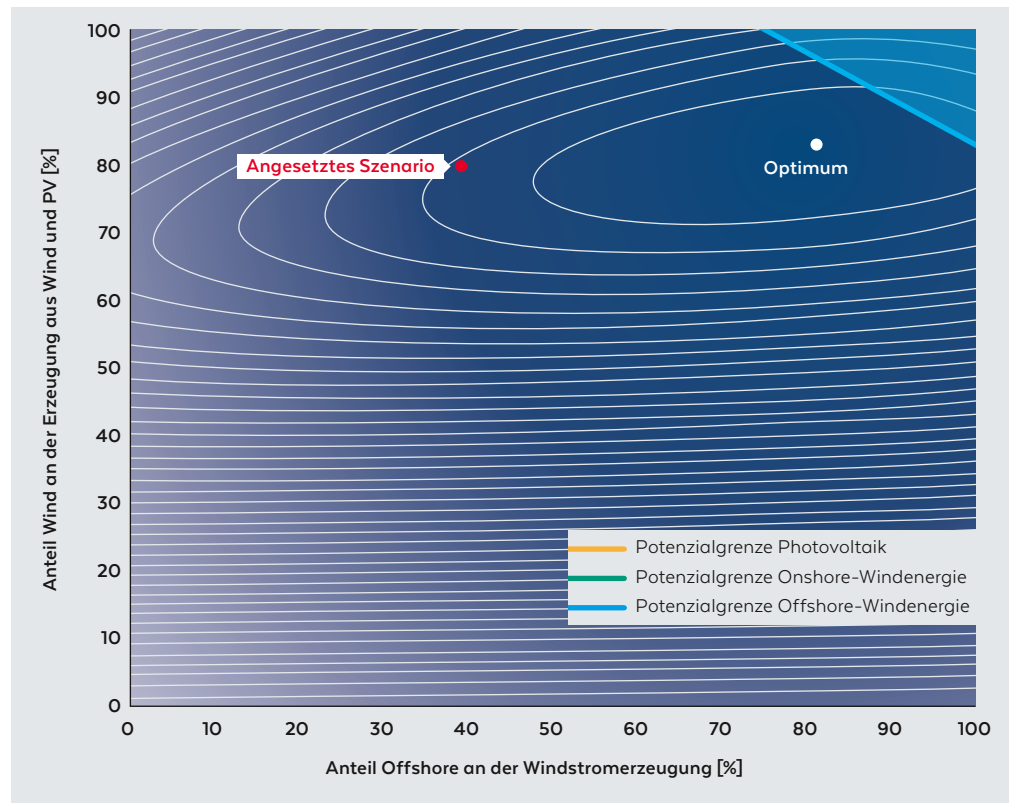
In diesem Schritt werden die beiden vorangegangenen Berechnungen – der „optimale theoretische Mix“ und die Potenzialgrenzen der drei Technologien – übereinandergelegt. Hieraus ergeben sich Spielräume für optimale Ausbauszenarien innerhalb der Potenzialgrenzen.

Energieversorgungsszenario 2030 (Abbildung 7)

Wie in Schritt 2 deutlich wurde, ist im Fall des Energieversorgungsszenarios 2030 nur ein kleiner Teil der möglichen Kombinationen aus Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie aufgrund fehlender Potenziale ausgeschlossen. Der verbleibende Spielraum für mögliche Erzeugungskombinationen ist demzufolge sehr groß. Es liegt nahe, diejenige Kombination zu wählen, welche sich gemäß Schritt 1 als optimal herausgestellt hat. Der in Schritt 1 (Kapitel 4.2.1) ermittelte optimale Mix für das Szenario 2030 erfordert einen Jahresenergiebeitrag von 83 % aus Windenergie an der gesamten Erzeugung von Windenergie und Photovoltaik und einen Beitrag von 81 % aus Offshore-Windenergie an der gesamten Windenergie. Daraus ergeben sich für das Jahr 2030 die optimalen Jahresenergieerträge von 54,5 TWh Photovoltaik, 50,5 TWh Onshore-Windenergie und 215 TWh Offshore-Windenergie.

Diese Beiträge sind für das Jahr 2030 jedoch als unrealistisch zu betrachten, da Photovoltaik bereits im Jahr 2015 39 TWh und Onshore-Windenergie 71 TWh lieferte [AGORA 2017]. Mit einer derartigen Drosselung des PV-Zubaus bzw. einer Reduzierung der Onshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 ist nicht zu rechnen. Auch der beachtliche Zubau von Offshore-Windenergie wäre zu ambitioniert und nicht realistisch. Der optimale Mix für 2030 ist vielmehr als Fingerzeig dahingehend zu verstehen, dem Offshore-Zubau in den nächsten Jahren den Vorrang zu geben um eine aus systemtechnischer Sicht vorteilhafte Energieversorgung zu erhalten.

In Theorie wäre es optimal, nahezu ausschließlich Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 auszubauen. In Praxis sollten zumindest die Ausbauziele für Offshore-Windenergie deutlich erhöht werden, um den Flexibilisierungsbedarf für 2030 möglichst gering zu halten.

Abbildung 7: Festlegung des Energieversorgungsszenarios 2030

Um ein realistisches Energieversorgungsszenario für 2030 zu erhalten wird die installierte Offshore-Leistung auf 25 GW festgelegt, was einem Energieertrag von gut 100 TWh pro Jahr entspricht. Damit liefert die Offshore-Windenergie knapp ein Drittel der für das Jahr 2030 angesetzten Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik von 320 TWh. Dieser im Vergleich zu heute hohe Anteil der Offshore-Windenergie wirkt sich positiv auf das Energiesystem 2030 aus, indem er zur Begrenzung der Residuallastschwankungen und des Flexibilitätsbedarfs beiträgt. Für die Ermittlung der Anteile von Photovoltaik und Onshore-Windenergie für das Energieversorgungsszenario 2030 wird deren Verhältnis aus [AGORA 2017] zugrunde gelegt. Das angesetzte Energieversorgungsszenario 2030 ergibt sich somit zu 100 TWh bzw. 25 GW Offshore-Windenergie, 155 TWh bzw. 60 GW Onshore-Windenergie und 65 TWh bzw. 63 GW Photovoltaik. Diese Kombination ist in Abbildung 7 als roter Punkt angezeigt.

Energieversorgungsszenario 2050 ohne E-Fuels (Abbildung 8)

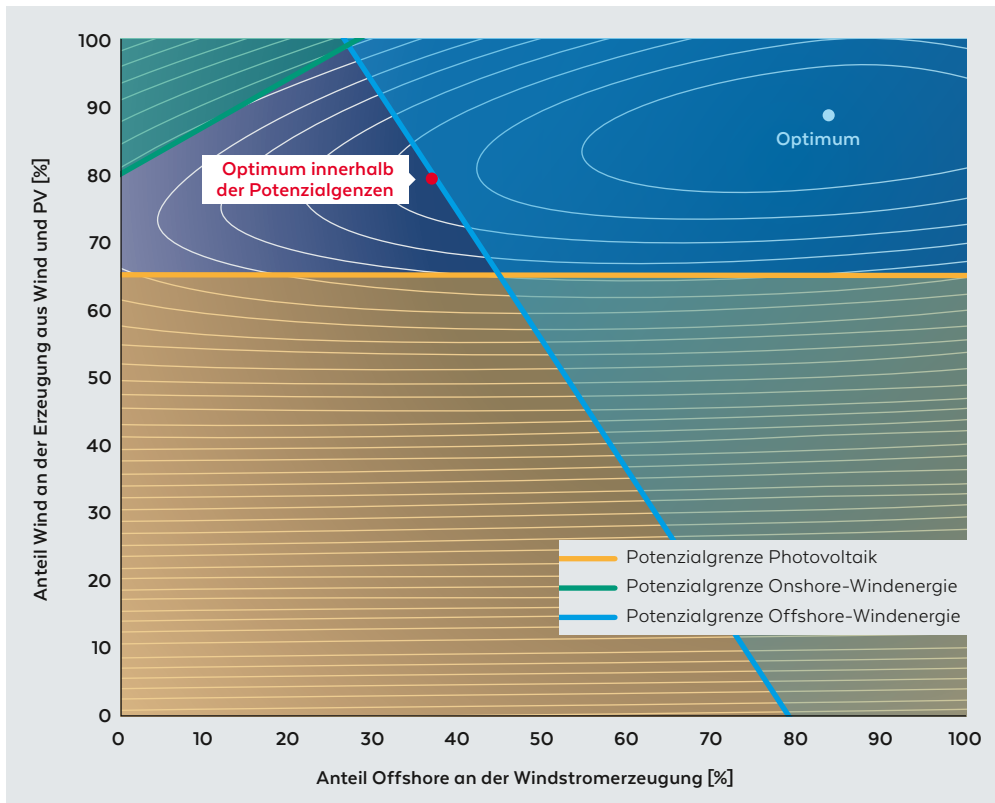
Für die Erstellung des Energieversorgungsszenarios 2050 ohne E-Fuels ist der Spielraum aufgrund der Potenzialgrenzen beschränkt. Es liegt nahe, diejenige Kombination aus Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie zu wählen, für die sich die geringste Standardabweichung innerhalb der Potenzialgrenzen ergibt.

Dieses Optimum innerhalb der Potenzialgrenzen wird bei einem Anteil von ca. 77 % der Windenergie an der Erzeugung aus Wind und PV und einem Anteil von ca. 36 % der Offshore-Windenergie an der gesamten Windenergieerzeugung erreicht (roter Punkt in Abbildung 8). Diese Verhältnisse liegen nahe bei denen des „optimierten Ausbauszenarios“ der Vorgängerstudie [IWES 2013]. Es ergeben sich die optimalen Jahresenergieerträge von 221 TWh aus Photovoltaik, 476 TWh Onshore-Windenergie und 263 TWh Offshore-Windenergie. An installierter Leistung sind für diese Kombination ca. 215 GW Photovoltaik, ca. 161 GW Onshore-Windenergie und ca. 57 GW Offshore-Windenergie notwendig. Das ermittelte Potenzial der Offshore-Windenergie wird in dieser Kombination folglich vollständig ausgenutzt. Ein größeres Potenzial für

Offshore-Windenergie würde sich ergeben, wenn zusätzliche Flächen auf See für den Bau von Offshore-Windparks freigegeben würden.

Wegen ihrer zuträglichen Eigenschaften für das Energiesystem ist insbesondere für die Offshore-Windenergie zu prüfen, ob weitere Flächen freigegeben werden können.

Abbildung 8: Festlegung des Energieversorgungsszenarios 2050 ohne E-Fuels

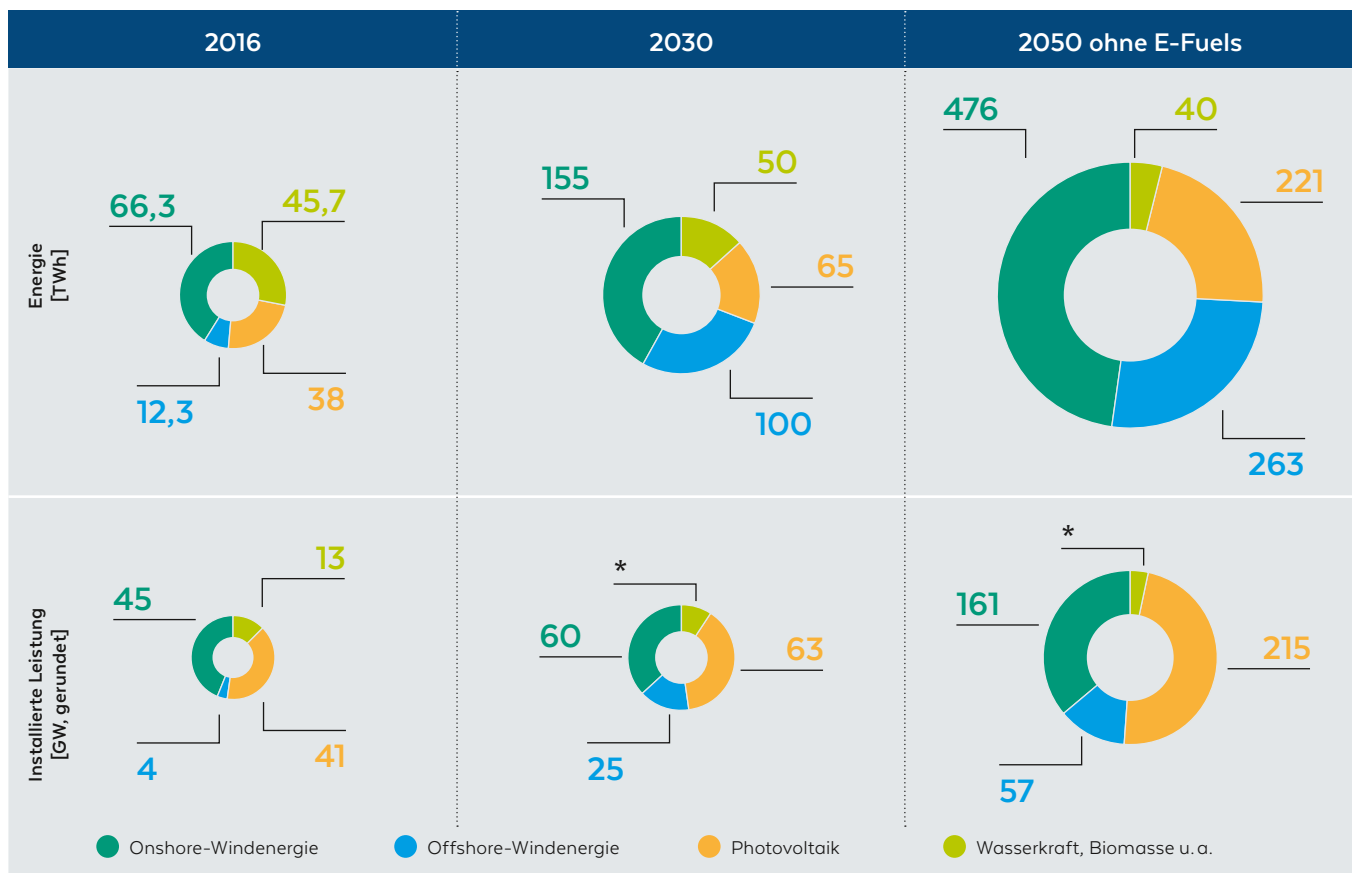


Energieversorgungsszenario 2050 mit E-Fuels

Wie in Kapitel 4.2.2 gezeigt, reicht selbst die vollständige Ausnutzung der Potenziale von Photovoltaik, Onshore-Windenergie und Offshore-Windenergie nicht aus um den Strombedarf des Energieversorgungsszenario 2050 mit E-Fuels zu decken. Alle drei erneuerbaren Technologien müssen folglich für eine klimaneutrale Energieversorgung Deutschlands soweit ausgebaut werden, wie es nach ökonomischen und gesellschaftlichen Kriterien realistisch möglich erscheint.

Für eine klimaneutrale Energieversorgung Deutschlands ist die vollständige Ausnutzung der Potenziale aller Erneuerbaren Energien notwendig.

Abbildung 9: Erzeugte Strommenge und installierte Leistung der Erneuerbaren Energien im Jahr 2016 [BMWI 2017b], im Energieversorgungsszenario 2030 und im Energieversorgungsszenario 2050 ohne E-Fuels



* Vereinfachte Annahme der installierten Leistung von Wasserkraft, Biomasse u. a.

4.3 Annahmen zur Entwicklung von Windenergieanlagen

Für die ausgewählten Szenarien wurde die Windeinspeisung für die gesamte in Deutschland installierte Kapazität für die Jahre 2030 und 2050 in stündlicher Auflösung simuliert. Die Ergebnisse zeigen, dass im Vergleich zu heute eine deutlich bessere Auslastung der Windenergieanlagen (WEA) erreicht wird, d. h. deutlich höhere Volllaststunden. Dies gilt sowohl für die Onshore- als auch für die Offshore-Windenergie. Einerseits wird dadurch die notwendige Anlagenanzahl reduziert, andererseits können dadurch die Systemkosten für die Integration der EE minimiert werden.

Folgende Faktoren führen dazu, dass die Windenergie im Mittel deutlich höhere Volllaststunden als heute erreicht:

- ▶ Rückbau von bisher errichteten Anlagen und Repowering mit neuer Anlagenauslegung (keine Anlage die vor 2025 gebaut wurde ist in 2050 noch in Betrieb)
- ▶ Annahme einer systemverträglichen Entwicklung von Anlagen mit geringer spezifischer Flächenleistung (höheres Rotor-Generator-Verhältnis, z. B. Schwachwindanlagen im Binnenland)
- ▶ Annahme großer Nabenhöhen für neu zu errichtende Anlagen

Ergebnis:

Dies bedeutet, dass im Jahr 2030 teilweise, und im Jahr 2050 ein komplett anderer Anlagenbestand als heute betrieben wird, weil bis dahin vor allem Anlagen mit einer anderen Auslegung als heute zugebaut werden.

Im Folgenden wird erläutert, wie sich die beiden wichtigsten Faktoren für die Anlagenentwicklung – die Nabenhöhe und das Verhältnis von Rotorgröße zu Generatorleistung – im On- und Offshore-Bereich entwickeln.

Abbildung 10 und Tabelle 4 geben den Durchschnitt für alle Anlagen, die innerhalb des jeweiligen Jahres neu hinzugebaut werden (Neuanlagen). Auch wenn sie als durchaus fortschrittlich bezeichnet werden können bleiben die Annahmen aus der Tabelle unter den in [EWEA 2011a] nachgewiesenen technisch realisierbaren Grenzen.

Abbildung 10: Veranschaulichung der Anlagenentwicklung von Windenergieanlagen

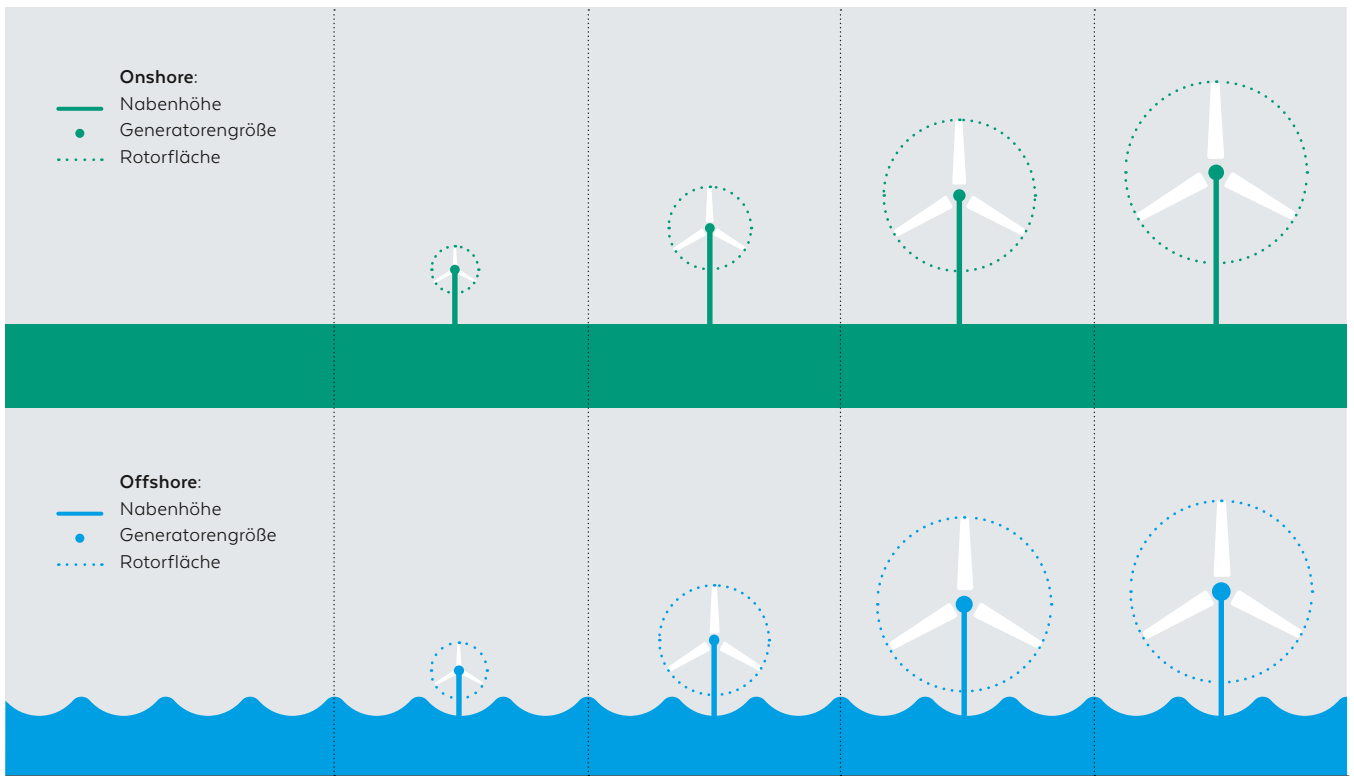


Tabelle 4: Kennwerte von im jeweiligen Jahr neu errichteten Windenergieanlagen

Jahr		2001	2016	2030	2050
onshore	Nabenhöhe [m]	75	128	170	200
	Generatorleistung [MW]	1,3	2,8	6,0	10,0
	Rotordurchmesser [m]	62	109	200	240
offshore	Nabenhöhe [m]	60	104	145	165
	Generatorleistung [MW]	2	5,24	13	15
	Rotordurchmesser [m]	73,8	145	230,0	240,0

Hinsichtlich der Nennleistung/Generatorleistung von Neuanlagen wird ein Anstieg bis zum Jahr 2050 auf 10 MW onshore und 15 MW offshore angenommen. Auch für die Nabenhöhen der Windenergieanlagen wird ein Wachstum bis zum Jahr 2050 angesetzt.

Da die Windbedingungen in großer Höhe i. d.R. stabiler und besser sind, kann eine Anlage mit größerer Nabenhöhe mehr Energie bereitstellen. Bei Offshore-Anlagen steigt die Windenergieausbeute mit größerer Nabenhöhe zwar geringer als für Onshore-Anlagen, da jedoch die Entwicklung der Anlagentechnik in den letzten Jahren deutlich vorangeschritten ist, wird die Nabenhöhe auch Offshore bereits in den nächsten Jahre deutlich über 100 m betragen. Zudem müssen die Nabenhöhen größer als der halbe Rotordurchmesser sein und zusätzlich gewährleisten, dass zwischen Rotorblattspitze und Wasseroberfläche immer ein ausreichender Abstand gegeben ist.

Für Onshore-Anlagen des Jahres 2030 wurde angenommen, dass die Nabenhöhen für Schwachwindanlagen, die an schlechteren Standorten (mittlere Windgeschwindigkeit $< 7,5 \text{ m/s}$) eingesetzt werden, über 200 m betragen können. Dies ist vor dem Hintergrund, dass einzelne Anlagen bereits heute über 160 m Nabenhöhen aufweisen, nicht unrealistisch. Es ist in diesem Zusammenhang zu beachten, dass Starkwindanlagen, die vor allem an guten Binnenlandstandorten und an der Küste eingesetzt werden, mit deutlich geringeren Nabenhöhen auskommen werden.

Neben der Nabenhöhe führt auch ein größerer Rotor bei gleicher Generatorleistung zu einer besseren Anlagenauslastung. Für die **spezifische Flächenleistung** (Verhältnis der Generatorleistung zu der vom Rotor überstrichenen Fläche) wird in Zukunft sowohl on- als auch offshore eine deutliche Abnahme angenommen. Bei der Onshore-Windenergie ist der intensive Einsatz derartiger Schwachwindanlagen an weniger windhöffigen Standorten eine besonders wichtige Voraussetzung für eine systemverträgliche Anlagenauslastung. Für Anlagen an Starkwindstandorten nimmt der zusätzlich Nutzen einer geringeren spezifischen Leistung zwar ab, wird aber tendenziell auch hier angesetzt.

Die spezifischen Flächenleistungen der Offshore-Neuanlagen in Tabelle 4 betragen ca. 313 W/m^2 für 2030 und ca. 332 W/m^2 für 2050.

Von den in Tabelle 4 angegebenen Charakteristika für Neuanlagen sind die Charakteristika des Durchschnitt für alle Anlagen, die am Ende des jeweiligen Jahr vorhanden sind (Anlagenbestand), zu unterscheiden. In den kumulierten Bestand fließen nicht nur die jeweils modernsten Anlagen sondern auch ältere Anlagen ein. Um den Unterschied zwischen den Charakteristiken von Neuanlagen und des Anlagenbestandes zu verdeutlichen, zieht die folgende Analyse einen Vergleich zwischen der gesamten Offshore-Einspeisung zur theoretischen Einspeisung von Offshore-Einzelanlagen.

Es wurde hierfür die Einspeisung von zwei hypothetischen Offshore-Einzelanlagen simuliert, die durchschnittliche Charakteristiken des entsprechenden Szenarienjahren aufweisen. Die eine Einzelanlage „WEA 2030“ weist stellvertretend für das Jahr 2030 eine spezifische Flächenleistung von ca. 356 W/m^2 und eine Nabenhöhe von ca. 110 Metern auf. Die andere Einzelanlage „WEA 2050“ repräsentiert mit einer spezifischen Flächenleistung von ca. 325 W/m^2 und einer Nabenhöhe von ca. 150 Metern das Jahr 2050. Mit diesen Charakteristika sind diese beiden Anlagen zwar als rein hypothetisch zu verstehen, allerdings ist ihre Volllaststundenzahl direkt mit der durchschnittlichen Volllaststundenzahl des gesamten Offshore-Anlagenbestandes der entsprechenden Jahre vergleichbar. Während die „WEA 2030“ 5154 Volllaststunden aufweist, kommt der gesamte Offshore-Anlagenbestand 2030 nur auf 4160 Volllaststunden. Die „WEA 2050“ hat 5705 Volllaststunden, der gesamte Offshore-Anlagenbestand 2050 4650 Volllaststunden.

Es wird deutlich, dass die beiden Einzelanlagen weitaus höhere Volllaststunden erreichen als im kumulierten Anlagenbestand. Dies ist auf die verschiedenen Verluste zurückzuführen, denen ein realer Windpark im Gegensatz zu einer freistehenden Anlage unterliegt. Hierzu gehören: gegenseitige Abschattungseffekte der Anlagen innerhalb des Windparks, gegenseitige Abschattungseffekte von Windparks untereinander, elektrische Verluste innerhalb des Windparks, elektrische Verluste bis zum Anlandepunkt und Anlagenausfälle. Von all diesen Verlusten ist die Einzelanlage bei der Simulation ihrer Einspeisung befreit. Als Standort der Einzelanlage wurde bei der Simulation der Standort eines potenziellen Offshore-Windparks mit durchschnittlichen Windbedingungen gewählt. Dieser Standort ist in Abbildung 11 mit einem roten Punkt markiert.

4.4 Steigerung der Akzeptanz der Energiewende

Der ambitionierte Ausbau Erneuerbarer Energien in den angenommenen Szenarien ist ohne die Akzeptanz der verschiedenen Bevölkerungsgruppen nicht umzusetzen. Hier kann ein verstärkter Ausbau der Offshore-Windenergie positiv wirken. Denn ein höherer Ausbau der Offshore-Windenergie macht einen geringeren Ausbau der Windenergie an Land erforderlich. Aufgrund der deutlich höheren Energieerträge auf See ersetzt Offshore-Windkraft mindestens die anderthalbfache Anlagenleistung an Land. Damit ließen sich mögliche Nutzungskonflikte und Widerstände deutlich mindern.

In der Vorgängerstudie [IWES 2013] ersetzte Offshore-Windkraft noch die doppelte Anlagenleistung an Land. Grund für die Veränderung dieses Verhältnisses sind die veränderten Annahmen zur räumlichen Verteilung und den Leistungscharakteristiken der Windenergieanlagen sowie die Simulationsmodelle, die insbesondere hinsichtlich der windparkinternen Verluste verbessert wurden.

5 Kosten der Offshore-Windenergie

Die Ergebnisse der ersten deutschen Ausschreibung für Offshore-Windparks im April 2017 waren eine kleine Sensation. Drei der vier bezuschlagten Offshore-Projekte machten ihr Angebot unter Verzicht auf die EEG-Förderung. Dadurch wurde die Erwartung offensichtlich, dass sich die Erneuerbaren Energien inzwischen ohne Förderung gegen konventionelle Energieerzeuger aufgrund beachtlicher Kostenreduzierungen und Effizienzsteigerungen durchsetzen können (siehe auch SOW 2017c).

Tabelle 5: Bezuschlagte Projekte der ersten deutschen Ausschreibung für Offshore-Windparks 2017 ([BMWI 2017a], [DONG 2017], [EnBW 2017])

Projekt	Eigentümer	Geplante installierte Leistung (MW)	Planmäßige Fertigstellung	Anzulegender Wert (€/MWh)
Gode Wind 3	DONG (seit 6.11.17 Ørsted)	110	2023	60
OWP West	DONG	240	2024	0
Borkum Riffgrund West 2	DONG	240	2024	0
He Dreiht	EnBW	900	2025	0

Besonders beachtlich ist, dass gerade die Offshore-Windenergie als erste der vier ausgeschriebenen erneuerbaren Technologien (dazu zählen noch Onshore-Windenergie, Photovoltaik und Biomasse) bereits Mitte der 2020er Jahre ohne explizite Förderung auskommen will. Dies umso mehr vor dem Hintergrund, da diese Technologie bisher aufgrund der Herausforderungen von Installation und Betrieb auf hoher See und den damit verbundenen hohen Bau- und Wartungskosten als riskant und teuer galt und bisher auch eine höhere EEG-Vergütung erhielt als Windenergie an Land. Dabei wird oft übersehen, dass der erste Offshore-Windpark in Deutschland (das Testfeld alpha ventus) erst 2010 in Betrieb ging. Im Vergleich dazu kann die Windenergienutzung an Land in Deutschland bereits über eine Erfahrung und technologische Entwicklung von mehr als 25 Jahren verweisen. Die Null-Cent-Gebote sprechen dafür, dass die bezuschlagten Offshore-Betreiber insbesondere für die nächsten Jahre von weiteren Kostenreduzierungen und Effizienzsteigerungen ausgehen. Die Ergebnisse der ersten Offshore-Ausschreibung sind ein deutliches Signal für die Wirtschaftlichkeit und Kostendegression bei der Offshore-Windenergie.

In jedem Fall ist davon auszugehen, dass das neue Ausschreibungssystem des EEG 2017 die Bieter dazu anhält, ihre möglichen Gewinne und Kosten sehr genau abzuschätzen. Zentraler Bestandteil dieser Abschätzungen sind die **Stromgestehungskosten**. Diese setzen sich zusammen aus den Investitions-, Kapital- und Betriebskosten eines Kraftwerks im Verhältnis zur Stromproduktion über die geplante Lebensdauer. Wurden in [IWES 2013] basierend auf [Prognos / Fichtner 2013] für das Jahr 2023 noch mittlere Stromgestehungskosten für Strom aus Offshore-Windenergie von 9,6 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) geschätzt, lassen die Nullgebote der Ausschreibung darauf schließen, dass die bezuschlagten Bieter im Jahr 2024/5 mit deutlich geringeren Stromgestehungskosten von schätzungsweise 5,7 Cent je Kilowattstunde rechnen [ORE 2017]. Dieser Wert liegt auch deutlich unter den ca. 8,9 Cent je Kilowattstunde, die in [IEA 2016] bei einer besonders starken Kostenreduktion für das Jahr 2025 erwartet werden, wobei hier weltweite Durchschnittswerte und nicht spezifische Werte für Deutschland zugrunde liegen.

In [BVG 2017] wird bis 2030 eine Kostendegression bis zu durchschnittlichen Stromgestehungskosten von 5,4 Cent pro Kilowattstunde bis 2030 in Aussicht gestellt, wenn die kostengünstigsten Offshore-Potentiale ausgenutzt werden¹. Allein zu diesen Kosten könnten in 2030 bis zu 25 % des Stromverbrauchs der EU erschlossen werden. In einem optimistischeren Szenario sind es sogar 5,1 Cent pro Kilowattstunde. Weiterhin könnten laut der Studie bei maximalen Stromgestehungskosten von 6,5 Cent je Kilowattstunde in 2030 ein Potenzial von bis zu 2632 TWh aus Offshore-Windenergie vor Europas Küsten erschlossen werden (80 % des prognostizierten Stromverbrauchs der EU), und im optimistischeren Szenario sogar bis zu 6000 TWh.

Alle Studien stimmen jedoch darin überein, dass die Kosten für Offshore-Windenergie weiter deutlich sinken werden. Folgende Entwicklungen werden hierfür verantwortlich gemacht:

► **Anlagengröße:**

Es wird bis zum Jahr 2024 mit Offshore-Anlagen mit einer Kapazität von 13–15 MW gerechnet. Dadurch reduziert sich die Anzahl der Turbinen, was mit geringeren spezifischen Kosten für Herstellung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung einhergeht.

► **Volllaststunden:**

Es wird mit einer Erhöhung der Volllaststunden für neue Offshore-Windparks gerechnet, zum einen, weil die Windgeschwindigkeiten mit zunehmender Distanz zum Festland zunehmen (siehe Abbildung 11). Entscheidend ist aber, dass künftig mit noch größeren Rotoren und verbesserten Windpark-Regelungssystemen gerechnet wird.

► **Betriebsdauer:**

Die Genehmig für den Betrieb von Offshore-Windkraftwerken kann nach Antrag von 25 auf 30 Jahre verlängert werden. Das ermöglicht Offshore-Betreibern ihre Kosten in einem längeren Zeitraum als bisher üblich zurück zu erwirtschaften.

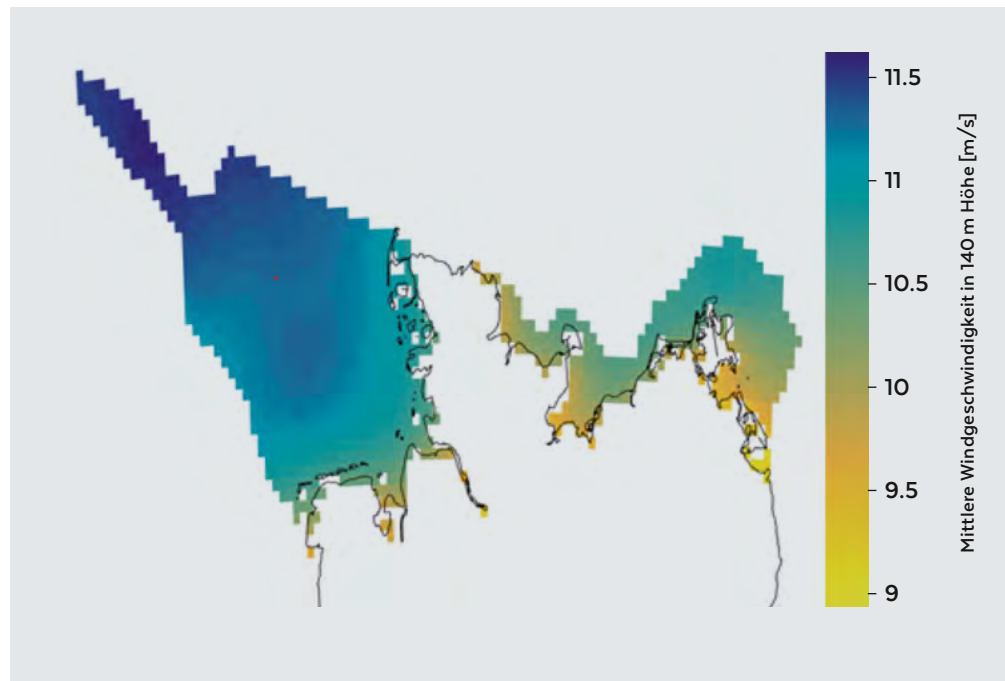
► **Synergieeffekte:**

Dadurch, dass sich neue Offshore-Windparks ggf. in der Nähe bereits bestehender Offshore-Windparks befinden, reduzieren sich die Kosten für Wartungsarbeiten, da die entsprechende Infrastruktur bereits aufgebaut ist und so Synergien bei Betriebs- und Servicekonzepten stärker genutzt werden können.

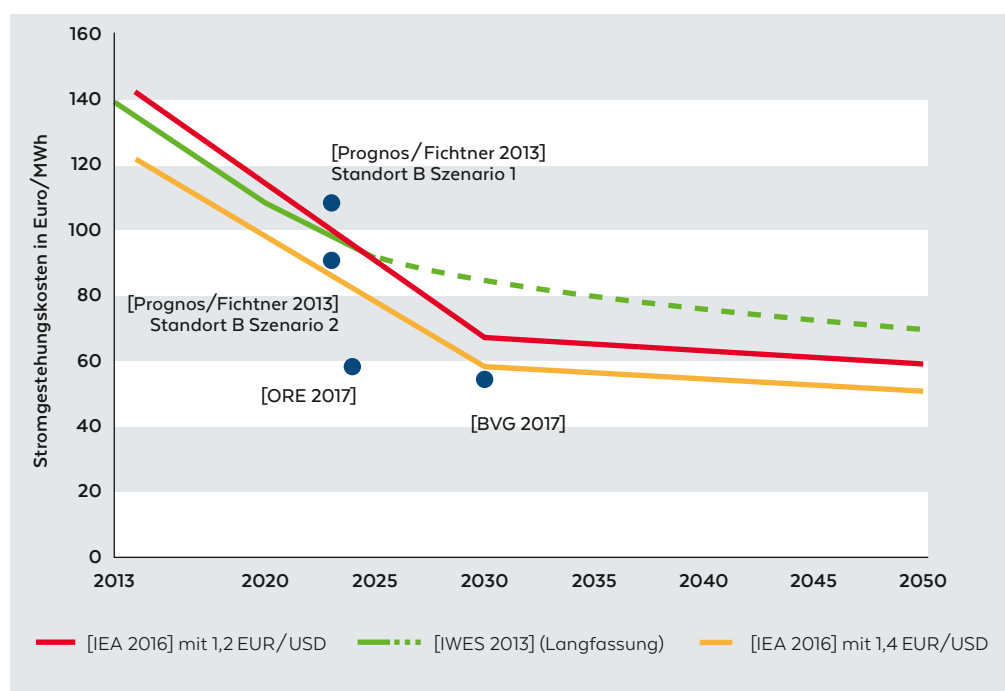
► **Strompreisentwicklung:**

Es wird aus verschiedenen Gründen, mittelfristig von einem Anstieg der Strompreise in den 2020er Jahren ausgegangen. Offshore-Betreiber können dementsprechend mit höheren Erlösen rechnen.

¹ In der Studie wird von einem tatsächlichen Anteil der Offshore-Windenergie am EU-Stromverbrauch von 7,5 % bis 11 % in 2030 ausgegangen.

Abbildung 11: Mittlere Windgeschwindigkeiten im Jahr 2011 in der deutschen Nord- und Ostsee

Betrachtet man nun die Ergebnisse der Ausschreibung im Lichte der Studien, so ist das Ergebnis von einigen Experten als durchaus erwartungsgemäß zu bewerten, aber deutlich progressiver als im Durchschnitt angenommen. Die von [ORE 2017] ange-setzten 5,7 Cent je Kilowattstunde in 2024 lassen noch Luft für eine weitere Kostenreduktion bis 2030 auf durchschnittlich 5,4 Cent je Kilowattstunde um Europas beste Standorte auszunutzen.

Abbildung 12: Entwicklung der Stromgestehungskosten Offshore-Windenergie: Vergleich der Annahmen aus der Studie 2013 mit jüngsten Studienergebnissen

6 Offshore im europäischen Kontext

Ein grenzüberschreitendes Stromnetz im Nordseeraum kann die Verbindungen zwischen den großen Lastzentren der Region und die Übertragung von Offshore-Windenergie zu diesen Verbrauchszentren an Land verbessern. Werden zugleich Übertragungsempässe im Stromnetz an Land überwunden, ist ein entscheidender Beitrag zur Versorgungssicherheit möglich. Weil höhere zwischenstaatliche Austauschkapazitäten den grenzübergreifenden Handel und Wettbewerb im europäischen Energiemarkt forcieren, hat die Europäische Kommission solche Maßnahmen als prioritär eingestuft [EU 2011].

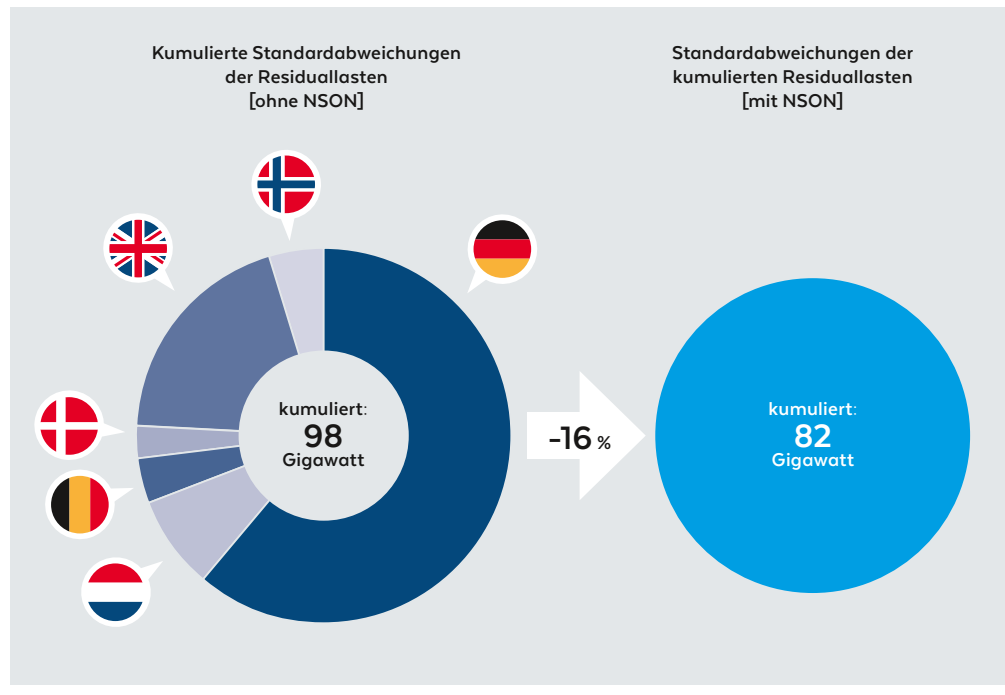
Ein mögliches länderverbindendes Nordsee-Offshore-Netz ist Gegenstand unterschiedlicher Forschungsvorhaben [EWEA et al. 2011, NSCOGI 2012, NSON 2017] und politisch deklariertes Ziel der Nordsee-Anrainerstaaten [EU 2016]. Ein Nordsee-Offshore-Netz erleichtert die Integration großer Offshore-Windenergie-Kapazitäten, denn es lassen sich großräumige Ausgleichseffekte nutzen, was insbesondere der Offshore-Windenergieerzeugung zu Gute kommt.

Langfristig interessant könnten diesbezüglich auch die Pläne des niederländischen, dänischen und eines deutschen Übertragungsnetzbetreibers sein, langfristig eine oder mehrere künstliche Inseln in der Nordsee zu bauen. Grund für die seit 2017 unter der Bezeichnung „North Sea Wind Power Hub“ laufende Initiative ist die relativ geringe Wassertiefe des möglichen Standorts auf der Doggerbank, die hervorragenden Windverhältnisse in der Nordsee, die Möglichkeit nahe gelegene Windparks mit Hochspannungsgleichstromleitungen ans Festland anzubinden und Platz für Stromumrichter und Gebäude, etwa für Wartungsteams, zu haben. Diese Vorteile könnten, so die Promotoren, nach 2030 zu weiteren deutlichen Kostenreduzierungen der Offshore-Windenergie führen [Tennet 2017].

Welche Auswirkungen ein Nordsee-Offshore-Netz auf die Residuallast im hier angenommenen Energiesystem des Jahres 2050 hätte, zeigt Abbildung 13. Durch den Verbund aller Nordseeanrainer sinkt die Standardabweichung der kumulierten Residuallast um ca. 16 Prozent. Dieser Effekt lässt sich nochmals deutlich verstärken, wenn Speicherkapazitäten in Skandinavien in die Berechnungen einfließen. Ein internationales Offshore-Netz in der Nordsee birgt somit große Potenziale zur Senkung der sozioökonomischen Gesamtkosten des Energiesystems in allen beteiligten Ländern.

Unabhängig von dieser Abschätzung besteht hinsichtlich des Designs eines internationalen Nordsee-Offshore-Netzes noch großer Forschungsbedarf. Da hier noch keine optimierte Netzplanung vorliegt und die Mechanismen der Interaktion zwischen den regionalen nationalen Märkten nicht festgelegt sind, lässt sich keine befriedigende Kosten-Nutzen-Analyse anstellen. Dabei würde gerade ein solches grenzüberschreitendes Netz hohe Ausgleichseffekte ermöglichen und somit signifikante volkswirtschaftliche Kostenvorteile bringen.

Abbildung 13: Standardabweichung der Residuallast ohne und mit Anbindung der Anrainerstaaten an ein Nordsee-Offshore-Netz (NSON)



7 Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und ihre schwankende Einspeisung führen zu einem höheren Bedarf an Systemdienstleistungen. Bislang übernehmen konventionelle Kraftwerke diese Aufgaben für einen sicheren Netzbetrieb. Sie stellen zum Beispiel Regelleistung bereit, um das Stromnetz auf der erforderlichen Frequenz zu halten. Künftig müssen auch Erneuerbare Energien diese Dienstleistungen liefern.

Im Rahmen dieser Studie ist untersucht worden, ob Offshore-Windparks die nötigen Kraftwerkseigenschaften besitzen oder erlangen können. Dazu sind beispielhaft ein Offshore- und ein Onshore-Windpark an repräsentativen Standorten verglichen worden.

Diese Kraftwerkseigenschaften lassen sich an zwei Hauptkriterien beschreiben:

- ▶ **Fahrplantreue:** Um die Stromerzeugung und den Stromverbrauch aufeinander abzustimmen, müssen beide möglichst genau vorhergesagt werden. Alle Stromerzeuger sollten jeweils einen Tag im Voraus einen möglichst verlässlichen Fahrplan angeben. Die Fahrplantreue bemisst sich daran, ob die angemeldete Produktionskurve tatsächlich eingehalten wird. Windenergieanlagen können das in erster Linie durch eine gute Leistungsprognose erreichen.
- ▶ **Regelleistung:** Wenn die Frequenz im Stromnetz von ihrem Sollwert abweicht, also ein Ungleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung entsteht, kommt Regelleistung zum Einsatz. Kraftwerke müssen dann ihre Leistung anpassen, bis die Frequenz wieder stabil ist und die Erzeugung dem Verbrauch entspricht. Beim Abruf von positiver Regelleistung wird dem Stromsystem zusätzliche Leistung bereitgestellt, bei Abruf negativer Regelleistung hingegen Leistung reduziert.

7.1 Fahrplantreue von Windparks

Die Zuverlässigkeit der Energiebereitstellung von Windparks ist hauptsächlich durch zwei Eigenschaften bestimmt:

- ▶ zeitlich gleichmäßige Erzeugung ohne große Fluktuationen
- ▶ hohe Prognosegüte.

7.1.1 Gleichmäßige Einspeisung auf hohem Einspeiseniveau

Offshore-Windparks produzieren vergleichsweise gleichmäßig Energie. Das belegt die Simulation von Offshore-Windparks auf Basis realer historischer Wetterdaten mit stündlichen Leistungszeitreihen für ein Jahr.

Die Analyse des Einspeiseniveaus von zwei aufeinander folgenden Stunden zeigt: In 90 Prozent aller Fälle treten Leistungswechsel von höchstens 10 Prozent der installierten Kapazität auf. Damit schwankt die Offshore-Einspeisung geringer als in der Vorgängerstudie [IWES 2013]. Hier traten in 30 Prozent der Stunden Leistungswechsel von über 10 Prozent der installierten Leistung auf. Grund hierfür sind die unterschiedliche räumliche Verteilung der Offshore-Windparks, die veränderten Annahmen zur Leistungscharakteristik der Offshore-Anlagen sowie die verbesserten Simulationsmodelle.

Nicht nur die relativ geringen Schwankungen sondern auch die relativ hohen Betriebsstunden eines Offshore-Windparks sind vorteilhaft für die Energieversorgung. Der erste deutsche Offshore-Windpark alpha ventus hatte im Jahr 2012 beispielsweise

8.119 Betriebsstunden. Das heißt: In diesen Stunden speisten die Anlagen Strom ins Netz ein. Der in alpha ventus erreichte Wert entspricht durchschnittlich 338 Benutzungstagen im Jahr.

Die hier simulierten Offshore-Windparks kommen im Mittel auf deutlich über 8700 Betriebsstunden jährlich; das entspricht einer Stromproduktion an rund 363 Tagen im Jahr. So wird fast über das ganze Jahr hindurch Energie bereitgestellt.

Die hohe Auslastung von Offshore-Windparks im Vergleich zu Onshore-Windparks wird auch anhand der Jahresdauerlinien in Kapitel 7.2 deutlich. Die Betriebsstunden der vorliegenden Studie sind höher als die Vorgängerstudie [IWES 2013]. Hier wurden noch 8000 Betriebsstunden und 340 Tage mit Stromproduktion pro Jahr ausgewiesen. Grund für die Veränderung sind wiederum die unterschiedliche räumliche Verteilung der Offshore-Windparks, die veränderten Annahmen zur Leistungscharakteristik der Offshore-Anlagen sowie die verbesserten Simulationsmodelle.

7.1.2 Hohe Prognosegüte

Eine möglichst exakte Prognose am Vortag der zu erwarteten Windenergie-Einspeisung des Folgetages hilft, die Stromversorgung zu planen und mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Je geringer die Prognosefehler ausfallen, desto verlässlicher ist die Einspeisung ins Netz und umso weniger Reserven müssen vorgehalten werden.

Offshore-Windparks haben häufig sehr kleine Prognosefehler, und die maximale Abweichung von der Prognose ist deutlich kleiner als bei einem Onshore-Windpark. Offshore-Windparks produzieren also verlässlicher Energie und halten den gemeldeten Fahrplan besser ein. Da die Offshore-Windprognose erst am Anfang ihrer Entwicklung steht, ist von einer deutlichen Reduktion der Prognosefehler auszugehen.

Offshore-Windparks haben bezogen auf ihre Fahrplantreue sehr gute Kraftwerkseigenschaften. Ihre Leistung fluktuiert weniger stark als bei Onshore-Windparks und ihr Prognosefehler ist nur etwa halb so groß.

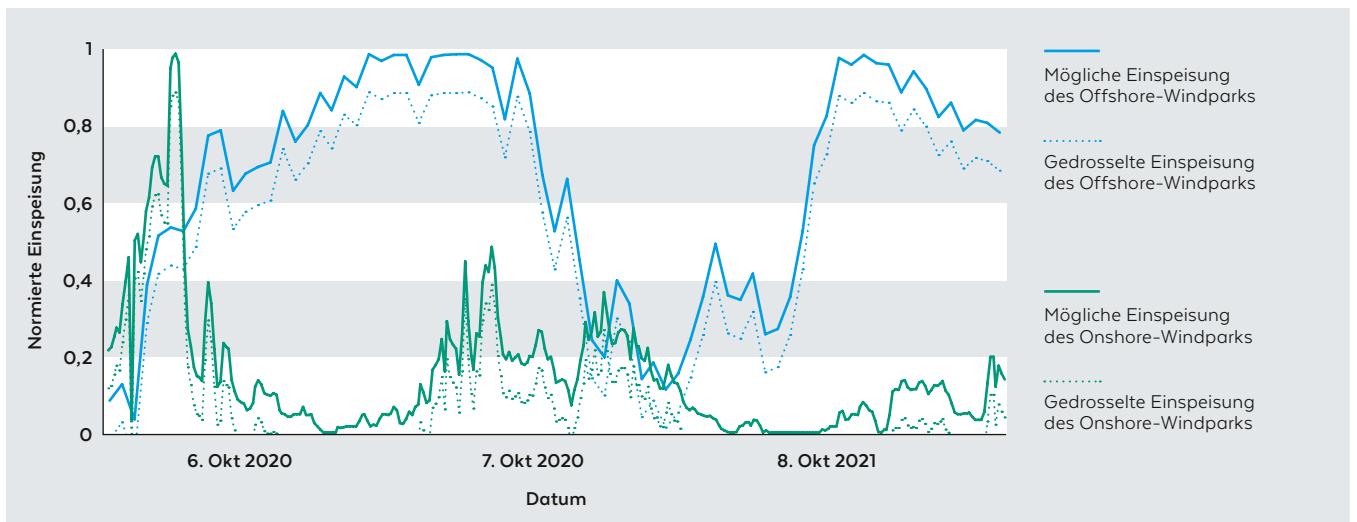
7.2 Bereitstellung von Regelleistung durch Windparks

Dass die eingespeiste Leistung zu jedem Zeitpunkt exakt dem Stromverbrauch entspricht, wird in der Regel über den Energiehandel und über Kraftwerksfahrpläne gesteuert. Treten dennoch Differenzen auf, müssen diese durch Regelleistung ausgeglichen werden. Wie weit Erneuerbare Energien in der Lage sind, solche Regelleistung anzubieten und zu welchen Preisen, hat die Studie ebenfalls untersucht.

Wenn ein Windpark Regelleistung erbringt, verändert sich seine Einspeisung. Nach bisher geltenden Regularien sind Windparks verpflichtet, einen vorab angemeldeten Fahrplanwert einzuhalten, um Regelleistung anbieten zu können. Dieser wurde bei einem Regelleistungsabruf als Referenz herangezogen, um zu bewerten wie weit sich die Einspeisung tatsächlich verändert hat. Der neue Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Regelleistung [TSO 2017] sieht vor, dass Windparks Regelleistung in Relation zu ihrer sogenannten „möglichen Einspeisung“ erbringen können. Windparks drosseln dabei ihre Einspeisung um einen konstanten Wert unter ihre rechnerisch bestimmte mögliche Einspeisung. Diese Drosselung entspricht einer Bereitstellung eines konstanten negativen Regelleistungsbetrages. Das Aufheben dieser Drosselung entspricht der Bereitstellung eines konstanten positiven Regelleistungsbetrages.

Abbildung 14 veranschaulicht dieses Verfahren anhand der Einspeisezeitreihen eines typischen Onshore- und eines typischen Offshore-Windparks. Die hierbei angesetzte Drosselung beträgt 10 % der Nennleistung der Windparks.

Abbildung 14: Veranschaulichung der Drosselung von Windparks an Land und auf See, in Relation zur möglichen Einspeisung um 10 %



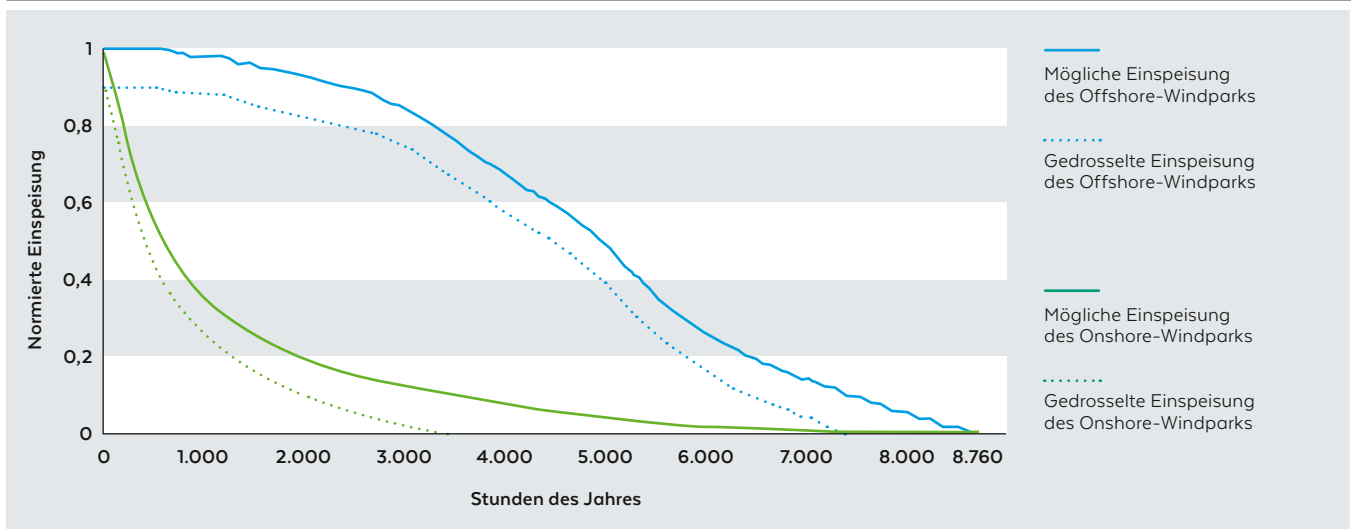
Quelle: Xxx

Es wird deutlich, dass sich der Onshore-Windpark viel häufiger als der Offshore-Windpark komplett abregeln würde, wenn er seine Einspeisung um einen konstanten Betrag drosseln wollte um Regelleistung bereitzustellen. Er ist schlichtweg seltener in der Lage, Regelleistung zu erbringen als der Offshore-Windpark. Der Grund hierfür liegt darin begründet, dass der Offshore-Windpark wesentlich häufiger im oberen Bereich seiner Nennleistung einspeist. Es ist aber absehbar, dass auch Onshore-Windparks in Zukunft häufiger im hohen Nennleistungsbereich einspeisen werden, da auch hier mit höheren Volllaststunden und kleineren Verhältnissen von Generatorleistung zu Rotorfläche gerechnet wird (siehe Kapitel 4.2.4).

Diese höhere Auslastung des Offshore-Windparks wird in Abbildung 15 besonders deutlich (Jahresdauerlinien der Einspeisung). Während beim Onshore-Windpark eine Drosselung um 10 % nur in 3500 Stunden des Jahres möglich ist (also weniger als der Hälfte des Jahres), ist dies beim Offshore-Windpark in 7500 Stunden des Jahres möglich (also in mehr als 85 % der Stunden eines Jahres).

Offshore-Windparks sind aufgrund ihrer höheren Auslastung in der Lage, im Vergleich zu Onshore-Windparks häufiger und mehr Regelleistung zu erbringen.

Abbildung 15: Jährliche Betriebsstunden des Onshore- und Offshore-Windparks mit und ohne Drosselung um 10 %

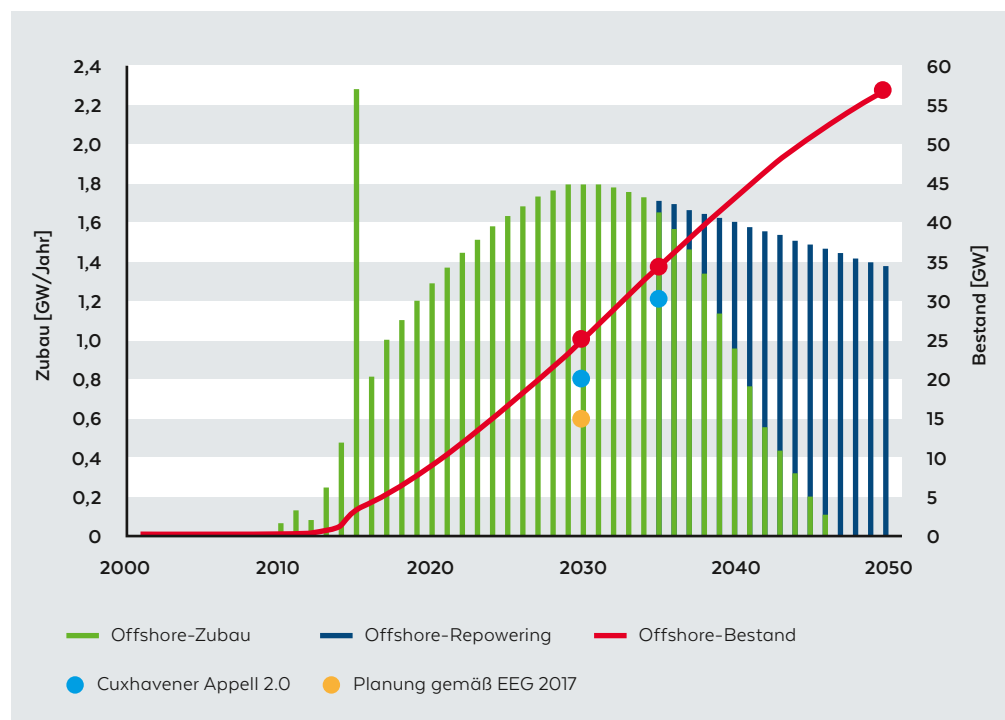


Fazit

Ohne einen signifikanten Beitrag aus Offshore-Windenergie lässt sich die Energiewende nicht umsetzen. Diese Studie zeigt, dass durch die Offshore-Windenergie die Qualität in der Energieversorgung der Zukunft steigt und zugleich die Kosten sinken. Dies wiederum führt mittel- und langfristig zu geringeren Kosten der Energiewende insgesamt. Daher muss das Ziel verfolgt werden, einen ausgewogenen Anteil an der künftigen Erneuerbaren-Energie-Erzeugung mit Offshore-Windenergie zu realisieren. Voraussetzungen hierfür sind langfristig verlässliche politische Rahmenbedingungen und der weitere Ausbau der nachhaltigen Offshore-Industrie in Deutschland.

Für die erfolgreiche Entwicklung des Offshore-Standortes Deutschland ist eine kontinuierliche und verlässliche Ausbaustrategie besonders wichtig. Denn sie ist Grundlage für eine funktionierende und ausgelastete Infrastruktur. Zudem ermöglicht nur ein stetiger und ambitionierter Ausbau mit dem Ziel, das nutzbare Potenzial zu erschließen, die erforderlichen Kostensenkungen im Rahmen der Energiewende.

Abbildung 16: Ausbaupfad der Offshore-Windenergie von heute über 2030 bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu anderen Ausbauzielen



Für die Offshore-Windenergie in Deutschland ist solch ein kontinuierlicher Ausbaupfad exemplarisch in Abbildung 16 dargestellt. Dieser Ausbaupfad führt bis 2030 zu der installierten Leistung von 25 GW, welche in der vorliegenden Studie wegen der zuträglichen Eigenschaften der Offshore-Windenergie für das Energiesystem angesetzt wird. Dieser Wert liegt noch über den Forderungen der Wirtschafts- und Energieminister der Küstenländer sowie der Vertreter der Offshore-Windbranche (Cuxhavener Appell 2.0). Diese fordern von der Bundesregierung die installierte Offshore-Leistung für 2030 auf mindestens 20 GW anzuheben, und auf mindestens 30 GW in 2035. Nach dem EEG 2017 sind bis 2030 lediglich 15 GW geplant.

Zum Erreichen des Ziels von 25 GW für das Jahr 2030 ist ein jährlicher Zubau zwischen 0,8 und 1,8 GW notwendig. Dass ein derartiger Zubau machbar ist, wurde im Jahr 2015 bereits unter Beweis gestellt. Damals wurden ca. 2,3 GW zugebaut. Ein zügiger

Ausbau der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 reduziert den Flexibilitätsbedarf und die damit verbundenen Kosten im Jahr 2030. Nach dem Jahr 2030 können die jährlichen Offshore-Zubauraten etwas reduziert werden um im Jahr 2050 eine vollständige Ausnutzung des in der deutschen Nord- und Ostsee vorhandenen Potenzials zu erreichen, das in der vorliegenden Studie zu rund 57 GW bestimmt wurde. In diesem Zeitraum werden zunehmend bestehende Offshore-Anlagen durch Repowering-Anlagen ersetzt.

Die Weiterentwicklung der Anlagentechnik ist sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Windenergie systemtechnisch von besonderer Bedeutung. In Szenarien mit sehr hohem Anteil an EE nimmt die Bedeutung von einer guten Auslastung des Anlagenbestandes (hohe Volllaststunden) zu, da dadurch die Flexibilitätskosten des Gesamtsystems sinken. Die technische Entwicklung in Richtung hoher Rotor-Generator-Verhältnisse ist dafür – insbesondere bei der Onshore-Windenergie – wichtig. Die Offshore-Windenergie leistet hierbei durch die besseren Bedingungen an See einen wertvollen Beitrag.

Die Analysen dieser Studie sind energiemeteorologischer Natur. Netzaspekte und Netzkosten sind nicht betrachtet worden. So besteht z. B. hinsichtlich des Designs eines internationalen Nordsee-Offshore-Netzes noch großer Forschungsbedarf. Da hier noch keine optimierte Netzplanung vorliegt und die Mechanismen der Interaktion zwischen den regionalen nationalen Märkten nicht festgelegt sind, lässt sich keine befriedigende Kosten-Nutzen-Analyse anstellen. Dabei würde gerade ein solches grenzüberschreitendes Netz hohe Ausgleichseffekte ermöglichen und somit signifikante volkswirtschaftliche Kosten-vorteile bringen.

Glossar /

Erläuterung von Kernbegriffen

Endenergie

ist die Energie, die letztendlich beim Endverbraucher ankommt. Ein Beispiel für Endenergie ist der Stromverbrauch eines Haushaltes. Umwandlungsverluste – z. B. durch die Stromerzeugung aus dem Primärenergieträger Kohle – werden im Endenergieverbrauch nicht eingerechnet. Allerdings: Wenn Strom (ohne signifikante Wirkungsgradverluste) zur Wärmeerzeugung genutzt wird, gilt der genutzte Strom bereits als Endenergie.

Flexibilitätsbedarf

umfasst alle Ausgleichsmaßnahmen, die durch höhere Schwankungen in der Energieerzeugung und Abweichungen vom Verlauf der elektrischen Last nötig werden, z. B. Speicher, hochflexible Kraftwerke, aber auch Optionen wie Abregelung der Erneuerbaren Energien.

Flexibilitätskosten

ergeben sich aus dem Flexibilitätsbedarf und entstehen durch die Kosten der Leistungsvorhaltung von Kraftwerken und Speichern sowie dem Brennstoffverbrauch zur Deckung der Reststromnachfrage. Auch die Überschussproduktion aus Windenergie und Photovoltaik, die nicht gespeichert werden kann, verursacht Kosten.

Potenzialgrenze

Im Unterschied zu den theoretischen und technisch möglichen Potenzialen der verschiedenen Erneuerbaren Energien sind die Potenzialgrenzen im Sinne dieser Studie als die unter ökonomischen wie gesellschaftlichen Gesichtspunkten zur Stromerzeugung besonders geeigneten definiert. Szenarien innerhalb dieser Potenzialgrenzen gelten daher als tragfähig. Für die Bewertung der Potenzialgrenzen von Onshore-Windenergie und Photovoltaik sind Vorgängerstudien berücksichtigt. Die Ermittlung des Offshore-Potenzials erfolgt im Rahmen der vorliegenden Studie.

Primärenergie

bezieht sich auf die Energie, die vor einer Umwandlung in eine andere Energieform in dieser enthalten ist. Beispiel für eine Primärenergiequelle ist Steinkohle, die in einem konventionellen Kraftwerk zur Stromerzeugung eingesetzt wird. Bei den Erneuerbaren Energien wird allerdings i. d. R. bereits der erzeugte Strom als Primärenergie bilanziert nicht etwa die Energie des Windes oder der Solarstrahlung.

Regelleistung

Die eingespeiste Energie muss zu jedem Zeitpunkt exakt der entnommenen Energie (= Stromverbrauch) entsprechen. Dies wird in der Regel über den Energiehandel und über Kraftwerksfahrpläne realisiert. In erster Linie kommt es in Zukunft durch Prognosefehler (der Last und Erzeugung) zu Differenzen zwischen der eingespeisten Energie und dem Verbrauch. Diese Differenz muss durch Regelleistung ausgeglichen werden.

Residuallast

bezeichnet die verbleibende Stromnachfrage nach Abzug der Einspeisung von Erneuerbaren Energien von der gesamten elektrischen Last. Ist die Residuallast zu einem bestimmten Zeitpunkt positiv, werden weitere (konventionelle) Stromerzeuger benötigt. Ist die Residuallast negativ, ist die Stromproduktion größer als der derzeitige Verbrauch.

Standardabweichung (der Residuallast)

Je mehr die Residuallast schwankt, desto höher ist die Standardabweichung. Würde die Residuallast überhaupt nicht schwanken (Verbrauch gleich Einspeisung in jeder Stunde des Jahres), wäre die Standardabweichung gleich null. Besonders hohe Abweichungen zur mittleren Last führen bei der Berechnung der Standardabweichung (durch Quadrieren) zu deutlich erhöhten Werten.

Stromgestehungskosten

beschreiben die Vollkosten (Investitions-, Kapital- und Betriebskosten) der Stromerzeugung für unterschiedliche Energieträger. Die in dieser Studie genutzten Stromgestehungskosten für Windenergie und Photovoltaik wurden anderen einschlägigen Studien entnommen und bis zum Zieljahr 2050 fortgeschrieben.

10 Literaturverzeichnis

AGORA 2017: Energiewende 2030: The Big Picture; Agora Energiewende; 2017, Berlin

AEE 2013: Kombikraftwerk 2, www.kombikraftwerk.de; 2013.

BMUB 2016: Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung; Beschluss Bundeskabinetts; 2016; www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/

BMWI / BMU 2010: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2010.

BMWI 2016: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2016; http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=17

BMWI 2017a: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Nationale Ausschreibungen und Ergebnisse; 2017; www.bmwi.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EEG-Ausschreibungen/Nationale-Ausschreibungen/nationale-ausschreibungen.html

BMWI 2017b: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland; August 2017; http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=12

BVG 2017: BVG Associates; Unleashing Europe's offshore wind potential: A new resource assessment; Juni 2017; <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Unleashing-Europes-offshore-wind-potential.pdf>

CUX 2017: Wirtschafts- und Energieminister und Senatoren der norddeutschen Bundesländer, Vertretern der Offshore-Städte und der Offshore-Branche, Cuxhavener Appell 2.0, Offshore, Deutschlands Windstärke - Chancen nutzen, Ausbau beschleunigen, 11.9.2017, Cuxhaven, <https://www.offshore-stiftung.de/cuxhavener-appell-20-norddeutsche-länder-und-verbände-fordern-den-deckel-für-den-ausbau-der-offshore>

DONG 2017: DONG Energy; DONG Energy awarded three German offshore wind projects; Pressemitteilung; 13. April 2017; www.dongenergy.com/en/media/newsroom/company-announcements-details?omxid=1557851

EnBW 2017: EnBW AG; EnBW erhält in erster deutscher Offshore-Windauktion Zuschlag für 900 Megawatt starken Offshore-Windpark „He Dreht“; Pressemitteilung; 13. April 2017; www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_157185.html

EU 2011: Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond. A blueprint for an integrated European energy network; Europäische Union; 2011.

EU 2016: Political Declaration on energy cooperation between the North Seas Countries; <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Political%20Declaration%20on%20Energy%20Cooperation%20between%20the%20North%20Seas%20Countries%20FINAL.pdf>

EWEA 2011a: UpWind - "Design Limits and Solutions for Very Large Wind Turbines", März 2011, http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/upwind/21895_UpWind_Report_low_web.pdf
EWEA et al. 2011: Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe - A Techno-Economic Assessment, Offshore-Grid; 2011.

IEA 2016: R. Wiser, K. Jenni, J. Seel, E. Baker, M. Hand, E. Lantz, A. Smith; Forecasting Wind Energy Costs and Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts; IEA Wind Task 26; Juni 2016; www.ieawind.org/task_26_public/PDF/062316/lbnl-1005717.pdf

IWES 2013: Rohrig, K., Richts, C., Bofinger, S., Jansen, M., Siefert, M., Pfaffel, S., & Durstewitz, M.; Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Stiftung Offshore Windenergie; 2013; Berlin

IWES 2015: Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr; Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP, Stiftung Umwelterecht, IFEU; Septmeber 2015; https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes-neu/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Veroeffentlichungen/2015/Interaktion_EEStrom_Waerme_Verkehr_Endbericht.pdf

IWES 2016: Windenergie Report Deutschland 2016, Fraunhofer IWES, http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/opencms/export/sites/windmonitor/img/Windenergie_Report_2016.pdf

IWES 2017: Barometer der Energiewende 2017; Fraunhofer IWES; www.herkulesprojekt.de/de/Barometer.html

NSCOGI 2012: The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative - Initial Findings, Final Report; 2012.

NSON 2017: North Sea Offshore Network (NSON); Laufendes internationales Forschungsprojekt; <https://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/nson.html>

ORE 2017: G. Smart; Moving Toward a Subsidy-Free Future for Offshore Wind: Understanding the April 2017 German Auction; Offshore Renewable Energy Catapult; April 2017; <https://ore.catapult.org.uk/download/subsidy-free-offshore-wind/>

Prognos / Fichtner 2013: Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Prognos AG, Fichtner Gruppe; 2013.

SOW 2017a: Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie (AGOW), Bundesverband WindEnergie (BWE), Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, VDMA Power Systems und WAB e. V.; Windenergie auf See in Deutschland: Ausbautzahlen im ersten Halbjahr 2017; Presseinformation; Juli 2017; Berlin; [https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/PM_Offshore-Windenergie_Zwei neue Offshore-Windparks am Netz_Hoeheres Ausbauvolumen gefordert.pdf](https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/PM_Offshore-Windenergie_Zwei%20neue%20Offshore-Windparks%20am%20Netz_Hoeheres%20Ausbauvolumen%20gefordert.pdf)

SOW 2017b: Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie (AGOW), Bundesverband WindEnergie (BWE), Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, VDMA Power Systems und WAB e. V.; Windenergie auf See in Deutschland: Ausbautzahlen 2016; Presseinformation; Januar 2017; Berlin; [https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/PM_Ausbautzahlen 2016_Offshore-Windenergie_Ausbau schreitet nun kontinuierlich voran_Bundesregierung bremst weitere Dynamik.pdf](https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/PM_Ausbautzahlen%202016_Offshore-Windenergie_Ausbau%20schreitet%20nun%20kontinuierlich%20voran_Bundesregierung%20bremst%20weitere%20Dynamik.pdf)

SOW 2017c: Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie (AGOW), Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA), Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE; Chancen nutzen, Offshore Windenergie – nachhaltig, sicher und günstig; Juni 2017; Berlin; [https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Offshore-Windenergiebroschuere Chancen Nutzen.pdf](https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Offshore-Windenergiebroschuere%20Chancen%20Nutzen.pdf)

Tennet 2017: Tennet TSO GmbH; Three TSOs sign agreement on North Sea Wind Power Hub; Pressemitteilung; März 2017; <https://www.tennet.eu/news/detail/three-tsos-sign-agreement-on-north-sea-wind-power-hub/>

TSO 2017: 50hertz, Amprion, Tennet, EnBW; Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase; September 2017; <https://www.regelleistung.net/ext/download/pqWindkraft>

UBA 2013: Potenzial der Windenergie an Land – Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land; Umweltbundesamt; 2013.

UBA 2017: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland; Umweltbundesamt; 2017; <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>

WINDGUARD 2017: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland; Deutsche Windguard; 2017; https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/Factsheet_Status_Offshore-Windenergieausbau_Jahr_1.2017.pdf

Die Forschungsgebiete des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES umfassen das gesamte Spektrum der Windenergie sowie die Integration der Erneuerbaren Energien in Versorgungsstrukturen.

Das Fraunhofer IWES wurde 2009 gegründet und ist aus dem ehemaligen Fraunhofer-Center für Windenergie und Meerestechnik CWMT in Bremerhaven sowie dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e. V. in Kassel hervorgegangen.

Am Fraunhofer IWES arbeiten derzeit knapp 500 Wissenschaftler, Angestellte und Studenten.

www.iwes.fraunhofer.de

Auftraggeber:

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Oldenburger Str. 65
26316 Varel

Geschäftsführer: Andreas Wagner

Berliner Vertretung der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin
Telefon: 030 275-95-218

E-Mail: info@offshore-stiftung.de
Internet: www.offshore-stiftung.de

Titelbild: Offshore-Windpark Riffgat/Bildquelle Siemens

Varel/Berlin, Dezember 2017