

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG DER OFFSHORE-WINDENERGIE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kurzfassung



IM AUFTRAG DER

Auftraggeber und Unterstützer der Studie

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Oldenburger Straße 65, 26316 Varel

Offshore Forum Windenergie

Kaiser-Wilhelm-Straße 93, 20355 Hamburg

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V., Fachverband Power Systems

Lyoner Straße 18, 60528 Frankfurt/Main

Windenergie-Agentur WAB e. V.

Barkhausenstraße 2, 27568 Bremerhaven

AREVA Wind GmbH

Am Lunedeich 156, 27572 Bremerhaven

BARD Engineering GmbH

Am Freihafen 1, 26725 Emden

DONG Energy Renewables Germany GmbH

Van-der-Smissen-Straße 9, 22767 Hamburg

EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG

Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart

E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH

Steindamm 98, 20099 Hamburg

EWE VERTRIEB GmbH

Donnerschweer Straße 22-26, 26123 Oldenburg

IBERDROLA Renovables Offshore Deutschland Zwei GmbH

Charlottenstraße 63, 10117 Berlin

RWE Innogy GmbH

Überseering 40, 22297 Hamburg

Siemens AG, Wind Power Division

Lindenplatz 2, 20099 Hamburg

Stadtwerke München GmbH

Emmy-Noether-Straße 2, 80287 München

Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG

Lombardenstraße 28, 52070 Aachen

Vattenfall Europe Windkraft GmbH

Überseering 12, 22297 Hamburg

WindMW GmbH

Barkhausenstraße 4, 27568 Bremerhaven

wpd offshore GmbH

Kurfürstenallee 23a, 28211 Bremen

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG DER OFFSHORE-WINDENERGIE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Kurzfassung

Dr. Kurt Rohrig, Christoph Richts, Dr. Stefan Bofinger,
Malte Jansen, Malte Siefert, Sebastian Pfaffel, Michael Durstewitz



IM AUFTRAG DER



Inhalt

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE	S. 3
1 Executive Summary	S. 4
2 Die Studienergebnisse im Überblick	S. 5
3 Hintergrund und Aufgabenstellung	S. 8
4 Die Energiewende und Potenziale für einen 80-Prozent-Anteil Erneuerbarer Energien	S. 9
4.1 Grundannahmen für die Energieversorgung im Jahr 2050	S. 9
4.2 Herleitung tragfähiger Ausbauszenarien	S. 11
4.2.1 Herleitung eines „optimalen“ Erzeugungsmix	S. 12
4.2.2 Ermittlung tragfähiger Ausbauszenarien anhand von Potenzialgrenzen	S. 13
4.2.3 Auswahl von Szenarien für die weiteren Untersuchungen	S. 14
4.2.4 Steigerung der Akzeptanz der Energiewende	S. 16
5 Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien	S. 18
6 Wertigkeit der Offshore-Windenergie	S. 20
6.1 Flexibilitätskosten des Gesamtsystems	S. 20
6.1.1 Residuallastanalyse	S. 20
6.1.2 Back-up-Kapazität	S. 21
6.1.3 Brennstoffe	S. 22
6.1.4 Speicherbedarf	S. 22
6.1.5 Abregelung von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken	S. 23
6.2 Kosten des Gesamtsystems	S. 24
6.3 Offshore im europäischen Kontext	S. 26
7 Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks	S. 27
7.1 Fahrplanreue von Windparks	S. 27
7.1.1 Gleichmäßige Einspeisung auf hohem Einspeiseniveau	S. 27
7.1.2 Hohe Prognosegüte	S. 28
7.2 Bereitstellung von Regelleistung durch Windparks	S. 29
7.2.1 Angebotspotenzial Regelleistung	S. 29
7.2.2 Angebotspreise für Regelleistung (Leistungspreise)	S. 30
8 Fazit	S. 32
9 Glossar/Erläuterung von Kernbegriffen	S. 34
10 Literaturverzeichnis	S. 36

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Die Offshore-Windenergie in Deutschland steht noch am Anfang ihres Entwicklungspfad. Aktuell liegt die Gesamtleistung bei 520 Megawatt, acht weitere Offshore-Windparks mit einer Kapazität von insgesamt mehr als 2.000 Megawatt befinden sich im Bau. Aufgrund der hervorragenden Windverhältnisse in der deutschen Nord- und Ostsee können die Anlagen beinahe rund um die Uhr umweltfreundlich Strom produzieren.

Die Offshore-Branche hat bereits 18.000 Arbeitsplätze und bundesweite Wertschöpfung im Milliardenbereich geschaffen. Und mit den ersten Offshore-Windparks hat sie gezeigt, dass sie den großen Herausforderungen zur Bereitstellung von sauberer Energie auf hoher See gewachsen ist.

Als junge Technologie befindet sich die Offshore-Windenergie erst am Anfang ihrer Lernkurve. Um das gesamte Potenzial auch im Hinblick auf eine Senkung der Stromgestehungskosten heben zu können, sind stabile politische Rahmenbedingungen für einen kontinuierlichen und ambitionierten Ausbaupfad dieser Technologie zwingend erforderlich. So ist vor dem Hintergrund der großen Entwicklungszeiträume für Offshore-Windparks eine langfristige Planungssicherheit notwendig. Nur dann sind weitere Investitionsentscheidungen möglich. Dies bedingt unter anderem die Unterstützung der Bundesregierung und eine zeitnahe Klärung der Weiterführung des EEG.

Die vorliegende Studie des Fraunhofer IWES verdeutlicht eindrucksvoll die energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie. Sie ist unverzichtbar für das Gelingen der Energiewende und den nahezu vollständigen Umbau der Stromversorgung bis zum Jahr 2050. Die Studie zeigt, dass Offshore-Windenergie im künftigen Energiesystem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit, Systemqualität und der Reduzierung der Gesamtkosten liefert. Damit die Offshore-Windenergie dieses Potenzial entfalten kann, braucht es für die kommenden Jahrzehnte einen kontinuierlichen Zubau an Erzeugungsleistung.

Wir sind davon überzeugt, dass die Studie einen konstruktiven Beitrag in der weiteren energiepolitischen Diskussion und bei der Umsetzung der Energiewende leisten wird. Mein aufrichtiger Dank gilt allen, die diese Studie durch ihre fachliche Expertise und ihr persönliches Engagement ermöglicht haben.



Jörg Kuhbier
Vorsitzender des Vorstands
Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

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 Gesamtkosten ist. Hauptgrund sind die sehr guten Kraftwerkseigenschaften dieser Technologie. Windenergieanlagen auf dem Meer können zu beinahe jeder Stunde eines Jahres Strom liefern und vergleichbar hohe Betriebsstunden wie konventionelle Kraftwerke erreichen. Offshore-Anlagen produzieren an rund 340 Tagen im Jahr, und ihre Stromerträge lassen sich gut vorhersagen. Die Anlagen können Regelleistung deutlich besser bereitstellen als andere fluktuierende Erneuerbare Energien und so einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromsystems leisten.

Die vorliegende Studie hat anhand von drei Szenarien die Machbarkeit, die Funktionalität und die Systemkosten der Energieversorgung im Zieljahr 2050 analysiert. Erneuerbare Energien liefern in allen drei Szenarien 80 Prozent des Endenergiebedarfs, aber in unterschiedlicher Zusammensetzung. Für Onshore- wie Offshore-Windenergie und Photovoltaik sind Potenzialgrenzen definiert. Sie bilden den Rahmen für einen unter ökonomischen wie gesellschaftlichen Aspekten sinnvollen Ausbau.

Die Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien bedingt einen höheren Flexibilisierungsbedarf in Form von Back-up- und Speicherkapazitäten sowie der Abregelung von Anlagen. In dem Szenario mit einem hohen Anteil von Offshore-Windenergie (Ausbauszenario optimiert) sinkt dieser Bedarf deutlich und in Folge die damit verbundenen Flexibilitätskosten. Sie liegen jährlich zwischen 2,9 und 5,6 Milliarden Euro niedriger als in den Vergleichsszenarien mit sehr hohen Anteilen von Onshore-Windenergie (Ausbauszenario Onshore) und Photovoltaik (Ausbauszenario Photovoltaik). Auch bei den Gesamtkosten – der Summe aus allen Stromgestehungskosten und den Flexibilitätskosten – gibt es klar positive Effekte. Im optimierten Ausbauszenario lassen sich jährlich zwischen 0,9 und 6,1 Milliarden Euro gegenüber den Vergleichsszenarien einsparen. Weitere erhebliche Kostensenkungspotenziale bringt der internationale Verbund in einem Nordsee-Offshore-Netz.

Ein Erneuerbare-Energien-Mix mit einem großen Beitrag aus Offshore-Windenergie ist somit langfristig kostengünstiger als ein Verzicht auf diese Technologie. Die Stromgestehungskosten – also die Vollkosten für die produzierte Kilowattstunde (kWh) Strom – gleichen sich bis zum Zieljahr 2050 für Wind- wie Solarstrom immer weiter an. Für die Gesamteffizienz des Energiesystems der Zukunft sind deshalb Technologien entscheidend, die stabilisierend und ausgleichend wirken. Offshore-Windenergie kommt hier eine Schlüsselrolle zu.

2 Die Studienergebnisse im Überblick

Energie im Wandel: Der Mix im Jahr 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 Energiekonzept von 2010 bestätigt. Erreichen lassen sich diese Werte nur mit einer vollständigen Transformation des Energiesystems und den Erneuerbaren Energien im Zentrum.

Die vorliegende Studie geht von diesem Zieljahr 2050 und folgenden Annahmen aus: Erneuerbare Energien liefern 80 Prozent des Endenergiebedarfs, zugleich ist Deutschlands Energieverbrauch knapp 40 Prozent niedriger als heute. Strom bekommt durch Verlagerungen in den Wärme- und Verkehrsbereich eine wichtigere Rolle (Power-to-Heat, Power-to-Gas, Elektromobilität). Mit über 900 Terawattstunden (TWh) liegt die Stromerzeugung mehr als die Hälfte über den heutigen Werten. Um diese fast ausschließlich emissionsfrei zu erzeugen, braucht es einen breiten Mix aus Erneuerbaren Energien.

Drei Szenarien in drei Schritten: Zur Ermittlung tragfähiger Szenarien des Energiemixes im Jahr 2050 wurden in einem dreistufigen Verfahren denkbare Kombinationen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien analysiert.

Im **ersten Schritt** stand die möglichst gleichmäßige 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 Mix“ der künftigen Energieversorgung.

siehe Seite 12

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. Ergebnis: Werden 2 Prozent der Landesfläche Deutschlands für Onshore-Windenergie genutzt, ließen sich jährlich 390 TWh erzeugen. Vorausgesetzt alle aus heutiger Sicht nutzbaren Flächen in Nord- und Ostsee sind bebaut, kann Offshore-Windenergie 258 TWh liefern. Für die Photovoltaik ist unterstellt, dass alle verfügbaren Dachflächen und ein Teil der Freiflächen zur Stromerzeugung dienen. So ließen sich 248 TWh jährlich produzieren.

siehe Seite 13

Im **dritten Schritt** wurden beide Berechnungen – der „optimale Mix“ und die Potenzialgrenzen der drei Technologien – übereinandergelegt. Die beste Übereinstimmung erreicht das optimierte Ausbauszenario dieser Studie. Hier ist das vorab definierte Potenzial von Onshore- wie Offshore-Windenergie voll ausgeschöpft (390 TWh bzw. 258 TWh), Photovoltaik liefert mit 152 TWh sehr hohe Beiträge.

siehe Seite 14

Zum Vergleich wurden zwei weitere Szenarien untersucht. Sie gehen davon aus, dass nur die derzeit in Betrieb sowie im Bau befindlichen Offshore-Anlagen Strom liefern (3 Gigawatt (GW) Leistung und 14 TWh). Stattdessen ist ein deutlich höherer Beitrag aus Onshore-Windenergie (635 TWh; Ausbauszenario Onshore) und ein sehr starker Zubau bei Photovoltaik (396 TWh; Ausbauszenario Photovoltaik) angenommen.

Die Stromerzeugung aus Biomasse und Wasserkraft geht als feste Größe in alle drei Szenarien ein (64 TWh). Sie wird ebenso wie das Lastmanagement erst im Rahmen der Flexibilitätskostenbewertung berücksichtigt.

Mehr Systemqualität und niedrige Systemkosten durch Offshore

Da sich die Stromgestehungskosten für die Erneuerbaren Energien in den kommenden Jahrzehnten annähern, ist die Wertigkeit einzelner Technologien zunehmend durch den Beitrag zur Gesamteffizienz des Energiesystems bestimmt. Um dies zu beurteilen, wurde die über ein Jahr zu jeder Stunde anfallende Residuallast nach Lastmanagement in den drei ausgewählten Szenarien untersucht. In die Analyse der daraus folgenden Flexibilitätskosten gingen folgende Parameter ein:

siehe Seite 20

- die Investitionen in **Speicherleistung**
- die Investitionen in **Back-up-Kapazitäten**
- die für den Reststrombedarf anfallenden **Brennstoffkosten**
- die **Abregelung** von Überschussproduktion.

Ergebnis: Offshore-Windenergie senkt die Systemkosten erheblich. Das optimierte Ausbauszenario ist in allen vier Bereichen günstiger als die Vergleichsszenarien und ergibt insgesamt um bis zu 5,6 Milliarden Euro niedrigere Flexibilitätskosten pro Jahr.

Tabelle 1:
Flexibilitätskosten in zwei Szenarien mit stark begrenzter Offshore-Kapazität (3 GW) im Vergleich zum Ausbauszenario optimiert

Mehrkosten in Millionen Euro pro Jahr ab dem Zieljahr 2050 im Ausbauszenario Onshore	... Ausbauszenario Photovoltaik
Speicherleistung	308	765
Back-up-Kapazität	249	267
Brennstoffkosten	1.395	2.562
Abregelung	928	2.050
Flexibilitätskosten gesamt	2.880	5.644

siehe Seite 24

Die Kostenvorteile von Offshore-Windenergie setzen sich fort, wenn zu den Flexibilitätskosten die kumulierten Stromerzeugungskosten der jeweiligen Szenarien addiert werden. Der Gesamtkosten-Nettoeffekt der Offshore-Windenergie beläuft sich dann auf 0,9 bis 6,1 Milliarden Euro pro Jahr. Offshore-Windenergie führt also zu durchweg niedrigeren Kosten des Stromsystems.

Weitere beträchtliche Kosteneinsparungen lassen sich im europäischen Verbund eines Nordsee-Offshore-Netzes heben, das Belgien, Dänemark, Großbritannien, Norwegen und die Niederlande umfasst. Länderübergreifend genutzte Ausgleichskapazitäten sowie ein verstärkter Energiehandel senken die gemeinsame Residuallast aller Länder um 16 Prozent.

Offshore hat sehr gute Kraftwerkseigenschaften

Die positiven Effekte im optimierten Ausbauszenario sind im Wesentlichen auf die sehr guten Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks zurückzuführen. Zentrale Charakteristika sind die Fahrplanteue und die Fähigkeit, Regelleistung zu liefern.

siehe Seite 27

Fahrplanteue: Offshore-Windenergieanlagen haben schon heute sehr hohe Volllaststunden, die zukünftig auf über 4.800 ansteigen. Sie kommen damit auf deutlich über 8.000 Betriebsstunden jährlich; das entspricht einer Stromproduktion an rund 340 Tagen im Jahr. Zugleich schwankt ihre Produktion eher geringfügig. In 70 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.

Die geringen Gradienten verringern weiter den Bedarf an Regelleistung und die Anforderungen an Ausgleichskraftwerke (z.B. Speicher).

Regelleistung: Damit das Stromnetz stabil bleibt, müssen Stromverbrauch und eingespeiste Leistung zu jedem Zeitpunkt genau übereinstimmen. Kurzfristige Lücken, etwa durch Prognosefehler, müssen per Regelenergie ausgeglichen werden. Kraftwerke, die Regelleistung liefern, müssen diese mit sehr hoher Sicherheit bereitstellen können. Mit dem Kombikraftwerk II, einem Forschungsprojekt mehrerer Partner aus Industrie und Forschung, wurde nachgewiesen, dass Windparks positive und negative Regelleistung (Primär, Sekundär, Tertiär) bereitstellen und liefern können [AEE 2013]. Offshore-Windparks können dies dank ihrer hohen Fahrplanteue deutlich besser als vergleichbare Parks an Land: Anlagen auf dem Meer können zehnmal so viel Regelleistung anbieten wie Onshore-Anlagen. Die Kosten für die Vorhaltung dieser Regelleistung betragen unter heutigen Marktbedingungen nur ein Viertel.

siehe Seite 29

Fazit: Offshore-Zubau verstetigen und kontinuierlich vorantreiben

Offshore-Windenergie trägt im künftigen Energiesystem ganz wesentlich zur System-sicherheit bei, und dies mittel- wie langfristig zu günstigeren Kosten als andere Techno-logien. Damit sich dieses Potenzial realisieren lässt, braucht es über die kommenden Jahrzehnte einen kontinuierlichen und ambitionierten Zubau an Erzeugungsleistung. Im optimierten Ausbauszenario dieser Studie ist für das Jahr 2050 eine Offshore-Leistung von 54 GW angenommen. Dies lässt sich realisieren, wenn alle aus heutiger Sicht nutz-baren Flächen in der deutschen Nord- und Ostsee bebaut werden.

3

Hintergrund und Aufgabenstellung

Offshore-Windenergie nimmt Fahrt auf. Derzeit sind in der deutschen Nord- und Ostsee knapp 520 MW Leistung am Netz und weitere 2.500 MW im Bau. Langfristig stabile Rahmenbedingungen vorausgesetzt, wird sich der Zubau in den kommenden Jahren erheblich beschleunigen.

Die ersten Offshore-Windparks sind ein Erfolg: Ihre Erträge liegen teils deutlich über den Erwartungen. Dennoch gerät die Technologie in den Debatten um die weitere Ausgestaltung der Energiewende unter Druck. Die vermeintlich hohen Kosten zählen zu den Hauptargumenten gegen einen forcierten Ausbau von Offshore-Windenergie.

Die vorliegende Studie zeigt, dass die angeführten Argumente zu kurz greifen. Und sie liefert dringend benötigte Informationen, indem sie gesamtenergiewirtschaftlich bewertet, wie mit Offshore-Windenergie eine bezahlbare Energiewende gelingen kann.

Die Studie geht davon aus, dass der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energiebedarf bis 2050 auf 80 Prozent steigt. Dieser Anteil leitet sich aus den klimapolitischen Zielen in Deutschland und Europa ab. Das künftige Energiesystem sollte darüber hinaus Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit garantieren. Die Studie untersucht daher, mit welchem Mix aus Erneuerbaren Energien eine möglichst hohe Stabilität zu möglichst geringen Kosten erreichbar ist. Für das Zieljahr 2050 wird zunächst ein vorab definierter Mix des 80-Prozent-Anteils aus Erneuerbaren Energien bestimmt. Er fußt auf der Annahme, dass der Strombedarf steigt, während der gesamte Endenergiebedarf sinkt. Hintergrund sind die fortlaufende Steigerung der Energieeffizienz und die zunehmende Bedeutung von Strom. **Nach den Annahmen dieser Studie kommt es zu einer starken Kopplung der heute weitgehend getrennten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr.** 2050 können so insgesamt 250 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 864 TWh. Davon werden 800 TWh über Windenergie (Off- und Onshore) und Photovoltaik abgedeckt, 64 TWh liefern Biomasse und Wasserkraft.

Um einen Erzeugungsmix zu finden, der möglichst kostengünstig ist, sind mehrere Varianten gerechnet worden. Näher betrachtet werden in dieser Studie drei Szenarien, die von jeweils unterschiedlichen Beiträgen aus Offshore-Windenergie, Onshore-Windenergie, Photovoltaik sowie Biomasse und Wasserkraft ausgehen. Welchen Strombeitrag die einzelnen Technologien maximal leisten können, ist vorab nach ökonomischen und gesellschaftlichen Kriterien ermittelt worden. Bei dieser Potenzialbewertung hat Fraunhofer IWES auch auf Vorgängerstudien zurückgegriffen [BWE 2011, UBA 2010].

Um die Wertigkeit der jeweiligen Technologie für das Gesamtsystem zu bestimmen, werden neben den Stromgestehungskosten vor allem die Flexibilitätskosten betrachtet. Unter Flexibilitätsbedarf sind im Rahmen dieser Studie alle Maßnahmen verstanden, die zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien notwendig sind. Dazu zählen beispielsweise Speicher, flexible Kraftwerke, die zeitweise Abregelung Erneuerbarer Energien und die Deckung der Reststromnachfrage. Kosten für den Netzausbau sind nicht in die Bewertung eingeflossen, da sie sich nicht eindeutig der Windenergie an Land oder Offshore zuordnen lassen.

Das künftige Energiesystem kommt nicht ohne Systemdienstleistungen aus. Da auch Erneuerbare Energien solche Leistungen bereitstellen können, bewertet die Studie die diesbezüglichen Eigenschaften von Onshore- und Offshore-Windparks. Berücksichtigt werden insbesondere die Zuverlässigkeit der Energiebereitstellung (Fahrplan-treue) sowie die Bereitstellung von Regelernergie.

4

Die Energiewende und Potenziale für einen 80-Prozent-Anteil Erneuerbarer Energien

4.1

Grundannahmen für die Energieversorgung im Jahr 2050

Gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung sollen die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 sinken. Das Mindestziel von 80 Prozent weniger Emissionen ist dabei verknüpft mit einem Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch von 60 Prozent. Dieser Anteil gilt übergreifend für die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr [BMWi/BMU 2010].

Das Maximalziel von 95 Prozent weniger Emissionen lässt sich nur über eine Vollabdeckung (100 Prozent) des Endenergiebedarfs über Erneuerbare Energien erreichen. 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 das Zieljahr 2050 von einem 80-Prozent-Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch aus. Dafür sind die nachfolgend skizzierten deutlichen Änderungen im Energiesystem nötig:

Stromerzeugung

- Die Säulen der künftigen Energieversorgung sind Windenergie und Photovoltaik. Sie steuern gemeinsam 800 TWh zur jährlichen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei. Weitere 64 TWh stammen aus Wasserkraft, Biomasse und sonstigen Erneuerbaren Energien. Grund für diesen verhältnismäßig geringen Anteil ist das begrenzte und heute schon weitgehend genutzte Potenzial.

Energieeffizienz

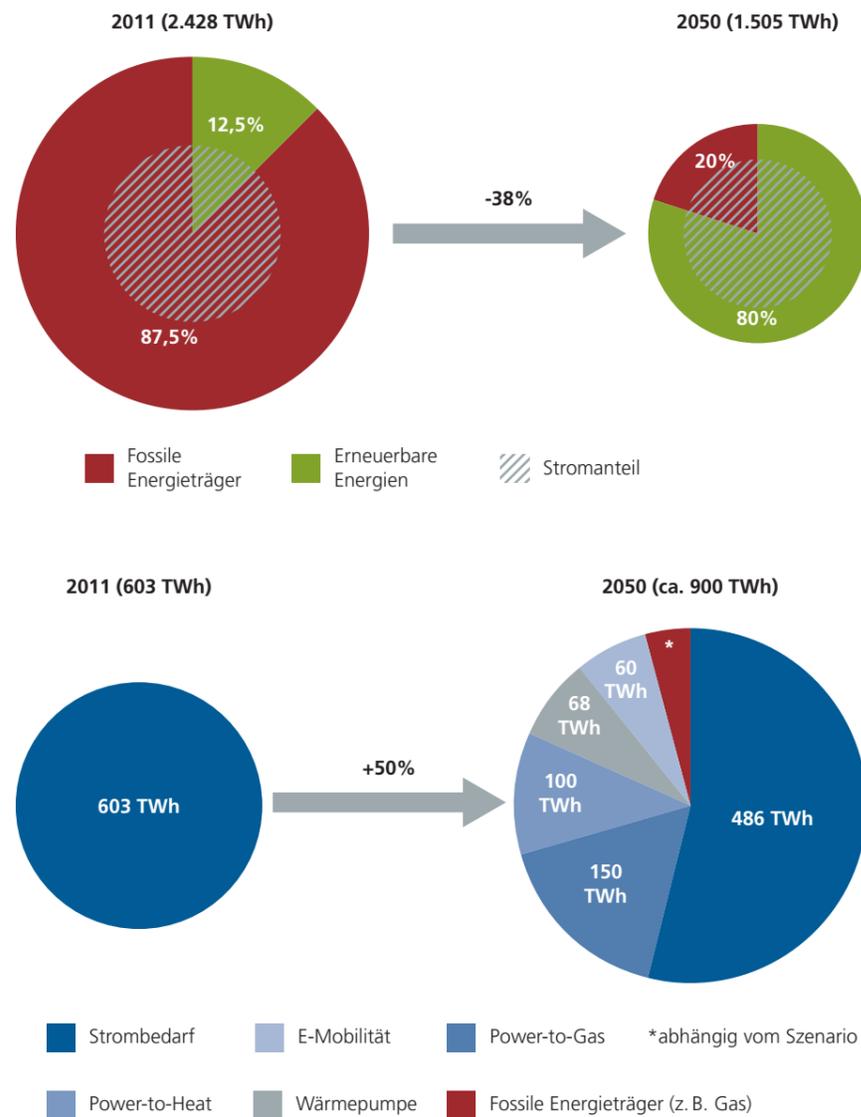
- Die Energieeffizienz nimmt deutlich zu und führt im Jahr 2050 zu einem um rund 38 Prozent niedrigeren Endenergieverbrauch gegenüber heute. Hohe Effizienzgewinne resultieren aus dem nahezu vollständigen Wechsel zur Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik, weil damit Abwärmeverluste thermischer 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.

Kopplung Strom-Wärme-Verkehr

- Die vormalig getrennten Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wachsen zusammen. Im Jahr 2050 entfallen 75 Prozent des Kurzstrecken-Individualverkehrs auf Elektromobilität, Wärmepumpen decken 70 Prozent 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.

Im Jahr 2050 liefern Wind und Photovoltaik 800 TWh, Biomasse und Wasserkraft 64 TWh.

Abbildung 1:
Vergleich der Energiesysteme im Jahr 2011 und im Jahr 2050
Endenergiebedarf (oben) und Strombedarf (unten)



Unter Annahme dieser tiefgreifenden Veränderungen kann der heutige Primärenergiebedarf von rund 3.500 TWh, der etwa 2.400 TWh Endenergie entspricht, auf 1.500 TWh Endenergie reduziert werden. Diese rund 1.500 TWh Endenergie sind in dem für die Studie gewählten Zieljahr 2050 zu 80 Prozent (ca. 1.200 TWh) aus Erneuerbaren Energien zu decken. Rund 900 TWh entfallen allein auf den Stromsektor.

Im Energiesystem des Jahres 2050 sind neben den Stromgestehungskosten die Kosten für Speicher, Back-up-Kapazität, Brennstoffe und Abregelung besonders relevant. Diese Kosten entstehen, weil Erzeugungsschwankungen der Erneuerbaren Energien (Windenergie und Photovoltaik) ausgeglichen werden müssen. Alle vier Komponenten zusammen werden in dieser Studie als Flexibilitätskosten bezeichnet.

- **Kosten für Speicher:** Ein 80-Prozent-Anteil Erneuerbarer Energien an der Endenergie bedeutet, dass Erneuerbare Energien zeitweise mehr Strom bereitstellen als nachgefragt wird – auch unter Berücksichtigung neuer Verbraucher wie Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen. Der überschüssige Strom wird gespeichert oder umgewandelt – beispielsweise durch Power-to-Gas und Power-to-Heat. Die Energie wird so in den Wärme- und Verkehrssektor überführt.
- **Kosten für Back-up-Kapazität:** Weil die angenommenen Speicherkapazitäten überschüssigen Strom ausschließlich in Wärme oder chemische Energieträger umwandeln, kann es in Zeiten geringer Einspeisung durch Windenergie und Photovoltaik zu Unterdeckungen kommen. Neben Speichern braucht es deshalb Reservekraftwerke, die für wenige Hundert Stunden im Jahr gezielt Strom produzieren können.
- **Brennstoffkosten:** Die Back-up-Kapazitäten werden über speicherbaren Brennstoff betrieben, beispielsweise Erdgas. Je größer die verbleibende Last beziehungsweise die zu deckenden Lastspitzen, desto höher die Brennstoffkosten.
- **Kosten für Abregelung:** Leistungsspitzen aus Photovoltaik und Windenergie, deren Speicherung ökonomisch nicht vertretbar wäre, müssen abgeregelt werden. Weil so die abgesetzte Strommenge je installierter Leistung sinkt, steigen die spezifischen Kosten für die Stromerzeugung. Denn die Anlagen müssen sich über geringere Absatzmengen refinanzieren.

4.2 Herleitung tragfähiger Ausbauszenarien

Die benötigte Strommenge in einem Energiesystem mit 80 Prozent Erneuerbaren Energien 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 gleichmäßige 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 auftretenden Residuallast bewertet. Ein optimaler Mix weist möglichst geringe Abweichungen von Last und Erzeugung und damit minimale Flexibilitätskosten auf.

Optimaler Mix = möglichst geringe Abweichung von Last und Erzeugung, niedrige Flexibilitätskosten

2) Die Bereitstellung von 800 TWh Strom aus Photovoltaik und Windenergie über erschließbare Potenziale

Bis zu 800 TWh Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu erzeugen, ist sehr ambitioniert. Möglich ist dies nur, wenn die unter ökonomischen wie gesellschaftlichen Kriterien erschließbaren Potenziale der verschiedenen Technologien zugrunde gelegt sind.

4.2.1 Herleitung eines „optimalen“ Erzeugungsmix (Schritt 1)

Im ersten Schritt wird ein theoretisches Optimum des Stromerzeugungsmixes im Zieljahr 2050 ermittelt. Es beschreibt die Verteilung von Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik mit den jahresdurchschnittlich geringsten Abweichungen von Last und Erzeugung. Weitere Erneuerbare Energien wie Wasserkraft oder Biomasse fließen erst in die nachfolgenden Bewertungen ein, weil ihr Strombeitrag als feste Größe angenommen ist.

Um den optimalen Mix zu bestimmen, werden 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. Berechnungsgrundlage ist ein Erzeugungsmix aus 50 Prozent Onshore-Windenergie, 30 Prozent Offshore-Windenergie und 20 Prozent Photovoltaik. Bei dieser Zusammensetzung finden bereits regionale Ausgleichseffekte der Erzeugung Berücksichtigung. Die Strombeiträge aus anderen Erneuerbaren Energien fließen in die Residuallastanalyse ein (siehe 6.1.1).

Die Basiszeitreihen werden anschließend auf sämtliche Variationen der Erneuerbare-Energien-Anteile skaliert. Dabei gilt: Die Residuallast ergibt sich immer aus der stündlichen Last (Zeitreihe 2011) und den Einspeisezeitreihen.

Abbildung 2:
Herleitung eines optimalen Erzeugungsmix

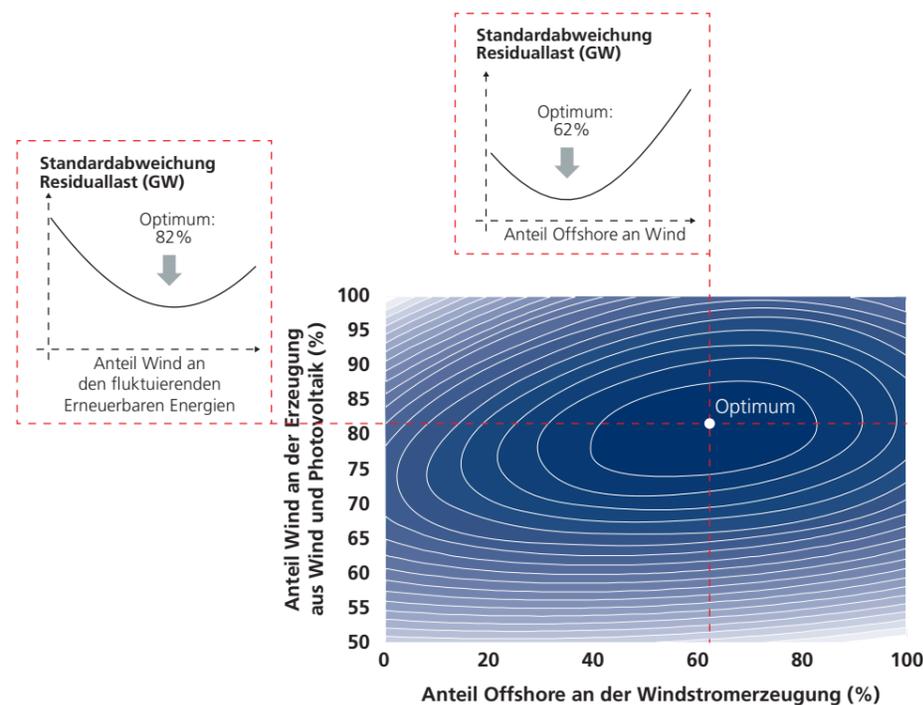


Abbildung 2 zeigt die Standardabweichungen der Residuallasten für Variationen der Stromerzeugung aus Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windenergie.

Besonders niedrige Werte – also geringe Schwankungen der Residuallast – sind dunkel, hohe Werte hell dargestellt. Die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik beträgt für alle dargestellten Kombinationen immer 800 TWh.

Im Ergebnis wird deutlich, dass der optimale Mix mit der geringsten Standardabweichung der Residuallast bei einem sehr hohen Anteil von 40 bis 56 Prozent Offshore-Windenergie und einem Verhältnis von Photovoltaik und Windenergie von etwa eins zu vier liegt.

Optimaler Erzeugungsmix bei 40 bis 56 Prozent Offshore-Windenergie

Varianten mit sehr hohen Anteilen an Photovoltaik (> 30 Prozent) oder Windenergie (> 85 Prozent) weisen deutlich stärkere Schwankungen der Residuallast auf als der optimale Mix. Nur ein Mix, bei dem alle fluktuierenden Erneuerbaren Energien einen substantiellen Beitrag leisten, führt zu der gleichmäßigsten Energiebereitstellung und der geringsten Schwankung der Residuallast.

4.2.2 Ermittlung tragfähiger Ausbauszenarien anhand von Potenzialgrenzen (Schritt 2)

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 optimalen Mix werden mit ihrer Hilfe tragfähige Ausbauszenarien abgeleitet:

- Für die Photovoltaik ist in [UBA 2010] eine Potenzialgrenze von 248 TWh ermittelt. Ausschlaggebend für das realisierbare Potenzial ist die Verfügbarkeit von Dachflächen in Deutschland. Diese lassen sich besonders konfliktarm zur Stromerzeugung nutzen. Freiflächenpotenziale sind nur in begrenztem Umfang berücksichtigt, um Nutzungskonflikte – z.B. in der Landwirtschaft – zu beschränken.

Potenzialgrenze Photovoltaik:
Eine installierte Leistung von 275 GW ergibt ca. 248 TWh.

- Die verfügbaren Potenziale der Onshore-Windenergie sind in [BWE 2011, UBA 2013] ermittelt. Das theoretische Potenzial übersteigt zwar den Gesamtenergiebedarf jedes Szenarios mit 80 Prozent Erneuerbaren Energien. Die tatsächlich erschließbaren Potenziale hängen aber entscheidend von den politischen Rahmenbedingungen und der Akzeptanz vor Ort ab. Unter diesen Gesichtspunkten geht die Studie davon aus, dass bis 2050 2 Prozent der Landesfläche der Bundesrepublik Deutschland für Onshore-Windenergie nutzbar sind. Die Potenzialgrenze liegt bei einem Strombeitrag von 390 TWh [BWE 2011].

Potenzialgrenze Onshore-Windenergie:
Eine installierte Leistung von 198 GW ergibt ca. 390 TWh.

- Die Potenzialgrenze der Offshore-Windenergie beträgt 258 TWh. Um diesen Strombeitrag zu erzeugen, braucht es ca. 54 GW installierte Leistung. Dieser Wert ergibt sich aus der maximal installierbaren Leistung in Nord- und Ostsee unter Berücksichtigung des Raumbedarfs gemäß dem Raumordnungsplan des Bundesamts für Schifffahrt und Hydrographie (BSH).

Potenzialgrenze Offshore-Windenergie:
Eine installierte Leistung von 54 GW ergibt ca. 258 TWh.

Zusammengefasst ergeben sich diese maximalen Anteile der einzelnen Technologien, jeweils in absoluten Zahlen wie im Verhältnis zur erforderlichen Gesamtmenge von 800 TWh:

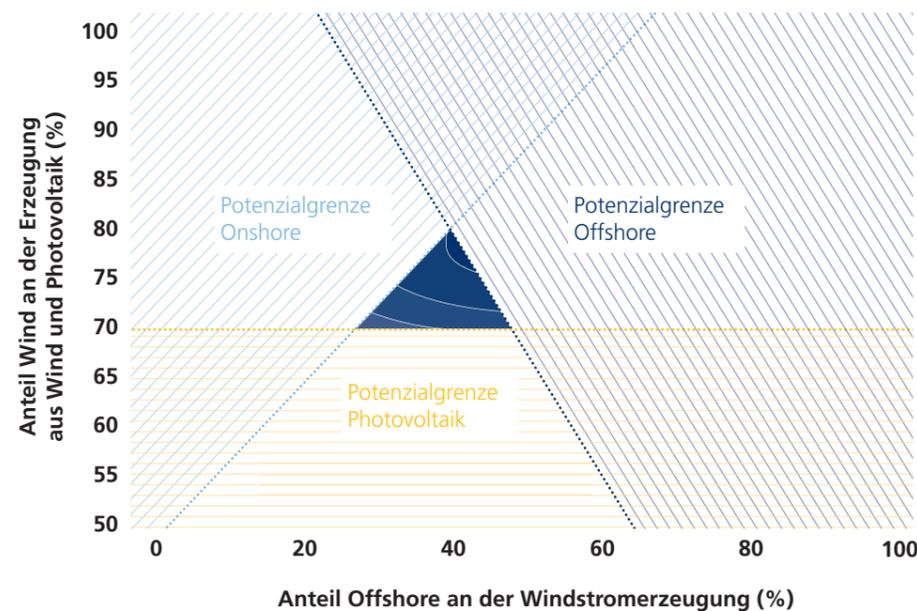
■ Photovoltaik	31 Prozent	(248 TWh von 800 TWh)
■ Onshore-Windenergie	49 Prozent	(390 TWh von 800 TWh)
■ Offshore-Windenergie	32 Prozent	(258 TWh von 800 TWh)

Keine Kombination von nur zwei Technologien kann Energie in der benötigten Größenordnung zur Verfügung stellen. Ein geeigneter Mix aller drei Technologien ist erforderlich, um die 800 TWh zu erreichen. Als feste Größe kommen jeweils 64 TWh Stromproduktion aus Bioenergie, Wasserkraft und anderen Erneuerbaren Energien hinzu.

Abbildung 3 zeigt, wie sich die Potenzialgrenzen auf die Bandbreite der möglichen Ausbauszenarien auswirken: Sie nimmt deutlich ab. Es bleibt nur ein kleiner Spielraum für die Zusammensetzung der Erneuerbaren Energien im künftigen Energiemix.

Potenzialgrenzen schränken den Spielraum beim Erzeugungsmix ein

Abbildung 3: Mögliche Erzeugungsmixe unter Berücksichtigung der Potenzialgrenzen von Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie und Photovoltaik



4.2.3 Auswahl von Szenarien für die weiteren Untersuchungen (Schritt 3)

Der in Schritt 1 (4.2.1) ermittelte optimale Mix erfordert einen höheren Beitrag aus Offshore-Windenergie als durch die aus heutiger Sicht nutzbaren Flächen in Nord- und Ostsee bereitgestellt werden kann. Um ein tragfähiges Ausbauszenario zu finden, wird daher der höchstmögliche Offshore-Anteil innerhalb der Potenzialgrenze gewählt. Das so abgeleitete Szenario setzt sich zusammen aus etwa 30 Prozent Offshore-Windenergie, 50 Prozent Onshore-Windenergie und 20 Prozent Photovoltaik und wird in dieser Studie als „optimiertes Ausbauszenario“ bezeichnet. Weitere Erneuerbare Energien wie Biomasse und Wasserkraft fließen als feste Größe in dieses wie die anderen Szenarien ein.

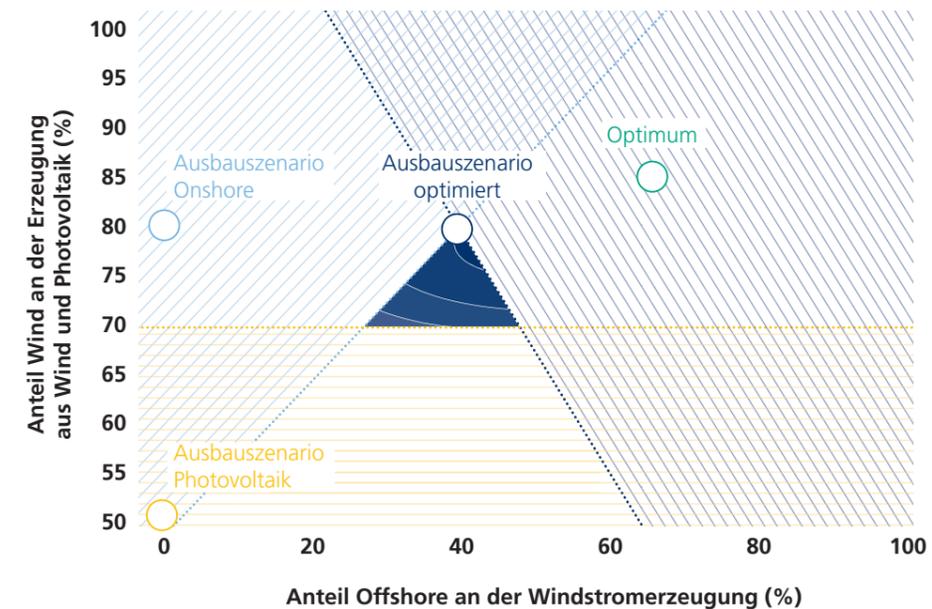
Welche Bedeutung der Offshore-Windenergie im künftigen Energiesystem zukommt, unterstreichen die zwei flankierenden Szenarien. Sie gehen von einem Stopp des Offshore-Ausbaus bei 3 GW aus. Diese Leistung entspricht den bis heute in Betrieb genommenen und im Bau befindlichen Anlagen.

Beim ersten Vergleichsszenario, dem „Ausbauszenario Onshore“, ist der Offshore-Ausbaustopp durch einen weiteren Ausbau der Windenergie an Land kompensiert. Dafür müssten allerdings deutlich mehr als 2 Prozent der Landesfläche genutzt werden. Beim zweiten Vergleichsszenario, dem „Ausbauszenario Photovoltaik“, sind die geringeren Energiemengen aus der Offshore-Windenergie vor allem über zusätzliche Photovoltaikleistung auf der Freifläche kompensiert.

In beiden Szenarien werden damit die Potenzialgrenzen einer Technologie überschritten. Neben den Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaftlichkeit, die im Weiteren betrachtet werden, wäre dies auch mit Akzeptanzproblemen verbunden.

Abbildung 4 zeigt die Verteilung der drei Szenarien in der Matrix für den Erzeugungsmix des Jahres 2050.

Abbildung 4: Die ausgewählten Szenarien im Verhältnis zu den Potenzialgrenzen



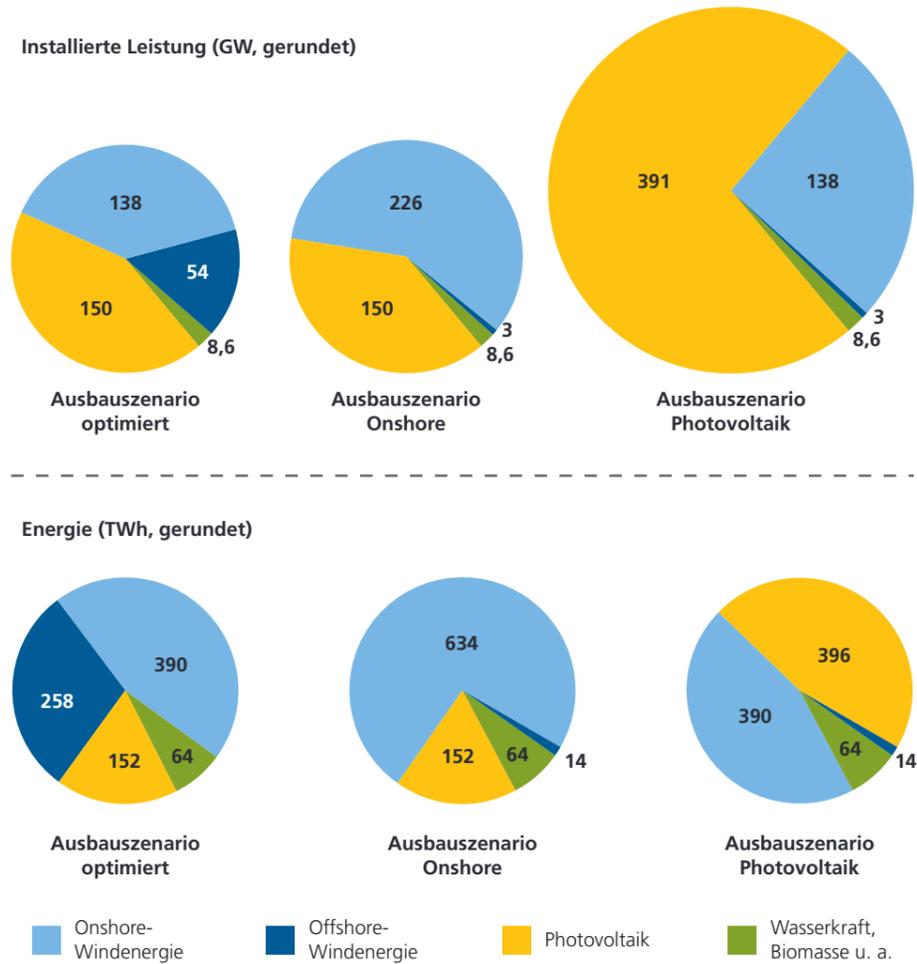
Ein Szenario liegt innerhalb der Potenzialgrenzen, zwei Szenarien überschreiten sie

Schon im optimierten Ausbauszenario sind die Annahmen für alle Erneuerbaren Energien sehr ambitioniert. Das Szenario setzt Folgendes voraus:

- Hohe Vollaststunden aller Technologien, insbesondere der Onshore-Windenergie
- Nutzung von Schwachwindturbinen mit hohem Rotor-Generator-Verhältnis
- Starke regionale Diversifizierung des Windenergie-Zubaus in allen Bundesländern
- Integration sehr hoher Photovoltaik-Leistungen.

In den flankierenden Ausbauszenarien liegen die installierten Leistungen und Zubauraten von Onshore-Windenergie und Photovoltaik deutlich höher. Sie lassen sich deutlich schwieriger realisieren, da sie die sozioökonomischen Potenzialgrenzen überschreiten.

Abbildung 5:
Installierte Leistung und erzeugte Strommenge aus Erneuerbaren Energien in den drei untersuchten Szenarien



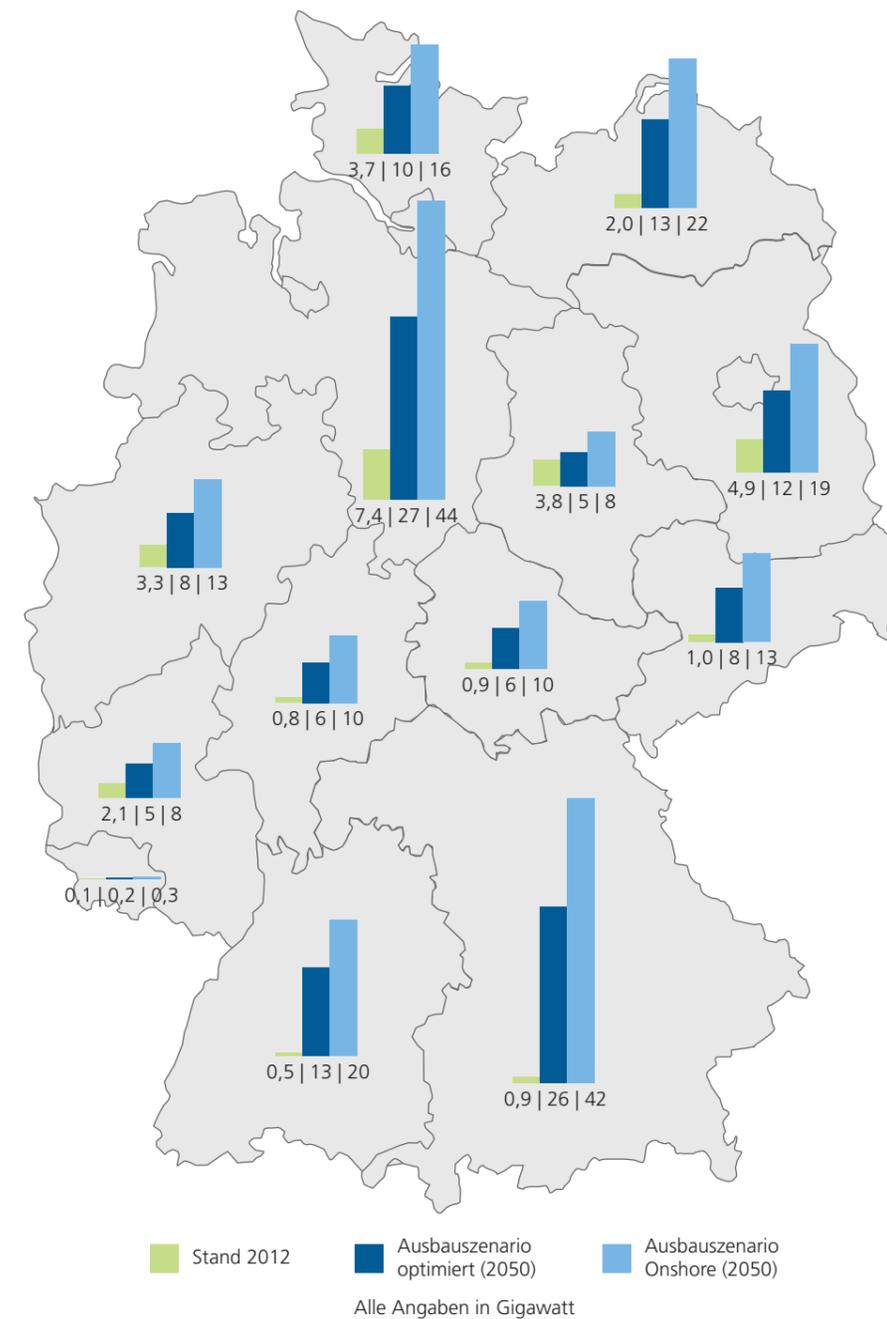
4.2.4
Steigerung der Akzeptanz der Energiewende

Offshore-Windenergie ersetzt etwa die doppelte Anlagenleistung an Land

Der ambitionierte Ausbau Erneuerbarer Energien im angenommenen 80-Prozent-Szenario 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 höheren Energieerträge ersetzt Offshore-Windkraft in etwa die doppelte Anlagenleistung an Land. Damit ließen sich mögliche Nutzungskonflikte und Widerstände deutlich mindern.

Wird das vorhandene Offshore-Potenzial in einem Szenario mit 80 Prozent Erneuerbaren Energien nicht genutzt, müsste zur vollständigen Kompensation ihres Strombeitrags etwa 60 Prozent mehr Onshore-Leistung zugebaut werden. Selbst unter der Annahme, dass alle Onshore-Anlagen im Zieljahr 2050 durchschnittlich rund 2.800 Volllaststunden erreichen würden, wären dies 87 GW mehr als beim optimierten Ausbauszenario (siehe Abbildung 6). Zum Vergleich: Onshore-Anlagen erreichen derzeit im bundesweiten Durchschnitt rund 1.800 Volllaststunden.

Abbildung 6:
Installierte Onshore-Windleistung nach Bundesländern heute und möglicher Ausbau im Jahr 2050 in zwei Szenarien



5 Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien

Die Stromgestehungskosten für Wind und Photovoltaik gleichen sich an

In der Analyse der Gesamtkosten aller drei Szenarien sind die Stromgestehungskosten der erste Schritt. Die Stromgestehungskosten setzen sich zusammen aus den Investitions-, Kapital- und Betriebskosten eines Kraftwerks im Verhältnis zur Stromproduktion über die geplante Lebensdauer.

Die Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie stützen sich auf die Ergebnisse von [Prognos/Fichtner 2013]. Die prognostizierten Kostenentwicklungen für Onshore-Windenergie und Photovoltaik basieren ebenfalls auf Vorgängeruntersuchungen [ISE 2012, CCC 2011, EU 2008, DLR/IWES 2011]. Basisjahr für die Berechnung ist das Jahr 2013, die Umrechnung auf das Bezugsjahr stützt sich auf den Verbraucherpreisindex des Statistischen Bundesamts.

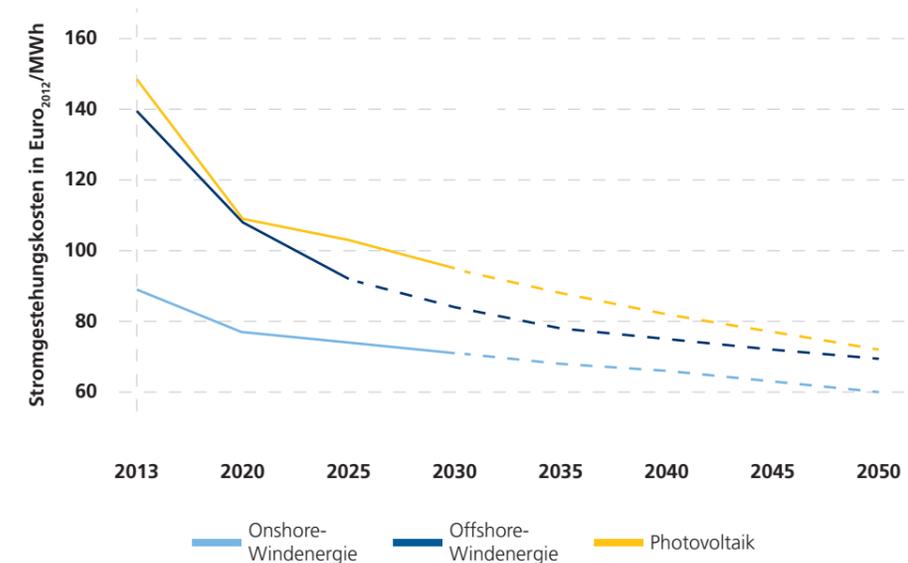
Prognos/Fichtner haben für das Jahr 2023 mittlere Gestehungskosten für Strom aus Offshore-Windenergie von 9,6 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) ermittelt (Szenario 1 mit einem Ausbau auf mehr als 9 GW Gesamtleistung bis 2023). Die anschließende Berechnung bis zum Zieljahr 2050 erfolgt nach dem Konzept der Erfahrungskurve mit einer Lernrate von rund 7 Prozent. Zum Vergleich: Bei der Onshore-Windenergie lag die Lernrate bei etwa 10 Prozent [IWES 2006]. Analog zum Ausbauszenario optimiert werden eine installierte Offshore-Leistung von 54 GW und eine Stromerzeugung in Höhe von 258 TWh angenommen. Daraus resultieren Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie von 6,9 ct/kWh im Zieljahr 2050.

Die Gestehungskosten für Onshore-Windenergie und Photovoltaik sind in verschiedenen Studien bis zum Jahr 2030 untersucht. Die zugrunde gelegten Werte für Onshore-Windenergie sind das arithmetische Mittel aus mehreren relevanten Studien. Weil die starke Kostendegression bei Photovoltaik die Annahmen in vielen Untersuchungen überholt hat, wird hier nur eine Studie berücksichtigt [Fraunhofer ISE 2012]. Obwohl die realen Vergütungssätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auch hier bereits unter den Studienannahmen liegen, kann die langfristige Entwicklung weiterhin als wahrscheinlich eingestuft werden.

Analog zu Offshore-Windenergie sind diese Ergebnisse bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben. Die angenommene jährliche Kostendegression liegt für Onshore-Windenergie bei 0,8 Prozent und für Photovoltaik bei 1,4 Prozent (ab 2030). Zum Vergleich: Für die Offshore-Windenergie ergibt sich aus der Lernrate von 7 Prozent eine durchschnittliche jährliche Kostendegression von 1,2 Prozent (ab 2023).

Auch wenn die ermittelten Werte aufgrund der komplexen Entwicklung über einen Zeitraum von 40 Jahren nur eine Abschätzung widerspiegeln, ist auffällig, dass sich die Stromgestehungskosten der verschiedenen Erzeugungstechnologien bis zum Jahr 2050 stark annähern.

Abbildung 7: Entwicklung der Stromgestehungskosten für On- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik bis zum Jahr 2050 (Basisjahr: 2012)



Für die Kostenbewertung der Szenarien im Jahr 2050 sind die durchschnittlichen Kosten des Erneuerbare-Energien-Mix entscheidend. Sie ergeben sich direkt aus den Anteilen der einzelnen Energieträger am Erzeugungsmix. Eine Übersicht zu den Stromgestehungskosten für die drei Technologien sowie den Erzeugungsmix in den drei Szenarien enthält Tabelle 2.

Tabelle 2: Stromgestehungskosten nach Technologie und Durchschnittswerte der Szenarien im Jahr 2050*

	Stromgestehungskosten (ct/kWh) – alle Szenarien	Ausbau-szenario optimiert	Ausbau-szenario Onshore	Ausbau-szenario Photovoltaik
Photovoltaik	7,1	19,0%	19,0%	49,6%
Onshore-Windenergie	6,1	48,7%	79,3%	48,7%
Offshore-Windenergie	6,9	32,3%	1,7%	1,7%
Durchschnittliche Stromgestehungskosten des Mix (ct/kWh)		6,548	6,304	6,610

*Prozentangaben entsprechen den Anteilen der Technologie an der Arbeit aller fluktuierenden Erneuerbaren Energien

6 Wertigkeit der Offshore-Windenergie

6.1 Flexibilitätskosten des Gesamtsystems

In einem Energiesystem mit bis zu 80 Prozent Erneuerbarer Energien bemisst sich der Wert von Strom nicht mehr primär an seinen Gestehungskosten, sondern vor allem an der Integrierbarkeit in das Gesamtsystem. Es ist entscheidend, wie gut sich die fluktuierende Erzeugung aus Wind und Sonne mit der Nachfrage in Einklang bringen lässt. Je besser dies gelingt, desto niedriger fallen die Flexibilitätskosten aus.

Für die gesamtsystemische Bewertung werden in dieser Studie daher neben den Stromgestehungskosten (siehe Kapitel 5) die Flexibilitätskosten im Rahmen einer Residuallastanalyse abgeschätzt.

6.1.1 Residuallastanalyse

Offshore-Windenergie führt zu einem glatteren Verlauf der Residuallast

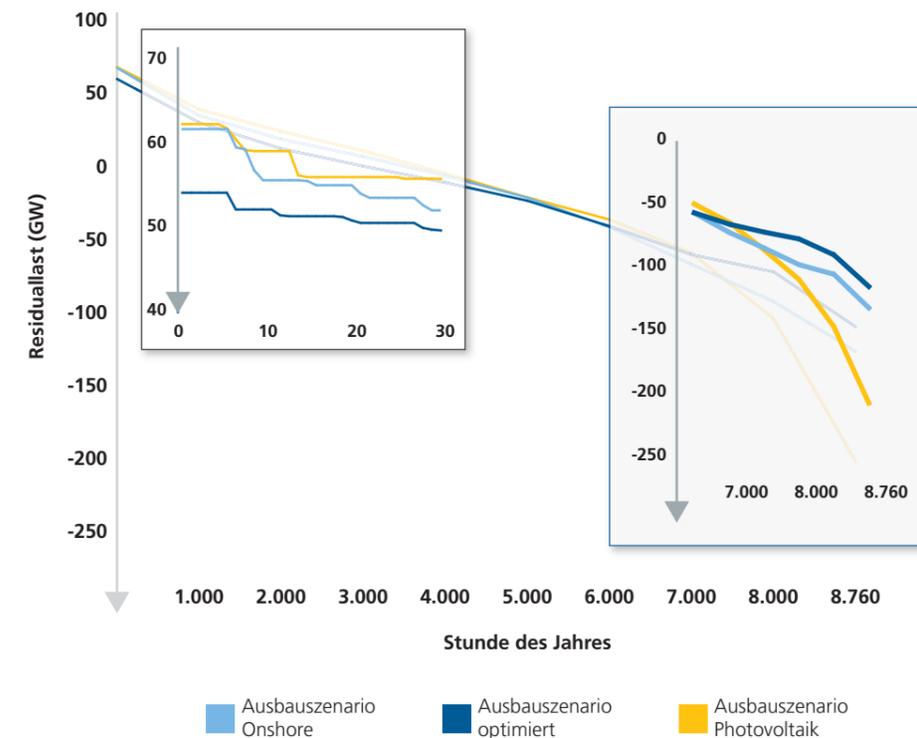
Als Grundlage wird die in den drei Szenarien anfallende Residuallast für das Jahr 2050 ermittelt. Die Residuallast ergibt sich aus der elektrischen Last zu jeder Stunde abzüglich der Einspeisung der Erneuerbaren Energien. Konkret ist dies die Stromerzeugung aus Windenergie (Onshore, Offshore), Photovoltaik, Wasserkraft und Biomasse. Abschließend wird zur Glättung der Residuallast eine Lastmanagement-Simulation durchgeführt, in die u. a. Wärmepumpen oder Elektromobile einfließen. Bei Biomethan ist für alle Szenarien angenommen, dass es zunächst ins Erdgasnetz eingespeist wird, sich dann aber über die Back-up-Kapazitäten rückverstromen lässt. Maximal 25 TWh könnte Biomethan so beisteuern, weitere 24 TWh trägt die Wasserkraft bei, auf feste Biomasse und andere Erneuerbare Energien entfallen 15 TWh.

Abbildung 8 zeigt die Residuallast für die drei Szenarien in Form einer Jahresdauerlinie. Die Auswertungen basieren auf der Einspeisecharakteristik der Erneuerbaren Energien für das Wetterjahr 2011.

Im optimierten Ausbauszenario führt die gleichmäßigere Stromproduktion von Offshore-Windenergie zu einem glatteren Verlauf der Residuallast und damit insgesamt zu deutlich positiven Effekten im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien.

Abbildung 8: Verlauf der Residuallast in den drei Szenarien für das Jahr 2050 auf Basis von Stundenwerten

Offshore-Windenergie reduziert die verbliebene Spitzenlast



Diese positiven Effekte werden im Rahmen einer Kostenabschätzung bewertet. Die Analyse umfasst folgende Komponenten des Flexibilitätsbedarfs: die ermittelten notwendigen Speicher- und Gasturbinenleistungen, die Brennstoffkosten fossiler Kraftwerke und die Kosten für die Anlagenabregelung.

6.1.2 Back-up-Kapazität

Der Einsatz der Offshore-Windenergie im Ausbauszenario optimiert führt zu einer geringeren Reststromnachfrage und damit zu einer geringeren notwendigen Back-up-Kapazität. Das ermöglicht Einsparungen von 249 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore und von 267 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Photovoltaik.

Da sowohl Betriebsstunden wie Volllaststunden der Back-up-Kraftwerke im Jahr 2050 sehr gering sein werden, ist die Höhe der Investitionskosten entscheidend. Gasturbinen haben aus heutiger Sicht die geringsten Investitionskosten aller Kraftwerke; sie stellen deshalb in allen Szenarien die notwendige Back-up-Kapazität.

Der Kostenvorteil im optimierten Ausbauszenario resultiert aus der geringeren, noch zu deckenden Spitzenlast in Höhe von 54,4 GW. In den Ausbauszenarien Onshore und Photovoltaik liegt diese mit 62,0 bzw. 62,6 GW um 14 bzw. 15 Prozent höher. Da so der Bau von Gasturbinen vermieden werden kann, ergeben sich die oben genannten Einsparungen auf Basis der annuitätischen Investitionskosten (siehe Tabelle 3).

6.1.3 Brennstoffe

Der Einsatz der Offshore-Windenergie im Ausbauszenario optimiert führt zu einer geringeren Reststromnachfrage und somit zu Einsparungen bei den Brennstoffkosten in Höhe von 1.395 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore und von 2.562 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Photovoltaik.

Im optimierten Ausbauszenario müssen die Back-up-Kraftwerke jährlich noch 53,4 TWh Strom produzieren. In den Ausbauszenarien Onshore und Photovoltaik liegt die Reststromnachfrage dagegen um 29 Prozent bzw. um 53 Prozent höher. Um die in diesen beiden Szenarien benötigten 68,9 TWh und 81,8 TWh Strom zu erzeugen, müssten allein 6,2 Milliarden Euro pro Jahr für Brennstoffe (Ausbauszenario Onshore) bzw. 7,4 Milliarden (Ausbauszenario Photovoltaik) aufgewendet werden. Preisreferenz ist ein Erdgaspreis von 3,6 ct/kWh. Als Brennstoff kann neben Erdgas aber auch erneuerbares Methan zum Einsatz kommen.

Fallen die Erdgaspreise im Zieljahr 2050 höher aus als angenommen, liegen die Einsparungen entsprechend höher. Bei einer Berücksichtigung von CO₂-Kosten ergeben sich weitere Kostenvorteile für das Ausbauszenario optimiert.

6.1.4 Speicherbedarf

Der Einsatz der Offshore-Windenergie im Ausbauszenario optimiert führt zu einem geringeren Bedarf an Stromspeichern und somit zu Einsparungen von 308 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore und von 765 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Photovoltaik.

Um den Strom aus erneuerbaren Quellen sektorübergreifend nutzen zu können, muss ein Großteil gespeichert oder in Wärme umgewandelt werden. Grundannahme für alle drei Szenarien ist, dass jährlich 250 TWh gespeichert werden. Zum Einsatz kommen dabei zwei Technologien:

- Power-to-Gas – die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder Methan – steuert 150 TWh bei.
- Power-to-Heat nimmt 100 TWh auf, wobei die durch Strom erzeugte Wärme teils in Wärmespeichern eingelagert, teils direkt verbraucht wird.

Um die Speicherkapazitäten gut auszulasten, ist es wichtig, dass die Überschüsse möglichst gleichmäßig anfallen. Im Ausbauszenario optimiert fällt die Überproduktion durchschnittlich deutlich geringer aus als in den beiden anderen Szenarien. Es werden 67,9 GW Speicherkapazität benötigt, um die 250 TWh zu speichern. In den Ausbauszenarien Onshore und Photovoltaik ist die benötigte Speicherleistung dagegen um 9,5 bzw. 23,6 Prozent höher (74,3 bzw. 83,9 GW).

Die oben genannten Einsparungen ergeben sich aus den Differenzen in den Speicherkapazitäten und den daraus folgenden annuitätischen Investitionskosten (siehe Tabelle 3).

Offshore-Windenergie senkt den Bedarf an Speicherkapazität

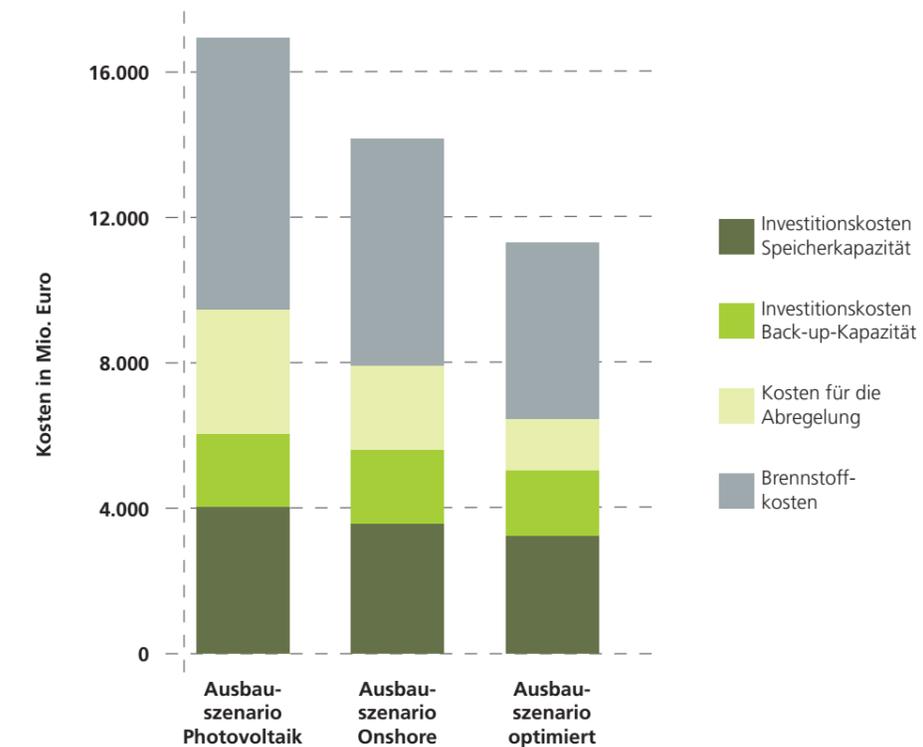
6.1.5 Abregelung von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken

Durch den Einsatz der Offshore-Windenergie im Ausbauszenario optimiert müssen Erneuerbare-Energien-Kraftwerke insgesamt seltener abgeregelt werden. Die vermiedenen Kosten belaufen sich auf 928 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore und auf 2.050 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Photovoltaik.

In allen drei Szenarien fallen Produktionsüberschüsse an, die die vorhandenen Speicher nicht mehr aufnehmen können. Diese Überschüsse müssen abgeregelt werden. Je höher diese Überproduktion ist, desto kleiner wird die Energiemenge, über die sich die Anlagen refinanzieren. Bei der monetären Bewertung sind deshalb die durchschnittlichen Erzeugungskosten des Erzeugungsmix von Wind- und Solarstrom im jeweiligen Szenario unterstellt.

Das Ausbauszenario optimiert weist mit 20,3 TWh die geringsten Überschüsse auf. Im Ausbauszenario Onshore steigt diese Zahl auf 35,9 TWh (plus 76 Prozent), im Ausbauszenario Photovoltaik sogar auf 51,2 TWh jährlich (plus 150 Prozent). Aus diesen Strommengen ergeben sich Kosten für die Abregelung in Höhe von 1,3 (Ausbauszenario optimiert), 2,3 (Ausbauszenario Onshore) und 3,4 Milliarden Euro pro Jahr (Ausbauszenario Photovoltaik). Offshore-Windenergie senkt die Kosten für die Abregelung um 43 bzw. 62 Prozent.

**Abbildung 9:
Kumulierte Flexibilitätskosten in den untersuchten Szenarien**



Offshore-Windenergie sorgt für die geringsten Flexibilitätskosten

6.2 Kosten des Gesamtsystems

Die Gesamtkosten sind mit Offshore-Windenergie am geringsten

Werden die **Flexibilitätskosten** aller vier Bereiche addiert, ergeben sich für das Ausbauszenario optimiert Einsparungen von rund 2,9 Milliarden Euro pro Jahr gegenüber dem Ausbauszenario Onshore bzw. von 5,6 Milliarden Euro pro Jahr gegenüber dem Ausbauszenario Photovoltaik (siehe Tabelle 3).

Die gesamten **Stromerzeugungskosten** der Erneuerbaren Energien betragen unter den hier getroffenen Annahmen 52,4 Milliarden Euro pro Jahr im Ausbauszenario optimiert gegenüber 50,4 Milliarden Euro im Ausbauszenario Onshore bzw. 52,9 Milliarden Euro im Ausbauszenario Photovoltaik.

Die vermiedenen Flexibilitätskosten durch die Offshore-Windenergie gleichen somit ihre leicht höheren Erzeugungskosten nicht nur vollständig aus, sondern führen auch zu niedrigeren Kosten des Gesamtsystems. Der positive Nettoeffekt bei den Gesamtkosten beläuft sich auf 0,9 Milliarden Euro pro Jahr im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore und auf 6,1 Milliarden Euro im Vergleich zum Ausbauszenario Photovoltaik.

Maßgeblich für diese positiven Effekte sind vor allem die sehr hohen Volllaststunden von Offshore-Windenergie (4.813). Zum Vergleich: Onshore-Windenergie erreicht in den hier angenommenen Szenarien 2.818 Volllaststunden, Photovoltaik 1.018 Volllaststunden. Den Annahmen für Onshore-Windenergie liegt dabei eine sehr progressive Entwicklung der Volllaststunden zugrunde (hohes Rotor-Generator-Verhältnis der Anlagen – insbesondere Schwachwindanlagen im Binnenland). Lassen sich diese Werte im Jahr 2050 nicht erreichen, fallen die positiven Effekte der Offshore-Windenergie stärker ins Gewicht.

Tabelle 3:
Übersicht zu den jährlichen Flexibilitäts- und Erzeugungskosten in den drei Szenarien

	Ausbauszenario optimiert	Ausbauszenario Onshore	Ausbauszenario Photovoltaik
Back-up-Kapazität (GW)	54,4	62,0	62,6
Investitionskosten – annuitätisch (Mrd. Euro)	1,8	2,0	2,0
Reststromnachfrage (TWh)	53,4	68,9	81,8
Brennstoffkosten bei Deckung der Reststromnachfrage (Mrd. Euro)	4,8	6,2	7,4
Speicherkapazität (GW)	67,9	74,3	83,9
Investitionskosten – annuitätisch (Mrd. Euro)	3,2	3,6	4,0
Überschussproduktion (TWh)	20,3	35,9	51,2
Kosten für die Abregelung	1,3	2,3	3,4
Flexibilitätskosten pro Jahr kumuliert (Mrd. Euro)	11,1	14,0 (+26%)	16,8 (+50%)
Stromerzeugungskosten pro Jahr (Mrd. Euro)	52,4	50,4	52,9
Gesamtkosten Flexibilität und Stromerzeugung (Mrd. Euro)	63,5	64,5	69,7

Annahmen:

Back-up-Kapazität: 500 Euro Investitionskosten pro Kilowatt Leistung, Lebensdauer 30 Jahre, Kapitalkosten 5 Prozent

Brennstoffkosten: Erdgas 3,6 ct/kWh, Wirkungsgrad der Gasturbinen 40%

Speicherkapazität: PtG 1.000 Euro Investitionskosten pro kW, PtH 200 Euro pro kW, Lebensdauer 30 Jahre, Kapitalkosten 5 Prozent).

Abregelung: durchschnittliche Stromgestehungskosten des jeweiligen Szenarios

Werte gerundet, die Summen wurden mit nicht gerundeten Zahlen berechnet. Stromgestehungskosten der Wasserkraft und der Biomasse sind nicht berücksichtigt, da sie in allen Szenarien gleich sind. Kosten für den Netzausbau sind nicht berücksichtigt.

6.3 Offshore im europäischen Kontext

Ein Nordsee-Offshore-Netz ermöglicht weitere Kostensenkungen

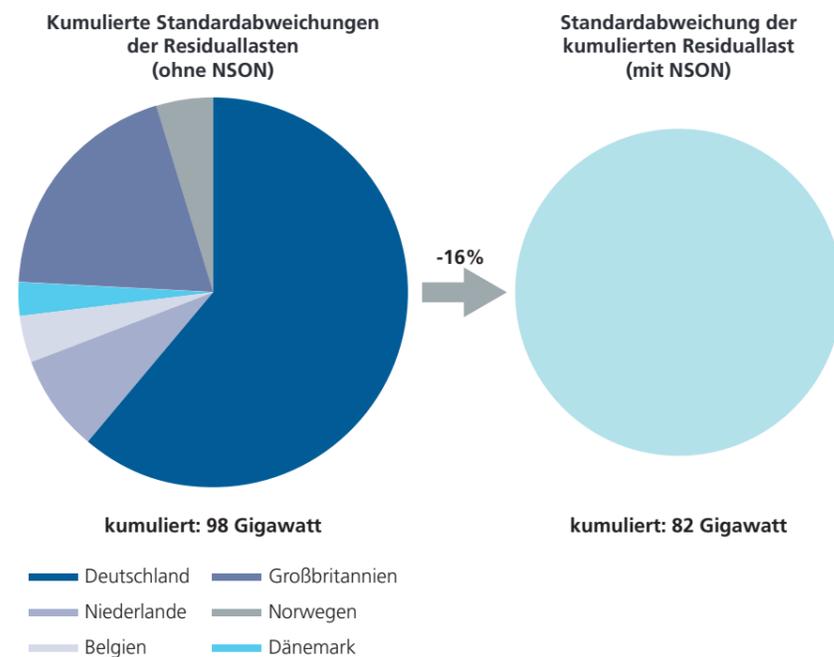
Ein grenzüberschreitendes Stromnetz im Nordseeraum kann die Verbindungen zwischen den großen Lastzentren der Region und die Übertragung von Offshore-Windenergie zu diesen Verbrauchszentren an Land verbessern. Werden zugleich Übertragungsgengpässe im Stromnetz an Land überwunden, ist ein entscheidender 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].

Die Idee eines Nordsee-Offshore-Netzes wird seit längerer Zeit diskutiert und ist Gegenstand unterschiedlicher Forschungsvorhaben [EWEA et al. 2011, NSCOGI 2012]. Ein Nordsee-Offshore-Netz erleichtert die Integration großer Offshore-Windenergie-Kapazitäten. Denn es lassen sich räumliche Ausgleichseffekte nutzen, was insbesondere der Offshore-Windenergie-Erzeugung zu Gute kommt.

Welche Auswirkungen ein Nordsee-Offshore-Netz auf die Residuallast im hier angenommenen Energiesystem des Jahres 2050 hätte, zeigt Abbildung 10. 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. Um diese Effekte zu konkretisieren, sind allerdings weitere Forschungsarbeiten nötig.

Abbildung 10: 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.

Kraftwerkseigenschaften lassen sich an zwei Hauptkriterien beschreiben:

- **Fahrplantreue:** Um Stromerzeugung und 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.

Offshore-Windparks haben große Fahrplantreue

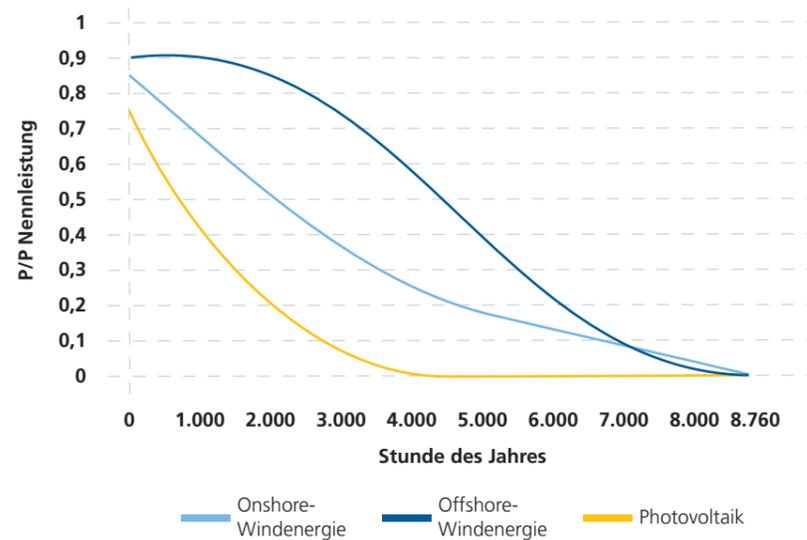
7.1.1 Gleichmäßige Einspeisung auf hohem Einspeiseniveau

Offshore-Windparks produzieren vergleichsweise gleichmäßig Energie. Das belegt die Simulation eines Offshore-Windparks auf Basis realer historischer Wetterdaten mit stündlichen Leistungszeitreihen für ein Jahr. Die Analyse des Einspeiseniveaus von zwei aufeinanderfolgenden Stunden zeigt: In 70 Prozent aller Fälle treten Leistungswechsel von höchstens 10 Prozent der installierten Kapazität auf. Der Windpark läuft zudem am häufigsten – nämlich während 1.809 Stunden des betrachteten Jahres – nahe seiner Volllast, das heißt, er liefert in diesen Zeiten Strom zwischen 90 und 100 Prozent seiner installierten Kapazität.

Außerdem liegen die Betriebsstunden eines Offshore-Windparks sehr hoch. 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. So wird fast über das ganze Jahr hindurch Energie bereitgestellt [ÜNB 2013].

Abbildung 11:
Jährliche Betriebsstunden von Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2050 (Wetterjahr: 2011)



7.1.2 Hohe Prognosegüte

Eine möglichst exakte Prognose am Vortag zur 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.

Ergebnis der entsprechenden Analyse der beiden Windparks: Prognosefehler von Offshore-Windparks sind seltener und fallen kleiner aus als bei Onshore-Windparks. Der Prognosefehler des Offshore-Windparks beträgt 25 Prozent der mittleren Einspeisung, der des Onshore-Windparks 60 Prozent.

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 Kraftwerkeigenschaften. Ihre Leistung fluktuiert weniger stark als bei Onshore-Windparks und ihr Prognosefehler ist nur etwa halb so groß.

Prognosefehler sind bei Offshore-Windparks seltener und kleiner

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, sind häufig Prognosefehler die Ursache. Diese müssen durch Regelleistung ausgeglichen werden. Wie weit Erneuerbare Energien in der Lage sind, solche Regelleistung anzubieten und zu welchen Preisen, hat die Studie ebenfalls untersucht.

Windparks können besser als andere fluktuierende Erneuerbare Energien Regelleistung bereitstellen

Wenn ein Windpark Regelleistung erbringt, verändert sich seine Einspeisung. Nach derzeitig geltenden Regularien sind Windparks verpflichtet, einen vorab angemeldeten Fahrplanwert einzuhalten, um Regelleistung anbieten zu können. Dieser wird bei einem Regelleistungsabruf als Referenz herangezogen, um zu bewerten wie weit sich die Einspeisung tatsächlich verändert hat. Sowohl bei der Einhaltung dieses Fahrplans als auch bei der Erbringung von Regelleistung (z. B. durch Reduktion der Einspeiseleistung bei negativer Regelleistung) kann die Einspeisung im Vergleich zum Normalbetrieb sinken. Diese Rückgänge müssen die Erträge aus der Regelleistungsbereitstellung kompensieren.

7.2.1 Angebotspotenzial Regelleistung

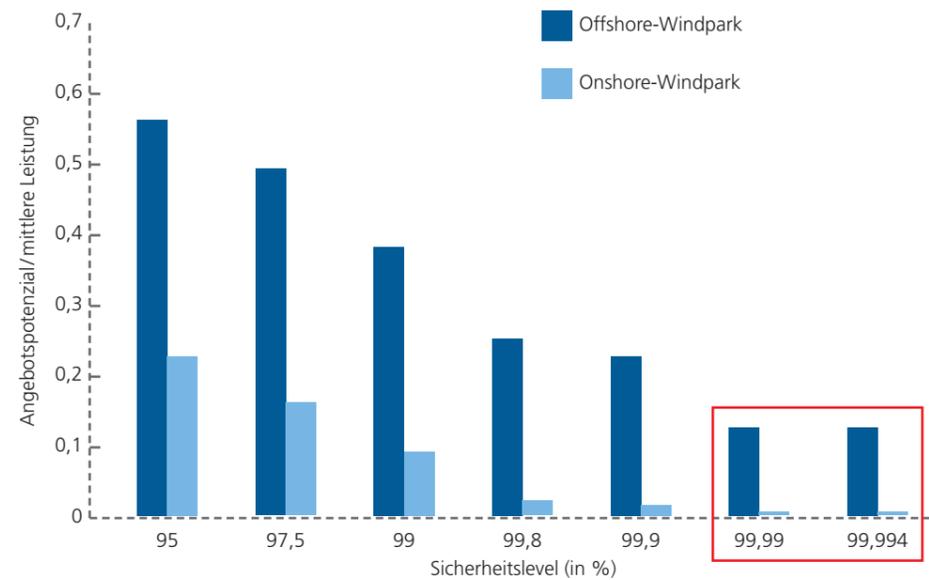
Windparks können positive wie negative Regelleistung erbringen. Die quantitative ökonomische Bewertung erfolgt hier für negative Regelleistung, da sich unter heutigen Marktbedingungen nur dieses Segment für Windparks rechnet [SIW 2012, WIW 2012].

Die Angebotspotenziale werden exemplarisch zwischen einem Offshore- und einem Onshore-Windpark verglichen und mithilfe von wahrscheinlichkeitsbasierten Prognosen ermittelt. Diese Prognosen geben die Leistung an, die mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit von Windparks erzeugt werden kann. Diese Leistung kann dann verlässlich auf dem Regelleistungsmarkt angeboten werden.

Abbildung 12 zeigt die Angebotspotenziale für beide Windparks auf Basis der Folgetagsprognose. Dargestellt ist das gemittelte Angebot an Regelleistung bezogen auf die mittlere Einspeisung der Windparks und für verschiedene Zuverlässigkeitsstufen. Je höher der angegebene Prozentwert, desto mehr Regelleistung kann der Windpark auf diesem Sicherheitsniveau einspeisen. Für das derzeit geforderte Sicherheitslevel von größer oder gleich 99,99 Prozent kann der Offshore-Windpark durchschnittlich etwa 13 Prozent seines erzeugten Stroms als Regelleistung bereitstellen. Insgesamt ist das Angebotspotenzial des Offshore-Windparks deutlich höher als bei dem Onshore-Windpark. Dies gilt insbesondere für die hohen Sicherheitsniveaus, die bei der Regelleistungsbereitstellung gefordert sind.

Offshore-Windparks haben bezogen auf das Regelleistungsangebot sehr gute Kraftwerkeigenschaften. Ihr Angebotspotenzial bei hohen Zuverlässigkeitsniveaus ist bis zu zehnmal so hoch wie bei Onshore-Windparks.

Abbildung 12:
Angebotspotenzial für Regelleistung eines Offshore- und eines Onshore-Windparks für verschiedene Sicherheitsniveaus (rot = derzeit gefordertes Level)



7.2.2 Angebotspreise für Regelleistung (Leistungspreise)

Regelleistung von Offshore-Windparks viermal günstiger als bei Onshore

Um Regelleistung zu erbringen, muss der Windpark einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis anbieten. Der Leistungspreis ist maßgeblich für den Zuschlag, über den Arbeitspreis ist die Abrufreihenfolge der jeweiligen Anlagen geregelt.

Hat er den Zuschlag bekommen, muss der Windpark nach derzeitigen Regularien einen Fahrplan anmelden. Dies ist notwendig, um die korrekte Erbringung von Regelleistung zu dokumentieren. Das Einhalten dieses Fahrplans verursacht Energieverluste, denn in der Regel liegt die geforderte Leistung unter der maximal möglichen Einspeisung. Dies soll gewährleisten, dass der Fahrplan sicher eingehalten werden kann.

Bei den hier durchgeführten Leistungspreisberechnungen sind die Energieverluste durch Fahrplaneinhaltung, die antizipierten Preise an der Strombörse für Folgetags- und Kurzfristhandel sowie die Ausgleichsenergiepreise berücksichtigt. Ergebnis sind die in Tabelle 4 aufgeführten zu erwartenden mengengewichteten Leistungspreise für verschiedene Produktlängen (1, 4 und 24 Stunden) und Sicherheitsniveaus. Für einen Offshore-Windpark liegen die Leistungspreise zwischen 1,7 und 7,3 Euro je Megawattstunde (EUR/MWh). Bei dem untersuchten Onshore-Windpark sind sie mit 14,8 bis 43,6 EUR/MWh deutlich höher. Je länger die Produktlängen der gebotenen Regelleistung, desto geringer ist der spezifische Leistungspreis je Stunde. Die Leistungspreise sind wider Erwarten geringer bei größerer Produktlänge, was auf die massive Reduktion des Angebots zurückzuführen ist. Angeboten werden kann nur noch in Starkwindzeiten, was unmittelbar zu geringen Energieverlusten und damit niedrigen Leistungspreisen führt. Darüber hinaus sind mit höheren Sicherheitslevels steigende Angebotspreise zu beobachten.

Im Vergleich zu den Angeboten konventioneller Kraftwerke sind die hier ermittelten Leistungspreise der Windenergie bereits heute konkurrenzfähig. Offshore-Windparks können während mehr als 1.000 Stunden im Jahr mit anderen Angeboten kostendeckend

konkurrieren. Onshore-Windparks sind meist in weniger als 200 Stunden pro Jahr konkurrenzfähig.

Bei der Bereitstellung von Regelleistung ist Offshore-Windenergie viermal kostengünstiger und fünfmal besser verfügbar als Onshore-Windenergie. Das Ergebnis ist auf die besseren Kraftwerkeigenschaften von Offshore-Windparks zurückzuführen. Offshore-Windenergie kann substantiell zur Systemsicherheit beitragen und zugleich die Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung signifikant reduzieren.

Tabelle 4:
Angebotspreise für Regelleistung eines Onshore-Windparks und eines Offshore-Windparks (Mindestangebot zur Kostendeckung)

Produktlänge	Onshore – Preise in EUR/MWh		Offshore – Preise in EUR/MWh	
	Sicherheitslevel 99,9%	Sicherheitslevel 99,994%	Sicherheitslevel 99,9%	Sicherheitslevel 99,994%
1 Stunde	34,6	43,6	4,7	7,3
2 Stunden	15,1	24,6	3,7	6,1
24 Stunden	14,8	24,6	1,7	3,6

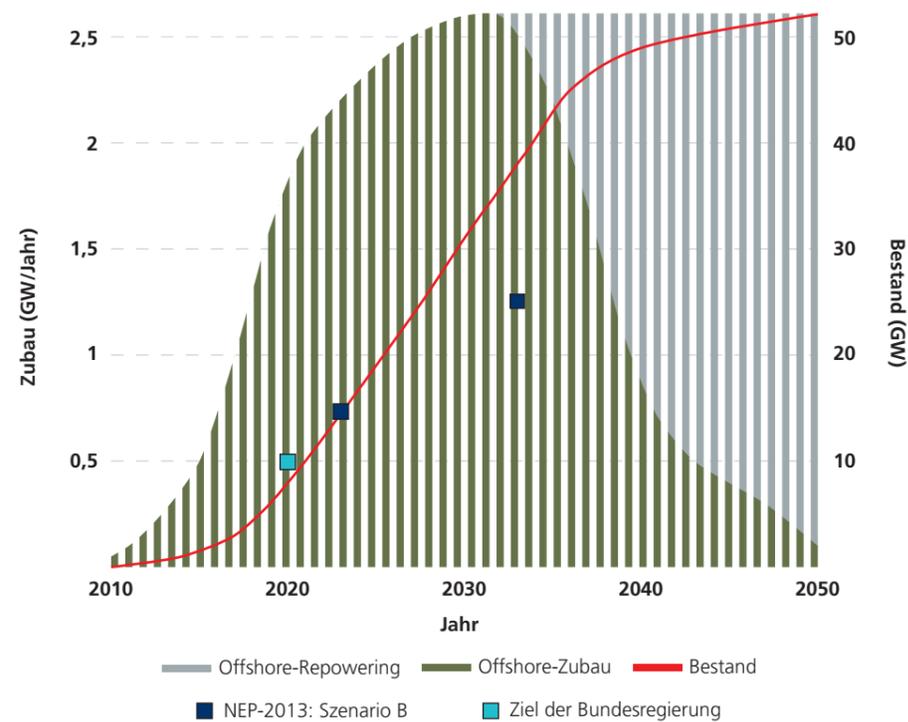
8 Fazit

Kontinuierlicher und ambitionierter Offshore-Zubau über die kommenden Jahrzehnte notwendig

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 Aufbau einer nachhaltigen Offshore-Industrie in Deutschland.

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

**Abbildung 13:
Ausbaupfad der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2050**



Für die Offshore-Windenergie in Deutschland ist solch ein kontinuierlicher Ausbaupfad exemplarisch (modelltheoretisch) in Abbildung 12 dargestellt. Der Ausbaupfad führt zu einem Kapazitätsbestand von rund 54 GW im Jahr 2050, wie in dieser Studie für das optimierte Ausbauszenario vorausgesetzt. Zu erkennen ist, dass der bisher geplante Ausbau bis zum Jahr 2023 ausreichend ist, um die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen (vgl. Bestand und NEP-Ziel für 2023). In den folgenden Jahrzehnten muss

die Offshore-Branche gegebenenfalls auch über Repowering stärker wachsen als bisher von der Politik angenommen.

Die Studie hat großen Forschungsbedarf identifiziert, z. B. im Bereich eines internationalen Nordsee-Offshore-Netzes. 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.

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 durch Prognosefehler (der Last und Erzeugung) kommt es 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.

Sicherheitslevel

Regelleistung muss mit hoher Sicherheit angeboten werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass die Regelleistung wie gefordert zur Verfügung steht, wird als Sicherheitslevel bezeichnet. Ein Sicherheitslevel von 99 Prozent besagt, dass die Regelleistung in

99 Prozent der Fälle tatsächlich abrufbar ist. Marktgängig sind Sicherheitsniveaus von 99,9 Prozent.

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

- AEE 2012:** Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke; Agentur für Erneuerbare Energien; 2012.
- AEE 2013:** Kombikraftwerk 2, siehe www.kombikraftwerk.de; 2013.
- BMWI/BMU 2010:** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung; Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; 2010.
- BWE 2011:** Potenzial der Windenergienutzung an Land; Bundesverband Windenergie; 2011.
- CCC 2011:** Costs of low-carbon generation technologies; Committee on Climate Change; 2011.
- DLR/IWES 2011:** BMU-Leitstudie 2010; DLR, Fraunhofer IWES; 2011.
- EU 2008:** Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport; EU-Commission; 2008.
- EU 2011:** Energy infrastructure priorities for 2020 and beyond. A blueprint for an integrated European energy network; Europäische Union; 2011.
- EWEA et al. 2011:** Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe – A Techno-Economic Assessment, OffshoreGrid; 2011.
- IEA 2000:** Experience Curves for Energy Technology Policy; International Energy Agency; 2000.
- ISE 2012:** Studie – Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien; Fraunhofer ISE; 2012.
- ISET 2006:** Windenergie Report 2006; ISET e. V.; 2006.
- NSCOGI 2012:** The North Seas Countries' Offshore Grid Initiative – Initial Findings, Final Report; 2012.
- Prognos/Fichtner 2013:** Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland, Prognos AG, Fichtner Gruppe; 2013.
- SIW 2012:** M. Jansen, M. Speckmann, A. von Harpe, M. Hahler; Pool of Photovoltaic Systems delivering Control Reserve, Proceedings Solar Integration Workshop; 2013, London
- Twenties 2013:** Transmission system operation with a large penetration of wind and other renewable electricity sources in electricity networks using innovative tools and integrated energy solutions; 2013.
- UBA 2010:** Energieziel 2050 – 100 % Strom aus erneuerbaren Energien; Umweltbundesamt; 2010.
- UBA 2013:** Potenzial der Windenergie an Land – Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land; Umweltbundesamt; 2013.
- WIW 2012:** M. Jansen, M. Speckmann, R. Schwinn; Impact of control reserve provision of wind farms on regulating power costs and balancing energy prices; Proceedings Wind Integration Workshop; 2012, Lissabon



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.

Forschungsschwerpunkte sind

- Technik und Betriebsführung von Windenergieanlagen und -parks
- Dynamik von Windenergieanlagen und Komponenten
- Komponentenentwicklung Rotor, Antriebsstrang und Gründung
- Test- und Bewertungsverfahren für Anlagen und Komponenten
- Umweltanalytik Wind, See und Boden für die Wind- und Meeresenergienutzung
- Regelung und Systemintegration dezentraler Energiewandler und Speicher
- Energiemanagement und Netzbetrieb
- Energieversorgungsstrukturen und Systemanalyse

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

www.iwes.fraunhofer.de

Auftraggeber:



Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin

Geschäftsführer:
Andreas Wagner

Telefon: +49 30 27595-141
E-Mail: info@offshore-stiftung.de
Internet: www.offshore-stiftung.de

Titelbild: Windpark Gunfleet Sands, Großbritannien
Foto: Paul Langrock