

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK

ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEDEUTUNG DER OFFSHORE-WINDENERGIE FÜR DIE ENERGIEWENDE

Langfassung



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

Langfassung

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



Inhalt

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE	5
1 Executive Summary	6
2 Die Studienergebnisse im Überblick.....	7
3 Hintergrund und Aufgabenstellung.....	10
4 Die Energiewende und Potenziale für einen 80-Prozent-Anteil Erneuerbarer Energien	12
4.1 Grundannahmen für die Energieversorgung im Jahr 2050.....	12
4.2 Herleitung tragfähiger Ausbauszenarien.....	15
4.2.1 Herleitung eines „optimalen“ Erzeugungsmix (Schritt 1)	15
4.2.2 Ermittlung tragfähiger Ausbauszenarien anhand der Potenziale (Schritt 2)	18
4.2.3 Auswahl von Szenarien für die weiteren Untersuchungen (Schritt 3)	20
4.2.4 Annahmen zur Anlagenentwicklung bei der Windenergie.....	22
4.2.5 Steigerung der Akzeptanz der Energiewende	24
5 Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien.....	26
6 Wertigkeit der Offshore-Windenergie.....	30
6.1 Flexibilitätskosten des Gesamtsystems	30
6.1.1 Residuallastanalyse	30
6.1.2 Back-up-Kapazität	32
6.1.3 Brennstoffe	33
6.1.4 Speicherbedarf	33
6.1.5 Abregelung von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken	34
6.2 Kosten des Gesamtsystems	35
6.3 Sensitivitätsanalyse.....	37
7 Offshore im europäischen Kontext	39
8 Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks	40
8.1 Fahrplantreue von Windparks	40
8.1.1 Gleichmäßige Einspeisung auf hohem Einspeiseniveau.....	40
8.1.2 Hohe Prognosegüte	42
8.2 Bereitstellung von Regelleistung durch Windparks	43
8.2.1 Angebotspotenzial Regelleistung - Einzelparks	44
8.2.2 Angebotspreise für Regelleistung (Leistungspreise) - Einzelparks	45
8.2.3 Angebotspotenzial Regelleistung – Gesamtsystem 2050	46
9 Fazit.....	51
1 0 Glossar / Erläuterung von Kernbegriffen	53
1 1 Literaturverzeichnis	55

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Die Offshore-Windenergie in Deutschland steht noch am Anfang ihres Entwicklungspfades. 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.

Die vorliegende Langfassung erklärt die Zusammenhänge in Teilen der Studie deutlich ausführlicher als die Kurzfassung. Insbesondere sind die Auswertungen über das Regelleistungspotenzial der Offshore-Windenergie umfangreicher und enthalten Aussagen in Bezug auf eines der Szenarien der Studie. Auch ist die Bewertung der Gesamtsystemkosten durch eine kurze Analyse wichtiger Einflussfaktoren erweitert (Sensitivitätsanalyse von Kostenannahmen).

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.

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.

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.

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 Flexibilitätswertung 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:

- 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

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 Fahrplantreue und die Fähigkeit, Regelleistung zu liefern.

Fahrplantreue: 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 Fahrplantreue 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.

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 Technologien. 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 nutzbaren 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 gesamtwirtschaftlich 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 (Fahrplantraue) sowie die Bereitstellung von Regelenergie.

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.

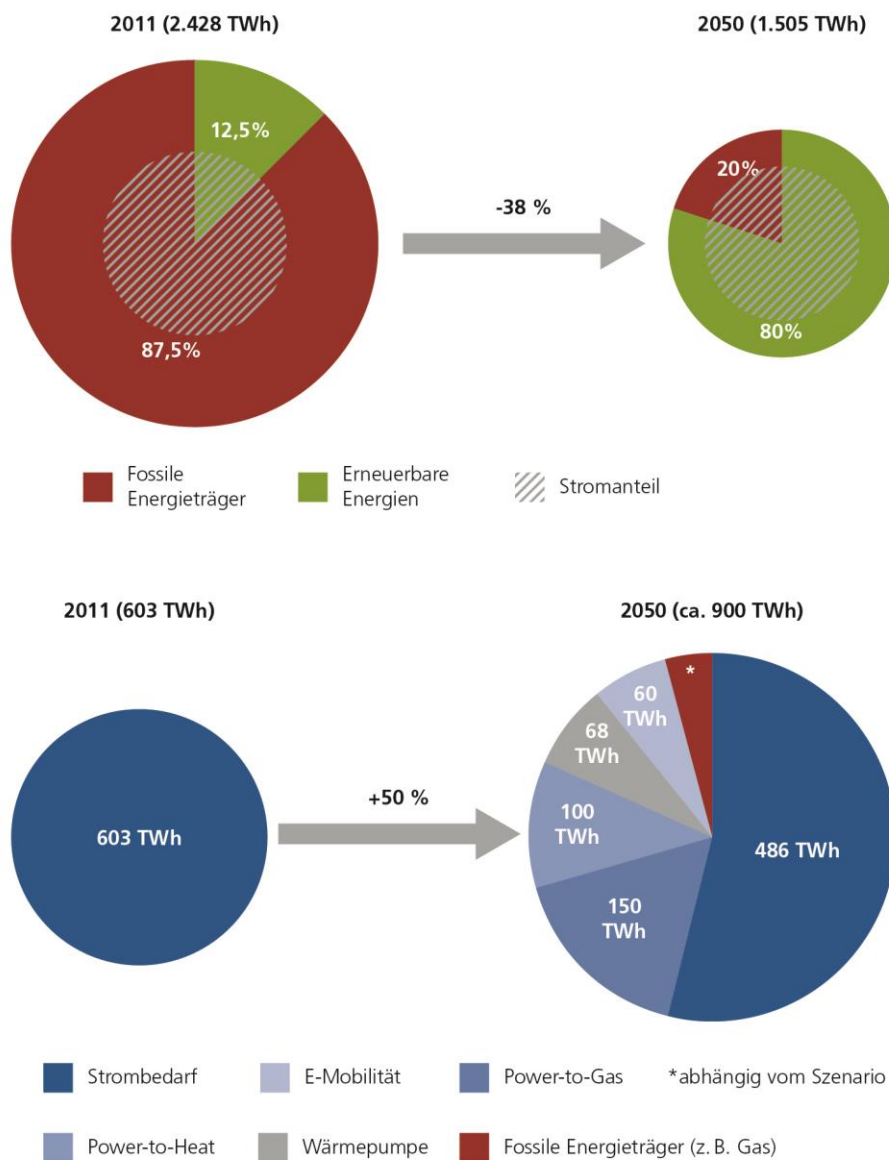
Energieeffizienz

- 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 vormals 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.

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

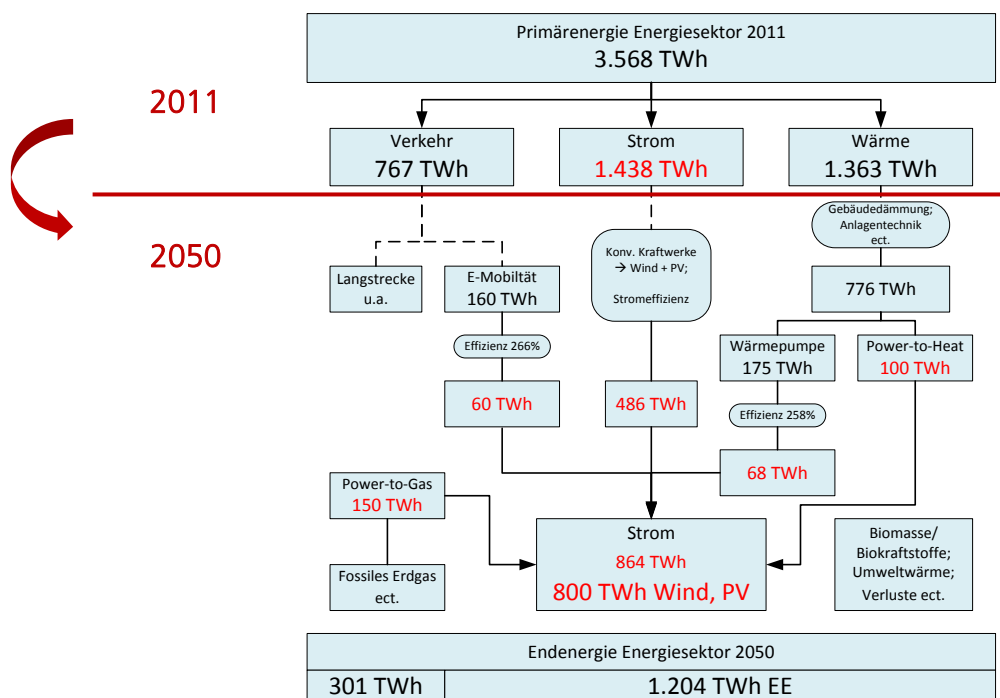


Unter Annahme dieser tiefgreifenden Veränderungen kann der heutige Primärenergiebedarf von rund 3.500 TWh, der etwa 2.400 TWh Endenergie entspricht, auf 1.500 TWh Endenergie reduziert werden. Diese rund 1.500 TWh Endenergie sind in dem für die Studie gewählten Zieljahr 2050 zu 80 Prozent (ca. 1.200 TWh) aus Erneuerbaren Energien zu decken (siehe Abbildung 1). Rund 900 TWh entfallen allein auf den Stromsektor.

Abbildung 2 zeigt diese Transformation der Energiebilanz des hier untersuchten 80%-EE-Szenario noch einmal im Detail. Die gut 3.500 TWh Primärenergie, die heute benötigt werden, teilen sich etwa im Verhältnis 2:2:1 auf die Sektoren Strom (1438 TWh), Wärme (1363 TWh) und Verkehr (767 TWh) auf. Ausgehend davon zeigt die Grafik den Strombedarf aller Sektoren im Szenario der Zukunft in 2050. Große Effizienzgewinne im Vergleich zu heute lassen sich im Bereich der E-Mobilität erzielen. Der Primärenergieverbrauch von 160 TWh für Kurzstreckenmobilität sinkt durch die direkte Stromnutzung und effizientere E-Motoren auf 60 TWh Endenergie. Durch die

Vermeidung von Abwärmeverlusten konventioneller Kraftwerke, einer Verringerung des herkömmlichen Stromverbrauchs sowie der Nutzung von EE lässt sich der hohe Primärenergieverbrauch im Stromsektor um 2/3 auf 486 TWh senken. Durch Gebäudedämmung, verbesserte Anlagen- und Prozesstechnik lässt sich zudem der Wärmeverbrauch in Deutschland von 1.363 TWh auf 776 TWh Wärme reduzieren. Auch hier wird ein Großteil der Wärme über direkte Stromnutzung durch Wärmepumpen und Power-to-Heat erzeugt. Durch die Effizienzgewinne bei der Wärmepumpe (Bereitstellung von zusätzlichen ca. 2,6 Energieeinheiten Wärme durch 1 Energieeinheit Strom) und der nahezu verlustfreien Wärmeerzeugung durch Power-to-Heat kann bereits mit 168 TWh Strom 35% der benötigten Wärme bereitgestellt werden. Für die langfristige Speicherung von EE-Strom und die Versorgung der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr mit Erneuerbaren Wasserstoff bzw. Methan wird Power-to-Gas eingesetzt. Der Stromverbrauch beträgt hier 150 TWh. In Summe ergibt sich so ein EE-Strombedarf in Höhe von 864 TWh, von denen 800 TWh durch Windenergie und Photovoltaik bereitgestellt werden.

Abbildung 2: Energiebilanz der Transformation des Energiesystems



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.

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 3: Herleitung eines optimalen Erzeugungsmix

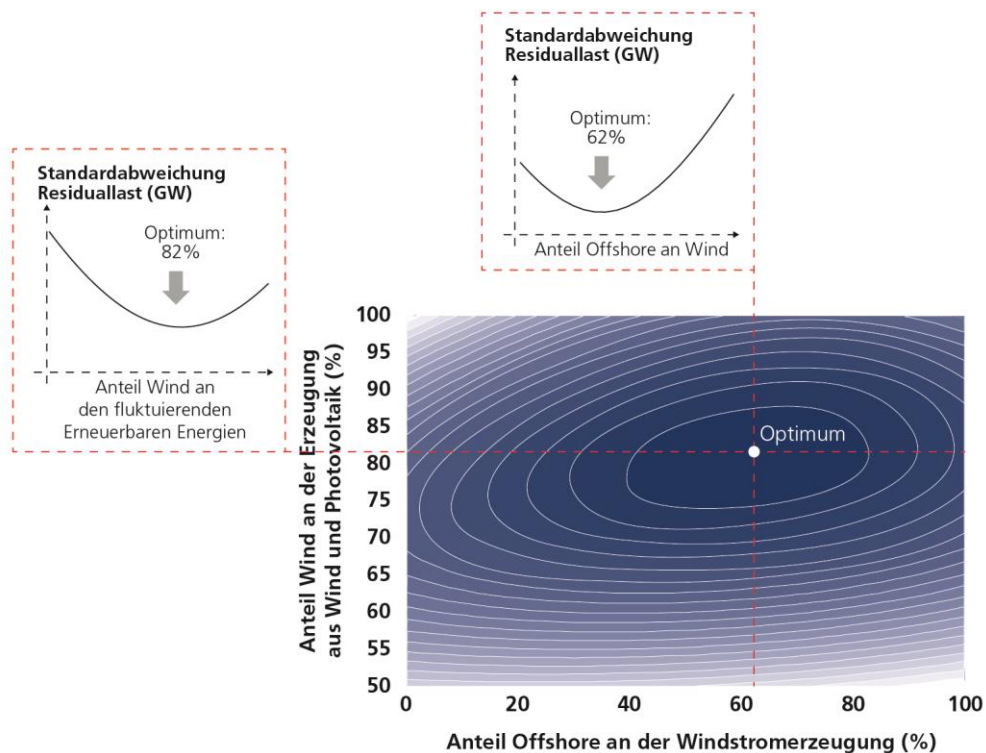


Abbildung 3 zeigt die Standardabweichungen der Residuallasten für Variationen der Stromerzeugung aus Photovoltaik, Onshore- und Offshore-Windenergie. Besonders niedrige Werte – also geringe Schwankungen der Residuallast – sind dunkel, hohe Werte hell dargestellt. Auf der vertikalen Achse der Grafik ist 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 Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik beträgt für alle dargestellten Kombinationen immer 800 TWh. Das eingezeichnete Optimum weist die geringste Standardabweichung der Residuallast unter allen Kombinationen der EE auf. Es liegt bei einem Anteil der Windenergie an den fluktuierenden EE von 82% und einem Offshore-Anteil von 62% an der Windenergie.

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):

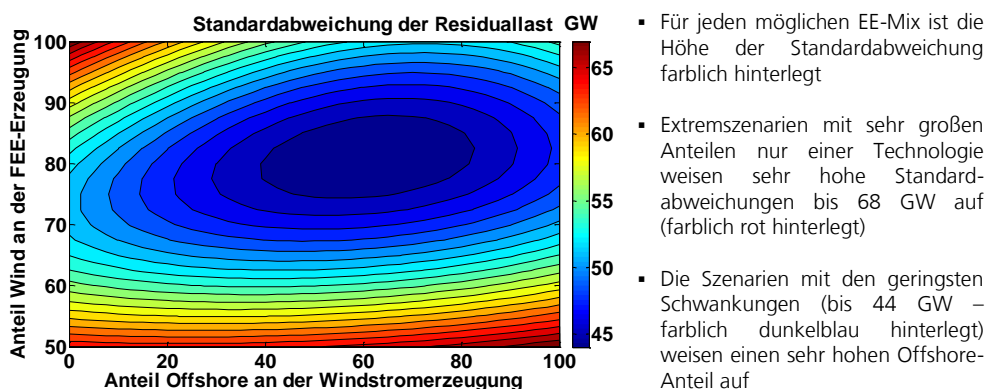
$$SD = \left(\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right)^{1/2}$$

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. Eine Quantifizierung dieser Flexibilitätskosten erfolgt für drei ausgewählte Szenarien im Detail in Kapitel 6.

Insgesamt zeigt die Untersuchung, dass die Standardabweichung der Residuallast mit Werten zwischen 44 und 68 GW sehr deutliche Unterschiede zwischen den untersuchten Szenarien aufweist (siehe Abbildung 4). 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 substantziellen Beitrag leisten, führt zu der gleichmäßigsten Energiebereitstellung und der geringsten Schwankung der Residuallast.

Abbildung 4: Farbliche Darstellung der Höhe der Standardabweichung der Residuallast in allen theoretisch möglichen Szenarien



Es wird deutlich, dass der optimale Mix mit der geringsten Standardabweichung der Residuallast in einem Bereich mit sehr hohem Anteil von 40 bis 56 Prozent Offshore-Windenergie und einem Verhältnis von Photovoltaik und Windenergie von etwa eins zu vier liegt. Die Standardabweichung der Residuallast variiert dann je nach Szenario zwischen 44 und 53 GW. Das optimale Szenario mit der minimalen Standardabweichung der Residuallast von 44 GW weist einen Offshore-Anteil von 48%, einen PV-Anteil von 20% und einen Onshore-Anteil von 32% bezogen auf die 800 TWh fluktuierender EE-Erzeugung auf. In der nachfolgenden Analyse hat sich gezeigt, dass Szenarien mit geringerer Standardabweichung der Residuallast auch geringere Flexibilitätskosten aufweisen – es ist daher davon auszugehen, dass das optimale Szenario die geringsten Flexibilitätskosten aufweist.

4.2.2 Ermittlung tragfähiger Ausbauszenarien anhand der Potenziale (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:

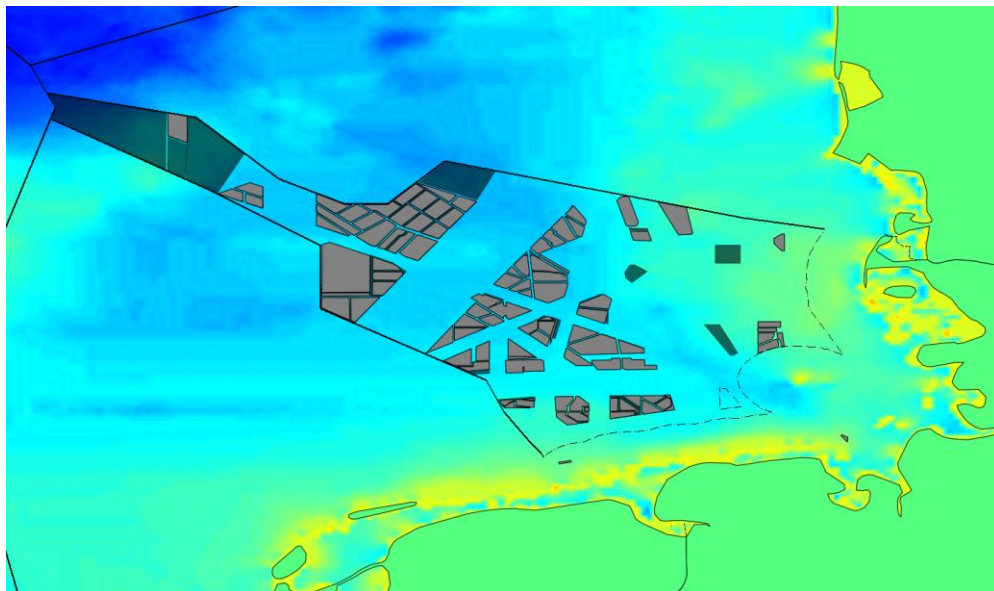
Eine installierte Leistung von 54 GW ergibt ca. 258 TWh.

Die für die Offshore-Windenergie genutzten Flächen sind im Detail in Abbildung 5 dargestellt. Im Wesentlichen wurden die vom BSH ausgewiesenen Flächen in die

Potenzialbewertung einbezogen (s. linke Grafik). Für diese Studie wurden zudem weitere Flächen vor allem im Nordwesten der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der deutschen Nordsee einbezogen. Die Gesamtheit der genutzten Flächen ist in der rechten Grafik dargestellt. Die freigehaltenen Schifffahrtsrouten in der Grafik sind deutlich zu erkennen. Teilweise liegen die zusätzlichen Flächen in Natura-Gebieten, deren Bebauung derzeit noch nicht vorgesehen ist. Entsprechend könnte das Offshore-Potenzial auch geringer ausfallen, wenn diese Gebiete aus naturschutzrechtlichen Interessen nicht bebaut werden können.

Bei der Flächenbelegung wurde ein Flächenbedarf von 17,6 ha/MW Leistung angenommen. Der Abstand einzelner Turbinen in den Windparks beträgt 7 x 7 Rotordurchmesser. Da die Anlagen mit großem Rotor ausgelegt sind (s. Kapitel 4.2.3) kann bei Verringerung der Rotorgröße auch der Platzbedarf sinken und weniger Fläche verbraucht werden. Allerdings sinken im Gegenzug die Volllaststunden der Anlagen – sowohl durch das geringere Rotor-Generator-Verhältnis, als auch durch erhöhte Verluste.

Abbildung 5: Bereits heute ausgewiesene Flächen des Bundesamts für Schifffahrt und Hydrographie (grau) und zusätzlich genutzte Flächen für die Offshore-Windenergie in 2050 (schwarz) in der deutschen AWZ



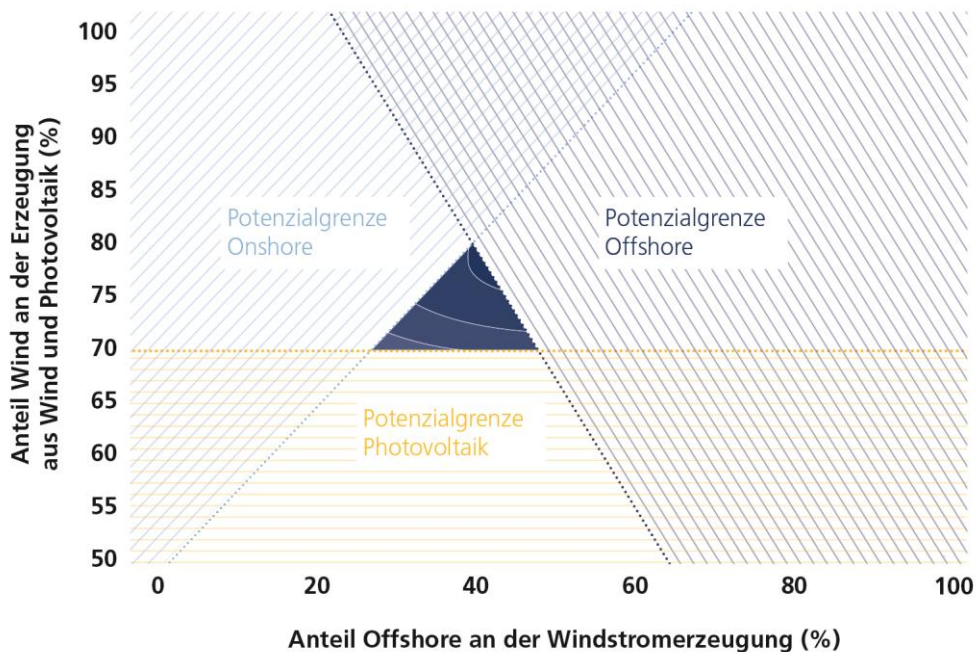
Zusammengefasst ergeben sich die folgenden maximalen Anteile der einzelnen Technologien, jeweils in absoluten Zahlen wie im Verhältnis zur erforderlichen Gesamtmenge von 800 TWh:

- | | | |
|------------------------|------------|-----------------------|
| ▪ 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 6 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.

Abbildung 6: 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.

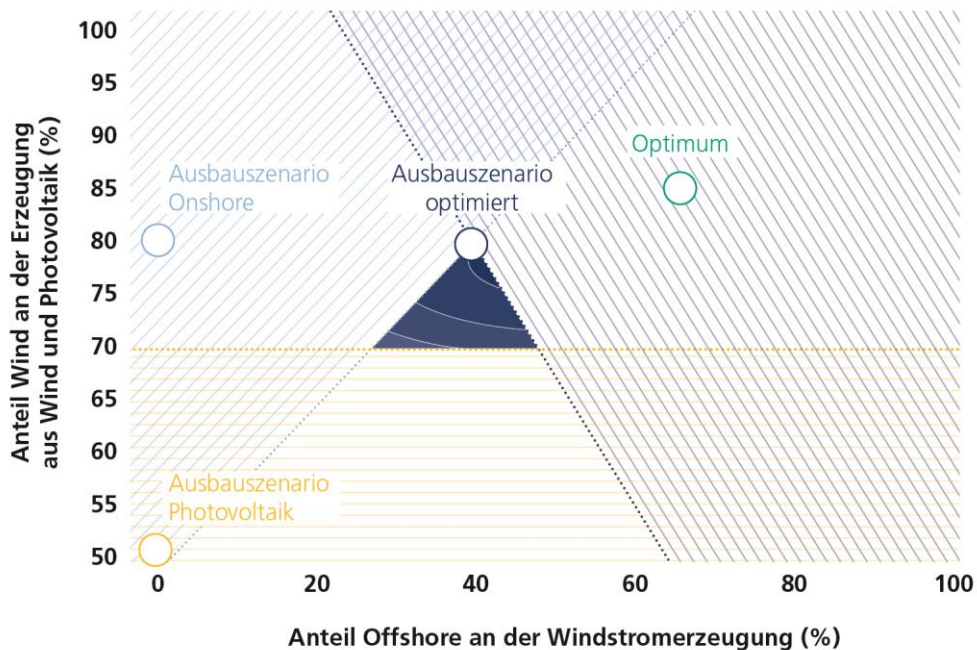
Welche Bedeutung der Offshore-Windenergie im künftigen Energiesystem zukommt, unterstreichen die zwei flankierenden Szenarien. Sie gehen von einem Stopp des Offshore-Ausbaus bei 3 GW aus. Diese Leistung entspricht den bis heute in Betrieb genommenen und im Bau befindlichen Anlagen.

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 7 zeigt die Verteilung der drei Szenarien in der Matrix aller theoretischen Erzeugungsvarianten des Jahres 2050. Das Optimum ist zum Vergleich ebenso dargestellt (siehe dazu auch Abbildung 3).

Abbildung 7: Die ausgewählten Szenarien im Verhältnis zu den Potenzialgrenzen



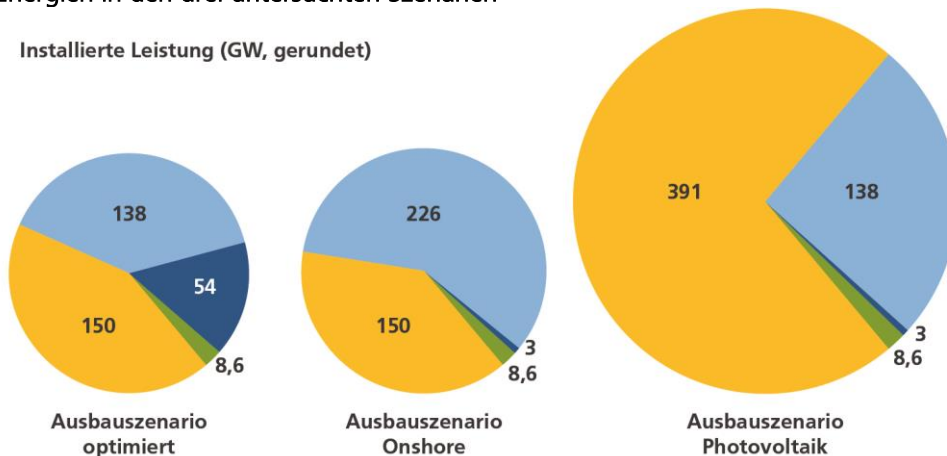
In den flankierenden Ausbauszenarien liegen die installierten Leistungen und Zubauraten von Onshore-Windenergie und Photovoltaik deutlich höher. Sie lassen sich deutlich schwieriger realisieren, da sie die sozioökonomischen Potenzialgrenzen überschreiten. Eine Übersicht der Energiemengen und installierten Leistungen ist in Abbildung 8 dargestellt.

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

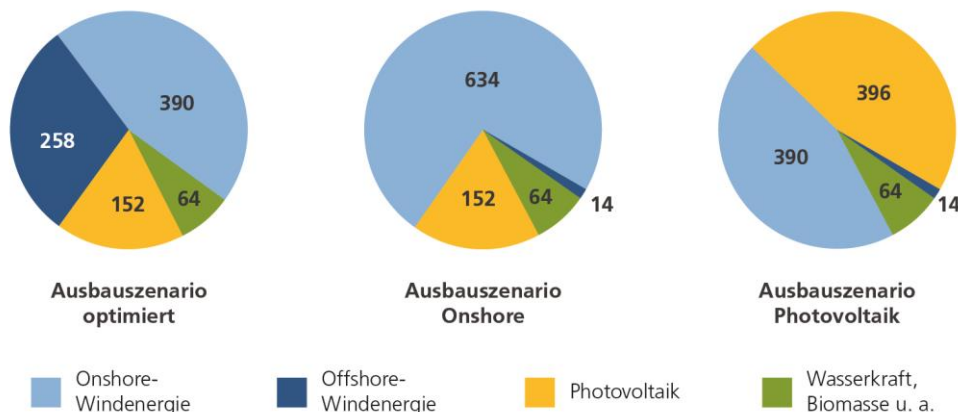
- Hohe Volllaststunden aller Technologien, insbesondere der Onshore-Windenergie
- Nutzung von Schwachwindturbinen mit hohem Rotor-Generator-Verhältnis
- Starke regionale Diversifizierung des Windenergie-Zubaus in allen Bundesländern
- Integration sehr hoher Photovoltaik-Leistungen.

Abbildung 8: Installierte Leistung und erzeugte Strommenge aus Erneuerbaren Energien in den drei untersuchten Szenarien

Installierte Leistung (GW, gerundet)



Energie (TWh, gerundet)



4.2.4 Annahmen zur Anlagenentwicklung bei der Windenergie

Für die ausgewählten Szenarien wurde die Windeinspeisung für die gesamte in Deutschland installierte Kapazität für das Jahr 2050 in stündlicher Auflösung simuliert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Windenergie im Vergleich zu heute eine deutlich bessere Anlagenauslastung erreicht. Dies gilt sowohl für die Onshore- als auch für die Offshore-Windenergie. Einerseits wird dadurch die notwendige Anlagenanzahl reduziert und andererseits begrenzt es die Systemkosten für die Integration der EE. Folgende Faktoren führen dazu, dass die Windenergie im Mittel deutlich höhere Volllaststunden als heute erreicht:

- Rückbau aller bisher errichteten Anlagen und Repowering bis 2050 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 Leistung (höheres Rotor-Generator-Verhältnis, z.B. Schwachwindanlagen im Binnenland)
- Annahme großer Nabhöhen für neu zu errichtende Anlagen

Im Wesentlichen bedeutet dies, dass in 2050 ein komplett anderer Anlagenbestand als heute betrieben wird und bis dahin vor allem Anlagen mit einer anderen Anlagenauslegung zugebaut werden. Im Folgenden wird kurz darauf eingegangen, wie sich die beiden wichtigsten Faktoren für die Anlagenentwicklung – die Nabenhöhe und das Verhältnis von Rotorgröße zu Generatorleistung – im On- und Offshore-Bereich entwickeln (siehe auch Tabelle 2).

Da die Windbedingungen in großer Höhe i.d.R. stabiler und besser sind, kann eine Anlage mit größerer Nabenhöhe mehr Energie bereitstellen. Für Offshore-Anlagen steigt die Windenergieausbeute mit größerer Nabenhöhe jedoch deutlich geringer als für Onshore-Anlagen. Es ist daher trotz eines großen Rotors nicht notwendig, dass die Nabenhöhe Offshore über 100 m beträgt. Onshore-Anlagen werden in Zukunft hingegen deutlich höher gebaut, um die Energieausbeute zu erhöhen. Hier wurde angenommen, dass die Nabenhöhe für Starkwindanlagen, die vor allem an guten Binnenlandstandorten und an der Küste eingesetzt werden, 120 m beträgt. Schwachwindanlagen, die an schlechteren Standorten (mittlere Windgeschwindigkeit < 7,5 m/s) eingesetzt werden, kommen auf 150 m Nabenhöhe.

Auch ein größerer Rotor führt bei gleicher Generatorleistung zu einer besseren Anlagenauslastung. Die spezifische Leistungsdichte (Verhältnis der Generatorleistung zur vom Rotor überstrichenen Fläche) der simulierten Starkwindanlagen an Land und der Offshore-WEA liegt mit 367 bzw. 363 W/m² in einer sehr ähnlichen Größenordnung. Die Angaben sind mittlere Angaben für alle WEA - also für den gesamten Anlagenbestand im Jahr 2050. Es kann daher auch einzelne Anlagen bzw. Windparks mit höherer oder geringerer spezifischer Leistung geben, sowie Anlagen mit größerem Rotor oder Generator.

Für die Offshore-Windenergie wurde davon ausgegangen, dass die durchschnittliche Turbinengröße bei 6 MW liegt. Eine geringere Leistung erhöht bei gleichem Rotor die Auslastung, führt aber zu einem relativen Mehraufwand bei der Installation (z.B. für die Gründungsstruktur; bezogen auf die spezifischen Kosten in Euro/kW). Insgesamt sind Offshore-Standorte sehr windhöflich, so dass der zusätzliche Nutzen eines großen Rotors in Bezug auf die Energieausbeute verhältnismäßig geringer ist als bei Onshore-WEA. Der Rotordurchmesser beeinflusst zudem nicht nur die spezifische Leistung sondern auch den Flächenbedarf. Bei 10 Prozent längerem Rotor nimmt die benötigte Fläche um etwa 20 Prozent zu. Es wird angenommen, dass der Rotordurchmesser im Szenariojahr 2050 im Mittel 145 m beträgt. Der sich aus der Turbinenleistung und dem Rotordurchmesser ergebende Wert für die spezifische Leistung liegt somit im kostenoptimalen Bereich für Offshore-Windenergie. Dieser Wert stellt somit einen Kompromiss zwischen Auslastung, Kosten und Flächenverbrauch dar. Er ermöglicht eine hohe Vollaststundenzahl bei geringen Kosten und eine installierte Leistung von 54 GW in Nord- und Ostsee. Grundsätzlich sind auch andere Kombinationen von Rotorlänge und Turbinengröße für den Anlagenbestand mit einer gleichen oder ähnlichen spezifischen Leistung kostenoptimal [Molly 2012].

Bei der Onshore-Windenergie ist der intensive Einsatz von Schwachwindanlagen an weniger windhöflichen Standorten eine besonders wichtige Voraussetzung für eine systemverträgliche Anlagenauslastung. Bei einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 140 m und 4 MW Turbinenleistung weisen diese sehr geringe spezifische Leistungen von 260 W/m² auf. Für Anlagen an Starkwindstandorten im Binnenland nimmt der zusätzlich Nutzen einer geringeren spezifischen Leistung ebenso wie bei der Offshore-Windenergie ab. Daher wurden insgesamt eine durchschnittlich höhere Turbinenleistung von 4,5 MW und ein Rotordurchmesser von 125 m angenommen.

Für die Onshore-Windenergie betragen die Volllaststunden für den gesamten Anlagenbestand unter den hier genannten Annahmen im Mittel rund 2800. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei der angenommenen Anlagenentwicklung die Offshore-Volllaststunden bei etwa 4800 liegen – eine geringe spezifische Leistung führt auch hier zu einer besseren Anlagenauslastung. Für alle Simulationen wurde das Wetterjahr 2011 zugrunde gelegt.

Tabelle 2: Kenndaten zur Anlagenentwicklung für die Szenarien in 2050 - durchschnittliche Angaben für den gesamten Anlagenbestand

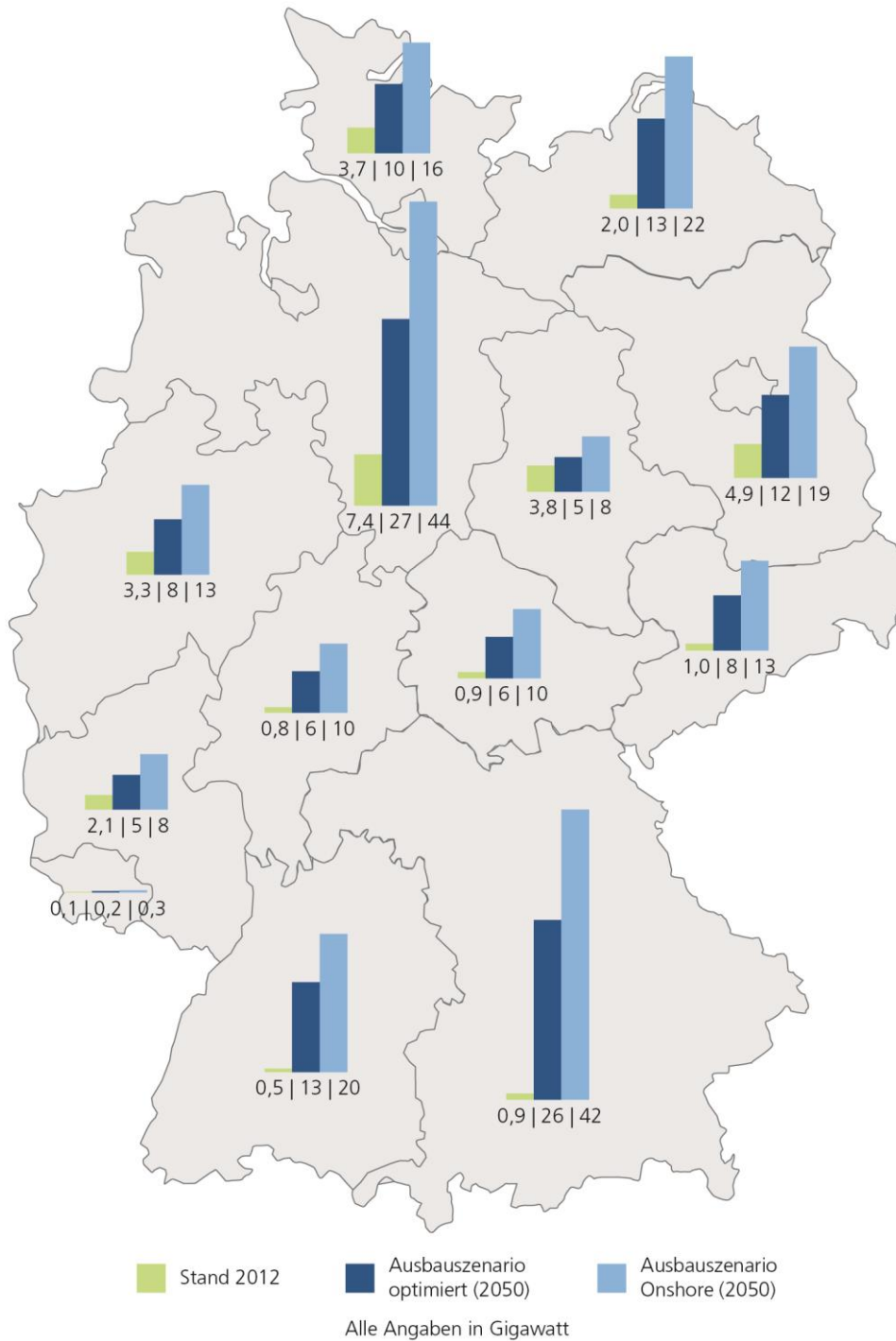
Anlagentyp	Leistung (MW)	Nabenhöhe (m)	Rotordurchmesser (m)	Spezifische Leistung (W/m ²)
Onshore (Schwachwind)	4	150	140	260
Onshore (Starkwind)	4,5	120	125	367
Offshore	6	100	145	363

4.2.5 Steigerung der Akzeptanz der Energiewende

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 (Abbildung 9). Zum Vergleich: Onshore-Anlagen erreichen derzeit im bundesweiten Durchschnitt rund 1.800 Volllaststunden. Zudem steigt die Anzahl der genutzten windschwächeren Standorte je höher der Anteil der Onshore-Windenergie am Energiemix ist.

Abbildung 9: Installierte Onshore-Windleistung nach Bundesländern heute und möglicher Ausbau im Jahr 2050 in zwei Szenarien



5 Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien

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.

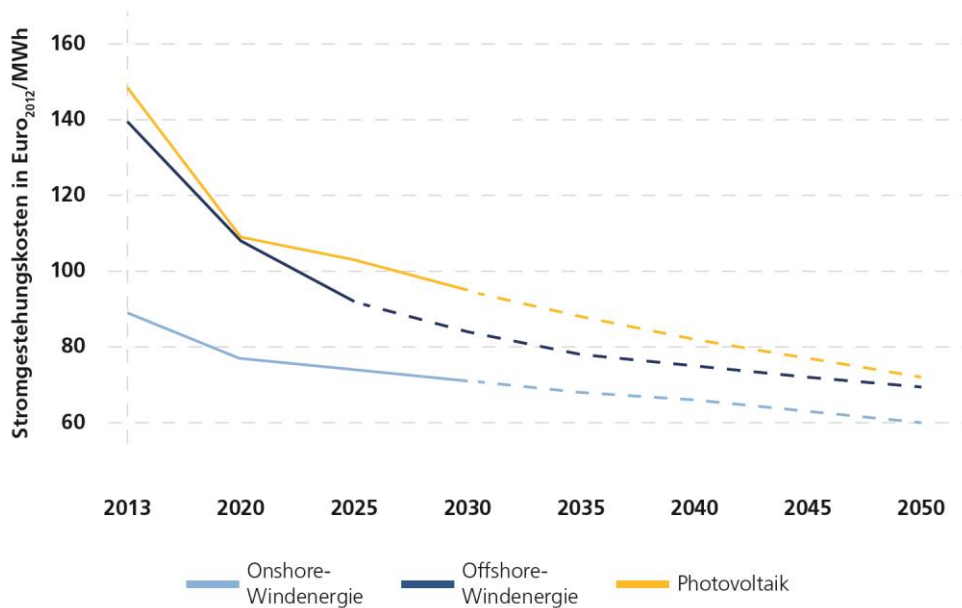
Prognos / Fichtner haben für das Jahr 2023 mittlere Stromgestehungskosten für Strom aus Offshore-Windenergie von 9,6 Cent je Kilowattstunde (ct / kWh) ermittelt (Szenario 1 mit einem Ausbau auf mehr als 9 GW Gesamtleistung bis 2023). Die anschließende Berechnung bis zum Zieljahr 2050 erfolgt nach dem 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 nach ISE 2012 weiterhin als wahrscheinlich eingestuft werden. Andere mögliche Entwicklungen bei den Stromgestehungskosten werden zudem später in einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt.

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. Die Entwicklung der Stromgestehungskosten für jede Technologie sind zusammenfassend in Abbildung 10 dargestellt. Den durchgezogenen Linien liegen Werte aus anderen Studien zugrunde. Gestrichelte Linien stellen fortgeschriebene Entwicklungen auf Basis der zuvor genannten eigenen Annahmen dar.

Abbildung 10: 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. Eine Übersicht zu den Stromgestehungskosten für die drei Technologien sowie für den Erzeugungsmix in den drei Szenarien enthält Tabelle 3. Die Kosten des Erzeugungsmixes ergeben sich durch die Gewichtung der technologiespezifischen Stromgestehungskosten mit ihrem auf die elektrische Arbeit bezogenen Anteil an der Strombereitstellung der fluktuierenden EE. Die unterschiedlichen Investitionskosten der einzelnen Technologien wurden entsprechend ihrem Anteil am Erzeugungsmix berücksichtigt.

Tabelle 3: Stromgestehungskosten nach Technologie und Durchschnittswerte der Szenarien im Jahr 2050*

	Stromgestehungskosten (Cent/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 Mixes (Cent / kWh)		6,548	6,304	6,610

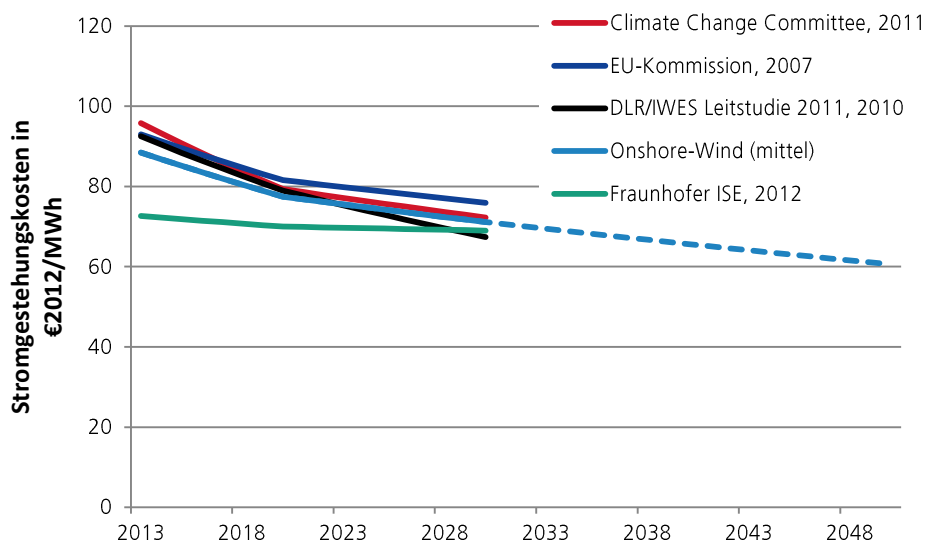
*Prozentangaben entsprechen den Anteilen der Technologie an der Arbeit aller fluktuierenden Erneuerbaren Energien

Details zu den Annahmen für die Stromgestehungskosten für die PV und Onshore-Windenergie aus den untersuchten Studien

Die Stromgestehungskosten der Windenergie an Land liegen nach Angabe der untersuchten Studien aktuell in einem Bereich von 7,3 €/ct/kWh bis 9,6 €/ct/kWh. Die vorhandene Spannweite in den Angaben resultiert aus unterschiedlichen Annahmen zu Investitionskosten (1140 €/MW [EU2008] bis 1400 €/MW [ISE2012]) und jährlichen Betriebskosten (10 €/MW [Mott2011] bis 50 €/MW [BMU2011]) auf der Kostenseite sowie unterschiedlichen Annahmen zur Anzahl der Volllaststunden (1500 h [BMU2011] bis 2500 h [Mott2011]) auf der Ertragsseite.

Die Studien zeigen übereinstimmend ein leichtes Abflachen der Lernkurven und prognostizieren weitere Kostenreduktionen bis 2030. Im Mittel zeigen sie, dass bis 2020 jährliche Kostenreduktionen von etwa 1,9 % erwartet werden. Im folgenden Jahrzehnt reduziert sich die Kostendegression auf 0,9 % pro Jahr. Danach wird der Verlauf der Stromgestehungskosten unter der Annahme fortgeschrieben, dass sich die jährlichen Kostensenkungen in Höhe von 0,8% fortsetzen. Auf dieser Basis wird bis 2050 ein Niveau um 6 Ct/kWh erreicht.

Abbildung 11: Stromgestehungskosten der Onshore-Windenergie nach unterschiedlichen Studien (durchgezogene Linien) und Fortschreibung bis 2050 (gestrichelte Linie)



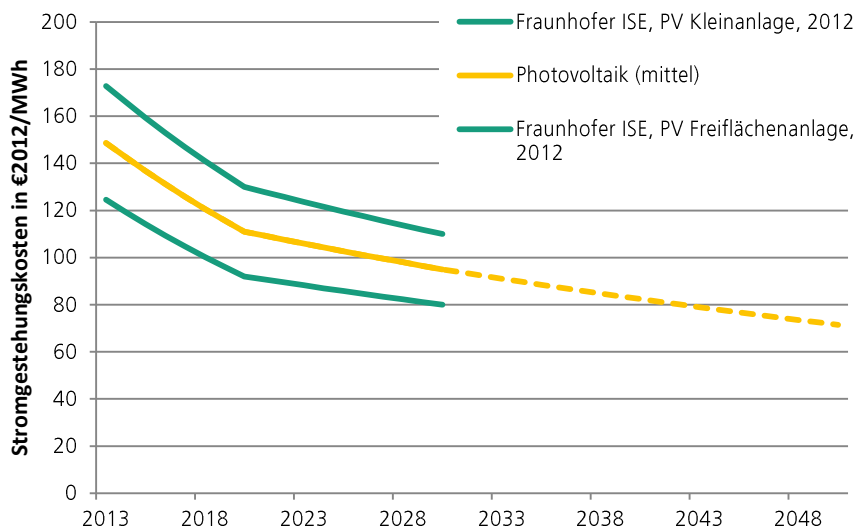
Für die Stromgestehungskosten von Photovoltaik-Anlagen weisen die Studien eine sehr große Bandbreite auf. Ein Grund ist die erhebliche Kostendegression der letzten Jahre. Während die Leitstudie für das Bundesumweltministerium 2010 noch Kosten von 33 €/ct₂₀₁₂/kWh auswies und für das Jahr 2020 eine Reduktion auf mindestens 13,7 €/ct/kWh prognostizierte, weist das Fraunhofer ISE bereits 2012 Kostenwerte auf, die mit 18 €/ct/kWh – 13 €/ct/kWh deutlich darunter liegen. [DLR/IWES 2011, ISE2012] Für die Bewertung der Photovoltaik wird daher diese aktuelle Studie herangezogen.

In einer zum dritten Quartal 2013 aktualisierten Fassung nennt das Fraunhofer ISE noch geringere Kosten für PV-Strom zwischen 7,8 €/ct/kWh und 14,2 €/ct/kWh, die bis zum Jahr 2030 auf 5,5 €/ct/kWh bis 9,4 €/ct/kWh sinken. Gleichzeitig wird die Annahme der erwarteten Lernrate von 20% auf 15% reduziert und eine Seitwärtsbewegung wegen einer Konsolidierungsphase der Branche im kommenden Jahr angenommen [ISE2013].

Als Annahmen fließen in die Berechnung Investitionskosten für Komponenten und Installation der PV-Anlage in Höhe von 1900 € für eine PV-Aufdachanlage bis 10 kWp und 1600 € für eine Freiflächenanlage größer 1000kWp jeweils bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahren ein. Für den Ertrag wird eine jährliche, durchschnittliche, horizontale solare Einstrahlung von 1100 kWh/m² auf eine optimal ausgerichtete PV-Aufdachanlage angenommen, für die Freiflächenanlage werden 1300 kWh/m² angesetzt [ISE2012].

Aus den Annahmen der Studie ergibt sich von 2021 bis 2030 eine jährliche Degression von 1,55 %. Ab 2030 wird der Verlauf der Stromgestehungskosten mit einer jährlichen Kostenreduktion von 1,4% fortgeschrieben.

Abbildung 12: Stromgestehungskosten der PV nach Fraunhofer ISE 2012 (durchgezogene Linie) und Fortschreibung bis 2050 (gestrichelte Linie)



Die unterschiedlichen Studien zeigen übereinstimmend, dass die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energieträger in Zukunft weiter fallen werden. Sowohl bei der Photovoltaik als auch bei der Offshore-Windenergie werden noch erhebliche Kostensenkungen in den kommenden Jahren erwartet. Gerade am Anfang der Markteinführung einer Technologie haben die Annahmen zu den Investitionskosten, den Ausbauzielen und den Lernraten einen starken Einfluss auf die prognostizierten Kosten auf mittlere und langfristige Sicht.

6 Wertigkeit der Offshore-Windenergie

6.1 Flexibilitätskosten des Gesamtsystems

In einem Energiesystem mit bis zu 80 Prozent Erneuerbaren 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

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. 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.

Nach der Berechnung der Residuallast wird zur Integration zusätzlicher neuer Stromverbraucher (z.B. Wärmepumpen, E-Kfz) sowie zur Glättung der Residuallast eine Lastmanagement-Simulation durchgeführt. Die Glättung durch Lastmanagement ist vor allem wesentlich, um die noch verbleibenden Spitzenlasten im Gesamtsystem zu reduzieren. Dies kann durch einen hohen Flexibilisierungsgrad von Verbrauchslasten erreicht werden. Zu den flexiblen Verbrauchslasten, die einen signifikanten Beitrag zur Reduktion von Spitzenlast, Füllung von Lasttälern oder der Glättung von EE-Überschüssen leisten, gehören E-Kfz, Wärmepumpen und im Sommer der Kühlbedarf. Daneben können Haushaltsgeräte zum Lastmanagement genutzt werden, die allerdings nur einen eingeschränkten Beitrag leisten können.

In Abbildung 13 ist die Residuallast des Ausbauszenarios optimiert über 10 Tage vor und nach Lastglättung durch den Einsatz zusätzlicher, flexibler Verbraucher abgebildet. Der schwarz gestrichelte Kurvenverlauf in der Abbildung stellt die Residuallast vor Lastmanagement dar. Nach Lastmanagement ist noch die nicht verschobene sowie die Last der flexiblen Verbraucher zu decken (grau und bunt eingefärbte Flächen oberhalb der Nulllinie). Es ist zu erkennen, dass eine deutliche Reduktion von Spitzenlasten durch das Lastmanagement erfolgt (z.B. am 6. August). Um dies zu erreichen wird die Last der flexiblen Verbraucher, die in Zeiten der Spitzenlast Strom verbraucht hätten, in spätere oder frühere Stunden verschoben.

Der Stromverbrauch der flexiblen Verbraucher wird zudem soweit wie möglich in Stunden mit Überschussproduktion verlagert. Beispielsweise erfolgt ein Großteil des Stromverbrauchs der E-Kfz sowie der Haushaltsgeräte nicht am 6. August nachts (während der residualen Spitzenlast) sondern tagsüber am vorherigen und darauffolgenden Tag. Dann ist viel Einspeisung durch PV vorhanden und die EE-Überschüsse besonders hoch. Durch die Verlagerung des Stromverbrauchs der flexiblen

Verbraucher erfolgt eine sehr deutliche Glättung der EE-Überschüsse (beige Farbflächen).

Insgesamt sorgt die Glättung der verbleibenden Stromnachfrage und der EE-Überschüsse für eine bessere Auslastung der Kraftwerke und Speicher (PtH, PtG), die zur Deckung der Reststromnachfrage und zur Nutzung der Überschüsse benötigt werden.

Abbildung 13: Beispiel Lastmanagement für 10 Tage im August, Ausbauszenario optimiert

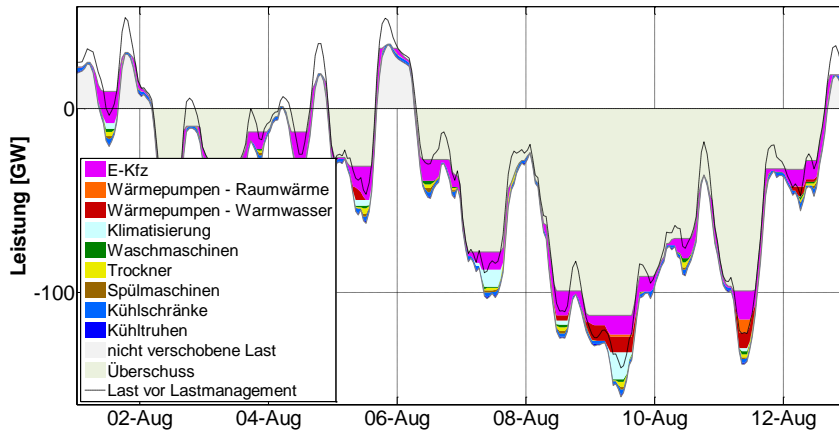
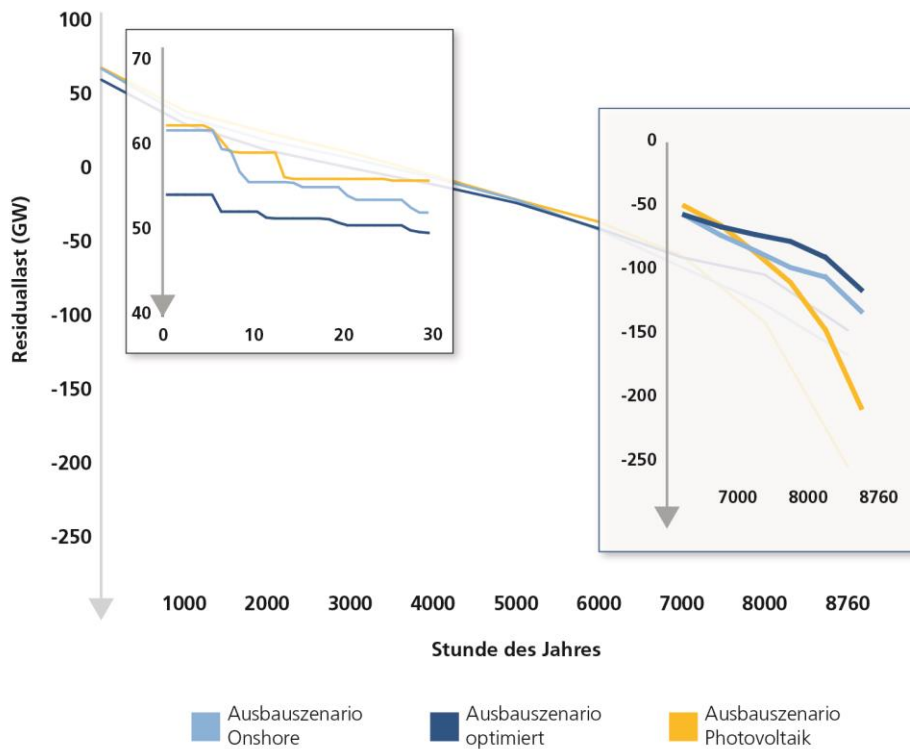


Abbildung 14 zeigt die Residuallast nach Lastmanagement für die drei Szenarien in Form einer Jahresdauerlinie. Die Auswertungen basieren auf der Einspeisecharakteristik der Erneuerbaren Energien für das Wetterjahr 2011. Im optimierten Ausbauszenario führt die gleichmäßigere Stromproduktion von Offshore-Windenergie zu einem glatteren Verlauf der Residuallast und damit insgesamt zu deutlich positiven Effekten im Vergleich zu den beiden anderen Szenarien. Die beiden vergrößerten Ausschnitte in Abbildung 14 zeigen die systemtechnisch besonders wichtigen Bereiche: Zum einen die Spitzenlasten der Residuallast für das betrachtete Jahr. Diese bestimmen die Höhe der Back-Up-Kapazität. Zum anderen der Bereich extremer EE-Überschüsse, die nicht mehr ökonomisch effizient gespeichert werden können.

Die positiven Effekte im Ausbauszenario optimiert werden im Rahmen der folgenden Kostenabschätzung bewertet und die Ergebnisse mit denen der anderen untersuchten Szenarien verglichen. Die Analyse umfasst folgende Komponenten des Flexibilitätsbedarfs: die ermittelten notwendigen Speicher- und Gasturbinenleistungen, die Brennstoffkosten fossiler Kraftwerke und die Kosten für die Anlagenabregelung.

Abbildung 14: Verlauf der Residuallast in den drei Szenarien für das Jahr 2050 auf Basis von Stundenwerten



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.

Der in 2050 genutzte Kraftwerkspark wird sich gänzlich von dem heutigen Anlagenpark unterscheiden. Trotzdem wird gesicherte Leistung, wenn auch in deutlich geringerem Umfang als heute weiterhin benötigt. Da sowohl Betriebsstunden wie Volllaststunden der Back-up-Kraftwerke im Jahr 2050 sehr gering sein werden, ist die Höhe der Investitionskosten entscheidend. Investitionslastige Kraftwerke werden somit nicht mehr Teil des Anlagenpools sein. Gasturbinen haben aus heutiger Sicht die geringsten Investitionskosten aller Kraftwerke; sie stellen deshalb in allen hier untersuchten Szenarien die notwendige Back-up-Kapazität. Als kostengünstige Alternative wäre z.B. auch die Nutzung von dezentralen, großen Erdgas-BHKW denkbar. In jedem Fall stellt die Annahme von Gasturbinen oder Erdgas-BHKW voraussichtlich eine Kostenuntergrenze dar. Beide Technologien weisen in etwa 500 EUR/kW Investitionskosten auf. Bei Erdgas-BHKW sind die Preise allerdings sehr heterogen und können gegebenenfalls noch unter diesem Wert liegen [ASUE 2011].

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. Dies liegt daran, dass die Auslastung des EE-Anlagenparks in diesen Szenarien geringer ist und mehr Strom zum gleichen Zeitpunkt produziert wird. Dieser kann dann nicht in den herkömmlichen Stromverbrauch integriert werden. Gleichzeitig wird seltener Strom produziert, wenn noch eine Deckungslücke vorhanden ist, so dass insgesamt die Reststromnachfrage deutlich höher ist als im Ausbauszenario optimiert.

Um die in diesen beiden Szenarien benötigten 68,9 TWh und 81,8 TWh Strom zu Deckung der Reststromnachfrage zu erzeugen, müssten allein 6,2 Milliarden Euro pro Jahr für Brennstoffe (Ausbauszenario Onshore) bzw. 7,4 Milliarden (Ausbauszenario Photovoltaik) aufgewendet werden. Im Ausbauszenario optimiert betragen die Brennstoffkosten nur 4,8 Milliarden Euro. 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 – speichert 150 TWh Strom.
- Power-to-Heat verbraucht 100 TWh Strom, wobei die 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. Dies bedeutet, dass weniger Speicherleistung für die gleiche Energiemenge benötigt wird. Im Ausbauszenario optimiert werden 67,9 GW Speicherkapazität benötigt, um die 250 TWh zu speichern. In den Ausbauszenarien Onshore und Photovoltaik ist für die Speicherung derselben Energiemenge eine Leistung benötigt, die um 9,5 bzw. 23,6 Prozent höher (74,3 bzw. 83,9 GW) liegt. Die oben genannten Einsparungen ergeben sich aus den Differenzen in den Speicherkapazitäten und den daraus folgenden annuitätischen Investitionskosten (siehe Tabelle 3).

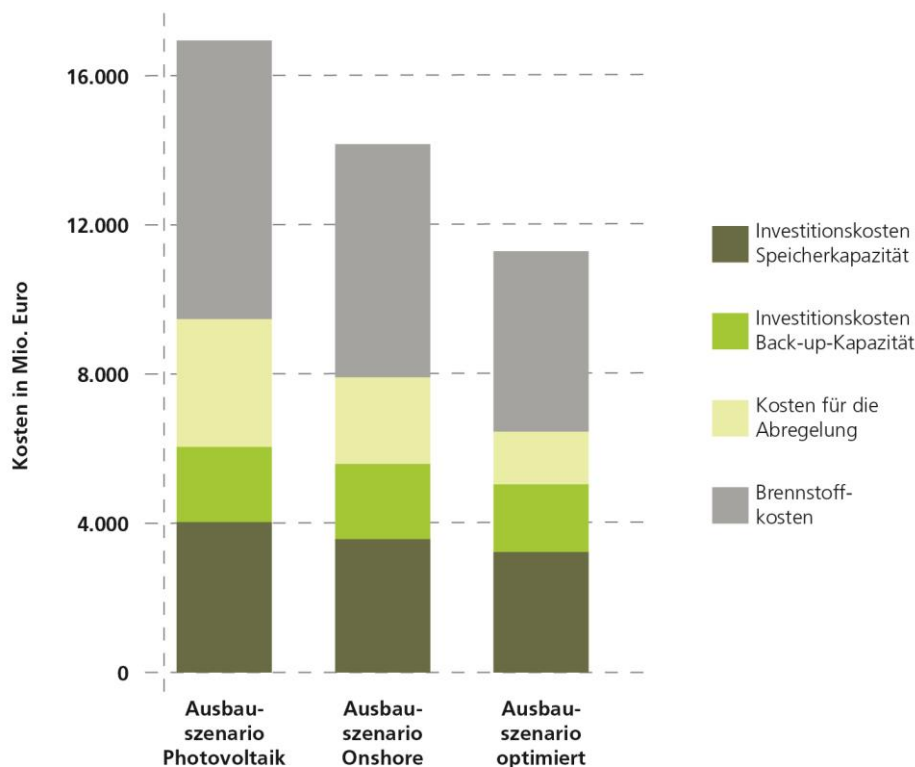
6.1.5 Abregelung von Erneuerbare-Energien-Kraftwerken

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 nicht integrierte Überproduktion ist, desto kleiner wird die Energiemenge, über die sich die EE-Anlagen refinanzieren. Bei der monetären Bewertung sind deshalb die durchschnittlichen Erzeugungskosten des Erzeugungsmix von Wind- und Solarstrom im jeweiligen Szenario unterstellt (s. Kapitel 5). Die dort zugrunde gelegten Erzeugungskosten für PV und die Windenergie wurden auf Basis der Annahme ermittelt, dass 100% der erzeugten Energie zur Refinanzierung eingesetzt werden können. Würden die Erzeugungskosten die Abregelung bereits berücksichtigen, müssten die angenommenen Stromgestehungskosten höher ausfallen. In dieser Studie erfolgt eine Bilanzierung dieser zusätzlichen Kosten aber hier, im Rahmen der Abschätzung der Flexibilitätskosten.

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 bewertet mit den durchschnittlichen Kosten des EE-Mixes 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 somit um 43 bzw. 62 Prozent.

Abbildung 15: Kumulierte Flexibilitätskosten in den untersuchten Szenarien



6.2 Kosten des Gesamtsystems

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 4).

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 4: 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 (Mrd. Euro)	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 der EE im jeweiligen Szenario

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 Sensitivitätsanalyse

Der Gesamtkosteneffekt ist sowohl von den Kosten der Flexibilität als auch der EE-Erzeugungskosten abhängig. Die Auswirkungen von unterschiedlichen Annahmen auf den Nettokosteneffekt sind in der folgenden Sensitivitätsanalyse dargestellt. Die folgenden Änderungen sind exemplarisch und vereinfacht, um grundlegende Effekte und ihre Auswirkungen aufzuzeigen und haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Die Änderung von Annahmen bei der Berechnung der Flexibilitätskosten beeinflussen die Ergebnisse des Ausbauszenarios optimiert gegenüber den Ausbauszenarien Onshore und PV wie folgt:

- Bei einer Veränderung des Zinssatzes für die Investitionen in Back-Up-Kapazität und Speicher von 5 auf 10 Prozent, steigen die Einsparungen bei den Flexibilitätskosten um 351 bzw. 651 Millionen Euro
- Bei um 25 Prozent höheren / niedrigeren Investitionskosten für Back-Up-Kapazität und Speicher steigen / sinken die Einsparungen bei den Flexibilitätskosten um 77 bzw. 191 Millionen Euro
- Bei um 50% höheren¹ Brennstoffkosten für die verbleibende Reststromnachfrage steigen die Einsparungen um 698 bzw. 1281 Millionen Euro

Die Einsparungen bei den Flexibilitätskosten im Ausbauszenario optimiert liegen damit für eine große Bandbreite möglicher Annahmen in einem Korridor zwischen 845 und 1.620 Millionen Euro im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore. Im Vergleich zum Ausbauszenario PV liegen diese zwischen 4.853 und 7.415 Millionen Euro. Die entsprechende Veränderung bei den Flexibilitätskosten wirkt sich in gleicher Höhe auch auf den Nettoeffekt bei den Gesamtkosten aus.

Zusätzlich werden bei den Stromgestehungskosten drei mögliche Abweichungen von den bisher getroffenen Annahmen bei den Stromgestehungskosten untersucht (gilt jeweils für alle drei Szenarien):

Fall 1: Die Onshore-Windenergie wird aufgrund schlechterer Standorte im Binnenland und unterschätzten Ausgaben für Schwachwindturbinen um 1ct/kWh teurer als angenommen (+16,4%):

- Ergebnis: Der positive Gesamtkosteneffekt im Ausbauszenario optimiert erhöht sich um 675 bzw. 639 Millionen Euro auf 3.555 bis 6.283 Millionen Euro im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore bzw. PV.

Fall 2: Die PV ist um 2 ct/kWh günstiger als im Basisfall angenommen (-40%), da sich die starken Preisreduktionen der letzten Jahre als langfristiger Trend fortsetzen:

- Ergebnis: Der positive Gesamtkosteneffekt im Ausbauszenario optimiert sinkt geringfügig um 59 Millionen im Vergleich zum Ausbauszenario Onshore. Allerdings sinkt der Vorteil gegenüber dem Ausbauszenario PV sehr stark um 5.327 Millionen Euro. Trotz dieser Annahme für die Entwicklung der PV-

¹ Von geringeren Brennstoffkosten als 3,6 ct/kWh ist für 2050 nicht auszugehen. Diese Annahmen stellt bereits eine Untergrenze dar.

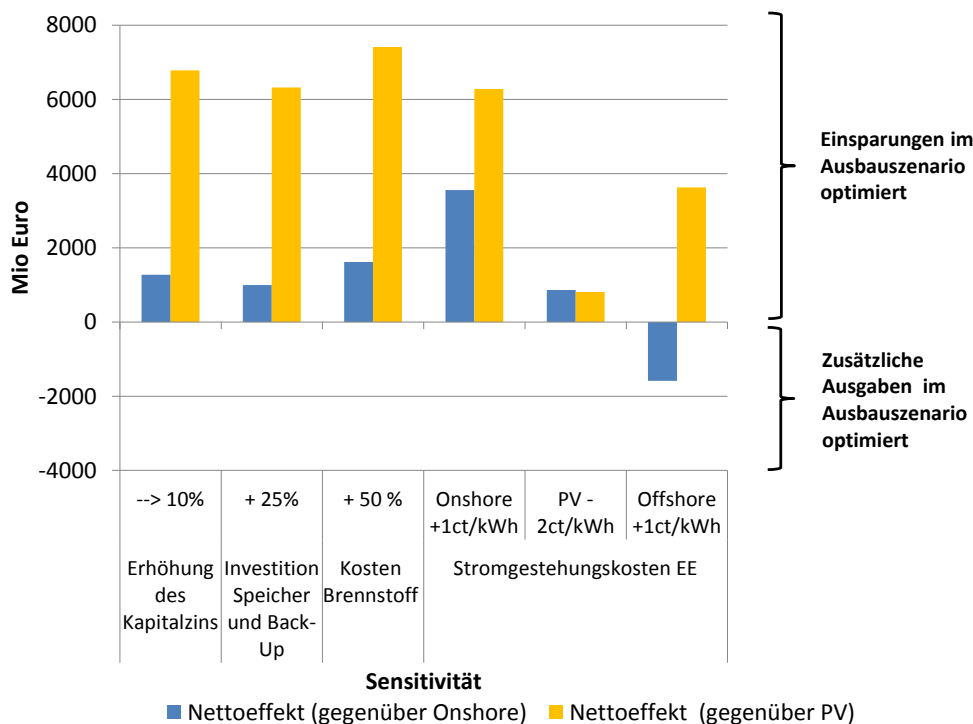
Kosten bleibt ein Nettoeffekt in Höhe von 807 Millionen Euro im Ausbauszenario optimiert bestehen.

Fall 3: Die Windenergie-Offshore ist um 1ct/kWh teurer als angenommen (+14,5%):

- Ergebnis: Der Nettokosteneffekt im Ausbauszenario optimiert sinkt gegenüber beiden Vergleichsszenarien um 2.500 Millionen Euro. Im Vergleich zum Ausbauszenario-Onshore ist der Nettoeffekt negativ (-1.586 Millionen Euro). Gegenüber dem Ausbauszenario PV bleibt ein positiver Nettoeffekt bestehen (+3.628 Millionen Euro).

Insgesamt ist davon auszugehen, dass bei einer Vielzahl von möglichen Kostenannahmen die Offshore-Windenergie deutlich positive Nettoeffekte auf die hier untersuchten Gesamtsystemkosten hat und dass die Annahmen im Basisfall die positiven Effekte tendenziell eher unterschätzen, solange die Offshore-Windenergie den angenommenen Pfad bei der Kostendegression beschreitet. Eine politische Implikation daraus ist, dass ein zu geringer Offshore-Ausbau der keine signifikanten Kostenreduktionen ermöglicht nicht zielführend ist. In Abbildung 16 sind die absoluten Nettoeffekte bzgl. der Gesamtsystemkosten bei den untersuchten Sensitivitäten dargestellt.

Abbildung 16: Differenz der Gesamtsystemkosten (Flexibilität und EE-Erzeugung) zwischen dem Ausbauszenario optimiert und den Ausbauszenarien Onshore und Photovoltaik („Nettoeffekte“) bei Änderung unterschiedlicher Annahmen



7 Offshore im europäischen Kontext

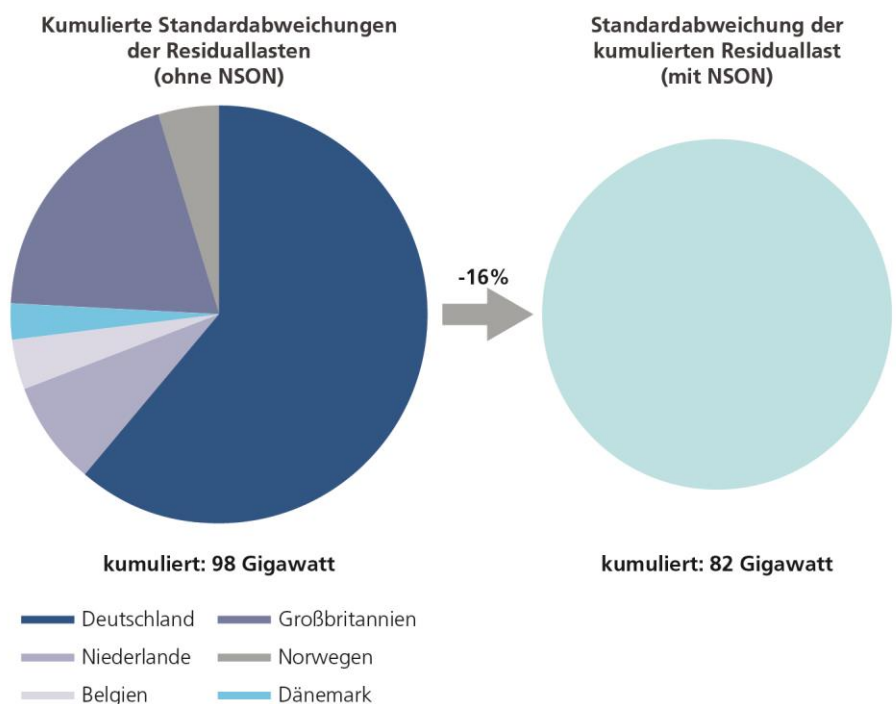
Ein grenzüberschreitendes Stromnetz im Nordseeraum kann die Verbindungen zwischen den großen Lastzentren der Region und die Übertragung von Offshore-Windenergie zu diesen Verbrauchszentren an Land verbessern. Werden zugleich Übertragungsgengpässe im Stromnetz an Land überwunden, ist ein entscheidender 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 17. 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 17: Standardabweichung der Residuallast ohne und mit Anbindung der Anrainerstaaten an ein Nordsee-Offshore-Netz (NSON)



8 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.

8.1 Fahrplantreue von Windparks

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

- zeitlich gleichmäßige Erzeugung ohne große Fluktuationen
- hohe Prognosegüte.

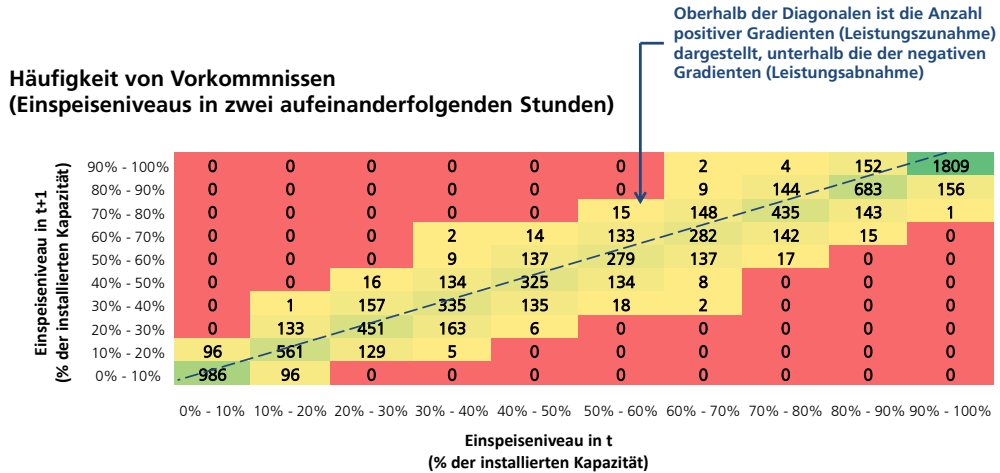
8.1.1 Gleichmäßige Einspeisung auf hohem Einspeiseniveau

Offshore-Windparks produzieren vergleichsweise gleichmäßig Energie. Das belegt die Simulation eines Offshore-Windparks auf Basis realer historischer Wetterdaten mit stündlichen Leistungszeitreihen für ein Jahr. Abbildung 18 zeigt die Leistungsvariation in Form einer Markov-Matrix auf Basis der stündlichen Einspeisewerte. Sie stellt die Häufigkeit von Leistungswechsel in Abhängigkeit des Einspeiseniveaus dar. Auf der x-Achse ist das aktuelle Einspeiseniveau (t) und auf der y-Achse das Einspeiseniveau eine Stunde später dargestellt ($t+1$). Für jede Stunde des Jahres besteht ein Vorkommnis, also z.B. 50% der Nennleistung in Zeitpunkt t und 60% in $t+1$. In Summe ergeben sich 8760 Vorkommnisse – die Anzahl der Stunden im Jahr.

Auf der Diagonalen (grüne Linie) sind die Vorkommnisse zu sehen, bei denen sich die Einspeisung innerhalb einer Stunde kaum ändert: Bei der Offshore-Windenergie treten

in 70 Prozent der Stunden im Jahr Leistungswechsel von weniger als 10 Prozent der installierten Kapazität auf. Insbesondere ist zu erkennen, dass der Offshore-Windpark besonders häufig - während rund 1800 Stunden im Jahr nahe Volllast läuft, d.h. zwischen 90 und 100 Prozent der installierten Kapazität einspeist.

Abbildung 18: Leistungsvariation bei einem exemplarischen Offshore-Windpark



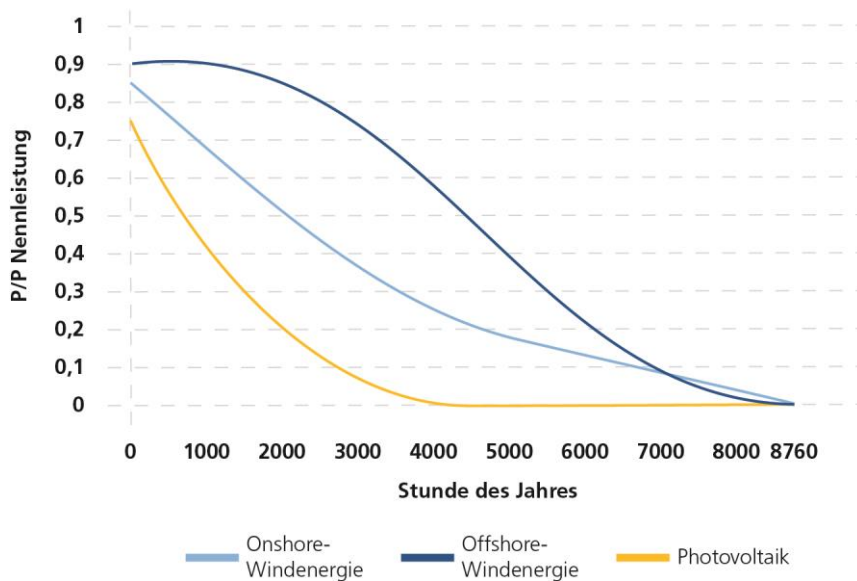
Beispiel 1: In 1809 von 8760 Stunden im Jahr liegt das Einspeiseniveau in zwei aufeinanderfolgenden Stunden zwischen 90 – 100% der installierten Kapazität

Beispiel 2: In 70 % der Stunden im Jahr treten lediglich Gradienten in Höhe von 10% der installierten Kapazität auf (Summe der Vorkommnisse auf der gestrichelten Diagonalen)

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].

Die hohe Auslastung des in dieser Studie simulierten gesamten Anlagenbestandes ist in Abbildung 19 zu sehen (Jahresdauerlinien der Einspeisung). Auch hier ist zu erkennen, dass insbesondere im Vergleich zu den anderen EE die Offshore-Windenergie eine besonders hohe Auslastung aufweist.

Abbildung 19: Jährliche Betriebsstunden von Onshore-Windenergie, Offshore-Windenergie und Photovoltaik im Jahr 2050 (Wetterjahr: 2011)



8.1.2 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 durchschnittliche Prognosefehler des Offshore-Windparks beträgt 25 Prozent der mittleren Einspeisung, der des Onshore-Windparks 60 Prozent. Das Intervall des Prognosefehlers ist dabei definiert durch das 25%-Perzentil unter dem 25% der Leistungswerte liegen und dem 75%-Perzentil über dem 25% der Leistungswerte liegen. Innerhalb des Intervalls des Prognosefehlers liegen 50% aller Prognosewerte.

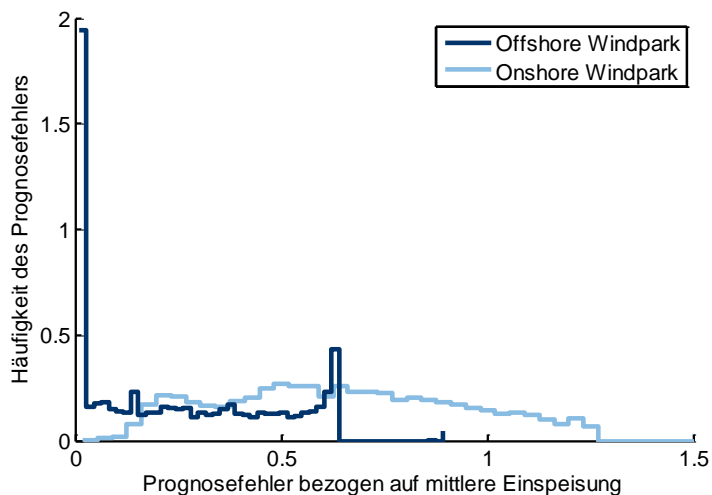
Offshore-Windparks haben häufig sehr kleine Prognosefehler, und die maximale Abweichung von der Prognose ist deutlich kleiner als bei einem Onshore-Windpark (siehe Abbildung 20). Offshore-Windparks produzieren also verlässlicher Energie und halten den gemeldeten Fahrplan besser ein. Da die Offshore-Windprognose erst am Anfang ihrer Entwicklung steht, ist von einer deutlichen Reduktion der Prognosefehler auszugehen.

Aus Sicht des Gesamtsystems gleichen sich Prognosefehler einzelner Windparks gegenseitig aus. Besonders günstig ist es, wenn die Windparks auf einer möglichst großen Fläche verteilt sind und die Wetterbedingungen sich deutlich unterscheiden. Daher ergänzen sich Onshore-Windparks und Offshore-Windparks sehr gut, ihr gemeinsamer Prognosefehler ist besonders klein.

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. Onshore-Windparks und Offshore-Windparks ergänzen sich sehr gut, ihre gemeinsamen Fluktuationen und ihre gemeinsame Prognosegüte sind besonders klein.

Das hier verwendete Verfahren für die Bestimmung von probabilistischen Prognosen wurde vom Fraunhofer IWES entwickelt. Die grundlegende Idee ist, dass der Fehler der Leistungsprognose hauptsächlich ein Resultat des Prognosefehlers der Windgeschwindigkeit ist. Daher sind die Eingangsgrößen in das Modell die Windgeschwindigkeit, deren Prognosefehler und die Windrichtung. Die Transformation des Windes in die Leistung geschieht über ein physikalisches Windparkmodell. Mit freien Parametern lässt sich das Prognosemodell an einen konkreten Windpark und ein Layout anpassen. Dieses Verfahren wurde gewählt, da auch Prognosen für Windparks erstellt werden können von denen keine Messungen vorliegen.

Abbildung 20: Verteilung des Prognosefehlers bezogen auf die mittlere Einspeisung von Offshore- und Onshore-Windparks



8.2 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 derzeit geltenden Regularien sind Windparks verpflichtet, einen vorab angemeldeten Fahrplanwert einzuhalten, um Regelleistung anbieten zu können. Der Fahrplan wird eingehalten, in dem der Windpark mit reduzierter Leistung betrieben wird. Diese Rückgänge müssen die Erträge aus der Regelleistungsbereitstellung kompensieren.

Die Analyse stützt sich zunächst auf die Betrachtung einzelner Windparks. Anschließend wird eine Bewertung des Regelleistungspotenzials für das Gesamtsystem durchgeführt. Dafür wurden die Poolgrößen des Anlagenbestandes für On- und Offshore aus dem Ausbauszenarios optimiert herangezogen – also 54 GW Offshore-Windenergie und 138 GW Onshore-Windenergie. Die Gesamtsystembetrachtung dient vor allem dazu, Rückschlüsse auf die Kosten der Regelleistungsbereitstellung zu untersuchen.

8.2.1 Angebotspotenzial Regelleistung - Einzelparks

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. Da die eingespeiste Windleistung als eine kontinuierliche stochastische Variable aufgefasst werden kann, lässt sich zu jeder beliebig gewählten Zuverlässigkeit eine Leistung finden, die mit der gewählten Zuverlässigkeit erreicht wird. Konventionelle Kraftwerke können mit einer Zuverlässigkeit von etwa 99,994% ihre Leistung für einen vorab vereinbarten Zeitraum anbieten. Daher wurde diese Zuverlässigkeit der Verfügbarkeit in dieser Studie auch für Windkraftanlagen als Maßstab angesetzt. Im Folgenden wird dargestellt, welche Energie zuverlässig angeboten werden kann, bezogen auf die Gesamtenergie aus dem Windpark. Ein Angebotspotential von 0,2 in unten dargestellter Grafik bedeutet, dass 20% der Jahresvolllaststunden mit einer Sicherheit von z.B. 99,994% angeboten werden können.

Abbildung 21: Angebotspotenzial für Regelleistung eines Offshore- und eines Onshore-Windparks für verschiedene Sicherheitsniveaus für 24 Stunden Vorlaufzeit

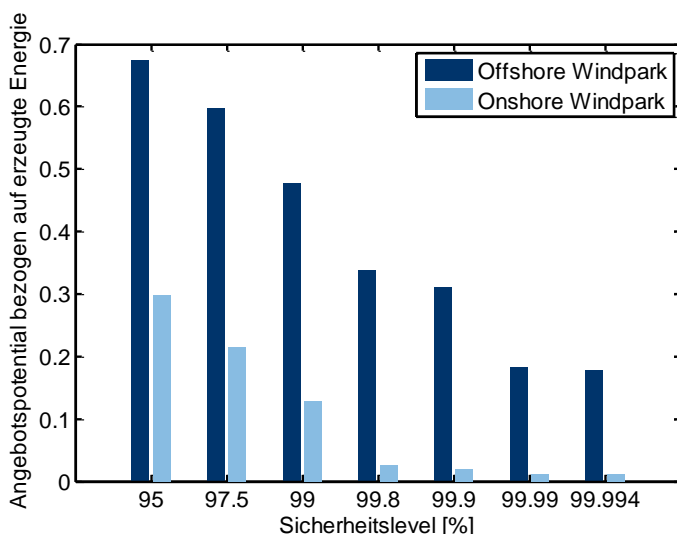


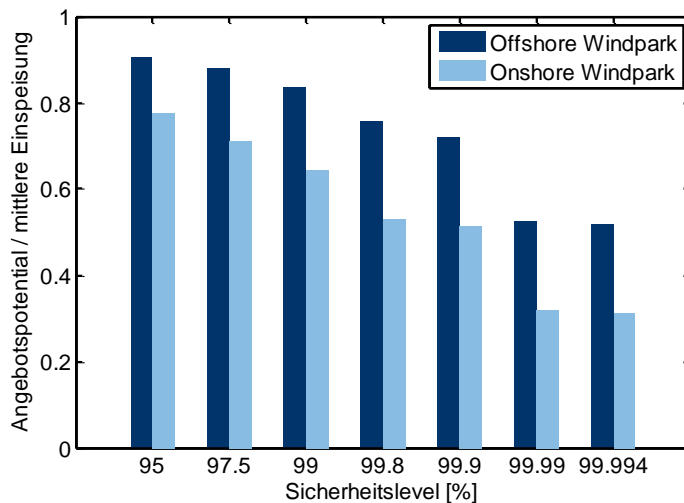
Abbildung 21 zeigt die Angebotspotenziale für beide Windparks auf Basis der Folgetagsprognose (Day-ahead). Dargestellt ist das gemittelte Angebot an Regelleistung bezogen auf die mittlere Einspeisung der Windparks und für verschiedene Zuverlässigkeitsstufen. Je höher der angegebene Prozentwert, desto 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.

In Zukunft werden Intra-Day-Auktionen wichtiger (ACER 2012). Daher wurde in der Studie auch das Angebot von Regelleistung mit einer Vorlaufzeit von einer Stunde untersucht (siehe Abbildung 22). Ein Offshore-Windpark kann deutlich mehr

Regelleistung als ein Onshore-Windpark anbieten, der Unterschied ist aber kleiner als bei dem Folgetags-Angebot.

Insgesamt haben Offshore-Windparks bezogen auf das Regelleistungsangebot sehr gute Kraftwerkseigenschaften. Ihr Angebotspotenzial bei hohen Zuverlässigkeitsniveaus ist sehr viel höher als bei Onshore-Windparks.

Abbildung 22: Angebotspotenzial für Regelleistung eines Offshore- und eines Onshore-Windparks für verschiedene Sicherheitsniveaus für eine Stunde Vorlaufzeit



8.2.2 Angebotspreise für Regelleistung (Leistungspreise) - Einzelparks

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 Ausgleichenergiepreise 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 Kraftwerkseigenschaften von Offshore-Windparks zurückzuführen. Offshore-Windenergie kann substantiell zur Systemsicherheit beitragen und zugleich die Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung signifikant reduzieren.

Tabelle 5: Angebotspreise für Regelleistung eines Onshore-Windparks und eines Offshore-Windparks (Mindestangebot zur Kostendeckung)

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

8.2.3 Angebotspotenzial Regelleistung – Gesamtsystem 2050

Nachfolgend wird exemplarisch ein windreicher Zeitpunkt für den Windparkpool Offshore und den Windparkpool Onshore aus dem Ausbauszenario optimiert über jeweils vier Tage dargestellt (siehe Abbildung 23 und Abbildung 24). Die zugrunde gelegten Analysezeitreihen basieren auf den Prognosefehlern typischer einzelner Windparks und werden extrapoliert um einen Pool zu repräsentieren. Es ist deutlich erkennbar, dass nicht nur das Leistungsangebot bei der Offshore-Windenergie absolut höher ist, sondern dieses auch deutlich weniger im Zeitverlauf schwankt. Dies ist insbesondere gut, um notwendige Leistungsänderungen der Back-up-Kapazität bei der Deckung der Residuallast zu verringern. Dies reduziert im Allgemeinen die Lastwechselfolgekosten dieser Kraftwerke. Darüber hinaus bedeutet es, dass die Gradientenanforderungen (schnelle Leistungsanpassungen) an diese Kraftwerke weniger herausfordernd sind. Für die Regelleistung bedeutet es, dass Offshore-Windenergie in der Lage ist, auch Blockangebote von z.B. vier Stunden liefern kann.

Die Grafiken zeigen die probabilistische Day-Ahead-Prognose (orangene Linie), die probabilistische 1h-Intraday-Prognose (hellblaue Linie), die aktuelle Einspeisung (rote Linie), das Day-Ahead-Angebotspotential für 4-Stunden-Blöcke (orange Blöcke / wenn von Intraday-Potential überlagert in grünblauen Blöcken) und das Intraday-Angebotspotential für 4-Stunden-Blöcke (blaue Blöcke). Für die Offshore-Windenergie gilt, dass das Prognosesystem nicht zu allen Zeiten Werte geliefert hat. Für die Potentialbestimmung wurde deswegen an diesen Stellen der Wert 0 gesetzt. Ohne diese Fehler würde das Regelleistungspotential der Offshore-Windenergieanlagen im Jahr gesehen noch höher ausfallen als es ohnehin schon ist.

Abbildung 23: Angebotsmengen auf dem Day-Ahead (dunkelblau/orange) und Intra-Day-Markt (hellblau) mit einer Zuverlässigkeit von 99,994% für den 138 GW Onshore-Windparkpool für vier exemplarische windstarke Tage im Betrachtungszeitraum

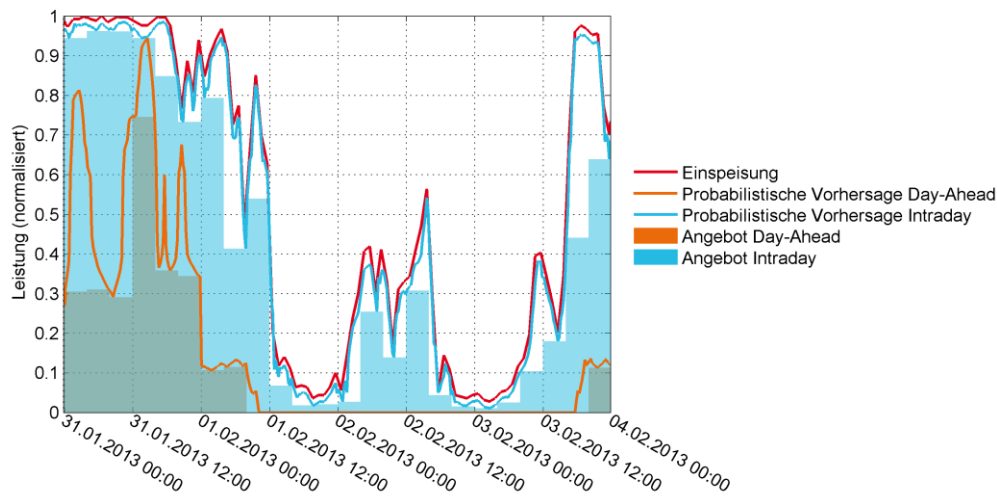
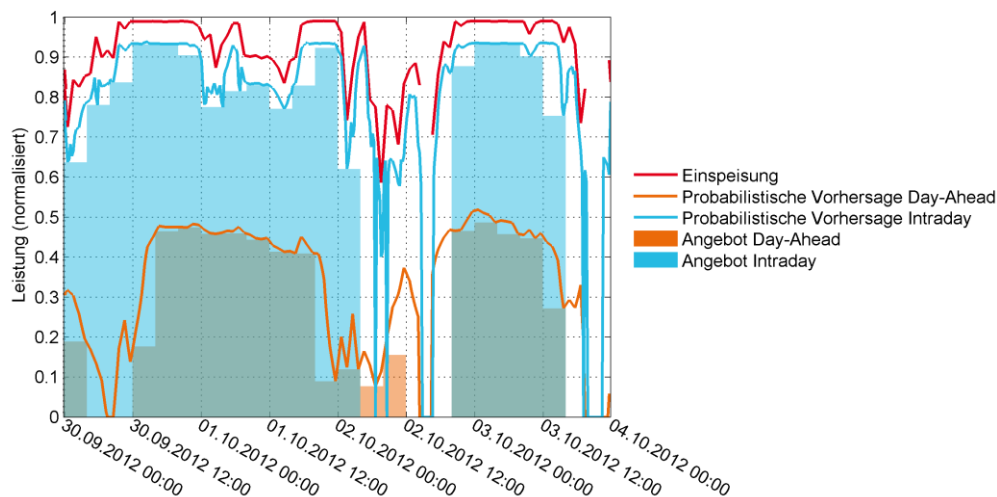


Abbildung 24: Angebotsmengen auf dem Day-Ahead (dunkelblau/orange) und Intra-Day-Markt (hellblau) mit einer Zuverlässigkeit von 99,994% für den 54 GW Offshore-Windparkpool für vier exemplarische windstarke Tage im Betrachtungszeitraum



Die vorangegangenen Potentiale lassen sich auch im Jahresverlauf darstellen. Wie in den nachfolgenden Grafiken dargestellt wird, hat die Offshore-Windenergie im Jahresverlauf gesehen das höhere Potenzial, trotz des kleineren Gesamtpools (Abbildung 25 und Abbildung 26). Das Angebotspotenzial am Vortag wird durch die abgebildeten Flächen repräsentiert. Während mehr als 2000 Stunden des untersuchten Jahres ist das Angebotspotenzial bei einer Sicherheit von 99,994% größer als 20 GW. Bei der Onshore-Windenergie sind es etwa 500 Stunden im Jahr mit mehr als 10 GW. Dieser Unterschied zeigt deutlich die bessere Angebotscharakteristik von Offshore-Windparks.

Die ebenfalls in Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellten Preise (repräsentiert durch Linien) sind Ergebnisse hypothetischer Untersuchungen. Die dargestellten Preise müssten von einem Pool von Windparks mit einer installierten Leistung von 54 GW in 2050 mindestens geboten werden, um kostendeckend Regelleistung anbieten zu können. Die Mindestgebotspreise sind stark von den im Spotmarkt zu erzielenden

Preisen abhängig, die für das untersuchte Szenario nicht prognostiziert werden können. Da hier aber sowohl die Offshore-Windenergie als auch die Onshore-Windenergie unter denselben Rahmenbedingungen verglichen werden, ist eine qualitative Aussage über die Tendenz möglich. Dies kann aber nicht als Preisprognose für 2050 angesehen werden.

Abbildung 25: Angebotspreise als Jahresdauerlinie mit den dazugehörigen Angebotsmengen (Flächen) für einen hypothetischen Onshore-Windparkpool von 138 GW im Zeitraum vom 1. Juni 2012 bis 31. Mai 2013

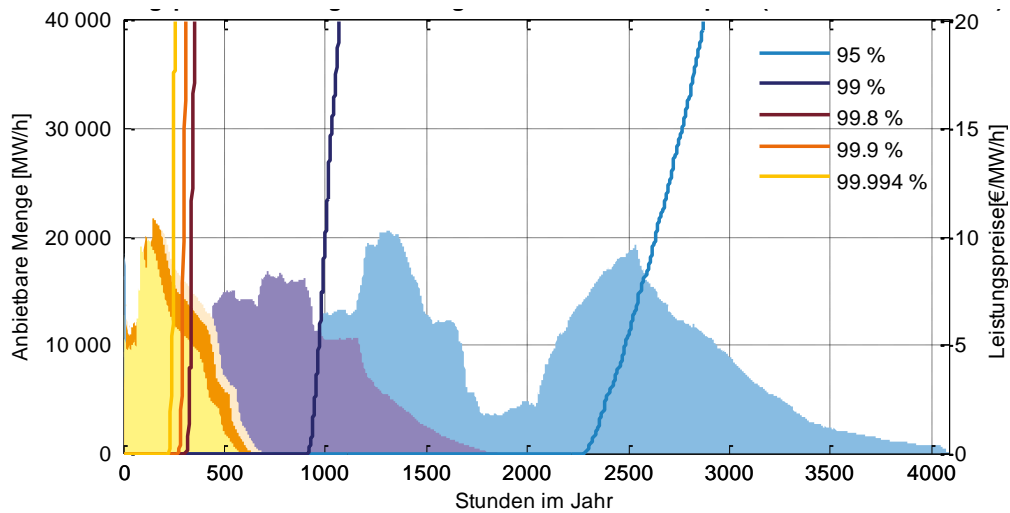
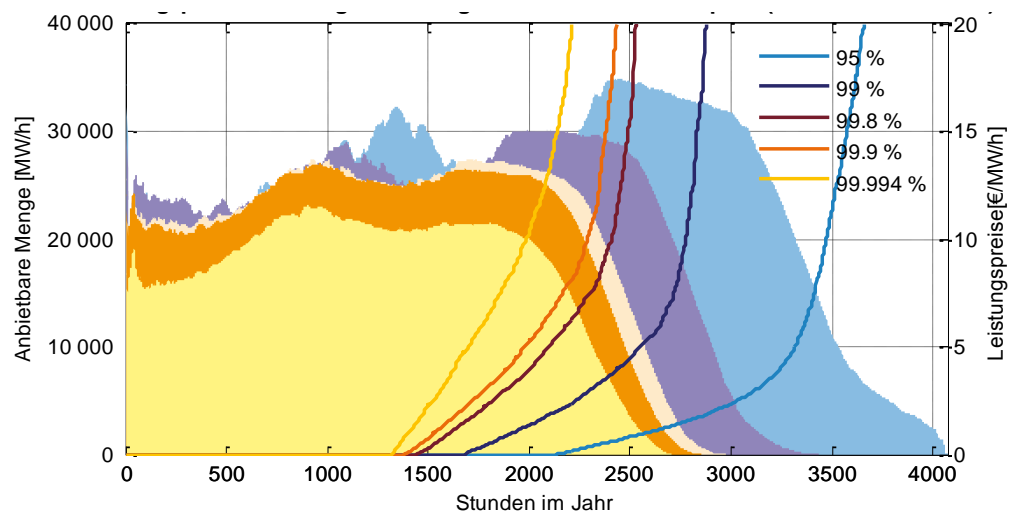


Abbildung 26: Angebotspreise als Jahresdauerlinie mit den dazugehörigen Angebotsmengen (Flächen) für einen hypothetischen Offshore-Windparkpool von 54 GW im Zeitraum vom 1. Juni 2012 bis 31. Mai 2013



Werden diese Preise und Angebotsmengen mit der für 2050 installierten Leistung nun heute am Minutenreservemarkt zur Erbringung von Regelleistung eingesetzt, würden sich erhebliche Einsparpotentiale ergeben. Dies gilt insbesondere für die Offshore-Windenergie, die aufgrund ihrer besseren Angebotscharakteristik, trotz geringerer Poolgröße, mehr Regelleistung bereitstellen kann. Dies gilt insbesondere für die Bereitstellung auf einem hohen Sicherheitsniveau und Produktlängen von vier Stunden und mehr.

Nachfolgend wird gezeigt, welche Kosteneinsparpotentiale sich durch die Beteiligung der Pools am heutigen Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve ergeben würden (Abbildung 27 und Abbildung 28). Die blaue Linie repräsentiert dabei das maximale Kostenreduktionspotential aus Systemsicht. Das bedeutet, dass die angebotene Regelleistung zu Grenzkosten angeboten wird. Damit hat der Windparkbetreiber kein zusätzliches Einkommen generiert. Die grüne Linie ist das minimale Einsparpotential aus Systemsicht. Das bedeutet, dass der Windparkbetreiber Regelleistung nach Marktgesichtspunkten anbietet und versucht sein Einkommen zu maximieren. Der grüne Bereich zwischen den Linien ist dann der Zusatzerlös, welcher entweder auf die Anbieter oder die Käufer der Regelleistung entfallen kann.

Abbildung 27: Energiewirtschaftliche Auswirkungen einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve für einen hypothetischen Onshore-Windparkpool von 138 GW im Zeitraum vom 1. Juni 2012 bis 31. Mai 2013

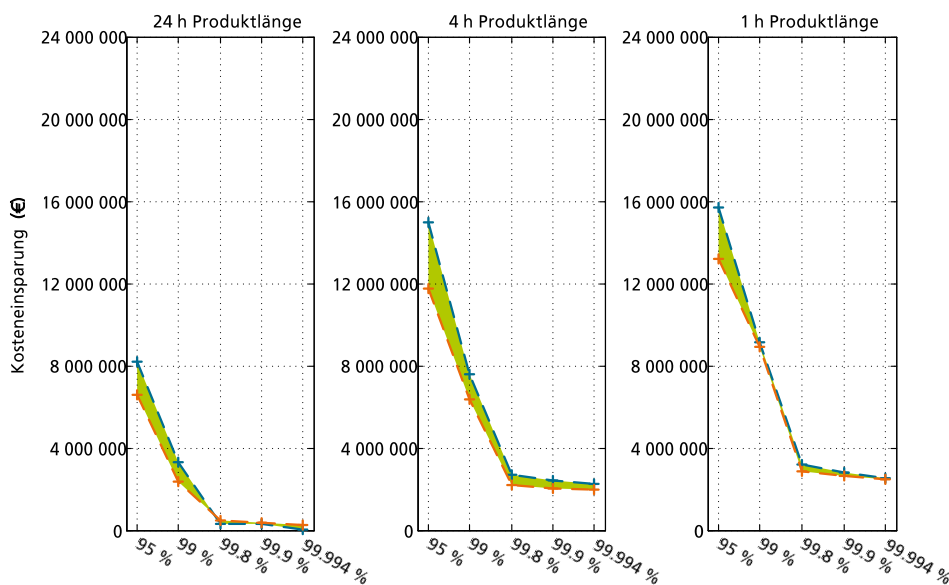
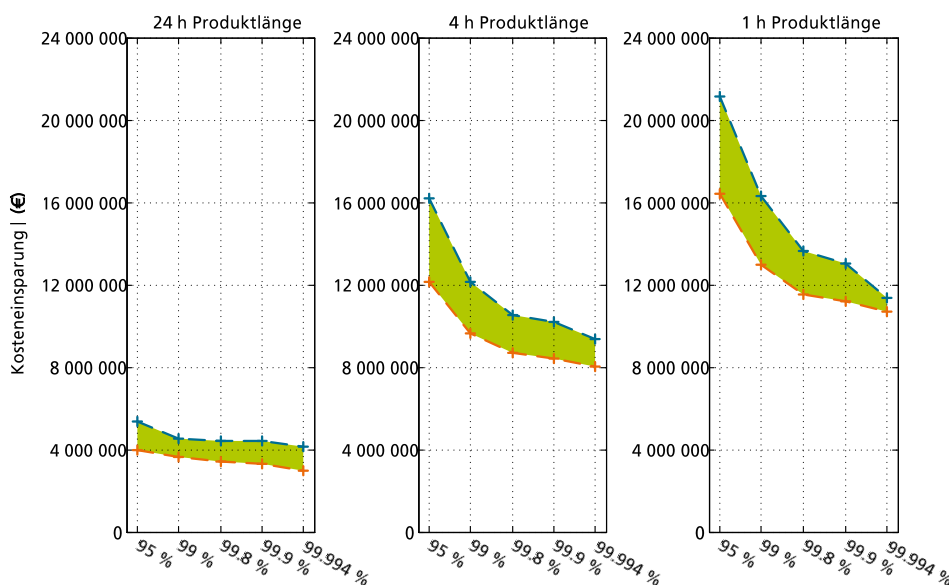


Abbildung 28: Energiewirtschaftliche Auswirkungen einer Teilnahme am Regelleistungsmarkt für negative Minutenreserve für einen hypothetischen Offshore-Windparkpool von 54 GW im Zeitraum vom 1. Juni 2012 bis 31. Mai 2013



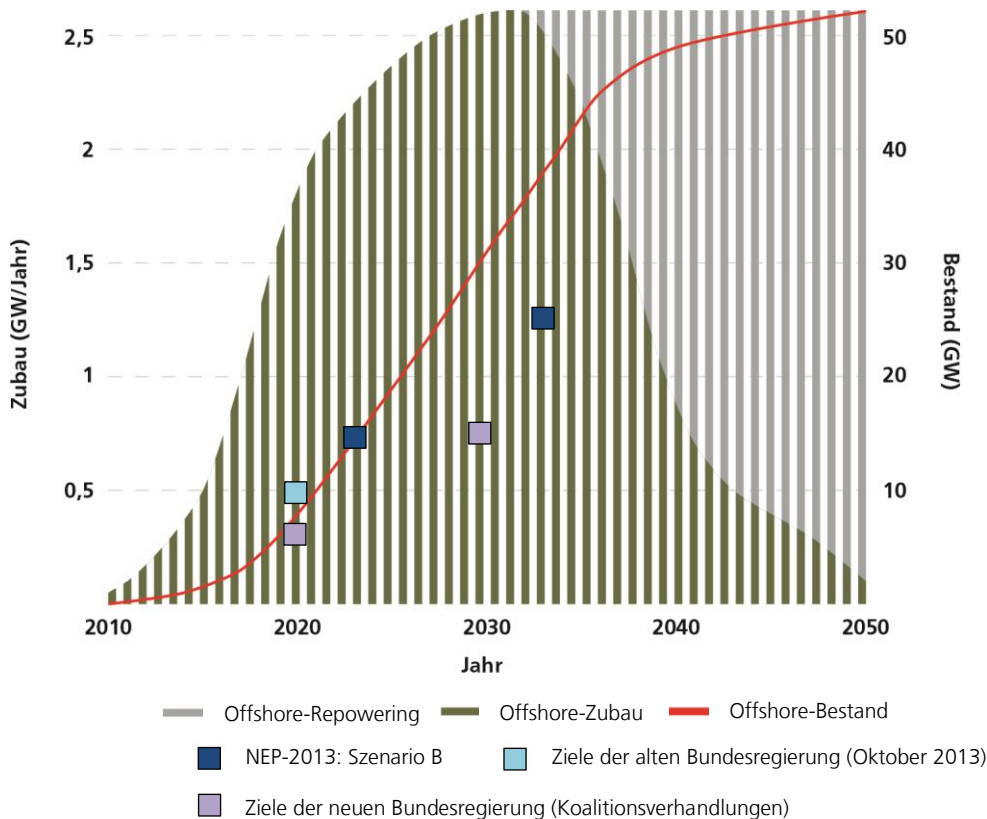
Mit einer Regelleistungsbereitstellung durch Windkraftanlagen könnte unter heutigen Bedingungen Geld für Bereitstellung gespart werden, wenn die für 2050 angenommen installierten Leistungen schon heute zum Einsatz kämen. Bei heutigen Marktbedingungen und einer Zuverlässigkeit von 99,994% und einer Produktlänge von vier Stunden würde der angenommene Onshore-Windparkpool die Bereitstellungskosten maximal um ca. 2. Mio. Euro verringern, während der Offshore-Windparkpool die Bereitstellungskosten um ca. 10 Mio. Euro verringern könnte. Damit würde der Offshore-Windpark nicht nur wesentlich mehr zur Systemsicherheit beitragen sondern diese zusätzlich auch noch günstiger bereitstellen als Onshore-Windparks. Diese Kosteneinsparungen, die bei der Regelleistungsbereitstellung erzielt werden können, sind in den Gesamtsystemkosten (siehe Kapitel 6) noch nicht berücksichtigt. Sie stellen somit einen zusätzlichen Nutzen im Ausbauszenario optimiert dar.

9 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 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 29: Ausbaupfade der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2050 im Vergleich – Szenario optimiert sowie Ziele der Bundesregierung und des Netzentwicklungsplans



Für die Offshore-Windenergie in Deutschland ist solch ein kontinuierlicher Ausbaupfad exemplarisch (modelltheoretisch) in Abbildung 29 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 von der Bundesregierung geplante Ausbau von 10 GW bis zum Jahr 2020 bzw. der im Netzentwicklungsplan (NEP) vorgesehene Ausbau bis 2023 ausreichend ist, um die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen. Diese sind hier durch den

Ausbaupfad des zugrunde gelegten Szenarios repräsentiert (vgl. Bestand und NEP-Ziel für 2023). Die im Koalitionsvertrag vereinbarten Ziele der neuen Bundesregierung sind zwar mit 6,5 GW bis 2020 als realistisch einzuschätzen, bleiben aber mit nur 15 GW bis 2030 weit hinter einem klimapolitisch ambitioniertem Ausbaupfad zurück. Hierfür müsste die Offshore-Branche in den folgenden Jahrzehnten deutlich stärker wachsen als von der Politik angenommen.

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 Windenergie-Offshore leistet hierbei durch die besseren Bedingungen an See einen wertvollen Beitrag.

Zudem hat die Studie 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.

1 0 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.

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.

1 1 Literaturverzeichnis

AEE 2012: Studienvergleich: Entwicklung der Investitionskosten neuer Kraftwerke; Agentur für Erneuerbare Energien; 2012.

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

ASUE 2011: BHKW-Kenndaten 2011, Module, Anbieter, Kosten; Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.v., 2011.

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.

Molly 2012: Design of Wind Turbines and Storage: A Question of System Optimisation; in: DEWI Magazin Nr. 40; 2012.

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