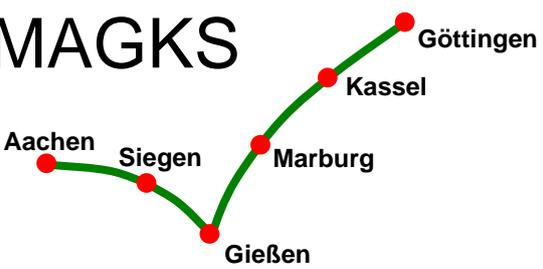


<p>MAGKS</p>  <p>Aachen Siegen Marburg Gießen Kassel Göttingen</p>	<p>Joint Discussion Paper Series in Economics</p> <p>by the Universities of Aachen · Gießen · Göttingen Kassel · Marburg · Siegen</p> <p>ISSN 1867-3678</p>
--	--

No. 03-2010

Sebastian Schröer und Ulrich Zierahn

**Die deutschen Ausbauziele für erneuerbare Energien:
Eine Effizienzanalyse**

This paper can be downloaded from
http://www.uni-marburg.de/fb02/makro/forschung/magkspapers/index_html%28magks%29

Coordination: Bernd Hayo • Philipps-University Marburg
Faculty of Business Administration and Economics • Universitätsstraße 24, D-35032 Marburg
Tel: +49-6421-2823091, Fax: +49-6421-2823088, e-mail: hayo@wiwi.uni-marburg.de

Die deutschen Ausbauziele für erneuerbare Energien: Eine Effizienzanalyse

Sebastian Schröer

Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut – HWWI

schroeer@hwwi.org

Ulrich Zierahn

Universität Kassel und Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut – HWWI

zierahn@hwwi.org

Abstract

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als sehr erfolgreich beim Aufbau der noch nicht wettbewerbsfähigen erneuerbaren Energien (EE) erwiesen. Nachteilig ist, dass durch die gezielte Auswahl der einzelnen EE und die Festsetzung spezieller Einspeisevergütungen auf einen Wettbewerb der EE untereinander verzichtet wird. Die Bundesregierung gibt in der Leitstudie sowohl allgemeine als auch individuelle Ausbauziele für die einzelnen EE aus, womit implizit die Einspeisevergütungen bestimmt werden. Wir untersuchen die Effizienz dieser Ausbauziele anhand der Kosten der Kapazitätsinstallation und zeigen mit einem einfachen statischen Modell, dass die allgemeinen Ausbauziele für das Jahr 2020 kostengünstiger erreichbar sind.

The German Renewable Energy Law (EEG) has been a very successful instrument in raising the share of the renewable energies that are not yet competitive. However, a detrimental consequence of this policy is that, through specific feed-in tariffs, it hinders the competition among particular renewable energies. Within the framework of the “Lead Study 2008” the German Government set targets both for renewable energies and related technologies and hence affects the particular feed-in tariff. By means of a static model, we analyse in this article the efficiency of the targets for 2020 regarding renewable energies and show that they can be achieved at lower costs.

1 Einleitung

Mit den Maßnahmen zur Linderung des Klimawandels steht der Energiesektor derzeit vor großen Herausforderungen. Denn neben der Umweltverträglichkeit muss eine zukünftige Energiepolitik auch die Ziele Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit beachten. Alle drei Ziele werden als gleichwertig angesehen und stellen so beträchtliche Ansprüche an die Organisation der Energiemärkte. Hinsichtlich der Energieträger kommt den erneuerbaren Energien (EE) eine besondere Bedeutung zu. Sie müssen außerdem den politisch beschlossenen Kernenergieausstieg kompensieren. Die Bundesregierung hat daher mit den Ende August 2007 veröffentlichten Meseberger Beschlüssen das Ziel ausgegeben, bis zum Jahr 2020 25 bis 30 % und bis 2050 mindestens die Hälfte der Strombereitstellung aus EE abzudecken.¹ Zudem hat die EU-Kommission unlängst festgelegt, dass Deutschland bis 2020 mindestens 18 % des verbrauchten Stromes mit EE erzeugen und weiterhin seinen CO₂-Ausstoß gegenüber 2005 um mindestens 14 % senken muss.²

Jenseits der Frage, ob das Nebeneinander von CO₂-Zertifikate-Handel und direkter EE-Förderung Effizienzkriterien genügt, ist die Umsetzung dieser Kapazitätsziele bedeutsam. Da die meisten EE noch nicht wettbewerbsfähig sind, kann nur ein Subventionsmechanismus sicherstellen, dass die Ziele erreicht werden. Konzeptionell ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit festgeschriebenen und degressiv sinkenden Einspeisevergütungen eine optimale Lösung, um Anreize zur Investition in EE bei gleichzeitiger Kostensenkung zu schaffen. Bei der Ausgestaltung der Einspeisevergütungen steht die Bundesregierung jedoch vor dem Dilemma, dass bei zu niedriger Preissetzung die Ziele nicht erreicht werden und bei zu hoher Preissetzung die Kosten der Zielerreichung steigen. Überdies wurden aufgrund der stark divergierenden Kosten für die unterschiedlichen EE spezielle Einspeisevergütungen festgesetzt, die die ausgewählten Energieträger gleichstellen und einen Wettbewerb der EE untereinander verhindern. Dies ist bedauerlich, da Wettbewerb ein effizientes Mittel ist, um überlegene Technologien auszuwählen und die Ausbauziele kostenminimal zu erreichen.

In diesem Beitrag untersuchen wir anhand der Leitstudie der Bundesregierung, wie effizient der Ausbau der EE im Bereich der Stromerzeugung ist. Mit einem einfachen Modell betrachten wir dabei nur die Kosten der Kapazitätsinstallation. Das Hauptaugenmerk liegt auf der Analyse der einzelnen Energieträger. Konkret stellt sich die Frage, ob die Ausbauziele bis zum Jahr 2020 mit geringeren Kosten zu erreichen sind.

¹ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007 a).

² EU-Kommission (2008).

Die Analyse gliedert sich wie folgt: Abschnitt 2 stellt die Förderung der EE in Deutschland sowie seine Begründung dar. Abschnitt 3 betrachtet die in der Leitstudie implizierten Kosten der EE sowie seiner Entwicklung und untersucht die Auswirkungen von Annahmevariationen. In Abschnitt 4 wird anhand verschiedener Szenarien die Effizienz der EE-Förderung überprüft. Abschließend diskutiert Abschnitt 5 die Ergebnisse.

2 Die Förderung der erneuerbaren Energieträger in Deutschland

Der Anteil der EE an der Stromerzeugung ist in den letzten Jahren aufgrund der Förderung rasant gewachsen. Im Jahr 2007 wurden bereits 14 % des verbrauchten Stromes durch EE erzeugt, was 86,8 Terawattstunden entsprach.

	Bruttostromerzeugung in GWh	Anteil an Stromerzeugung in %
Wasserkraft	21.249	3,4
Windenergie	39.713	6,4
Photovoltaik	3.075	0,5
Biogene Festbrennstoffe	8.743	1,4
Biogene flüssige Brennstoffe	1.485	0,2
Biogas	6.425	1
Klärgas	983	0,2
Deponiegas	1.009	0,2
Biogener Anteil des Abfalls	4.130	0,7
Geothermie	0,4	< 0,1
Σ	86.811	14

Tabelle 1: Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger in Deutschland 2007

Quelle: BMU (Stand: Dezember 2008).

Entsprechend dem Leitszenario wird sich der Anteil der erneuerbaren Energieträger am gesamten Stromverbrauch bis 2020 auf 30,4 % beziehungsweise 178 Terawattstunden erhöhen. Wie sich in Abbildung 1 erkennen lässt, soll dieses Wachstum im Wesentlichen durch den starken Ausbau der Offshore-Windenergie, der Photovoltaik und der Biomasse getragen werden. Die Energieträger Wasserkraft und Onshore-Windenergie, die Stromerzeugung aus Geothermie sowie der EE-Import können bis 2020 dagegen kaum zulegen.

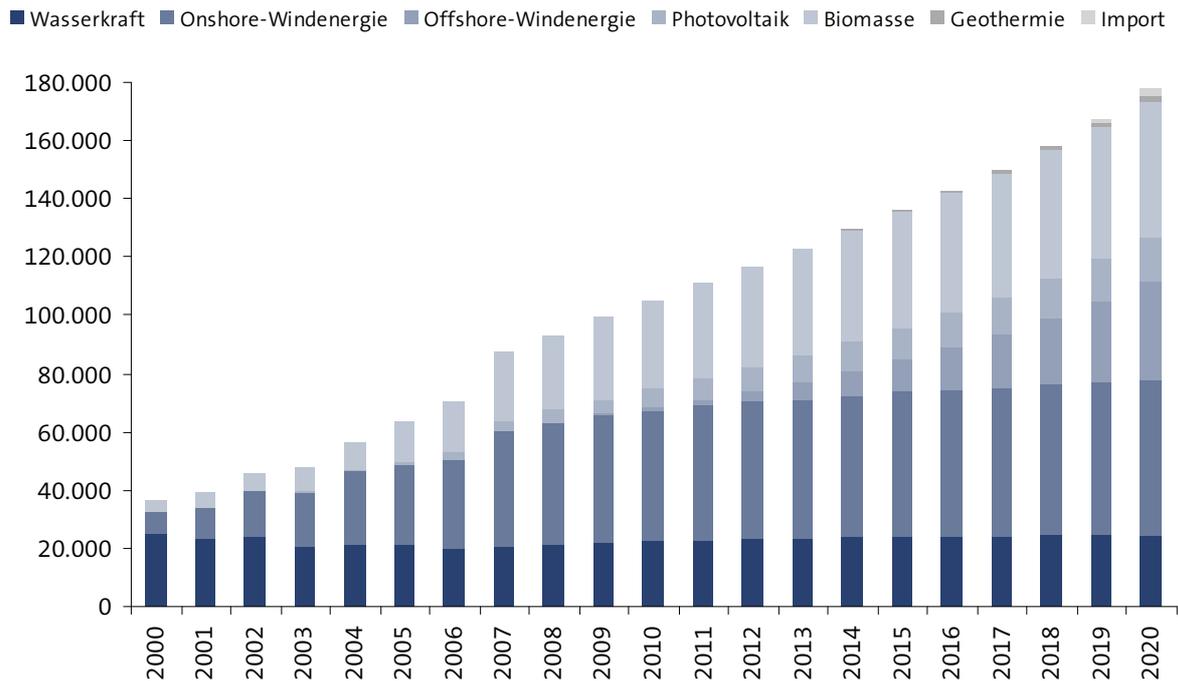
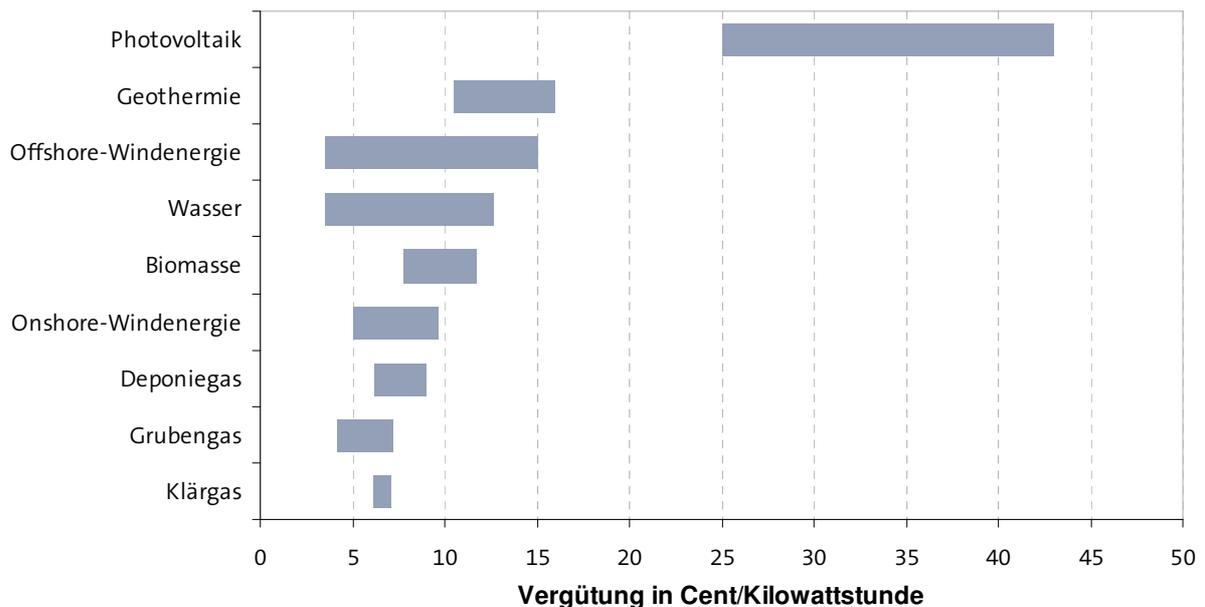


Abbildung 1: Leitszenario 2008: Stromerzeugung aus EE bis 2020 in Gigawattstunden

Quelle: BMU (2008).

Um diese Entwicklung sicherzustellen, garantiert das EEG für jeden Energieträger bei Einspeisung in das Stromnetz einen entsprechenden Vergütungssatz (vgl. Abbildung 2), da die EE mehrheitlich noch nicht wettbewerbsfähig sind.³



³ Tatsächlich existiert eine Vielzahl von Einspeisesätzen pro EE, die von der Größe der Anlage, dem Datum der Inbetriebnahme und dem Ort der Aufstellung abhängig sind (siehe EEG).

Abbildung 2: Stromeinspeisevergütungen gemäß EEG 2009

Quelle: EEG.

Die Förderung der EE wird mit einer Reihe von politischen und ökonomischen Erwägungen begründet:⁴ Neben der Reduzierung der Treibhausgasemissionen werden internationale Beschlüsse der EU und UN angeführt. Weiterhin werden die Schaffung von Arbeitsplätzen sowie industriepolitische Gründe genannt. So werde das Wachstum der EE durch die technologischen Innovationen die internationale Wettbewerbsposition Deutschlands stärken. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass die Unabhängigkeit bei der Energieversorgung aus sicherheitspolitischen Erwägungen vorteilhaft sein könne und gleichzeitig als Vorbild für andere Länder zu sehen sei.

Die Auswahl der Energieträger und ihrer Anteile wird im Leitszenario nicht explizit erläutert. Es wird eher implizit unterstellt, dass sich die gegenwärtig vorhandenen und technisch aussichtsreichen Technologien langfristig etablieren und zukünftig gegenüber den etablierten wettbewerbsfähig sein werden.⁵ Dies geht einher mit den Einspeisevergütungen der Energieträger, deren Festlegung sich an den Kosten zu orientieren scheint, offensichtlich jedoch in einem politischen Prozess festgelegt wird.⁶ Exakte Analysen der Kostensituation sind nur schwer ersichtlich. Auch die Festsetzung der Degression scheint eher in einem politischen Prozess stattzufinden als anhand ökonomischer Methoden, wie sie von ähnlichen Problemstellungen, beispielsweise der Zugangsregulierung in Netzindustrien, bekannt sind.⁷

Die ökonomischen Gründe der EE-Förderung werden in der Literatur umfassend diskutiert. Generell können die Investitionen aus zwei Gründen effizient sein: Erstens, wenn nur diese entsprechende technische Entwicklungen garantiert, die wiederum aus irgendwelchen Gründen einer langsameren Entwicklung ökonomisch vorzuziehen sind. Zweitens wäre denkbar, dass sich nur hierdurch Exportchancen eröffnen, die die Investitionskosten überkompensieren. Beide Erwägungen sind jedoch problematisch. Die erste Argumentation ist einerseits spekulativ und andererseits wenig plausibel: Spekulativ, weil technische Entwicklung bzw. Anreize zur Investition in Forschung und Entwicklung (F&E) sich nicht zwingend aus Kapazitätsinvestitionen ergeben müssen. Eine direkte F&E-Förderung könnte effizienter sein.⁸ Unplausibel ist dies darüber hinaus, weil man impliziert, dass sich diese Technologie am Markt durchsetzen wird, was keinesfalls sicher ist. Die möglichen Gewinne, die sich aus dem Ex-

⁴ Vgl. EEG.

⁵ Vgl. hierzu auch Neij (1997).

⁶ Vgl. hierzu BMU (2007 b) mit den entsprechenden Empfehlungen.

⁷ Zur Festsetzung der Windenergieeinspeisesätze vgl. Michaelowa (2005).

⁸ Unter Umständen wäre es auch möglich, dass durch die hohen garantierten Vergütungen die Anreize zur Investition in F&E sinken.

port ergeben, sind ebenso höchst spekulativ. Zwar zeigen sich gegenwärtig Pioniervorteile der Länder, die bereits in EE investiert haben, jedoch ist nicht klar, ob sie andauern und die Anfangskosten überkompensieren können.⁹ Eindeutige Aussagen sind insofern erst in einigen Jahren zu treffen, wenn sich die Industrie auch ohne Förderung etabliert hat. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass ausländische Unternehmen beim Kapazitätsaufbau in Deutschland teilweise erhebliche Marktanteile besitzen und daher auch potenzielle ausländische Exportindustrien gefördert werden. Aus Wohlfahrtssicht ist dies nicht ungünstig, jedoch entspricht es nicht der Zielstellung der Förderung der deutschen Exportindustrie.

Da sich die ökonomischen Gründe zur EE-Förderung keineswegs als zwingend erweisen, kann gefolgert werden, dass die übrigen Gründe schwerer wiegen. Dies würde auch erklären, warum jenseits der Frage nach dem Sinn der EE-Förderung die Frage nach der Auswahl der einzelnen erneuerbaren Energieträger offenkundig nicht mit Effizienzkriterien begründet wird. Vielmehr werden die EE implizit als eine Gesamtheit betrachtet und angenommen, dass sich alle EE zwangsläufig am Markt durchsetzen werden und daher förderungswürdig sind, wobei die Höhe der Förderung ausschließlich von den technischen Gegebenheiten abhängig ist. Gleichzeitig wird offensichtlich auch angenommen, dass der Nutzen der Förderung in jedem Falle höher ist als deren Kosten. Insofern wird die Entscheidung des Marktes nicht nur hinsichtlich des EE-Sektors, sondern auch für alle seine einzelnen Energieträger vorweggenommen.

Betrachtet man sowohl die Ausbauziele der EE als auch die Auswahl der Energieträger als Datum, sind die volkswirtschaftlichen Kosten hierfür von Interesse. Die direkten Kosten der EE-Förderung ergeben sich einerseits aus den Investitionen zum Aufbau der Kapazität und andererseits aus den garantierten Einspeisevergütungen. Typischerweise benötigen jene Technologien, die hohe Investitionskosten erfordern, auch höhere Einspeisevergütungen, sodass sich intuitiv Einsparpotenziale bei der Zielerreichung ergeben. Dies soll in den nächsten beiden Abschnitten näher untersucht werden.

⁹ Vgl. Lewis und Wiser (2007), die in ihrer Untersuchung der Windindustrie einen positiven Einfluss des heimischen Marktes auf die Exporttätigkeit feststellen.

3 Effizienz- und Sensitivitätsanalyse der EE-Förderung

Da die Leitstudie sowohl die Investitionen in die einzelnen Energieträger als auch die installierte Leistung für die Stromerzeugung betrachtet, unterstellt dies implizit Investitionsmultiplikatoren für die verschiedenen Energieträger. Im Folgenden werden diese Investitionsmultiplikatoren im Rahmen einer Effizienzanalyse genauer untersucht und diskutiert, welchen Einfluss ein veränderter technischer Fortschritt auf die Installationskosten hätte. Die Analyse beschränkt sich auf die Energieträger Offshore- und Onshore-Windenergie, Photovoltaik und Biomasse, da die sonstigen erneuerbaren Energieträger zumindest im betrachteten Zeitraum bis 2020 von nur geringer Bedeutung sind.

3.1 Methode und Verlauf der Investitionsmultiplikatoren

Die in der Leitstudie implizierten Investitionsmultiplikatoren ergeben sich aus der Relation der Investitionen eines Jahres t und der in diesem Jahr aufgebauten Kapazität:

$$\text{Investitionsmultiplikator } (t) = \text{Investitionen } (t) \text{ [Mio. €]} / \text{aufgebaute Kapazität } (t) \text{ [MW]}$$

Bei der aufgebauten Kapazität wird jeweils sowohl der Neubau als auch der Erneuerungsbedarf berücksichtigt. Da die Leitstudie die Investitionsdaten für Windenergie nicht nach On- und Offshore unterteilt, wird der Investitionsmultiplikator für Onshore-Windenergie aus dem Verlauf der Investitionen bis 2007 abgeleitet, weil bis 2007 keine Offshore-Windkapazität aufgebaut wurde. Dieser folgt einem sehr deutlichen Trend: Eine einfache Regressionsanalyse¹⁰ des Investitionsmultiplikators für Onshore-Windenergie mit einem exponentiellen Trend über die Zeit ergibt einen Korrelationskoeffizienten von 0,99. Aus dieser Rechnung geht hervor, dass der Investitionsmultiplikator jedes Jahr um 2,2 % abnimmt, woraus sich die Investitionen für Onshore-Windenergie ab 2008 berechnen lassen. Die restlichen Investitionen für Windenergie sind somit der Offshore-Windenergie zuzurechnen. Aufgrund des deutlichen Trends ist der Fehler dieser Zurechnung vergleichsweise gering.

Die Investitionen in Biomasse teilen sich in die Wärme- und Stromerzeugung auf, da Biomasse überwiegend in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt wird. Da KWK-Anlagen als Einheit zu betrachten sind, ergibt sich für die Analyse das Problem der Aufteilung der Investitionen, da hier nur die Stromerzeugung betrachtet wird. Als Lösung nehmen wir eine Aufteilung entsprechend dem Verhältnis des Stromnutzungsgrades zum Gesamtnutzungsgrad der Anlagen vor. Dieser betrug 2005 34,37 %. Entsprechend werden die Investitionen

¹⁰ Aufgrund der geringen Anzahl an Beobachtungswerten ist hier nur eine einfache Regressionsanalyse möglich.

dieses Jahres zu 65,63 % der Wärme- und zu 34,37 % der Stromerzeugung zugerechnet. Dieser Wert ist jedoch nicht konstant, sondern verschiebt sich über die Zeit tendenziell hin zur Stromerzeugung, womit deren Anteil an den Investitionen auch steigt.¹¹ Diese stark vereinfachte Rechnung soll die Vergleichbarkeit mit den ausschließlich stromerzeugenden Energieträgern sicherstellen. Gleichzeitig muss bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden, dass Investitionen in die Stromerzeugung aus Biomasse implizit mit zusätzlichen Investitionen in die Wärmeerzeugung aus Biomasse innerhalb der KWK-Anlagen verbunden sind.

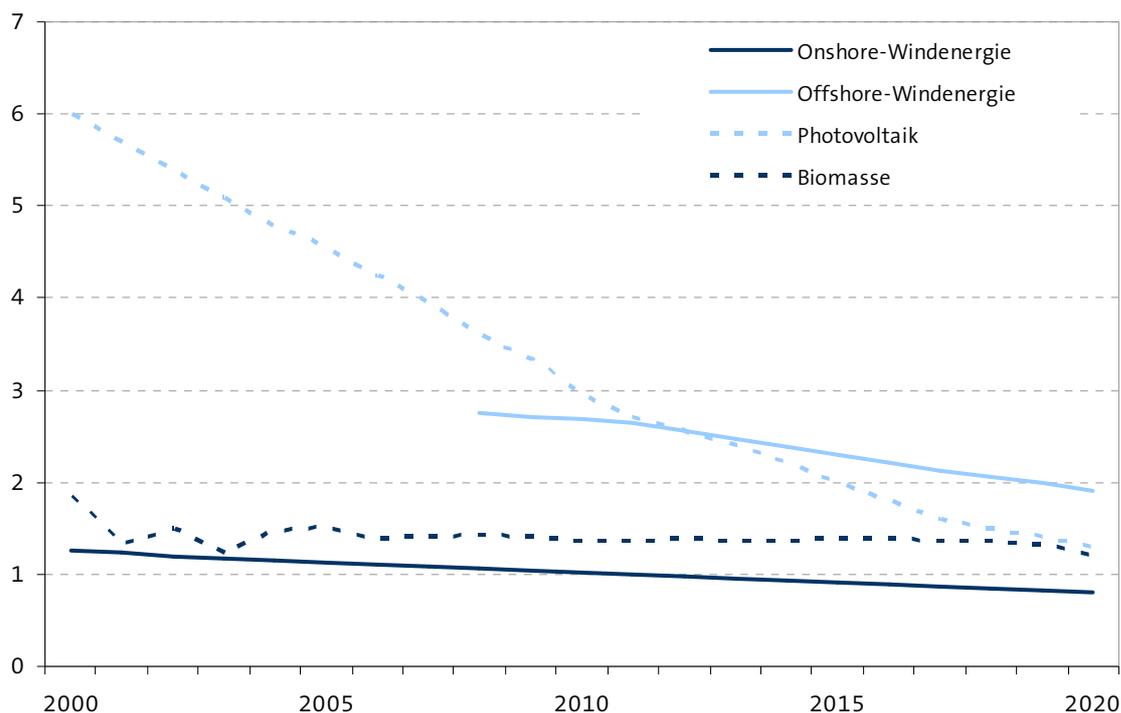


Abbildung 3: Verlauf der Investitionsmultiplikatoren (Mio. €/MW)

Abbildung 3 zeigt den Verlauf der berechneten Investitionsmultiplikatoren auf Basis der Leitstudie. Es wird deutlich, dass Onshore-Windenergie mit den geringsten Investitionskosten pro Megawatt einhergeht, während jene von Photovoltaik derzeit die höchsten unter allen geförderten erneuerbaren Energieträgern sind, im Zeitverlauf allerdings auch am stärksten fallen. Auffällig ist, dass die Leitstudie einen jährlich um 8,21 % sinkenden Investitionsmultiplikator ab 2009 für Photovoltaik unterstellt, obwohl er von 2000 bis 2008 jährlich durch-

¹¹ Auf eine Variation des Stromnutzungsgrades über die Zeit wird aus Vereinfachungsgründen verzichtet. Generell erhöht sich der Anteil von Strom an der gesamten Kapazitätsinvestition mit steigendem Stromnutzungsgrad. Erhöht sich zukünftig der Anteil von Strom über den von uns festgelegten Anteil, so werden die Investitionen für Strom aus Biomasse höher bewertet, als sie tatsächlich sind, und vice versa. Da der Trend tatsächlich zu einem erhöhten Stromnutzungsgrad geht, kann von geringeren Investitionskosten als hier berechnet ausgegangen werden. Der Unterschied dürfte jedoch unwesentlich sein, zumindest aber die in Abschnitt 4.2 ohnehin festgestellte Tendenz verstärken.

schnittlich lediglich um 6,19 % gesunken ist. Insofern wird mit deutlichen Technologieschüben gerechnet, was gleichzeitig einen zukünftig günstigeren Kapazitätsaufbau bedeuten würde. Demgegenüber fällt der Wert für Offshore-Windenergie nur leicht. Der Investitionsmultiplikator für Biomasse hingegen ist vergleichsweise niedrig und schwankt bis 2007 sehr stark, danach sinkt er leicht.

Aus dieser ersten Betrachtung geht hervor, dass momentan insbesondere durch Investitionen in Onshore-Windenergie sehr günstig Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energieträgern aufgebaut werden können. Die räumlichen Grenzen für diesen Energieträger sprechen hingegen für einen stärkeren Ausbau der Windenergie auf dem Meer (Offshore), die zwar teurer als Onshore-Windenergie, bis 2011 aber günstiger als Photovoltaik ist. Ab etwa 2012 wird dann jedoch Photovoltaik günstiger als Offshore-Windenergie. Biomasse stellt wiederum bis 2017 die günstigste Alternative zur Onshore-Windenergie dar – ab 2018 unterscheiden sich die Investitionskosten von Biomasse und Photovoltaik nur geringfügig.

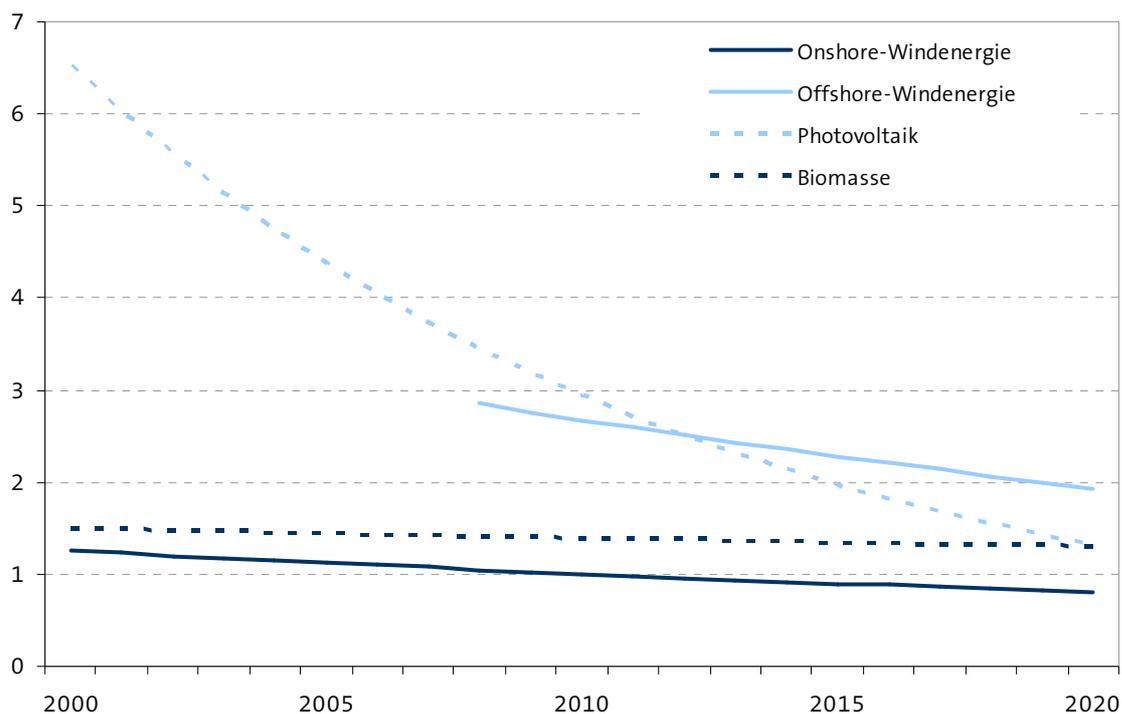


Abbildung 4: Trendkomponente der Investitionsmultiplikatoren (Mio. €/MW)

Für die Sensitivitätsanalyse wird die Entwicklung der Investitionsmultiplikatoren in eine Trendkomponente und eine Restkomponente aufgeteilt. Die Trendkomponente spiegelt die trendmäßige Veränderung der Investitionsmultiplikatoren in der Zeit wider und kann als technischer Fortschritt interpretiert werden. Die Restkomponente enthält die zufälligen Schwankungen, die hier aus Vereinfachungsgründen nicht näher analysiert werden. Beide Kompo-

nennten werden in unserem Modell additiv verknüpft. Dadurch hat die Restkomponente nur in dem jeweiligen Jahr eine Wirkung auf den Investitionsmultiplikator, eine Folgewirkung wird ausgeschlossen. Dadurch sind die gemessenen Veränderungen tatsächlich nur auf den technischen Fortschritt zurückzuführen. Die zufälligen Einflüsse werden von der Analyse vernachlässigt. Bei der Sensitivitätsanalyse wird unterstellt, dass der technische Fortschritt anders verläuft, sodass der trendmäßige Verlauf der Investitionsmultiplikatoren verändert wird. Die Restkomponente hingegen verändert sich nicht. Sie wird jedoch mit berücksichtigt, damit die Ergebnisse der Analyse nicht nur untereinander, sondern auch direkt mit dem Ausgangsszenario vergleichbar sind und keine gesonderte Herausrechnung der Restkomponente nötig ist. Die neuen Investitionsmultiplikatoren ergeben sich daher aus der veränderten Trendkomponente und der unveränderten Restkomponente.

Der Vergleich der Abbildungen 4 und 5 zeigt bereits, dass die Restkomponente bei Photovoltaik ab 2010 und bei Onshore-Windenergie generell keine große Bedeutung, bei Offshore-Windenergie und Biomasse jedoch großen Einfluss auf die Entwicklung des Investitionsmultiplikators hat. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 5 deutlich, in der lediglich die Restkomponente für die Investitionsmultiplikatoren dargestellt ist.

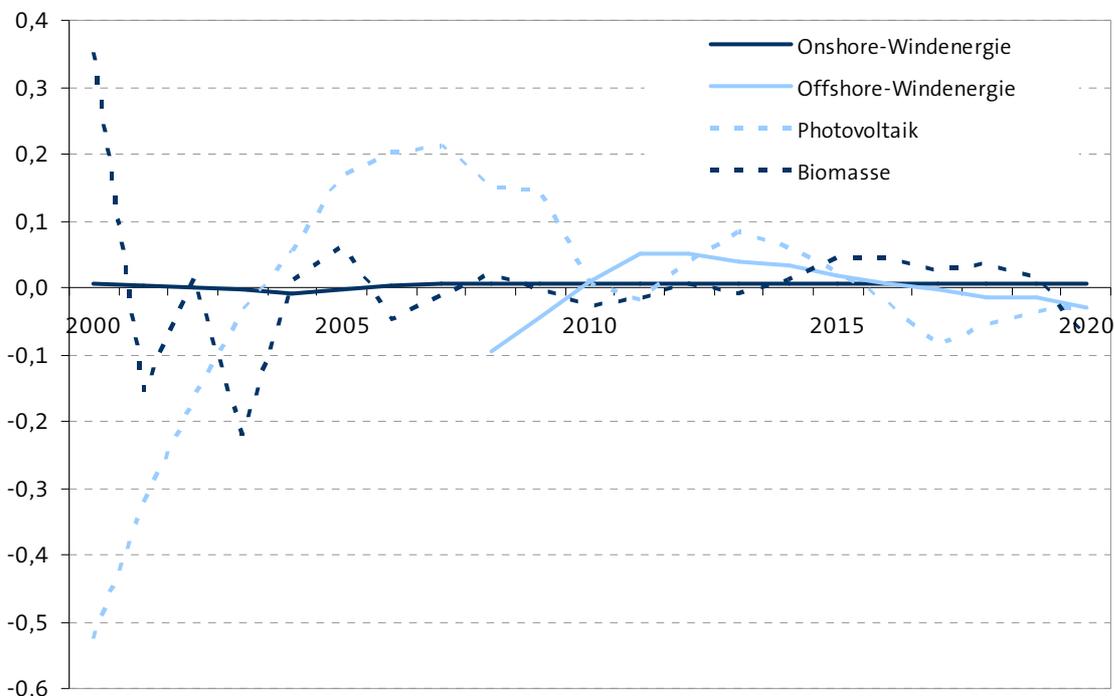


Abbildung 5: Restkomponente der Investitionsmultiplikatoren (Mio. €/MW)

Bei reiner Betrachtung der Trendkomponente ergibt sich im gesamten Zeitraum ein Rückgang der Investitionskosten pro MW bei Onshore-Windenergie jährlich um durchschnittlich

2,2 %, bei Offshore-Windenergie um 3,02 %, bei Photovoltaik um 7,36 % und bei Biomasse um 2,06 %. Daraus und aus den in der Leitstudie angenommenen Kapazitätswüchsen lassen sich die jährlichen Investitionskosten für den Kapazitätsaufbau an Stromerzeugung ableiten, die in Abbildung 6 dargestellt sind.

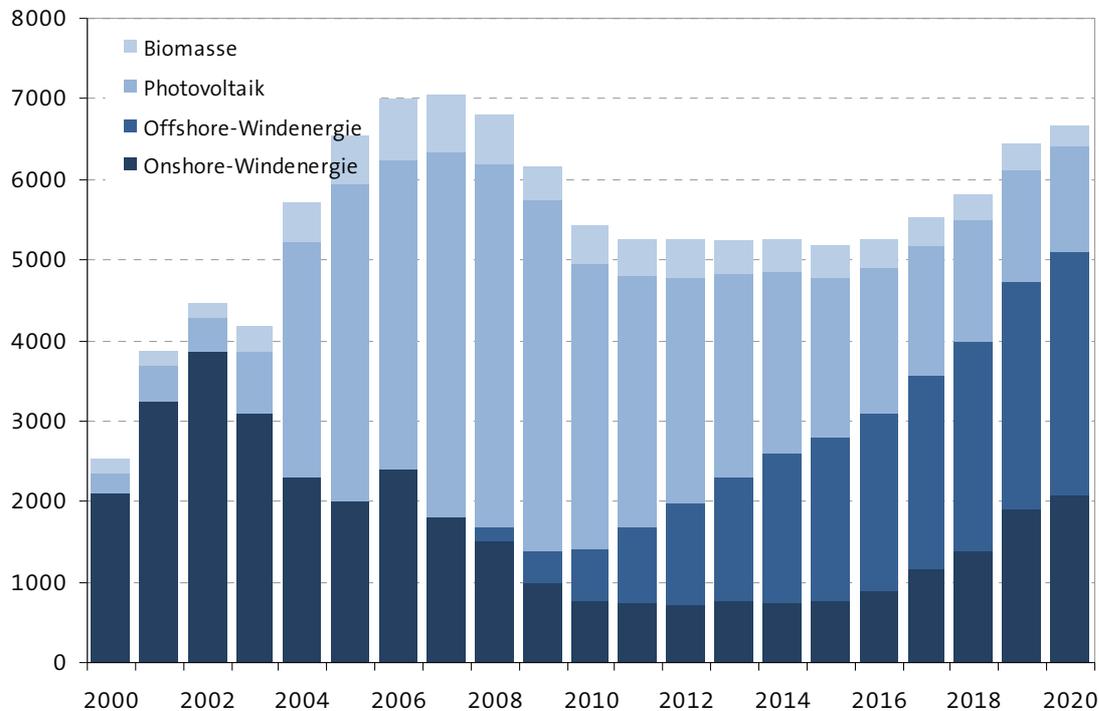


Abbildung 6: Investitionskosten gemäß der Leitstudie (Mio. €)

3.2 Sensitivitätsanalyse

Um zu analysieren, welche Bedeutung der technische Fortschritt für die Entwicklung der Investitionskosten für erneuerbare Energieträger hat, wird die in der Leitstudie unterstellte Trendkomponente im Investitionsmultiplikator variiert. Hierdurch soll ein schnellerer oder langsamerer technischer Fortschritt simuliert werden. Beide Fälle sind durch die hohe Dynamik des EE-Sektors denkbar. Neben der unsicheren technischen Entwicklung kann allein der Einfluss der weltweiten Investitionen in EE auf deren technische Entwicklung beträchtlich sein. Beispielsweise kann ein mögliches Folgeabkommen zum Kyoto-Protokoll große positive Auswirkungen auf die technische Entwicklung haben. Andererseits können zum Beispiel dauerhaft niedrige Rohölpreise zu geringen Investitionen in EE und damit zu vermindertem technischen Fortschritt führen.

Im ersten Fall eines schnelleren technischen Fortschritts wird angenommen, dass sich die bisherige Trendentwicklung der Investitionsmultiplikatoren verstärkt, der Investitionsmultipli-

kator also in jedem Jahr um einen Prozentpunkt geringer ausfällt als im Vorjahr. Die Investitionskosten verringern sich für den Zeitraum 2009 bis 2020 dann gegenüber der Ausgangssituation, wie in Abbildung 7 dargestellt. Bei der Windenergie fällt der Rückgang besonders stark aus, da hier die Investitionen im Zeitverlauf ansteigen und dadurch überwiegend dann stattfinden, wenn sie besonders günstig sind. Dies gilt auch für die Onshore-Windenergieanlagen, da hier hohe Investitionen aufgrund des „Repowerings“ stattfinden. Überraschend ist die geringe Bedeutung bei der Photovoltaik. Zwar wird hier am meisten investiert, jedoch gehen die Investitionen im Zeitverlauf stark zurück, weshalb der zusätzliche technische Fortschritt nicht so stark ins Gewicht fällt. Paradoxe Weise kann so kaum von den sinkenden Investitionskosten profitiert werden, da der Großteil des Kapazitätsaufbaus bereits stattgefunden hat, als er vergleichsweise teuer war. Der gleiche Zusammenhang ergibt sich für die Biomasse, wenngleich die Investitionskosten hier nur unwesentlich sinken.

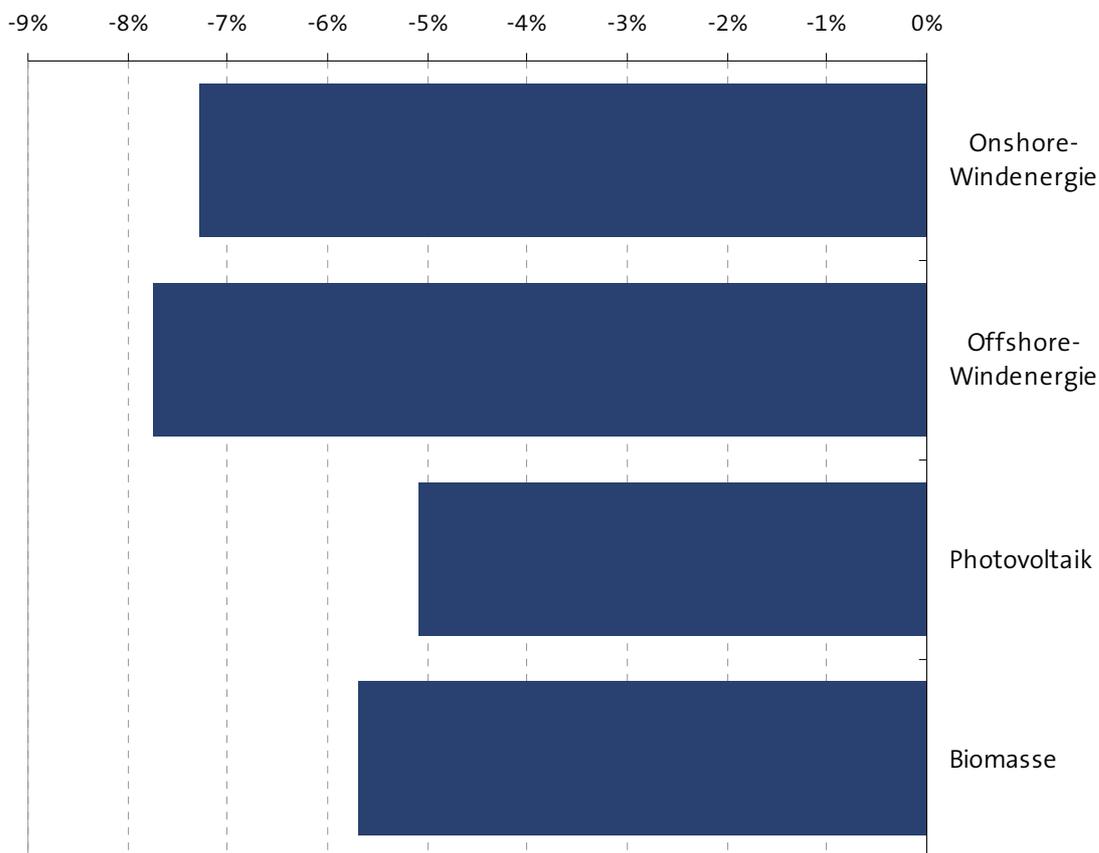


Abbildung 7: Rückgang der Investitionskosten infolge eines schnelleren technischen Fortschritts

Das umgekehrte Bild ergibt sich im Fall des langsameren technischen Fortschritts, wenn der Investitionsmultiplikator zusätzlich zur Trendentwicklung jährlich um einen Prozentpunkt höher ausfällt als im Vorjahr.

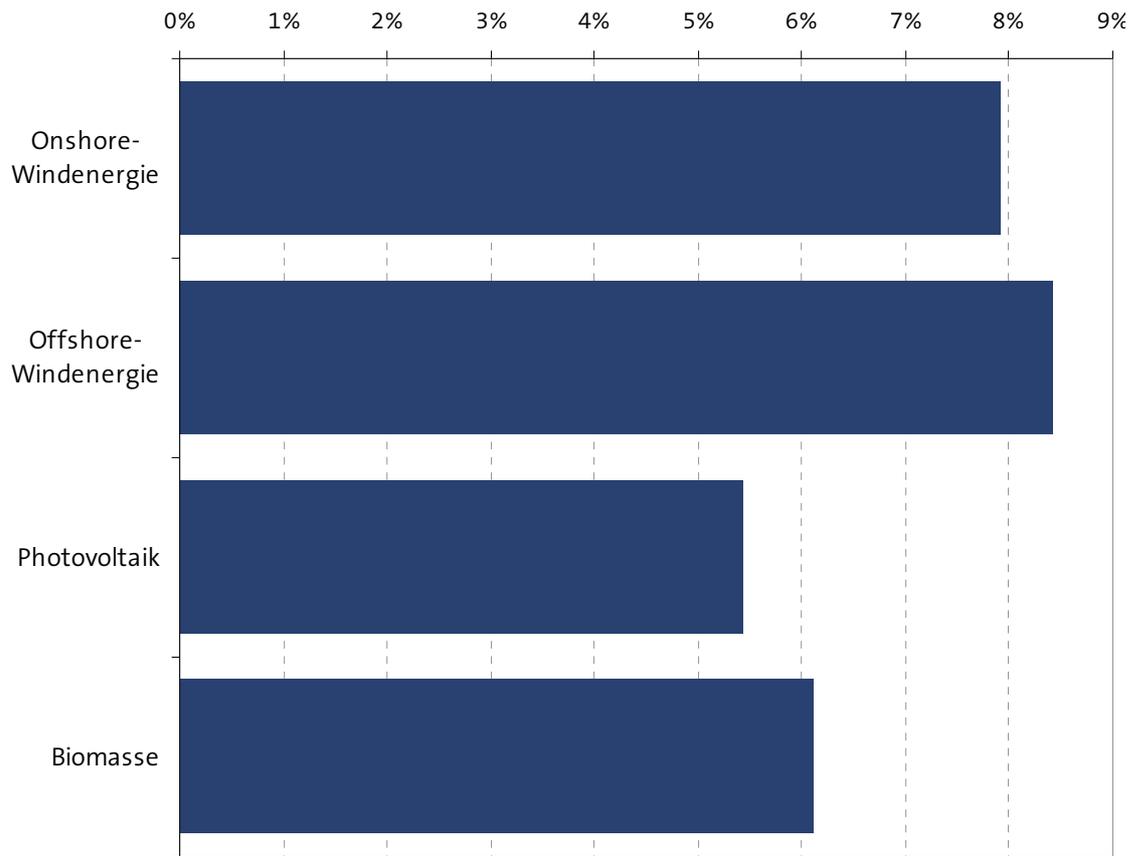


Abbildung 8: Anstieg der Investitionskosten infolge eines langsameren technischen Fortschritts

4 Szenarien

Wie zuvor dargestellt wurde, sind die in der Leitstudie angenommenen Investitionskosten der Energieträger nicht nur momentan sehr unterschiedlich, sondern entwickeln sich im Zeitverlauf bis 2020 auch ungleich. Wenn die politische Zielvorgabe lautet, bis zum Jahr 2020 einen bestimmten Anteil der Stromerzeugung durch EE zu erzeugen, könnte es aus Effizienzerwägungen daher sinnvoll erscheinen, innerhalb der Energieträger Umschichtungen vorzunehmen. Insbesondere der Kostenverlauf der Photovoltaik lässt erhebliche Einsparungen vermuten. Ob alternative Investitionsverteilungen tatsächlich zu Einsparungen führen und wie hoch diese sind, soll anhand der folgenden Simulationsrechnung mit zwei Szenarien untersucht werden:

- A. Von 2009 bis 2017 wird anstatt von Photovoltaik Biomasse ausgebaut.
- B. Von 2009 bis 2011 wird anstatt von Photovoltaik Offshore-Windenergie ausgebaut.

Entsprechend den Investitionsmultiplikatoren wird beim Kapazitätsaufbau die Photovoltaik durch eine günstigere Alternative ersetzt, bis die Photovoltaik günstiger ist (2011 bzw. 2017¹²). Anschließend verläuft der Kapazitätsaufbau wie im Leitszenario. Obwohl die Onshore-Windenergie die günstigste EE ist, wird sie nicht in die Szenarien einbezogen. Da die rentablen Standorte nahezu vollständig besetzt sind, ist ein Wachstum nur noch durch „Repowering“ möglich. Das Potenzial dieser Maßnahmen ist jedoch strittig, sie vermögen die Photovoltaik jedenfalls nicht zu ersetzen. Insofern wird Onshore-Windenergie hier als ausgeschöpft betrachtet.

Die Analyse möglicher Einsparungen erfolgt statisch, das heißt es wird jeweils unterstellt, dass einerseits die Entwicklung der Investitionsmultiplikatoren der Energieträger unabhängig von dem Einsatz der jeweiligen Technologien ist und andererseits keinerlei technische oder andere Restriktionen den abrupten Technologiewechsel behindern. Insbesondere erstere Annahme erscheint problematisch, da durch den vermehrten Einsatz einer Technologie Lerneffekte zu vermuten sind. Diese sind jedoch nur sehr schwer zu quantifizieren. Im Übrigen sollen hier nur die Potenziale einer Umschichtung innerhalb der erneuerbaren Energieträger diskutiert werden.

¹² Photovoltaik ist ab 2018 zwar nicht günstiger als Biomasse, unterscheidet sich in den Investitionskosten jedoch nur marginal.

4.1 Technische Entwicklung und Investitionskosten

Wie in Abschnitt 3.2 gezeigt wurde, hat die technische Entwicklung bei den EE einen bedeutenden Einfluss auf die Investitionskosten. Gleichzeitig wurde gezeigt, dass paradoxerweise bei der Photovoltaik, bei der die technische Entwicklung am dynamischsten ist, in Relation nur sehr geringe Einsparungen zu erzielen sind. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Intensität des Kapazitätsaufbaus bei hohen Kosten hoch war und mit sinkenden Kosten ebenso sinkt. Aus Effizienz­sicht wäre der umgekehrte Verlauf vorteilhafter. Allerdings stellt sich dann auch die Frage, ob die Kostensenkung vor allem durch den intensiven Kapazitätsaufbau erreicht wurde.

Angesichts der in Relation geringen Einsparungen wäre die Schlussfolgerung, dass bei der Photovoltaik die technische Entwicklung generell eine untergeordnete Rolle spielt, jedoch falsch. Tatsächlich ist das Gegenteil der Fall. Da hier die technische Entwicklung am dynamischsten ist, hat die in Abschnitt 3.2 zugrunde gelegte 1-prozentige Variation typischerweise einen verhältnismäßig geringen Einfluss. Dies wird daran deutlich, dass die Leitstudie zwischen 2009 und 2020 von einem jährlich sinkenden Investitionsmultiplikator von 8,21 % ausgeht, wie bereits in Abschnitt 3.1 dargestellt wurde, und nicht von dem beobachteten Wert des Zeitraums 2000 bis 2008 von 6,19 %. Weitet man die Sensitivitätsanalyse aus und geht von diesem Wert auch für den Zeitraum 2009 bis 2020 aus, so erhöhen sich die Investitionskosten für Photovoltaik um 23,11 % und die gesamten Investitionskosten in EE um 9,64 %¹³ (siehe Abbildung 9 im Vergleich zu Abbildung 6).

Diese Rechnung macht zwei Dinge deutlich: Erstens hat die technische Entwicklung einen ganz erheblichen Einfluss auf die Investitionskosten, insbesondere bei der Photovoltaik, weshalb Aussagen zu erwarteten Investitionskosten sehr vorsichtig zu begegnen ist. Zweitens wird ersichtlich, dass der Einfluss der Photovoltaik auf die Pläne zur EE-Förderung wesentlich ist. Wie Abbildung 6 zeigt, ist die Photovoltaik die volumenmäßig am stärksten geförderte EE, obwohl sie für den Zeitraum bis 2020 nur sehr wenig Strom erzeugt (vgl. Abbildung 1). Hieraus können sich bedeutende Wirkungen für die gesamte EE-Förderung ergeben. Verläuft die technische Entwicklung weniger optimistisch als angenommen, verteuert sich nicht nur die Photovoltaikförderung, sondern auch die gesamte EE-Förderung beträchtlich.

¹³ Bezogen auf den Zeitraum 2009 bis 2020.

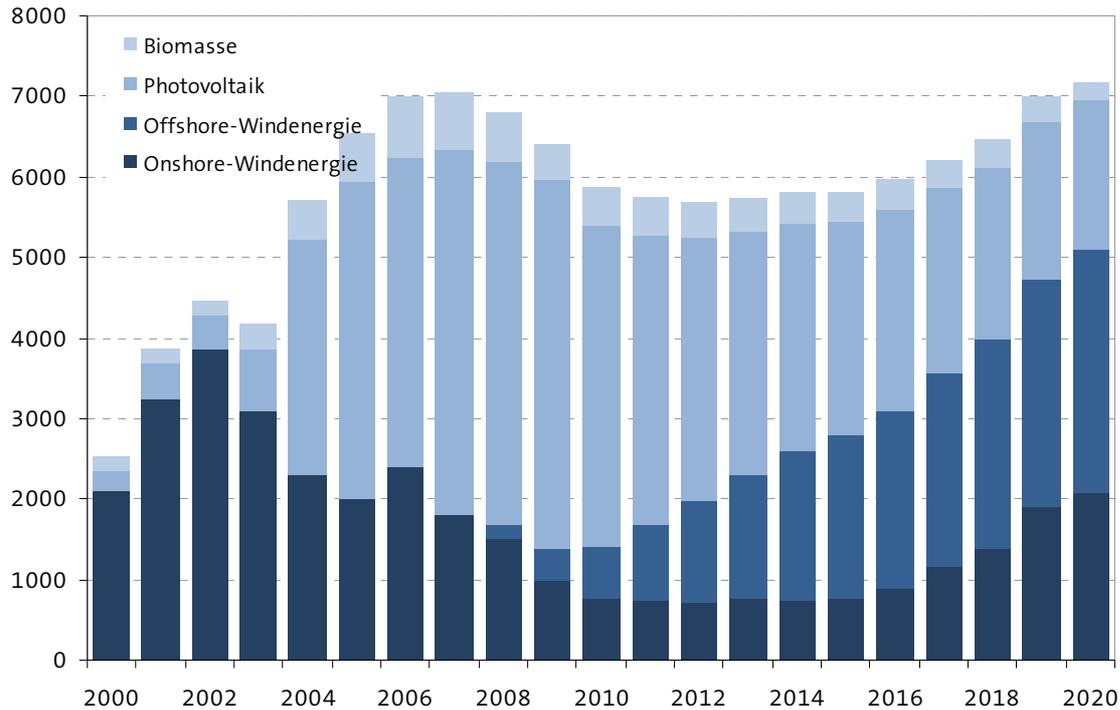


Abbildung 9: Investitionskosten im Leitszenario mit neuem Investitionsmultiplikator (Mio. €)

4.2 Szenario A: Biomasse statt Photovoltaik

Ausgehend von der Annahme stark sinkender Investitionsmultiplikatoren kann die Verschiebung des Kapazitätsaufbaus in die Zukunft sinnvoll sein. Daher wird in diesem Szenario die im Leitszenario für Photovoltaik vorgesehene Kapazität für den Zeitraum 2009 bis 2017 durch Biomasse substituiert, während der übrige Zeitraum und die übrigen Energieträger unberührt bleiben. Das Jahr 2017 ergibt sich aus den Investitionsmultiplikatoren unter der Annahme des ersten bzw. zweiten Falles, wie in Abschnitt 3.2 beschrieben.

Ergebnis dieses Szenarios wäre entsprechend den Daten der Leitstudie eine Kostenreduktion in Höhe von 15,08 % beim Ausbau der gesamten Stromerzeugungskapazität für den Zeitraum 2009 bis 2020. Die Mehrinvestitionen in Biomasse würden zwar Mehrinvestitionen in Höhe von 12 176,33 Mio. Euro verursachen, gleichzeitig aber geplante Investitionen in Photovoltaik von 22 346 Mio. Euro einsparen (siehe Abbildung 10).

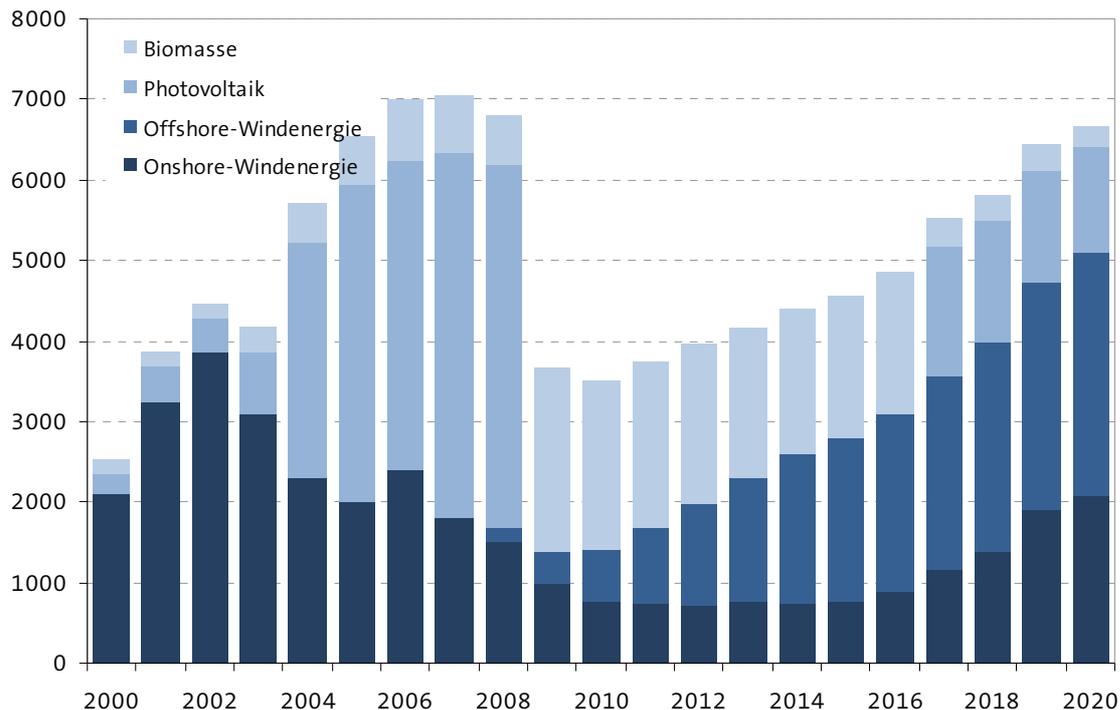


Abbildung 10: Investitionskosten in Szenario A (Mio. €)

Variiert man darüber hinaus die Annahme über den Verlauf der Investitionsmultiplikatoren für Photovoltaik und geht von einer Entwicklung wie im Zeitraum 2000 bis 2008 aus, erhöhen sich die Investitionskosten gegenüber dem Leitszenario auf 19,25 % (siehe Abbildung 11). Je schwächer die technische Entwicklung bei der Photovoltaik in den nächsten Jahren, desto größer sind die Einsparungen durch das Verschieben von Investitionen.

Selbst wenn sich der technische Fortschritt im EE-Bereich insgesamt schwächer entwickelt, bleibt die Verzögerung des Kapazitätsaufbaus bei der Photovoltaik zugunsten von Biomasse vorteilhaft. Sollten die Investitionsmultiplikatoren für alle erneuerbaren Energieträger, wie in der Sensitivitätsanalyse diskutiert, langsamer sinken als in der Leitstudie angenommen, würden die Investitionskosten für den Zeitraum 2009 bis 2020 bei verzögertem Aufbau von Photovoltaik um 14,58 % geringer ausfallen. In diesem Szenario wäre Biomasse bis 2017 günstiger als Photovoltaik, woraus sich der gewählte Zeitraum für Szenario A ergibt. Ab 2018 wären die Investitionskosten von Photovoltaik und Biomasse vergleichbar.

Auch im ersten Fall des generell schnelleren technischen Fortschritts entsprechend Abschnitt 3.2 ist das Verschieben von Photovoltaikinvestitionen sinnvoll, da die Einsparungen 19,59 % betragen würden. Auch in diesem Fall wäre die Biomasse bis 2017 günstiger als die Photovoltaik und ab 2018 bezogen auf die Investitionskosten vergleichbar mit Photovoltaik.

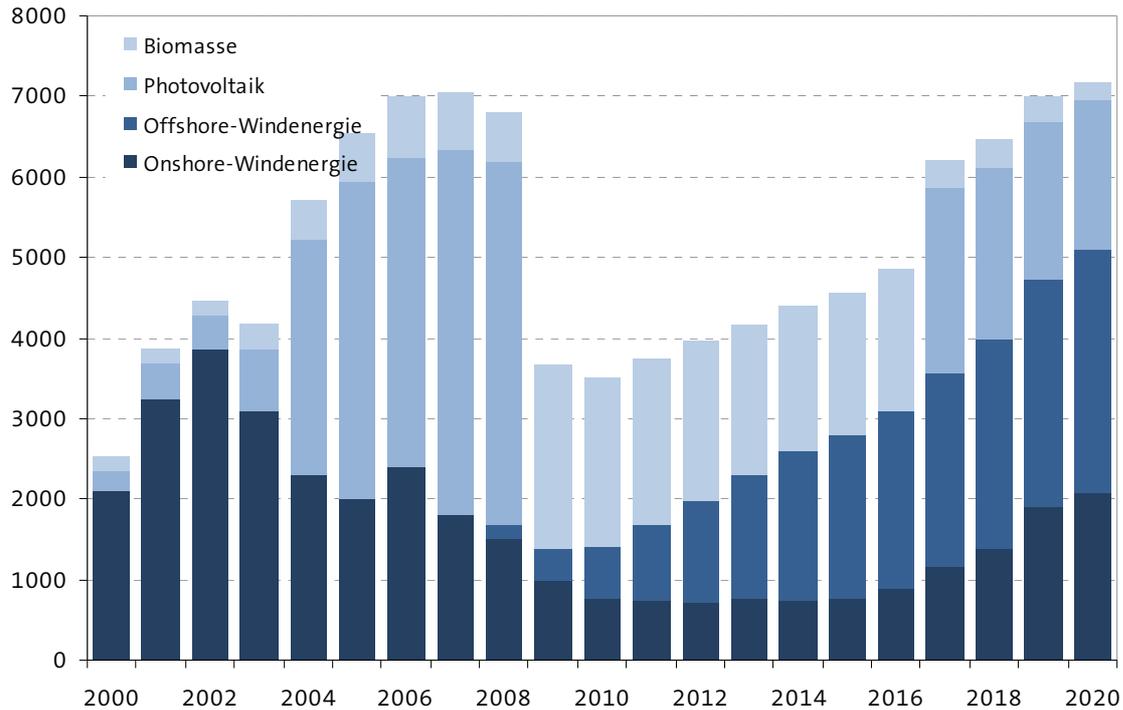


Abbildung 11: Investitionskosten in Szenario A mit anderem Investitionsmultiplikator als im Zeitraum 2000 bis 2008 (Mio. €)

In diesem Szenario ist allerdings zu beachten, dass bei der Biomasse, wie in Abschnitt 3.1 dargestellt, nur die Investitionskosten für Strom berechnet wurden. Insofern sind die Investitionen in Wärme hinzuzurechnen, unabhängig davon, ob die Wärme gebraucht wird.

4.3 Szenario B: Offshore-Windenergie statt Photovoltaik

In diesem Szenario sollen nun die Auswirkungen des Ersatzes durch einen weiteren Energieträger untersucht werden. Da die Kapazitätsrestriktionen bei der Onshore-Windenergie am größten sind, kann dies nur die Offshore-Windenergie sein. In Abhängigkeit von den Investitionsmultiplikatoren soll die Photovoltaik daher für den Zeitraum 2009 bis 2011 durch Offshore-Windenergie ersetzt werden. Das Jahr 2011 ergibt sich wieder aus dem Vergleich der Investitionsmultiplikatoren unter der Annahme des ersten und zweiten Falles. Als Besonderheit in diesem Szenario ist die Photovoltaik ab dem Jahr 2011 in jedem Fall günstiger. Für den übrigen Zeitraum und die übrigen Energieträger ändert sich wiederum nichts.

Durch die dreijährige Unterbrechung würden die Gesamtkosten für den Zeitraum 2009 bis 2020 um lediglich 1,76 % sinken, da den eingesparten Photovoltaikkosten in Höhe von 10 977 Mio. Euro Offshore-Windenergiekosten von 9 790,26 Mio. Euro gegenüberstehen.

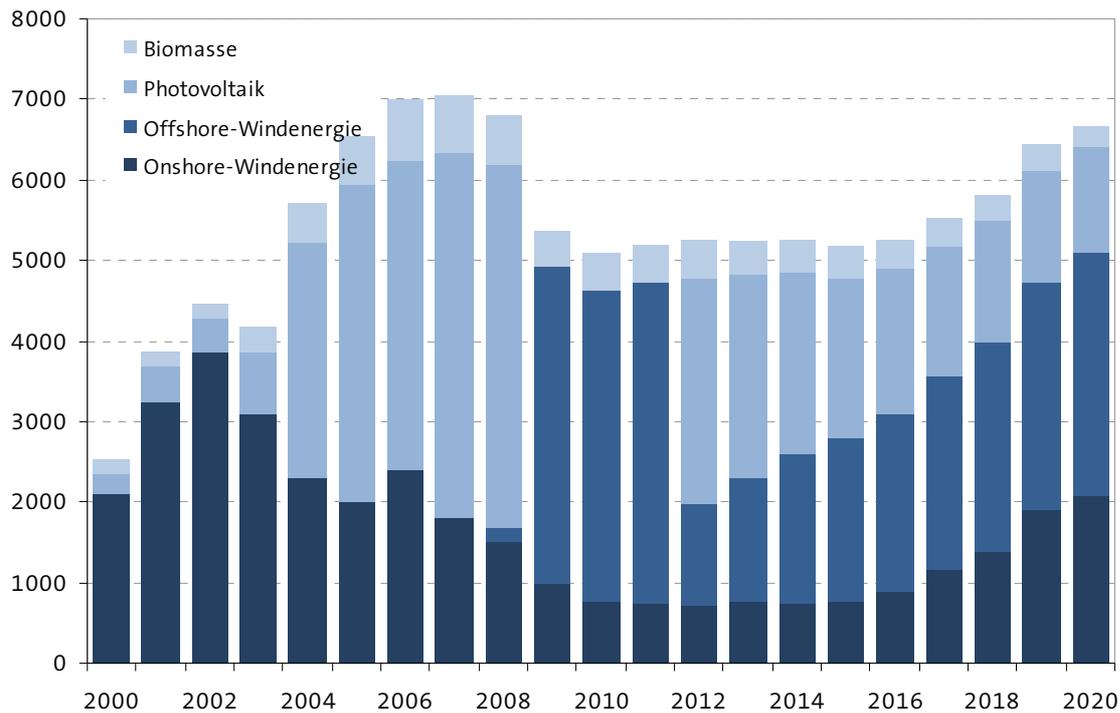


Abbildung 12: Investitionskosten in Szenario B (Mio. €)

Der Einfluss verminderter technischer Entwicklung bei der Photovoltaik ist auch in diesem Szenario deutlich. Unter der Annahme der sich wie im Zeitraum 2000 bis 2008 weiterentwickelnden Investitionskosten erhöhen sich die Einsparungen bei den gesamten Investitionskosten auf 3,19 %, verdoppeln sich also nahezu.

Auch bei insgesamt verminderter technischer Entwicklung im EE-Bereich bleibt die zeitweise Substitution von Photovoltaik zugunsten von Offshore-Windenergie vorteilhaft. Entsprechend dem zweiten Fall aus Abschnitt 3.2 würden die gesamten Investitionskosten für den Zeitraum 2009 bis 2020 in Szenario B um 1,67 % sinken, da Offshore-Windenergie bis 2011 günstiger wäre als Photovoltaik. Im ersten Fall würden die Einsparungen 1,83 % betragen, da auch hier die Offshore-Windenergie bis 2011 vorteilhafter wäre.

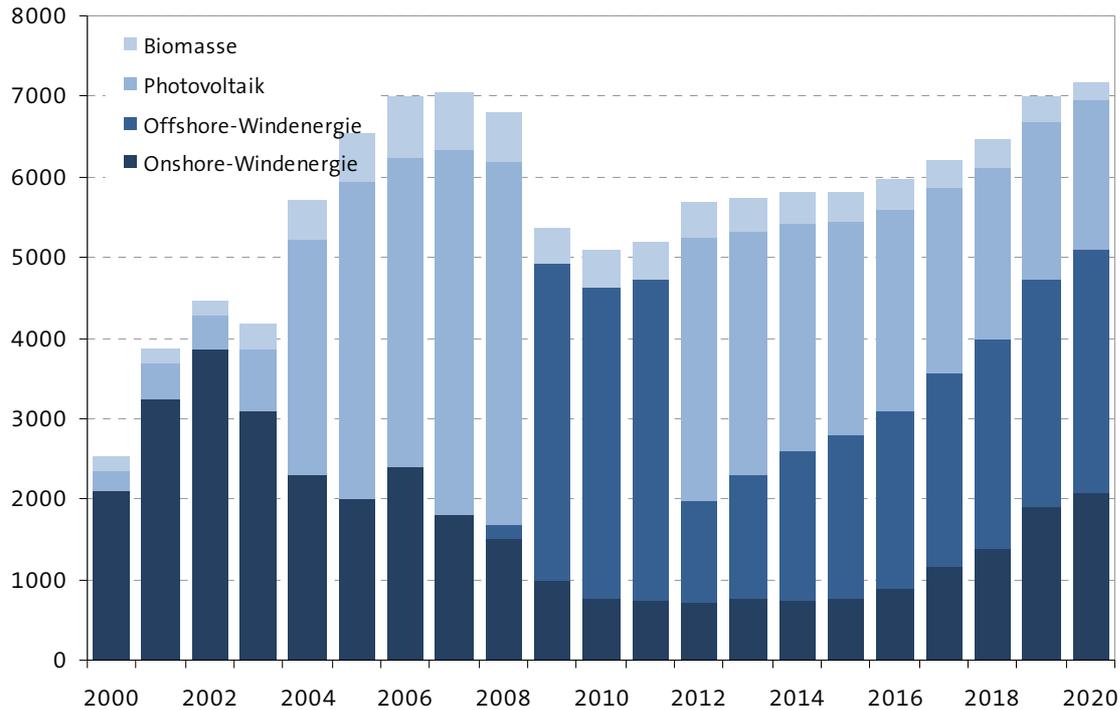


Abbildung 13: Investitionskosten in Szenario B mit anderem Investitionsmultiplikator als im Zeitraum 2000 bis 2008 (Mio. €)

Hieraus wird deutlich, dass die möglichen Einsparungen durch Biomasse größer sind als durch Offshore-Windenergie. Die Schlussfolgerung der generellen Überlegenheit von Biomasse gegenüber Offshore-Windenergie innerhalb der nächsten Jahre wäre jedoch unzulässig. Wesentlicher Unsicherheitsfaktor in dieser Analyse bleibt die Zuordnung des Wärmeanteils von Biomasse. Insofern muss bei einer Entscheidung zwischen beiden Energieträgern abgewogen werden, ob der Bedarf an Fernwärme vorhanden ist und sich hieraus Synergieeffekte ergeben. Andererseits ist die Offshore-Windenergie in Deutschland gegenwärtig weitgehend noch in der Planungsphase, woraus sich erhebliche Unsicherheiten ergeben. Nicht zuletzt sind die Kosten hier auch wesentlich von den politischen Rahmenvorgaben abhängig. Insbesondere die gewünschten großen Entfernungen der Windparks von den Küsten sind ein wesentlicher Kostenfaktor.

5 Diskussion

Die vorangegangene Analyse hat gezeigt, dass die Umsetzung der Ausbauziele der EE zur Stromerzeugung ineffizient ist. Durch eine alternative Auswahl der kostenmäßig sehr unterschiedlichen erneuerbaren Energieträger könnten die Ausbauziele zu erheblich niedrigeren Kosten erreicht werden.

Derzeit und auch in absehbarer Zeit wird Onshore-Windenergie der im Kapazitätsaufbau günstigste erneuerbare Energieträger für die Stromerzeugung sein, während Photovoltaik gegenwärtig der teuerste ist. Entsprechend den bisherigen Erfahrungen wird bei der Photovoltaik zukünftig von starken Kostenrückgängen ausgegangen, wodurch diese etwa ab 2012 günstiger als Offshore-Windenergie und etwa um das Jahr 2020 günstiger als Biomasse sein wird. Gleichzeitig wird jedoch geplant, den Kapazitätsaufbau von Photovoltaik im Zeitverlauf zu reduzieren, obwohl durch eine Verschiebung erhebliche Kosten eingespart werden könnten. Hieraus ergibt sich auch eine in Relation zu den übrigen Energieträgern geringe Auswirkung verminderten technischen Fortschritts: Da die Investitionen zurückgehen, wirkt sich dieser nicht so stark aus wie bei der Windenergie. Sowohl bei der Onshore- als auch bei der Offshore-Windenergie steigt der Kapazitätsaufbau, während die Investitionskosten sinken. Insofern würde sich eine veränderte technische Entwicklung stärker auswirken.

Lohnend wäre jedoch nicht nur eine Verschiebung von Investitionen in Photovoltaik. Auch eine zeitweise Umschichtung zugunsten der übrigen Energieträger, insbesondere Biomasse bzw. Offshore-Windenergie, würde sich bei allen Annahmen zur technischen Entwicklung lohnen. Diese Umschichtung ist umso vorteilhafter, je weniger optimistisch die Erwartungen für den Verlauf der Investitionskosten von Photovoltaik sind. Zwar sind die Einsparungen relativ geringer als bei den übrigen Energieträgern, absolut jedoch bei Weitem höher. Da die Leitstudie Kosteneinsparungen im Bereich der Photovoltaik erwartet, die deutlich über den beobachteten des Zeitraums 2000 bis 2008 liegen, ist eine verminderte Entwicklung durchaus nicht unplausibel. Eine pauschale Empfehlung für einen alternativen Energieträger ist jedoch nur schwer zu tätigen, da dies insbesondere vom Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten zur Wärmeerzeugung abhängt, wodurch die Attraktivität von Biomasse variiert.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass die gegenwärtigen Investitionen in Photovoltaik in hohem Maße ineffizient sind. Photovoltaik verursacht gegenwärtig die höchsten Investitionskosten pro Megawatt Kapazität und hat auch absolut den höchsten Anteil an den Kapazitätsinvestitionen für EE, obwohl die Bedeutung von Photovoltaik für die gesamte erneuerbare Energieerzeugung bis 2020 und damit die CO₂-Vermeidungskosten sehr gering sind. Weiter-

hin ist zu beachten, dass hier nur die Fixkosten des Kapazitätsaufbaus betrachtet wurden. Die sich aus den garantierten Einspeisevergütungen des EEG ergebenden Ausgaben müssen zur Berechnung der Kosten der EE-Förderung hinzugerechnet werden. Auch die Einspeisevergütungen sind im Vergleich zu den übrigen EE deutlich höher. Frondel et al. (2008) bieten hierzu anhand verschiedener Szenarien eine Untersuchung der variablen Kosten der Photovoltaik, die sich aus dem EEG ergeben.

Grundsätzlich kann die Umverteilung der Investitionen in EE auch lediglich ein zeitlicher Aufschub sein, wenn unterstellt wird, dass der wesentliche Kostentreiber nicht Forschung und Entwicklung, sondern Massenvorteile sind. Gemäß dieser Annahme müssten die hohen Investitionen in jedem Fall getätigt werden. Da die Investitionen jedoch jetzt und im weltweiten Kontext im hohen Maße von Deutschland getragen werden, könnte sich für andere Länder der Anreiz ergeben, Investitionen zurückzuhalten und von den positiven Externalitäten zu profitieren. Da eines der erklärten Ziele der EE-Förderung nationale Industriepolitik ist, das EEG jedoch unabhängig von der Herkunft der Herstellerunternehmen ist, könnte es zukünftig schwierig sein, die Auswirkungen der Investitionen zu internalisieren, vorausgesetzt, die jeweiligen EE, insbesondere die Photovoltaik, haben zukünftig tatsächlich die erhoffte Bedeutung.

Hinsichtlich der Emissionsminderung ist die Förderung der EE bei gleichzeitigem Emissionshandel konzeptionell ineffizient, solange beide Maßnahmen perfekt funktionieren.¹⁴ Wenn dies der Fall ist, besteht die Gefahr der vollständigen Kompensation der CO₂-Einsparungen durch die EE.¹⁵ Neben dieser Problematik kann sich auch eine Reihe von unerwünschten Effekten ergeben. Durch die Fokussierung auf die EE-Förderung sowohl in finanzieller Hinsicht als auch in der öffentlichen Wahrnehmung können beispielsweise andere Maßnahmen zur CO₂-Minderung verdrängt werden. Durch die verminderte Diversifizierung bei innovativen Technologien ergeben sich auch Risiken für die wachsende Umweltindustrie und daher auch für deren potenzielle Exporterfolge. Auch innovative Politikmaßnahmen erscheinen sinnvoll, wie zum Beispiel ein zwischenstaatlicher Handel mit Herkunftsnachweisen zur Erreichung der EU-Ziele, um regionale Kostenvorteile innerhalb der EU auszunutzen. Ragwitz, del Rio Gonzalez und Resch (2009) analysieren ein solches Handelssystem auf Regierungsebene. In diesem Zusammenhang ist auch die Ausgestaltung des EEG durch die sinkenden Einspeisegebühren ambivalent: Obwohl sie Anreize für Kostensenkungen geben, entsteht gleichzeitig bei ohnehin hoher technischer Entwicklung ein Anreiz, möglichst schnell zu investieren, um hohe Einspeisevergütungen sicherzustellen. Dadurch werden die Investitionen

¹⁴ Zur Diskussion der Koexistenz von EE-Förderung und Emissionszertifikatehandel siehe u. a. Diekmann und Kemfert (2009) und Blankart et al. (2008).

¹⁵ Vgl. hierzu Sinn (2008).

eben dann getätigt, wenn sie teuer sind. Auch hieraus lässt sich schlussfolgern, dass nicht der Kapazitätsaufbau, sondern die Forschung subventioniert werden sollte, um die Technologie dadurch wettbewerbsfähig zu machen.

Letztlich ist bei der Bewertung der Klimapolitik das Effizienzkriterium nur eines unter vielen. Aus politischer Sicht kann das in der Öffentlichkeit oft angeführte Argument der Vorbild- oder Vorreiterfunktion durchaus seine Berechtigung haben, wenn es darum geht, die internationale gesellschaftliche Position zum Klimawandel zu beeinflussen. Insofern mögen hierfür eine gewisse Überbetonung in der anfänglichen Umsetzung einer neuen Politik und entsprechend auch die damit verbundenen Mehrkosten gesellschaftliche Akzeptanz finden.

Literatur

Blankart, Charles B., Christoph Böhringer, Friedrich Breyer, Wolfgang Buchholz, Till Requate, Christoph M. Schmidt, Carl Christian von Weizsäcker und Joachim Weimann (2008): Die Energie-Lüge. In: Cicero 12/2008, S. 94 f.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007 a): Sigmar Gabriel: Klimaschutz nutzt auch Verbrauchern und Wirtschaft. Pressemitteilung Nr. 224/07 vom 24.08.2007.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007 b): EEG-Erfahrungsbericht 2007. Berlin.

Diekmann, Jochen und Claudia Kemfert (2009): Förderung erneuerbarer Energien und Emissionshandel – wir brauchen beides. DIW Wochenbericht Nr. 11/2009, S. 169–174.

Frondel, Manuel, Nolan Ritter und Christoph M. Schmidt (2008): Germany's solar cell promotion: Dark clouds on the horizon. In: Energy Policy, Volume 36, Issue 11, November 2008, pp. 4198–4204.

Lewis, Joanna I. und Ryan H. Wiser (2007): Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms. In: Energy Policy, Volume 35, Issue 3, March 2007, pp. 1844–1857.

Michaelowa, Axel (2005): The German wind energy lobby: how to promote costly technological change successfully. In: European Environment, Volume 15, Issue 3, pp. 192–199.

Neij, Lena (1997): Use of experience curves to analyse the prospects for diffusion and adoption of renewable energy technology. In: Energy Policy, Volume 25, Issue 13, November 1997, pp. 1099–1107.

Nitsch, Joachim (2008): Leitstudie 2008. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart.

Ragwitz, Mario, Pablo del Río González und Gustav Resch (2009): Assessing the advantages and drawbacks of government trading of guarantees of origin for renewable electricity in Europe. In: Energy Policy, Volume 37, Issue 1, January 2009, pp. 300–307.

Sinn, Hans-Werner (2008): Das grüne Paradoxon: Warum man das Angebot bei der Klimapolitik nicht vergessen darf. *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 2008. 9 (Special Issue), S. 109–142.

Tabellen

Tabelle 1: Investitionskosten der Szenarien

	Investitionskosten (2009–2020)					Einsparung an Investitionskosten gegenüber dem Leitszenario (bei identischer Entwicklung des techn. Fortschritts)
	Onshore-Windenergie	Offshore-Windenergie	Photovoltaik	Biomasse	Insgesamt	
Leitszenario	12 916,2	21 775,8	28 146,0	4 598,5	67 436,5	
Leitszenario und langsamerer technischer Fortschritt für Photovoltaik	12 916,2	21 775,8	34 649,4	4 598,5	73 939,9	
Grenzeffekt (schnellerer techn. Fortschritt)	11 975,6	20 086,1	26 714,6	4 336,3	63 112,5	
Grenzeffekt (langsamerer techn. Fortschritt)	13 939,1	23 610,1	29 672,7	4 879,2	72 101,1	
Biomasse statt Photovoltaik	12 916,2	21 775,8	5 800,0	16 774,8	57 266,8	–15,08 %
Biomasse statt Photovoltaik und langsamerer technischer Fortschritt für Photovoltaik	12 916,2	21 775,8	8 239,4	16 774,8	59 706,2	–19,25 %
Biomasse statt Photovoltaik und insgesamt schnellerer technischer Fortschritt	11 975,6	20 086,1	5 204,2	16 007,0	53 272,9	–15,59 %
Biomasse statt Photovoltaik und insgesamt langsamerer technischer Fortschritt	13 939,1	23 610,1	6 455,3	17 584,5	61 589,0	–14,58 %
Offshore statt Photovoltaik	12 916,2	31 566,1	17 169,0	4 598,5	66 249,8	–1,76 %
Offshore statt Photovoltaik und langsamerer technischer Fortschritt für Photovoltaik	12 916,2	31 566,1	22 501,3	4 598,5	71 582,0	–3,19 %
Offshore statt Photovoltaik und insgesamt schnellerer technischer Fortschritt	11 975,6	29 688,1	15 942,1	4 336,3	61 942,1	–1,85 %
Offshore statt Photovoltaik und insgesamt langsamerer technischer Fortschritt	13 939,1	33 591,0	18 488,7	4 879,2	70 898,0	–1,67 %

Tabelle 2: Kapazitätswachstum der Szenarien

	Kapazitätswachstum (2009–2020, MW), brutto			
	Onshore-Windenergie	Offshore-Windenergie	Photovoltaik	Biomasse
Leitszenario	14 547	9 940	12 819	3 372
Leitszenario und langsamerer technischer Fortschritt für Photovoltaik	14 547	9 940	12 819	3 372
Grenzeffekt (schnellerer techn. Fortschritt)	14 547	9 940	12 819	3 372
Grenzeffekt (langsamerer techn. Fortschritt)	14 547	9 940	12 819	3 372
Biomasse statt Photovoltaik	14 547	9 940	4 000	12 191
Biomasse statt Photovoltaik und langsamerer technischer Fortschritt für Photovoltaik	14 547	9 940	4 000	12 191
Biomasse statt Photovoltaik und insgesamt schnellerer technischer Fortschritt	14 547	9 940	4 000	12 191
Biomasse statt Photovoltaik und insgesamt langsamerer technischer Fortschritt	14 547	9 940	4 000	12 191
Offshore statt Photovoltaik	14 547	13 589	9 170	3 372
Offshore statt Photovoltaik und langsamerer technischer Fortschritt für Photovoltaik	14 547	13 589	9 170	3 372
Offshore statt Photovoltaik und insgesamt schnellerer technischer Fortschritt	14 547	13 589	9 170	3 372
Offshore statt Photovoltaik und insgesamt langsamerer technischer Fortschritt	14 547	13 589	9 170	3 372

Tabelle 3: Investitionsmultiplikatoren (€/MW) des Leitszenarios

Jahr	Onshore- Windenergie	Offshore- Windenergie	Photovoltaik	Biomasse
2000	1,26		6,00	1,85
2001	1,23		5,71	1,33
2002	1,20		5,40	1,49
2003	1,17		5,10	1,25
2004	1,14		4,80	1,47
2005	1,12		4,55	1,51
2006	1,10		4,25	1,39
2007	1,08		3,95	1,41
2008	1,06	2,76	3,60	1,44
2009	1,03	2,72	3,33	1,40
2010	1,01	2,68	2,95	1,37
2011	0,99	2,64	2,70	1,37
2012	0,97	2,56	2,55	1,38
2013	0,94	2,47	2,40	1,36
2014	0,92	2,39	2,20	1,37
2015	0,90	2,30	2,00	1,39
2016	0,88	2,21	1,80	1,39
2017	0,86	2,13	1,60	1,36
2018	0,85	2,05	1,50	1,36
2019	0,83	1,99	1,40	1,33
2020	0,81	1,91	1,30	1,22