

Auf dem Weg zum 40 %-Klimaziel:

MEHR WIND AN LAND UND PHOTOVOLTAIK – WARUM DIE DECKELUNG KEINE KOSTEN SPART

Uwe Nestle

Im Auftrag von Greenpeace Deutschland

Auf dem Weg zum 40 %-Klimaziel:

**MEHR WIND AN LAND UND PHOTOVOLTAIK –
WARUM DIE DECKELUNG KEINE KOSTEN SPART**

Ein Gutachten für Greenpeace Deutschland

Auftragnehmer



Dipl.-Ing. Uwe Nestle
Reventloulallee 28 / 24105 Kiel
0431-53677053
Uwe.Nestle@EnKliP.de
www.EnKliP.de

Kiel, Dezember 2014

Die wichtigsten sechs Punkte

1. Der Kostenberg, den die Bundesregierung mit dem neuen EEG überwinden will, war bereits 2013 überwunden – auf Grundlage des alten EEG.
2. Das Ziel der Bundesregierung, die durchschnittliche Vergütung für Ökostrom bei Neuanlagen auf 12 Ct/kWh zu senken, wird mit einem beschleunigten Ausbau von Windenergie an Land und Photovoltaik bereits 2015 erreicht – beim gedrosselten Ausbau nach EEG 2014 erst 2018.
3. Ein solches Szenario, in dem bis 2020 zusätzliche fünf Prozent des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird, führt zu einem Beitrag zur EEG-Umlage von weniger als 0,5 Ct/kWh. Das ist nur ein Viertel dessen, was ein beschleunigter Ausbau 2010 gekostet hätte.
4. Würde diese zusätzliche Strommenge mit neuen Erdgaskraftwerken statt Erneuerbaren Energien erzeugt, wäre das für die Verbraucher insgesamt nicht günstiger – für die Umwelt und die Versorgungssicherheit ist das reine EE-Szenario aber besser.
5. Unter der Annahme eines für neue Erdgaskraftwerke auskömmlichen Preises am Strommengenmarkt – beispielsweise der Strombörse – würde die Beschleunigung des EE-Ausbaus bis 2020 keinen erkennbaren Aufschlag auf die EEG-Umlage verursachen.
6. Fünf Prozent mehr Ökostrom können die durch das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 wegfallende Kohlestromproduktion vollständig substituieren. Dies würde auch global zu einer Reduktion der Klimaemissionen führen. Würde ausschließlich Strom aus Braunkohlekraftwerken ersetzt, könnten über 30 Mio. Tonnen Klimaemissionen pro Jahr reduziert werden.

Inhalt

1	Zusammenfassung für Entscheider	6
2	Einleitung und Vorbemerkungen	9
2.1	Der klima- und energiepolitische Hintergrund.....	9
2.2	Die Vorgehensweise dieses Gutachtens.....	9
2.3	Annahmen und Vereinfachungen	10
3	Die Kostenindikatoren „Jahrgangsvergütung“ und „Jahrgangsumlage“	12
3.1	Jahrgangsvergütungen	12
3.2	Jahrgangsumlagen	12
4	Bisherige Entwicklung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich.....	13
4.1	Kostenentwicklung	13
4.2	Entwicklung des Ausbaus von Windenergie an Land und Photovoltaik	14
5	Kosten von Strom aus neuen Erdgaskraftwerken	17
6	Kostenwirkungen eines verstärkten EE-Ausbaus: Windenergie an Land und Photovoltaik im Vergleich mit Erdgas.....	19
6.1	Kostenrelevanz eines schnelleren Zubaus der günstigen EE-Technologien.....	21
6.2	Kostenvergleich zu neuen Erdgaskraftwerken	23
6.3	Jahrgangsumlagen bei auskömmlichen Preisen an der Strombörse.....	26
6.4	Zwischenfazit zu den Kostenentwicklungen der Szenarien	28
7	Die Notwendigkeit einer Modernisierung des Kraftwerksparks	29
8	Anhang A: Methodik zur Ermittlung von Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen	33
8.1	Berechnungsmethodik	33
8.1.1	Jahrgangsvergütungen	33
8.1.2	Jahrgangsumlagen	34
8.2	Eingangsdaten, Annahmen und Vereinfachungen.....	34
8.2.1	Betrachtete Technologien	34
8.2.2	Erlöse und Kosten des EEG-Kontos.....	35
8.2.3	Vergütungen für die EE-Sparten.....	35
9	Anhang B: Datengerüste.....	40
10	Anhang C: Verwendete Studien zur Ermittlung der Stromgestehungskosten von Erdgaskraftwerken	46
11	Literaturverzeichnis	47

1 ZUSAMMENFASSUNG FÜR ENTSCHEIDER

Das 40 %-Klimaziel: Die großen Potenziale zur Schließung der Lücke

Die Bundesregierung will bis 2020 mindestens 40 % der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand von 1990 senken. Mit dem am 3. Dezember 2014 beschlossenen Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 soll die bestehende Lücke geschlossen werden. Diese dürfte allerdings größer sein als die 7 % Prozent, die von der Bundesregierung angenommen wird. Das liegt u.a. daran, dass der seit Jahren wachsende Ausbau der Windenergie an Land nach dem jüngst novellierten EEG wieder deutlich reduziert werden muss und der auf rund ein Viertel zusammengeschrumpfte Ausbau bei der Photovoltaik nur unbedeutend wieder zunehmen darf.

Neben der beschlossenen Senkung der Emissionen von fossilen Kraftwerken bietet sich an, die Deckelung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Strombereich aufzuheben oder zumindest anzuheben. Würden im Jahr 2020 beispielsweise im Vergleich zu den Vorgaben der Regierung zusätzliche fünf Prozent unseres Stromverbrauchs mit Erneuerbaren Energien erzeugt, ließe sich damit der im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 praktisch beschlossene Rückgang der fossilen Stromerzeugung in Deutschland substituieren. Würde nur Strom aus Braunkohlekraftwerken substituiert, könnten über 30 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden. Ohne eine Substituierung von wegfallendem fossilem Strom durch Erneuerbare Energien müsste dagegen der Stromverbrauch entsprechend gesenkt werden – oder ausländische konventionelle Kraftwerke müssten einspringen.

Der beschleunigte EE-Ausbau erhöht die EEG-Umlage kaum

Gehen im Vergleich zum von der Bundesregierung geplanten EE-Ausbau (Szenario „EEG 2014“) jährlich zusätzlich 1.500 MW Windenergie an Land und 1.500 MW Photovoltaik ans Netz (Szenario „Plus günstige EE“), würden diese Anlagen den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch um rund fünf Prozentpunkte erhöhen. Dieser beschleunigte Ausbau der bereits heute kostengünstigen Technologien würde die EEG-Umlage im Jahr 2020 nur um weniger als 0,5 Ct/kWh erhöhen. Die gleiche Strommenge wäre mit dem Anlagenmix und den Vergütungen von 2010 etwa viermal so teuer gewesen. Auch die Kosten des von der Bundesregierung geplanten EE-Ausbaus bis 2020 liegen durchschnittlich um fast 60 % darüber. Darüber hinaus wäre mit diesem beschleunigten EE-Ausbau das explizite Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütung für Neuanlagen auf 12 Ct/kWh zu senken, bereits 2015 erreicht. Mit dem begrenzten Ausbau entsprechend EEG 2014 wird dies erst 2018 gelingen (Abbildung A).

Neue Erdgaskraftwerke wären nicht günstiger

Würden, zusätzlich zum EE-Ausbau nach EEG 2014, statt der kostengünstigen EE-Anlagen neue Gaskraftwerke gebaut, welche die gleiche Strommenge erzeugen, würde es für die Verbraucher nicht günstiger (Szenario „Plus Erdgas“). Nur in den ersten Jahren bis 2017 würde diese Variante zu geringfügig niedrigeren Kosten führen, danach ist die reine EE-Ausbastrategie günstiger (Abbildung B). Bei diesen Berechnungen wurde berücksichtigt, dass Erdgasstrom im bestehenden Strommarkt aufgrund seiner Wetterunabhängigkeit und seiner Flexibilität einen höheren Wert besitzt als Strom aus Wind- oder Solarenergie. Während es für die Verbraucher praktisch keine Kostenunterschiede zwischen den beiden Szenarien gibt, hat die reine EE-Strategie klare Vorteile bezüglich des Umwelt- und Klimaschutzes sowie hinsichtlich der Unabhängigkeit von Energieimporten.

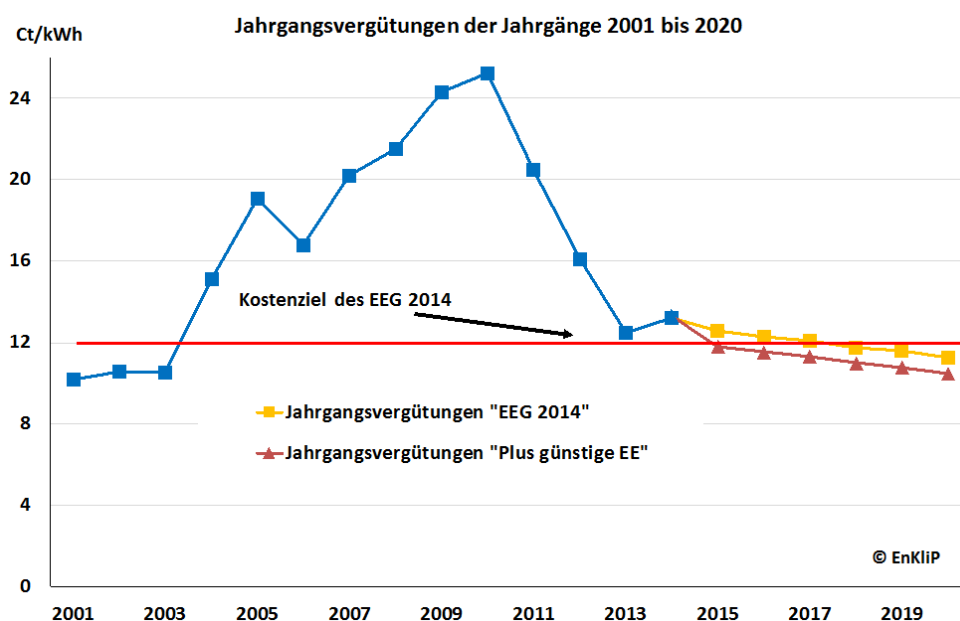


Abbildung A: Historische Jahrgangsvergütungen bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaus und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“. Die waagerechte rote Linie markiert das Ziel der Bundesregierung, die durchschnittlichen Vergütungen für Neuanlagen auf 12 Ct/kWh zu reduzieren (eigene Darstellung).

Der Vergleich zwischen den EE-Kosten und den Kosten für Erdgaskraftwerke ist sinnvoll, da aus zwei Gründen ohnehin eine Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks ansteht – ob mit oder ohne Energiewende: Erstens ist mit dem bestehenden Kraftwerkspark aufgrund seiner hohen CO₂-Emissionen kein Klimaschutz zu machen. Zweitens sind viele Kohle- und Erdgaskraftwerke so alt, dass sie in absehbarer Zeit entweder kostspielig grundüberholt werden oder aber vom Netz gehen müssen. Als Ersatz für die wegfallende Stromerzeugung werden neue Anlagen benötigt, zusätzlich zum Ersatz für die bis spätestens 2022 noch stillzulegenden Atomkraftwerke. Auch der Neubau fossiler Kraftwerke ist allerdings aufgrund des niedrigen Strompreises am Großmarkt, beispielsweise an der Strombörse, wirtschaftlich nicht rentabel. Er müsste finanziell gefördert werden – wie der Neubau von Wind- oder Photovoltaikanlagen mit dem EEG. Daher stellt sich die Frage: Wäre eine Modernisierung des Kraftwerksparks mit neuen Erdgaskraftwerken für die Stromkunden kostengünstiger?

Um dies zu analysieren wurden auf Grundlage einer Meta-Analyse mehrerer Studien die Gestehekungskosten von Strom aus Erdgaskraftwerken ermittelt. Diese steigen – im Gegensatz zu den Vergütungen für Ökostrom. Während die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen an Land bereits im Jahr 2015 günstiger ist als die Stromgestehungskosten von Erdgaskraftwerken, werden die Vergütungen für Photovoltaikstrom ab 2018 günstiger sein. Auch die Durchschnittsvergütung des Szenarios „Plus günstigere EE“ ist im Jahr 2020 nur noch so hoch wie die Stromgestehungskosten von Erdgaskraftwerken (Abbildung 5). Und dies, obwohl darin auch Strom aus der vergleichsweise teuren Offshore-Windenergie und Biogas enthalten ist.

Keine Zusatzkosten für einen beschleunigten EE-Ausbau bei einem auskömmlichen Strompreis

Aufgrund der deutlichen Überkapazität des deutschen Kraftwerksparks ist der Strompreis an der Strombörse seit Jahren sehr niedrig. Er ist weder auskömmlich für den Neubau eines konventionellen noch eines erneuerbaren Kraftwerkes. Damit stellt sich die Frage, wie sich der EE-Ausbau bei einem

für konventionelle Kraftwerke auskömmlichen Strompreis auf die EEG-Umlage auswirken würde – wenn er also so hoch wäre, dass ohne eine zusätzliche Förderung auch neue Erdgaskraftwerke refinanzierbar wären. Daher wurde abschließend untersucht, welche Aufschläge auf die Umlage bei den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ im Falle eines auskömmlichen Strompreises zu erwarten wären und welche der Szenarien unter diesen Rahmenbedingungen günstiger wäre.

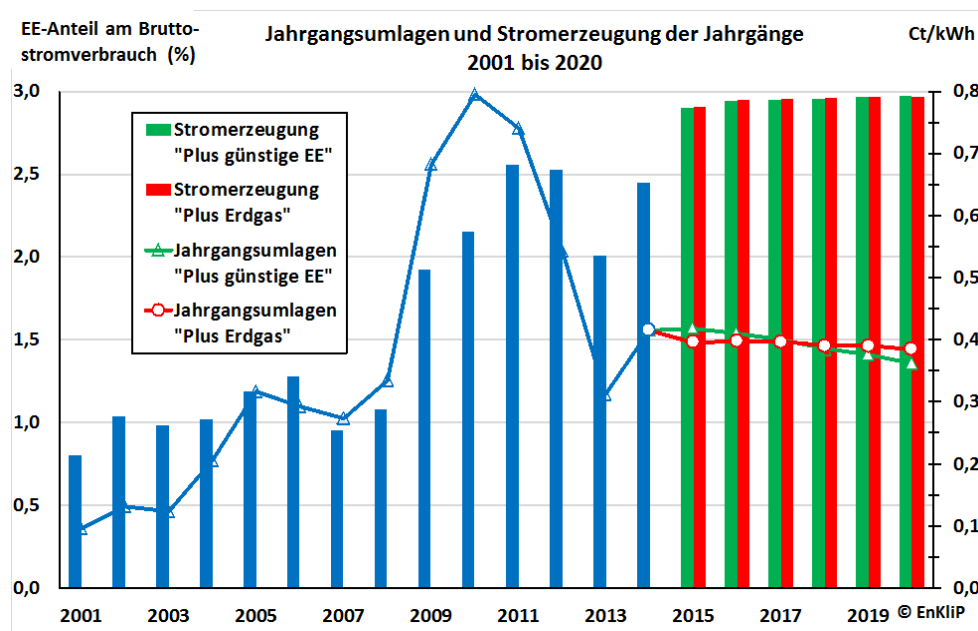


Abbildung B: Historische Jahrgangsumlagen und Stromerzeugung der entsprechenden Jahrgänge bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaus und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „Plus günstige EE“ und „Plus Erdgas“ (eigene Darstellung)

Insgesamt ist kein Kostenunterschied zwischen den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ erkennbar. Denn die heute günstigen Technologien führen über den gesamten Zeitraum praktisch zu keinen Aufschlägen auf die Umlage, umlagewirksam sind nur die teureren Technologien. Ab 2018 ist der schnellere EE-Ausbau sogar günstiger. Gegenüber der heutigen realen Situation mit den aktuell bestehenden, niedrigen und nicht auskömmlichen Strompreisen würde der Beitrag der im Jahr 2015 gebauten Anlagen zur Umlage in beiden Szenarien auf etwa die Hälfte reduziert, für die 2020er Anlagen läge er bei rund einem Fünftel. Im Jahr 2015 werden gut zwei Drittel davon durch die teureren Technologien Offshore-Windenergie und Biomasse verursacht. Ab 2017 bzw. 2019 verursachen die günstigen Technologien gar keine Aufschläge auf die Umlage mehr.

Fazit: Der Deckel für Wind an Land und Photovoltaik ist ökonomisch nicht begründbar

Die Betrachtung der EEG-Kosten zeigt eine deutliche Reduktion bei Neuanlagen seit 2010. Der Kostenberg, den die Bundesregierung mit der jüngsten EEG-Novelle überwinden wollte, war bereits im Jahr 2013 Vergangenheit. Es ist auch dann kein neuer Kostenberg zu erwarten, wenn die günstigen EE-Technologien deutlich schneller ausgebaut werden als von der Bundesregierung festgelegt. Ökonomisch spricht somit alles für die Aufhebung der Ausbaubegrenzung für Wind an Land und Photovoltaik. Dies würde einen Beitrag leisten, das deutsche 40 %-Klimaziel bis 2020 sicher zu erreichen und zu einer globalen Reduktion der Klimaemissionen führen. Werden externe Kosten und weitere volkswirtschaftlich relevante Faktoren wie beispielsweise die Abhängigkeit von Energieimporten aus politisch instabilen Regionen betrachtet, ergeben sich weitere Vorteile eines schnelleren EE-Ausbaus.

2 EINLEITUNG UND VORBEMERKUNGEN

2.1 Der klima- und energiepolitische Hintergrund

Deutschland verfolgt seit vielen Jahren das Ziel, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 im Vergleich zu 1990 um mindestens 40 % zu reduzieren. Dieses Ziel ist im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD von 2013 festgeschrieben (CDU und CSU 2013) und wurde mit der Verabschiedung des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 im Kabinett 3. Dezember 2014 formal bestätigt (BMUB 2014a). Mit diesem Programm soll die bestehende Lücke geschlossen werden, die aus Sicht der Bundesregierung bei rund 7 % liegt (BMUB 2014b). Allerdings gibt es gute Gründe anzunehmen, dass die Lücke deutlich höher liegt (WWF und Germanwatch 2014). So nimmt der aktuelle offizielle Projektionsbericht des Bundesumweltministeriums (BMU 2013b), der Grundlage für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 war, beispielsweise einen Preis für CO₂-Zertifikate von 14 €/t an, während er aktuell und auf absehbare Zeit deutlich darunter liegt. Ferner wird für den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) im Strombereich im Jahr 2020 ein Anteil von 40,7 % angenommen, entsprechend (DLR et al. 2012). Nach dem novellierten EEG soll der Anteil im Jahr 2020 allerdings bei nur knapp 36 % liegen und darf gut 38% nicht überschreiten (EEG 2014). Damit sind offensichtlich höhere zusätzliche Einsparungen notwendig, als mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossen wurden.

Zwei große Potenziale bieten sich an: Ein höherer Reduktionsbeitrag durch die Abschaltung von Kohlekraftwerken und ein schnellerer EE-Ausbau. Mit letzterem könnte im Jahr 2020 ein EE-Anteil erreicht werden, wie ihn die Bundesregierung im Projektionsbericht unterstellt. Ferner könnten die zusätzlichen EE-Anlagen die Stromproduktion von abzuschaltenden fossilen Kraftwerken substituieren. Findet keine solche Substitution statt, müsste der gesamte Stromverbrauch entsprechend reduziert werden oder andere fossile Kraftwerke müssten einspringen. Letzteres würde den positiven Klimaeffekt der Abschaltung von fossilen Kraftwerken zumindest stark einschränken.

Vor diesem Hintergrund wird im vorliegenden Gutachten die zentrale Begründung der Deckelung des EE-Ausbaus hinterfragt. Denn in erster Linie soll sie laut Bundesregierung „die Kostendynamik durchbrechen“ (BMW 2014c).

2.2 Die Vorgehensweise dieses Gutachtens

Zur Beantwortung der Frage nach den tatsächlichen ökonomischen Effekten des Ausbaus von Windenergie an Land und Photovoltaik werden die Indikatoren „Jahrgangsvergütungen“ und „Jahrgangsumlagen“ verwendet. Diese wurden in einem ersten Gutachten für Greenpeace (EnKliP 2014) entwickelt, um die historische Kostenentwicklung des EE-Ausbaus im Strombereich zu analysieren. Die beiden Indikatoren geben die durchschnittlichen Vergütungen von EE-Anlagen, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gingen (Jahrgangsvergütungen) und den Anteil dieser Anlagen an der EEG-Umlage (Jahrgangsumlagen) wieder. Die Indikatoren eignen sich im Gegensatz zur EEG-Umlage gut dafür, die Kosten des aktuellen EE-Ausbaus abzubilden. Außerdem entspricht die Jahrgangsvergütung – soweit die im EEG festgelegten Vergütungen angemessen gewählt sind – annähernd den Stromgestehungskosten des jeweiligen EE-Mixes.¹ Damit liefert sie die Grundlage für

¹ Wird EE-Strom nicht nach EEG vergütet, sondern selbst verbraucht, spart der Betreiber die Kosten des Strombezugs beim Stromhändler. Diese Einsparungen liegen in der Regel deutlich über den Vergütungen für EE-Strom. In diesem Fall ist eine EE-Anlage auch dann wirtschaftlich, wenn die Stromgestehungskosten höher sind als die Vergütungshöhe der EE-Anlage. Dies ist vor allem für Photovoltaikanlagen relevant.

den systematischen Vergleich mit den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke. Ferner kann mit der Jahrgangsvergütung geprüft werden, ob das Ziel der Bundesregierung, die durchschnittliche Vergütung neuer Anlagen auf unter 12 Ct/kWh zu senken, in den Szenarien erreicht wird.

Die „Jahrgangsumlage“ orientiert sich an der bekannten EEG-Umlage, die ein Kostenfaktor für die Stromkunden ist und daher für viele Akteure und Interessierte einen bekannten Vergleichswert darstellt. Wie bei der EEG-Umlage handelt es sich dabei allerdings nicht um echte Mehrkosten. Denn auch ohne Energiewende müsste der Kraftwerkspark in absehbarer Zeit modernisiert und neue Stromerzeugungsanlagen gebaut werden, was wie beim EEG zu Zusatzkosten führen würde (Kapitel 7).

Die Ergebnisse des ersten Gutachtens zu den historischen Kosten des EEG werden in Kapitel 4 zusammengefasst. Das hier vorliegende Gutachten wendet den Blick in die Zukunft. Zunächst wird untersucht, ob bei einem schnelleren Ausbau der heute kostengünstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik die Jahrgangsvergütungen und -umlagen weiterhin auf einem niedrigen Niveau verbleiben oder ob dann ein neuer Kostenberg droht (Kapitel 0). Anschließend wird verglichen, ob es kostengünstiger ist, den Strom mit neuen Erdgaskraftwerken anstatt durch zusätzliche EE-Anlagen zu produzieren (Kapitel 6.2). Vor dem Hintergrund, dass der deutsche Kraftwerkspark ohnehin modernisiert werden muss – denn er ist in großen Teilen veraltet und kann auch angesichts der Klimakrise nicht dauerhaft erhalten werden – ist dies eine politisch relevante Frage. Aufgrund der Dringlichkeit der Klimakrise und dem hohen CO₂-Ausstoß von Kohlekraftwerken wird in diesem Gutachten darauf verzichtet, auch einen Kostenvergleich auch mit Kohlekraftwerken durchzuführen. Im letzten Schritt wird untersucht, ob ein schnellerer Ausbau der heute kostengünstigen Erneuerbaren Energien auch dann noch einen Beitrag zur EEG-Umlage verursachen würde, wenn die Börsenpreise so hoch wären, dass sie den Bau neuer Erdgaskraftwerke ermöglichen würden (Kapitel 6.3).

Nicht betrachtet werden konnten in diesem Gutachten indirekte Kosten der Stromerzeugung, die beispielsweise durch die bestehende Importabhängigkeit von fossilen und nuklearen Energierohstoffen, die mögliche Verschärfung von politischen Krisen in den Herkunftsregionen von Erdgas, Kohle und Uran sowie durch ihren Beitrag zum Klimawandel und zur Luftverschmutzung entstehen.

2.3 Annahmen und Vereinfachungen

Um den Rechen- und Rechercheaufwand auf einen angemessenen Umfang zu begrenzen, wurden im Rahmen dieser Studie verschiedene Vereinfachungen und Schätzungen vorgenommen (siehe Anhang A). Insbesondere wurden nur die vier bedeutendsten Sparten der Erneuerbaren Energien betrachtet: Windenergie an Land, Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Biomasse. Diese EE-Sparten erzeugen heute rund 94 % des gesamten über das EEG finanzierten Stroms und sind für rund 97 % der gesamten EEG-Vergütungen verantwortlich. In der jüngeren Vergangenheit haben diese vier EE-Sparten noch zusätzliches Gewicht erhalten. Bei den im Jahr 2013 ans Netz gegangenen Anlagen decken sie über 99 % der Stromerzeugung und der EEG-Vergütungen ab (50Herz Transmission et al. 2012, 2013b). Dies dürfte auch für den EE-Ausbau der kommenden Jahre zutreffen. Damit ist die durch die Konzentration auf diese EE-Sparten entstehende Ungenauigkeit vernachlässigbar.

Darüber hinaus wird grundsätzlich unterstellt, dass bis 2020 das jetzt geltende EEG 2014 Gültigkeit behält. Eine Abschätzung der Kostenwirkung der geplanten Umstellung auf ein Ausschreibungssystem

bis spätestens 2017 ist im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich. Diese Umstellung kann für jede Technologie unterschiedlich ausfallen und zu Kostensenkungen oder -steigerungen führen.

Nicht zuletzt ist zu betonen, dass in diesem Gutachten keine Systemkostenbetrachtung durchgeführt wird und werden kann.² Vielmehr werden Kostenbetrachtungen auf Grundlage der durchschnittlichen Vergütungen und deren Wirkungen auf die EEG-Umlage durchgeführt.

EEG-Vergütung

Mit der EEG-Vergütung werden Erzeugung und Netzeinspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien finanziert. Sie wird im EEG festgelegt und von den Netzbetreibern pro Kilowattstunde an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Die EEG-Vergütung ist abhängig von der verwendeten Technologie, wie beispielsweise Windenergie oder Photovoltaik, von der Größe der Anlage und bei Biomasse zusätzlich von der Art von Biomasse.

Die Vergütung bleibt für eine konkrete Anlage in der Regel über 20 Jahre konstant. Im Falle der Windenergie gibt es in den ersten Jahren eine erhöhte Anfangs- und anschließend eine niedrigere Basisvergütung. Anlagen, die in einem späteren Kalenderjahr, bei Photovoltaik in einem späteren Monat, ans Netz gehen, erhalten ggf. eine niedrigere Vergütung. Bei der Novelle des EEG änderten sich die Vergütungen für bereits bestehende Anlagen bislang nicht, sondern nur die Vergütungen für zukünftige Anlagen.

EEG-Umlage

Die den Netzbetreibern entstehenden Nettokosten werden mit der EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Neben den Kosten durch die Auszahlung der EEG-Vergütungen haben die Netzbetreiber Einnahmen aus dem Verkauf des eingespeisten EE-Stroms an der Börse. Bei der Ermittlung der EEG-Umlage werden diese Einnahmen von den gesamten an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen abgezogen. Anschließend werden die Differenzkosten – oder Bruttokosten – auf die Stromverbraucher umgelegt, anteilig zu deren Stromverbrauch. Die stromintensivere Industrie muss nur eine deutlich verminderte EEG-Umlage bezahlen. Mit der Umlage werden die Differenzkosten des gesamten vergüteten Anlagenbestandes umgelegt.

Anlagen-Jahrgang

Ein Anlagen-Jahrgang sind alle EE-Anlagen und ggf. Erdgaskraftwerke, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind oder ans Netz gehen.

Jahrgangsvergütung

Die Jahrgangsvergütung gibt die durchschnittlichen Vergütungen aller Anlagen eines bestimmten Anlagen-Jahrgangs wieder (siehe Kapitel 3.1)

Jahrgangsumlage

Die Jahrgangsumlage bezeichnet den Anteil eines bestimmten Anlagen-Jahrgangs an der EEG-Umlage. Diese ist eine kombinierte Umlage für EE-Anlagen und fiktiven Erdgaskraftwerken (siehe Kapitel 3.2).

² Eine Systemkostenbetrachtung würde beispielsweise Kosten für den Netzausbau oder Speicheroptionen berücksichtigen, die vor allem längerfristig und mit höheren EE-Anteilen an Relevanz gewinnen könnten.

3 DIE KOSTENINDIKATOREN „JAHRGANGSVERGÜTUNG“ UND „JAHRGANGSUMLAGE“

3.1 Jahrgangsvergütungen

Jahrgangsvergütungen geben die durchschnittlichen Vergütungen wieder, die diejenigen Anlagen erhalten, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind bzw. gehen werden (Anlagen-Jahrgang). Sie schwanken entsprechend von Kalenderjahr zu Kalenderjahr und reagieren auf die dynamische Entwicklung sowohl des Anlagen-Ausbaus als auch der jeweiligen Vergütungen pro Kilowattstunde. Bei einem starken Ausbau teurer Anlagen sind die Jahrgangsvergütungen relativ hoch, bei einem starken Ausbau günstiger Anlagen entsprechend niedriger.

In diesem Gutachten werden neben den durchschnittlichen Vergütungen für EE-Anlagen auch fiktive Durchschnittsvergütungen ermittelt, die gezahlt werden müssten, wenn der Bau von Erdgaskraftwerken über eine Vergütung ähnlich den bestehenden EEG-Vergütungen finanziert würde. Damit wird der Vergleich zwischen den Kosten neuer EE-Anlagen und neuer Erdgaskraftwerke möglich. Diese Vergütungen für neue Erdgaskraftwerke werden gemeinsam mit den Vergütungen für EE-Anlagen in der Jahrgangsvergütung ausgewiesen.

Bei der Ermittlung der Jahrgangsvergütungen wurde u.a. die unterschiedliche Stromproduktion der verschiedenen Anlagen berücksichtigt. Da beispielsweise Photovoltaikanlagen zu Beginn der 2000er-Jahre zwar eine sehr hohe Vergütung von teilweise über 50 Ct/kWh erhielten, der jährliche Zubau aber noch sehr gering war, haben sie in diesen Jahren nur einen schwachen Einfluss auf die Durchschnittsvergütung des gesamten Anlagen-Jahrgangs (Details zur Ermittlung der Jahrgangsvergütung siehe Anhang A und das EnKliP-Gutachten für Greenpeace (EnKliP 2014)).

3.2 Jahrgangsumlagen

Jahrgangsumlagen geben die durchschnittlichen Kosten wieder, die den Stromverbrauchern durch vergütete EE-Anlagen bzw. ggf. Erdgaskraftwerke entstehen, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind oder gehen werden (Anlagen-Jahrgang). Anders formuliert: Sie weisen den Anteil aus, den ein bestimmter Anlagen-Jahrgang an der EEG-Umlage hat. Sie schwanken in ähnlicher Weise wie die Jahrgangsvergütungen.

In diesem Gutachten werden neben den Umlagekosten von EE-Anlagen auch fiktive Kosten ermittelt, die anfallen würden, wenn der Bau von Erdgaskraftwerken über Vergütungen und eine Umlage finanziert würde. Damit kann verglichen werden, inwiefern sich die Kosten für neue EE-Anlagen von Kosten von neuen Erdgaskraftwerken unterscheiden. Diese Kosten für neue Erdgaskraftwerke werden gemeinsam mit den Kosten für EE-Anlagen in der Jahrgangsumlage ausgewiesen.

Die Ermittlung der Jahrgangsumlagen basiert auf den für die Ermittlung der Jahrgangsvergütungen verwendeten Daten und Annahmen. Darüber hinaus werden für alle Anlagen-Jahrgänge einheitlich die Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber verwendet, die sie bei der Festlegung der EEG-Umlage 2015 zugrunde legten. Dies betrifft insbesondere den durchschnittlichen Strompreis an der Börse für 2015 und die bei Zahlungen der EEG-Umlage nicht begünstigte Strommenge. Ferner wird berücksichtigt, dass beispielsweise die durchschnittlichen Erlöse für Strom aus Windenergie unter dem Durchschnittspreis der Strombörse liegen. Erdgaskraftwerke, die unabhängig von Wettereinflüssen

und flexibel Strom einspeisen können, erzielen dagegen überdurchschnittliche Erlöse. Dadurch wird ein Vergleich der verschiedenen Jahrgangsumlagen möglich (Details zur Ermittlung der Jahrgangsvergütung siehe Anhang A und das EnKliP-Gutachten für Greenpeace (EnKliP 2014)).³

Die Jahrgangsumlage ist ein guter Indikator, um die Veränderungen der Kosten des aktuellen EE-Ausbaus erkennen zu können, ob also der Zubau in einem Jahr teurer oder günstiger war als in einem anderen. Ferner gibt sie an, welche Kosten durch den aktuellen EE-Ausbau oder durch fiktive Erdgaskraftwerke von den Stromverbrauchern zu zahlen sind. Es sei aber darauf hingewiesen, dass die Jahrgangsumlagen mit und ohne Berücksichtigung von Erdgaskraftwerken nicht die tatsächlichen Mehrkosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gegenüber konventionellen Energien wiedergeben. Die ohnehin notwendige Modernisierung des Kraftwerksparks würde auch dann zu Kosten für die Stromverbraucher führen, wenn sie nicht auf Basis Erneuerbarer Energien durchgeführt würde. Die Mehrkosten des EE-Ausbaus sind damit deutlich geringer, als die EEG-Umlage und die Jahrgangsumlagen suggerieren (Kapitel 7).

4 BISHERIGE ENTWICKLUNG BEIM AUSBAU DER ERNEUERBAREN ENERGIEN IM STROMBEREICH

4.1 Kostenentwicklung

Die Entwicklung der Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich wird in Abbildung 1 dargestellt (EnKliP 2014). Auf der linken Seite werden die Jahrgangsvergütungen gezeigt (blaue Linie), die die durchschnittliche Vergütung von neuen EE-Anlagen des entsprechenden Jahrgangs bezeichnen. Die rote Linie stellt das Ziel dar, das die Bundesregierung nach eigenen Angaben mit der jüngsten Novelle des EEG erreichen möchte – es war 2013 schon fast erreicht. Auf der rechten Seite werden mit der blauen Linie die Jahrgangsumlagen dargestellt, also der jeweilige Anteil von EE-Anlagen, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gingen, an der EEG-Umlage 2015. Die Säulen zeigen die Stromproduktion der EE-Anlagen eines Jahrgangs als Anteil am Bruttostromverbrauch.

Die EE-Jahrgänge zu Beginn der 2000er-Jahre verursachen sehr niedrige Jahrgangsvergütungen und -umlagen. Dies liegt insbesondere daran, dass zu dieser Zeit überwiegend in den Bereichen Windenergie an Land und Wasserkraft ausgebaut wurde – zwei Technologien, die schon damals sehr kostengünstig waren. Darüber hinaus war die Stromproduktion dieser EE-Jahrgänge noch relativ gering. Die Kosten der Jahrgänge ab 2004 steigen recht kontinuierlich und erreichen im Jahr 2010 das Maximum. Grund für diese deutliche Kostensteigerung ist die starke Zunahme vor allem des Zubaus der damals noch recht teuren Photovoltaik sowie von ebenfalls relativ teure Biogasanlagen, die mit Anbaubiomasse betrieben werden. Die Jahrgänge 2009 bis 2011 sind dabei mit Abstand die teuersten. Vor allem aufgrund der massiven Kostensenkung bei der Photovoltaik reduzierten sich die Kosten für die Verbraucher für den aktuellen EE-Ausbau seit den EE-Jahrgängen ab 2011 rasant.

³ Die Werte bis 2013 sind leicht abweichend zu denen aus (EnKliP 2014), da bei der Ermittlung der EEG-Umlage 2015 von den Übertragungsnetzbetreibern ein niedriger Strompreis an der Börse und eine niedrigere nicht privilegierte Strommenge angenommen wurde als 2014 (3,567 Ct/kWh statt 4,168 Ct/kWh bzw. 353,56 TWh statt 377,9 TWh) (50Herz Transmission et al. 2013b, 2014). Diese geänderten Annahmen wurden in diesem Gutachten übernommen. Dies führt zu einer Erhöhung der Werte um knapp 10 %.

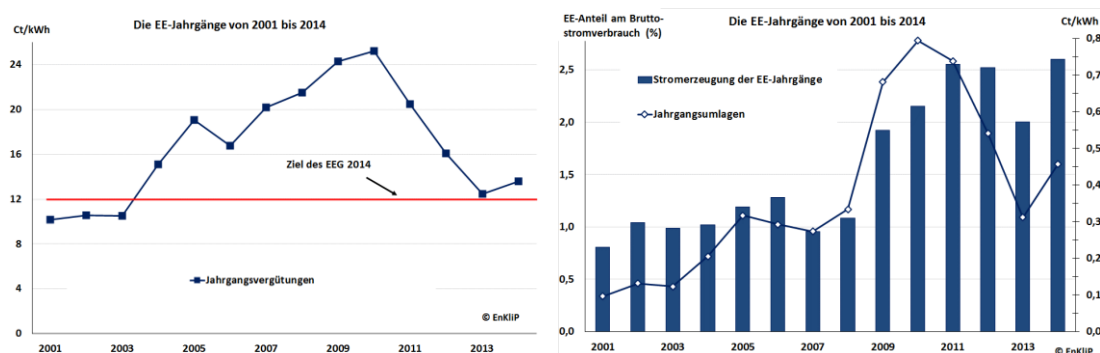


Abbildung 1: Entwicklung der Jahrgangsvergütungen (links) und der Jahrgangsumlagen (rechts) für die EE-Jahrgänge 2001 bis 2014 (eigene Darstellung)⁴

Auch die leicht sinkenden Vergütungen für Strom aus Biogasanlagen und der seit 2012 abnehmende Zubau haben zu den sinkenden Kosten beigetragen. So liegt die Jahrgangsvergütung des Jahres 2013 bei rund 12,5 Ct/kWh. Die Jahrgangsvergütung von 2010 beträgt 25 Ct/kWh. Somit ist sie gegenüber 2010 auf die Hälfte gefallen und liegt kaum spürbar über dem Niveau von 12 Ct/kWh, das die Bundesregierung mit dem neuen EEG erreichen will. Die Jahrgangsumlage des Jahres 2013 ist noch stärker gefallen, um gut 60 % gegenüber 2010.⁵ Und dies, obwohl die 2013er EE-Anlagen in etwa die gleiche Strommenge erzeugen wie die Anlagen aus dem Jahr 2010 (siehe Abbildung 1). Der Anstieg sowohl der Jahrgangsvergütung als auch der Jahrgangsumlage im Jahr 2014 kann insbesondere durch die deutlich gestiegene neue Anschlussleistung bei Offshore-Windenergie erklärt werden. Während im Jahr 2013 rund 240 MW neue Windenergieanlagen auf See ans Netz angeschlossen wurden (Deutsche WindGuard 2014a), dürften es im Jahr 2014 rund 950 MW sein (BEE 2014). Während der Anteil von Windenergie auf See an der Jahrgangsumlage 2013 noch bei rund 15 % lag, liegt sie im Jahr 2014 bei rund 45 %. Der starke Zubau von Offshore-Windenergie erklärt auch, dass der EE-Jahrgang 2014 spürbar mehr Strom erzeugt als der Jahrgang 2013. Der deutliche Rückgang des Zubaus bei Photovoltaik und Biomasse wird durch den deutlich gestiegenen Zubau bei Windenergie an Land in etwa ausgeglichen.

4.2 Entwicklung des Ausbaus von Windenergie an Land und Photovoltaik

Eine zentrale Entscheidung des Koalitionsvertrages zwischen CDU, CSU und SPD von 2013 im Bereich des EEG ist die Abkehr von Mindestausbauzielen, die es bislang im EEG gab. Statt dessen wurde ein EE-Ausbaukorridor festgelegt, mit dem verhindert werden soll, dass die Erneuerbaren Energien „zu schnell“ ausgebaut werden. Im Folgenden soll insbesondere für die beiden heute günstigen EE-Technologien Wind an Land und Photovoltaik gezeigt werden, dass es sich tatsächlich um eine Reduktion der Ausbaugeschwindigkeit handelt.

⁴ Siehe Fußnote 3.

⁵ Zum Grund für das relativ stärkere Absinken der Jahrgangsumlage gegenüber dem Absinken der Jahrgangsvergütung bei ähnlicher Stromproduktion der EE-Jahrgänge: Bei der Ermittlung der Jahrgangsvergütung sind die Vergütungshöhen selbst entscheidend, bei der Ermittlung der Jahrgangsumlage die EEG-Vergütungen abzüglich des Strompreises an der Börse. Bezüglich der prozentualen Absenkung ist somit bei der Jahrgangsumlage die Bezugsgröße kleiner als bei der Jahrgangsvergütung. Daher hat eine sinkende Durchschnittsvergütung prozentual eine stärkere Auswirkung auf die Jahrgangsumlage als auf die Jahrgangsvergütung.

Der Korridor des Koalitionsvertrages für die Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch, der unverändert im EEG 2014 übernommen wurde, sieht wie folgt aus:

- EE-Anteil am Stromverbrauch im Jahr 2025 40-45 Prozent
- EE-Anteil am Stromverbrauch im Jahr 2025 55-60 Prozent (CDU et al. 2013; EEG 2014)

Auf den ersten Blick erscheinen diese Ziele durchaus hoch. Schließlich lag der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch im Jahr 2014 „erst“ bei gut 25 Prozent (BMW 2014b). Ferner liegen die bisherigen Mindestziele exakt im neuen Korridor. Allerdings wären diese Mindestziele – bei einer EE-freundlicheren Politik – vermutlich übererfüllt worden. Davon jedenfalls sind Bundesregierung, Bundestag, Bundesrat und die Bundesnetzagentur offenbar ausgegangen, als sie 2013 den Netzentwicklungsplan für den Ausbau der Stromnetze aufgestellt und verabschiedet haben. Dieser geht von einem Anteil von knapp 50 Prozent im Jahr 2023 aus, während dann laut EEG-Korridor erst maximal gut 42 Prozent erreicht werden dürfen (50Herz Transmission et al. 2013a). Einen noch schnelleren Ausbau wollte die SPD laut Bundestagswahlprogramm 2013. Danach strebt die SPD an, bis 2030 75 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Quellen zu decken (SPD 2013). Nach EEG 2014 dürfen dann erst maximal 62,5 Prozent erreicht sein.

Was bedeutet das für den Ausbau der heute günstigen Technologien Wind an Land und Photovoltaik? Auch für die einzelnen Technologien wurde ein konkretes Ausbauziel im Gesetz festgelegt, das grundsätzlich nicht überschritten werden soll. Bei Wind an Land und Photovoltaik soll maximal eine Leistung von 2.500 MW pro Jahr ausgebaut werden. Im Falle von Wind an Land ist dies eine Netto-Zahl. Das bedeutet, dass die Kapazität von alten Anlagen, die außer Betrieb genommen werden, zusätzlich ersetzt werden darf. Wenn entsprechend EEG 2014 § 2 Abs. 5 ab „spätestens 2017“ das Finanzierungssystem auf ein Ausschreibungssystem umgestellt wird, können diese Ziele prinzipiell nicht übererfüllt werden (EEG 2014). Denn solange neue EE-Anlagen ohne eine besondere Finanzierung wie dem EEG wirtschaftlich nicht betrieben werden können, werden nicht mehr Anlagen hinzugebaut, als vom Staat ausgeschrieben werden.

Abbildung 2 zeigt den Verlauf des Zubaus von Wind an Land (links) und Photovoltaik (rechts) seit 2000. Bei Wind an Land gab es Anfang der 2000er-Jahre einen Peak, dem eine Zubaufaute insbesondere zwischen 2005 und 2010 folgte. In diesen Jahren ging meist eine installierte Leistung von nur unter 2.000 MW pro Jahr ans Netz. Seit 2011 steigt der Zubau stetig und kräftig. Während im Jahr 2013 bereits in der Größenordnung des Ziels des EEG 2014 hinzugebaut wurde, dürften es nach Schätzungen des BWE in diesem Jahr mit 3.300 bis 3.700 MW deutlich mehr sein (BWE 29.07.2014).

Der Zubau bei der Photovoltaik lag in den Jahren 2010 bis 2012 rund dreimal so hoch wie das Ziel des EEG 2014. Allerdings sind die Zubauzahlen bereits vor Inkrafttreten des neuen EEG stark gefallen. Es ist absehbar, dass im laufenden Jahr sogar rund 500 MW weniger Solaranlagen ans Netz gehen als die Bundesregierung plant (BNetzA 2014). Anhand Abbildung 3 wird erkennbar, dass es auch in den Jahren 2013 und 2014 einen mit wenigen Ausnahmen stetig sinkenden Zubau gab. Die steigenden Zubauraten ab März 2014 sind zunächst den Witterungsbedingungen zuzuschreiben. Das starke Wachstum im Juli dürfte zu begründen sein durch das damals bereits beschlossene, aber noch nicht in Kraft getretene neue EEG. Denn nach diesem muss für Strom aus Neuanlagen, der für den Eigenverbrauch genutzt wird, ein Anteil der EEG-Umlage bezahlt werden (EEG 2014). Damit werden viele potenzielle Anlagen wirtschaftlich unrentabel, so dass viele Investoren ihre Neuanlagen noch vor dem 1.8.2014 ans Netz genommen haben, dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des neuen EEG. Diese Entwicklung zeigt, dass

schon vor dem neuen EEG die wirtschaftlichen Bedingungen für einen schnelleren Ausbau der Photovoltaik nicht gegeben waren.

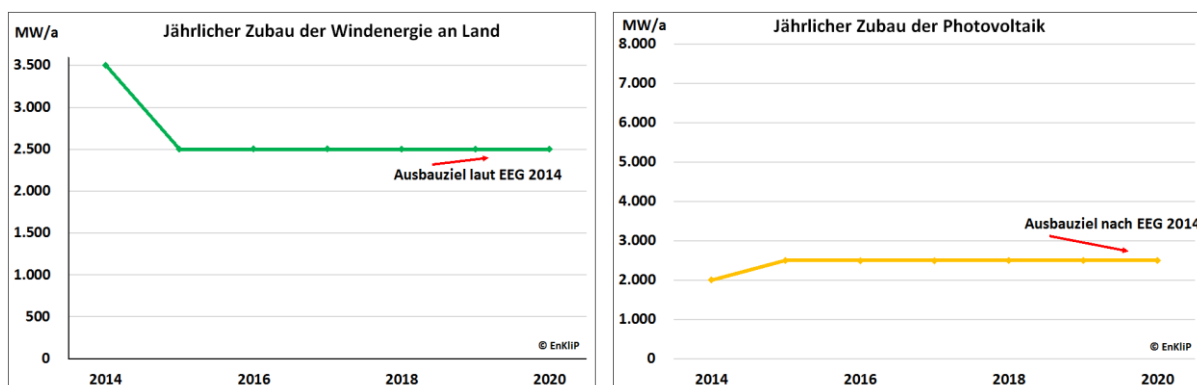


Abbildung 2: Neu installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen von 2000 bis 2014 und ab 2015 nach EEG 2014 geplanter Ausbau (BMWi 2014b; BNetzA 2014) (eigene Darstellung)

Die Betrachtung der vergangenen 15 Jahre zeigt, dass ein schnellerer Ausbau als mit dem EEG 2014 definiert sowohl bei Windenergie an Land als auch bei Photovoltaik möglich sein dürfte. Dafür müsste die Politik einerseits im EEG und andererseits insbesondere bei der Windenergie an Land auch auf Landesebene die richtigen Rahmenbedingungen schaffen.

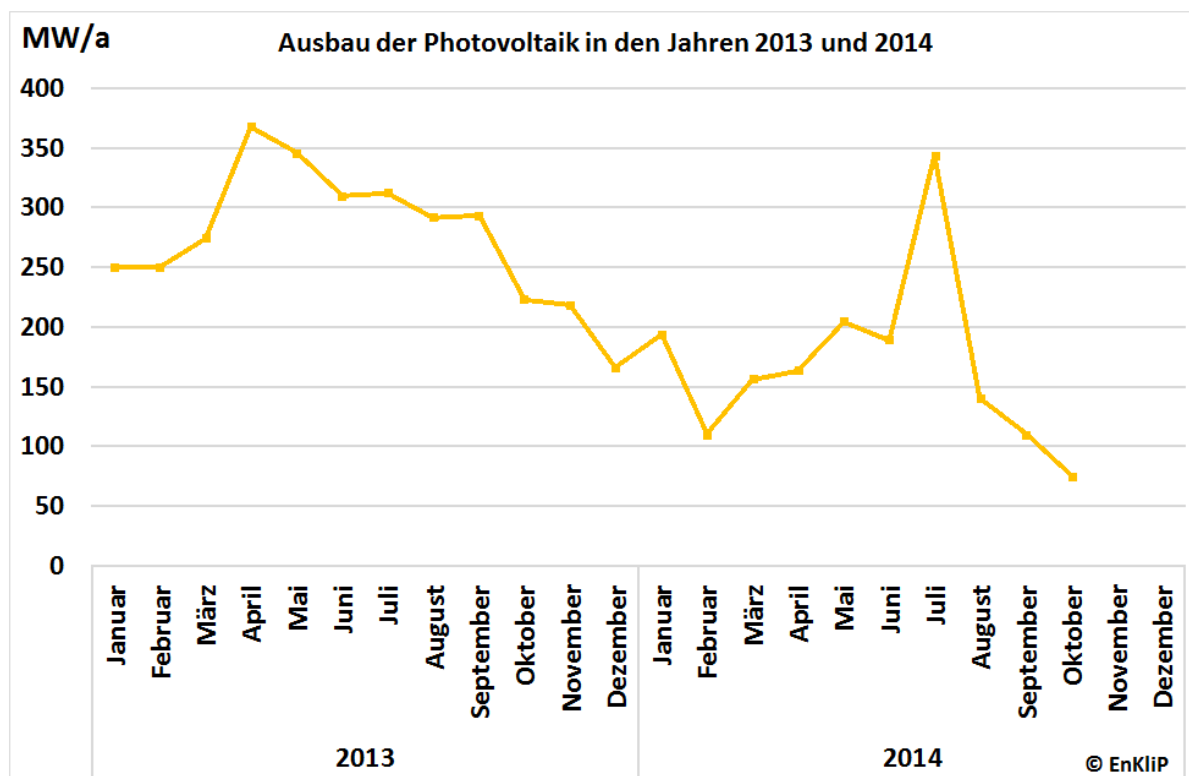


Abbildung 3: Monatlich neu installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in den Jahren 2013 und 2014 (BNetzA 2014) (eigene Darstellung)

5 KOSTEN VON STROM AUS NEUEN ERDGASKRAFTWERKEN

In diesem Kapitel werden die Grundlagen hergeleitet, mit denen in Kapitel 6 die Kosten einer vollständig erneuerbaren Modernisierung des Kraftwerksparks mit den Kosten einer teilweise auf Basis von neuen Erdgaskraftwerken durchgeführten Modernisierung verglichen werden. Dazu werden zunächst in einer Meta-Analyse elf wissenschaftliche Studien aus den letzten sechs Jahren herangezogen, die die Stromgestehungskosten von Erdgaskraftwerken nennen. Manche Studien geben eine Bandbreite der möglichen Entwicklung an, teilweise werden nicht nur Kosten für ein Jahr, sondern beispielsweise für 2010 und 2020 angegeben. Eine umfassende Übersicht über die Ergebnisse der verwendeten Studien bietet (AEE 2014), eine Auflistung der verwendeten Studien gibt Anhang C.

Um einen Vergleich der Studien untereinander und mit den Vergütungen für Erneuerbare Energien nach EEG herstellen zu können, wurde eine Reihe von Umrechnungen durchgeführt:

- Die Studien geben reale Werte der Stromgestehungskosten an, allerdings zu unterschiedlichen Basisjahren, die zwischen 2005 und 2015 schwanken. Daher wurden zunächst alle Angaben auf das gemeinsame Bezugsjahr 2015 umgerechnet. Hierfür wurden die Inflationsraten der Jahre seit 2005 verwendet (finanzen.net 2014).⁶
- Werden innerhalb einer Studie Korridore für die Kostenentwicklung angegeben, ist der jeweilige Mittelwert errechnet worden.
- Um für alle Jahre zwischen 2010 und 2020 Kosten zu erhalten wurde in Studien, die die Entwicklung der Kosten in diesem Zeitraum angeben, eine lineare Entwicklung angenommen.
- Aus den drei Studien mit vier Preisszenarien, die für die Jahre 2010 und 2020 Kostenangaben machen, ergibt sich eine durchschnittliche Kostensteigerung für Strom aus Erdgaskraftwerken von rund 2,3 % pro Jahr. Bei den Studien, die nur für ein Jahr Kosten angeben, wurden die Kosten für die anderen Jahre anhand dieser durchschnittlichen Kostensteigerung ermittelt.
- Abschließend wurde der lineare Mittelwert aller betrachteten Studien jeweils für die Kalenderjahre von 2010 bis 2020 berechnet. Diese werden im Folgenden als Stromgestehungskosten für Strom aus Erdgaskraftwerken angenommen.

Die EEG-Vergütungen werden im Gesetz in nominalen Werten angegeben, es findet kein Inflationsausgleich statt. Diese nominalen Vergütungen werden im vorliegenden Gutachten für die Ermittlung der Jahrgangsvergütungen und -umlagen verwendet. Daher müssen die ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Erdgaskraftwerke von dem realen Wert mit dem Basisjahr 2015 ebenfalls auf nominale Werte umgerechnet werden. Die Inflationsrate muss also berücksichtigt werden. Dadurch steigen die Kostenwerte gegenüber den realen Werten ab 2016 leicht an. Für die Umrechnung wurden die Erwartungen bezüglich der Inflation bis 2020 nach (SRW 2013) verwendet. Damit liegen nominale Vergütungen sowohl für EE-Anlagen als auch für Erdgaskraftwerke für die Jahre 2010 bis

⁶ Reale Kosten werden verwendet, um Entwicklungen in der Zukunft und in der Vergangenheit vergleichbar zu machen. Sie basieren auf einem festen Bezugsjahr, das der Währungsangabe tiefgestellt hinzugefügt wird (z.B. 100 €₂₀₁₀). Nominale Kosten stellen hingegen die tatsächlichen, absoluten Kosten im betreffenden Jahr dar und hängen von der Inflation ab, die entsprechend einkalkuliert werden muss.

Hierzu ein Rechenbeispiel: Betragen die Kosten für ein Gut im Jahr 2010 100 € und bleiben sie stabil, ergeben sich bei einer angenommenen Inflation von zwei Prozent pro Jahr für das Jahr 2020 nominale Kosten von 121,90 €₂₀₂₀. Die realen Kosten bezogen auf das Jahr 2010 liegen aber weiterhin bei 100 €₂₀₁₀.

2020 vor, so dass auf dieser Grundlage Jahrgangsvergütungen verschiedener Szenarien ermittelt und verglichen werden können.

Tabelle: Kosten von Erdgaskraftwerken und Inflationsraten von 2010 bis 2020

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2010
Reale Strom-gestehungskosten (Ct ₂₀₁₅ /kWh)	8,00	8,21	8,41	8,61	8,81	9,02	9,22	9,43	9,65	9,86	10,1
Nominale Strom-gestehungskosten (Ct/kWh)	7,42	7,63	7,91	8,30	8,67	9,02	9,38	9,77	10,2	10,6	11,0
Inflationsrate (%)	0,2	1,21	2,50	2,11	1,6	1,5	1,7	1,9	2,0	1,7	1,5

Für das Jahr 2015 liegt die notwendige Vergütung für Strom aus Erdgaskraftwerken beispielsweise bei 9,02 Ct₂₀₁₅/kWh. Sie liegt damit sehr genau in der Mitte der Bandbreite von 7 bis 11 Ct/kWh, die die Bundesregierung für Stromgestehungskosten von neuen fossilen Kraftwerke annimmt (BMWi 2014a). Alle Studien gehen dabei davon aus, dass die realen Stromgestehungskosten von Erdgaskraftwerken steigen werden.

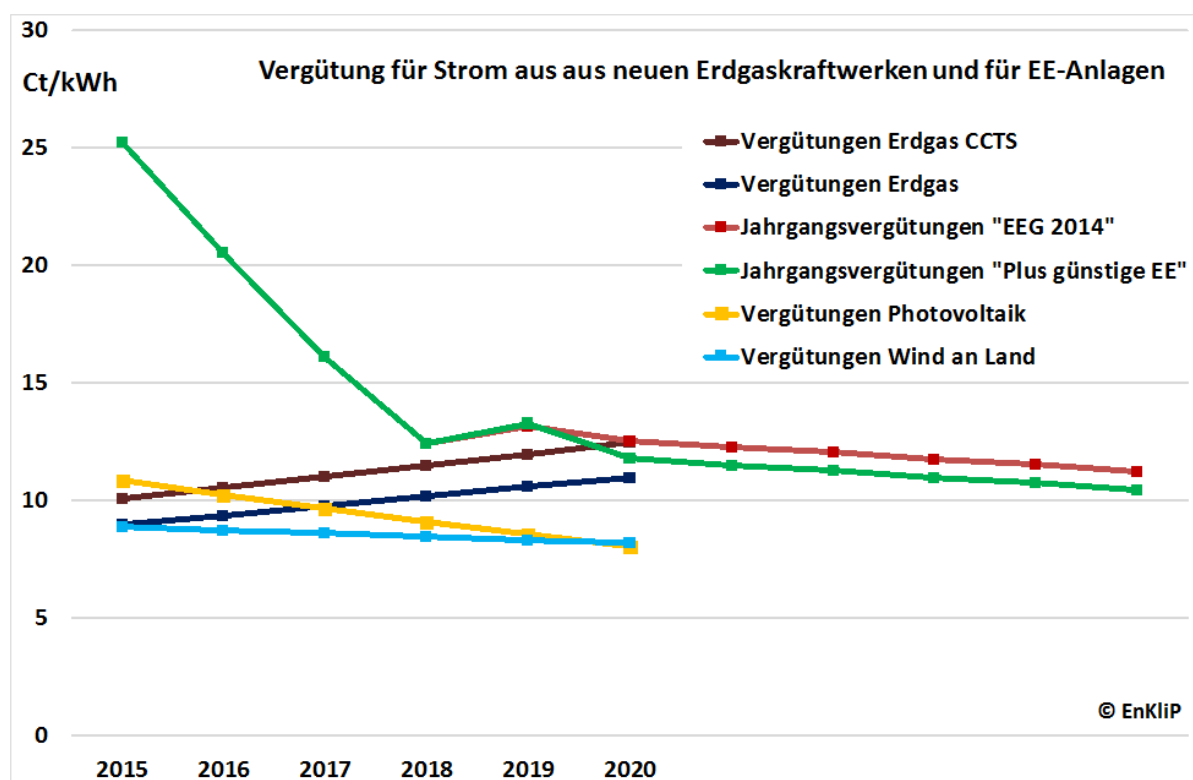


Abbildung 4: Entwicklung der unterstellten Einspeisevergütungen für neue Erdgaskraftwerke im Vergleich zur Durchschnittsvergütung für Windenergie an Land, Photovoltaik und dem EE-Mix der Jahrgänge 2010 bis 2020 für die Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ (eigene Darstellung)

Für die zukünftigen Vergütungen für EE-Anlagen wird im vorliegenden Gutachten angenommen, dass die im EEG 2014 festgelegte Vergütungshöhe bis 2020 ausreichend ist, um einen entsprechenden Ausbau sicherzustellen. Dabei sind die jeweiligen Degressionsstufen des EEG 2014 berücksichtigt. Für

die anzunehmende Vergütung für Strom aus Erdgaskraftwerken wurden die Stromgestehungskosten der jeweiligen Kalenderjahre – wie oben dargestellt - verwendet. Faktisch müssten die Vergütungen etwas höher sein, da die Betreiber neben den reinen Stromgestehungskosten auch eine Rendite erzielen wollen. Dies wird hier vernachlässigt.

Zur Ermittlung der Jahrgangsumlagen müssen neben den Vergütungen die Einnahmen für Strom aus Erdgaskraftwerken ermittelt werden. Bei den EE-Anlagen geschieht dies über den durchschnittlichen Preis an der Strombörse und die Marktfaktoren, mit denen angegeben wird, wie hoch der Erlös einer EE-Sparte im Vergleich zum durchschnittlichen Börsenpreis ist. Dieser liegt beispielsweise bei Windenergieanlagen unter dem Börsendurchschnittspreis, da bei hoher Windstromeinspeisung der Strompreis an der Börse sinkt (50Herz Transmission et al. 2014). Anders als die fluktuierenden Erneuerbaren Energien können und sollen Gaskraftwerke dann Strom einspeisen, wenn aufgrund von hoher Stromnachfrage sowie geringer Windstärke und Sonneneinstrahlung der Bedarf nach Strom und damit der Börsenpreis hoch ist. Es wird angenommen, dass die hier betrachteten Erdgaskraftwerke 5.000 Volllaststunden pro Jahr betrieben werden. Daher ist hier der durchschnittliche Preis der teuersten 5.000 Stunden eines Jahres am Spotmarkt der EEX relevant. Dieser lag im Jahr 2012 bei rund 123 % des Durchschnittspreises aller Stunden des Jahres (Öko-Institut 2014). Mit diesen Angaben können die Erlöse für Strom aus Erdgaskraftwerken und damit die Jahrgangsumlagen ermittelt werden.

6 KOSTENWIRKUNGEN EINES VERSTÄRKTEN EE-AUSBAUS: WINDENERGIE AN LAND UND PHOTO-VOLTAIK IM VERGLEICH MIT ERDGAS

Die heutigen Entscheidungen zur notwendigen Modernisierung des Kraftwerksparks beeinflussen die Kosten der künftig zu bauenden Erzeugungskapazitäten und damit die Kosten für die Verbraucher. Um diese abzuschätzen, werden in diesem Kapitel die Kosten der folgenden Modernisierungsszenarien untersucht, jeweils für die Jahre 2015 bis 2020 (siehe Anhang B für die Datengerüste):

Szenario „EEG 2014“	Ausbau der Erneuerbaren Energien entsprechend den Plänen der Bundesregierung und den Vorgaben im EEG 2014.
Szenario „Plus günstige EE“	Ausbau der Erneuerbaren Energien wie in Szenario „EEG 2014“, allerdings mit jährlich zusätzlichen 3.000 MW der heute günstigen EE-Technologien Wind an Land und Photovoltaik (jeweils 1.500 MW). Diese zusätzlichen EE-Anlagen erzeugen mit rund 5 Prozent des gesamten deutschen Stromverbrauchs jährlich mehr Strom als alle zwischen 2000 und 2004 installierten EE-Anlagen.
Szenario „Plus Erdgas“	Ausbau der Erneuerbaren Energien wie in Szenario „EEG 2014“, allerdings mit einem ergänzenden Ausbau von Erdgaskraftwerken mit einer Leistung von 960 MW pro Jahr. Diese Erdgaskraftwerke erzeugen die gleiche Strommenge wie die zusätzlichen 3.000 MW EE-Anlagen im Szenario „Plus günstige EE“.

In diesem Kapitel werden unterschiedliche Szenarien für die Jahre 2015 bis 2020 modelliert und diskutiert, in den Abbildungen wird allerdings die Kostenentwicklung ab 2001 gezeigt. Dies ermöglicht es, die modellierten Kosten für die Zukunft mit den Kosten der Vergangenheit zu vergleichen. Für die Jahre 2001 bis 2014 sind dabei in allen Szenarien die Annahmen identisch. Ab 2015 wurde für das Szenario „EEG 2014“ unterstellt, dass die Ziele des EEG 2014 für den Ausbau der einzelnen EE-

Technologien auch tatsächlich exakt erreicht werden: Jährlich 2.500 MW netto für Windenergie an Land, 2.500 MW brutto für Photovoltaik und 100 MW für Biomasse.

Für Offshore-Windenergie definiert das EEG 2014 das Ziel, bis 2020 eine Leistung von maximal 6.500 MW in der Nord- und Ostsee zu installieren. Der jährlich mögliche Zubau ab 2015 ergibt sich damit aus der Differenz aus diesen 6.500 MW und der bis Ende 2014 installierten und ans Netz angeschlossenen Leistung. Diese dürfte nach Angaben von (Deutsche WindGuard 2014a, 2014b, BEE 2014) und einem Zubau von rund 950 MW im Jahr 2014 (BEE 2014) knapp 1.500 MW betragen. Daraus ergibt sich ein jährlich möglicher Zubau von knapp 840 MW. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass nach EEG 2014 bei Offshore-Windenergie – anders als bei den anderen Technologien – der Zubau von Jahr zu Jahr schwanken darf. Diese Schwankungen abzuschätzen war im Rahmen des vorliegenden Gutachtens nicht möglich, so dass auch bei Offshore-Windenergie ab 2015 ein gleichmäßiger Zubau unterstellt wurde.

Für die o.g. Szenarien werden mit Hilfe der Indikatoren „Jahrgangsvergütungen“ und „Jahrgangsumlagen“ folgende Kostenvergleiche durchgeführt:

Kapitel 0	Vergleich der Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“
Kapitel 6.2	Vergleich der Szenarien „Plus günstige EE“ und „Plus Erdgas“
Kapitel 6.3	Vergleich der Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ wie in Kapitel 0, allerdings mit einem unterstellten erhöhten Börsenpreis, der ausreichen würde, um neue Erdgaskraftwerke ohne weitere Einnahmequellen wie beispielsweise Einspeisevergütungen, klassische Subventionen oder Kapazitätsmechanismen wirtschaftlich zu betreiben.

Eine Abschätzung der EEG-Umlage für 2020 wird bewusst nicht vorgenommen. Denn sie hängt von vielen Faktoren ab, die von den Kosten des aktuellen EE-Ausbaus unabhängig sind (z.B. dem Börsenpreis, der Begünstigung der Industrie, sich ändernden Berechnungsgrundlagen beispielsweise durch die Änderung des Wälzungsmechanismus oder der Einführung der Liquiditätsreserve) (EnKliP 2014). Vielmehr werden Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen ermittelt und so Aussagen getroffen über die Wirkungen verschiedener politischer Entscheidungen auf die Stromkosten der Verbraucher. Um die Kosten der Jahrgänge vergleichbar zu machen, werden – angelehnt an die Ermittlung der EEG-Umlage 2015 durch die Übertragungsnetzbetreiber – für alle Jahrgänge der durchschnittliche Börsenstrompreis von 3,567 Ct/kWh und eine nicht begünstigte Strommenge von 353,64 TWh/a angenommen (50Herz Transmission et al. 2014). Für die Ermittlung der Anteile der Anlagen-Jahrgänge am Bruttostromverbrauch wurde dieser gleichbleibend mit 600 TWh angenommen.

6.1 Kostenrelevanz eines schnelleren Zubaus der günstigen EE-Technologien

Im Folgenden geht es zunächst um die Auswirkungen eines beschleunigten EE-Ausbaus auf die EEG-Umlage. Zu diesem Zweck wird das Szenario „EEG 2014“, in dem der EE-Zubau entsprechend der im EEG vorgegebenen Korridore stattfindet, mit dem Szenario „Plus günstige EE“ verglichen. In Letzterem werden jährlich sowohl bei Windenergie an Land als auch bei Photovoltaik Anlagen mit einer Leistung von jeweils 1.500 MW zusätzlich zugebaut (zum Datengerüst siehe Anhang B).

Verglichen werden die sich jeweils ergebenden Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen. Mit ihnen liegen Informationen sowohl zu den Auswirkungen auf die Durchschnittskosten der in einem Jahr gebauten Anlagen als auch auf die Auswirkungen auf die Gesamtumlage vor.

Abbildung 5 zeigt, dass die Durchschnittsvergütungen für EE-Strom bei einem beschleunigten Ausbau von Wind an Land und Photovoltaik schneller fallen, als dies durch den gebremsten Ausbau nach EEG 2014 stattfinden dürfte. Genauer gesagt: Durch den zügigen Ausbau kostengünstiger Erneuerbarer Energien wird das Ziel der Bundesregierung – eine Durchschnittsvergütung für Neuanlagen von unter 12 Ct/kWh – bereits 2015 erreicht anstatt erst 2018.

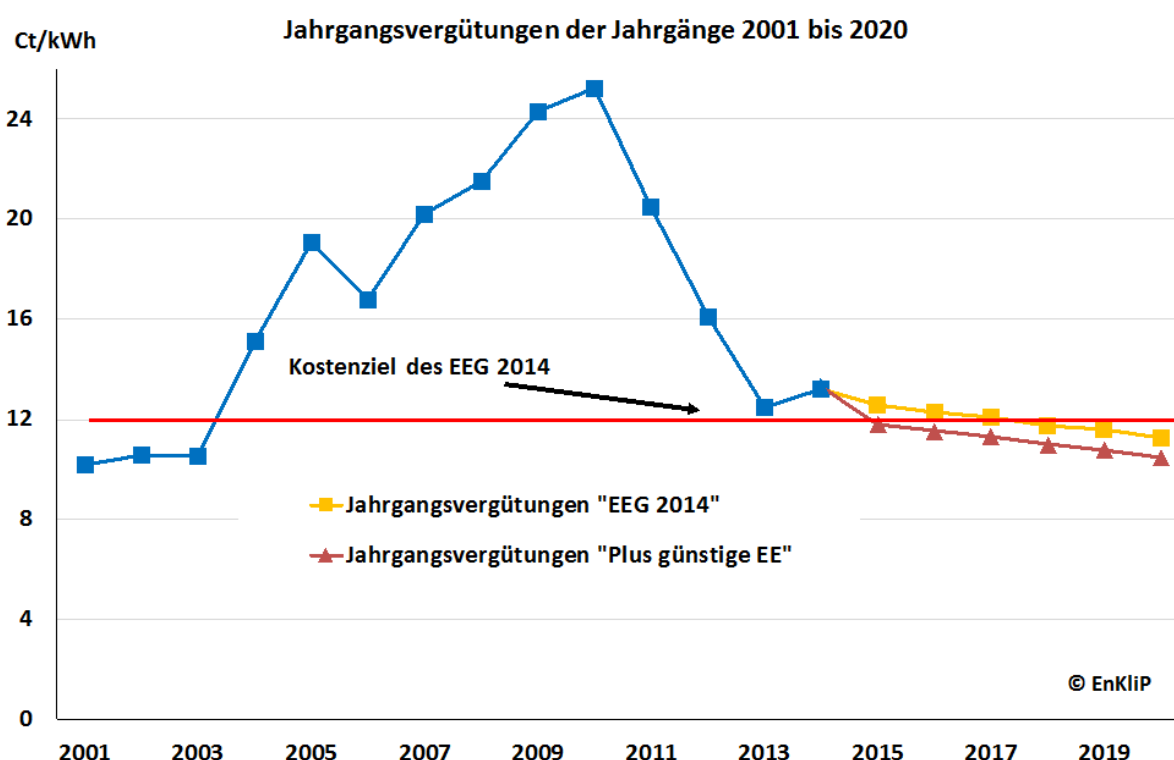


Abbildung 5: Jahrgangsvergütungen bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaus und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ (eigene Darstellung)

Die Entwicklung der Jahrgangsumlage, also der Beitrag des jährlichen EE-Ausbaus zur Umlage, ist in Abbildung 6 dargestellt. Beim stärkeren EE-Ausbau ist sie für alle Jahrgänge nur geringfügig höher als im Vergleichsszenario, nämlich um unter 0,1 Ct/kWh. Während die Jahrgangsumlagen im Szenario „EEG 2014“ ab 2015 und dauerhaft spürbar unter der Jahrgangsumlage von 2014 liegen, sind sie im Szenario „Plus günstige EE“ zunächst noch ähnlich hoch und sinken ab 2016 unter das Niveau von 2014. Die hohen Kosten der Vergangenheit werden in beiden Szenarien weit unterschritten, sie sinken

bereits im Jahr 2015 auf rund die Hälfte der Kosten des EE-Jahrgangs 2010, im Jahr 2020 liegen sie bei rund 40 %. Dennoch wird mit den neuen EE-Jahrgängen die gleiche Menge bzw. spürbar mehr Strom erzeugt. Im Vergleich zur Kostenreduktion von 2010 bis 2013 sinken die Kosten ab 2015 aufgrund des bereits erreichten niedrigen Standes allerdings deutlich langsamer.

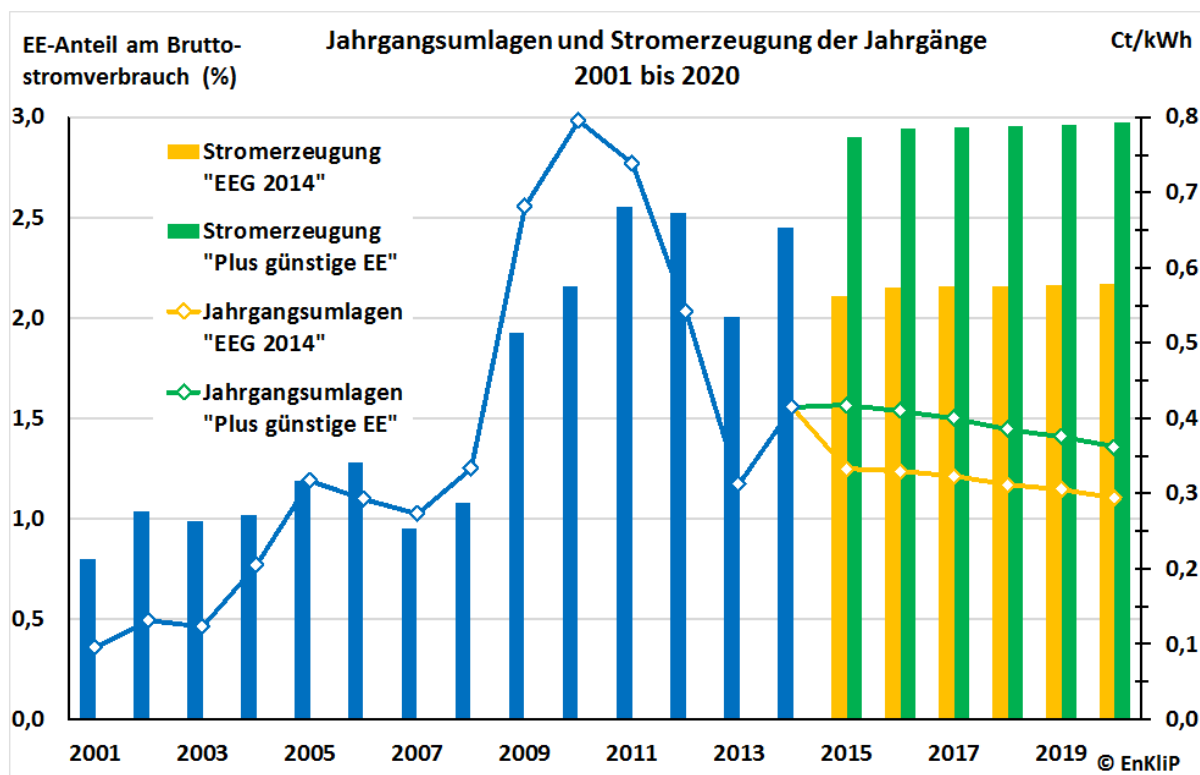


Abbildung 6: Historische Jahrgangsumlagen und Stromerzeugung der entsprechenden Jahrgänge bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaus und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ (eigene Darstellung)

Der gesamte Kostenunterschied zwischen den beiden Szenarien beträgt über die sechs Jahre von 2015 bis 2020 rund 0,46 Ct/kWh. Hierfür wird beim schnelleren EE-Ausbau spürbar mehr EE-Strom produziert, nämlich rund fünf Prozentpunkte mehr gemessen am gesamten Bruttostromverbrauch Deutschlands. Damit wird gerade der EE-Anteil erreicht, den die Bundesregierung im Projektionsbericht 2013 für das Jahr 2020 angenommen hat, der wiederum Grundlage des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 war (Kapitel 2) (BMU 2013b; BMUB 2014a). Zum Vergleich: Alle EE-Anlagen, die in den fünf Jahren von 2000 bis 2004 neu ans Netz gingen, liefern etwas weniger Strom. Diese fünf Prozent EE-Strom sind tatsächlich kostengünstig, denn ihr Anteil an der EEG-Umlage wäre nur

- rund ein Viertel des Anteils an der EEG-Umlage, den die gleiche Strommenge bei den Durchschnittskosten des EE-Jahrgangs 2010 hätte,
- rund zwei Drittel des Anteils an der EEG-Umlage, den die gleiche Strommenge bei den schon recht günstigen Durchschnittskosten des EE-Jahrgangs 2013 hätte und
- knapp zwei Drittel des Anteils an der EEG-Umlage, den die gleiche Strommenge beim EE-Mix und den Vergütungen des EEG 2014 in den Jahren 2015 bis 2020 hätte.

An den letzten beiden Strichpunkten zeigt sich, dass der Zubau ab 2015 auf Grundlage des neuen EEG 2014 trotz der Kostendegression der Erneuerbaren Energien nicht spürbar günstiger ist als der Zubau des Jahres 2013 auf Grundlage des alten EEG. Grund dafür ist, dass absolut und relativ ab 2015 deutlich mehr vergleichsweise teure Offshore-Windenergieanlagen zugebaut werden sollen als 2013.

Die Mehrproduktion von EE-Strom innerhalb der sechs betrachteten Jahre führt damit zu vergleichsweise geringen Aufschlägen auf die EEG-Umlage, kann aber maßgeblich dazu beitragen, das 40 %-Klimaziel 2020 tatsächlich zu erreichen. Bis 2020 sollen die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um mindestens 40 % reduziert werden (CDU et al. 2013). Die bestehenden Maßnahmen reichen nach Angaben der Bundesregierung aber nur aus, zwischen 32 und 33 % der Emissionen zu reduzieren (BMUB 2014b; Nitsch 2014; Öko-Institut et al. 2013). Diese Lücke will die Bundesregierung mit dem am 3. Dezember 2014 beschlossenen Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 schließen (BMUB 2014a). Allerdings gibt es gute Gründe anzunehmen, dass die Lücke deutlich höher liegt (WWF und Germanwatch 2014). So nimmt der aktuelle offizielle Projektionsbericht des Bundesumweltministeriums (BMU 2013b), der Grundlage für das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 war, beispielsweise einen Preis für CO₂-Zertifikate von 14 €/t an, während er aktuell und auf absehbare Zeit deutlich darunter liegt. Ein geringerer CO₂-Zertifikatspreis senkt den Anreiz, CO₂-Emissionen zu reduzieren. Ferner wird für den EE-Ausbau im Strombereich für 2020 ein Anteil von 40,7 % angenommen, entsprechend (DLR et al. 2012), Szenario 2011A. Nach dem novellierten EEG soll der Anteil im Jahr 2020 allerdings bei nur knapp 36 % liegen und darf gut 38% nicht überschreiten (EEG 2014). Damit wird weniger fossiler Strom durch Erneuerbare Energien ersetzt. Insgesamt sind offensichtlich höhere zusätzliche Einsparungen notwendig, als mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossen wurden.

Würde mit den knapp 29 TWh zusätzlichem EE-Strom des Szenarios „Plus günstige EE“ Strom aus Braunkohle substituiert und nimmt man für die Produktion von einer Kilowattstunde Braunkohlestrom die durchschnittlichen Emissionen deutscher Braunkohlekraftwerke des Jahres 2011 von 1.169 g CO₂/kWh an (UBA 2014), könnten rund 32 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden.

6.2 Kostenvergleich zu neuen Erdgaskraftwerken

Im vorhergehenden Unterkapitel wurden zwei Szenarien verglichen, die sich bezüglich der erzeugten EE-Strommengen unterscheiden. Dabei wurde erkennbar, welche Auswirkungen ein schnellerer EE-Ausbau auf die EEG-Umlage hat. In diesem Unterkapitel wird untersucht, welche Auswirkungen qualitativ unterschiedliche Modernisierungen des Kraftwerksparks auf die Kosten haben. Das oben diskutierte Szenario „Plus günstige EE“ wird dabei mit einem Szenario „Plus Erdgas“ verglichen. In diesem werden ab 2015 neben dem EE-Ausbau nach EEG 2014 zusätzliche Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von 960 MW pro Jahr hinzugebaut. Die in beiden Szenarien erzeugte Strommenge ist dabei identisch, so dass eine gute Vergleichbarkeit gegeben ist. Beide Szenarien setzen die in absehbarer Zeit notwendige Modernisierung des Kraftwerksparks um (siehe Kapitel 7). Die Reduktion der Treibhausgasemissionen fällt im Szenario „Plus Erdgas“ allerdings geringer aus.

Auch Erdgaskraftwerke benötigen aufgrund des niedrigen Preises für Strom am Großmarkt eine zusätzliche Finanzierung. Dies könnte zum Beispiel und theoretisch – wie bei den Erneuerbaren Energien und dem EEG – über eine Vergütung auf Strom aus neuen Erdgaskraftwerken umgesetzt werden, die über eine Umlage für die Stromkunden finanziert wird (Kapitel 5). Eine solches

Vergütungssystem von neuen Erdgaskraftwerken wird zwar politisch aktuell nicht diskutiert und soll hier auch nicht vorgeschlagen werden. Vielmehr soll diese Überlegung einen Kostenvergleich von unterschiedlichen Strategien zur Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks ermöglichen. Mit solchen über eine Umlage finanzierten Vergütungen trüge der Ausbau von Erdgaskraftwerken entsprechend zu den Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen bei. Es handelt sich im Folgenden also um eine kombinierte Vergütung von EE-Anlagen und ggf. neuen Erdgaskraftwerken sowie einer daraus resultierenden Umlage.

Bei der Ermittlung der Jahrgangsumlage wird berücksichtigt, dass die beiden fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) Wind an Land und Photovoltaik wetterabhängig sind, während Erdgaskraftwerke unabhängig vom Wetter und flexibel einsetzbar sind. Daraus ergeben sich am bestehenden Strommengenmarkt wie beispielsweise der Strombörse unterschiedliche Wertigkeiten für Strom aus FEE und aus Erdgas. Die entsprechenden unterschiedlichen Durchschnittserlöse der Technologien am Strommarkt fanden in die Berechnungen des vorliegenden Gutachtens Eingang (siehe Kapitel 5). Damit sind die derzeitigen systembedingten Zusatzkosten der FEE zumindest teilweise berücksichtigt. Mit einem steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix dürften diese Zusatzkosten steigen. Dieser vor allem längerfristig relevante Aspekt wird hier vernachlässigt, da nur der Zeitraum bis 2020 betrachtet wird. Denn sowohl die Kosten für den Leitungsausbau als auch die Kosten eines längerfristig notwendigen Back-up-Systems zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sind in dem hier betrachteten Zeitraum aufgrund der noch niedrigen Anteile der FEE am gesamten Stromverbrauch im Vergleich zu den reinen Stromerzeugungskosten gering. Relevante Kosten könnten dann entstehen, wenn die FEE Anteile am Stromverbrauch auf über 70 % steigen (Agora Energiewende 2012; HBS 2014).

Nicht betrachtet wurden hier indirekte Kosten, die u.a. durch die bestehende Importabhängigkeit von fossilen und nuklearen Energierohstoffen, die mögliche Verschärfung von politischen Krisen in den Herkunftsregionen von Erdgas und den Beitrag der Erdgasverstromung zum Klimawandel und zur Luftverschmutzung entstehen.

Das Szenario „Plus Erdgas“ weist nur für 2015 eine etwas günstigere durchschnittliche Vergütung für Neuanlagen auf als das Szenario „Plus günstige EE“. Schon in 2016 kehrt sich das Verhältnis um (Abbildung 7). Dies liegt zum einen daran, dass die realen und nominalen Kosten für Strom aus Erdgas über die Zeit ansteigen. Zum anderen schlagen sich hier die nach geltendem EEG sinkenden (nominalen) Vergütungen für EE-Anlagen nieder.

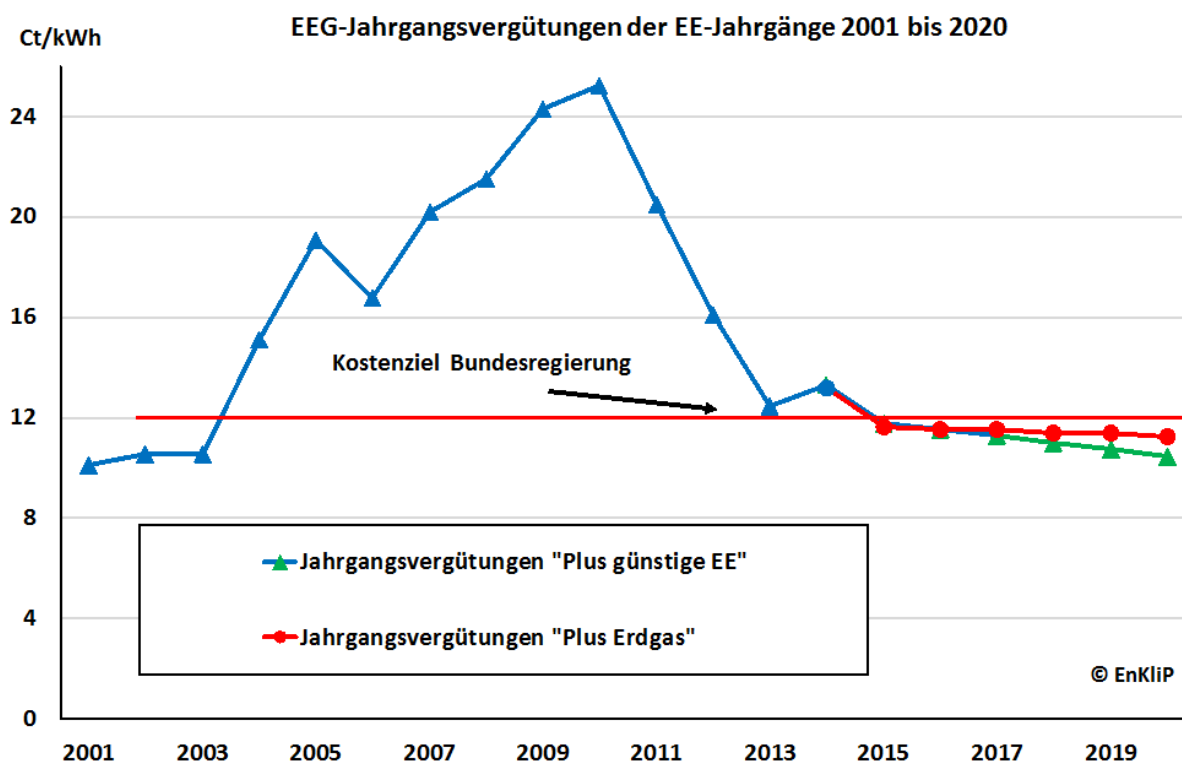


Abbildung 7: Jahrgangsvergütungen bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaus und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „Plus günstige EE“ und „Plus Erdgas“ (eigene Darstellung)

Bei den Jahrgangsumlagen zeigt sich bis 2017 ein leichter Vorteil für das Szenario mit Erdgas, ab 2018 ist das reine EE-Szenario günstiger. Ab diesem Zeitpunkt sind die Vergütungen für den EE-Mix verglichen mit Erdgasanlagen um so viel niedriger, dass die geringeren Erlöse für EE-Strom an der Börse damit ausgeglichen bzw. überkompensiert werden. Insgesamt sind die Unterschiede der beiden Szenarien bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Umlage über den gesamten Zeitraum bis 2020 vernachlässigbar.

Dem stehen deutliche Vorteile des „Plus günstige EE“-Szenarios gegenüber, insbesondere die stärkere Senkung der Treibhausgasemissionen, die geringere Belastung der Umwelt durch die Verbrennung und den Abbau von Erdgas sowie die geringere Abhängigkeit von Erdgasimporten, die teilweise aus geopolitisch instabilen Regionen stammen.

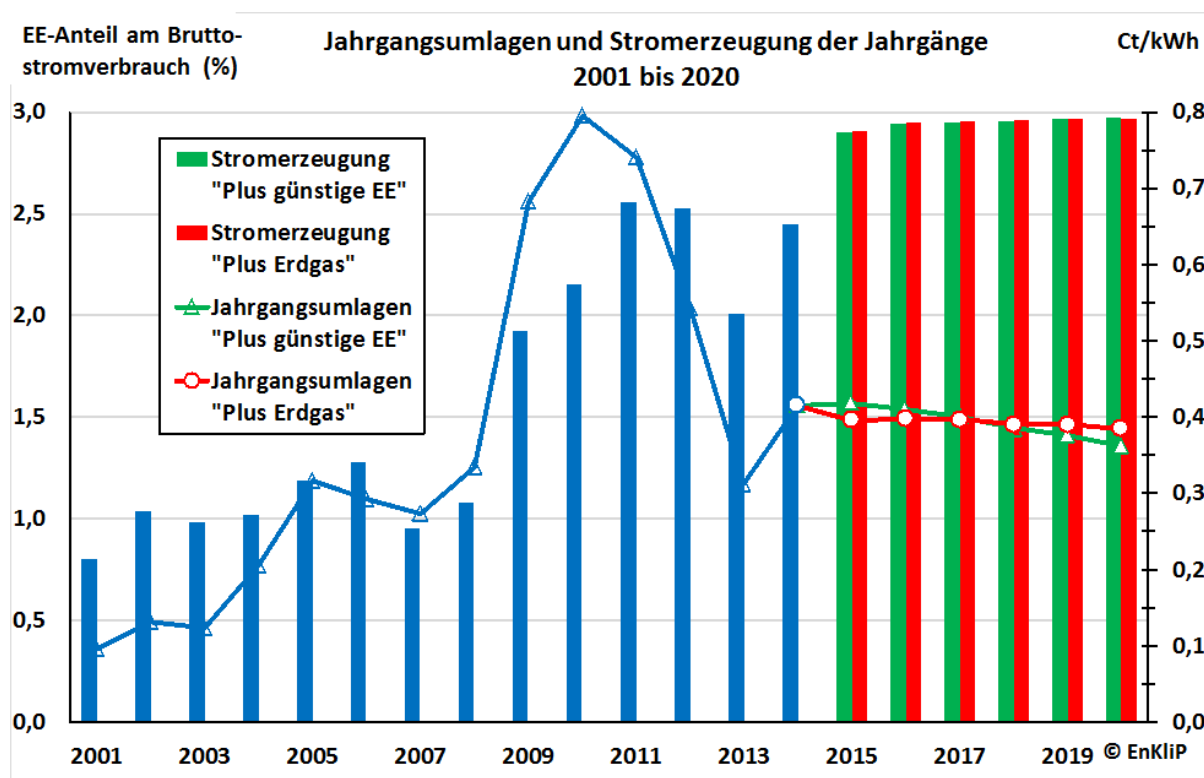


Abbildung 8: Jahrgangsumlagen und Stromerzeugung der entsprechenden Jahrgänge bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaues und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „Plus günstige EE“ und „Plus Erdgas“ (eigene Darstellung)

6.3 Jahrgangsumlagen bei auskömmlichen Preisen an der Strombörse

Im Folgenden werden wie in Kapitel 0 die Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ miteinander verglichen. Allerdings wird hier angenommen, dass der Börsenpreis so hoch ist, dass er für die Refinanzierung neuer Erdgaskraftwerke auskömmlich ist. Neben den Erlösen an der Börse – oder anderen Strommengenmärkten – sind dann keine weiteren Einnahmen notwendig, um neue Erdgaskraftwerke bauen und rentabel betreiben zu können. So geben die Jahrgangsumlagen nur die tatsächlichen Mehrkosten des EE-Ausbaus gegenüber einer konventionellen Modernisierung des Kraftwerksparks wieder.

Ein solcher auskömmlicher Strompreis wäre notwendig, wenn eine konventionelle Modernisierung des Kraftwerksparks ohne weitere Förderungen marktgetrieben stattfinden sollte. Auch andere Finanzierungsoptionen für neue Erdgaskraftwerke sind denkbar, beispielsweise Zahlungen über Kapazitätsmechanismen. Diese Zahlungen führen am Ende zu vergleichbaren Kosten, die in Form einer Umlage von den Verbrauchern bezahlt werden müssen, soweit sie nicht vom Staat übernommen werden.

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse für die Jahrgangsumlagen der beiden Szenarien. Es wird nur der Zeitraum ab 2010 betrachtet, da der Blick in diesem Gutachten auf die Kosten der kommenden Jahre gerichtet ist. Mit der Art der Darstellung wird eine gute Vergleichbarkeit zu Abbildungen 6 und 8 ermöglicht. Hinsichtlich der Jahrgangsvergütungen ergeben sich durch die geänderten Annahmen zum Börsenpreis keine Veränderungen gegenüber Abbildung 5 und den Ergebnissen aus Kapitel 6.1.

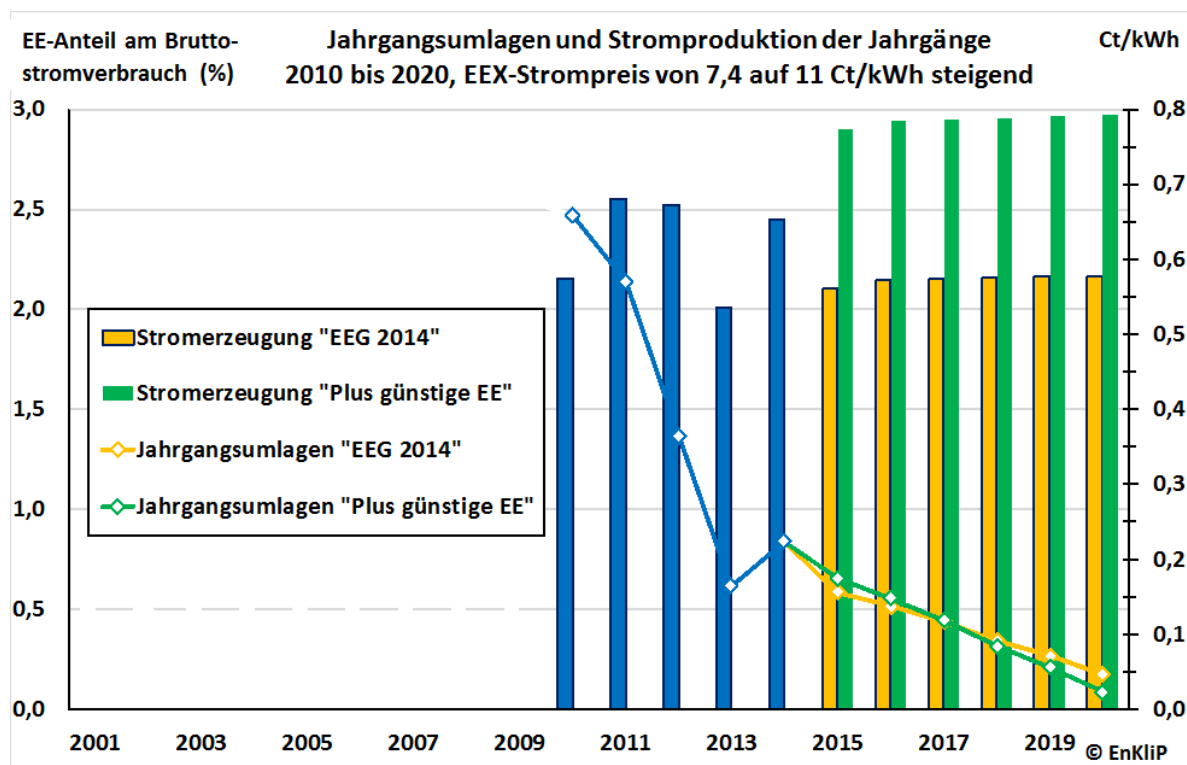


Abbildung 9: Jahrgangsumlagen und Stromerzeugung der entsprechenden Jahrgänge 2010 bis 2014 aufgrund des faktischen EE-Zubaus und von 2015 bis 2020 entsprechend den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“, bei einem erhöhten, auskömmlichen Börsenpreis für Strom (eigene Darstellung)

Im Vergleich zwischen den beiden Szenarien ergeben sich über den Zeitraum von 2015 bis 2020 nur geringe Kostenunterschiede, insgesamt ist der schnellere EE-Zubau etwas günstiger. Zwar ist er bis 2017 ein wenig teurer, zunächst um 0,02 Ct/kWh. Ab 2018 wird er aber spürbar günstiger, im Jahr 2020 um gut 0,02 Ct/kWh. Ein wichtiger Unterschied bleibt aber erhalten: Insgesamt lassen sich durch den beschleunigten Ausbau im Vergleich zu den Vorgaben der Bundesregierung zusätzliche fünf Prozent des gesamten deutschen Bruttostromverbrauchs mit Erneuerbaren Energien abdecken, was einen verstärkten Klimaschutz und mehr Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern ermöglicht. Eine deutliche Beschleunigung des EE-Ausbaus wäre also bei Strompreisen, die für Erdgaskraftwerke auskömmlich sind, praktisch ohne Mehrkosten für die Stromversorgung zu haben, senkt aber die volkswirtschaftlich relevanten externen Kosten der Stromerzeugung. Somit führt die Deckelung des Ausbaus der heute günstigen Erneuerbaren Energien – Windenergie an Land und Photovoltaik – zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Insgesamt sind die Jahrgangsumlagen in beiden Szenarien ab 2015 deutlich niedriger als bei dem real existierenden Börsenpreis, wie er in Kapitel 0 und 6.2 angenommen wurde. Werden auskömmliche Börsenpreise angenommen, sinken bei beiden Szenarien die Jahrgangsumlagen 2015 auf unter 0,18 Ct/kWh. Allein Offshore-Windenergie und Biomasse – die beiden noch relativ teuren EE-Technologien – haben daran einen Anteil von über zwei Drittel. Im Jahr 2020 sind die Jahrgangsumlagen mit rund 0,02 bzw. 0,05 Ct/kWh vernachlässigbar – beim bestehenden, sehr niedrigen und nicht auskömmlichen Börsenpreis liegen die Jahrgangsumlagen 2020 bei 0,3 bzw. 0,36 Ct/kWh (Kapitel 0). Über den Zeitraum ab 2015 sind die Anteile der günstigen Erneuerbaren Energien an den Jahrgangsumlagen sehr gering,

ab 2017 erzeugen Photovoltaikanlagen, ab 2018 Windenergieanlagen an Land gar keine Zusatzkosten mehr.

Bemerkenswert sind auch die Ergebnisse bezüglich der historischen Kosten. Diese sind für die Jahrgänge um 2010 auch bei einem höheren, auskömmlichen Börsenpreis nach wie vor hoch. Grund dafür ist, dass die hohen Durchschnittsvergütungen für Anlagen dieser Jahrgänge von teilweise über 25 Ct/kWh deutlich über dem hier unterstellten erhöhten Strompreis liegen. Dies ändert sich mit den späteren Jahrgängen, insbesondere ab 2013. Der hier unterstellte auskömmliche Börsenpreis nähert sich dann der Marke von 9 Ct/kWh, während die Jahrgangsvergütung 2013 bereits bei rund 12,5 Ct/kWh lag. Der auskömmliche Börsenpreis steigt bis 2020 auf rund 11 Ct/kWh, während die Jahrgangsvergütung auf rund 10,5 (Szenario „Plus günstige EE“) bzw. 11,3 Ct/kWh (Szenario „EEG 2014“) sinkt. Die Durchschnittsvergütung des EE-Mixes und der Börsenpreis nähern sich damit immer stärker an, der Unterschied und damit die Zusatzkosten für die Verbraucher tendieren gegen Null (siehe grundsätzlich Abbildung 4).

6.4 Zwischenfazit zu den Kostenentwicklungen der Szenarien

Mit einem beschleunigten Ausbau der beiden bereits heute günstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik könnte die Bundesregierung ihr Ziel, die Durchschnittsvergütung für Neuanlagen auf 12 Ct/kWh zu senken, bereits 2015 erreichen. Auf Grundlage des EEG 2014 wird dieses Ziel erst drei Jahre später erreicht. Die Zusatzkosten sind bei einem beschleunigten Ausbau dieser beiden günstigen EE-Sparten sehr gering. Rund fünf Prozentpunkte im Vergleich zu den Vorgaben der Bundesregierung zusätzlichen EE-Anteils am gesamten deutschen Stromverbrauch bis 2020 würden weniger als 0,5 Ct/kWh zur EEG-Umlage beitragen. Diese fünf Prozentpunkte könnten aber gegenüber einer Stromerzeugung aus Braunkohle rund 32 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr einsparen und einen Beitrag leisten, dass Deutschland das 40 %-Klimaziel sicher erreicht. Dies erscheint mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 nicht gesichert zu sein.

Würden diese fünf Prozentpunkte EE-Strom mit dem EE-Mix und den Vergütungen des Jahres 2010 erzeugt, würde dies die EEG-Umlage etwa viermal so stark belasten. Mit dem EE-Mix und den Vergütungen von 2013 wäre es rund 60 % teurer. Mit dem EE-Mix und den Vergütungen, die das EEG 2014 bis 2020 vorsieht, lägen die Kosten ebenfalls um knapp 60 % höher. Das zeigt: Das neue EEG macht den EE-Ausbau im Vergleich zum Jahr 2013 nicht spürbar günstiger – trotz der Kostendegression, die es bei den Erneuerbaren Energien geben wird. Ursache dafür ist, dass nach dem neuen EEG der Ausbau der relativ teuren Offshore-Windenergie relativ und absolut spürbar stärker ausfallen soll als 2013.

Werden statt zusätzlicher günstiger EE-Anlagen Erdgaskraftwerke gebaut, die die gleiche Strommenge erzeugen, wird es nicht günstiger. Nur in den ersten Jahren bis 2017 wäre diese Variante mit geringfügig niedrigeren Kosten verbunden. Danach führt die reine EE-Strategie zu geringeren Kosten. Darüber hinaus hat die reine EE-Strategie Vorteile bezüglich des Umwelt- und Klimaschutzes und führt zu einer geringeren Abhängigkeit von Energieimporten.

Gäbe es an der Strombörse oder anderen Strommengenmärkten Preise, zu denen neue Erdgaskraftwerke rentabel betrieben werden können, würde ein beschleunigter EE-Ausbau in den ersten Jahren nur wenig höhere Beiträge zur EEG-Umlage verursachen als der durch das EEG 2014 gebremste Ausbau. Ab 2018 sind die Auswirkungen des beschleunigten EE-Ausbaus auf die EEG-

Umlage kleiner beim gebremsten EE-Ausbaus, über den gesamten Zeitraum gibt es leichte Kostenvorteile für den schnellen EE-Ausbau.

Alle drei Vergleiche zeigen, dass eine Drosselung des Ausbaus der günstigen Technologien Windenergie an Land und Photovoltaik mit Kostengründen nicht zu rechtfertigen ist. Werden externe Kosten und weitere volkswirtschaftlich relevante Faktoren wie beispielsweise die Abhängigkeit von Energieimporten aus politisch instabilen Regionen betrachtet, ergeben sich klare Vorteile eines schnelleren EE-Ausbaus.

7 DIE NOTWENDIGKEIT EINER MODERNISIERUNG DES KRAFTWERKSPARKS

Mit der EEG-Umlage wird die ökologische Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks auf Basis Erneuerbarer Energien finanziert. Diese Zusatzfinanzierung ist notwendig, da die Erlöse auf dem Strommarkt zu niedrig sind um neue EE-Anlagen zu refinanzieren. Auch eine Modernisierung auf Basis konventioneller Energien könnte auf Grundlage des bestehenden Strommarktes nicht ohne eine zusätzliche Finanzierung durchgeführt werden. Denn aufgrund der niedrigen Preise an der Strombörse und anderen Strommärkten können mit den entsprechenden Einnahmen seit Jahren keine neuen Kraftwerke mehr refinanziert werden. Daher würde auch eine „konventionelle Modernisierung“ zu zusätzlichen Kosten für die Verbraucher führen, die durch eine entsprechende Umlage finanziert werden müsste.

Die tatsächlichen Kosten des EE-Ausbaus bestehen daher nicht in der EEG-Umlage selbst, sondern im Unterschied zwischen der EEG-Umlage und einer „konventionelle-Energien-Umlage“. In Abhängigkeit von den konkreten Ausbaupfaden einer „erneuerbaren Modernisierung“ und einer „konventionellen Modernisierung“ könnte letztere auch teurer sein und zu einer Umlage führen, die höher läge als die EEG-Umlage. Genau auf diese Thematik wurde in Kapitel 6.2 und 6.3 eingegangen. Das Ergebnis zeigt, dass eine Modernisierung auf Basis der günstigen Erneuerbaren Energien – v.a. Windenergie an Land und Photovoltaik – schon heute praktisch nicht teurer ist als eine konventionelle Modernisierung auf Erdgasbasis. Ab 2018 sind neue günstige Erneuerbaren Energien für die Verbraucher günstiger als neue Erdgaskraftwerke. Unabhängig davon sind allerdings die vermeintlich kostengünstigen konventionellen Technologien wie beispielsweise Kohlekraftwerke aus Umwelt- und Klimaschutzgesichtspunkten keine Erfolg versprechenden Optionen.

Dieser Hintergrund wird in der Diskussion um das EEG verdeckt, da in der Berechnungssystematik der EEG-Umlage der Börsenpreis für Strom eine zentrale Rolle spielt. Die Netzbetreiber müssen die Vergütungen an die Anlagebetreiber auszahlen und verkaufen den Strom, der nicht von den Anlagenbetreibern selbst vermarktet wird, an der Strombörse. Die Kosten der Netzbetreiber sind damit die gesamten ausgezahlten Vergütungen abzüglich der Einnahmen aus dem Stromverkauf an der Börse. Diese Kosten werden als EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Es entsteht der falsche Eindruck, dass sie die Mehrkosten des EE-Ausbaus widerspiegeln.

Der Börsenpreis für Strom ist aber deutlich niedriger als die Stromgestehungskosten von Gas-, Kohle- oder Atomkraftwerken. Er reicht aktuell gerade aus, um die im bestehenden Marktsystem günstigen bestehenden konventionellen Kraftwerke wirtschaftlich betreiben zu können. Mit der Einbeziehung des Börsenpreises in die Berechnung der EEG-Umlage wird somit ein Vergleich der Vollkosten neuer

EE-Anlagen mit den Betriebskosten alter, abgeschriebener und staatlich subventionierter konventioneller Kraftwerke vorgenommen (FÖS 2012a, 2012b).

Der Vergleich der EEG-Vergütungen mit den Vollkosten neuer konventioneller Kraftwerke wäre dagegen deutlich besser geeignet, die Mehrkosten einer erneuerbaren Modernisierung abzuschätzen. Denn insbesondere aus zwei Gründen steht ohnehin eine Modernisierung an:

Erstens zwingen die Klimakrise und die internationalen Vereinbarungen und Verpflichtungen zum Klimaschutz dazu, den Ausstoß von Treibhausgasen im Strombereich deutlich zu reduzieren. Mit dem bestehenden Kraftwerkspark kann aber die international für Industriestaaten wie Deutschland vereinbarte Senkung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis 2050 praktisch nicht erreicht werden. Auch mit neuen konventionellen Kohlekraftwerken oder ausschließlich mit konventionellen Erdgaskraftwerken ist dieses Ziel praktisch nicht umsetzbar.

Dies liegt daran, dass in einigen nicht-Energie-Sektoren insbesondere aus technologischen Gründen aus heutiger Sicht eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 80 oder mehr Prozent bis 2050 praktisch nicht möglich sein dürfte. Dazu gehören Bereiche wie die Landwirtschaft und der Verkehr. Die Folge daraus ist, dass im Stromsektor eine deutlich stärkere Reduktion stattfinden muss, die die geringeren Reduktionen aus anderen Bereichen kompensiert. Entsprechend geht die Europäische Kommission davon aus, dass der Stromsektor seine Emissionen bis 2050 auf annähernd Null reduzieren muss (Abbildung 10) (Europäische Kommission 2011).

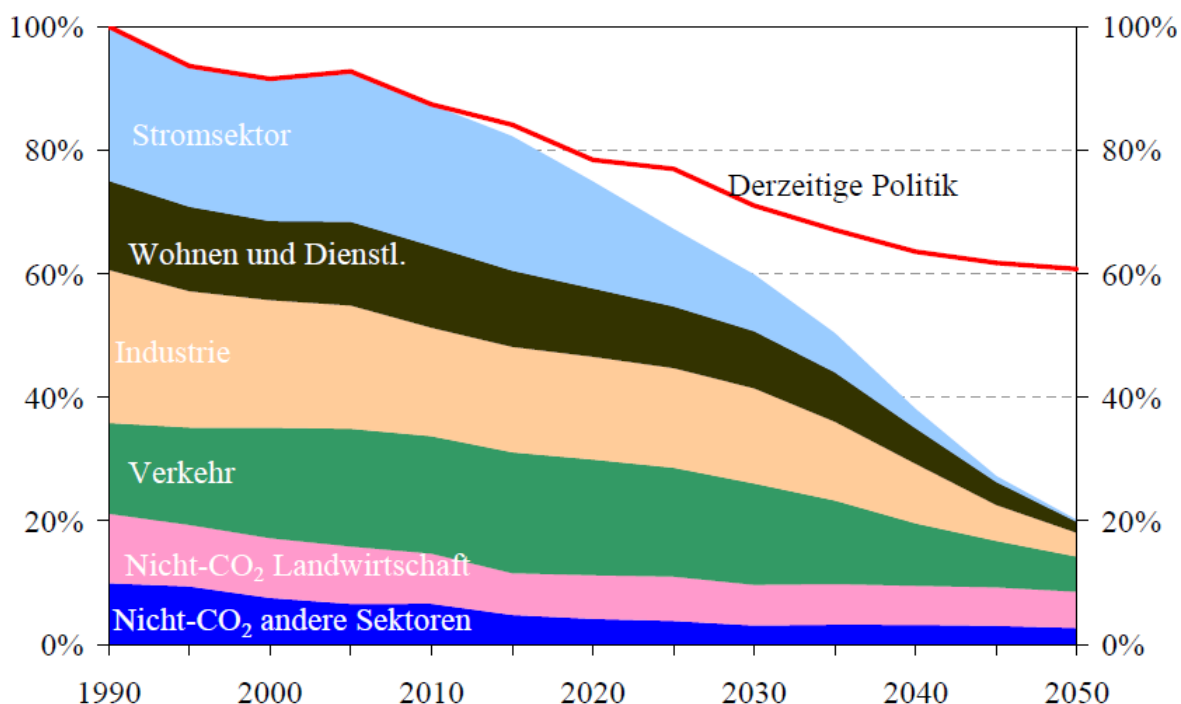


Abbildung 10: Wege zur Verringerung der Treibhausgasemissionen in der EU um 80 % (100 % = 1990).
Quelle: (Europäische Kommission 2011)

Fossile Energien können bei der Stromversorgung langfristig und theoretisch höchstens dann eine relevante Rolle spielen, wenn sie mit der Technologie von Abscheidung, Transport und Endlagerung

von CO₂ (Carbon Capture, Transport and Disclosure – CCTS) genutzt würden.⁷ Diese Technologie ist aber spürbar teurer als konventionelle fossile Kraftwerke ohne CCTS. Daher müssten die EEG-Vergütungen mit den Stromgestehungskosten fossiler CCTS-Kraftwerke verglichen werden – was die vermeintlichen Kostenvorteile fossiler Kraftwerke zumindest weiter schrumpfen lassen würde. Faktisch werden bei diesem Vergleich mehr Technologien der Erneuerbaren Energien auch ohne Betrachtung von externen Kosten wie den Umweltschadenskosten günstiger als fossile Energien.

Zweitens sind viele konventionelle Kraftwerke in Deutschland bereits recht alt und müssen in nicht allzu langer Zeit ersetzt werden. Dies trifft nicht nur für die Atomkraftwerke zu, die bis spätestens 2022 abzuschalten sind. So stellte die Bundesregierung bereits 2006 fest: „Hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungsstruktur ist zu beachten, dass im Zeitraum bis 2030 mehr als die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität ersetzt werden muss. [...] Ein erheblicher Teil der Kapazitäten auf fossiler Basis ist älter als 25 Jahre“ (BMW und BMU 2006). Der Wegfall relevanter Erzeugungskapazitäten fossiler Kraftwerke wird in neueren Veröffentlichungen bestätigt (Öko-Institut et al. 2012; Matthes 2013). Nach der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ist rund die Hälfte aller Kohlekraftwerke Deutschlands älter als 30 Jahre, rund ein Viertel ist älter als 40 Jahre. Rund 40 % der Erdgaskraftwerke sind älter als 30 Jahre (Bundesnetzagentur 2014). Dies macht deutlich, dass in absehbarer Zeit nicht nur für die abzuschaltenden Atomkraftwerke ein hoher Ersatzbedarf besteht.

Bei der Frage, mit welchen Technologien dieser Ersatzbedarf gedeckt werden soll, müssen insbesondere Windenergie an Land und in Kürze auch Photovoltaik den Kostenvergleich nicht scheuen (Abbildung 11). So gibt die Bundesregierung für neue konventionelle Kraftwerke Stromgestehungskosten zwischen 7 und 11 Ct/kWh an (BMW 2014a). Dieser Kostenbereich wird von verschiedenen wissenschaftlichen Studien und Papieren bestätigt, wobei es noch teurer würde, wenn der Preis für CO₂-Zertifikate wieder steigen würde oder CCTS-Kraftwerke einbezogen würden (Eurelectric 2010; Agora Energiewende 2013; Wuppertal Institut 2010; DLR et al. 2012). Im Vergleich dazu beträgt die Vergütung für Strom aus Windenergie an Land derzeit 8,9 Ct/kWh (EEG 2014), die Durchschnittsvergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen liegt in diesem Jahr bei gut 11 Ct/kWh – mit weiter abnehmender Tendenz (ZSW et al. 2014) (siehe Abbildung 8). Auch die Jahrgangsvergütung 2013 mit 12,5 Ct/kWh, in der sich auch die Kosten der teureren Erneuerbaren Energien wie Offshore-Windenergie oder Biogas widerspiegeln – macht sichtbar, wie klein der Unterschied zwischen den Kosten des derzeit hinzugebauten EE-Mixes im Vergleich zu den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke inzwischen tatsächlich ist. Im Jahr 2010, als die Jahrgangsvergütung noch bei 25 Ct/kWh lag, war dieser Unterschied ungleich höher.

⁷ Tatsächlich werden die Treibhausgasemissionen von Kohlekraftwerken durch den Einsatz der CCTS-Technologie nur um 68 bis 87 % reduziert (in Ausnahmefällen um bis zu 95 %), wenn die gesamte Prozesskette inklusive der Vorketten der benutzten Stoffe und Energien betrachtet wird (Wuppertal Institut 2010).

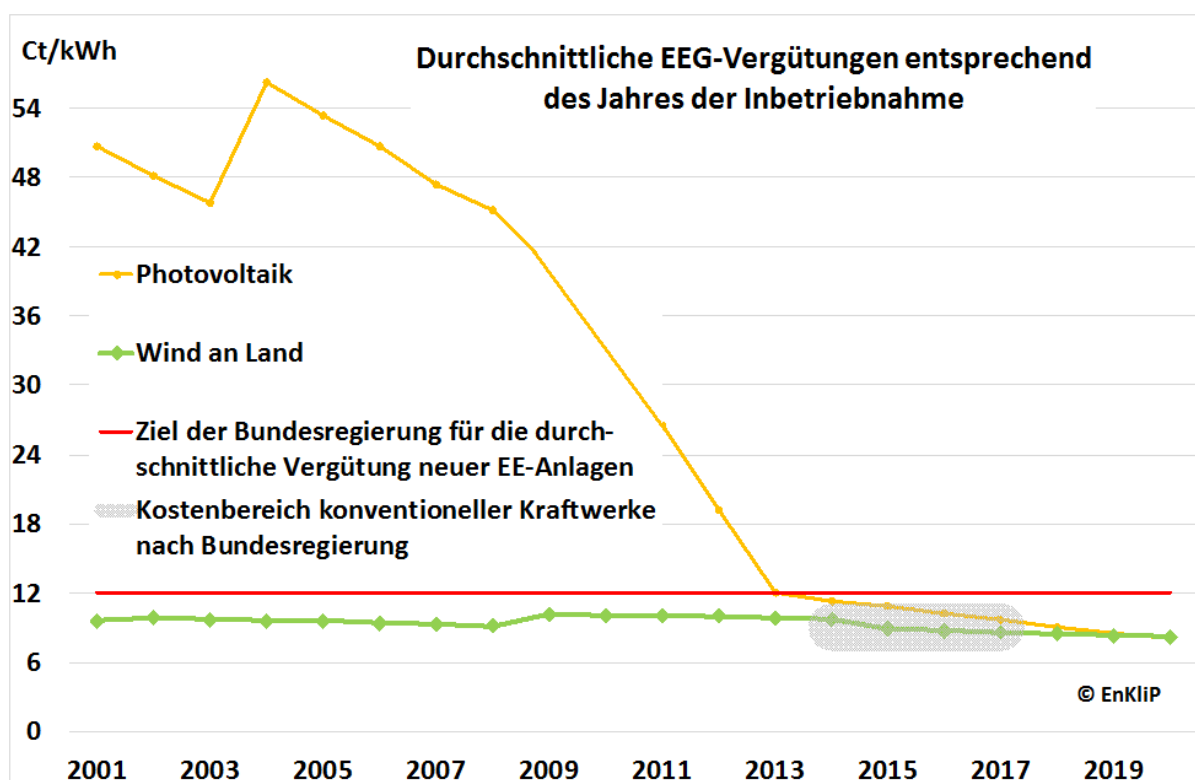


Abbildung 11: Vergütungen für Strom aus EE-Anlagen nach EEG inklusive aller Zulagen im Vergleich zu den Kosten neuer fossiler Kraftwerke (ohne externe Kosten) und dem Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütungen für neue Anlagen auf 12 Ct/kWh abzusenken (BMWi 2014a). Für Photovoltaik sind die Durchschnittsvergütungen aller in einem Kalenderjahr ans Netz gegangenen Anlagen angegeben (ZSW et al. 2014). Für Windenergie an Land wurden die durchschnittlichen Vergütungen auf Grundlage der jeweils geltenden Fassung des EEG ermittelt (siehe Anhang A) (eigene Darstellung)

8 ANHANG A: METHODIK ZUR ERMITTLUNG VON JAHRGANGSVERGÜTUNGEN UND JAHRGANGSUMLAGEN

Die in diesem Gutachten ermittelten und diskutierten Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen wurden mit Hilfe eines umfangreichen Berechnungsmodells ermittelt, das in diesem Anhang dargestellt wird. Dabei wurden eine Reihe Eingangsdaten der einschlägigen Literatur entnommen sowie notwendige Annahmen getroffen. Ferner sind einige Vereinfachungen vorgenommen worden, die den Modellierungsaufwand in Grenzen halten, die Ergebnisse aber nur unwesentlich beeinflussen. Diese werden im Folgenden dargestellt.

Die Datengerüste aller relevanten Eingangsdaten und Abschätzungen können in Anhang B eingesehen werden.

8.1 Berechnungsmethodik

8.1.1 Jahrgangsvergütungen

Aus der pro Jahr neu ans Netz gegangenen Leistungen der einzelnen EE-Technologien bzw. Erdgaskraftwerke ($P_{\text{Technologie, Jahrgang}}$) und jahrgangsspezifischen Volllaststunden ($VLS_{\text{Technologie, Jahrgang}}$) wurde die Stromerzeugung der jeweiligen EE-Technologien bzw. der Erdgaskraftwerke für die jeweiligen Jahrgänge berechnet ($E_{\text{Technologie, Jahrgang}}$). Dabei wurde beispielsweise berücksichtigt, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen an Land spürbar höher sind als die von älteren Anlagen. Ferner wurde berücksichtigt, dass Biomasseanlagen im Laufe ihrer Betriebszeit in der Regel steigende Volllaststunden aufweisen. Grund dafür ist, dass die Betreiber die Anlagen und die Biomasseerzeugung nach einigen Betriebsjahren immer besser beherrschen und Betriebsausfälle und -pausen damit abnehmen. Im Falle von Erdgaskraftwerken wurde eine Volllaststundenzahl von 5.000 gewählt.

$$E_{\text{Technologie, Jahrgang}} = P_{\text{Technologie, Jahrgang}} * VLS_{\text{Technologie, Jahrgang}}$$

Anhand der ermittelten Stromerzeugung und von durchschnittlichen Einspeisetarifen für eine Kilowattstunde Strom aus Anlagen der einzelnen Technologien ($EST_{\text{Technologie, Jahrgang}}$) wurden die gesamten Vergütungen eines Jahrgangs der jeweiligen Technologien berechnet ($Vergütung_{\text{Technologie, Jahrgang}}$). Die durchschnittlichen Einspeisetarife pro Kilowattstunde wurden jeweils getrennt für die einzelnen Jahrgänge der Literatur entnommen oder anhand von Hintergrunddaten abgeschätzt, insbesondere anhand der jeweils geltenden Fassung des EEGs (siehe Anhang B). Im Falle von Erdgaskraftwerken wurde die notwendige Vergütung anhand einer Meta-Analyse von 11 wissenschaftlichen Untersuchungen ermittelt (Kapitel 5).

$$Vergütung_{\text{Technologie, Jahrgang}} = E_{\text{Technologie, Jahrgang}} * EST_{\text{Technologie, Jahrgang}}$$

Die Summe der Vergütungen der vier EE-Technologien und der Erdgaskraftwerke ($Vergütung_{\text{gesamt, Jahrgang}}$) ergibt die gesamte Vergütung eines Anlagen-Jahrgangs. Wird diese Summe durch die gesamte Stromerzeugung des Anlagen-Jahrgangs ($E_{\text{gesamt, Jahrgang}}$) dividiert, ergibt sich die Jahrgangsvergütung.

$$Vergütung_{\text{gesamt, Jahrgang}} =$$

$$Vergütung_{\text{Wind Land, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{Wind Off, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{PV, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{Bio, Jahrgang}} + Vergütung_{\text{EG, Jahrgang}}$$

$$\text{Jahrgangsvergütung} = Vergütung_{\text{gesamt, Jahrgang}} / E_{\text{gesamt, Jahrgang}}$$

8.1.2 Jahrgangsumlagen

Die Jahrgangsumlagen geben den Anteil einzelner Anlagen-Jahrgänge an der EEG-Umlage wieder. Die Summe aller Jahrgangsumlagen bis zum Anlagen-Jahrgang 2015 sollte daher der Kernumlage des Jahres 2015 in Höhe von 5,957 Ct/kWh entsprechen, also der EEG-Umlage abzüglich Nachholeffekten aufgrund eines nicht ausgeglichenen EEG-Kontos und abzüglich der Liquiditätsreserve. Hinzugezählt werden muss die Umlage von denjenigen Anlagen, die bis einschließlich des Jahres 2000 ans Netz gegangen sind. Wird hier annäherungsweise die EEG-Umlage des Jahres 2000 in Höhe von 0,20 Ct/kWh verwendet, bildet die Summe mit den Jahrgangsumlagen von 2001 bis 2015 rund 98 % der Kernumlage ab. Die Ungenauigkeit würde noch kleiner, wenn im Modell alle EE-Technologien berücksichtigt würden.

Zur Ermittlung der Jahrgangsumlagen werden zunächst die Einnahmen durch den Verkauf des Stroms der einzelnen EE-Technologien eines Jahrgangs ermittelt. Dafür wird der durchschnittliche Börsenpreis, wie er bei der Ermittlung der EEG-Umlage 2015 von den Übertragungsnetzbetreibern angenommen wurde, mit dem EE-spartenspezifischen Marktwertfaktor ($MWF_{Technologie}$) multipliziert (50Herz Transmission et al. 2014). Der Marktwertfaktor berücksichtigt, dass insbesondere der durchschnittliche Erlös für Strom aus Windenergieanlagen niedriger ist als der Börsendurchschnittspreis. Dieses Produkt wird mit der jeweils erzeugten Strommenge multipliziert, das Ergebnis wiederum von den gesamten Vergütungen der jeweiligen EE-Sparte abgezogen. Im Fall von Erdgaskraftwerken wird ein Marktfaktor von 123 % angenommen, entsprechend dem höheren Durchschnittspreis der 5.000 teuersten Stunden beim Spotmarkt der EPEX im Jahr 2012 (Öko-Institut 2014). Damit ergeben sich die Differenzkosten für die Anlagen der einzelnen EE-Sparten der verschiedenen Anlagen-Jahrgänge ($Differenzkosten_{Technologie, Jahrgang}$).

$$Differenzkosten_{Technologie, Jahrgang} = Vergütung_{Technologie, Jahrgang} - Börsenpreis * MWF_{Technologie} * E_{Technologie, Jahrgang}$$

Die Jahrgangsumlage ist die Summe der spartenspezifischen Jahrgangsumlagen ($Jg.-Umlage_{Technologie}$). Letztere ergeben sich aus den Differenzkosten der einzelnen Technologien, die durch die nicht privilegierte Strommenge ($E_{nicht\ privilegiert}$) dividiert werden.

$$Jg.-Umlage_{Technologie} = Differenzkosten_{Technologie, Jahrgang} / E_{nicht\ privilegiert}$$

$$Jahrgangsumlage = Jg.-Umlage_{Wind\ Land} + Jg.-Umlage_{Wind\ Off} + Jg.-Umlage_{PV} + Jg.-Umlage_{Bio} + Jg.-Umlage_{EG}$$

8.2 Eingangsdaten, Annahmen und Vereinfachungen

8.2.1 Betrachtete Technologien

Um den Recherche- und Rechenaufwand auf einen angemessenen Umfang zu begrenzen wurden die Berechnungen auf die vier wichtigsten EE-Technologien begrenzt, nämlich Windenergie an Land und Offshore, Biomasse und Photovoltaik. Mit diesen EE-Sparten werden insgesamt rund 94 % der gesamten über das EEG finanzierten Stromerzeugung und rund 97 % der EEG-Vergütungen abgedeckt. In der jüngeren Vergangenheit wurden diese vier EE-Sparten noch dominanter. Bei den im Jahr 2013 ans Netz gegangenen Anlagen decken sie über 99 % der Stromerzeugung und der Vergütung von EEG-finanzierten Anlagen ab (50Herz Transmission et al. 2012, 2013b). Im Bereich der Biomasse werden nur Anlagen für gasförmige und flüssige Biomasse berücksichtigt, nicht aber Anlagen zur Verstromung flüssiger Biomasse. Diese hatten ein starkes Wachstum bis 2007, als eine gesamte Leistung von 400 MW am Netz war. Aufgrund der nachträglich eingeführten anspruchsvollen Anforderungen an die

Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse gab es allerdings eine Reihe von Außerbetriebnahmen bestehender Anlagen oder eine Umstellung auf andere Brennstoffe, so dass Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfielen. So trägt die Hälfte der im Jahr 2007 installierten Anlagen zur Verstromung flüssiger Biomasse heute nicht mehr zur Höhe der EEG-Umlage bei. Nachdem diese Anlagen 2007 einen Anteil an der installierten Biomasseanlagen von rund 10 % hatten, liegt ihr Anteil heute unter 4 % (DBFZ 2014).

8.2.2 Erlöse und Kosten des EEG-Kontos

Zur Ermittlung der Differenzkosten, die die Stromverbraucher tragen müssen, werden die ermittelten Vergütungen und die Stromerlöse an der EPEX verwendet. Weitere, bei der Ermittlung der EEG-Umlage berücksichtigte Kosten und Nutzen der Netzbetreiber werden vernachlässigt. Dies sind die vermiedenen Netznutzungskosten, die positiv zu Buche schlagen, und die zusätzlichen Kostenpositionen Profilservice, Börsenzulassung und Handelsanbindung, Zinsen und die Nachrüstung zur Behebung der 50,2 Hz-Problematik. Während bei der Prognose der EEG-Umlage 2014 Vergütungen in Höhe von knapp 22 Mrd. € angenommen wurden, entstehen durch die genannten Positionen weitere Kosten in Höhe von rund 0,3 Mrd. €. Die Einsparungen aufgrund vermiedener Netzentgelte belaufen sich auf rund 0,7 Mrd. €. Insgesamt liegen damit die gesamten Vergütungen um knapp 2 % über den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber (50Herz Transmission et al. 2013b).

8.2.3 Vergütungen für die EE-Sparten

Konkrete Angaben zu den bisherigen durchschnittlichen jahrgangsspezifischen Vergütungen einzelner EE-Jahrgänge für die vier hier betrachteten EE-Sparten können nur teilweise in der einschlägigen Literatur gefunden werden. So gibt beispielsweise (BDEW 2014) zwar jahrgangsspezifische Durchschnittsvergütungen an, diese beziehen sich aber nur auf diejenigen Anlagen, die in der Festvergütung verblieben sind. Dadurch dürfte beispielsweise die Durchschnittsvergütung für Photovoltaikanlagen zu hoch ausfallen, da die günstigeren Großanlagen häufiger als die Kleinanlagen in das Marktprämiensystem wechseln. Ferner entfallen somit die Zahlungen durch die Managementprämie, da diese bei fest vergüteten Anlagen nicht ausgezahlt wird.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Gutachten anhand verschiedener Quellen die bisherigen jahrgangsspezifischen durchschnittlichen Vergütungen für die Jahrgänge 2001 bis 2014 ermittelt, insbesondere durch (EEG 2000, 2004, 2008, 2012; DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014; ZSW et al. 2014).

Für die durchschnittlichen Vergütungen der EE-Jahrgänge von 2015 bis 2020 wurden die im EEG 2014 festgelegten Vergütungen der jeweiligen Technologien zugrunde gelegt. Die dort festgeschriebene Degression wurde berücksichtigt. Diese ist bei Windenergie an Land und Photovoltaik abhängig von der tatsächlichen Ausbaugeschwindigkeit. Bei einem Ausbau, der stärker ist als vom Gesetz festgelegt, werden die Vergütungen stärker gesenkt (sogenannter „atmender Deckel“). Nach geltendem Gesetz würde das für das Szenario „Plus günstige EE“ bedeuten, dass niedrigere Vergütungen angenommen werden müssten. Dies wurde in den Modellierungen nicht umgesetzt, da es unsicher erscheint, ob bei noch stärkerer Absenkung der Vergütungen ein schnellerer Zubau erreichbar wäre. Stattdessen werden in den Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ die gleichen Vergütungen verwendet. Für das Szenario „Plus günstige EE“ entspricht das praktisch einer Situation, in der im EEG 2014 die Ausbaukorridore für Wind an Land und Photovoltaik entsprechend um jeweils 1.500 MW angehoben würden.

Zur Vereinfachung wird bei der Ermittlung der Kosten praktisch vernachlässigt, dass neben dem Festvergütungssystem im EEG andere Finanzierungssysteme bestehen, insbesondere das System der gleitenden Marktprämie. Stattdessen wird unterstellt, dass alle Anlagen mit einer Festvergütung finanziert werden. Im Fall des Marktprämiensystems entsteht somit keinerlei Fehler. Denn während zur Ermittlung der Differenzkosten bei der Festvergütung nachträglich die spartenspezifischen Börsenerlöse der Übertragungsnetzbetreiber abgezogen werden, findet das bei der gleitenden Marktprämie bereits vor der Auszahlung der Vergütungen statt. Bei der Ermittlung der Jahrgangsumlagen ergeben sich dadurch keine Abweichungen zur Realität. Die durch die gleitende Marktprämie entstehenden Zusatzkosten durch die Managementprämie sind dagegen berücksichtigt (siehe unten). In der Vergangenheit betrafen die weiteren Vermarktungswege wie beispielsweise durch das Grünstromprivileg mit rund 2 % nur einen sehr kleinen Anteil der gesamten EEG-vergütungsfähigen Strommenge. Ferner wurden hier überwiegend EE-Sparten vermarktet, die im Festvergütungssystem eine relativ geringe Vergütung pro Kilowattstunde erhalten würden. Mit dem EEG 2014 ist das Grünstromprivileg allerdings abgeschafft worden, so dass hier keine Ungenauigkeiten mehr auftreten.

Biomasse

Für die meisten Jahrgänge können jahrgangsspezifische Durchschnittsvergütungen für Biomasse von (DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014) übernommen werden. Für 2013 wird der Trend leicht sinkender Vergütungen fortgeschrieben. Für die Jahre bis einschließlich 2003 gab es im EEG noch keine erhöhte Vergütung für Anbaubiomasse, so dass anhand des (EEG 2000) eine sinkende Durchschnittsvergütung von 9,9 bis 9,6 Ct/kWh zuzüglich der Managementprämie für rund ein Drittel der installierten Leistung angenommen wird. Dabei wird berücksichtigt, dass im EEG 2000 für Biomasse eine Degression von 1 % galt und ein Trend hin zu größeren Anlagen bestand, die eine geringere Vergütung erhalten als kleinere Anlagen (BMU 2011).

Für den Jahrgang 2015 wird eine Durchschnittsvergütung von 14 Ct/kWh angenommen, die entsprechend den Degressionsschritten des EEG 2014 bis 2020 auf 12,7 Ct/kWh sinkt (EEG 2014).

Anfangs- und Basisvergütung bei Windenergie

Die Vergütung von Windenergieanlagen ist in eine höhere Anfangsvergütung und ein niedrigere Basisvergütung aufgeteilt. Bei Windenergieanlagen an Land wird die höhere Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre, bei Offshore-Windenergieanlagen für mindestens 8 Jahre gezahlt.

Da die ersten Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2008 ans Netz gingen, erhalten noch alle Anlagen die erhöhte Anfangsvergütung. Bei Windenergieanlagen an Land ist dies anders. Dennoch wird bei der Simulation vereinfachend angenommen, dass alle Anlagen noch die hohe Anfangsvergütung erhalten. Grund dafür ist, dass keine Informationen vorliegen, wie viele Anlagen eines bestimmten Jahrgangs heute bereits in der Basisvergütung sind. Es ist aber bekannt, dass nur außerordentlich wenige Anlagen bereits nach fünf Jahren in die Basisvergütung fallen. So lag die Durchschnittsvergütung für alle bis zum Jahr 2009 gebauten Windenergieanlagen an Land bei 8,80 Ct/kWh (BMU 2011). Dies bedeutet, dass damals noch der Großteil aller Windenergieanlagen an Land in der hohen Anfangsvergütung war. Somit dürfte dies auch heute für den allergrößten Teil der Anlagen, die seit 2001 ans Netz gegangen sind, gelten. Ungenauigkeiten können sich insbesondere für die ersten Jahrgänge des Jahrtausends ergeben. Nur sehr wenige Anlagen mit Baujahr 2005 und später dürften heute bereits in der niedrigeren Grundvergütung sein.

Repowering bei Windenergie an Land

Manche der seit 1991 errichteten Windenergieanlagen an Land wurden inzwischen durch neuere, leistungsstärkere Anlagen ersetzt. Geeignet für ein Repowering sind insbesondere kleinere Windenergieanlagen mit einer Leistung unter 600 kW. Diese sind vor allem vor 2001 gebaut worden. Insgesamt ist im Zeitraum seit 2001 eine Kapazität von gut 600 MW Windenergieanlagen durch modernere Anlagen ersetzt worden (IE Leipzig 2014). Dies entspricht knapp 2% der gesamten Ende 2013 installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land. Nur ein Bruchteil dieser ersetzten Anlagen dürfte seit dem Jahr 2001 ans Netz gegangen sein.

Vor diesem Hintergrund wird bei den Simulationen unterstellt, dass alle Windenergieanlagen an Land, die seit 2001 ans Netz gegangen sind, im Jahr 2014 noch in Betrieb waren. Die durch Repowering hinzugekommenen Anlagen sind erfasst.

Systemdienstleistungsbonus bei Windenergie an Land

Mit dem EEG 2009 wurde ein Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) eingeführt, den Betreiber von Windenergieanlagen an Land erhalten können, wenn sie bestimmte technische Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration einhalten. Altanlagen konnten einen Bonus von 0,7 Ct/kWh für fünf Jahre erhalten, wenn sie entsprechend nachgerüstet wurden. Allerdings hat offenbar nur ein Teil der Altanlagen eine entsprechende Nachrüstung erfahren und erhält daher heute den Bonus (BMU 2011). Bis Ende 2011 haben 45 % aller Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2002 und 2008 eine Nachrüstung vorgenommen und erhalten daher einen SDL-Bonus (IE Leipzig 2014). Seitdem dürften noch einige andere Anlagen nachgerüstet worden sein. Daher wird in der Simulation unterstellt, dass heute 55 % aller dieser Anlagen einen SDL-Bonus erhalten.

Neue Windenergieanlagen an Land erhalten seit 1.1.2009 einen SDL-Bonus in Höhe von zunächst 0,5 Ct/kWh, wenn sie die Anforderungen erfüllen. Die Höhe des Bonus ist mit einer Degression von 1 bzw. 1,5 % pro Jahr versehen, so dass er für Anlagen, die später ans Netz angeschlossen werden, entsprechend sinkt. Seit 1.4.2011 ist die Erfüllung der Anforderung zwingend, um überhaupt einen Vergütungsanspruch nach EEG zu haben, weswegen seitdem alle Neuanlagen auch den Bonus erhalten. Vor diesem Hintergrund wird für die Jahre 2009 und 2010 davon ausgegangen, dass 80 % der Neuanlagen den SDL-Bonus erhalten, für das Jahr 2011 wird ein Anteil von 90 % unterstellt. Mit 2012 wird, entsprechend der Gesetzeslage, für alle neuen Anlagen der SDL-Bonus berücksichtigt.

Im EEG 2014 ist kein SDL-Bonus mehr vorgesehen.

Marktprämie – Managementbonus

Die Einführung der optionalen gleitenden Marktprämie im Jahr 2012 hatte durch die gleichzeitig eingeführte Managementprämie direkte Auswirkungen auf die Vergütungs- und Umlagenhöhe. Diejenigen Betreiber von Bestandsanlagen, die das System der gleitenden Marktprämie nutzen, haben Anspruch auf die Managementprämie. Sie lag nach EEG (2012) und der entsprechenden Managementprämienverordnung im Jahr 2014 für fernsteuerbare Solar- und Windenergieanlagen bei 0,6 Ct/kWh, bei nicht fernsteuerbaren Solar- und Windenergieanlagen bei 0,45 Ct/kWh und bei allen nicht witterungsabhängigen EE-Sparten wie Biomasse bei 0,25 Ct/kWh (Bundesregierung 02.11.2012).

Es liegen keine jahrgangsspezifischen Daten darüber vor, welcher Anteil des erzeugten Stroms der einzelnen EE-Sparten über das Marktprämiensystem vermarktet wird. Bekannt ist, wie stark das System für den gesamten Bestand und für die Neuanlagen des Jahres 2013 genutzt wird (Fraunhofer ISI et al. 2013; BMU 2013c):

- Neue Windenergie- und Biomasseanlagen fast vollständig
- 87,5 % aller Windenergieanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 45,2 % aller Biomasseanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 11,4 % aller Photovoltaikanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- Über 50 % der gesamten EE-Leistung (Bestand und Neuanlagen)

Auf Grundlage dieser Informationen werden für einzelnen Sparten und die einzelnen Jahrgänge Annahmen getroffen hinsichtlich der jeweiligen Teilnahme am Marktprämiensystem. Im Durchschnitt über alle Jahrgänge entsprechen diese Annahmen den o.g. Werten über die Teilnahme des gesamten Bestandes an der Marktprämie. Insbesondere bei Windenergie an Land wird unterstellt, dass ältere Anlagen unterdurchschnittlich und neuere Anlagen überdurchschnittlich am Marktprämiensystem teilnehmen.

Die Managementprämie hat in den einzelnen Jahrgängen an den Jahrgangsvergütungen einen Anteil von nur 2 bis 4 %. Mögliche Ungenauigkeiten durch eine nicht korrekte Annahmen zur Teilnahme am Marktprämiensystem können daher nur zu sehr kleinen Abweichungen am Simulationsergebnis für einen EE-Jahrgang führen (bei einer um 25 % falschen Annahme zur Teilnahme bei einem EE-Jahrgang ergäbe sich ein Fehler von maximal $4 \% * 25 \% = 1 \%$).

Nach dem für Neuanlagen geltenden EEG 2014 ist aufgrund der verpflichtenden Marktprämie keine Managementprämie mehr vorgesehen. Die Vergütungen wurden beispielsweise bei Offshore-Windenergie stattdessen um einen ähnlichen Betrag erhöht.

Installierte Leistung

Für die Zeit bis 2013 wurden die in den Kalenderjahren seit 2001 pro Jahr neu ans Netz gegangenen Leistungen der einzelnen EE-Sparten aus der Literatur entnommen: für Windenergie an Land und Photovoltaik aus (BMU 2013a) und (BMWi 2014b) und für Biomasse aus (DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014). Für das Jahr 2014 wurde eine Abschätzung vorgenommen, insbesondere auf Grundlage von Daten aus (Deutsche WindGuard 2014c), (BNetzA 2014) und (DBFZ et al. 2014).

Bei Offshore-Windenergie ergibt sich ein relevanter Unterschied zwischen den in einem Jahr betriebsfertig errichteten und den tatsächlich neu ans Netz angeschlossenen Anlagen. Da nur die ans Netz angeschlossenen Anlagen EEG-vergütungsrelevant sind, werden hier diese Werte verwendet. Würden die betriebsfertigen Anlagen verwendet, würde sich insbesondere für das Jahr 2013 ein gut erkennbarer Unterschied zeigen. Denn während 2013 nur 240 MW Offshore-Windenergieanlagen ans Netz gegangen sind, wurden knapp 400 MW Erzeugungskapazität fertiggestellt, die nicht ans Netz angeschlossen wurden. Dies findet vorraussichtlich im Folgejahr statt. Ferner werden im Jahr 2014 absehbar viele Offshore-Windparks und Netzanschlüsse fertiggestellt. Daher dürften 2014 rund 950 MW Offshore-Windenergieanlagen neu ans Netz gehen (Offshore-Windenergie.NET 2014a, 2014b, BEE 2014, Deutsche WindGuard 2014a, 2014b).

Ab dem Jahr 2015 wird im Szenario „EEG 2014“ unterstellt, dass die im EEG 2014 definierten Ausbauziele tatsächlich erreicht werden. Bei Windenergie an Land sind dies netto 2.500 MW neue ans

Netz gegangene Leistung, entsprechend 2.700 bzw. 2.800 MW Bruttozubau pro Jahr. Es wird also ein Abgang von 200 bzw. 300 MW pro Jahr unterstellt. Der Zubau bei Photovoltaik soll brutto bei 2.500 MW jährlich neu installierte Leistung liegen, bei Biomasse bei 100 MW. Bei Offshore Windenergie ist nicht der jährliche Zubau festgelegt, sondern die im Jahr 2020 kumulierte Leistung von 6.500 MW. Bei einer ans Netz angeschlossenen Leistung von knapp 1.500 MW Ende 2014 entspricht dies ab 2015 einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von knapp 840 MW.

Im Szenario „Plus günstige EE“ findet gegenüber dem Szenario „EEG 2014“ ein stärkerer Zubau bei den günstigen EE-Sparten statt. Sowohl bei Windenergie an Land als auch bei Photovoltaik kommen daher jeweils zusätzlich 1.500 MW pro Jahr hinzu. Im Szenario „Plus Erdgas“ werden im Vergleich zum Szenario „EEG 2014“ zusätzlich Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von jährlich 960 MW hinzugebaut. Diese Leistung wurde gewählt, damit die Erdgaskraftwerke bei angenommenen 5.000 Volllaststunden die gleiche Strommenge erzeugen wie die zusätzlichen EE-Anlagen im Szenario „Plus günstige EE“. Somit ist eine gute Vergleichbarkeit gegeben.

Volllaststunden

Veröffentlichungen zu den heutigen durchschnittlichen Volllaststunden für die vier hier betrachteten EE-Sparten liegen dem Autor nicht vor. Sie werden daher auf Grundlage verschiedener Veröffentlichungen und Berechnungen abgeschätzt, insbesondere (50Herz Transmission et al. 2013b; BMU 2013a; BMWi 2014b). Dabei wird u.a. berücksichtigt, dass Biomasseanlagen in ihren ersten Betriebsjahren eine geringere Volllaststundenzahl aufweisen als nach einigen Jahren Laufzeit. Da hier die langfristige Kostenwirkung relevant ist, wird eine Volllaststundenzahl verwendet, die erst nach einigen Betriebsjahren erreicht wird. Bei Windenergieanlagen an Land wird unterstellt, dass die Volllaststundenzahl neuer Anlagen langsam steigt, da die Höhe und Flügellänge der Anlagen stetig zunimmt. In ähnlicher Weise werden auch bei Offshore-Windenergie mit jedem Jahrgang höhere Volllaststunden angenommen.

9 ANHANG B: DATENGERÜSTE

Gleichbleibende Werte

Um die Vergleichbarkeit der Jahrgangsvergütungen und Jahrgangsumlagen zwischen den Szenarien und den Jahren zu ermöglichen wurden folgende Werte für alle Szenarien und Jahre konstant gewählt:

- Durchschnittlicher Börsenpreis an der EPEX 0,3567 Ct/kWh
- Nicht privilegierte Strommenge 353,46 TWh/a
- Bruttostromverbrauch 600 TWh/a

Eine Ausnahme bildet das Kapitel 6.3, in dem die Szenarien „EEG 2014“ und „Plus günstige EE“ unter der Annahme eines höheren, auskömmlichen Strompreis verglichen werden. Hier wurden für die Jahre 2010 bis 2020 auf Grundlage der in Kapitel 5 durchgeführten Meta-Analyse und weiteren Umrechnungen folgende durchschnittlichen Börsenpreise für Strom angenommen:

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Vergütungen Erdgas	Ct/kWh	7,42	7,63	7,91	8,30	8,67	9,02	9,38	9,78	10,20	10,60	11,00

Daten für 2001 bis 2014

Tabelle A1: Durchschnittliche EEG-Vergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	Ct/kWh	9,61	9,86	9,72	9,59	9,60	9,42	9,28	9,11	10,14	10,05	10,04	9,98	9,84	9,73
Wind Offshore	Ct/kWh	9,70	9,56	9,43	9,30	9,30	9,13	8,96	9,70	15,60	15,60	15,60	19,60	19,60	19,60
Photovoltaik	Ct/kWh	50,67	48,17	45,77	56,27	53,37	50,67	47,37	45,17	40,27	33,77	26,57	19,18	12,08	11,30
Biomasse	Ct/kWh	9,99	9,79	9,69	11,57	18,59	17,57	20,35	18,26	19,67	20,64	20,19	18,21	17,53	17,02

Tabelle A2: Pro Kalenderjahr installierte Leistung der verschiedenen EE-Sparten 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	MW	2.641	3.238	2.617	2.019	1.763	2.193	1.615	1.632	1.799	1.281	1.835	2.259	2.741	3.500
Wind Offshore	MW	0	0	0	0	0	0	0	10	30	50	111	80	240	950
Photovoltaik	MW	62	120	139	670	951	843	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.300	2.000
Biomasse	MW	90	130	225	325	555	495	245	230	565	520	580	395	275	150

Tabelle A3: Durchschnittliche Volllaststunden der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	h	1.600	1.650	1.700	1.750	1.800	1.850	1.900	1.950	2.000	2.050	2.100	2.150	2.175	2.185
Wind Offshore	h	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.900	4.000	4.100	4.200	4.300	4.300
Photovoltaik	h	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Biomasse	h	6.000	6.000	6.000	6.000	5.500	5.700	5.900	6.100	6.300	6.500	6.600	6.700	6.800	6.900

Tabelle A4: Stromerzeugung der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	GWh	4.226	5.343	4.449	3.533	3.173	4.057	3.069	3.182	3.598	2.626	3.854	4.857	5.962	7.648
Wind Offshore	GWh	0	0	0	0	0	0	0	33	117	200	454	336	1.033	4.085
Photovoltaik	GWh	60	115	133	643	913	809	1.220	1.872	4.268	6.708	7.186	7.300	3.168	1.920
Biomasse	GWh	540	780	1.350	1.950	3.053	2.822	1.446	1.403	3.560	3.380	3.828	2.647	1.870	1.035

Tabelle A5: Vergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014⁸

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	Mio. €	406	527	433	339	304	382	285	290	365	264	387	485	587	744
Wind Offshore	Mio. €	0	0	0	0	0	0	0	3	18	31	71	66	203	801
Photovoltaik	Mio. €	30	55	61	362	487	410	578	846	1.719	2.266	1.909	1.400	383	217
Biomasse	Mio. €	54	76	131	226	567	496	294	256	700	698	773	482	328	176

Tabelle A6: Erlöse der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014⁹

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	Mio. €	128	162	135	107	96	123	93	97	109	80	117	147	181	232
Wind Offshore	Mio. €	0	0	0	0	0	0	0	1	4	7	15	11	34	134
Photovoltaik	Mio. €	2	4	5	23	33	29	44	68	154	242	259	263	114	69
Biomasse	Mio. €	19	28	48	70	109	101	52	50	127	121	137	94	67	37

Tabelle A7: Differenzkosten der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2014

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	MW	278	365	298	232	208	259	192	193	256	184	270	337	406	512
Wind Offshore	MW	0	0	0	0	0	0	0	2	14	25	56	55	169	667
Photovoltaik	MW	28	51	56	339	454	381	534	778	1.565	2.024	1.650	1.136	268	148
Biomasse	MW	35	49	83	156	459	395	243	206	573	577	637	388	261	139

Daten für 2015 bis 2020

Tabelle A8: Durchschnittliche EEG-Vergütungen der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken, identisch für alle Szenarien

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Vergütungen Wind an Land	Ct/kWh	8,90	8,76	8,62	8,48	8,35	8,21
Vergütungen Wind Offshore	Ct/kWh	19,40	19,40	19,40	18,90	18,90	18,40
Vergütungen Photovoltaik	Ct/kWh	10,89	10,25	9,65	9,09	8,56	8,06
Vergütungen Biomasse	Ct/kWh	14,00	13,72	13,45	13,18	12,92	12,66
Vergütungen Erdgas	Ct/kWh	9,02	9,38	9,78	10,20	10,60	11,00

Zur Vergütung von Wind an Land und Photovoltaik im Szenario „Plus günstige EE“: Nach geltendem EEG würden die Vergütungen bei einem schnelleren Ausbau von Wind an Land und Photovoltaik stärker sinken, wenn wie im Szenario „Plus 3000 WM EE“ in diesen EE-Sparten ein schnellerer Ausbau stattfindet. Dennoch wurden die Vergütungen in diesem Szenario nicht entsprechend angepasst. Denn es wird unterstellt, dass ein stärkerer Zubau dieser EE-Sparten nur stattfindet, wenn der Ausbaukorridor im EEG entsprechend um jeweils 1.500 MW angehoben wird und infolge dessen die Vergütungen nicht stärker absinken, als es tatsächlich nach geltendem EEG der Fall wäre. Damit wird die Logik der entsprechenden Regelung des EEG („atmender Deckel“) bei der Annahme der Vergütungen im Szenario „Plus günstige EE“ übernommen.

⁸ Zur Vereinfachung wurde unterstellt, dass ausschließlich die Festvergütung ausgezahlt wird und keine Marktprämie. Dennoch ist die Managementprämie für den Anteil der Anlagen berücksichtigt, die in der Realität das Marktprämienmodell nutzen (siehe Anhang A).

⁹ Entsprechend Fußnote 8 wurde zur Vereinfachung unterstellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber den gesamten vergüteten Strom an der Strombörse vermarkten (siehe Anhang A).

Tabellen A9a-c: Pro Kalenderjahr installierte Leistung der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken

Szenario „EEG 2014“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(MW)	2.700	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
Wind Offshore	(MW)	838	838	838	838	838	838
Photovoltaik	(MW)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	(MW)	100	100	100	100	100	100
Erdgas	(MW)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus günstige EE“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(MW)	4.200	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
Wind Offshore	(MW)	838	838	838	838	838	838
Photovoltaik	(MW)	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000	4.000
Biomasse	(MW)	100	100	100	100	100	100
Erdgas	(MW)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus Erdgas“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(MW)	2.700	2.800	2.800	2.800	2.800	2.800
Wind Offshore	(MW)	838	838	838	838	838	838
Photovoltaik	(MW)	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500	2.500
Biomasse	(MW)	100	100	100	100	100	100
Erdgas	(MW)	960	960	960	960	960	960

Tabelle A10: Durchschnittliche Volllaststunden der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken, identisch für alle Szenarien

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(h)	2.200	2.210	2.220	2.230	2.240	2.250
Wind Offshore	(h)	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300	4.300
Photovoltaik	(h)	960	960	960	960	960	960
Biomasse	(h)	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000
Erdgas	(h)	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000

Tabellen A11a-c: Stromerzeugung der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken

Szenario „EEG 2014“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(GWh)	5.940	6.188	6.216	6.244	6.272	6.300
Wind Offshore	(GWh)	3.605	3.605	3.605	3.605	3.605	3.605
Photovoltaik	(GWh)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Biomasse	(GWh)	700	700	700	700	700	700
Erdgas	(GWh)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus günstige EE“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(GWh)	9.240	9.503	9.546	9.589	9.632	9.675
Wind Offshore	(GWh)	3.605	3.605	3.605	3.605	3.605	3.605
Photovoltaik	(GWh)	3.840	3.840	3.840	3.840	3.840	3.840
Biomasse	(GWh)	700	700	700	700	700	700
Erdgas	(GWh)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus Erdgas“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(GWh)	5.940	6.188	6.216	6.244	6.272	6.300
Wind Offshore	(GWh)	3.605	3.605	3.605	3.605	3.605	3.605
Photovoltaik	(GWh)	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400	2.400
Biomasse	(GWh)	700	700	700	700	700	700
Erdgas	(GWh)	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800	4.800

Tabellen A12a-c: Vergütungen der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken¹⁰

Szenario „EEG 2014“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	529	542	536	530	524	518
Wind Offshore	(Mio. €)	699	699	699	681	681	663
Photovoltaik	(Mio. €)	261	246	232	218	205	193
Biomasse	(Mio. €)	98	96	94	92	90	89
Erdgas	(Mio. €)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus günstige EE“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	822	832	823	813	804	795
Wind Offshore	(Mio. €)	699	699	699	681	681	663
Photovoltaik	(Mio. €)	418	394	371	349	329	310
Biomasse	(Mio. €)	98	96	94	92	90	89
Erdgas	(Mio. €)	-	-	-	-	-	-

¹⁰ Zur Vereinfachung wurde unterstellt, dass ausschließlich die Festvergütung ausgezahlt wird und keine Marktprämie. Dennoch ist die Managementprämie für den Anteil der Anlagen berücksichtigt, die in der Realität das Marktprämienmodell nutzen (siehe Anhang A).

Szenario „Plus Erdgas“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	529	542	536	530	524	518
Wind Offshore	(Mio. €)	699	699	699	681	681	663
Photovoltaik	(Mio. €)	261	246	232	218	205	193
Biomasse	(Mio. €)	98	96	94	92	90	89
Erdgas	(Mio. €)	433	450	469	489	509	528

Tabellen A13a-c: Erlöse der EE-Sparten der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken¹¹

Szenario „EEG 2014“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	180	188	189	190	190	191
Wind Offshore	(Mio. €)	118	118	118	118	118	118
Photovoltaik	(Mio. €)	87	87	87	87	87	87
Biomasse	(Mio. €)	25	25	25	25	25	25
Erdgas	(Mio. €)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus günstige EE“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	280	288	290	291	292	294
Wind Offshore	(Mio. €)	118	118	118	118	118	118
Photovoltaik	(Mio. €)	138	138	138	138	138	138
Biomasse	(Mio. €)	25	25	25	25	25	25
Erdgas	(Mio. €)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus Erdgas“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	180	188	189	190	190	191
Wind Offshore	(Mio. €)	118	118	118	118	118	118
Photovoltaik	(Mio. €)	87	87	87	87	87	87
Biomasse	(Mio. €)	25	25	25	25	25	25
Erdgas	(Mio. €)	211	211	211	211	211	211

¹¹ Entsprechend Fußnote 8 wurde zur Vereinfachung unterstellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber den gesamten vergüteten Strom an der Strombörse vermarkten (siehe Anhang A).

Tabellen A14a-c: Differenzkosten der Anlagen-Jahrgänge 2015 bis 2020, differenziert nach EE-Sparten und Erdgaskraftwerken

Szenario „EEG 2014“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	348	354	347	340	333	326
Wind Offshore	(Mio. €)	581	581	581	563	563	545
Photovoltaik	(Mio. €)	175	160	145	132	119	107
Biomasse	(Mio. €)	73	71	69	67	65	64
Erdgas	(Mio. €)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus günstige EE“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	542	544	533	522	512	501
Wind Offshore	(Mio. €)	581	581	581	563	563	545
Photovoltaik	(Mio. €)	280	255	232	211	190	171
Biomasse	(Mio. €)	73	71	69	67	65	64
Erdgas	(Mio. €)	-	-	-	-	-	-

Szenario „Plus Erdgas“

		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Wind an Land	(Mio. €)	348	354	347	340	333	326
Wind Offshore	(Mio. €)	581	581	581	563	563	545
Photovoltaik	(Mio. €)	175	160	145	132	119	107
Biomasse	(Mio. €)	73	71	69	67	65	64
Erdgas	(Mio. €)	222	240	259	279	298	317

10 ANHANG C: VERWENDETE STUDIEN ZUR ERMITTLUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN VON ERDGASKRAFTWERKEN

Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. (Agora Energiewende 2013)

Agora Energiewende (2014): Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option? An Analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany. (Agora Energiewende 2014)

arrhenius (2009): Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. (arrhenius 2009)

DLR et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. (DLR et al. 2010)

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. (DLR et al. 2012)

Eurelectric (2010): Power Choices 2050. Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. (Eurelectric 2010)

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. (Fraunhofer ISE 2013)

ifo (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. (ifo 2012)

Öko-Institut et al. (2009): Studie Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. (Öko-Institut et al. 2009)

UK DECC (2012): Electricity Generation Costs. Department of Energy Climate Change of the United Kingdom. (UK DECC 2012)

Wuppertal Institut (2010): RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). (Wuppertal Institut 2010)

11 LITERATURVERZEICHNIS

50Herz Transmission et al. (2012): Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Berechnung_und_Prognose_der_EEG-Umlage_2013.pdf, zuletzt geprüft am 11.09.2014.

50Herz Transmission et al. (2013a): Netzentwicklungsplan Strom. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

50Herz Transmission et al. (2013b): Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF, zuletzt geprüft am 27.03.2014.

50Herz Transmission et al. (2014): Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Stand 15.10.2014. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf>, zuletzt geprüft am 16.10.2014.

AEE (2014): Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende. Unter Mitarbeit von Uwe Nestle (EnKliP - Energie- und Klimapolitik | Beratung) und Claudia Kunz (AEE). Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf, zuletzt geprüft am 7.20.2014.

Agora Energiewende (2012): 12 Thesen zur Energiewende. Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/12_Thesen/Agora_12_Thesen_Langfassung_2.Auflage_web.pdf, zuletzt geprüft am 01.03.2014.

Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017. Berlin. Online verfügbar unter www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-eeg-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/, zuletzt geprüft am 03.11.2013.

Agora Energiewende (2014): Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option? An Analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany. Prognos AG. Berlin. Online verfügbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Comparing_Costs_of_Decarbonisati

ontechnologies/Agora_Analysis_Decarbonisationtechnologies_web_final.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

arrhenius (2009): Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. Discussion Paper 2. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg. Online verfügbar unter http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP2_Investitionen_in_konventionelle_Kraftwerke.pdf, zuletzt geprüft am 25.07.2014.

BDEW (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Graphiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-ee-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-ee-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf), zuletzt geprüft am 27.09.2014.

BEE (2014): Ausbau der Offshore-Windenergie im Jahr 2014, 14.11.2014. telefonisch an Uwe Nestle.

BMU (2011): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG. Entwurf des BMU, Stand 3.5.2011. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.docin.com/p-415833669.html>, zuletzt geprüft am 16.09.2014.

BMU (2013a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2013. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf, zuletzt geprüft am 16.04.201.

BMU (2013b): Projektionsbericht 2013 gemäß Entscheidung 280/2004/EG. Stand 13. März 2013. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter http://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/ghgpro/envuucoda/130313_Projektionsbericht_DE_final.doc/managed_document, zuletzt geprüft am 09.12.2014.

BMU (2013c): Vortrag des BMU. 22.10.2013. Verpflichtende Marktprämie. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bundesverband Erneuerbare Energien. Berlin, 2013.

BMUB (2014a): Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin. Online verfügbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere.pdf, zuletzt geprüft am 09.12.2014.

BMUB (2014b): Hendricks betont Handlungsdruck beim Klimaschutz. "Klimaziel ohne zusätzliche Anstrengungen nicht erreichbar". Bundesministerium für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin. Online verfügbar unter www.bmub.bund.de/N50699/, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

BMWi (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. 21.1.2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2014.

BMWi (2014b): Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/agee-stat-bericht-ee-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 10.09.2014.

BMWi (2014c): Welche Nachteile haben wir gestrichen? Nachteil "Kostenexplosion" gestrichen: Die Kostendynamik durchbrochen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-faktenblatt-die-wichtigsten-informationen-zur-eeg-reform,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 26.11.2014.

BMWi und BMU (2006): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006. März 2006. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter http://www.junge-union.de/media/attachments/351507_Energieversorgung_f_r_Deutschland_-_Statusbericht_f_r_den_Energiegipfel_03042006_1_.pdf, zuletzt geprüft am 17.09.2014.

BNetzA (2014): Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen sowie EEG-Vergütungssätze. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html;jsessionid=6460EEAB67BD3514DAD894A336A64D72#doc405794bodyText4, zuletzt geprüft am 25.11.2014.

Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen). Stand 16.07.2014. Daten aus Monitoring 2012/2013/2014 (Anlagen ≥ 10 MW und Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW) sowie aus ÜNB-Veröffentlichungen (Stand 30.06.2014) und Photovoltaik-Register.

Bundesregierung (02.11.2012): Managementprämienverordnung. MaPrV. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/MaPrV_121102_juris.pdf, zuletzt geprüft am 26.03.2014.

BWE (29.07.2014): Windenergie an Land - Halbjahresstatistik 2014 für Deutschland: Starker Ausbau der Windenergie an Land. Online verfügbar unter [Windenergie an Land - Halbjahresstatistik 2014 für Deutschland: Starker Ausbau der Windenergie an Land](#), zuletzt geprüft am 25.11.2014.

CDU et al. (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU); Christlich-Soziale Union in Bayern (CSU); Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD). Berlin. Online verfügbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=664DD83807D54DFD24E121E58553D996.s2t2?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 17.09.2014.

CDU und CSU (2013): Gemeinsam erfolgreich für Deutschland. Regierungsprogramm 2013 - 2017. Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU) und Christlich-Soziale Union in Bayern (CSU).

Online verfügbar unter

<http://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/regierungsprogramm-2013-2017-langfassung-20130911.pdf>, zuletzt geprüft am 17.09.2014.

DBFZ (2014): EEG-Durchschnittsvergütungen für Biogasanlagen 2010 und 2011. Leipzig, 15.08.2014. E-Mail an EnKliP Uwe Nestle.

DBFZ et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIa Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Bosch und Partner, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ), Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung (INL), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Deutsche WindGuard (2014a): Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2013. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter

http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/a066d660c534d28f031876a50b899906476c9d24/Fact-Sheet-Offshore-Statistik-Jahr-2013.pdf, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Deutsche WindGuard (2014b): Status des Onshore-Windenergieausbaus in Deutschland. 1. Halbjahr 2014. Im Auftrag von Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA), Bundesverband Windenergie (BWE), windenergie agentur (wab) und Stiftung Offshore. Varel. Online verfügbar unter http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/5394a8ee257ac6941bef53a7fa5466d2416469f9/Fact-Sheet-Status-Offshore-Windenergieausbau-1.-Halbjahr-2014.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2014.

Deutsche WindGuard (2014c): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland. 1. Halbjahr 2014. Im Auftrag von Bundesverband Windenergie (BWE) und Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA). Varel. Online verfügbar unter

http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/612504eac92c89dab4599935078c164a258d0284/Factsheet---Status-des-Windenergieausbaus-an-Land-in-Deutschland-1.-Halbjahr-2014.pdf, zuletzt geprüft am 10.11.2014.

DLR et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES),

Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf, zuletzt geprüft am 28.01.2014.

EEG (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBI. I 2000, 305. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf>, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I 2006, S. 2550. Online verfügbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04_061107.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2008): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2074. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2730. Online verfügbar unter http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf, zuletzt geprüft am 04.08.2014.

EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), vom 04.07.2014. Fundstelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.

EnKliP (2014): Auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien: Der Kostenberg ist überwunden. Gutachten im Auftrag von Greenpeace Deutschland. Energie- und Klimapolitik | Beratung (EnKliP). Kiel. Online verfügbar unter www.enklip.de/projekte_25_272685380.pdf, zuletzt geprüft am 22.10.2014.

Eurelectric (2010): Power Choices 2050. Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. Online verfügbar unter http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/Power_Choices_Final_Report.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Europäische Kommission (2011): Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050. Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. Brüssel. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0112&from=EN>, zuletzt geprüft am 15.12.2014.

finanzen.net (2014): Inflation Deutschland / Euro-Raum / USA. Inflationsrechner. Online verfügbar unter <http://www.finanzen.net/inflation/>, zuletzt geprüft am 25.07.2014.

FÖS (2012a): Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse. Argumente zur Bewertung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetz. Mit Unterstützung der Prognos AG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (FÖS). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.foes.de/pdf/2012-11-14-EEG-Umlage-kritisch-analysiert.pdf>, zuletzt geprüft am 26.07.2014.

FÖS (2012b): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Online verfügbar unter http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was_Strom_wirklich_kostet_lang.pdf, zuletzt geprüft am 23.01.2014.

Fraunhofer ISE (2013): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Fhg ISE). Online verfügbar unter <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Fraunhofer ISI et al. (2013): 6. Quartalsbericht :Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Anke Rostankowski, Norman Gerhardt, Uwe Holzhammer, Christoph Richts, Marian Klobasa, Mario Ragwitz et al. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM); Becker Büttner Held (BBH). Berlin. Online verfügbar unter www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/direktvermarktung_datenquartalsbericht_6_bf.pdf, zuletzt geprüft am 12.11.2013.

HBS (2014): Renewables: The Only Path to a Secure, Affordable and Climate-friendly Energy System by 2030. Commissioned and published by the Heinrich-Böll-Stiftung, European Union. Unter Mitarbeit von Uwe Nestle and Silvia Brugger. Brussels. Online verfügbar unter https://www.boell.de/sites/default/files/renewables_the_only_path_to_a_secure_affordable_and_climate-friendly_energy_system_by_2030.pdf, zuletzt geprüft am 17.9.2014.

IE Leipzig (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Windenergie. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

ifo (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). ifo Institut, in Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/download/article/429/Forschungsbericht_Zukunft_Energie_komplett.pdf, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Matthes, Felix Chr. (2013): Strommarktdesign der Zukunft. Die Topologie einer Debatte. Power Point Präsentation beim "Netzwerk Energiewende" der Deutschen Umwelthilfe (DUH) am 8. April 2013. Dr. Felix Chr. Matthes. Berlin.

Nitsch, Joachim (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Im Auftrag vom Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Stuttgart. Online verfügbar unter http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2014/20140205_BEE-Szenarien_GROKO_Nitsch.pdf, zuletzt geprüft am 14.02.2014.

Offshore-Windenergie.NET (2014a): Übersicht Offshore-Netzanbindungen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.offshore-windenergie.net/windparks/netzanbindungen>, zuletzt geprüft am 10.11.2014.

Offshore-Windenergie.NET (2014b): Windparks. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.offshore-windenergie.net/windparks>, zuletzt geprüft am 10.09.2014.

Öko-Institut (2014): Marktwert von Strom aus Erdgaskraftwerken. Berlin und Kiel, 07.11.2014. Telefonische Mitteilung des Öko-Instituts an Uwe Nestle.

Öko-Institut et al. (2009): Studie Modell Deutschland – Klimaschutz bis 2050. Im Auftrag des WWF. Hg. v. WWF Deutschland. Öko-Institut e.V., Prognos AG, Ziesing, Hans-Joachim. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/themen/effizienz-lastmanagement/detailansicht/article/mehr-energieeffizienz-macht-energiewende-deutlich-guenstiger-20-milliarden-euro-einsparungen-jaehrl/>, zuletzt geprüft am 26.03.2014.

Öko-Institut et al. (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut), LBD Beratungsgesellschaft Berlin, Raue LLP. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>, zuletzt geprüft am 18.09.2014.

Öko-Institut et al. (2013): Politiksznarien für den Klimaschutz VI. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. Climate Change 04/2013. Hg. v. Umweltbundesamt. Öko-Institut e.V., Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fhg-ISI). Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/4412.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2014.

SPD (2013): Das WIR entscheidet. Das Regierungsprogramm 2013-2017. Hg. v. SPD-Parteivorstand. Sozialdemokratische Partei Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter http://www.spd.de/linkableblob/96686/data/20130415_regierungsprogramm_2013_2017.pdf, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

SRW (2013): Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik. Jahresgutachten 2013/14. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SRW). Wiesbaden. Online verfügbar unter http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201314/JG13_Ges.pdf, zuletzt geprüft am 04.11.2014.

UBA (2014): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2013. ISSN 1862-4359. Umweltbundesamt. Dessau (Climate Change, 23/2014), zuletzt geprüft am 19.12.2014.

UK DECC (2012): Electricity Generation Costs. Department of Energy Climate Change of the United Kingdom. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/65713/6883-electricity-generation-costs.pdf, zuletzt geprüft am 22.01.2014.

Wuppertal Institut (2010): RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal. Online verfügbar unter <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2802>, zuletzt geprüft am 11.07.2014.

WWF und Germanwatch (2014): Klima oder Kohle. Reduktion des Kohlestroms zur Erreichung des 40 %-Klimaschutzziels bis 2020. World Wide Fund for Nature Deutschland (WWF-Deutschland) und Germanwatch. Online verfügbar unter <http://germanwatch.org/de/download/10200.pdf>, zuletzt geprüft am 24.11.2014.

ZSW et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Bosch und Partner, GfK SE. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.