

Gutachten zur

Stabilisierung der EEG-Umlage durch zeitliche Streckung über Fonds („Streckungsfonds“)

**Im Auftrag des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und
Medien, Energie und Technologie**

Prof. Dr. Karen Pittel
Christoph Weissbart

München, den 30. September 2016

Kurzfassung

Dieses Gutachten untersucht die finanziellen Zahlungsströme, die aus einer Fixierung der EEG-Umlage auf einem nominalen Niveau von 6,5 €ct/kWh ab dem Jahr 2017 und einer Deckung temporärer Finanzierungslücken zwischen EEG-Differenzkosten und Umlageeinnahmen durch Kreditaufnahme resultieren. Grundsätzlich werden im Rahmen des untersuchten Finanzierungsmechanismus alle Ausgaben durch EEG-Förderung und Einnahmen aus EEG-Umlagen einem sogenannten Streckungsfonds zugeführt. Übersteigen die Ausgaben die Einnahmen aus der fixierten Umlage, erfolgt eine Kreditaufnahme zur Deckung der residualen Nettoauszahlungen. Sinken die Ausgaben unter die gedeckelten Einnahmen, können die überschüssigen Mittel zur Tilgung des Fonds eingesetzt werden. Die Entwicklung von Volumen und Tilgung des Streckungsfonds sowie der entstehenden Finanzierungskosten werden für drei verschiedene Pfade des Großhandelsstrompreises (MAX, TREND, MIN) untersucht. Im moderaten TREND Szenario steigen die Strompreise von derzeit 3,18 €ct₂₀₁₆/kWh bis zum Jahr 2050 auf 6 €ct₂₀₁₆/kWh (MAX: 9,31 €ct₂₀₁₆/kWh; MIN: 3,18 €ct₂₀₁₆/kWh) an.

Die Ergebnisse zeigen, dass die jährlichen EEG-Differenzkosten im TREND Szenario nach einem kurzfristigen Anstieg wieder abfallen. Bis zum Jahr 2028 besteht eine Finanzierungslücke, die durch Kreditaufnahme gedeckt werden muss. Die kumulierte verzinste Kreditaufnahme erreicht im Jahr 2029 ihr maximales Volumen bei 29,13 Mrd. EUR₂₀₁₆. Im folgenden Jahr übersteigen die Umlageeinnahmen erstmals die Differenzkosten; eine vollständige Tilgung des Fonds ist bis zum Jahr 2038 möglich. Die EEG-Umlage verbleibt bis zum Ende des Tilgungszeitraums auf dem fixierten Niveau und reduziert sich im Folgejahr auf den zur Deckung der laufenden Differenzkosten notwendigen Wert von 3,2 €ct₂₀₁₆/kWh. Bis zum Jahr 2050 ermöglichen der kontinuierliche Anstieg der Strompreise verbunden mit einem leichten Rückgang der Investitionskosten eine weitere Absenkung der Umlage auf 2,4 €ct₂₀₁₆/kWh trotz fortgesetztem Kapazitätsausbau. Die Finanzierungskosten als Summe der Zins- und Zinseszinszahlungen belaufen sich in diesem Szenario auf 2,58 Mrd. EUR₂₀₁₆.

	MAX	TREND	MIN
Zeitpunkt max. Fondsvolumen	2023	2029	> 2100
Max. Fondsvolumen in Mrd. EUR₂₀₁₆	5,83	29,13	in 2100: 699
Tilgungszeitpunkt	2026	2038	> 2100
Finanzierungskosten in Mrd. EUR₂₀₁₆	0,10	2,58	bis 2100: 183

Eine Sensitivitätsanalyse zentraler Eingangsparameter zeigt, dass sowohl der Großhandelsstrompreis als auch die Marktwertfaktoren von Wind- und Solarenergie die Ergebnisse substantiell beeinflussen, während die Annahmen über die Entwicklung von Stromnachfrage und Realzinsen sich in geringerem Maße auf das maximale Fondsvolumen und den Tilgungszeitpunkt auswirken.

Inhaltsverzeichnis

I.	Ziele	1
a.	Hintergrund	1
b.	Untersuchungsrahmen	1
c.	Aufgabenstellung und Vorgehensweise	2
II.	Annahmen	4
a.	Marktentwicklung	4
b.	Vergütungszahlungen	8
III.	Entwicklung des Kapazitäts- und Erzeugungsmixes	11
IV.	Entwicklung der Zahlungsströme	12
a.	EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage ohne Fondslösung	13
b.	Die Entwicklung des Streckungsfonds	14
c.	Entwicklung der EEG-Umlage mit Streckungsfonds	15
d.	Finanzierungskosten	16
e.	Sensitivität der Ergebnisse	17
V.	Zusammenfassung	19
VI.	Literatur	21
VII.	Anhang	22

I. Ziele

a. Hintergrund

Der kontinuierliche Ausbau von Erzeugungsanlagen im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) und sinkende Großhandelsstrompreise waren in den vergangenen Jahren Haupttreiber eines kontinuierlichen Anstieges der EEG-Differenzkosten und damit der EEG-Umlage. Im Jahr 2016 erreichte die EEG-Umlage mit 6,354 €ct/kWh ihren vorläufigen Höchstwert (siehe auch Abbildung 4). Die Mittelfrist-Prognose der Netzbetreiber (50 Hertz et al. 2015) geht bis zumindest 2020 von einem weiteren Anstieg der EEG-Differenzkosten aus. Bei Annahme der Beibehaltung der zurzeit geltenden Befreiungstatbestände würde dieser Anstieg der Differenzkosten zu einer weiteren Zunahme der EEG-Umlage führen. Die damit verbundene Zunahme der Belastung des nicht-privilegierten Stromverbrauchs von Haushalten und Unternehmen hat zu einer Diskussion in Politik, Gesellschaft und Wissenschaft über die Auswirkungen des EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit nicht-privilegierter Unternehmen und die Verteilungswirkungen auf Haushaltsebene geführt. Getrieben durch das Bestreben, die laufende Belastung durch die EEG-Umlage nicht weiter ansteigen zu lassen, wurden im Laufe der letzten Jahre alternative Finanzierungsmechanismen entwickelt, welche eine stärkere Streckung der Differenzkosten über die Zeit ermöglichen sollen (siehe z.B. Matthes et al. 2014).

Das ifo Institut wurde im September 2016 vom Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie beauftragt, die direkten finanziellen Implikationen zu untersuchen, die sich bei einer bestimmten Ausgestaltungsvariante einer solchen zeitlichen Streckung der Finanzierungskosten ergeben. Es handelt sich bei dieser Variante um die Kombination einer Fixierung der EEG-Umlage auf einem Niveau von 6,5 €ct/kWh und einer Finanzierung der residualen Deckungslücke über einen sogenannten *Streckungsfonds*, welcher sich über KfW-Kredite finanziert. Eine sukzessive Tilgung des Fonds ist möglich, sobald die Einnahmen aus der fixierten EEG-Umlage die jährlichen Differenzkosten übersteigen.

b. Untersuchungsrahmen

Das vorliegende Gutachten beschränkt sich auf die Analyse der Zahlungsströme und Finanzierungskosten, welche aus der skizzierten Fondslösung im Vergleich zum herkömmlichen EEG-Finanzierungsmechanismus resultieren würden. Im Rahmen des Gutachtens wird weder auf die ökonomische Rechtfertigung und Effizienz des vorgeschlagenen Streckungsfonds noch auf die juristischen Implikationen einer Fondslösung eingegangen.¹ Ebenso werden andere mögliche

¹ Für einen Überblick über entsprechende Rechtfertigungsansätze siehe z.B. Matthes et al. (2014) und Matschoss/Töpfer (2015).

Ansätze zu einer Reform des EEG-Finanzierungsmechanismus (wie z.B. eine Steuerfinanzierung oder alternative Designs eines Streckungsfonds) nicht in die Betrachtung einbezogen.

c. Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Das vorliegende Gutachten untersucht die finanziellen Wirkungen einer partiellen Vorfinanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien über Kreditaufnahme. Grundsätzlich werden im Rahmen des untersuchten Finanzierungsmechanismus alle in einem Kalenderjahr anfallenden Ausgaben durch EEG-Förderung (z.B. Einspeisevergütungen und Marktprämien) und Einnahmen (z.B. Börsenerlöse aus dem Verkauf des geförderten Stroms) einem Fonds zugeführt. Dieser Fonds wird im Folgenden als Streckungsfonds bezeichnet. Die Höhe der EEG-Umlage wird ab 2017 auf einem Niveau von (nominal) 6,5 €ct/kWh festgeschrieben. Damit wird ein Teil der garantierten Vergütungszahlungen wie bisher durch die Verteilung der Differenzkosten auf den nicht-privilegierten Stromverbrauch des gleichen Jahres finanziert. Wenn die Einnahmen aus der fixierten Umlage nicht ausreichen, um die Ausgaben desselben Jahres zu decken, erfolgt eine Kreditaufnahme über die KfW zur Finanzierung der residualen Netto-Auszahlungen. Das Fondsvolumen steigt damit durch die laufende Kreditaufnahme sowie Zinszahlungen auf die Kreditaufnahme vergangener Jahre an, solange die laufenden Einnahmen aus der fixierten Umlage geringer sind als die laufenden Ausgaben. Sinken die Ausgaben unter die gedeckelten Einnahmen, werden die überschüssigen Mittel zur Tilgung des Fonds eingesetzt. Sobald der Fonds vollständig getilgt ist, erfolgt die Senkung der EEG-Umlage auf den zur Deckung der laufenden EEG-Differenzkosten notwendigen Wert.

Die dargestellte Fragestellung wird mit Hilfe einer zweistufigen Vorgehensweise untersucht (siehe Abbildung 1). *Stufe 1* prognostiziert die zukünftige Entwicklung des EEG-Kontos und der EEG-Differenzkosten (siehe Abbildung 1, unten). In *Stufe 2* wird das oben beschriebene Fonds-konzept implementiert (siehe Abbildung 1, oben).

In *Stufe 1* wird der zukünftige Kapazitätsausbau von EEG-Technologien als Basis für Vergütungszahlungen und Vermarktungseinkünfte prognostiziert. So wird aus den bestehenden Erzeugungsanlagen, dem zukünftigen Zubau an Erzeugungskapazitäten und den technologiespezifischen Kapazitätsfaktoren der Erzeugungsmix aus EEG-Technologien berechnet. Zusätzlich werden die bestehenden und zukünftigen Vergütungsansprüche und -zahlungen an Anlagenbetreiber bestimmt. Diese beiden Komponenten erlauben die Berechnung der gesamten Vergütungszahlungen in jeder Periode. Analog dazu können, unter Zugrundelegung von Annahmen über die Entwicklung der zukünftigen Großhandelsstrompreise und Marktwertfaktoren, die Vermarktungseinkünfte aus der Stromerzeugung von EEG-Anlagen abgeschätzt werden. Aus der Differenz von jährlichen Vergütungszahlungen und Vermarktungseinkünften resultiert der Fehlbetrag des EEG-Kontos. Dieser kann über Einnahmen aus der EEG-Umlage und Kreditaufnahme gedeckt werden.

In *Stufe 2* wird zunächst die ‘natürliche’ EEG-Umlage in €/kWh berechnet, welche sich aus der Verteilung des Fehlbetrages auf die nicht-privilegierte Stromnachfrage ergibt. Gleichzeitig werden die Einkünfte aus einer festen EEG-Umlage von 6,5 €/kWh berechnet und der Streckungsfonds implementiert. Unter Annahme der erwarteten Zinskonditionen und Inflation werden die zeitliche Entwicklung des Fonds, das maximale Fondsvolumen, der mögliche Tilgungszeitpunkt und die entsprechenden Finanzierungskosten berechnet.

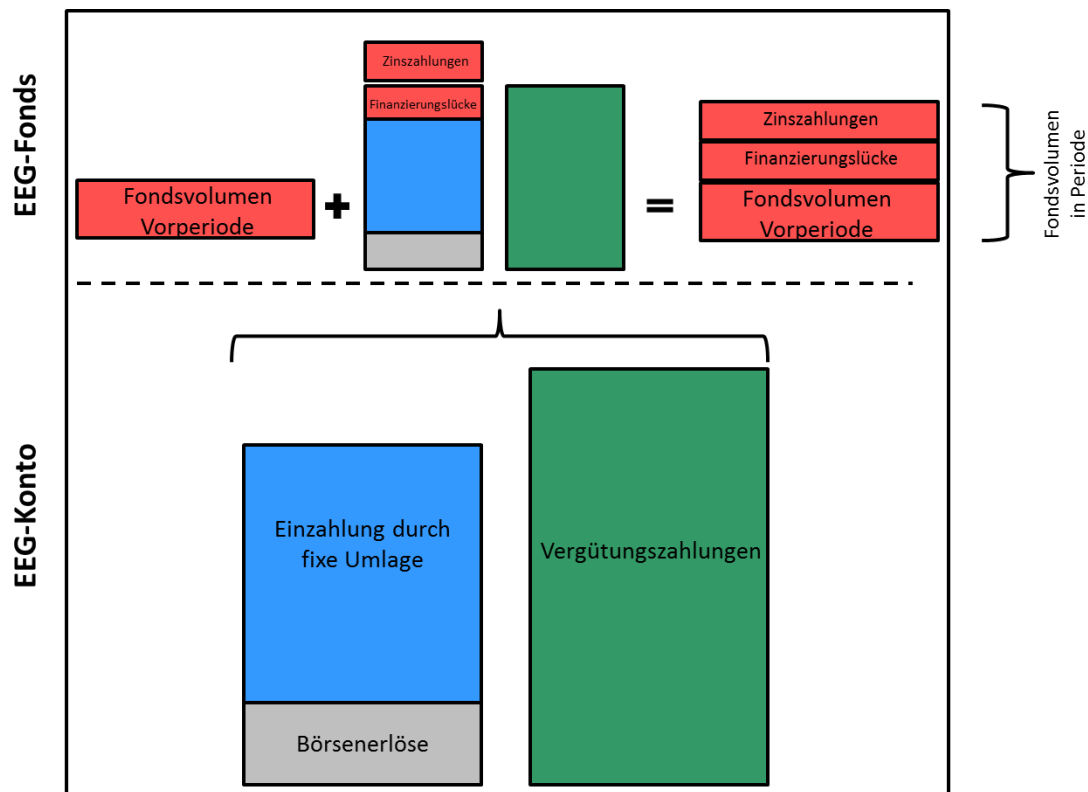


Abbildung 1: EEG-Konto und –Fonds im Falle einer Unterdeckung
Quelle: Eigene Darstellung

Der zentrale Betrachtungszeitraum dieses Gutachtens sind die Jahre 2017 – 2050, wobei die zugrunde liegenden Berechnungen bis zum Jahr 2100 weitergeführt wurden. Da der anvisierte Anteil erneuerbarer Energien allerdings bereits im Jahr 2050 erreicht wird und die Modellparameter aufgrund der schweren Prognostizierbarkeit nach dem Jahr 2050 hinaus konstant gehalten wurden, ergeben sich keine grundlegend neuen Erkenntnisse aus der Betrachtung bis 2100. Daher wird grundsätzlich auf die Präsentation der Resultate aus den Jahren 2051 bis 2100 verzichtet und nur wenn sinnvoll auf die entsprechenden Ergebnisse verwiesen.

Es wird zwischen den EEG-relevanten Stromerzeugungstechnologien aus Solarenergie, Windkraft, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft, Klärgas, Grubengas und Deponiegas unterschieden. Die Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energie an der Bruttostromerzeugung gelten als bindende politische Rahmenbedingungen (EEG 2017, § 1). Dadurch muss der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2025 40 – 45 %, im Jahr 2035 50 – 60 % und im Jahr 2050 über 80 % betragen.

Die bestehende Fragestellung wird für drei verschiedene Pfade des Großhandelsstrompreises untersucht (Szenario MIN, TREND und MAX). Die Berechnungen werden sowohl in realen als auch in nominalen Werten durchgeführt. Die realen Werte werden in Euro des Jahres 2016 angegeben (EUR₂₀₁₆).

II. Annahmen

a. Marktentwicklung

Entwicklung von Kapazitätszubau und Außerbetriebnahmen

Die bestehende Erzeugungskapazität von EEG-Technologien zum 31.12.2015 basiert auf den Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz et al. 2016). Die Erzeugungskapazität der einzelnen Erzeugungsanlagen wurden nach Technologie, Nennleistung und Installationsjahr aufsummiert und zu Kohorten gruppiert. Tabelle 11 (in Anhang A) zeigt die Nennleistung zum 31.12.2015 nach Technologie und Kohorte.

Für die vorliegende Fragestellung wird angenommen, dass in zukünftigen Perioden weiterhin Erzeugungskapazität für Solarenergie, Windenergie an Land und auf See und Biomasse zugebaut wird. Der Kapazitätszubau nach Technologie ab dem Jahr 2016 basiert auf den Ausbaupfaden aus dem EEG 2014 (§ 3) und EEG 2017 (§ 4).

Solarenergie: Die neuinstallierte Nettokapazität für Solarenergie beträgt ab dem Jahr 2016 2 500 MW. Jedoch wird angenommen, dass die 52 GW Obergrenze für die installierte Leistung aus der EEG Novelle 2012 (§ 20b) langfristig bindend ist. Diese greift entsprechend des im EEG vorgesehenen Zubaupfades ab dem Jahr 2021. Dadurch kommt es ab dieser Periode nur zu einem Nettozubau von 40 MW aufgrund der verbesserten Effizienz neuer Erzeugungskapazitäten im Vergleich zu den Außerbetriebnahmen im jeweiligen Jahr.

Windenergie: Für Windenergie an Land wird gemäß EEG 2014 (§ 3) ein Nettozubau von 2 500 MW im Jahr 2016 und gemäß EEG 2017 (§ 4) ein Bruttozubau von 2 800 MW für 2017 – 2019 sowie ein Bruttozubau von 2 900 MW ab 2020 angenommen. Neue Kapazität für Windenergie auf See wird bis 2030 so zugebaut, dass die im EEG 2014 (§ 3) vorgesehene installierte Leistung von 6 500 MW im Jahr 2020 und 15 000 MW im Jahr 2030 erreicht wird. Ab dem Jahr 2025 wird die jährliche neuinstallierte Leistung für Windenergie an Land und auf See bis 2050 gesteigert, um die aktuellen Ziele aus dem EEG 2017 (§ 1) für den Anteil der erneuerbaren Energie an der Bruttostromerzeugung der Jahre 2035 (50-60 %) und 2050 (80 %) zu erreichen. Der jährliche Bruttozubau wird so sukzessive auf 4 300 MW für Windenergie an Land und 2 000 MW für Windenergie auf See gesteigert. Ab dem Jahr 2050 bleibt die installierte Leistung für beide Technologien konstant.

Biomasse: Der Bruttozubau der Kapazität für die Stromerzeugung aus Biomasse beträgt 100 MW in 2016, 150 MW in 2017-2019 und 200 MW ab dem Jahr 2020 und verharnt langfristig auf diesem Niveau.

Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas und Grubengas: Für diese Technologien wird kein Zubau angenommen. Dies ist vor allem auf das ausgeschöpfte Potential des jeweiligen Energieträgers zurückzuführen.

Es wird angenommen, dass bestehende und neue Erzeugungskapazität für Solarenergie, Windenergie an Land und auf See, Bioenergie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas eine Lebensdauer von 21 Jahren hat und somit der Förderdauer aus dem EEG entspricht. Für die Technologien Wasserkraft und Geothermie wird keine Lebensdauer angenommen.

Kapazitätsfaktoren

Die Kapazitätsfaktoren¹ für die bestehenden Kohorten und die neuinstallierte Kapazität in 2016 entsprechen für alle Technologien den beobachteten Werten für das Jahr 2015 (50Hertz et al. 2016, BMWi 2015). Für die regelbare Erzeugungstechnologien Biomasse, Geothermie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas wird dieser Wert auch für alle zukünftigen Kohorten angenommen. Für Solarenergie und Windenergie an Land und auf See wird aufgrund von technologischem Fortschritt eine Steigerung der Kapazitätsfaktoren erwartet. Für Solarenergie wird geschätzt, dass der Kapazitätsfaktor auf 12,5 % in 2025, 15 % in 2035 und 17,5 % in 2050 steigt (AWS Truepower 2015). Der Kapazitätsfaktor für Windenergie an Land erreicht ein Niveau von 25 % in 2025, 27,5 % in 2035 und 30 % in 2050. Für die Effizienz von Windenergie auf See werden Werte von 42,5% in 2025, 45 % in 2035 und 47,5 % in 2050 angenommen. Fehlende Werte für zukünftige Kohorten werden durch lineare Interpolation berechnet.

Stromnachfrage

Die Annahmen für die Entwicklung der Nettostromnachfrage und des nicht-privilegierten Letztverbrauchs bis zum Jahr 2020 wurden aus Fraunhofer (2015), einem wissenschaftlichen Gutachten für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, übernommen. Der Verlauf der Nettostromnachfrage ab 2020 bis 2050 entspricht den Werten aus dem Trendszenario der Energiereferenzprognose 2014 (Prognos, EWI, GWS 2014). Der nicht-privilegierte Letztverbrauch ist an diesen Pfad gekoppelt und entspricht langfristig dem für 2020 prognostizierten Anteil an der Nettostromnachfrage (69,5 %). Die Werte für die zukünftige Bruttonachfrage wurden ebenfalls aus dem Trendszenario der Energiereferenzprognose entnommen. Tabelle 1 zeigt den zeitlichen Verlauf von Brutto- und Nettostromnachfrage, nicht-privilegiertem Letztverbrauch und EEG-Strommenge.

¹ Der Kapazitätsfaktor entspricht den relativen Volllaststunden, d.h. dem Verhältnis der absoluten Zahl der Volllaststunden zu den 8 760 Stunden eines Jahres.

	2016	2020	2030	2040	2050
Bruttostromnachfrage	589,6	577	559	546	554
Nettostromnachfrage	511,6	505,6	490	485	487
nicht-privilegierte Nachfrage	356,1	351,4	340,6	337,1	338,5
EEG-Strommenge	176	216	268	345	433

Tabelle 1: Höhe von Brutto-, Nettostromnachfrage und nicht-privilegierter Nachfrage (in TWh)

Quelle: Fraunhofer (2015), Prognos, EWI, GWS (2014), ifo Institut

Großhandelsstrompreise

Der Großhandelsstrompreis spielt für die Höhe der EEG-Differenzkosten eine entscheidende Rolle. Aus diesem Grund wurde mit dem Auftraggeber vereinbart, dass die vorliegende Fragestellung anhand von drei Strompreisszenarien (MIN, TREND, MAX) untersucht wird. Das Szenario MIN bildet das untere Spektrum der realen Strompreisentwicklung ab. Für diesen Fall wird angenommen, dass der reale Großhandelsstrompreis langfristig auf dem heutigen Niveau verbleibt. Hierfür wird der durchschnittliche Spot-Preis aus dem Jahr 2015 in Höhe von 0,0317EUR₂₀₁₆/kWh angesetzt (EPEX 2016). Der Preisverlauf für das MAX Szenario entspricht der Prognose aus dem Trendszenario der Energiereferenzprognose 2014 (Prognos, EWI, GWS 2014). Da die Entwicklung dieses Preispfades im Vergleich zu dem heutigen Preisniveau einen sehr starken Anstieg darstellt, wird zusätzlich ein mittlerer Preispfad (Szenario TREND) in die Betrachtung einbezogen. Nach dem Szenario TREND steigt der Großhandelsstrompreis vom heutigen Preisniveau linear auf einen Wert von 0,06 EUR₂₀₁₆/kWh in 2050 an.

	2016	2020	2030	2040	2050
MAX	0,0317	0,0449	0,0717	0,0888	0,0931
TREND	0,0317	0,0351	0,0434	0,0517	0,0600
MIN	0,0317	0,0317	0,0317	0,0317	0,0317

Tabelle 2: Entwicklung des Großhandelsstrompreises nach Szenario (in EUR₂₀₁₆/kWh)

Quelle: Prognos, EWI, GWS (2014), EPEX (2016), eigene Berechnungen

Marktwertfaktoren

Der Marktwert gibt den durchschnittlichen Börsenstrompreis an, zu dem der Strom aus verschiedenen Technologien beim Zeitpunkt seiner Einspeisung vergütet wird.

Für regelbare erneuerbare Erzeugungstechnologien wird angenommen, dass der Marktwert dem durchschnittlichen Börsenstrompreis entspricht und der Marktwertfaktor somit bei 1 liegt. Bei den intermittierenden Erzeugungstechnologien Solar- und Windenergie wird der Marktwert durch das Zusammenspiel von erzeugter Strommenge und Nachfrage bestimmt.

Für den Zeitraum von 2016-2020 greift dieses Gutachten auf Schätzungen über die Entwicklung der Marktwertfaktoren für Solarenergie und für Windenergie auf See und an Land in Energy Brainpool (2015) zurück. Für die Jahre 2021 und 2022 wird angenommen, dass sich der fallende Trend der Marktwertfaktoren weiter fortsetzt. Die weitere Entwicklung der Marktwertfaktoren ist aufgrund der Vielfalt der Einflussfaktoren nur schwer zu prognostizieren (z.B. Flexibilisierung

der Nachfrage, Zubau von Speicherkapazität, nationaler und internationaler Netzausbau, Außerbetriebnahme von Grundlastkraftwerken). Aus diesem Grund werden die Marktwertfaktoren der Folgejahre auf dem Niveau des Jahres 2022 konstant gehalten und für alle zukünftigen Perioden übernommen. Tabelle 3 gibt eine Übersicht über die Entwicklung der Marktwertfaktoren.

	2016	2018	2020	ab 2023
Solarenergie	0,98	0,93	0,85	0,74
Windenergie an Land	0,88	0,82	0,75	0,63
Windenergie auf See	0,98	0,96	0,94	0,91

Tabelle 3: Marktwertfaktoren für intermittierende Erzeugungstechnologien
Quelle: Energy Brainpool (2015)

Zinsen für KfW-Kredite

Es wird angenommen, dass dem Betreiber des Streckungsfonds (beispielsweise die öffentliche Hand oder Übertragungsnetzbetreiber) bei der KfW Zinskonditionen gewährt werden, die durch die Nominalzinssätze (Kupons) auf 10- und 30-jährige Bundesanleihen approximiert werden können. Seit 2014 wurden siebenmal 10-jährige Bundesanleihen ausgegeben, deren durchschnittliche nominale Verzinsung bei ca. 0,9 % lag. 30-jährige Bundesanleihen wurden in diesem Zeitraum einmalig im Jahr 2014 ausgegeben. Die nominale Verzinsung dieser 30-jährigen Anleihe lag bei 2,5 %. In diesem Gutachten wird entsprechend von einem nominalen Zinssatz von 1,5 % im Jahr 2017 ausgegangen. Da das derzeitige Zinsniveau deutlich unter dem durchschnittlichen Niveau des letzten Jahrzehnts liegt, wird angenommen, dass sich das Zinsniveau langsam aber stetig erholt und im Jahr 2030 sein langfristiges Niveau von 3% erreicht.

Inflation

Die Inflationsrate in Deutschland lag in den letzten Jahren beständig unter dem Inflationsziel der Europäischen Zentralbank (2%). Unter Berücksichtigung dieser Tatsache wird in diesem Gutachten angenommen, dass die deutsche Inflationsrate auch im Jahr 2017 unter der europäischen Zielmarke liegen wird. Entsprechend der Prognose des ifo Instituts (ifo 2015) wird mit einer Inflationsrate von 1,5 % im Jahr 2017 gerechnet. In den Folgejahren steigt die Inflationsrate linear auf 2 % im Jahr 2025 an, da langfristig nicht davon ausgegangen werden kann, dass Deutschland das Inflationsziel der EZB systematisch verfehlt. Ab 2025 verbleibt die Inflationsrate auf einem Niveau von 2%.

b. Vergütungszahlungen

Grundlagen: Vergütung bestehender und neuinstallierter Erzeugungskapazitäten

Für die Abschätzung der Vergütungsansprüche von Anlagenbetreibern in zukünftigen Perioden wird zwischen bereits bestehenden Anlagen sowie kurz- und langfristig zugebauten Erzeugungsanlagen unterschieden.

Die nominalen Vergütungssätze für bestehende Anlagen wurden aus dem Stromeinspeisegesetz (StrEG) und den EEG-Fassungen von 2000 bis 2014 entnommen. Den Kohorten 1997 bis 2000 liegt das StrEG aus dem Jahr 1994 zugrunde. Für Anlagen, die zwischen 2000 und 2003 in Betrieb gegangen sind, gilt das EEG 2000. Mithilfe der Vergütungssätze und der festgeschriebenen Degressionssätze wurden die Einspeisetarife für die jeweiligen Jahre bestimmt.

Eine analoge Vorgehensweise wurde für die Kohorten 2004-2008 (EEG 2004) und 2009-2011 (EEG 2009), 2012-2014 (EEG 2012), 2015-2016 (EEG 2014) gewählt.

Direktvermarktung

Seit dem EEG 2012 besteht für Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur Direktvermarktung des selbsterzeugten Stroms. Der Anteil des direkt vermarkteten Stroms ist für die Abschätzung der zukünftigen Differenzkosten aufgrund der Zahlung der sogenannten Managementprämie relevant. Im Rahmen der Direktvermarktung verkaufen die Anlagenbetreiber ihren erzeugten Strom selbst zum aktuellen Großhandelsstrompreis und erhalten zusätzlich eine Marktprämie, welche sich aus der Differenz zwischen fixer Einspeisevergütung und einem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert zuzüglich einer Managementprämie berechnet. Im Rahmen dieses Gutachtens wird angenommen, dass die Marktprämie im Durchschnitt den Differenzkosten, die sich im Falle der fixen Einspeisevergütung ergeben, plus Managementprämie entspricht. Mit dem EEG 2014 wurde festgelegt, dass Erzeugungskapazitäten mit einer Nennleistung > 500 kW verpflichtend in die Direktvermarktung wechseln müssen. Für das Jahr 2016 wurde diese Grenze auf 100 kW herabgesetzt. Die Abschätzung des zukünftigen Erzeugungsanteils, der direkt vermarktet wird, entspricht den Werten aus der Mittelfristprognose für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (P3 Energy 2015).

Aufgrund ihrer relativ geringfügigen Bedeutung wurde die sogenannte Flexibilitätsprämie für Betreiber von Biogasanlagen, die ihren Strom direkt an der Strombörse vermarkten, im Rahmen des Gutachtens nicht berücksichtigt (Schätzung für 2016: 21 Mio €, BMWI 2015).

Vergütung von Windenergie an Land: Referenzertragsmodell

Die Vergütung für Windenergie an Land teilt sich ab dem EEG 2000 in die Anfangsvergütung für die ersten Betriebsjahre und die Grundvergütung für die verbleibenden Jahre auf. Die Dauer der Anfangsvergütung wird im Rahmen des Referenzertragsmodells berechnet. Für das vorliegende Gutachten wird angenommen, dass die Anfangsvergütung für Windenergie an Land pauschal für 18 Jahre ausbezahlt wird. Diese Schätzung basiert auf der Verteilung der Standortqualität von Windenergieanlagen an Land aus Deutsche WindGuard (2015). Somit greift die Grund-

vergütung für die letzten drei Jahre der Vergütung im Rahmen des EEG. Diese Annahme gilt auch für jüngere Kohorten. Seit dem EEG 2012 erhalten Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung < 50 kW die Anfangsvergütung für den gesamten Förderzeitraum.

Vergütung von Windenergie auf See: Basismodell und Stauchungsmodell

Seit dem EEG 2009 gelten unterschiedliche Vergütungsmodelle für die Förderung von Windenergie an Land und auf See. Das Vergütungsschema für Windenergie auf See kennt ebenfalls die Unterscheidung in Anfangsvergütung und Grundvergütung. Im EEG 2009 wird die Anfangsvergütung mindestens für 12 Jahre gewährt. Diese Dauer kann sich durch die Distanz des Anlagenstandortes zur Küste und die jeweilige Wassertiefe verlängern. Jedoch wird angenommen, dass die Anfangsvergütung für diese Kohorten pauschal für 12 Jahre gewährt wird. Mit dem EEG 2012 wurde zwischen Basismodell und Stauchungsmodell für die Vergütung von Windenergie auf See unterschieden. Das Stauchungsmodell beinhaltet eine erhöhte Anfangsvergütung, die jedoch für einen kürzeren Zeitraum von 8 Jahren gewährt wird. Für die Kohorten ab dem Jahr 2012 wird angenommen, dass die Anlagenbetreiber das Stauchungsmodell wählen.

Vergütung von neuinstallierten EEG-Anlagen ab dem Jahr 2017

Für neu zugebaute Erzeugungskapazitäten aus Solarenergie und Biomasse wird angenommen, dass die Vergütungssätze nach dem Degressionsplan des EEG 2017 für Anlagen, die bis zum Jahr 2029 neuinstalliert werden, Gültigkeit haben. Neue Erzeugungsanlagen für Windenergie auf See werden bis 2019 weiterhin über das Stauchungsmodell und die Anfangs- und Grundvergütungssätze aus dem EEG 2017 vergütet. Nach dem EEG 2017 werden die Vergütungsansprüche neuer Erzeugungsanlagen für Windenergie an Land ab 2017 komplett über Auktionsverfahren ermittelt. Es wird angenommen, dass dies ab 2020 auch für Windenergie auf See und ab 2030 auch für Solarenergie und Biomasse gilt. Zur Abschätzung der Auktionsgebote nach Technologie und Kohorte werden die zukünftigen Stromgestehungskosten herangezogen (siehe nachfolgender Absatz).

Stromgestehungskosten

Die für das Gutachten relevanten Stromgestehungskosten beinhalten die gesamten variablen und fixen Kosten, die im Laufe des Amortisationszeitraums einer Erzeugungsanlage anfallen. Diese werden auf die erzeugte Strommenge umgelegt. Die Stromgestehungskosten in EUR₂₀₁₆/kWh berechnen sich wie folgt:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i_t)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_t}{(1+i_t)^t}}$$

Die Kosten setzen sich aus den anfänglichen realen Investitionskosten I_0 und den jährlichen realen Kosten A_t (z.B. Brennstoff- und Wartungskosten) zusammen. Sowohl die jährlichen Kosten als auch die jährlich erzeugte Strommenge Q_t werden mit dem realen kalkulatorischen Zinssatz i_t abdiskontiert. Für die Eingangsparameter wurden folgende Annahmen getroffen:

Die realen Werte der zukünftigen **Investitionskosten** I_0 für Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2050 wurden aus Schröder et al. (2013) entnommen. Danach ergeben sich folgende Werte:

	2020	2030	2040	2050
Solarenergie	813	650	512	461
Windenergie an Land	1344	1281	1222	1165
Windenergie auf See	2972	2716	2482	2269
Biomasse	2547	2394	2250	2115

Tabelle 4: Investitionskosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen (in EUR₂₀₁₆/kW)
Quelle: Schröder et al. (2013)

Die Schätzung der **realen jährlichen Kosten** A_t nach Technologie basieren ebenfalls auf Schröder et al. (2013). Hier wird keine zeitliche Dynamik angenommen. Daraus ergeben sich die folgenden Kostenannahmen für alle Perioden:

Solarenergie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Biomasse
27,1	37,94	86,71	108,39

Tabelle 5: Jährliche Betriebskosten (in EUR₂₀₁₆/kW/a)
Quelle: Schröder et al. (2013)

Für Stromerzeugung aus Biomasse fallen zusätzliche Brennstoffkosten an. Hier wird ein realer Wert von 0,0308 EUR₂₀₁₆/kWh angesetzt (Kost et al. 2013).

Die Schätzung der erzeugten **Strommengen** Q_t nach Kohorte entspricht den Volllaststunden, die sich aus den eingangs dargestellten Kapazitätsfaktoren ergeben.

Als **Amortisationszeit** n wurde für alle Technologien eine Dauer von 16 Jahren angesetzt. Dieser Zeitrahmen spiegelt eine gewisse Renditeerwartung der Anlagenbetreiber wider und vermeidet gleichzeitig, dass die Stromgestehungskosten unterschätzt werden.

Der reale **kalkulatorische Zinssatz** i_t für die einzelnen Erzeugungstechnologien wird von der durchschnittlichen technologiespezifischen Finanzierungsstruktur (Anteile von Fremd- und Eigenkapital), der Höhe der Fremdkapitalzinsen und der erwarteten Eigenkapitalrendite beeinflusst. Für dieses Gutachten werden die technologiespezifischen Zinssätze aus Kost et al. (2013) verwendet. Es wird angenommen, dass sich die Marktpenetration von Windenergie auf See in den kommenden Jahren noch weiter verstärkt und technologische Risiken damit sinken. Entsprechend fällt der kalkulatorische Zinssatz bis zum Jahr 2030 und verbleibt danach auf diesem Niveau. Für alle anderen Technologien bleibt der kalkulatorische Zinssatz konstant. Tabelle 6 zeigt die verwendeten Zinssätze nach Technologie.

Solarenergie	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Biomasse
2,8 %	3,8 %	7,7 % (6,7 %)	4,1 %

Tabelle 6: Kalkulatorische Zinssätze für erneuerbare Energien Anlagen
Quelle: Kost et al. (2013)

Unter Verwendung der aufgeführten Eingangsparameter ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten Stromgestehungskosten.

	2020	2030	2040	2050
Solarenergie	0,0937	0,0652	0,0490	0,0418
Windenergie an Land	0,0775	0,0638	0,0572	0,0523
Windenergie auf See	0,1103	0,0951	0,0851	0,0759
Biomasse	0,0862	0,0840	0,0819	0,0799

Tabelle 7: Stromgestehungskosten (in EUR₂₀₁₆/kWh)
Quelle: ifo Institut

III. Entwicklung des Kapazitäts- und Erzeugungsmixes

Abbildung 2 zeigt die aus den getroffenen Annahmen und Prognosen resultierende Entwicklung des Erzeugungsmixes und der Erzeugungsmengen der unter dem EEG geförderten erneuerbaren Energien bis 2050. Die blass eingefärbten Flächen zeigen die Erzeugung aus bestehenden Kapazitäten an, wogegen die übrigen Flächen die Erzeugungsmengen aus neu zugebauten Kapazitäten abbilden. Das Erzeugungsziel von 80 % der Bruttostromerzeugung wird erreicht und erfährt nach diesem Zeitpunkt einen weiteren gemäßigten Anstieg bis auf 86 % im Jahr 2063 (nicht abgebildet). Dieser weitere Anstieg ergibt sich, wie bereits beschrieben, aufgrund der verbesserten Effizienz neuer im Vergleich zu alten Erzeugungskapazitäten. Für die Zielerreichung werden ebenfalls Wasserkraftwerke berücksichtigt, die nicht durch das EEG vergütet werden. Abbildung 2 zeigt nicht die Erzeugungsmengen dieser Kraftwerke.

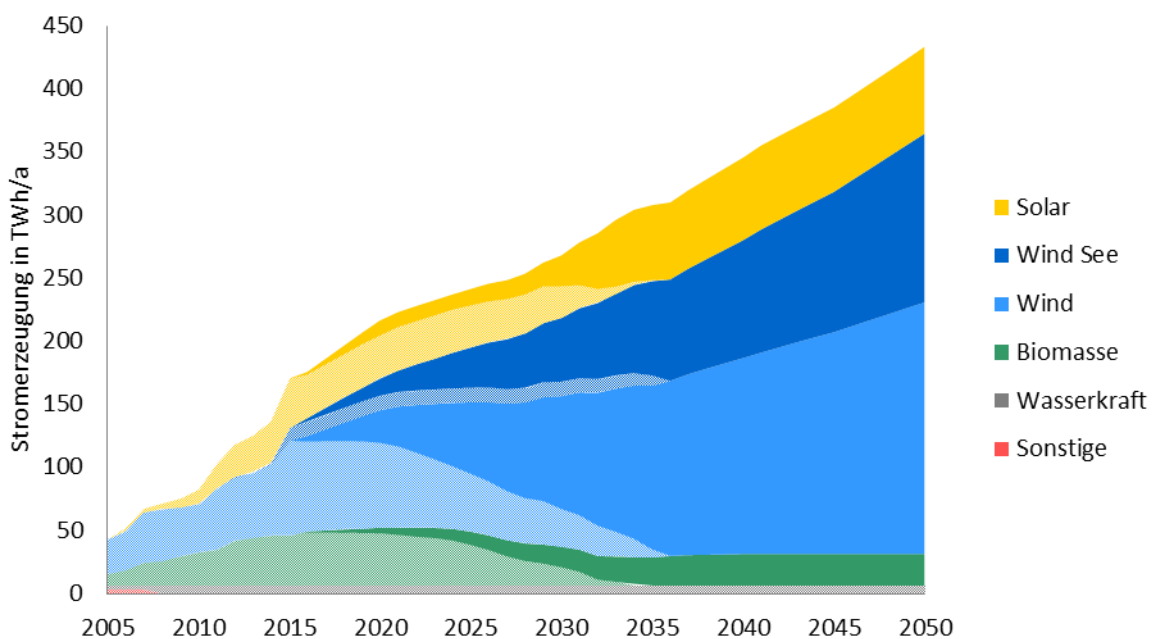


Abbildung 2: Entwicklung der Stromerzeugung aus EEG-Technologien (in TWh)
Quelle: BMWi (2015), ifo Institut

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, welche Abbildung 2 zugrunde liegt. Aufgrund der Annahme, dass die 52 GW Ausbaugrenze für Solarkraftwerke langfristig gilt, wird der zukünftige Erzeugungs- und Kapazitätsmix von Windkraft dominiert. Dadurch erreicht Solarenergie nur einen Anteil von 8 % und 12 % an der Bruttostromerzeugung in 2030 bzw. ab 2050. Windenergie an Land hingegen erreicht einen Anteil von 20 % in 2030 und 34 % in 2050. Zusätzlich steuert Windenergie auf See einen Erzeugungsanteil von 11 % und 23% in den jeweiligen Jahren bei.

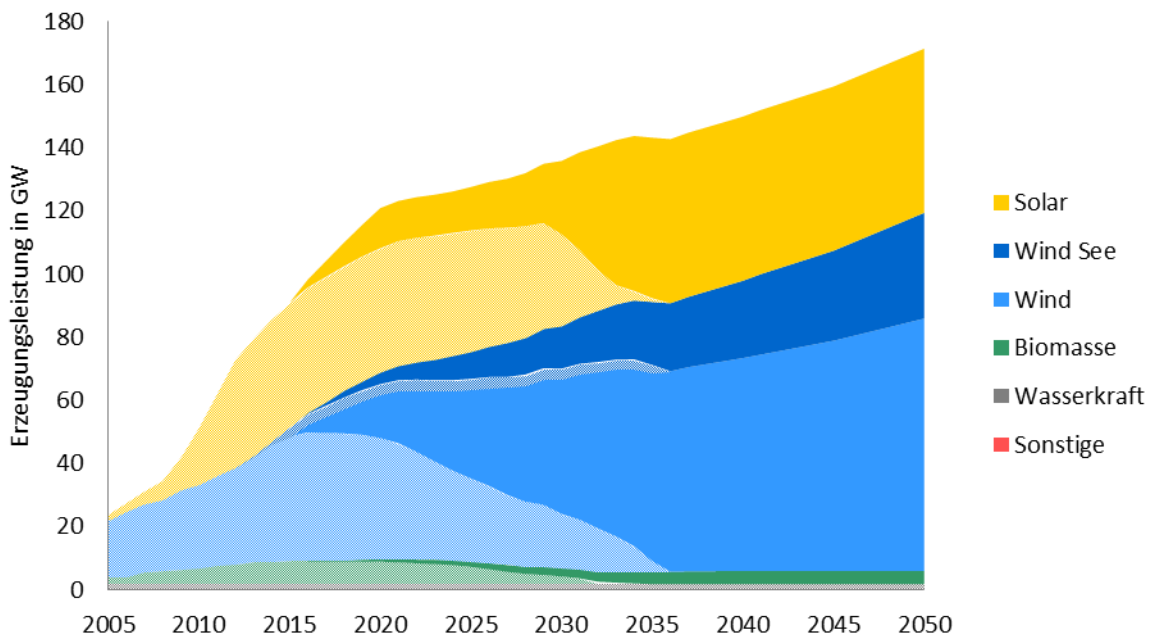


Abbildung 3: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten (in GW)
Quelle: 50Hertz et al. (2016), ifo Institut

IV. Entwicklung der Zahlungsströme

Die im Folgenden präsentierte Entwicklung der wichtigsten Zahlungsströme mit und ohne Implementation eines Streckungsfonds wird, soweit nicht anders gekennzeichnet, in inflationsbereinigte Werten angegeben, bezogen auf das Basisjahr 2016. Die Umrechnung der realen in nominale Werte kommt einer Skalierung der Ergebnisse gleich, führt aber zu keiner qualitativen Änderung hinsichtlich, beispielsweise, des Tilgungszeitpunktes eines Streckungsfonds. Abbildungen und Tabellen, welche die Entwicklung der nominalen Werte widerspiegeln, finden sich im Anhang B zu diesem Gutachten. Es sei darauf verwiesen, dass die Betrachtung der nominalen Werte zu einer Fehleinschätzung zukünftiger Belastungen führen kann, da eine Erhöhung von Ausgabenströmen aufgrund von Inflation keine Änderung der realen Belastung widerspiegelt.

a. EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage ohne Fondslösung

Die Entwicklung der inflationsbereinigten Differenzkosten ist in allen drei Szenarien von einem anfänglichen Anstieg gekennzeichnet. Im TREND Szenario erreichen die Differenzkosten im Jahr 2020 ihr Maximum bei 24,38 Mrd. EUR₂₀₁₆. Langfristig wird ein Niveau von 15,92 Mrd. EUR₂₀₁₆ in 2030 bzw. 8,11 Mrd. EUR₂₀₁₆ in 2050 erreicht. Die Kostenentwicklung im MAX Szenario zeichnet sich durch einen Maximalwert im Jahr 2018 aus (23,19 Mrd. EUR₂₀₁₆) und fällt bis 2050 auf einen negativen Wert ab. Somit würden die Einnahmen aus der Vermarktung der EEG-Strommengen die Vergütungszahlungen ab dem Jahr 2042 übersteigen. Im MIN Szenario erreichen die Differenzkosten ihren höchsten Wert im Jahr 2021 bei 25,06 Mrd. EUR₂₀₁₆, fallen dann bis 2036 auf 14,6 Mrd. EUR₂₀₁₆ ab und steigen erneut bis auf 17,8 Mrd. EUR₂₀₁₆ im Jahr 2050 an.

Die EEG-Umlage, welche notwendig wäre, um die Differenzkosten im jeweils laufenden Jahr zu decken, folgt dem zeitlichen Verlauf der Differenzkosten im jeweiligen Szenario. Der maximale Umlagewert würde im TREND Szenario entsprechend im Jahr 2021 bei 6,95 €ct₂₀₁₆/kWh erreicht (6,58 €ct₂₀₁₆/kWh im Jahr 2018 im MAX Szenario und 7,2 €ct₂₀₁₆/kWh im Jahr 2022 im MIN Szenario). Die Entwicklung der realen Differenzkosten und der realen EEG-Umlage ohne Fondslösung ist in Abbildung 4 für alle drei Szenarien dargestellt.

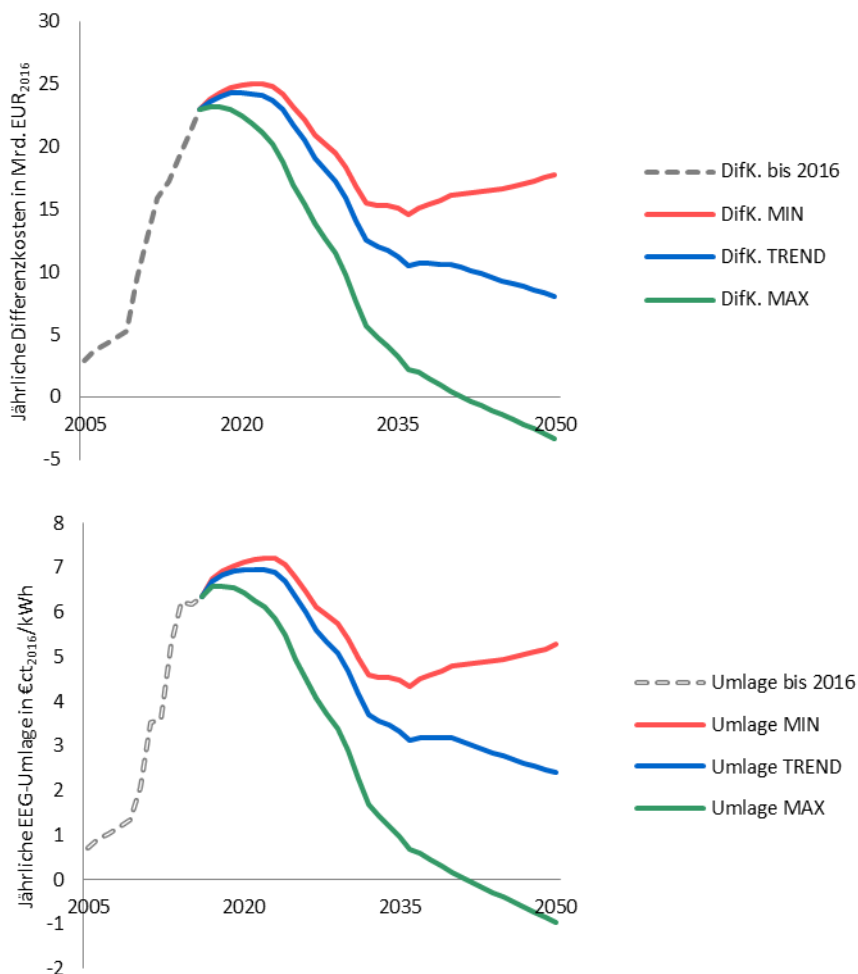


Abbildung 4: Jährliche Differenzkosten und Umlage ohne Fonds
Quelle: BMWi (2015), ifo Institut

Im Falle einer nominalen Betrachtung ohne Inflationsbereinigung (Abbildung 8 im Anhang B) fallen die Werte entsprechend höher aus (max. Differenzkosten bzw. Umlage: TREND 26,74 Mrd. in 2023 bzw. 7,73 €ct/kWh in 2023; MAX 24,13 Mrd. in 2019 bzw. 6,85 €ct/kWh in 2019; MIN 27,96 Mrd. in 2023 bzw. 8,1 €ct/kWh in 2024).

b. Die Entwicklung des Streckungsfonds

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung der jährlichen Zahlungsströme auf dem EEG-Konto. Die Grafik stellt die Auszahlungen für Differenzkosten (je Szenario) den Einnahmen aus der im Rahmen des Streckungsfonds eingefrorenen EEG-Umlage gegenüber. Der Rückgang der Einnahmen aus der EEG-Umlage spiegelt vor allem die reale Entwertung der auf nominal 6,5 €ct₂₀₁₆/kWh festgeschriebenen Umlage wider. Ein geringerer Anteil des Rückgangs der Einnahmen ist auf die leichte Abnahme der nicht-privilegierten Strommenge aufgrund der im Zeitverlauf sinkenden Stromnachfrage zurückzuführen.

Die Entwicklung von Differenzkosten und Umlageeinnahmen ist für die Entwicklung des Fondsvolumens ausschlaggebend. Übersteigen die Differenzkosten die Einnahmen, muss Kapital aufgenommen werden und das Fondsvolumen erhöht sich. Im umgekehrten Fall können die Einnahmenüberschüsse für die Abtragung des Fonds verwendet werden.

Abbildung 5 zeigt, dass die Entwicklung der Großhandelsstrompreise entscheidend für die langfristige Entwicklung und Tilgung des Streckungsfonds ist. Grundsätzlich führt der steigende Ausbau der Erzeugungskapazitäten in Kombination mit immer langsamer sinkenden Gesteigungskosten langfristig zu einem (Wieder-)Anstieg der EEG-Vergütungszahlungen. Ob und inwieweit dieser Anstieg der Vergütungszahlungen einen Anstieg der Differenzkosten impliziert, hängt von der Entwicklung der Strompreise ab. Steigen die Strompreise langfristig hinreichend an, kompensieren die gestiegenen Vermarktungseinnahmen den Anstieg der Vergütungszahlungen. Als Folge sinken die Differenzkosten auch langfristig (TREND und MAX Szenario). Steigen die Strompreise dagegen nur geringfügig, bleiben konstant (MIN Szenario) oder fallen sogar, steigen die Differenzkosten hingegen langfristig wieder an. Da gleichzeitig der reale Wert der nominal fixierten Umlage rückläufig ist, kann es in diesem Fall zu einer langfristigen Deckungslücke kommen.

Aus Abbildung 5 wird deutlich, dass im TREND Szenario die Differenzkosten die Einnahmen bis zum Jahr 2028 übersteigen und dann langfristig unter deren Niveau bleiben. Die Differenzkosten im MAX Szenario befinden sich nur bis 2023 über den Einkünften aus der fixierten EEG-Umlage und fallen dann bis 2042 auf unter null ab. Im MIN Szenario ergibt sich langfristig eine Unterdeckung der Differenzkosten durch die Einnahmen aus der Umlage. Es ist deutlich erkennbar, dass die Differenzkosten in diesem Szenario nur temporär abnehmen und danach wieder ansteigen. Trotz einer Annäherung von Differenzkosten und Einzahlungen bis 2031 und

einer kurzfristigen Kostenüberdeckung von 2032 bis 2036 muss langfristig Kapital aufgenommen werden. Das Fondsvolumen steigt aufgrund der fortgesetzten Kreditaufnahme und der wachsenden Zinsbelastung kontinuierlich an.

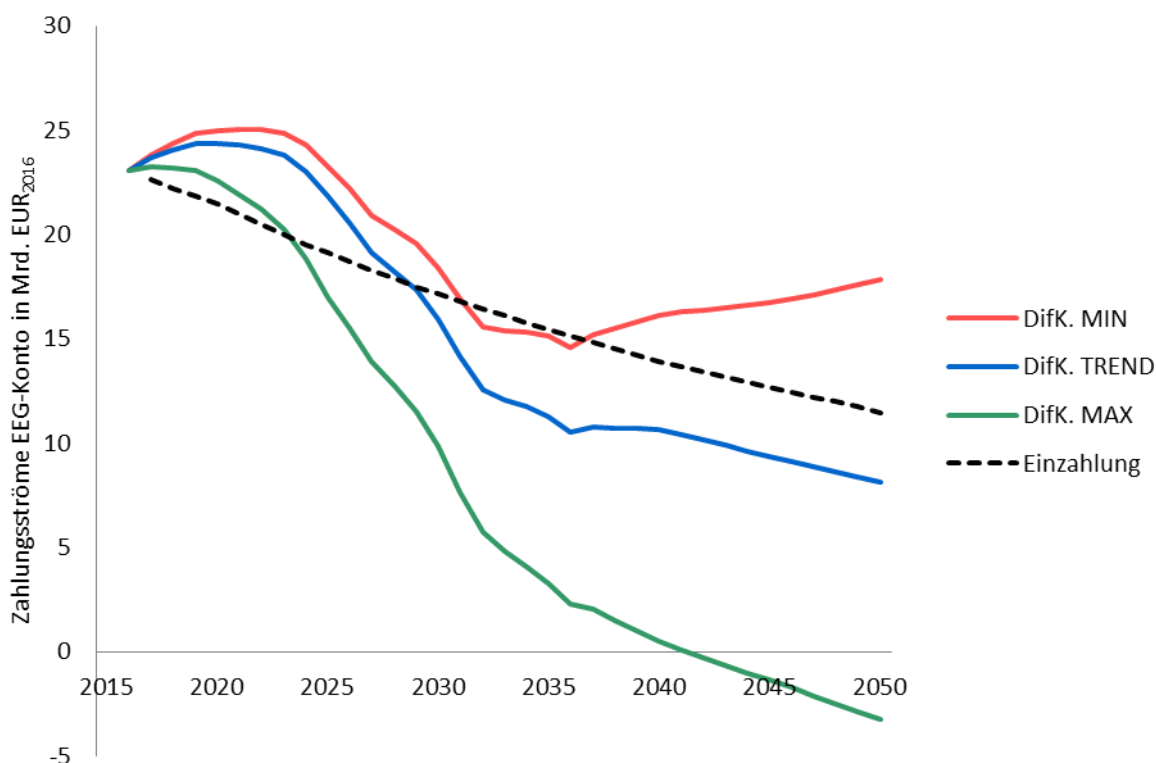


Abbildung 5: Entwicklung der jährlichen Zahlungsströme auf dem EEG-Konto
Quelle: ifo Institut

Die sich aus den Einnahmen- und Ausgabenströmen unter Beachtung der Verzinsung des aufgenommenen Kapitals ergebenden Fondsvolumina sind in Abbildung 6 dargestellt. Im TREND Szenario erreicht der Streckungsfonds sein maximales Volumen von 29,13 Mrd. EUR₂₀₁₆ im Jahr 2029 (nominal 36,86 Mrd. EUR) und ist bis zum Jahr 2038 getilgt. Der höchste Stand des Streckungsfonds im MAX Szenario ergibt sich 2023 mit 5,83 Mrd. EUR₂₀₁₆ (nominal 6,55 Mrd. EUR). In diesem Szenario wird der Fonds bis 2026 getilgt. Die Fonds-Entwicklung im MIN Szenario ist durch ein dauerhaft hohes Niveau geprägt. Das Volumen steigt bis 46 Mrd. EUR₂₀₁₆ (nominal 61 Mrd. EUR) im Jahr 2032 an, verharrt bis 2037 auf diesem Level und steigt dann weiter kontinuierlich an. Es kommt zu keiner Tilgung der Kreditaufnahme.

c. Entwicklung der EEG-Umlage mit Streckungsfonds

Das Konzept des Streckungsfonds impliziert, dass die EEG-Umlage nach der vollständigen Tilgung des Fonds auf das Niveau zurück fällt, das zur Deckung der jährlichen Differenzkosten erforderlich ist. Abbildung 7 zeigt die historische Entwicklung der EEG-Umlage sowie die prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage mit und ohne Einführung des Streckungsfonds.

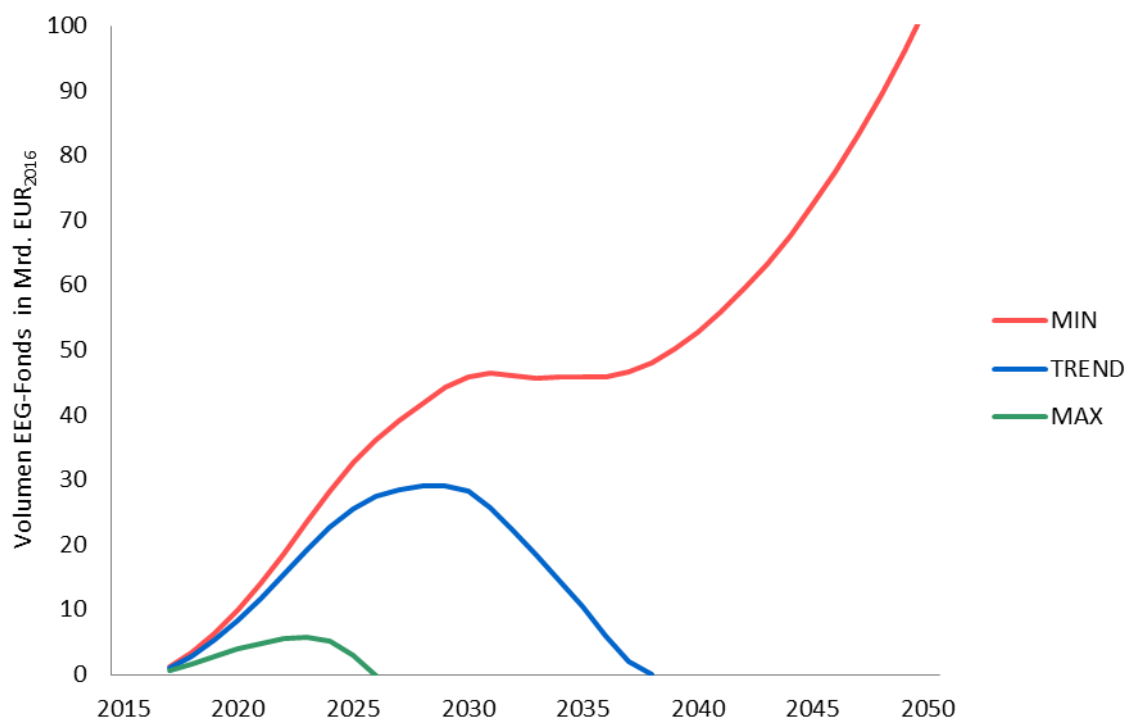


Abbildung 6: Entwicklung des Fonds-Volumens
Quelle: ifo Institut

Die Umlage im TREND Szenario folgt bis zur Tilgung des Fonds dem Pfad der eingefrorenen Umlage und erfährt dann eine starke Reduktion von 4,3 €ct₂₀₁₆/kWh in 2037 auf 3,2 €ct₂₀₁₆/kWh in 2038 (nominal: von 6,5 €ct/kWh auf 4,81 €ct/kWh). Im Vergleich zum Fall ohne Streckungsfonds folgt die Umlage einem moderaten Pfad. Anfänglich liegt die fixe Umlage unter ihrem natürlichen Niveau und dann darüber. Dieses Muster spiegelt die Zeiträume der Fonds-Akkumulation und der Fonds-Tilgung wider. Analog zum frühen Tilgungszeitpunkt des Fonds ist die EEG-Umlage im MAX Szenario nur kurzzeitig fixiert und wechselt ab 2026 auf das natürliche Niveau von 4,51 €ct₂₀₁₆/kWh (nominal: von 5,38 €ct/kWh). In den folgenden Jahren fällt die Umlage weiter stark ab und erreicht ab 2042 einen negativen Wert. Dieser spiegelt die bereits erwähnte Überdeckung der Vergütungszahlungen durch die Vermarktungseinkünfte in diesem Szenario wider. Infolge der kontinuierlichen Akkumulation des Fonds im MIN Szenario verbleibt die EEG-Umlage dauerhaft auf dem eingefrorenen Niveau.

d. Finanzierungskosten

Tabelle 8 stellt die Finanzierungskosten des Streckungsfonds für das jeweilige Szenario dar. Die absoluten Finanzierungskosten errechnen sich aus den gesamten Zins- und Zinseszinszahlungen in den Jahren bis zur Tilgung des Fonds. Alternativ werden die Finanzierungskosten je kWh aufgeführt. Diese Kennzahl errechnet sich durch die Umlage der absoluten Finanzierungskosten auf die Summe der nicht-privilegierten Nachfrage im Zeitraum des Fonds.

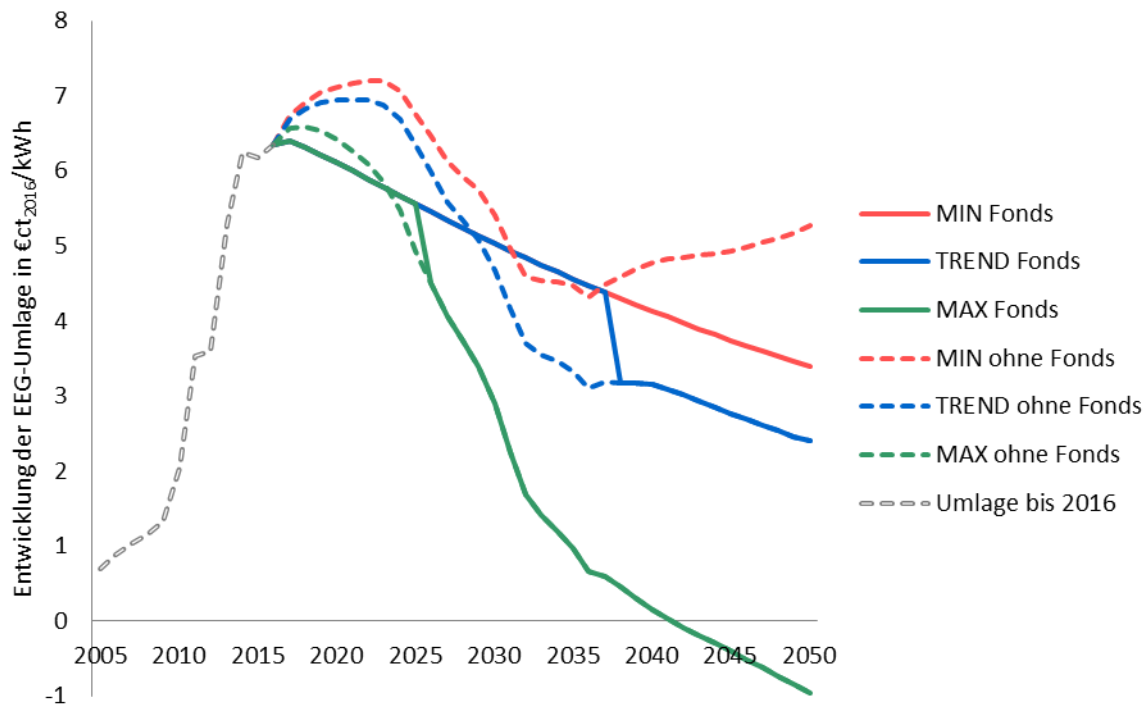


Abbildung 7: Entwicklung der Umlage mit und ohne Fonds
Quelle: BMWi (2015), ifo Institut

Die Finanzierungskosten im TREND Szenario belaufen sich auf 2,58 Mrd. EUR₂₀₁₆ und implizieren eine Belastung der nicht-privilegierten Nachfrage mit durchschnittlich 0,0165 €ct₂₀₁₆ pro kWh im Zeitraum 2017 bis 2037. Durch das niedrige Fondsvolumen und den frühen Tilgungszeitpunkt belaufen sich die Finanzierungskosten im MAX Szenario lediglich auf 0,1 Mrd. EUR₂₀₁₆. Entsprechend betragen die Finanzierungskosten je kWh lediglich 0,0009 €ct₂₀₁₆/kWh im Zeitraum 2017 bis 2026. Im MIN Szenario akkumulieren sich die Finanzierungskosten bis zum Jahr 2100 auf 183 Mrd. EUR₂₀₁₆ und entsprechen 0,4968 €ct₂₀₁₆/kWh in diesem Zeitraum. Hierbei ist anzumerken, dass das Jahr 2100 das Ende des im Rahmen des Gutachtens betrachteten Zeitraums darstellt. Auch nach 2100 käme es zu einer weiteren Akkumulation des Fonds und damit steigenden Finanzierungskosten. Eine Tilgung des Fonds erfolgt in diesem Szenario nicht.

	MAX	TREND	MIN
Finanzierungskosten in Mrd. EUR₂₀₁₆	0,10	2,58	in 2100: 183
Finanzierungskosten in €ct₂₀₁₆/kWh	0,0009	0,0165	bis 2100: 0,4968

Tabelle 8: Übersicht zu Finanzierungskosten
Quelle: ifo Institut

e. Sensitivität der Ergebnisse

Die dargestellten Ergebnisse basieren auf zahlreichen Parametern, deren zukünftige Entwicklung nur unter hoher Unsicherheit prognostiziert werden kann. Daher wurde in Absprache mit

dem Auftraggeber die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber der Entwicklung von Stromnachfrage, Marktwertfaktoren und Realzinssätzen untersucht. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsanalysen werden in Folgenden kurz qualitativ dargestellt. Die Sensitivität der Resultate gegenüber alternativen Entwicklungen der Großhandelsstrompreise wurde, wie bereits erläutert, zudem im Rahmen der Szenarien TREND, MAX und MIN untersucht. Eine umfassende Sensitivitätsanalyse, welche beispielsweise auch die Entwicklung von Gestehungskosten und Technologieentwicklung umfasst, war im Rahmen des Gutachtens nicht möglich.

Stromnachfrage: Der Einfluss der Nachfrage auf die Differenzkosten, EEG-Umlage und Fonds-Entwicklung ist ex-ante nicht eindeutig bestimmbar, weil sich gegenläufige Effekte überlagern. Einerseits erfordert eine z.B. erhöhte Nachfrage den verstärkten Zubau von EEG-Erzeugungsanlagen. Andererseits impliziert eine höhere Nachfrage auch einen Anstieg der nicht-privilegierten Stromnachfrage, die zur Verteilung der Differenzkosten herangezogen werden kann. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde bisher angenommen, dass die Stromnachfrage langfristig moderat sinkt. Um den Einfluss dieser Annahme zu überprüfen, wurde in einem alternativen Szenario unterstellt, dass die Brutto- und Nettostromnachfrage sowie die nicht-privilegierte Nachfrage konstant auf dem Niveau von 2015 verbleiben. Die Ergebnisse dieses Alternativszenarios zeigen nur geringfügige Änderungen gegenüber dem Szenario des Hauptteils des Gutachtens. So wird der Streckungsfonds im TREND Szenario lediglich ein Jahr früher, 2036, getilgt.

Marktwertfaktoren: Eine Änderung der Annahmen über die Entwicklung der Marktwertfaktoren zeigt – wenig überraschend –, dass die induzierten Wirkungen mit denen alternativer Großhandelsstrompreis-Szenarien vergleichbar sind. Wird beispielsweise unterstellt, dass die Marktwertfaktoren auch über das Jahr 2022 hinaus rückläufig sind (z.B. bis 2025 oder 2030), ergeben sich substantielle Erhöhungen des maximalen Fondsvolumens und der zugehörigen Finanzierungskosten.

Realzinsen: Im Hauptteil dieses Gutachtens wurde angenommen, dass die Inflationsrate mittelfristig auf 2% und der Nominalzinssatz auf 3% ansteigt, so dass sich ein realer Zinssatz von 1% ergibt. Im Fall, dass die Inflationsrate und der Nominalzinssatz auch langfristig auf dem für 2017 prognostizierten Niveau von je 1,5% verharren, ergäbe sich entsprechend ein Realzinssatz von 0% für die zur Finanzierung des Streckungsfonds aufgenommenen Kredite. Reale Finanzierungskosten fielen entsprechend nicht an. Eine weitere Analyse dieses 0%-Szenarios zeigt, dass diese Annahmen keinen signifikanten Einfluss auf den Tilgungszeitpunkt und das maximale Fondsvolumen haben. So würde das maximale Fondsvolumen im TREND Szenario im Jahr 2028 bei 28,80 Mrd. EUR₂₀₁₆ erreicht werden. Aufgrund der ausbleibenden Zinsbelastung wäre der Fonds eine Periode früher, im Jahr 2037, getilgt.

V. Zusammenfassung

Das vorliegende Gutachten hat die direkten finanziellen Auswirkungen der Einführung eines Streckungsfonds zur Deckelung der EEG-Umlage untersucht. Dabei wurde entsprechend den Vorgaben des EEG angenommen, dass der Anteil erneuerbarer Energien bis 2050 80 % der Bruttostromerzeugung erreicht und die Windenergie die zur Erreichung dieses Ziels wichtigste Technologie darstellt. Es wurden drei alternative Szenarien über die Entwicklung der Großhandelsstrompreise analysiert. In allen drei Szenarien ergibt sich ein Anstieg der EEG-Differenzkosten, welcher bis spätestens 2021 anhält. In den darauf folgenden Perioden kommt es sowohl im MAX als auch im TREND Szenario zu einem kontinuierlichen Rückgang der Differenzkosten. Auch im MIN Szenario ist diese Entwicklung zu beobachten. Jedoch steigen die Kosten hier ab dem Jahr 2036 wieder an.

Aus der zur Deckung temporärer Finanzierungslücken notwendigen Kreditaufnahme resultiert ein steigendes Volumen des Streckungsfonds, der sein Maximum im TREND Szenario im Jahr 2029 erreicht und bis 2038 getilgt werden kann. Im MAX Szenario sind die Einnahmen aus dem Verkauf der EEG-Strommengen so hoch, dass eine Kreditaufnahme nur während weniger Jahre notwendig ist und der Fonds bereits 2026 vollständig getilgt werden kann. Die Fondsentwicklung im MIN Szenario ist von einer kontinuierlichen Neuverschuldung geprägt. Der Fonds kann im Betrachtungszeitraum nicht durch Einnahmeüberschüsse aus der gedeckelten EEG-Umlage getilgt werden, so dass sein Volumen einen dauerhaft steigenden Trend aufweist.

Die EEG-Umlage bleibt bis zur Fondstilgung in den Szenarien TREND und MAX auf dem fixierten Niveau und fällt dann stetig ab. Die Finanzierungskosten des Streckungsfonds belaufen sich im TREND bzw. MAX Szenario auf 2,58 Mrd. EUR₂₀₁₆ und 0,10 Mrd. EUR₂₀₁₆. Im MIN Szenario betragen die Zins- und Zinseszinszahlungen bis zum Ende des Betrachtungszeitraums dieses Gutachtens im Jahr 2100 insgesamt 183 Mrd. EUR₂₀₁₆.

Tabelle 9 und Tabelle 10 bieten jeweils einen Überblick zu den zentralen Kenngrößen des Gutachtens in realen bzw. nominalen Werten.

	MAX	TREND	MIN
Zeitpunkt max. Fondsvolumen	2023	2029	> 2100
Max. Fondsvolumen in Mrd. EUR₂₀₁₆	5,83	29,13	in 2100: 699
Tilgungszeitpunkt	2026	2038	> 2100
Finanzierungskosten in Mrd. EUR₂₀₁₆	0,10	2,58	bis 2100: 183

Tabelle 9: Übersicht zu Fondsentwicklung (in realen Werten)

Quelle: ifo Institut

	MAX	TREND	MIN
Zeitpunkt max. Fondsvolumen	2023	2029	> 2100
Max. Fondsvolumen in Mrd. EUR_{nominal}	6,55	36,86	in 2100: 3606
Tilgungszeitpunkt	2026	2038	> 2100
Finanzierungskosten in Mrd. EUR_{nominal}	0,80	12,00	bis 2100: 1992

Tabelle 10: Übersicht zu Fondsentwicklung (in nominalen Werten)

Quelle: ifo Institut

VI. Literatur

- AWS Truepower (2015). Wind and Solar Site Screening for Europe, Studie im Auftrag des ifo Instituts.
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2015), EEG-Umlage 2016 beträgt 6,354 Cent pro Kilowattstunde https://www.netztransparenz.de/de/file/20151015-Pressemitteilung-EEG-Umlage-2016_und_EEG-Vorschau_2016-2020_FINAL.pdf, letzter Zugriff 27.09.2016.
- 50Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW (2016). EEG-Anlagenstammdaten, <https://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm>, letzter Zugriff 22.09.2016.
- BMWi (2015). EEG in Zahlen: Vergütung, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- Energy Brainpool (2015). Ermittlung des Marktwertes der Deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken, Energy Brainpool GmbH, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- Deutsche WindGuard (2015). Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update, Deutsche WindGuard GmbH, Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V. und von VDMA Power Systems, 2015.
- EPEX (2016). EPEX SPOT erreicht 2015 höchstes je an einer Strombörse gehandeltes Volumen, https://www.epexspot.com/de/presse/pressarchive/details/press/EPEX_SPOT_erreicht_2015_hochstes_je_an_einer_Stromboerse_gehandeltes_Volumen, letzter Zugriff 28.09.2016.
- Fraunhofer (2015). Mittelfristprognose zur Deutschland-weiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- Ifo Institut (2015), ifo Institut hebt Konjunkturprognose für 2016 an auf 1,9 Prozent, Pressemitteilung, 09.12.2015, <http://www.cesifo-group.de/de/ifoHome/presse/Pressemitteilungen/Pressemitteilungen-Archiv/2015/Q4/pm-20151209-ifo-Prognose.html>, letzter Zugriff 28.09.2016.
- Kost, Christoph, et al. (2013). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. , Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI.
- Matthes, F. et al. (2014). Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds. Endbericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE).
- P3 Energy (2015). Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, P3 Energy & Storage GmbH, Studie im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.
- Prognos, EWI, GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte–Energierferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- Schröder, Andreas, et al. (2013). Current and prospective costs of electricity generation until 2050. DIW Data Documentation 68.
- Matschoss, P. und Töpfer, K. (2015). Der EEG-Fonds, IASS Study.

VII. Anhang

Anhang A: Installierte Erzeugungsleistung

	Solar	Wind Land	Wind See	Wasser	Biomasse	Andere
vor 1995	6	238	0	485	95	75
1995	1	312	0	16	5	13
1996	4	278	0	14	15	8
1997	7	316	0	18	24	24
1998	6	539	0	19	26	12
1999	9	1172	0	19	38	18
2000	40	1615	0	130	185	42
2001	109	2639	0	214	202	64
2002	111	3079	0	10	151	77
2003	144	2751	0	16	258	79
2004	660	2059	0	39	553	65
2005	929	1825	0	36	685	13
2006	847	2232	0	30	829	7
2007	1257	1699	0	40	625	18
2008	1978	779	0	12	352	6
2009	4493	2701	35	115	445	13
2010	7714	1415	45	104	625	3
2011	8064	1888	108	75	1036	9
2012	6863	2463	80	43	286	14
2013	3184	3032	240	106	251	12
2014	1757	4674	485	13	224	9
2015	1155	3560	2290	6	13	1

Tabelle 11: Jährlich installierte Erzeugungsleistung nach Installationsjahr und Technologie (in MW)

Quelle: 50Hertz et al. (2016)

Anhang B: Darstellung der Ergebnisse des Gutachtens in nominalen Werten

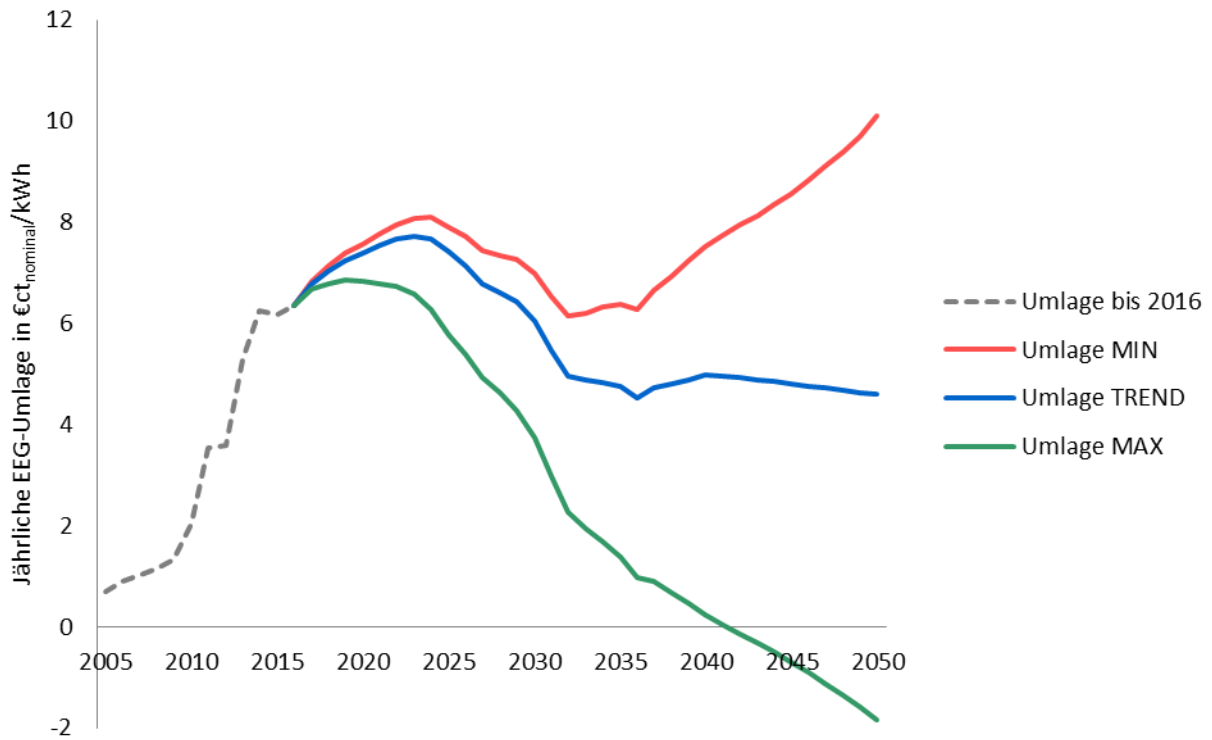


Abbildung 8 (analog zu Abbildung 4): Jährliche Differenzkosten und Umlage ohne Fonds (in nominalen Werten)
Quelle: BMWi (2015), ifo Institut

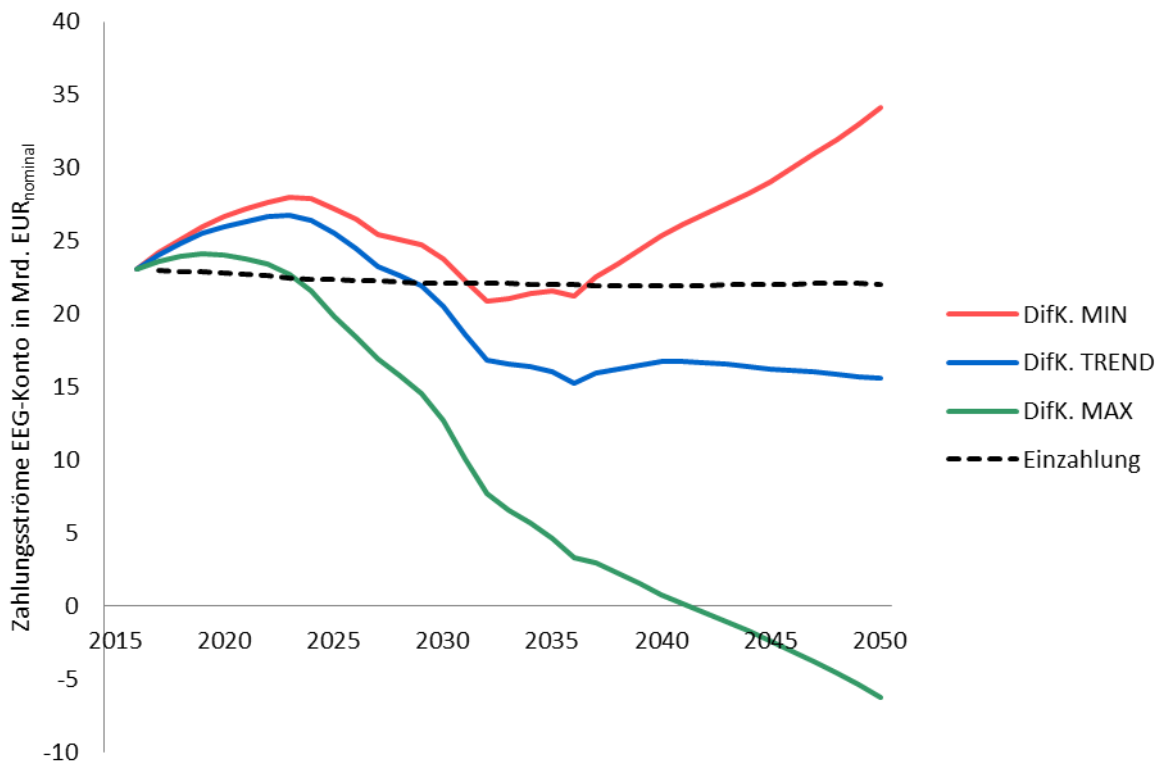


Abbildung 9 (analog zu Abbildung 5): Entwicklung der jährlichen Zahlungsströme auf dem EEG-Konto (in nominalen Werten)
Quelle: ifo Institut

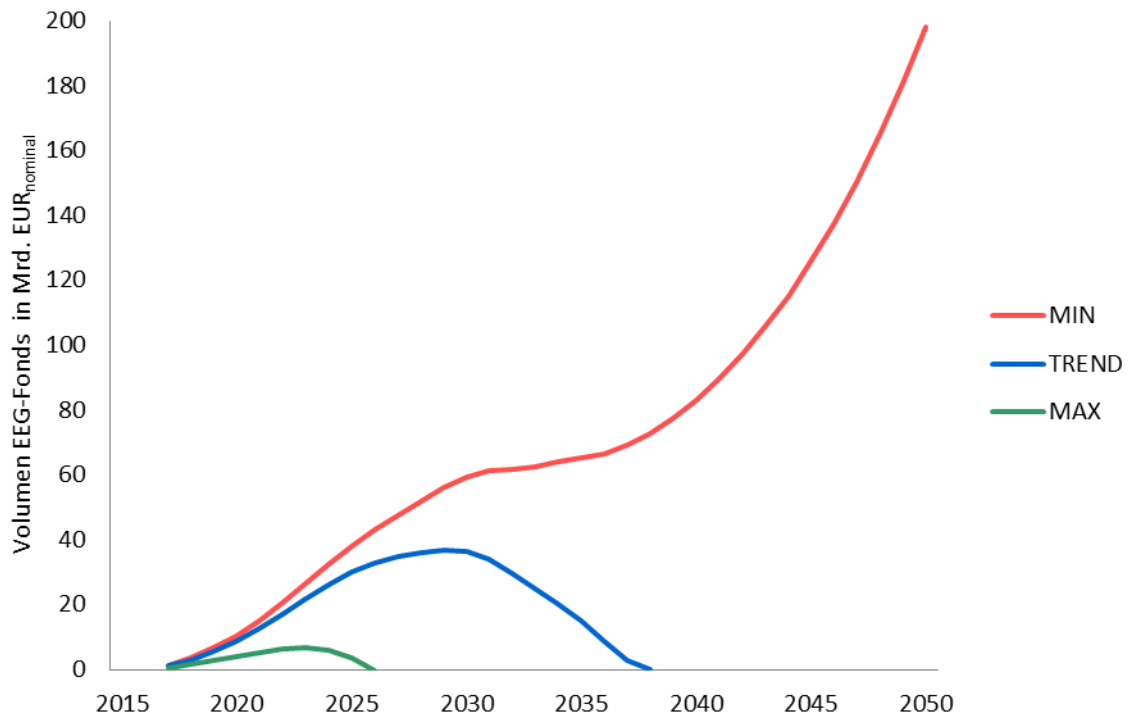


Abbildung 10 (analog zu Abbildung 6): Entwicklung des Fonds-Volumens (in nominalen Werten)
 Quelle: ifo Institut

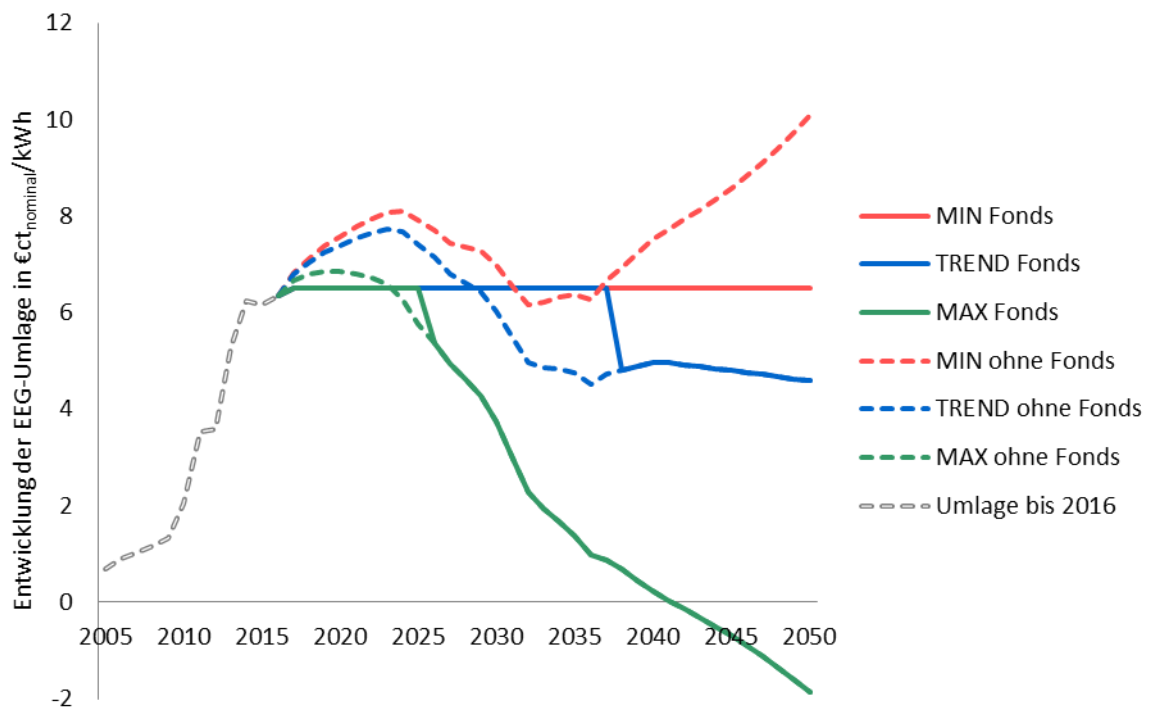


Abbildung 11 (analog zu Abbildung 7): Entwicklung der Umlage mit und ohne Fonds (in nominalen Werten)
 Quelle: BMWi (2015), ifo Institut

	MAX	TREND	MIN
Finanzierungskosten in Mrd. EUR_{nominal}	0,8	11	in 2100: 1992
Finanzierungskosten in €ct_{nominal}/kWh	0,0069	0,0765	bis 2100: 5,38

Tabelle 12 (analog zu Tabelle 8): Übersicht zu Finanzierungskosten (in nominalen Werten)

Quelle: ifo Institut