
Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

KURZSTUDIE

Agora
Energiewende



Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

IMPRESSUM

KURZSTUDIE

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Dr. Patrick Graichen
Mara Marthe Kleiner
Christoph Podewils

Kontakt:

maramarthe.kleiner@agora-energiewende.de

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE

Öko-Institut e.V.
Merzhauser Straße 173 | 79017 Freiburg

Dr. Markus Haller
Charlotte Loreck
Verena Graichen

Redaktion: Mara Marthe Kleiner

Lektorat: infotext GbR, Berlin
Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Titelbild: © Thomas Francois - Fotolia.com

074/09-S-2015/DE

Veröffentlichung: Mai 2015

Bitte zitieren als:

Öko-Institut (2015): *Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

die Energiewende ist ein Generationenvorhaben mit langfristigen Zielen. Nichtsdestotrotz steht immer wieder die Frage nach den Kosten der Erneuerbaren Energien im Zentrum der Tagespolitik. Aus diesem Grund haben wir 2013 einen EEG-Rechner entwickeln lassen, der Kosten und Nutzen mit ein paar Mausklicks berechnet. Allerdings reichten dessen Ergebnisse bislang nur bis zum Jahr 2018.

Um auch langfristige Antworten zu erhalten, haben wir das Öko-Institut gebeten, den EEG-Rechner weiterzuentwickeln. Es ist nunmehr möglich, die Höhe der EEG-Umlage und viele weitere Parameter bis zum Jahr 2035 auszurechnen. Eine solch' weitreichende Projektion fußt natürlich auf vielen Annahmen. Der EEG-Rechner geht der Einfachheit halber davon aus, dass das EEG-Umlagesystem im Kern so bleibt wie es ist. Doch innerhalb dieses Rahmens können weiterhin zentrale Parameter wie Ausbaumengen, Strompreise und -verbrauch oder Privilegierungsregelungen variiert werden, um unterschiedliche Entwicklungen abzubilden. Der EEG-Rechner wird dazu weiterhin in einer Experten- und in einer Entscheiderversion angeboten.

Dieses Hintergrundpapier stellt die wesentlichen Entwicklungen im Referenzszenario des EEG-Rechners dar. Dieses basiert bis 2019 auf der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber. Für die Zeit danach wird angenommen, dass die Erneuerbaren Energien im Einklang mit den Zielen des EEG 2014 ausgebaut werden und die wesentlichen Parameter (wie Stromverbrauch, Börsenstrompreis, Industrieausnahme- und Eigenverbrauchsregelungen) konstant bleiben. Neben dem Referenzszenario stellt dieses Papier über Sensitivitätsanalysen dar, wie sich die EEG-Umlage verändert, wenn man zentrale Eingangsparametern variiert.

Ich lade Sie herzlich ein, den EEG-Rechner auszuprobieren und zu beobachten, welche Effekte etwa steigende Strompreise, geringere Stromverbräuche oder sinkender EE-Förderkosten haben. Sie finden ihn auf unserer Webseite unter www.agora-energiewende.de/eeg-rechner. Ich wünsche Ihnen viele Erkenntnisse – und auch Spaß – dabei!

Ihr Patrick Graichen,
Direktor Agora Energiewende

Das Wichtigste auf einen Blick

1.

Die Anfangsinvestitionen des EEG tragen ab 2023 ihre Früchte: Von da an sinkt die EEG-Umlage trotz steigender Anteile Erneuerbarer Energien. Der wesentliche Grund ist, dass ab 2023 nach und nach die Erneuerbaren-Anlagen mit hohen Vergütungsansprüchen aus den Anfangsjahren des EEG aus der EEG-Vergütung fallen, und neue Erneuerbare Energien-Anlagen deutlich günstiger Strom produzieren.

2.

Bei einem weiterhin ehrgeizigen Erneuerbaren-Ausbau steigen die Stromkosten für die Verbraucher bis 2023 noch um 1-2 ct/kWh an, sinken dann aber kontinuierlich um 2-4 ct/kWh bis 2035. Die Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis wird inflationsbereinigt von heute etwa 10 Cent pro Kilowattstunde auf 11 bis 12 Cent im Jahr 2023 steigen und dann bis 2035 wieder auf 8 bis 10 Cent absinken.

3.

Im Jahr 2035 wird der Strom nicht mehr kosten als heute – aber zu 60 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen. In den kommenden 20 Jahren sollen die Erneuerbaren Energien ihren Anteil am Stromverbrauch laut den gesetzlich festgelegten Zielen von heute 28 Prozent auf 55 bis 60 Prozent steigern. Die Stromkosten sind dabei 2035 auf einem ähnlichen Niveau wie heute.

4.

Zentrale Treiber für die künftige EEG-Umlage sind der Börsenstrompreis, der Stromverbrauch und die Ausnahmeregelungen für Industrie und Eigenverbraucher. Da Erneuerbare-Energien-Anlagen kostengünstige Erzeugungsoptionen geworden sind, sind inzwischen nicht mehr die Kosten und Mengen der Erneuerbaren, sondern andere Strommarktfaktoren wesentlich für die Höhe der EEG-Umlage.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	5
1. Einleitung	7
2. Wie wird die EEG-Umlage berechnet?	9
3. Referenzszenario: Erreichung der EE-Ausbauziele	11
3.1. Erzeugungskapazitäten und Strommengen	11
3.2. Zahlungsströme und EEG-Umlage	15
4. Sensitivitäten	19
4.1. Strompreis	19
4.2. Technologiekosten	20
4.3. Stromnachfrage	20
4.4. Ausnahmeregelungen	23
5. Fazit	25
Literaturverzeichnis	27

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Zusammenhang zwischen Strompreis und Vergütungszahlungen (qualitative Darstellung)	9
Abbildung 3-1: Jährlicher Bruttozubau an neuer Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien	12
Abbildung 3-2: Zusammenhang zwischen Brutto- und Nettozubau am Beispiel der Solarenergie	12
Abbildung 3-3: Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Referenzszenario	13
Abbildung 3-4: Entwicklung der Strommengen aus erneuerbaren Quellen	14
Abbildung 3-5: Der Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch liegt im Referenzszenario leicht oberhalb der Zielmarke 2025 der Bundesregierung	14
Abbildung 3-6: Entwicklung der Vergütungsansprüche (Einnahmen der Anlagenbetreiber)	15
Abbildung 3-7: Entwicklung der EEG-Umlage und ihrer wichtigsten Einflussfaktoren	17
Abbildung 3-8: Summe aus Strompreis (Phelix Base Year Future) und EEG-Umlage	18
Abbildung 4-1: Strompreisvariation: Steigt der Strompreis, so sinkt die EEG-Umlage	19
Abbildung 4-2: Strompreisvariation: Die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage bleibt näherungsweise konstant	20
Abbildung 4-3: Auswirkungen der Technologiekosten auf die Höhe der EEG-Umlage	21
Abbildung 4-4: Sinkt der Stromverbrauch, so erhöht sich die Umlage (und umgekehrt)	22
Abbildung 4-5: Erneuerbare-Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch: Die Zielerfüllung hängt von der Stromverbrauchsentwicklung ab	22
Abbildung 4-6: Durch Begrenzen der Ausnahmeregelungen kann die Umlage deutlich gesenkt werden	23

1. Einleitung

Der Bau und Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird in Deutschland seit dem Jahr 2000 über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Über die EEG-Umlage, die für jede Kilowattstunde verbrauchten Stroms zu entrichten ist, werden die hierfür erforderlichen Kosten auf einen großen Teil der Stromverbraucher umgelegt. Der Ausbau Erneuerbaren Energien war in den vergangenen Jahren ausgesprochen erfolgreich – ihr Anteil an der Deckung des Stromverbrauchs stieg von 17 Prozent im Jahr 2010 auf 27,8 Prozent im Jahr 2014 (AGEB 2015). Im gleichen Zeitraum ist auch die Höhe der EEG-Umlage deutlich gestiegen. Im Jahr 2014 lag die Umlage bei 6,24 Cent pro Kilowattstunde; dies entsprach circa 21 Prozent des durchschnittlichen Endkundenstrompreises für private und gewerbliche Stromverbraucher (BDEW 2014). Im Jahr 2015 ist die Umlage leicht auf 6,17 Cent pro Kilowattstunde gesunken.

Dementsprechend intensiv wird die Diskussion zu den Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien geführt, in deren Zentrum die Entwicklung der EEG-Umlage steht. Dabei wird häufig außer Acht gelassen, dass die EEG-Umlage als Indikator für die Kosten Erneuerbarer Energien oder – noch verallgemeinernder – für die Kosten der Energiewende denkbar ungeeignet ist. Die Höhe der Umlage hängt von zahlreichen Faktoren ab. Hierzu gehören Börsenstrompreis, Stromverbrauch, Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen, Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen, Prognosefehler und politische Erwägungen. Diese Zusammenhänge wurden in verschiedenen Studien untersucht (Mayer und Burger 2014; Loreck et al. 2013; Haller et al. 2013).

Die Energiewende wird weiter voranschreiten, und dem deutschen Strommarkt stehen bewegte Zeiten bevor. Sinkende Strompreise und Betriebsstunden führen dazu, dass konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden. Die letzten Kernkraftwerke werden bis 2022 vom Netz genommen. Gleichzeitig wird der Ausbau der Erneuerbaren weiter fortgesetzt. Darüber hinaus soll bis 2017 das EEG

gemäß den EU-Richtlinien grundlegend reformiert werden, sodass die Höhe der Vergütungszahlungen zukünftig in einem Ausschreibungsverfahren bestimmt wird. In diesem Kontext wird eine Diskussion darüber stattfinden, wie hoch die Kosten für den Ausbau Erneuerbarer Energien sind, und wie viel Erneuerbare-Energien-Ausbau wir uns leisten können oder wollen. Dabei sind verschiedene Szenarien vorstellbar. In dieser Studie werden Wenn-dann-Aussagen zu den zukünftigen Kosten der Erneuerbaren Energien und – unter Berücksichtigung der komplexen Wirkungszusammenhänge – auch zur Entwicklung der EEG-Umlage gemacht. Die vorgestellten Szenarien machen deutlich, dass auch in Zukunft ein ambitionierter Ausbau Erneuerbarer Energien die Stromverbraucher nicht außergewöhnlich hoch belasten würde.

Methodische Grundlage dieser Analyse ist der EEG-Rechner (Öko-Institut 2015), den das Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende entwickelt hat, um die Zusammenhänge verständlich zu machen, die hinter den Zahlungsströmen im EEG stehen, und um auf diesem Weg zur Versachlichung der Debatte beizutragen. Mit diesem Software-Tool können verschiedene Szenarien für die zukünftige Entwicklung der EEG-Umlage simuliert werden. Alle wichtigen Parameter, welche die Entwicklung der Umlage beeinflussen, können vom Benutzer variiert werden.¹

Untersucht wird der Zeitraum bis zum Jahr 2035. Diese Zeitspanne ist aus zwei Gründen interessant: Zum einen ist bis zum Jahr 2035 im EEG eine klare Zielmarke für den Anteil Erneuerbarer Energien definiert, anhand dessen sich die Szenarien bewerten lassen. Zum anderen werden im Verlauf der kommenden 20 Jahre alle gegenwärtig installierten EEG-Anlagen das Ende ihrer Förderperiode erreichen und durch neue Anlagen ersetzt werden. Dieser Wechsel von

¹ Der EEG-Rechner steht unter www.agora-energie-wende.de/eeg-rechner als Web-Applikation und im Excel-Format zum Download zur Verfügung.

(teuren) Bestandsanlagen zu (günstigeren) Neuanlagen spielt eine wichtige Rolle für die Entwicklung der EEG-Kosten.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut: In Kapitel 2 wird kurz erläutert, wie die EEG-Umlage berechnet wird. In Kapitel 3 wird ein Szenario präsentiert, in dem der Ausbau der Erneuerbaren Energien so weitergeführt wird, dass die Ausbauziele der Bundesregierung bis 2035 erfüllt werden. In Kapitel 4 werden die Auswirkungen einiger wichtiger Einflussgrößen auf die Entwicklung der EEG-Umlage diskutiert. Kapitel 5 schließt mit einer kurzen Zusammenfassung.

2. Wie wird die EEG-Umlage berechnet?

Ziel des EEG ist es, den Ausbau von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu fördern. Die Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen sind zwar durch Lerneffekte in den vergangenen Jahren deutlich gesunken. Trotzdem sind sie höher als die Erlöse, die durch den Verkauf des Stroms am Strommarkt erzielt werden können. Die Differenz zwischen Erzeugungskosten und Marktwert des Stroms (schematisch in Abbildung 2-1 dargestellt) wird von der Gemeinschaft über die EEG-Umlage finanziert. Dabei spielt es keine Rolle, ob die Höhe der Vergütungssätze durch das Gesetz definiert wird (so wie es momentan der Fall ist) oder ob sie im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt wird (so wie es nach der geplanten EEG-Reform im Jahr 2017 geschehen soll).

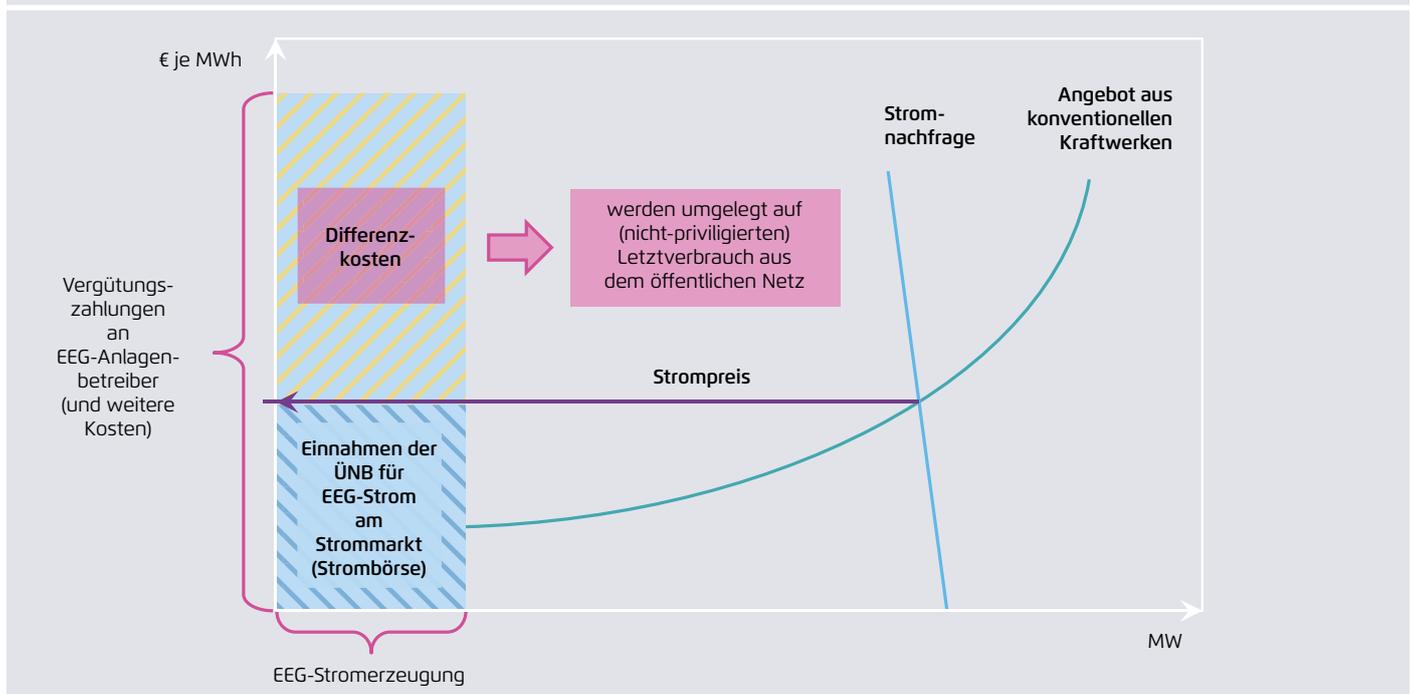
Die EEG-Umlage gleicht somit den Unterschied zwischen den Erlösen für erneuerbaren Strom auf dem Markt und den festgelegten Einspeisevergütungen aller Erneuerbare-

Energien-Anlagen aus. Sie wird dabei von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die nicht allein von der Entwicklung der Erneuerbaren abhängen. Deswegen ist die Höhe der EEG-Umlage kein geeigneter Indikator für die Kosten des Ausbaus von Erneuerbaren Energien oder gar für die Kosten der Energiewende.

Für die Ermittlung der Umlage wird zunächst die Stromerzeugung aus EEG-geförderten Anlagen für das kommende Kalenderjahr geschätzt. Dabei fließen Informationen über den Bestand an Erneuerbare-Energien-Anlagen, der erwartete Ausbau und die jährlichen Benutzungsstunden ein. Darauf basierend werden die Kosten ermittelt, die insbesondere von den jeweiligen Vergütungssätzen der Anlagen abhängen: Je nach Technologie sowie dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme unterscheiden sich die Vergütungssätze erheblich. Die erwarteten Erlöse durch den Verkauf des Stroms aus Erneuerbaren Energien an der Börse ba-

Zusammenhang zwischen Strompreis und Vergütungszahlungen (qualitative Darstellung)

Abbildung 2-1



Eigene Darstellung Öko-Institut

sieren ebenso auf der erwarteten Stromerzeugung wie auf dem Strompreis an der Börse zum Einspeisezeitpunkt. Der Strompreis wiederum hängt von der Stromnachfrage und dem jeweiligen preissetzenden (fossilen) Kraftwerk ab.

Sowohl bei den Kosten wie bei den Erlösen kann es zu Prognosefehlern kommen, die in den Folgejahren auf dem EEG-Konto ausgeglichen werden. Dafür kann auch eine Liquiditätsreserve von bis zu zehn Prozent der prognostizierten Deckungslücke gebildet werden; die dafür nötigen Einnahmen fließen ebenfalls in die Ermittlung des nötigen Umlagebetrages ein.

Der Umlagebetrag wird dann auf den Stromverbrauch umgelegt, das heißt, jede Kilowattstunde verbrauchter Strom trägt einen Anteil zur Finanzierung der EEG-Kosten bei. Allerdings wird ein Teil des Stromverbrauches nicht erfasst (dies ist größtenteils bei dem Verbrauch von Strom, der in eigenen Stromerzeugungsanlagen erzeugt wird, der Fall). Zudem wird ein Teil des erfassten Letztverbrauches des produzierenden Gewerbes und der Schienenbahnen privilegiert, das heißt, dass für diesen Stromverbrauch eine reduzierte Umlage bezahlt wird. Nach Abzug des Beitrages des privilegierten Letztverbrauches wird der noch fehlende Förderbetrag durch die Gesamtmenge des nicht-privilegierten Letztverbrauches geteilt. Der erwartete Stromverbrauch ist also eine weitere wichtige Einflussgröße bei der Ermittlung der EEG-Umlage, denn er bestimmt, auf wie viele „Schultern“ die EEG-Kosten verteilt werden.

3. Referenzszenario: Erreichung der EE-Ausbauziele

Anhand des Referenzszenarios werden in diesem Abschnitt die wesentlichen Zusammenhänge, die hinter der Entwicklung der EEG-Umlage stehen, erläutert. Die unterstellte Ausbaugeschwindigkeit für erneuerbare Erzeugungskapazitäten gewährleistet, dass die im EEG verankerte Zielmarke für den Ausbau von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2035 eingehalten wird. Bis zum Jahr 2019 werden, soweit anwendbar, die Annahmen des Trendszenarios aus der aktuellen Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber verwendet.² Für die Jahre 2020 bis 2035 wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Der Netto-Stromverbrauch bleibt konstant bei 510 Terawattstunden pro Jahr.
- Der Großhandelsstrompreis bleibt (inflationsbereinigt) konstant bei 35 Euro₂₀₁₅ pro Megawattstunde.
- Das Ausmaß der Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien und Schienenbahnen sowie für den Eigenverbrauch selbst erzeugten Stroms bleibt unverändert.
- Für die Entwicklung der Vergütungssätze wurde eine moderate Senkung der Stromgestehungskosten unterstellt (siehe Tabelle 3-1).

Die detaillierte Parametrisierung kann der Excel-Version des EEG-Rechners entnommen werden. Insgesamt sind die Annahmen so gewählt, dass die Entwicklung der EEG-Kosten und der Höhe der EEG-Umlage eher über- als unterschätzt wird.

3.1 Erzeugungskapazitäten und Strommengen

Abbildung 3-1 zeigt die Entwicklung des jährlichen Zubaus an neuen Stromerzeugungsanlagen (Bruttozubau). Bis 2019

² Einmal jährlich werden im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber Studien in Auftrag gegeben, die zum einen als Grundlage für die Berechnung der Umlage für das kommende Jahr dienen und zum anderen eine Prognose für die Entwicklung wesentlicher Parameter für die kommenden fünf Jahre liefern (Energy Brainpool 2014; Prognos 2014; Leipziger Institut für Energie 2014)

folgen die Ausbauraten der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber.³ Ab 2020 werden für Photovoltaik und Onshore-Windkraftanlagen Bruttozubauren von drei Gigawatt pro Jahr angenommen. Die Ausbauraten für Offshore-Windkraftanlagen liegen ab 2020 bei 0,85 Gigawatt pro Jahr, was zu einem Erreichen der im EEG formulierten Ausbauziele führt (6,5 Gigawatt bis 2020, 15 Gigawatt bis 2030). Die übrigen Technologien spielen beim zukünftigen Ausbau eine eher untergeordnete Rolle.

Die gesamte Erzeugungskapazität von Erneuerbare-Energien-Anlagen ergibt sich aus der Summe der Bestandsanlagen und des Zubaus im aktuellen Jahr. Die Vergütungssätze werden im EEG für einen Zeitraum von 20 Jahren garantiert. Nach Ablauf dieser Förderperiode erhalten Anlagen keine weiteren Vergütungszahlungen, das heißt, sie scheiden aus der EEG-Förderung aus, auch wenn sie weiter betrieben werden. Da der weitaus größte Teil der Anlagen in der Vergangenheit vor deutlich weniger als 20 Jahren in Betrieb genommen wurde, sind bisher erst wenige Anlagen aus dem EEG ausgeschieden. Bei der Betrachtung des Zeithorizonts bis 2035 muss man allerdings berücksichtigen, dass nicht nur neue Anlagen gebaut werden, sondern dass auch heute bestehende Anlagen wegfallen. Der Nettozubau⁴ kann unter Umständen vom Bruttozubau deutlich abweichen. Bis zum Jahr 2035 scheiden alle Anlagen, die bis Ende 2014 in Betrieb genommen wurden, aus dem EEG aus.

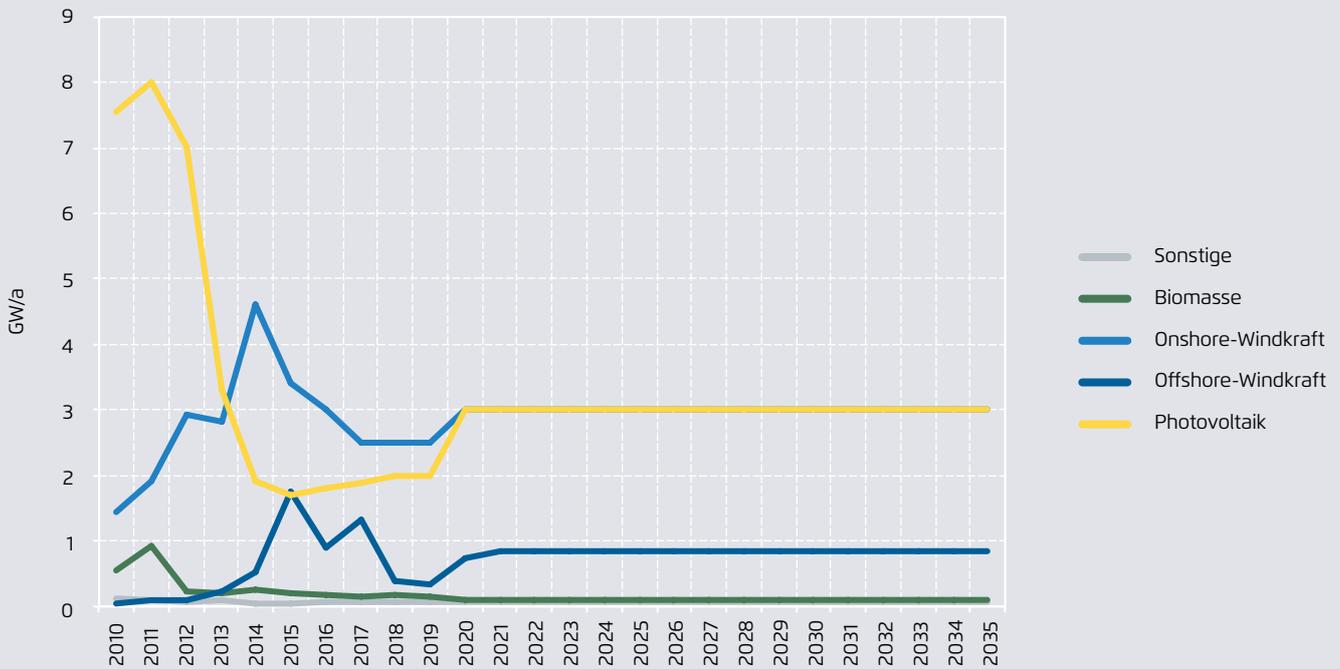
Abbildung 3-2 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen Brutto- und Nettozubau am Beispiel der Solarenergie, wo der Effekt besonders eindrucklich in Erscheinung tritt. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt entsprechen sich Brutto- und Nettozubau. Die besonders hohen Zubauraten in den

³ Wie in der Grafik zu erkennen ist, gehen die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber davon aus, dass für Photovoltaik das im EEG formulierte Ausbauziel von 2,5 Gigawatt pro Jahr nicht erreicht wird. Dies wird auf die niedrigen Vergütungssätze zurückgeführt.

⁴ In dieser Studie ist Nettozubau definiert als Bruttozubau abzüglich der aus dem EEG ausscheidenden Anlagen.

Jährlicher Bruttozubau an neuer Erzeugungskapazität aus Erneuerbaren Energien

Abbildung 3-1



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

Zusammenhang zwischen Brutto- und Nettozubau am Beispiel der Solarenergie

Abbildung 3-2



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

Jahren 2010 bis 2012 führen alle 20 Jahre später zu einem konzentrierten Ausscheiden von Anlagen aus dem EEG. Um einen Nettorückgang der Kapazitäten in diesen Jahren zu vermeiden, müssten die Zubauraten vergleichbar hoch sein wie in den Jahren 2010 bis 2012. Im Referenzszenario wird davon ausgegangen, dass es sich bei dem „Solarboom“ um einen historisch einmaligen Effekt handelte und dass durch das konzentrierte Ausscheiden keine erhöhte Anlagenproduktion 20 Jahre später generiert wird. Aus diesem Grund werden (für alle Technologien) konstante Bruttozubauraten unterstellt.

Abbildung 3-3 zeigt für alle erneuerbaren Technologien, welche Erzeugungskapazitäten bis zum Jahr 2035 verfügbar sind. Die Daten sind separat für Bestandsanlagen (Inbetriebnahme bis Ende 2014) und Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 2015) ausgewiesen. Bezogen auf die installierten Kapazitäten wird der Anlagenmix bei Bestandsanlagen deutlich durch Onshore-Windkraftanlagen und Photovoltaik dominiert. Dieser Trend bleibt auch in Folgejahren erhalten; allerdings gewinnt die Nutzung von Offshore-Wind-

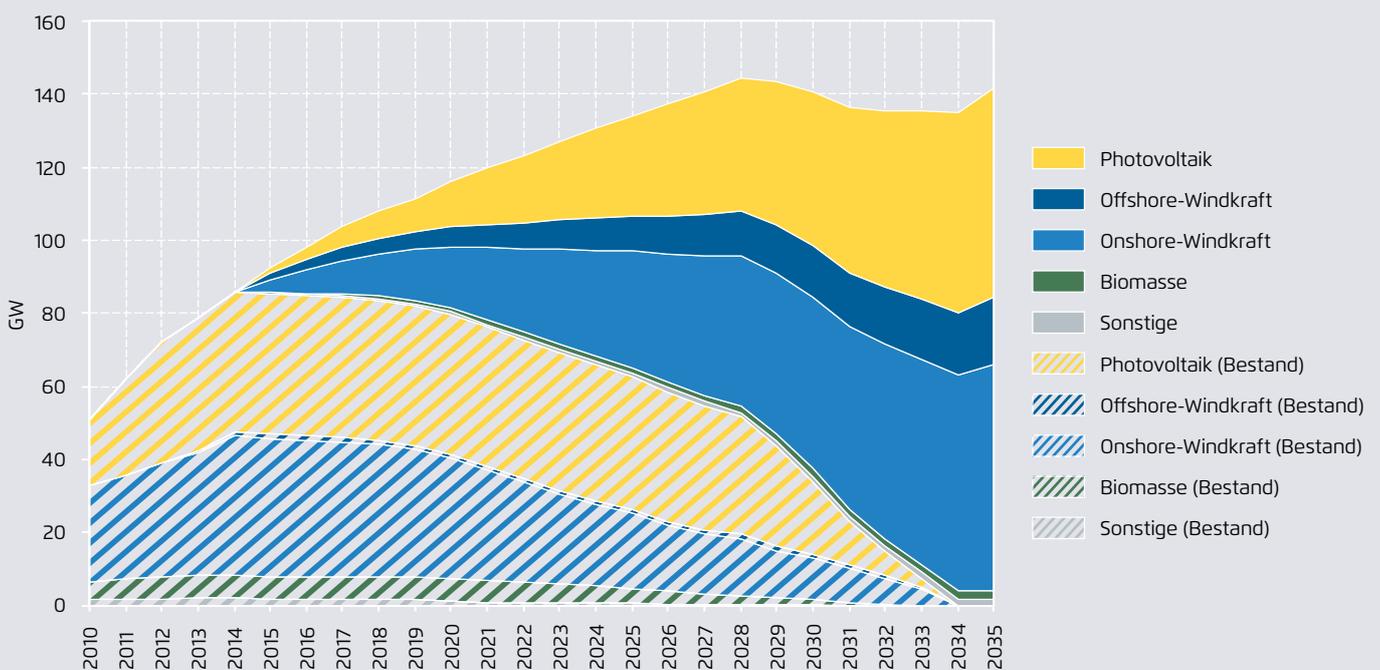
energie zunehmend an Bedeutung. Aufgrund der hohen Volllaststunden von Offshore-Windkraftanlagen ist dieser Trend bei der Betrachtung des Strommixes (siehe Abbildung 3-4) noch ausgeprägter.

Die gesamten Erzeugungskapazitäten gehen in den Jahren nach 2025 deutlich zurück. Dies ist darauf zurückzuführen, dass zu diesem Zeitpunkt ein bedeutender Teil der Bestandsanlagen das Ende ihrer Förderperiode erreicht und aus dem EEG ausscheidet. Dieser Effekt wird durch den konstanten Bruttozubau nur teilweise kompensiert. Im Jahr 2035 sind alle Anlagen, die bis Ende 2014 in Betrieb genommen wurden, aus dem EEG ausgeschieden.

Abbildung 3-4 zeigt, welchen Beitrag die einzelnen Technologien zur Stromerzeugung tragen und wie sich die Verteilung der Strommengen auf Bestands- und Neuanlagen entwickelt. Obwohl die verfügbaren Erzeugungskapazitäten nach 2025 zurückgehen, steigt die erzeugte Strommenge in demselben Zeitraum weiter an. Dies wird im Wesentlichen durch zwei Effekte verursacht: Zum einen steigt die durch-

Entwicklung der Erzeugungskapazitäten im Referenzszenario

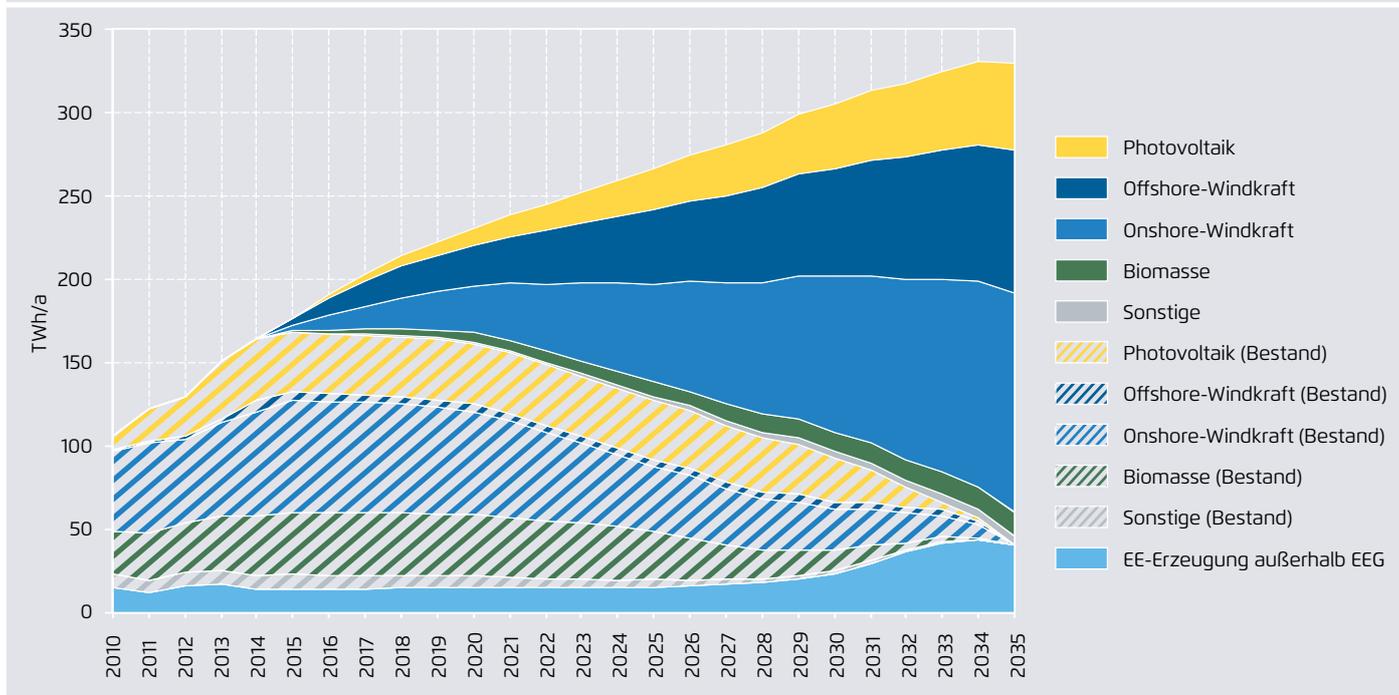
Abbildung 3-3



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

Entwicklung der Strommengen aus erneuerbaren Quellen

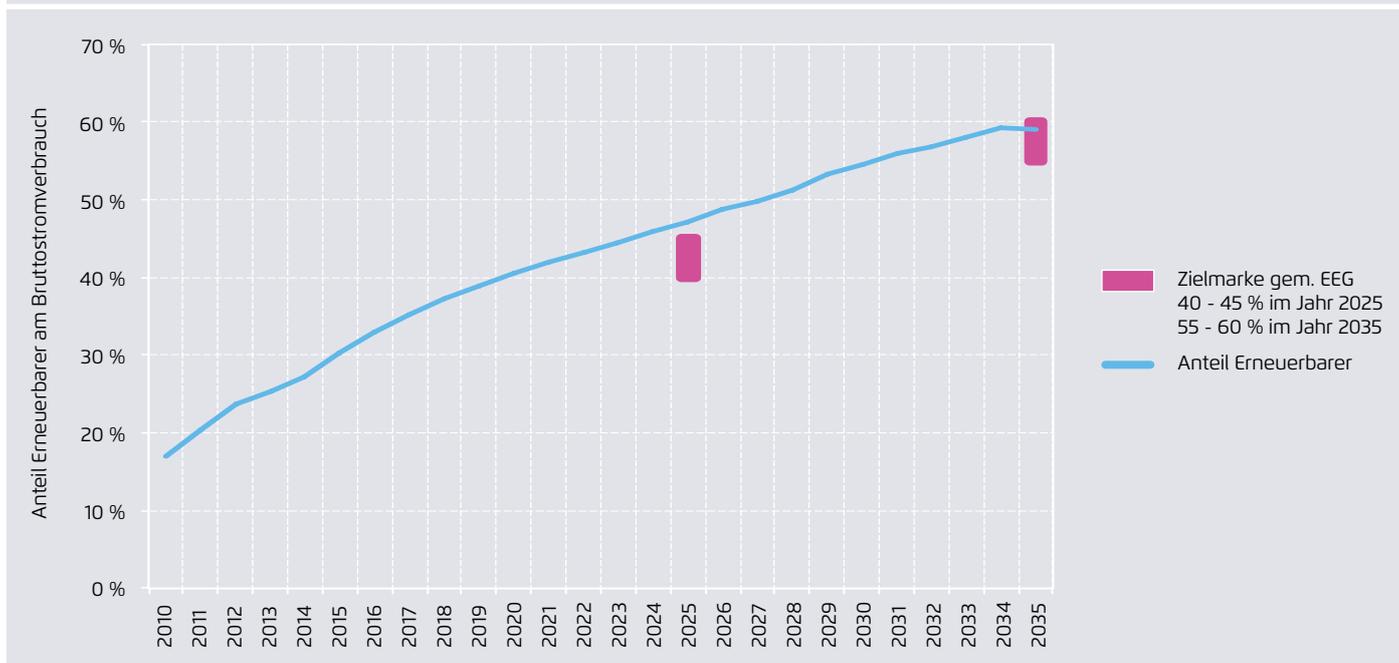
Abbildung 3-4



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

Der Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch liegt im Referenzszenario leicht oberhalb der Zielmarke 2025 der Bundesregierung

Abbildung 3-5



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

schnittliche Auslastung der Anlagen an, da der Anteil von Strom aus Offshore-Windkraftanlagen steigt und auch bei den neu gebauten Onshore-Windkraftanlagen von einer Zunahme der Volllaststunden ausgegangen wird. Zum anderen steigt im Referenzszenario ab 2025 die Strommenge aus Erneuerbaren Energien, die nicht über das EEG gefördert wird, deutlich an. Dies liegt daran, dass angenommen wird, dass Photovoltaikanlagen nach Ende der Förderperiode noch weitere fünf Jahre ohne Förderung weiter betrieben werden, weil sie technisch noch funktionsfähig und am Strommarkt wirtschaftlich einsetzbar sind. Für die Stromerzeugung aus anderen erneuerbaren Quellen, die nicht über das EEG gefördert werden (vor allem Wasserkraft), wird angenommen, dass sie auf dem Niveau von 2014 konstant bleibt. Insgesamt steigt die nicht über das EEG geförderte Strommenge aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2035 auf circa 50 Terawattstunden pro Jahr an.

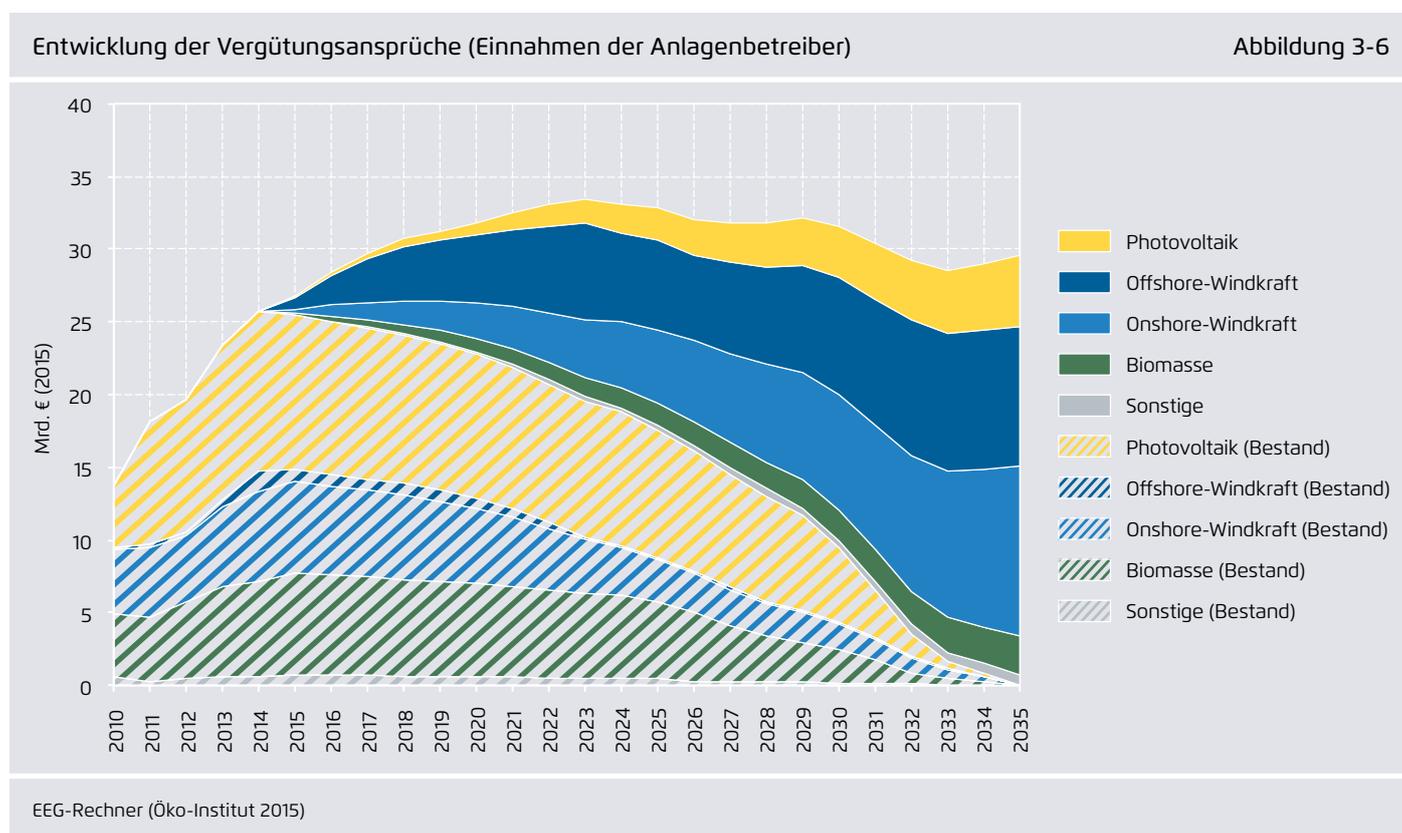
Abbildung 3-5 zeigt im EEG verankerten Ziele der Bundesregierung für den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (40 bis 45 Prozent im Jahr 2025, 55 bis

60 Prozent im Jahr 2035). Der im Wesentlichen konstante Bruttozubau und die im Zeitverlauf zunehmende Bedeutung des Ausscheidens von Bestandsanlagen aus dem EEG führen dazu, dass der Anstieg des Erneuerbare-Energien-Anteils im Laufe der Zeit gebremst wird. Für das Jahr 2025 liegt der Erneuerbare-Energien-Anteil im Referenzszenario somit leicht über der Zielmarke. Im Jahr 2035 liegt der Erneuerbare-Energien-Anteil im Referenzszenario bei 59 Prozent und somit innerhalb des Zielbereichs.⁵

3.2 Zahlungsströme und EEG-Umlage

Abbildung 3-6 zeigt die Höhe der anfallenden Vergütungsansprüche. Hierbei handelt es sich nicht um die über das EEG umzulegenden Differenzkosten, sondern um die gesamten Einnahmen der Anlagenbetreiber – für fest vergütete Strommengen ist dies die Summe der gezahlten Ver-

5 Bei der Berechnung des Erneuerbare-Energien-Anteils wurden auch Strommengen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht über das EEG gefördert werden, berücksichtigt (siehe Abbildung 3-4).



gütungen, für direkt vermarktete Strommengen die Summe aus Marktprämie und Vermarktungserlösen. Bei der Entwicklung der Vergütungsansprüche zeigt sich ein Bild, das deutlich von der Entwicklung der vergüteten Strommengen abweicht.

Zum einen wird erkennbar, dass die Vergütungssätze für Neuanlagen deutlich niedriger liegen als für Bestandsanlagen (siehe auch Tabelle 3-1) – mit dem Ausscheiden der Altanlagen aus dem EEG geht also, trotz einer Ausweitung der erzeugten Strommenge, eine deutliche Senkung der Vergütungsansprüche einher. Zum anderen verschiebt sich über die Zeit die Verteilung der Kosten zwischen den einzelnen Technologien. Im Jahr 2014 entfallen noch circa 40 Prozent aller Vergütungszahlungen auf Photovoltaikanlagen (dazu haben vor allem die hohen Vergütungssätze für bis 2012 gebaute Anlagen beigetragen), und auch die Förderung von Biomasseverstromung fällt stark ins Gewicht. Bei Anlagen, die nach 2015 gebaut werden, entfällt ein deutlich größerer Anteil der Vergütungszahlungen auf Windkraftanlagen (sowohl Onshore- als auch Offshore-Windkraft).

Abbildung 3-7 zeigt die historische Entwicklung der EEG-Umlage bis 2015 sowie ihre weitere Entwicklung im Referenzszenario bis zum Jahr 2035. Außerdem ist dargestellt, welche Faktoren einen positiven oder negativen Einfluss auf die Höhe der Umlage haben:

- Der weitaus größte Ausgabenposten sind die *Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber*. Der Einfluss dieser Vergütungsansprüche auf die Höhe der Umlage ist für Bestandsanlagen (Inbetriebnahme bis Ende 2014) und für Neuanlagen (Inbetriebnahme ab 2015) separat ausgewiesen.
- Der wichtigste Einnahmeposten sind die *Vermarktungserlöse*, die durch den Verkauf des erneuerbar erzeugten Stroms an der Börse erzielt werden.⁶ Die Vermarktungserlöse steigen bis 2020 aufgrund der anwachsenden vermarkteten Strommengen deutlich an. Im weiteren Zeitverlauf stabilisieren sie sich, was in erster Linie auf die sinkenden Profilkfaktoren zurückzuführen ist.⁷

6 Dieser Posten berücksichtigt den Marktwert aller im Rahmen des EEG vergüteten Strommengen, unabhängig davon, ob der Strom von den Erzeugern direkt vermarktet oder fest vergütet und von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet wird.

7 Die Profilkfaktoren beschreiben das Verhältnis zwischen dem jahresdurchschnittlichen Börsenstrompreis und dem durchschnittlichen Strompreis, der durch den Verkauf erneuerbar erzeugten Stroms erzielt werden kann. Wenn viel erneuerbarer Strom verfügbar ist, sinkt der Strompreis an der Börse. Genau in den Stunden, wo die Erneuerbaren Energien also viel einspeisen, können sie nur niedrige Vermarktungserlöse erzielen, deren Preis im Schnitt unter dem jahresdurchschnittlichen Strompreis liegt. Aus diesem Grund sinken die Profilkfaktoren, wenn die Anteile Erneuerbarer Energien am Strommix steigen.

Vergütungssätze für Neuanlagen im Referenzszenario (ct₂₀₁₅/kWh)

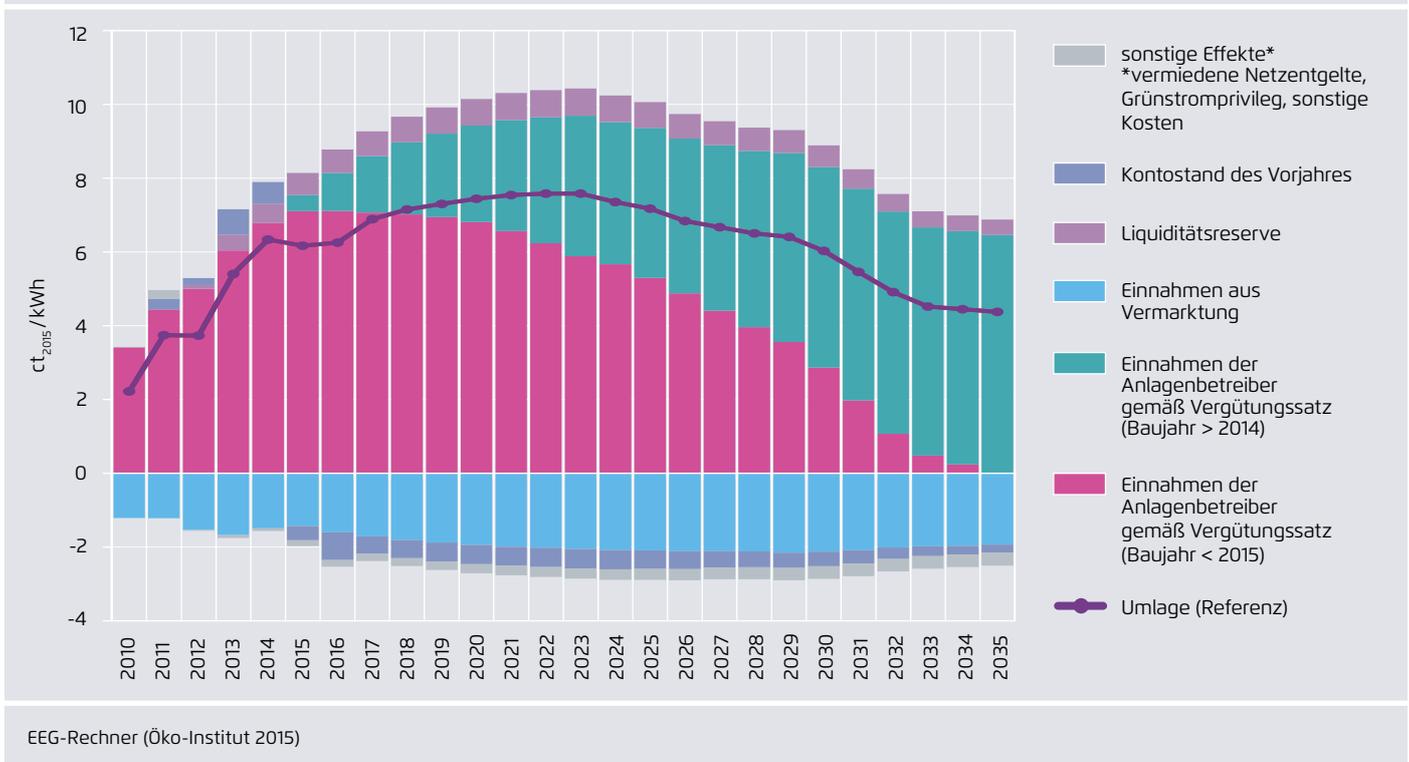
Tabelle 3-1

	Ø Bestand bis 2014	2015	2025	2035
Onshore-Windkraft	9,3	8,9	7,2	5,3
Offshore-Windkraft	18,1	19,4	14,3	10,9
Solarenergie	31,2	11,0	10,3	8,4
Biomasse	18,0	17,7	16,0	14,5
Geothermie	24,2	25,2	19,6	15,2
Wasser	9,0	11,7	11,2	10,6
Gase	7,6	8,2	8,0	8,0
Ø Anlagenmix	17,0	14,8	10,6	8,1

Eigene Darstellung

Entwicklung der EEG-Umlage und ihrer wichtigsten Einflussfaktoren

Abbildung 3-7



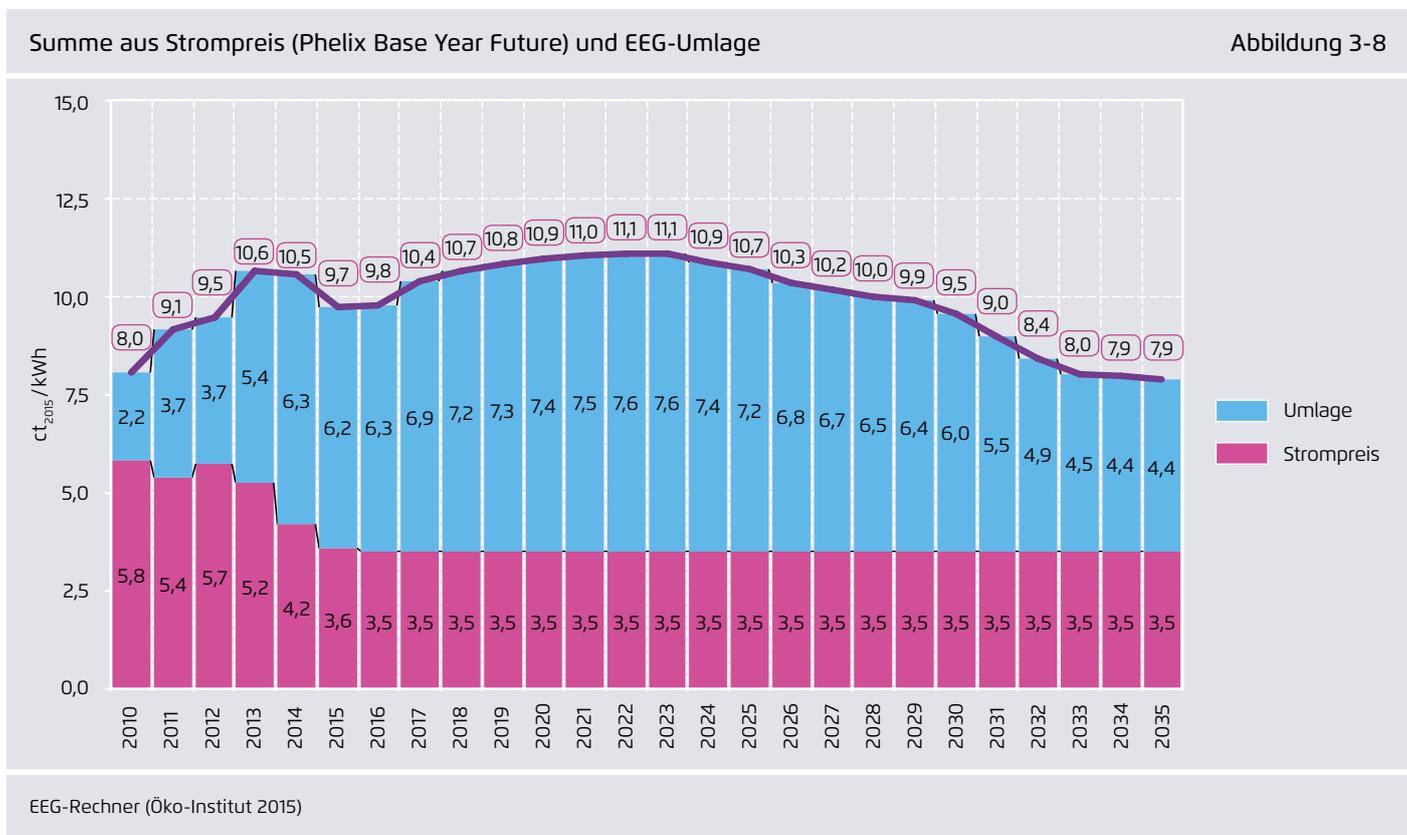
- Der aktuelle Stand des *EEG-Kontos* wird bei der jährlichen Berechnung der Umlage berücksichtigt und kann sich positiv oder negativ auf die Umlage auswirken, je nachdem, ob zum Zeitpunkt der Berechnung ein positiver oder negativer Saldo vorliegt.
- Die *Liquiditätsreserve* ist ein Sicherheitspuffer von bis zu zehn Prozent der prognostizierten Deckungslücke, den die Übertragungsnetzbetreiber bei der Berechnung der Umlage ansetzen können, um Prognosefehler auszugleichen.
- *Sonstige Posten*, wie zum Beispiel vermiedene Netzentgelte, Kosten des Grünstromprivilegs, Zinskosten etc., spielen eine vergleichsweise geringe Rolle.

Ähnlich wie der Entwicklung der Vergütungsansprüche weicht der zeitliche Verlauf der EEG-Umlage deutlich von der Entwicklung der (kontinuierlich anwachsenden) Strommengen ab (vgl. Abbildung 3-4). In den Jahren von 2012 bis in das Jahr 2015 hinein war die Umlage stark durch Verschiebungseffekte zwischen einzelnen Jahren

beeinflusst.⁸ Auch für das kommende Jahr 2016 ist, bedingt durch einen zu erwartenden deutlich positiven Saldo des EEG-Kontos, davon auszugehen, dass die Umlage im Wesentlichen stabil bleibt. Für die folgenden Jahre beeinflussen zwei wichtige Ausgabeposten die Entwicklung der Umlage: Zum einen die Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen, die bis 2020 nahezu konstant bleiben und dann bis 2035 auf null absinken. Zum anderen die Vergütungszahlungen für Neuanlagen mit deutlich niedrigeren Vergütungssätzen, welche die Bestandsanlagen bis zum Jahr 2035 vollständig ersetzen.

Auch für Anlagen, die bis zum Jahr 2035 gebaut werden, gilt weiterhin, dass die Vermarktungserlöse des erzeugten Stroms nicht hoch genug sind, um die Vollkosten der Inves-

⁸ Im Jahr 2012 wurde (aus politischen Gründen) die Umlage im Vergleich zum Jahr 2011 nicht angehoben, obwohl in den Jahren 2010 bis 2012 ein starker Photovoltaikzubau zu einem Anstieg der Vergütungsansprüche führte. Der deutlich negative Kontostand Ende 2012 war einer der Gründe für den überproportional großen Anstieg der Umlage im Jahr 2013.



tionen zu decken – nur, wenn dies der Fall wäre, könnte die EEG-Umlage auf null sinken und die Finanzierung durch das EEG auslaufen. Aufgrund der zu erwartenden Reduktion der Vollkosten ist jedoch – insbesondere für Offshore-Windkraft und Photovoltaik – von einer deutlichen Reduktion der Vergütungssätze in den kommenden 20 Jahren auszugehen. In der Gesamtheit führt dies zu einem moderaten Anstieg der Umlage bis zum Jahr 2020 auf circa 7,6 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde, gefolgt von einem stetigen Absinken auf circa 4,4 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde im Jahr 2035.

Abbildung 3-8 zeigt die Entwicklung der Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage für das Referenzszenario. Im Referenzszenario wird von einem konstant bleibenden Börsenstrompreis ausgegangen. Im folgenden Kapitel (Abbildung 4-1) ist als Sensitivität dargestellt, wie sich eine abweichende Entwicklung des Börsenstrompreises auf die Höhe der EEG-Umlage auswirkt.

4. Sensitivitäten

Die Entwicklung von Szenarien über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg ist mit großen Unsicherheiten verbunden. Das im vorangehenden Kapitel beschriebene Referenzszenario stellt nur einen von vielen denkbaren Entwicklungspfaden dar. Mit dem EEG-Rechner ist es möglich, zahlreiche weitere Szenarien zu erstellen. In diesem Kapitel werden exemplarisch einige Alternativszenarien präsentiert.

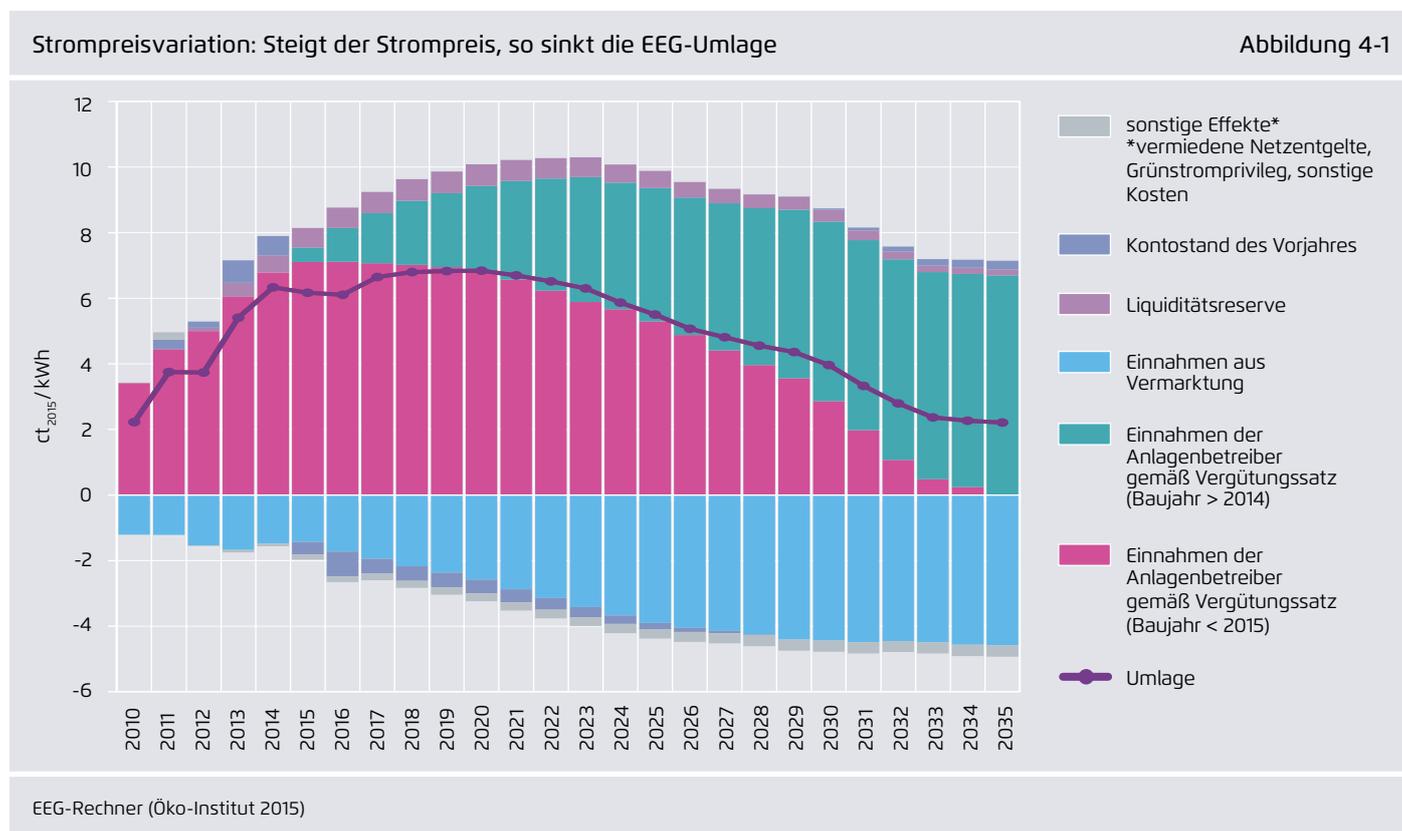
4.1 Strompreis

Da die Höhe der über das EEG zu finanzierenden Deckungslücke von der Differenz zwischen Vergütungssätzen und Marktwert des vergüteten Stroms abhängt, besteht ein direkter Zusammenhang zwischen Strompreis und EEG-Umlage (und umgekehrt). Im Referenzszenario wird unterstellt, dass der Strompreis auf dem aktuellen, niedrigen Niveau konstant bleibt. Zahlreiche Studien gehen jedoch davon aus, dass

der Strompreis mittelfristig deutlich ansteigen könnte. Ein solcher Anstieg könnte unter anderem durch den Abbau von Kraftwerks-Überkapazitäten oder den Anstieg der CO₂-Preise verursacht werden.

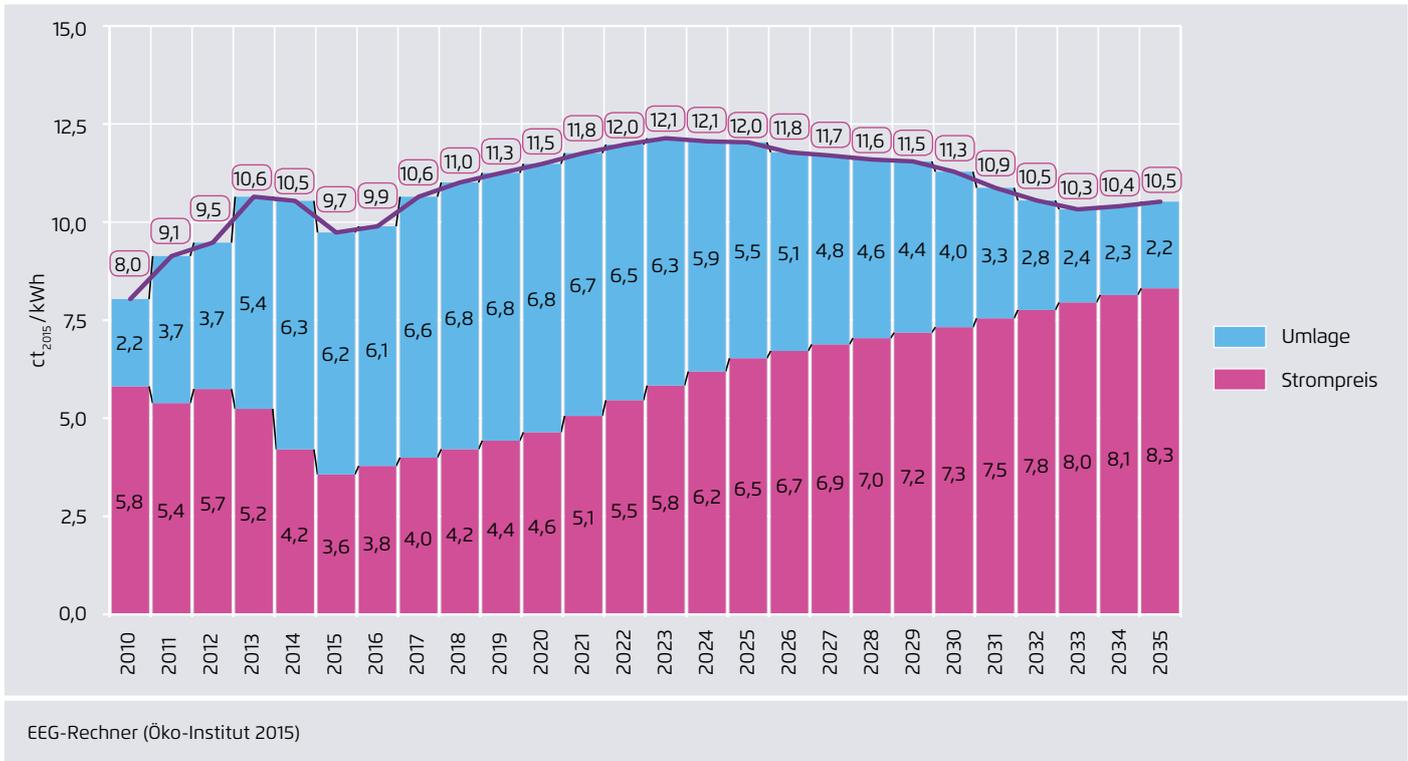
Abbildung 4-1 zeigt, wie sich die Entwicklung der Umlage verändert, wenn der Großhandelsstrompreis nicht konstant bleibt, sondern bis zum Jahr 2035 auf 8,3 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde ansteigt.⁹ Der daraus resultierende Anstieg der Vermarktungserlöse führt zu einem deutlichen Sinken der EEG-Umlage (auf 2,2 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde im Jahr 2035). Das bedeutet aber nicht, dass auch die gesamte finanzielle Belastung der Endverbraucher sinkt: Die Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage steigt gegenüber dem Referenzszenario deutlich an (siehe Abbildung

⁹ Dieses Szenario entspricht dem Referenzszenario aus Prognos, EWI, GWS 2014.



Strompreisvariation: Die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage bleibt näherungsweise konstant

Abbildung 4-2



4-2). Der Anstieg der Großhandelspreise wird durch das Sinken der EEG-Umlage also nur teilweise kompensiert.

4.2 Technologiekosten

Durch Lerneffekte sind die Kosten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen in den vergangenen Jahren deutlich gesunken – dies ist ein wesentlicher Erfolg der bisherigen Förderung durch das EEG. Auch für die Zukunft sind weitere Kostenreduktionen zu erwarten, auch wenn deren Ausmaß nicht mit Sicherheit bestimmt werden kann. Die verbleibenden Kostensenkungspotenziale variieren stark zwischen den verschiedenen Technologien. Während für Solarenergie wesentliche Kostensenkungen bereits in der Vergangenheit erreicht wurden, befindet sich die Offshore-Windkraft noch am Beginn der Lernkurve. Im Referenzszenario wird von einer moderaten Senkung der Vergütungssätze ausgegangen (siehe Tabelle 3-1). In Abbildung 4-3 ist dargestellt, welchen Einfluss eine Abweichung von diesem Szenario auf die Entwicklung der Umlage hat.

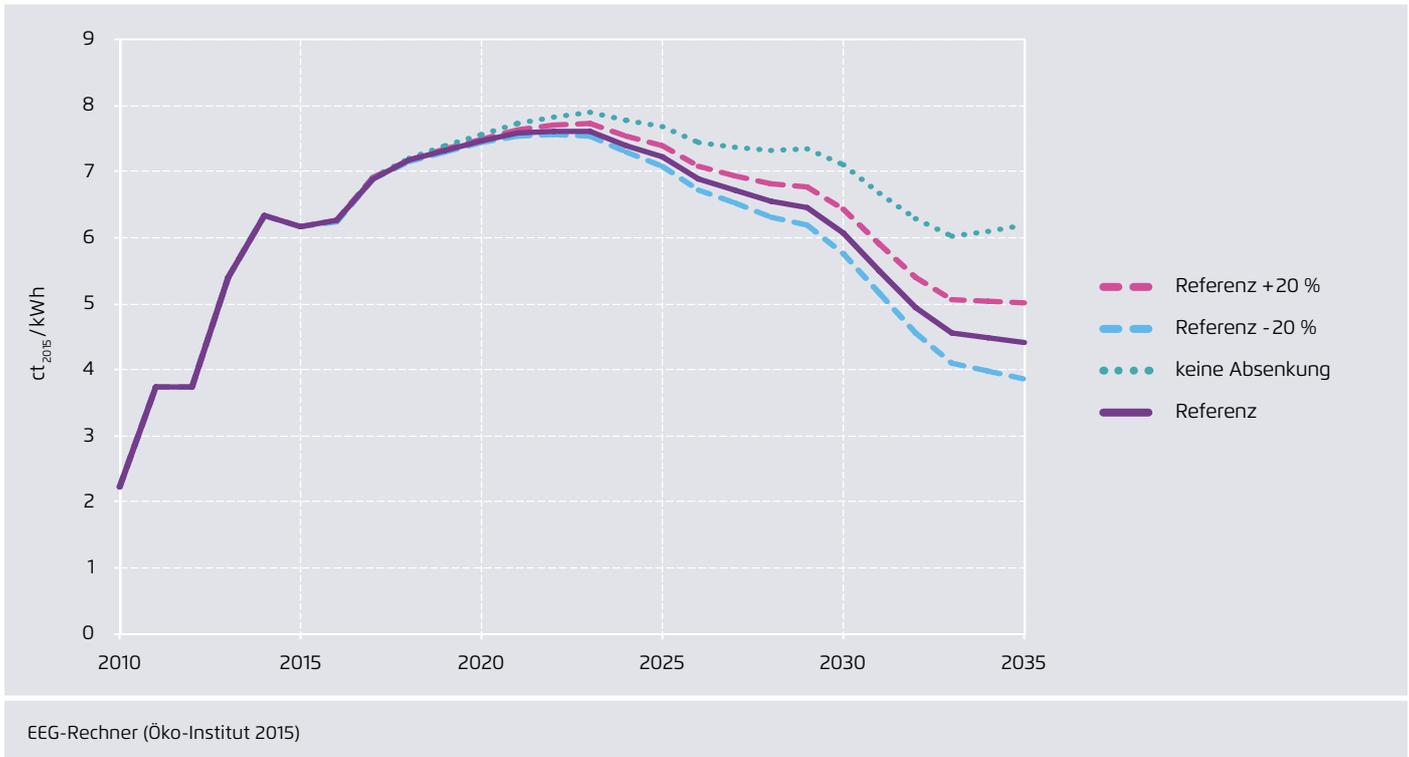
Eine Abweichung der Vergütungssätze um 20 Prozent (im Jahr 2035) führt zu einer Änderung der Umlage um circa 0,6 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde. Die Abbildung zeigt auch ein Szenario, in dem die Kosten für Neuanlagen nicht sinken, sondern (inflationsbereinigt) auf dem Niveau von 2015 stabil bleiben. In diesem (äußerst unwahrscheinlichen) Fall würde die EEG-Umlage im Jahr 2035 in etwa dasselbe Niveau erreichen wie heute – obwohl die erneuerbar erzeugte Strommenge fast doppelt so hoch wäre wie im Jahr 2015 (vgl. Abbildung 3-4). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Vergütungssätze bereits heute deutlich niedriger sind als die durchschnittlichen Vergütungssätze für Bestandsanlagen, die gegenwärtig die Höhe der Umlage bestimmen.

4.3 Stromnachfrage

Die Entwicklung der Stromnachfrage ist aus verschiedenen Gründen von großer Bedeutung. Ein Rückgang des Stromverbrauchs führt zu einem Anstieg der EEG-Umlage, da die Differenzkosten auf eine geringere Strommenge verteilt werden. Ein Anstieg des Stromverbrauchs führt

Auswirkungen der Technologiekosten auf die Höhe der EEG-Umlage

Abbildung 4-3



zu einem gegenteiligen Effekt. Seit 2011 sinkt der Nettostromverbrauch in Deutschland – dies hat zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen. Dazu kam die Ausweitung der Strommengen, die ganz oder teilweise von der Zahlung der EEG-Umlage befreit wurden. Dies reduziert zwar nicht den gesamten Stromverbrauch, aber diejenige Stromnachfrage, die zur Verteilung der Differenzkosten herangezogen wird. Auch diese Ausweitung der Privilegierungsregelungen hat einen Anstieg der EEG-Umlage bewirkt (siehe Kapitel 4.4).

Die Entwicklung der Stromnachfrage beeinflusst zudem, wie viel erneuerbare Erzeugungskapazitäten erforderlich sind, um die im EEG verankerten Ausbauziele zu erreichen: Da die Ziele als relative Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch definiert sind, führt ein Anstieg der Stromnachfrage dazu, dass größere erneuerbare Strommengen erforderlich sind, um die Ziele einzuhalten (und umgekehrt).

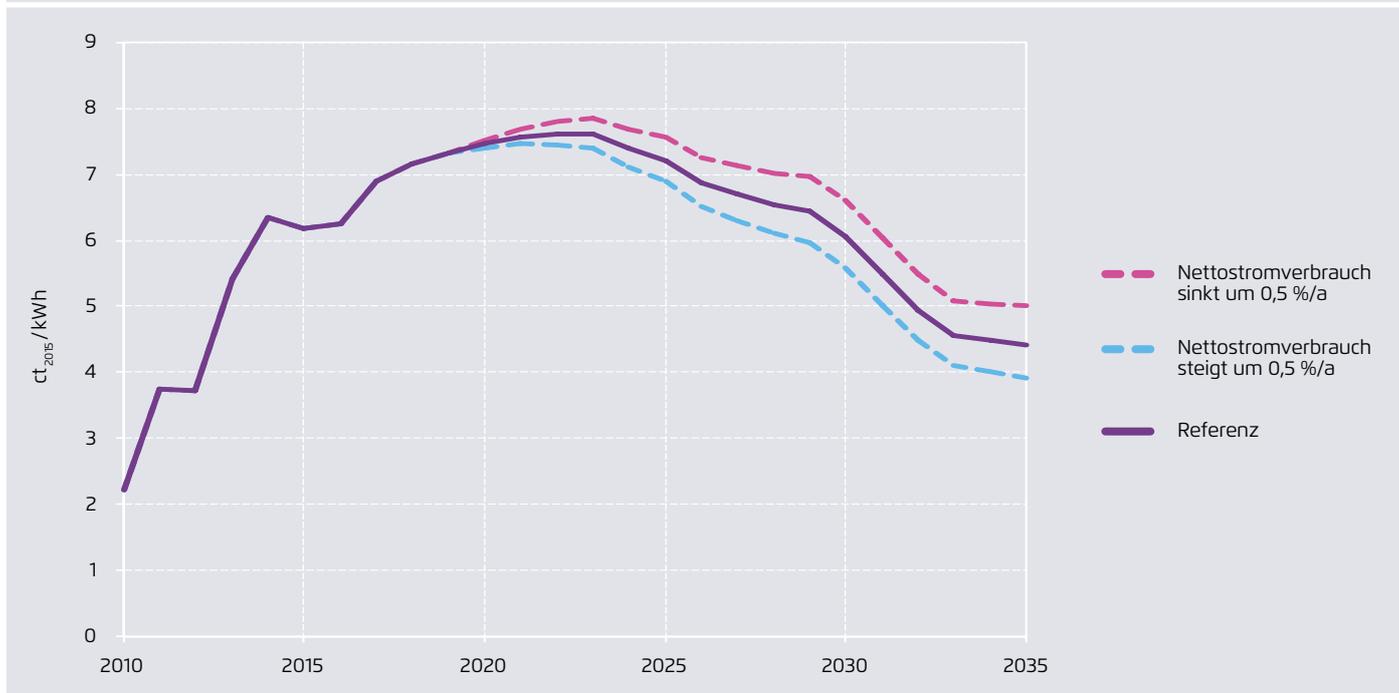
Mittelfristig sind Abschätzungen zur Entwicklung der Stromnachfrage naturgemäß mit Unsicherheiten verbun-

den. Verbesserungen der Energieeffizienz können zu einem Rückgang des Stromverbrauchs führen. Eine zunehmende Elektrifizierung in verschiedenen wirtschaftlichen Sektoren, mittel- bis langfristig insbesondere durch die wachsende Bedeutung der Elektromobilität, kann einen Anstieg der Stromnachfrage bewirken. Darüber hinaus ist die Stromnachfrage von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung abhängig.

Im Referenzszenario wird unterstellt, dass der Nettostromverbrauch, gemäß dem Trendszenario der Übertragungsnetzbetreiber-Letzterverbrauchsprognose, bis 2019 leicht sinkt und sich dann auf einem Niveau von 510 Terawattstunden pro Jahr stabilisiert. Abbildung 4-4 zeigt, wie die Höhe der EEG-Umlage auf eine Änderung des Nettostromverbrauchs reagiert. Eine Änderung der Wachstumsrate des Nettostromverbrauchs um 0,5 Prozent pro Jahr ab 2020 (dies entspricht einer absoluten Änderung im Jahr 2035 von circa 40 Terawattstunden pro Jahr) führt im Jahr 2035 zu einer Änderung der EEG-Umlage um circa 1 Cent pro Kilowattstunde. Abbildung 4-5 zeigt den Zusammenhang zwi-

Sinkt der Stromverbrauch, so erhöht sich die Umlage (und umgekehrt)

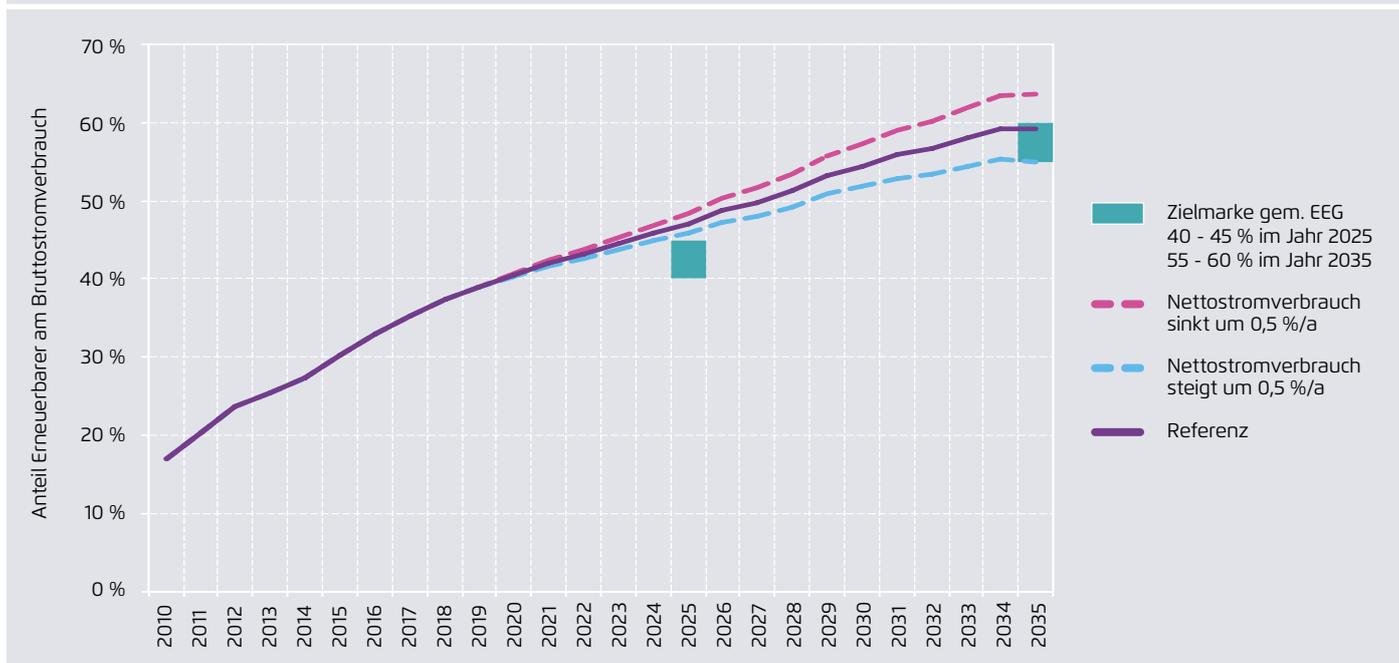
Abbildung 4-4



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

Erneuerbare-Energien-Anteil am Bruttostromverbrauch: Die Zielerfüllung hängt von der Stromverbrauchsentwicklung ab

Abbildung 4-5



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

schen Stromverbrauch und Erreichen des Ausbauziels. Eine Änderung der Wachstumsrate des Nettostromverbrauchs um 0,5 Prozent pro Jahr ab 2020 führt im Jahr 2035 zu einer Änderung der Erneuerbare-Energien-Anteile am Bruttostromverbrauch um circa 5 Prozent.

4.4 Ausnahmeregelungen

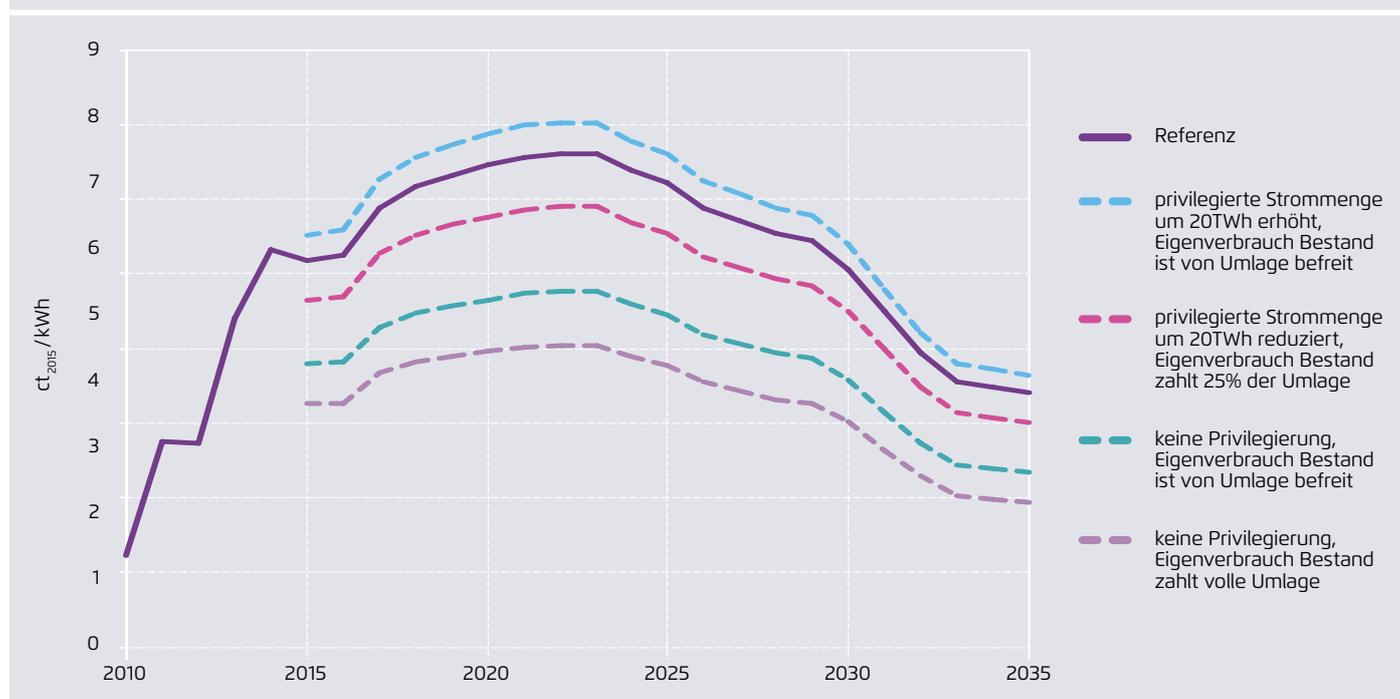
Die durch das EEG zu finanzierende Deckungslücke wird im Prinzip auf den gesamten Stromverbrauch in Deutschland anteilig umgelegt. Allerdings sind manche Stromverbräuche komplett von der Umlagezahlung befreit und andere Stromverbraucher werden privilegiert und zahlen nur einen reduzierten Satz. Die fehlenden Deckungsbeiträge werden von den nicht-privilegierten Strommengen erbracht. Ein Anstieg der privilegierten und befreiten Strommengen wirkt auf die EEG-Umlage ähnlich wie ein sinkender Stromverbrauch in Deutschland (siehe Kapitel 4.3), er führt zu einem Anstieg der EEG-Umlage. Werden dagegen die privilegierten oder befreiten Strommengen reduziert oder ihr Beitrag pro Kilowattstunde angehoben, so sinkt die EEG-Umlage.

Im Jahr 2015 fallen von einem Nettostromverbrauch von insgesamt 521 Terawattstunden nur 351 Terawattstunden in die Kategorie des nicht-privilegierten Letztverbrauchs und sind somit zur Zahlung der vollen EEG-Umlage verpflichtet (Prognos 2014). Die von Ausnahmeregelungen begünstigten Verbraucher (auf die 32 Prozent der Strommengen entfallen) tragen nur zwei Prozent der zur Finanzierung der Deckungslücke erforderlichen Zahlungen bei.

58 Terawattstunden sind vollständig von der Umlage befreit. Bis zum Jahr 2014 war der Eigenverbrauch, also der Verbrauch von Strom, der in eigenen Anlagen erzeugt wird, vollständig von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Dies gilt weiterhin für Bestandsanlagen und neue Anlagen, die Bestandsanlagen ersetzen. Neue fossile Eigenverbrauchsanlagen zahlen in Zukunft die volle EEG-Umlage, Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energien oberhalb einer bestimmten Leistungsgrenze sowie Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zahlen einen Anteil der Umlage, der bis 2017 auf 40 Prozent steigt.

Durch Begrenzen der Ausnahmeregelungen kann die Umlage deutlich gesenkt werden

Abbildung 4-6



EEG-Rechner (Öko-Institut 2015)

110 Terawattstunden zahlen einen reduzierten Satz. Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) ist detailliert geregelt, welche Voraussetzungen Schienenbahnen und stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes erfüllen müssen, um privilegiert zu werden, und wie hoch ihr jeweiliger Beitrag ist. Stark verkürzt sind die Beiträge wie folgt: Schienenbahnen zahlen 20 Prozent der EEG-Umlage. Privilegierte Unternehmen des produzierenden Gewerbes zahlen bis zu 15 Prozent der EEG-Umlage mindestens jedoch 0,1 Cent pro Kilowattstunde (beziehungsweise 0,05 Cent pro Kilowattstunde im Fall der Nicht-eisen-Metalle).

Die Ausnahmeregelungen haben also eine deutliche Wirkung auf die Höhe der EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher. Abbildung 4-6 zeigt, dass eine vollständige Rücknahme der Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien die EEG-Umlage im Jahr 2015 um 1,4 Cent pro Kilowattstunde senken würde. Würden zusätzlich Bestandsanlagen für Eigenverbrauch vollständig an der Umlage beteiligt, würde die Umlage sogar um 1,9 Cent pro Kilowattstunde sinken. Auch eine moderate Begrenzung der Ausnahmeregelungen – eine Reduktion der privilegierten Strommenge um 20 Terawattstunden und eine Beteiligung der fossilen Bestandsanlagen für Eigenverbrauch mit 25 Prozent der Umlage – könnte eine deutliche Entlastung bewirken. In diesem Szenario würde die Umlage im Jahr 2015 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde sinken, und im gesamten Zeitverlauf würde die Umlage einen Wert von 7 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde nicht überschreiten. Eine weitere Ausweitung der Privilegierung hingegen würde zu einer Erhöhung der Umlage führen. Wenn die privilegierte Strommenge sich um weitere 20 Terawattstunden erhöhen würde, stiege die EEG-Umlage um circa 0,4 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde auf bis zu 8 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde im Jahre 2023.

5. Fazit

Die Energiewende ist ein langfristig angelegtes Projekt. Die Debatte um Kosten und Nutzen der Förderung Erneuerbarer Energien wird allerdings oft durch die Tagespolitik bestimmt. Mit dem überarbeiteten EEG-Rechner können Ausbauszenarien für Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die damit verbundenen Kosten und die Verteilung dieser Kosten untersucht werden – und das nicht nur kurzfristig, sondern über einen Zeitraum von 20 Jahren hinweg.

Bei der Betrachtung der Szenarien zeigt sich: In den kommenden Jahren führt der Zubau neuer Anlagen (besonders Offshore-Windkraftanlagen) zu einem weiteren Anstieg der Förderkosten. Diese erreichen ihr Maximum in den Jahren 2021 bis 2023 und gehen dann deutlich zurück. Der Grund dafür ist, dass ab circa 2024 alte Anlagen, für die besonders hohe Vergütungssätze zu zahlen sind, allmählich aus dem EEG ausscheiden.

Mit Blick auf die Höhe der EEG-Umlage führt dies zu folgender Entwicklung: Im kommenden Jahr führt der deutlich positive Saldo des EEG-Kontos vermutlich dazu, dass die EEG-Umlage auf dem heutigen Niveau stabil bleibt. Danach steigt sie – bei einem konstanten Strompreis von 35 Euro₂₀₁₅ pro Megawattstunde und einem konstanten Nettostromverbrauch – bis zum Jahr 2023 um circa 1,5 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde an. Im anschließenden Verlauf, mit Ausscheiden der teuren Bestandsanlagen aus dem System, sinkt die Umlage bis zum Jahr 2035 auf circa 4,4 Cent₂₀₁₅ pro Kilowattstunde – während gleichzeitig der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 59 Prozent steigt und sich damit gegenüber 2014 mehr als verdoppelt.

Die Höhe der EEG-Umlage ist dabei, isoliert betrachtet, kein geeigneter Indikator für die Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien. Sie wird beeinflusst von der Entwicklung der Stromnachfrage und von der Entscheidung, wie viele Stromverbraucher von Ausnahmeregelungen beim Zahlen der Umlage profitieren sollen – beide Faktoren bestimmen, auf wie viele „Schultern“ die Kosten der EEG-Förderung verteilt werden. Der Börsenstrompreis beeinflusst eben-

falls die Höhe der EEG-Umlage, da er den Marktwert des geförderten Stroms aus Erneuerbaren Energien bestimmt. Für die finanzielle Belastung der Endverbraucher ist daher die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage entscheidend. Auch die technische Entwicklung und damit die Kostensenkungspotenziale bei der Erzeugung erneuerbaren Stroms beeinflussen die Förderkosten.

Mit dem EEG-Rechner kann die Entwicklung all dieser Parameter für die kommenden 20 Jahre variiert und ihr Einfluss auf Förderkosten und EEG-Umlage untersucht werden. Dabei zeigt sich, dass der Bau neuer Anlagen – selbstverständlich – mit weiteren Kosten verbunden ist, dass aber, auch unter Berücksichtigung von Unsicherheiten, der Ausbau Erneuerbarer Energien bezahlbar bleibt.

Letzten Endes sollte bei der Beurteilung der Förderkosten beachtet werden, dass in den kommenden 20 Jahren im Stromsektor in jedem Fall Investitionen erforderlich sein werden. Auch in einem alternativen Szenario, in dem wir auf den in dieser Studie skizzierten Ausbau der Erneuerbaren Energien verzichten würden, wäre der stattdessen erforderliche Ausbau fossiler Erzeugungskapazitäten mit erheblichem finanziellen Aufwand verbunden. Ein entsprechender Kostenvergleich wird in einem Folgeprojekt durchgeführt werden.

Literaturverzeichnis

AGEB (2015): *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern*. Stand: 27. Februar 2015 2015.

BDEW (2014): *BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2014*. Haushalte und Industrie 2014.

Energy Brainpool (2014): *Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken*. Studie für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TenneT TSO GmbH 2014.

Haller, Markus; Hermann, Hauke; Loreck, Charlotte; Matthes, Felix Chr.; Cook, Vanessa (2013): *EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014. Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen*. Öko-Institut. Berlin 2013.

Leipziger Institut für Energie (2014): *Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019*. Auftraggeber: TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH. Leipzig 2014.

Loreck, Charlotte; Haller, Markus; Hermann, Hauke; Cludius, J. (2013): *Analyse der EEG-Umlage 2014. Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende*. Öko-Institut. Berlin 2013.

Mayer, Johannes N.; Burger, Bruno (2014): *Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage*. Fraunhofer ISE. Freiburg 2014.

Öko-Institut (2015): *EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage*. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende 2015 (Modellversion 3.0).

Prognos (2014): *Letzverbrauch bis 2019. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage*. Berlin 2014.

Prognos, EWI, GWS (2014): *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose*. Hrsg. vom Bundesminister für Wirtschaft und Technologie. Basel, Köln, Osnabrück 2014.

ÜNB (2013): *Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusgLMechV*. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber 2013.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 17. September 2014

Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO₂-Emissionen

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2015

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein marktorientiertes Integrationsmodell für Artikel 7 der europäischen Energieeffizienzrichtlinie

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

Klimafreundliche Stromerzeugung: Welche Option ist am günstigsten?

Stromerzeugungskosten neuer Wind- und Solaranlagen sowie neuer CCS- und Kernkraftwerke auf Basis der Förderkonditionen in Großbritannien und Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Publikationen von Agora Energiewende

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

Stromspeicher für die Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

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

Current and Future Cost of Photovoltaics

Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems

Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Power Market Operations and System Reliability

A contribution to the market design debate in the Pentilateral Energy Forum

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 284 49 01-00

F +49 (0)30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

