
Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

HINTERGRUND



Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

IMPRESSUM

HINTERGRUND

Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?
Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strom-
markt- und Digitalisierungsgesetz

ERSTELLT VON

AGORA ENERGIEWENDE

Daniel Argyropoulos, Philipp Godron,
Dr. Patrick Graichen, Philipp Litz, Dimitri Pescia, Christoph
Podewils, Dr. Christian Redl, Dr. Stephanie Ropenus,
Dr. Gerd Rosenkranz

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 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

Redaktion:
Dr. Gerd Rosenkranz

Satz:
Juliane Franz

Titelbild:
istockphoto.com | wildpixel

102/06-H-2016/DE

Vorwort

Der Umbau des deutschen Stromsektors ist in vollem Gange. Seit dem Jahr 2000 stieg der Anteil des Stromverbrauchs, der aus Erneuerbaren Energien gedeckt wird, von 6,5 Prozent auf 31,6 Prozent im Jahr 2015. Bis 2050 sollen es mindestens 80 Prozent werden.

In diesem Zusammenhang haben Bundesregierung und Parlament im Jahr 2016 etliche wichtige Regelwerke novelliert. Die wichtigsten in diesem Kontext sind:

- **EEG 2017:** Im Sommer 2016 wurde eine erneute Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beschlossen, die mit Jahresbeginn 2017 in Kraft tritt.
- **Strommarktgesetz:** Bereits Ende Juli 2016 in Kraft getreten ist das seit 2013 diskutierte Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes.
- **Digitalisierungsgesetz:** Bundestag und Bundesrat verabschiedeten im Sommer 2016 das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.
- **Bundesbedarfsplangesetz:** Bereits zum Jahreswechsel 2016 wurde gesetzlich die Liste der vordringlichen Netzausbauvorhaben im Übertragungsnetz aktualisiert und in diesem Zusammenhang auch der Einsatz von Erdkabeln neu geregelt.
- **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2016:** Ebenfalls zum Jahreswechsel 2016 wurde das Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung novelliert, seit August 2016 liegt nun auch eine Verständigung mit der EU-Kommission zu den beihilferechtlichen Aspekten vor.
- **Anreizregulierungsverordnung:** Im Juni 2016 wurden zudem die Regelungen zu den Kosten, die die Netzbetreiber gegenüber den Stromkunden geltend machen können, neu gefasst.

Mit den Veränderungen des Regulierungsrahmens waren und sind sowohl Hoffnungen als auch Befürchtungen für den Fortgang der deutschen Energiewende verbunden. Während die Bundesregierung das Gesetzes- und Verordnungspaket als grundlegende und unabdingbare Voraussetzung für einen erfolgreichen Fortgang der Energiewende wertet und insbesondere auf „mehr Wettbewerb“ beim Ausbau der Erneuerbaren Energien hofft, fürchten andere eine Verlangsamung, wenn nicht gar ein Scheitern der Energiewende.

Die wesentlichen Neuerungen betreffen das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das Strommarktgesetz und das Digitalisierungsgesetz. Im vorliegenden Hintergrundpapier erläutert Agora Energiewende daher die wichtigsten Elemente dieser neuen Gesetze und analysiert die voraussichtlichen Auswirkungen auf den Fortgang des Umbaus des deutschen Energiesystems.

Inhalt

1	Welchen weiteren Zubau Erneuerbarer Energien sieht das EEG 2017 vor?	6
2	Wie funktioniert die Erneuerbare-Energien-Finanzierung über Ausschreibungen?	9
3	Welche besonderen Regelungen gelten für Kleinanlagen und Bürgerenergie-Projekte?	11
3.1	Definition von Bürgerenergiegesellschaften	11
3.2	Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften	11
3.3	Zusätzliche Regelungen für kleine Akteure	12
3.4	Bessere Bedingungen für Mieterstromprojekte möglich	12
4	Wie verhalten sich Netzausbau und Erneuerbare-Energien-Ausbau zueinander?	13
4.1	Erweiterung des Einsatzes von Erdkabeln	13
4.2	Spitzenkappung als Instrument der Netzplanung	13
4.3	Zubaugrenzen für Onshore-Windkraftanlagen in Netzausbaubereichen	14
4.4	Power-to-Heat in KWK-Anlagen zur Netzengpassbeseitigung	14
5	Was ist das Grundprinzip des neuen Strommarktgesetzes?	17
5.1	Spitzenpreise am Strommarkt als Refinanzierungsinstrument für neue Kapazitäten	17
5.2	Eine stärkere Flexibilität des Strommarkts zur besseren Integration von Wind- und Solarenergie	18
6	Wie funktionieren die unterschiedlichen Reserven zur Absicherung des Strommarkts?	21
6.1	Kapazitätsreserve	21
6.2	Netzreserve	21
6.3	Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft	22
7	Welche Klimaschutzeffekte hat die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft?	23
8	Wo und wann werden Smart Meter Einzug halten?	25

Inhalt

9	Was bedeuten die neuen Gesetze für Wirtschaft und Gesellschaft?	27
9.1	Ist die Versorgungssicherheit gewährleistet?	27
9.2	Wie entwickeln sich die Kosten der Erneuerbaren-Finanzierung?	27
9.3	Wie entwickeln sich Strompreise und EEG-Umlage?	28
9.4	Was ändert sich für Wirtschaft und Verbraucher?	31
9.5	Was ändert sich für die Energiewirtschaft?	31
9.6	Welche Auswirkungen haben die neuen Gesetze auf Akteursvielfalt und Struktur des Energiesystems?	32
10	Was bedeuten die neuen Gesetze für die Energie- und Klimaziele?	33
10.1	Werden die Erneuerbare-Energien-Ziele erreicht?	33
10.2	Werden die Klimaschutzziele erreicht?	34
10.3	Wie geht es weiter mit der Energiewende?	35
	Anhang	37

1 Welchen weiteren Zubau Erneuerbarer Energien sieht das EEG 2017 vor?

Das EEG 2017 bestätigt die Ziele der vorangegangenen Novelle (EEG 2014). Demnach soll der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von derzeit 31,6 Prozent (Stand: Ende 2015)¹ bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60 Prozent ansteigen. 2050 soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch mindestens 80 Prozent betragen.

Für die einzelnen Technologien sieht das EEG 2017 die folgenden Zubaumengen vor:

- **Windkraft onshore:** Ab 2017 jährliche Bruttozubaumengen in Höhe von 2.800 Megawatt. Ab 2020 Anhebung auf jährlich 2.900 Megawatt.
- **Photovoltaik:** Für Solaranlagen ist ein jährlicher Bruttozubau in Höhe von 2.500 Megawatt installierter Leistung vorgesehen. Hiervon sollen 600 Megawatt für Großanlagen im Rahmen von Ausschreibungen vergeben werden. Die verbleibenden 1.900 Megawatt sollen als kleine und mittelgroße Dachanlagen (bis maximal 750 Kilowatt) wie bisher über die EEG-Vergütung angereizt werden. Auch der Wunsch nach Selbstversorgung beziehungsweise Eigenverbrauch soll in diesem Segment entsprechend wirken.
- **Windkraft offshore:** Die bisherigen Ausbauziele – Erhöhung der installierten Offshore-Kapazität auf 6.500 Megawatt bis 2020 und auf 15.000 Megawatt bis 2030 – werden grundsätzlich bestätigt. Falls es bis 2020, wie von Marktteilnehmern erwartet, zu einem höheren Ausbau kommt als vorgesehen (zum Beispiel auf 7.700 statt 6.500 Megawatt), reduzieren sich die vorgegebenen Ausschreibungsmengen ab 2021 entsprechend.
- **Biomasse:** Für die Jahre 2017 bis 2019 sollen jeweils 150 Megawatt brutto pro Jahr an Biomasseanlagen zugebaut werden, in den Jahren 2020 bis 2022 jeweils 200 Megawatt. Hierbei kann es sich auch um eine Weitervergütung

von Altanlagen aus dem EEG nach Ablauf der ursprünglich vorgesehenen 20-jährigen Förderfrist handeln.

- **Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas:** Aufgrund der für die nähere Zukunft als gering eingeschätzten Wettbewerbsintensität werden diese Technologien von Ausschreibungen ausgenommen und wie bisher über eine feste Einspeisevergütung finanziert. Damit gibt es für diese Technologien keine Mengensteuerung.

Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass die Zubaumengen jeweils **brutto** definiert sind. Der Nettozubau, d. h. die tatsächlich wirksame Leistungserhöhung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen, ergibt sich also zunächst aus dem Bruttozubau der jeweiligen Technologien abzüglich der im selben Zeitraum stillgelegten Altanlagen. Dies wird in den kommenden Jahren zunehmend relevanter für Wind Onshore- und Biomasse-Anlagen, da es in diesem Bereich bereits zwischen 1996 und 2005 einen nennenswerten Zubau gab und diese Anlagen nun nach und nach aus der Förderung fallen.

Darüber hinaus ist im EEG 2017 kein Automatismus vorgesehen, mit dem zunächst bezuschlagte, dann jedoch nicht realisierte Kapazitäten in nachfolgenden Auktionsrunden entsprechend aufgefüllt würden. Damit hängen die in einem bestimmten Zeitraum erreichten Zubaumengen unmittelbar von der Realisierungsquote der bezuschlagten Projekte ab. Stark verzögerte oder nicht realisierte Projekte haben sich in der Vergangenheit in vielen Ländern als Schwachstelle von Ausschreibungsverfahren erwiesen.² Das im EEG 2017 gewählte Ausschreibungsdesign spricht jedoch für eine vergleichsweise hohe Realisierungsquote.

Geht man von einer 90-prozentigen Realisierungsquote für Windkraft onshore und Photovoltaik sowie einer 100-prozentigen Realisierungsquote für Windkraft offshore und

1 AG Energiebilanzen (2016): Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland.

2 IRENA/CEM (2015): Renewable Energy Auctions – A Guide to Design.

Biomasse aus³, ist in der Referenzentwicklung⁴ bis 2025 eine installierte Leistung von insgesamt rund 138 Gigawatt (netto) Erneuerbarer Energien zu erwarten. Bis 2035 steigt sie auf etwa 164 Gigawatt an. Damit wächst auch die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den Folgejahren weiter kontinuierlich an. Bis 2025 steigt die Erzeugung in der Referenzentwicklung auf insgesamt rund 264 Terawattstunden (netto) und erreicht bis 2035 schließlich eine Jahresmenge von etwa 312 Terawattstunden (Abbildung 1).

Für die einzelnen Erzeugungstechnologien ergibt sich folgendes Bild:

- **Windkraft onshore:** Windkraftanlagen an Land stellen mit rund 42 Gigawatt (Stand: Ende 2015)⁵ derzeit den größten Anteil an der installierten Leistung Erneuerbarer Energien. Sie produzierten 2015 etwa 71 Terawattstunden Strom.⁶ Die installierte Leistung erhöht sich in der Referenzentwicklung bis 2025 auf etwa 53 Gigawatt und erreicht bis 2035 rund 58 Gigawatt. Bis 2025 erhöht sich die erzeugte Strommenge in der Referenzentwicklung somit auf mehr als 97 Terawattstunden und bis 2035 auf 119 Terawattstunden.
- **Photovoltaik:** Die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen beträgt derzeit circa 40 Gigawatt (Stand: Ende 2015), sie steigt in der Referenzentwicklung bis 2025 auf über 61 Gigawatt und bis 2035 auf etwa 75 Gigawatt an. Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen betrug im Jahr 2015 etwa 39 Terawattstunden und steigt bis 2025 auf mehr als 57 Terawattstunden. Im Jahr 2035 beträgt die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen rund 70 Terawattstunden.
- **Windkraft offshore:** Die installierte Kapazität von Offshore-Windkraftanlagen steigt von derzeit rund 3 Gigawatt (Stand: Ende 2015) auf etwa 11 Gigawatt bis zum Jahr 2025 an. Bis 2035 erhöht sich die installierte Leistung auf mehr als 18 Gigawatt. Die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen auf See steigt von derzeit rund 8 Terawattstunden im Jahr 2015 auf etwa 44 Terawattstunden im Jahr 2025 an. Im Jahr 2035 beträgt die Stromerzeugung jenseits der Küstenlinien schließlich circa 75 Terawattstunden.
- **Biomasse:** Die installierte Kapazität von Biomasseanlagen beträgt aktuell knapp 6 Gigawatt. Aufgrund der begrenzten Förderung bleibt die installierte Kapazität bis 2025 auf diesem Niveau in etwa konstant. Bis 2035 sinkt sie schließlich auf rund 4 Gigawatt ab. Analog dazu entwickelt sich die Stromerzeugung: Sie betrug im Jahr 2015 etwa 38 Terawattstunden und bleibt bis 2025 auf diesem Niveau. Bis 2035 geht die Stromerzeugung aus Biomasseanlagen auf circa 22 Terawattstunden zurück.
- **Wasserkraft, Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas:** Im Jahr 2015 betrug die installierte Kapazität dieser Technologien insgesamt rund 6 Gigawatt, wobei der Großteil davon auf Wasserkraftwerke entfiel (Stand: Ende 2015). Da der erwartete Ausbau im Wesentlichen den Rückbau von Altanlagen ausgleicht, bleibt die installierte Gesamtkapazität über den Betrachtungszeitraum auf etwa konstantem Niveau. Gleiches gilt für die daraus resultierende Stromerzeugung, die in etwa auf dem Niveau von 2015 (27 Terawattstunden) verharrt.

3 Im Vergleich zu Erfahrungen im Ausland ist eine 90-prozentige Realisierungsquote relativ hoch, aber durch das in Deutschland gewählte Ausschreibungsdesign bei Wind- und PV-Anlagen zu rechtfertigen. Bei Offshore Windparks ist von einer praktisch 100-prozentigen Realisierungsquote auszugehen, da die Projektentwicklung inkl. Schaffung der Genehmigungsvoraussetzungen durch den Staat erfolgt und die Betreiber die Projekte nach Bezuschlagung entweder direkt realisieren oder an einen anderen Projektträger weiterverkaufen, der sie dann realisiert. Deshalb. Ähnlich dürfte es sich bei den vorgesehenen Bioenergieprojekten verhalten, die zum großen Teil bereits existieren und nun für eine Verlängerung ihrer Förderung um zehn Jahre bieten.

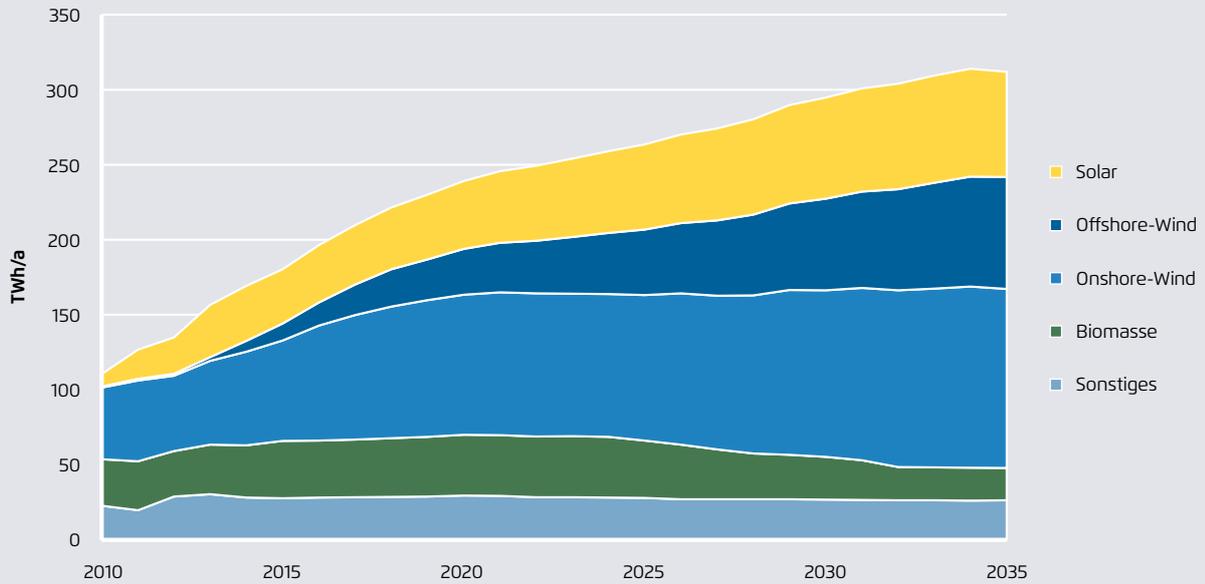
4 Die hier dargestellten Berechnungen basieren auf den Annahmen des Referenzszenarios des EEG-Rechners, den das Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende entwickelt hat. Öko-Institut (2016): *EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Berechnung der EEG-Umlage*. Hinsichtlich des weiteren Ausbaus Erneuerbare-Energien-Anlagen wurde hier unterstellt, dass die für Windkraft onshore und Photovoltaik ausgeschriebenen Mengen zu 90 Prozent realisiert werden. Für Windkraft offshore und Biomasse wurde dagegen eine Realisierungsquote von 100 Prozent angesetzt. Für Erneuerbare-Energien-Technologien, für die keine Mengensteuerung vorgenommen wird, wurde unterstellt, dass der weitere Ausbau auf einem vergleichbaren Niveau wie in den vergangenen Jahren fortgeführt wird. Bezüglich der technischen Lebensdauer von Erneuerbare-Energien-Anlagen wurde angenommen, dass diese entsprechend der EEG-Förderdauer 20 Jahre beträgt und die Anlagen anschließend stillgelegt werden. Eine Ausnahme bilden Photovoltaikanlagen, für die eine technische Lebensdauer von 25 Jahren angesetzt wurde. Weitere Details zu den getroffenen Annahmen finden sie in Öko-Institut (2016). Der EEG-Rechner kann auch als Onlinetool unter www.agora-energiewende.de aufgerufen werden.

5 AGEE (2016): *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*.

6 AG Energiebilanzen (2016)

Referenzentwicklung der Nettostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2010 bis 2035

Abbildung 1



Agora Energiewende auf Basis von Öko-Institut (2016); ab 2016: Prognose

2 Wie funktioniert die Erneuerbare-Energien-Finanzierung über Ausschreibungen?

Mit dem EEG 2017 wird der Systemwechsel der Erneuerbare-Energien-Finanzierung auf ein Ausschreibungsmo-
dell für die wesentlichen Technologien vollzogen. Zukünf-
tig soll die Vergütungshöhe – in Form einer gleitenden
Marktprämie für den Zeitraum von 20 Jahren ab Inbe-
triebnahme – wettbewerblich ermittelt werden. Zustän-
dig für die Durchführung des Ausschreibungsverfahrens
ist die Bundesnetzagentur. In die Neuregelung einbezogen
sind alle Offshore-Windkraftanlagen, Solarenergieanla-
gen und Onshore-Windenergieanlagen ab einer instal-
lierten Leistung von 750 Kilowatt sowie Biomasseanlagen
ab 150 Kilowatt Leistung. Nur bei der Biomasse können
auch Bestandsanlagen an der Ausschreibung teilnehmen,
um deren wirtschaftlichen Weiterbetrieb nach Ablauf des
ursprünglich 20-jährigen Förderzeitraums zu ermögli-
chen. Bei Wasserkraft- und Geothermieanlagen sowie für
Deponiegas-, Klärgas- und Grubengasanlagen erfolgt wei-
terhin keine Ausschreibung, da die in der überschaubaren
Zukunft erwarteten Zubaumengen zu klein sind, um aus-
reichend Wettbewerb zu gewährleisten.

Die Bundesregierung geht davon aus, dass künftig mehr als
80 Prozent der neu installierten Leistung über Ausschrei-
bungen vergeben wird.⁷ Um an den Ausschreibungsver-
fahren teilnehmen zu können, sind technologiespezifische
Präqualifikationskriterien zu erfüllen und Sicherheitslei-
stungen zu hinterlegen, die garantieren sollen, dass die aus-
gewählten Projekte zügig umgesetzt werden.⁸

Um die Integration der Erneuerbaren Energien inner-
halb Europas voranzutreiben, werden auf Betreiben der
EU-Kommission Ausschreibungen in Höhe von fünf Pro-

zent der jährlich zu installierenden Leistung für die Teil-
nahme von Anlagen in anderen Mitgliedstaaten der Euro-
päischen Union geöffnet. Voraussetzungen sind eine
vergleichbare, umgekehrte Regelung im Nachbarland, eine
entsprechende völkerrechtliche Vereinbarung sowie die
Möglichkeit des physischen Stromimports nach Deutschland.

Das Entscheidungskriterium für den Zuschlag ist das abge-
gebene Gebot für die Marktprämie in Euro pro Megawatt-
stunde. Die Förderhöhe wird nach dem *Pay-as-bid*-Ver-
fahren ermittelt, das heißt, jeder Anbieter erhält genau die
Förderhöhe, die er im Rahmen der Ausschreibung angebo-
ten hat.

Ausgeschrieben werden grundsätzlich die folgenden Lei-
stungsvolumina⁹:

→ **Windkraft onshore:** Jährlicher Bruttozubau von 2.800
Megawatt in den Jahren 2017 bis 2019 sowie jeweils
2.900 Megawatt pro Jahr ab 2020 in drei bis vier jährl-
ichen Ausschreibungsrunden. Für Onshore-Windkraft-
anlagen wird ein sogenanntes „einstufiges Referenzer-
tragsmodell“ eingeführt, das die gebotenen Preise für
unterschiedliche Standorte vergleichbar machen und
dazu führen soll, dass der Ausbau geografisch verteilt
stattfindet. Geboten wird auf einen Referenzstandort,
der mit einer Windgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro
Sekunde auf einer Höhe von 100 Metern definiert ist.
Auf Basis dieser Werte erfolgt die Auswahl der günstig-
sten Gebote. Die tatsächliche Marktprämie wird anschlie-
ßend mithilfe eines standortabhängigen Korrektur-
faktors ermittelt: Schlechtere Standorte erhalten eine
höhere Prämie, bessere Standorte eine entsprechend
verringerte. Der Höchstwert der Ausschreibungen 2017
beträgt 7,00 Cent pro Kilowattstunde für den Referenz-
standort. Für die Folgejahre bemisst er sich wie folgt: um
acht Prozent erhöhter Durchschnittswert des jeweils
höchsten zum Zuge gekommenen Gebots der vorange-
gangenen drei Ausschreibungsrunden.

7 Weiterhin eine feste Marktprämie ohne Ausschreibung erhal-
ten: Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen, die kleiner
als 750 beziehungsweise 150 Kilowatt sind, Anlagen zur Erzeugung
von Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Klär- oder Grubengas und
Geothermie sowie Pilotwindenergieanlagen bis zu einer installier-
ten Leistung von insgesamt 125 Megawatt, die wesentliche tech-
nische Weiterentwicklungen oder Neuerungen aufweisen.

8 Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2016 eine Genehmigung erhalten
haben, aber noch nicht in Betrieb genommen wurden, erhalten noch die
Marktprämie ohne Ausschreibung, wenn die Inbetriebnahme inner-
halb bestimmter technologiespezifischer Übergangsfristen erfolgt.

9 Es erfolgt eine Anpassung an die tatsächlich umgesetzten Projekte
aus den vorangegangenen Ausschreibungen und dem Zubau bei
Kleinanlagen, um die geplanten Zubaumengen einzuhalten.

→ **Photovoltaik:** Ausgeschrieben werden von 2017 an insgesamt 600 Megawatt pro Jahr in drei Ausschreibungsrunden mit je 200 Megawatt. Der Höchstwert entspricht dem Einspeisewert für kleine Freiflächenanlagen, die nicht unter die Ausschreibungsregelung fallen. Er beträgt aktuell 8,91 Cent pro Kilowattstunde (Stand: August 2016) und reduziert sich monatlich je nach Zubau, entsprechend dem sogenannten „atmenden Deckel“: Je höher der Zubau bei der Photovoltaik insgesamt, umso stärker die Reduzierung. Die jüngsten Ergebnisse der Photovoltaik-Pilotausschreibungen ergaben deutlich sinkende Werte: Der durchschnittliche Zuschlagswert ging seit April 2015 von 9,17 Cent pro Kilowattstunde auf 7,23 Cent pro Kilowattstunde im August 2016 zurück. Das entspricht einem Minus von 21 Prozent.

→ **Windkraft offshore:**

- Ausschreibung von je 1.550 Megawatt in den Jahren 2017 und 2018, teilnehmen dürfen nur bestehende Projekte, für die zum 1. August 2016 das Planfeststellungsbeziehungsweise Genehmigungsverfahren abgeschlossen war. Die Anlagen der bezuschlagten Gebote sollen dann zwischen 2021 und 2025 in Betrieb gehen, mit jährlich 500 Megawatt 2021 und 2022 sowie mit 700 Megawatt von 2023 bis 2025.
- Ausschreibung von 700 bis 900 Megawatt jährlich ab 2021, mit einem Zubauziel von 840 Megawatt jährlich ab 2026. Um den Ausbau auch geografisch zwischen Nord- und Ostsee stärker zu steuern und eine Abstimmung mit dem Netzausbau zu gewährleisten, findet ab 2021 die Flächenausweisung und -entwicklung durch staatliche Stellen statt. Die Gebote werden dann für diese voruntersuchten Flächen abgegeben („Dänisches Modell“).
- Der Höchstwert für Strom aus Offshore-Windkraftanlagen beträgt 12,00 Cent pro Kilowattstunde für die Ausschreibungsrunden 2017 und 2018; für die Verfahren ab 2021 entspricht er dem niedrigsten Gebotswert, der im Verfahren 2018 einen Zuschlag erhalten hat. Die Anspruchsdauer beträgt zukünftig analog zu den anderen Technologien 20 Jahre.

→ **Biomasse:** An den Ausschreibungen von jeweils 150 Megawatt in den Jahren 2017, 2018 und 2019 sowie von jeweils 200 Megawatt in den Jahren 2020, 2021 und 2022 können Neu- und Bestandsanlagen gemeinsam teilnehmen. Für Neuanlagen gilt ein Höchstwert von 14,88 Cent pro Kilowattstunde, für Bestandsanlagen liegt er bei 16,90 Cent pro Kilowattstunde, jeweils mit einer jährlichen Degression um ein Prozent. Für Bestandsanlagen ist der neue Förderzeitraum auf zehn Jahre begrenzt.

Zur Förderung der Flexibilität der Biogasanlagen erhalten diese eine „Flexibilitätsprämie“ in Höhe von 40 Euro pro Kilowatt für die gesamte installierte Leistung. Im Gegenzug wird die Marktprämie mengenmäßig begrenzt, damit die Anlagen ihren Strom vor allem in Zeiten produzieren, in denen wenig Wind- und Sonnenstrom im System ist: Biogasanlagen erhalten nur für 50 Prozent der maximal jährlich erzeugbaren Strommenge eine Marktprämie.

Das Gesetz sieht zudem zwei weitere Ausschreibungen vor: Von 2018 bis 2020 sollen für jeweils 400 Megawatt Leistung technologieneutrale Ausschreibungen für Photovoltaik und Onshore-Windkraftanlagen durchgeführt werden. Zudem sind ebenfalls für 2018 bis 2020 separate „Innovationsausschreibungen“ mit einem Volumen von je 50 Megawatt pro Jahr für netz-beziehungswise systemdienliche Technologieinnovationen geplant.

3 Welche besonderen Regelungen gelten für Kleinanlagen und Bürgerenergie-Projekte?

Das EEG 2017 erkennt erstmals ausdrücklich die Rolle von Energieerzeugungsanlagen in Bürgerhand an. Sie erhalten im Bereich der Windenergie an Land einen erleichterten Zugang zu den Ausschreibungen und, im Falle eines positiven Gebots, die höchste in der jeweiligen Ausschreibung noch bezuschlagte Marktprämie. Dadurch sollen die strukturellen Nachteile, die Bürgerenergiegesellschaften gegenüber institutionellen Investoren haben (etwa kein Portfolio mehrerer Parks und dadurch keine Möglichkeit, Risiken zu streuen, aufwendige Einzelprojektentwicklung, höherer Abstimmungsaufwand unter den Akteuren), kompensiert werden.

3.1 Definition von Bürgerenergiegesellschaften

Um eine Bürgerenergiegesellschaft handelt es sich laut EEG 2017, wenn ein Unternehmen drei Bedingungen gleichermaßen erfüllt, nämlich wenn:

- mindestens zehn natürliche Personen als Mitglieder oder stimmberechtigte Anteilseigner an der Gesellschaft teilnehmen;
- mindestens 51 Prozent der Stimmrechte bei natürlichen Personen liegen, die mindestens ein Jahr ihren Hauptwohnsitz in der kreisfreien Stadt oder dem Landkreis haben, in dem die Windkraftanlage errichtet werden soll und
- kein Mitglied mehr als zehn Prozent der Stimmrechte an der Gesellschaft hält.

3.2 Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften

Die Sonderregelungen für Bürgerenergiegesellschaften umfassen im Wesentlichen vier Teile:

- **Vereinfachte Gebotsabgabe:** Mit der Gebotsabgabe für ein Windenergieprojekt wird grundsätzlich verlangt, dass dafür bereits eine Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz vorliegt. Diese stellt im Planungsprozess von Windkraftstandorten die eigentliche Genehmigung dar und bündelt zahlreiche Einzelgenehmigungen (zum Beispiel Natur- und Artenschutz-, Luft-

fahrt- und Bauordnungsrecht). Für Bürgerenergiegesellschaften, die Windkraftprojekte mit bis zu 18 Megawatt Leistung und bis zu sechs Anlagen planen, gibt es eine Ausnahme. Hier reicht es zur Zulassung des Gebotes zunächst aus, dass die Bürgerenergiegesellschaften ein Ertragsgutachten, eine Angabe zur Zahl der geplanten Einzelanlagen sowie einen Nachweis über das Nutzungsrecht an der für das Projekt vorgesehenen Fläche abgeben. Außerdem muss die Bürgerenergiegesellschaft erklären, dass weder sie noch eines ihrer Mitglieder in den zwölf Monaten vor der Gebotsabgabe den Zuschlag für ein Windkraftprojekt an Land erhalten hat.

- **Verringerte Erstsicherheit:** Mit Abgabe des Gebots muss die Bürgerenergiegesellschaft eine Erstsicherheit von 15 Euro pro Kilowatt Leistung bei der Bundesnetzagentur hinterlegen. Mit Erteilung des Gebotes werden nochmals 15 Euro pro Kilowatt Leistung als Zweitsicherheit fällig. Die Erstsicherheit für „normale“ Projekte liegt hingegen bei 30 Euro pro Kilowatt, allerdings entfällt hier die Zweitsicherheit.
- **Erhöhter anzulegender Wert:** Bürgerenergiegesellschaften erhalten automatisch den höchsten bezuschlagten Gebotswert jenes Gebotstermins, an dem sie mitgeboten haben. Praktisch bedeutet das eine höhere Sicherheit, einen Zuschlag zu erhalten, da die Bürgerenergiegesellschaft in der Ausschreibung einen Gebotswert bieten kann, der bei den Selbstkosten liegt und damit null Gewinn verspricht – in der Erwartung, dass es doch Gewinne für die Gesellschafter gibt, nämlich in der Höhe der Differenz zwischen dem eigenen Gebotswert und dem höchsten bezuschlagten Gebotswert in der entsprechenden Gebotsrunde. Andere Windparkbetreiber erhalten im Rahmen der Ausschreibung den Zuschlag in der Höhe ihres jeweiligen Gebots (*pay-as-bid*).
- **Eintrittsrecht der Standortgemeinde in die Gesellschaft:** Zum Erhalt des Vergütungsanspruchs muss die Bürgerenergiegesellschaft der Standortgemeinde oder einem hundertprozentigen Tochterunternehmen dieser Gemeinde nachweisbar zehn Prozent der Anteile an der Gesellschaft zum Kauf angeboten haben. Ob die Gemeinde das Angebot annimmt oder nicht, ändert dabei nichts am Vergütungsanspruch für die Bürgerenergiegesellschaft.

3.3 Zusätzliche Regelungen für kleine Akteure

Neben der erleichterten Teilnahme an den Ausschreibungen führt das EEG 2017 eine Bagatellgrenze von Anlagen mit einer Leistung von weniger als 750 Kilowatt ein. Für diese wird es wie bisher Einspeisevergütungen geben. Allerdings werden diese gegenüber den im Gesetz ansonsten festgelegten Vergütungen um bis zu 0,4 Cent je Kilowattstunde verringert. Dieser Betrag entspricht in etwa dem, was Anlagenbetreiber, welche die Marktprämie in Anspruch nehmen, an Dienstleister für die Direktvermarktung zahlen müssen; eine solche Zahlung entfällt bei der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung.

Das EEG 2017 sieht zudem vor, dass die Bundesregierung Beratungs- und Unterstützungsangebote für kleinere Akteure schafft. Wie diese aussehen sollen, wurde bisher nicht konkretisiert.

3.4 Bessere Bedingungen für Mieterstromprojekte möglich

Schließlich sieht das EEG 2017 bessere Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte vor. Dazu gibt es eine Verordnungsermächtigung im Gesetz, die von der Bundesregierung noch entsprechend umgesetzt werden muss. Ziel ist es, dass bei Projekten, bei denen Bewohner von Mehrfamilienhäusern über die in oder auf den Häusern installierten Erzeugungsanlagen mit Strom beliefert werden, keine oder nicht mehr die volle EEG-Umlage bezahlt werden muss. Bisher gibt es insofern eine Schieflage als Eigenversorger bei Anlagen unter 10 kW zu 100 Prozent und bei Anlagen über 10 kW Strom zu 65 Prozent (beziehungsweise ab 1.1.2017 zu 50 Prozent) von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind. Analog verhält es sich bei Unternehmen, die aus eigenen Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen. Die neue Regelung, beziehungsweise die Verordnungsermächtigung, eröffnet nun die Möglichkeit für eine Angleichung der Bedingungen für Mieterstromprojekte.

4 Wie verhalten sich Netzausbau und Erneuerbare-Energien-Ausbau zueinander?

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 und das Strommarktgesetz enthalten verschiedene Instrumente für eine bessere Abstimmung von Netz- und Erneuerbare-Energien-Ausbauplanung. Hintergrund ist zum einen die Kritik, dass ein Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ weder den von den Trassen betroffenen Bürgern zugemutet werden kann, noch volkswirtschaftlich effizient ist. Zum anderen gibt es beim Netzausbau zum Teil erhebliche Verzögerungen – sowohl bei den bereits 2009 im Energieleitungsausbaugesetz als auch bei den später im Bundesbedarfsplangesetz beschlossenen Verstärkungs- und Neubauvorhaben. So sind von den geplanten knapp 8.000 Kilometer Höchstspannungsleitungen bislang erst etwa 700 Kilometer realisiert (Stand: 1. Quartal 2016).¹⁰ Die beiden Gesetze formulieren auf diese Herausforderungen drei Antworten: Zum einen, erfolgt bei der Netzplanung die Abkehr vom bisherigen Auslegungsprinzip des Netzes „bis zur letzten Kilowattstunde“, zum anderen erfolgt bei der Erneuerbare-Energien-Ausbauplanung die Abkehr vom bisherigen Prinzip des Ausbaus Erneuerbarer Energien ohne regionale Steuerung. Schließlich soll drittens Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in Netzengpassgebieten auch zur Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen eingesetzt werden können (über *Power-to-Heat* als zuschaltbare Last), wenn ansonsten eine Abregelung des Stroms stattfinden würde. Für eine Beschleunigung des Netzausbaus sind zudem im Jahr 2015 im Rahmen des Bundesbedarfsplangesetzes Regelungen für eine erweiterte Anwendung der Erdverkabelung eingeführt worden.

4.1 Erweiterung des Einsatzes von Erdkabeln

Ende Dezember 2015 ist das aktuelle Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) in Kraft getreten. Es enthält insgesamt 43 Vorhaben, wovon 17 länder- oder grenzüberschreitend sind. Eine wichtige Neuerung dieses Gesetzes stellt die Erweite-

rung der gesetzlichen Regelung zum Einsatz von Erdkabeln dar. Für die im Gesetz speziell gekennzeichneten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) gilt nun die Erdverkabelung anstelle von Freileitungsbau als vorrangiges Prinzip. Zudem besteht für speziell gekennzeichnete Wechselstrom-Netzausbauvorhaben die Möglichkeit, abschnittsweise Erdkabel zu errichten (Teilerdverkabelung). Die Idee dahinter ist, dass der Einsatz von Erdkabeln im Drehstromübertragungsnetz innerhalb dieser Pilotprojekte getestet werden kann. Gegenwärtig kommen Erdkabel fast ausschließlich in der Mittel- und Niederspannungsebene im Drehstromverteilnetz zum Einsatz. Der Vorteil der Verlegung von Erdkabeln im Gegensatz zu klassischen Freileitungen ist die geringere Sichtbarkeit in der Landschaft, was die Akzeptanz erhöht und im Einzelfall die Realisierung von Trassen beschleunigt, weil es nicht zu gerichtlichen Auseinandersetzungen kommt. Allerdings kann der Einsatz von Erdkabeln – je nach Trasse, Kabellänge, Bodenbeschaffenheit und Übertragungstechnologie (Dreh- oder Gleichstrom) – zu erheblichen Mehrkosten im Vergleich zu Freileitungen führen.

4.2 Spitzenkappung als Instrument der Netzplanung

Als neues Element der Netzplanung ist die sogenannte Spitzenkappung im Strommarktgesetz verankert. Zuvor erfolgte der Netzausbau unter der Prämisse, dass das Netz nach den Bedarfen aller Netznutzer ausgelegt werden sollte, was wiederum bedeutete, dass selten auftretende Einspeisespitzen von Windkraft- oder Solaranlagen für die Dimensionierung des Netzausbaubedarfs maßgeblich waren. Der neue Ansatz gibt Netzbetreibern die Möglichkeit, den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich sinnvolles Maß auszulegen. Im novellierten Energiewirtschaftsgesetz wird dies auf zwei Ebenen umgesetzt: Zum einen bekommen die Verteilnetzbetreiber mehr Flexibilität bei ihrer Netzplanung, indem sie die Annahme einer dreiprozentigen Spitzenkappung von Onshore-Windkraft- und Solaranlagen, die direkt an ihr Netz angeschlossen sind, zugrunde legen können. Eine dreiprozentige Spitzenkappung bedeutet, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je Anlage um bis zu drei Prozent reduziert werden darf. Es handelt sich dabei um ein

¹⁰ Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aktuell ergeben, beträgt 6.100 Kilometer; aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) sind es 1.800 Kilometer. Hiervon wurden bislang 65 Kilometer aus dem BBPlG und 600 Kilometer aus dem EnLAG realisiert, insgesamt also rund 700 Kilometer der knapp 8.000 Kilometer der vorgesehenen Leitungen (BNetzA (2016).

optionales Planungsinstrument. Zum anderen müssen die Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Netzplanung mit den Annahmen des Szenariorahmens und der Erstellung des Netzentwicklungsplans die Regelung zur Spitzenkappung anwenden. Die Berechnungen des Netzentwicklungsplans folgen also dem „Drei-Prozent-Ansatz“.

4.3 Zubaugrenzen für Onshore-Windkraftanlagen in Netzausbaubereichen

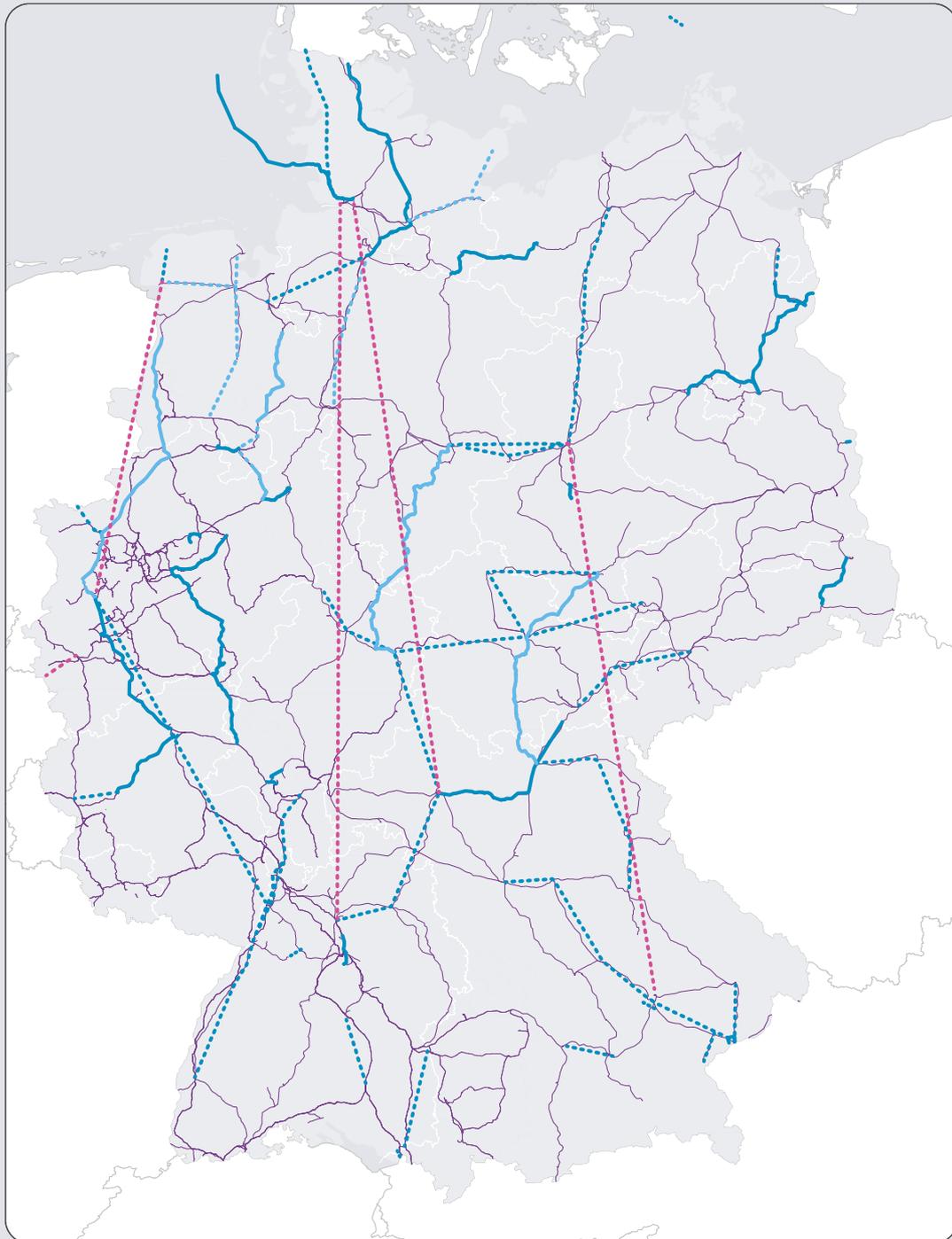
Regional gibt es bereits heute Gebiete, in denen die Übertragungsnetze besonders stark belastet sind. Dies geht häufig mit Netzengpässen und Abregelungsmaßnahmen wie *Redispatch* und Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen einher. Das neue Steuerungsinstrument im novellierten EEG setzt auf der Erzeugungsseite an: Es erfolgt eine Begrenzung des Zubaus von Onshore-Windenergieanlagen dort, wo regional eine besonders starke Belastung der Übertragungsnetze vorliegt. Hierfür wird die Bundesregierung per Verordnung bis März 2017 ein Netzausbaubereich festlegen, für das die Neuregelung gilt. Das Netzausbaubereich muss räumlich zusammenhängen, darf maximal 20 Prozent der Bundesfläche erfassen und muss netzgebietsscharf oder landkreisscharf festgelegt werden. Es muss klar sein, dass ein weiterer Zubau an Onshore-Windkraftanlagen in dem Gebiet zu einer besonders starken Belastung der Übertragungsnetze führt oder die bereits bestehende Belastung weiter verschärft. Die voraussichtliche Menge der abgeregelten Windenergieeinspeisung und die Potenziale für den Zubau an Onshore-Windkraftanlagen sind weitere Kriterien, die zur Bestimmung des Netzausbaubereichs herangezogen werden können. In der Verordnung soll dann eine Obergrenze für die zu installierende Leistung festgelegt werden, die in dem Netzausbaubereich im Rahmen der Ausschreibung höchstens bezuschlagt werden darf. Diese jährliche Obergrenze ergibt sich aus 58 Prozent der installierten Leistung, die im Durchschnitt zwischen 2013 bis 2015 an Onshore-Windenergie jährlich in Betrieb genommen wurde. Die Gebotsmenge, die sich maximal für das Netzausbaubereich in dem Kalenderjahr ergibt, wird dann gleichmäßig auf alle Ausschreibungen, die in dem Jahr durchgeführt werden, verteilt. Die Festlegung des Netzausbaubereiches und die Obergrenze der Leistung werden von der Bundesnetzagentur bis Ende Juli 2019 evaluiert. Danach erfolgt die Evaluierung alle zwei Jahre.

4.4 Power-to-Heat in KWK-Anlagen zur Netzengpassbeseitigung

In manchen Regionen Deutschlands, insbesondere in Schleswig-Holstein, wird Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzengpässen abgeregelt, während gleichzeitig Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Basis von Kohle oder Gas weiterhin Strom produzieren und CO₂ emittieren. Grund hierfür ist der lokale Wärmebedarf, der bei gekoppelter Stromerzeugung befriedigt werden muss. Eine neue Regelung im Energiewirtschaftsgesetz sieht vor, dass Übertragungsnetzbetreiber Verträge mit KWK-Anlagenbetreibern über eine kumulierte Leistung von bis zu zwei Gigawatt schließen können, damit deren Anlagen in den zuvor beschriebenen Situationen ihre KWK-Produktion verringern und stattdessen mithilfe einer *Power-to-Heat*-Anlage aus Erneuerbare-Energien-Strom die benötigte Wärme produzieren. Das Kriterium für die Teilnahme an diesem Mechanismus ist, dass die KWK-Anlagen kostengünstig und effizient zur Beseitigung des jeweiligen Netzengpasses beitragen können. Zudem müssen sich die KWK-Anlagen in einem EEG-Netzausbaubereich (siehe oben) befinden, vor 2017 in Betrieb genommen worden sein und eine installierte elektrische Leistung von mindestens 500 Kilowatt haben. KWK-Anlagenbetreiber erhalten im Rahmen dieses Verfahrens einmalig die Kosten für die Investition in die *Power-to-Heat*-Anlage erstattet sowie eine angemessene Vergütung für die Reduzierung der Stromeinspeisung und eine Kostenerstattung für die benötigte elektrische Energie aus dem Netz. Die vertragliche Vereinbarung beläuft sich auf mindestens fünf Jahre. Falls die vorgesehenen zwei Gigawatt im Netzausbaubereich nicht über vertragliche Vereinbarungen mit KWK-Anlagen erreicht werden, muss die Bundesregierung einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung vorlegen. Über Letztere können dann auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten teilnehmen, wenn ihr Einsatz zur Beseitigung von Störungen oder Gefährdungen aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz beiträgt.

Leitungsvorhaben nach Bundesbedarfsplangesetz und Energieleitungsausbaugesetz

Abbildung 2



- Luftlinie für geplantes Erdkabel Gleichstrom
- Luftlinie für geplantes Erdkabel Wechselstrom
- Erdkabel Wechselstrom
- Freileitung
- bestehendes Netz

Agora Energiewende auf Basis von Öko-Institut (2016); ab 2016: Prognose

5 Was ist das Grundprinzip des neuen Strommarktgesetzes?

5.1 Spitzenpreise am Strommarkt als Refinanzierungsinstrument für neue Kapazitäten

Das Strommarktgesetz verfolgt das Ziel, bei fortschreitender Energiewende eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung im Rahmen eines weiterentwickelten Strommarktes zu gewährleisten. Die Weiterentwicklungen zielen dabei auf zwei Strommarktsegmente: erstens auf den Strommengenmarkt („Energy-only-Markt“), in dem Energielieferungen (Megawattstunden Strom) für unterschiedliche Lieferfristen (von den nächsten Viertelstunden bis Jahre im Voraus) gehandelt werden; und zweitens auf die Reservemärkte, die den Strommengenmarkt absichern sollen, damit es zu keinem Zeitpunkt zu einer Unterversorgung mit Strom kommt. Das Produkt für die Reserven ist gesicherte Leistung (Megawatt).

Durch eine Stärkung des Preissignals im Strommengenmarkt sollen für die Bilanzkreise (Marktakteure wie Erzeuger und Lieferanten) Anreize geschaffen werden, immer ausreichend Kapazitäten zur Absicherung ihrer Lieferverpflichtungen vorzuhalten. Die zugrundeliegende Idee ist, am Markt Preise zu generieren, die so gut wie möglich den volkswirtschaftlichen Wert des Gutes Strom widerspiegeln. Das heißt: Wenn der Strom in einer bestimmten Stunde sehr knapp ist, dann sollen in dieser Stunde sehr hohe Spitzenpreise auftreten – und so den Anreiz geben, entweder für diese Stunden gesonderte Spitzenlastkraftwerke vorzuhalten oder in diesen Stunden den Stromverbrauch zu reduzieren.

Die Stärkung des Preissignals erfolgt im Wesentlichen durch geplante Anpassungen im Regelenergiemarkt und im Ausgleichsenergiemechanismus. Letzterer bestimmt die Strafzahlungen, die fällig werden, sobald Stromerzeuger und -vertriebe mit ihren tatsächlichen Ein- und Ausspeisungen von ihren angemeldeten Fahrplänen abweichen.¹¹

¹¹ Stromerzeuger und -vertriebe bilden hierzu „Bilanzkreise“, mithilfe derer sie ihre Stromerzeugungs- und -verbrauchsprofile managen und den Übertragungsnetzbetreibern melden. Die Differenz aus angemel-

Das überarbeitete Strommarktdesign sieht vor, dass der Ausgleichsenergiepreis in extremen Knappheitssituationen – das heißt, wenn es am Strommarkt zwar zahlungswillige Nachfrager nach Strom gäbe, aber keine Anbieter (keine „Markträumung“) – auf bis zu 20.000 Euro pro Megawattstunde steigen kann.¹² Zum Vergleich: Im Durchschnitt lag der Strompreis an der Börse im Jahr 2015 bei etwa 32 Euro pro Megawattstunde.

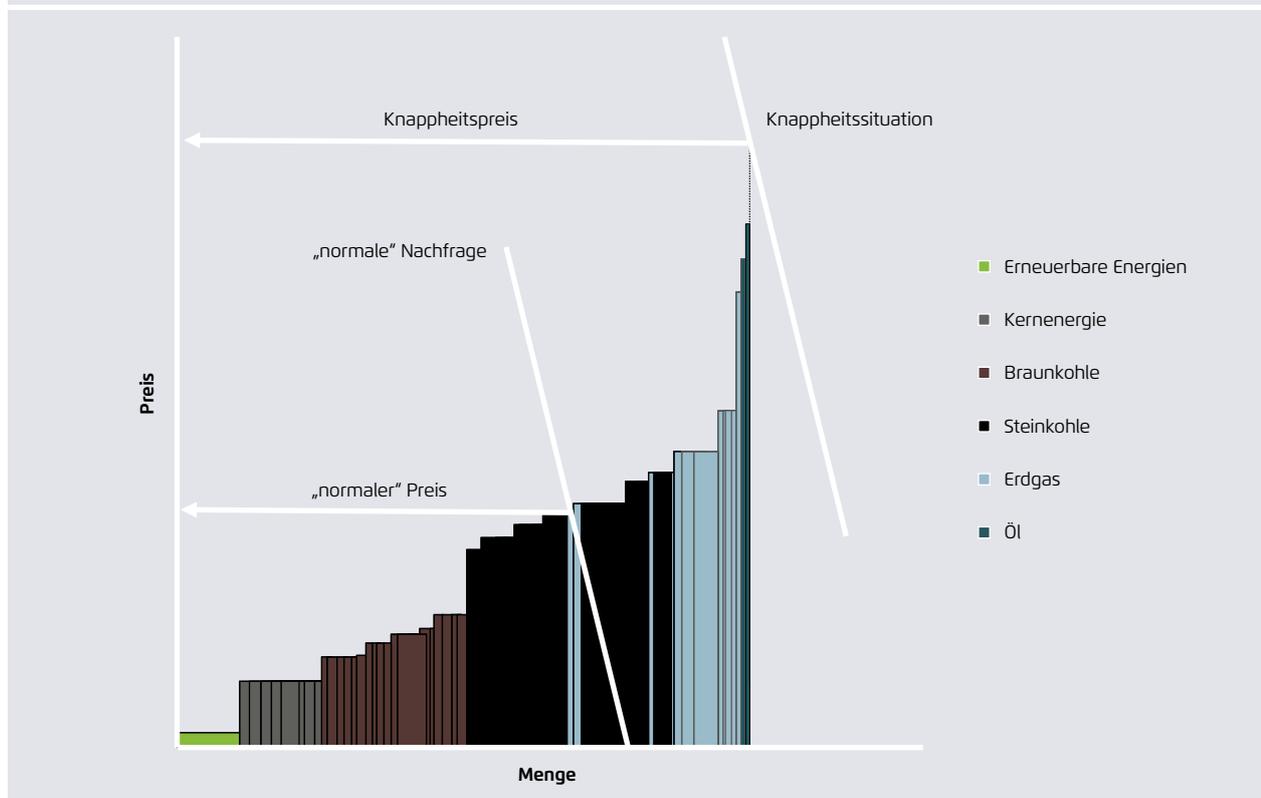
Investitionen in neue Spitzenlastkraftwerke erfolgen in einem Strommengenmarkt typischerweise dann, wenn es vermehrt zu Knappheitspreisen kommt. Diese Knappheitspreise sollen dann die Refinanzierung von Investitionen ermöglichen, die zwar nur an wenigen Stunden im Jahr zum Einsatz kommen, aber in diesen Stunden hohe Margen erwirtschaften. Sie entstehen, wenn die Erzeugung bereits voll ausgeschöpft ist und die Nachfrage über das Angebot hinausgeht. Der sich dann einstellende Preis wird nicht durch die kurzfristigen Stromproduktionskosten des letzten verfügbaren Kraftwerks bestimmt, sondern durch die Kosten für den Verbraucher, wenn er auf den Strombezug verzichtet (Abbildung 3 veranschaulicht eine Strommarktsituation mit Knappheitspreisen). Treten Knappheitspreise gehäuft auf, stellen sie einen Anreiz für den Neubau von Kraftwerken oder für die Investition von nachfrageseitigen Lastverschiebungsmaßnahmen dar.

Das Prinzip der Knappheitspreise basiert auf mehreren Grundvoraussetzungen: Zunächst muss am Strommarkt eine freie Preisbildung möglich sein, es darf also keine regulatorischen Preisobergrenzen geben. Dieses Grundprinzip ist im Strommarktgesetz ausdrücklich verankert. Ebenso muss die Nachfrage am Strommarkt ausreichend

deten Fahrplänen und der tatsächlichen Ein- und Ausspeisesituation im Stromsystem wird durch die Übertragungsnetzbetreiber mit dem Einsatz von Regelenergie ausgeglichen. Die daraus entstehenden Kosten sowie schärfende Anreize werden den „abweichenden“ Bilanzkreisen in Form von Ausgleichsenergiepönalen in Rechnung gestellt.

¹² Bei Abruf der Kapazitätsreserve (siehe weiter unten) steigt der Ausgleichsenergiepreis auf mindestens das Zweifache des technischen Höchstpreises im untertägigen Börsenhandel (*Intraday*-Markt). Aktuell würde dies bei Abruf der Reserve einen Ausgleichsenergiepreis von mindestens 20.000 Euro pro Megawattstunde bedeuten.

Preisbildung in einem Strommengenmarkt in „normalen“ Stunden und in Knappheitssituationen Abbildung 3



eigene Darstellung

flexibel auf Preissignale reagieren, damit auch bei hohen Preisen ein Marktgleichgewicht möglich ist. Hierzu werden im Gesetz einige, aber bei Weitem nicht alle Barrieren beseitigt (siehe Kapitel 6).

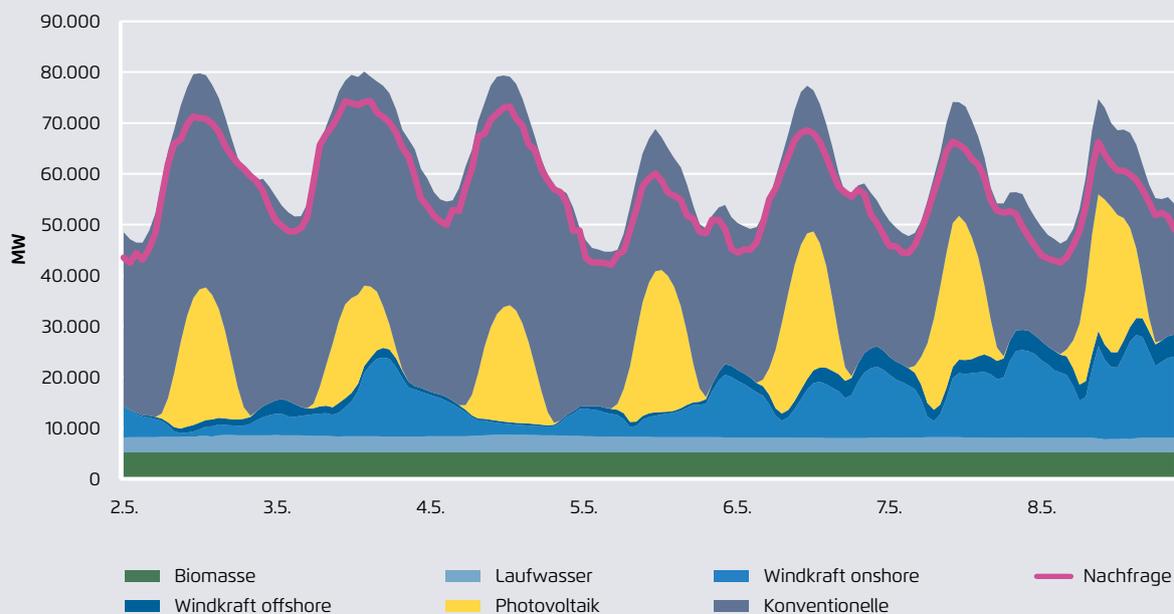
Da Knappheitspreise von einer Vielzahl von Voraussetzungen abhängen (insbesondere muss gleichzeitig die Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerken eingeschränkt sein, die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aufgrund der Wettersituation gering ausfallen und die Stromnachfrage sehr hoch sein, etwa an einem sehr kalten Winterabend), sind darauf basierende Investitionen mit hohen Unsicherheiten und Risiken behaftet. Es kann daher nicht in allen Situationen garantiert werden, dass aus dem Strommengenmarkt heraus ausreichend Kapazitäten generiert werden und es nicht zu Lastabwürfen und (zumindest partiellen) Stromausfällen kommt. In solchen Fällen kommt das zweite Segment der Strommarktgesetzreform zum Tragen, die Reservemärkte (siehe Kapitel 6).

5.2 Eine stärkere Flexibilität des Strommarkts zur besseren Integration von Wind- und Solarenergie

Da fluktuierende Windkraft und Photovoltaik schrittweise zu zentralen Säulen der Stromversorgung Deutschlands werden, wird Flexibilität zum neuen Paradigma des Stromsystems. Der steuerbare Teil der Stromversorgung (regelbare Kraftwerke, flexible Nachfrage, Speicher) wird dabei zu einer Art Spiegel der Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik – bei viel Windenergie- und Photovoltaikeinspeisung muss das restliche System „heruntergefahren“ werden, um in Stunden mit wenig Windenergie und Solarstrom die Einspeisung rasch zu erhöhen beziehungsweise die Nachfrage zu reduzieren (Abbildung 5). Den Strommarktregeln kommt dabei eine entscheidende Rolle zu, es geht also um eine die Flexibilität fördernde Ausgestaltung der Marktregeln.

Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland, 2. bis 8. Mai 2016

Abbildung 4



Eigene Darstellung; Die Flexibilitätsanforderungen des Stromsystems folgen aus der schwankenden Erzeugung von Windkraft und Photovoltaik. Beispielsweise mussten die konventionellen Kraftwerke am Mittwoch, den 4. Mai ihren Anteil an der Stromversorgung zwischen 15 und 21 Uhr von 53 Prozent auf 81 Prozent hochfahren und diesen bis Donnerstag, 5. Mai, 15 Uhr wieder auf 29 Prozent herunterfahren.

Um eine weitere Flexibilisierung des Strommarkts zu ermöglichen, sollen für Lastverlagerung und Erneuerbare Energien Eintrittsbarrieren in den Regelenergiemarkt abgebaut werden. Als einzige konkrete Maßnahme sieht das Strommarktgesetz vor, dass es künftig nicht mehr nur Energieversorgern, sondern auch speziellen Dienstleistern ermöglicht werden soll, Lastverlagerungspotenzial aus einem anderen Bilanzkreis heraus am Regelenergiemarkt zu vermarkten. Weitere Maßnahmen sind nicht vorgesehen.¹³

Zudem wird die Bundesnetzagentur ermächtigt, im Regelleistungsmarkt das Preisbildungsverfahren umzustellen und Teile der Vorhaltekosten von Regelleistung nicht nur über die Netzentgelte, sondern auch über die Ausgleichsenergiepreise abzurechnen. Beides soll dazu beitragen, dass die Preise an den kurzfristigen Strommärkten (*Day-ahead* und *Intraday*) in Knappheitssituationen stärker nach oben ausschlagen.

13 Weitere Eintrittsbarrieren betreffen zum Beispiel die Vorhaltezeiten für diverse Regelleistungsprodukte sowie deren Produktlaufzeiten. Hier existieren aktuell bis zu wöchentliche Vorhaltezeiten und bis zu 48-stündige Produktlaufzeiten. Beides hemmt den Beitrag von neuen Flexibilitätsanbietern und das effiziente Bereitstellen von Flexibilität. Eine Umstellung auf kürzere Produkte (zum Beispiel tägliche Ausschreibung, stündliche Produkte) ist im Gesetz nicht enthalten. Die Bundesnetzagentur hat zum Design der Regelleistungsmärkte ein Konsultationsverfahren gestartet.

6 Wie funktionieren die unterschiedlichen Reserven zur Absicherung des Strommarkts?

Das Strommarktgesetz sieht drei, teilweise verbundene, Reserven vor, die zur Absicherung des Strommarkts dienen sollen: Netzreserve, Kapazitätsreserve und Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft.

Grundsätzlich adressieren Reserven politische Befürchtungen, dass ein weiterentwickelter *Energy-only*-Markt nicht genügend Kapazitäten bilden könnte (siehe Kapitel 5), unabhängig davon, ob diese als begründet angesehen werden oder nicht. Reserven reduzieren jedoch nicht die Risiken für die Marktteilnehmer innerhalb des Strommengenmarktes.¹⁴ Im Fall der Netzreserve steht zusätzlich die Netzengpass-Situation zwischen Nord- und Süddeutschland im Vordergrund, bei der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft der Klimaschutz.

6.1 Kapazitätsreserve

Die Kapazitätsreserve dient der Absicherung des Strommarkts in Knappheitssituationen. Sie kommt auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber nur dann zum Einsatz, wenn es am Strommarkt zu keinem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Ab dem Winterhalbjahr 2018/19 wird eine Reserveleistung von zwei Gigawatt kontrahiert, wobei das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie den Umfang der Reserve alle zwei Jahre überprüft und gegebenenfalls anpasst. Die Kapazitäten werden im Rahmen einer Ausschreibung kontrahiert und auf Basis der Ausschreibungsergebnisse *pay-as-cleared* jährlich vergütet. Die Kosten werden über die Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt, wobei im Fall der Aktivierung diejenigen Stromvertriebe, deren Stromnachfrage nicht durch entsprechende Stromproduktion beziehungsweise entsprechenden Stromeinkauf gedeckt war, durch

¹⁴ Unsicherheiten entstehen für Strommarktteilnehmer zum Beispiel dahingehend, dass sie nicht wissen, ob sich ihr Kraftwerksinvestment lohnt. Das hängt damit zusammen, dass unklar ist, ob es zu ausreichend Knappheitspreisen kommt. Es gibt deshalb in einigen Märkten (zum Beispiel in Großbritannien oder im texanischen *Energy-only*-Markt) Mechanismen, die die Maximalpreise kurz vor Erreichen einer tatsächlichen Knappheit künstlich anheben, um ausreichend Sicherheit für Investments zu gewährleisten. Die Kapazitätsreserve hat darauf keinen Einfluss – sie sorgt lediglich dafür, dass es bei Nicht-Markträumung Ersatzkapazitäten gibt.

hohe Ausgleichsenergiepreise (20.000 Euro pro Megawattstunde) „bestraft“ werden (siehe Kapitel 5). Strom aus Anlagen, die Teil der Kapazitätsreserve sind, darf nicht am Strommarkt vermarktet werden und wenn die Anlagen aus der Kapazitätsreserve ausscheiden, dürfen sie auch nicht in den Strommarkt zurückkehren. Dadurch soll vermieden werden, dass die Kapazitätsreserve indirekt die Preisbildung auf den Strommärkten beeinflusst.

6.2 Netzreserve

Die seit 2012 gesetzlich verankerte Netzreserve dient der Überbrückung von Netzengpässen, die zwischen Nord- und Süddeutschland existieren. Sie hat die Aufgabe, jederzeit den sicheren Netzbetrieb in Süddeutschland zu gewährleisten. Teil der Netzreserve sind Kraftwerke in Süddeutschland oder im angrenzenden Ausland, die ansonsten nicht betriebsbereit oder stillgelegt worden wären. Die Höhe der Netzreserve wird jährlich von der Bundesnetzagentur auf Basis eines Berichts der Übertragungsnetzbetreiber festgelegt, wobei hier die Menge der am Markt verfügbaren Kapazitäten in Süddeutschland und der Stand des Netzausbaus die wesentlichen Parameter bilden. Für den Winter 2016/17 wurde ein Kraftwerksbedarf von 5,4 Gigawatt ermittelt, der bis 2018/19 aufgrund der dann fertiggestellten Stromleitungen (insbesondere der „Thüringer Strombrücke“) wieder auf etwa 1,9 Gigawatt fallen soll. Falls die Netzreserve nicht durch Bestandskraftwerke gedeckt werden kann, können laut Strommarktgesetz auch bis zu zwei Gigawatt in Süddeutschland neu zu errichtende Anlagen Teil der Netzreserve werden. Für Letztere erfolgt erstmals eine Bedarfsermittlung im Januar 2017. Eine mögliche Ausschreibung wäre dann bis April 2017 geöffnet. Die Inbetriebnahme der Kraftwerke müsste von den Betreibern bis zum Winterhalbjahr 2021/22 garantiert werden.

Die Netzreserve wird mit der Kapazitätsreserve verzahnt: Die Anlagen der Netzreserve können auch am Beschaffungsverfahren der Kapazitätsreserve teilnehmen und entsprechend genutzt werden (die Vergütung erfolgt dann ausschließlich im Rahmen der Kapazitätsreserve). Perspektivisch soll die Netzreserve mit der Auflösung innerdeutscher Netzengpässe auslaufen.

6.3 Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft

Im Rahmen des neuen Strommarktgesetzes werden darüber hinaus mehrere alte Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt in eine Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft überführt. Die Überführung erfolgt verteilt über drei Jahre von Oktober 2016 bis Oktober 2019. Die Anlagen verbleiben für vier Jahre in der Reserve, anschließend muss die endgültige Stilllegung erfolgen. Um einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten zu können, müssen die Kraftwerksblöcke auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers gegebenenfalls innerhalb von zehn Tagen (beziehungsweise 240 Stunden) in Betriebsbereitschaft versetzt werden können. Der Einsatz der Sicherheitsbereitschaft soll als Ultima Ratio die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Anlagen erhalten dafür eine Vergütung, die über die Netzentgelte umgelegt wird. Die Kosten der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft werden auf insgesamt 1,6 Milliarden Euro geschätzt. Ob der Einsatzfall jemals eintreten wird, wird von vielen Fachleuten bezweifelt.

7 Welche Klimaschutzeffekte hat die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft?

Die primäre Funktion der im Strommarktgesetz vorgesehenen Reserven ist die Absicherung des Strommengenmarktes. Die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft übernimmt jedoch darüber hinaus eine Klimaschutzfunktion (siehe Kapitel 6).

Hintergrund der Einführung war das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2020 um 40 Prozent unter das Niveau von 1990 zu reduzieren. Auf Basis des Projektionsberichts 2015 ging die Bundesregierung im Herbst 2014 davon aus, dass dieses Klimaschutzziel ohne zusätzliche Maßnahmen um rund sechs bis sieben Prozentpunkte verfehlt werden würde. Aus diesem Grund hat die Bundesregierung im Dezember 2014

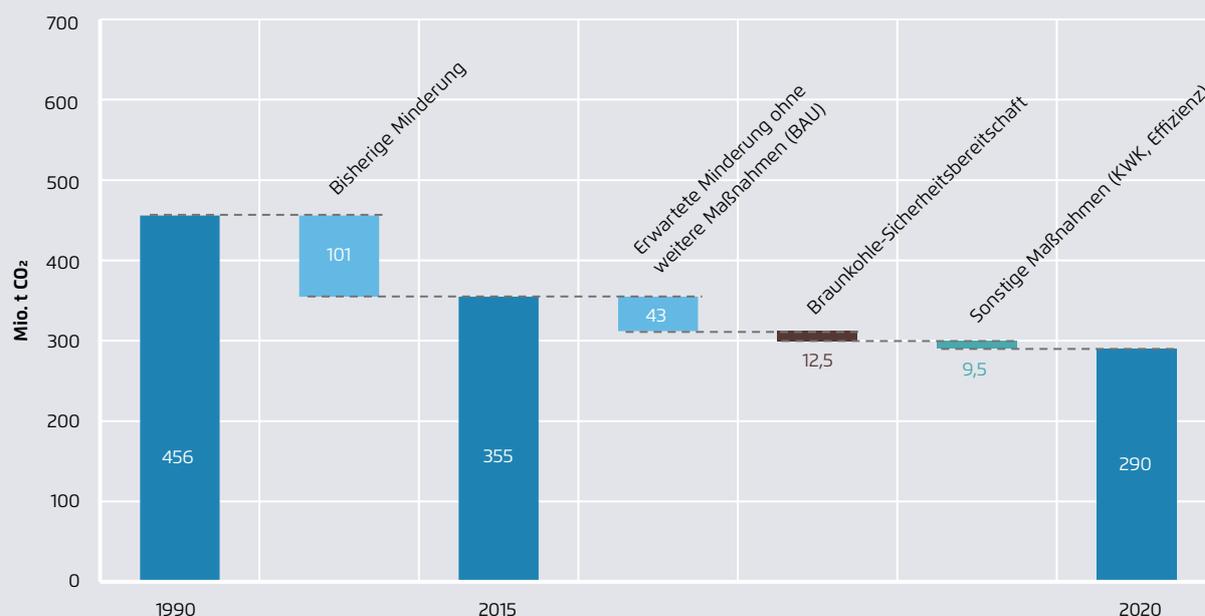
das „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ vorgelegt, das für alle Sektoren zusätzliche Maßnahmen beschreibt, die die prognostizierte Klimaschutzlücke schließen sollen.¹⁵ Der Stromsektor¹⁶ soll demnach im Jahr 2020 gegenüber der erwarteten Referenzentwicklung 22 Millionen Tonnen CO₂ zusätzlich einsparen. Etwas mehr als die Hälfte dieser vereinbarten 22 Millionen Tonnen soll durch die Überführung

¹⁵ BMUB (2014): *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020*.

¹⁶ Der Stromsektor umfasst hier die Emissionen der Stromerzeugung sowie die Emissionen der KWK-Strom- und Wärmeerzeugung.

CO₂-Emissionen des Stromsektors 1990 bis 2020 und Auswirkungen der im Zuge des „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ vereinbarten zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen

Abbildung 5



BMUB (2014), Öko-Institut (2016), eigene Berechnungen

der 2,7 Gigawatt Braunkohleblöcke in die Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft eingespart werden.¹⁷

Sollte sich bis Mitte 2018 abzeichnen, dass die CO₂-Einsparungen der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft voraussichtlich unter den vereinbarten 12,5 Millionen Tonnen liegen werden, sind die Betreiber von Braunkohlekraftwerken verpflichtet, in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bis Ende des Jahres 2018 weitere geeignete Klimaschutzmaßnahmen zur CO₂-Einsparung in der Braunkohlewirtschaft (maximal 1,5 Millionen Tonnen zusätzlich) zu definieren.

Die im Rahmen des „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“ verbleibenden, zusätzlichen Einsparungen des Stromsektors im Umfang von 9,5 Millionen Tonnen sollen insbesondere durch eine stärkere KWK-Förderung sowie durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen erreicht werden.

17 Bei den 12,5 Millionen Tonnen handelt es sich um prognostizierte Nettoeinsparungen. Das bedeutet, dass die erwarteten Zusatzemissionen durch andere fossil betriebene Kraftwerke im Inland bereits gegengerechnet wurden, die die wegfallende Stromerzeugung der in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohleblöcke kompensieren werden.

8 Wo und wann werden Smart Meter Einzug halten?

Mit der Energiewende kommt es zu einer stark steigenden Anzahl von Akteuren, die auf Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzseite miteinander interagieren. So speisen derzeit rund 1,5 Millionen Photovoltaik- und 26.000 Windenergieanlagen den von ihnen erzeugten Strom zum Großteil auf der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene und damit direkt in die Verteilnetze ein. Derzeit gibt es in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber und 880 Verteilnetzbetreiber, die für den sicheren und effizienten Netzbetrieb zuständig sind. Mit der vermehrten Einspeisung aus dezentraler, fluktuierender Erzeugung in die unteren Spannungsebenen kommt es zu bidirektionalen Stromflüssen, wodurch der Netzbetrieb zunehmend komplexer wird. Außerdem wird die Verbrauchsseite aktiver, beispielsweise durch den Einsatz energieeffizienter Geräte oder die Bereitstellung flexibler Lasten, wofür künftig variable Tarife und eine Visualisierung des Stromverbrauchs einen wichtigen Anreiz darstellen sollen. Für die Koordination innerhalb des Energiesystems steigen damit die Anforderungen an Messung, Kommunikation und Steuerung – und damit einhergehend an Netzzustands-, Erzeugungs- und Verbrauchsdaten. Die Umsetzung des dafür notwendigen Smart-Meter-Rollouts ist im **Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende** verankert.

Ein Smart Meter besteht aus einer modernen Messeinrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Netznutzungszeit widerspiegelt („intelligenter Zähler“) und die über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist.¹⁸ Das Smart-Meter-Gateway wiederum ist eine Kommunikationseinheit, die mehrere moderne Messeinrichtungen und weitere technische Einrichtungen (zum Beispiel Erneuerbare-Energien- oder KWK-Erzeugungsanlagen) miteinander verknüpft. Aufgrund der Sensibilität der Daten muss die Einbindung eines Smart Meters in das Kommunikationsnetz unter der Beachtung hoher datentechnischer und datenschutzrechtlicher Anforderungen erfolgen.

Der Umsetzungszeitraum für den Smart-Meter-Rollout ist je nach Erzeugungs- und Verbrauchsklasse (Tabelle 1) im Gesetz differenziert.

Ob für einen **Stromverbraucher** eine Einbaupflicht eines Smart Meters besteht oder nicht, ist von seinem Jahresverbrauch (in Kilowattstunden) abhängig. Grundsätzlich gilt: Die Einbaupflicht besteht ab einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden. Das bedeutet, dass die meisten Privathaushalte *nicht* von einem Pflichteinbau betroffen sind. Zum Vergleich: Der durchschnittliche Verbrauch einer vierköpfigen Familie liegt bei circa 4.200 Kilowattstunden pro Jahr. Bei diesen nicht betroffenen Letztverbrauchern muss bis zum Jahr 2032 lediglich der mechanische Stromzähler durch einen elektrischen, also einen „intelligenten Zähler“ ersetzt werden („Ausstattung mit moderner Messeinrichtung“). Eine Einbaupflicht von intelligenten Zählern besteht zudem bei Neubauten und bei Gebäuden, die erheblich renoviert werden.

Für Endkunden mit einem Verbrauch von unter 6.000 Kilowattstunden besteht allerdings die Möglichkeit einer sogenannten „optionalen Ausstattung“ mit Smart Metern unter der Vorgabe von Preisobergrenzen. Diese Preisobergrenzen sollen sicherstellen, dass die mit dem Einbau eines Smart Meters verbundenen Kosten den zu erwartenden Nutzen nicht übersteigen. Da der zusätzliche Nutzen von Smart Metern bei kleinen Verbrauchsklassen im Endkundenbereich gering ist, sind hier die Preisobergrenzen relativ niedrig angesetzt. So gilt für den Einbau eines Smart Meters bei Verbrauchern mit einem Jahresverbrauch von bis zu 2.000 Kilowattstunden eine Preisobergrenze von 23 Euro brutto pro Jahr, bei Jahresverbräuchen von 2.000 bis 3.000 Kilowattstunden liegt sie bei 30 Euro pro Jahr, bei Verbräuchen von 3.000 bis 4.000 Kilowattstunden bei 40 Euro und bei einem Jahresstromverbrauch von 4.000 bis 6.000 Kilowattstunden bei 60 Euro pro Jahr. Der optionale Einbau ist zum Beispiel möglich bei einer Liegenschaftsmodernisierung, im Rahmen derer der Liegenschaftseigentümer die gesamte Liegenschaft mit Smart Metern modernisiert oder wenn der Messstellenbetreiber ganze Straßenzüge mit Smart Metern ausstattet. Eine Zustimmung der Haushalte ist in diesem Fall nicht nötig. Darüber hinaus können

¹⁸ Im Gesetz werden Smart Meter als „intelligente Messsysteme“ bezeichnet.

Verbraucher die Ausstattung mit Smart Metern freiwillig selbst veranlassen, was beispielsweise bei der Einführung variabler Tarife relevant sein kann. Wenn der Smart-Meter-Einbau auf Wunsch des Verbrauchers selbst geschieht, gelten die Preisobergrenzen nicht.

Stromverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mehr als 6.000, jedoch weniger als 10.000 Kilowattstunden haben ab dem Jahr 2020 acht Jahre Zeit, entsprechend umzurüsten. Für Stromkunden, die mehr als 10.000, jedoch weniger als 100.000 Kilowattstunden im Jahr verbrauchen, besteht eine Umrüstungspflicht innerhalb von acht Jahren ab 2017. Große Stromverbraucher mit über 100.000 Kilowattstunden im Jahr haben eine längere Umsetzungsfrist von 16 Jahren. Dies liegt daran, dass diese Verbrauchsklasse über registrierende Lastgangmessung (RLM) verfügt und bereits mit einer kommunikativen Einrichtung ausgestattet ist, die für Verbrauchsveranschaulichung, variable Tarife und Bilanzkreistreue genutzt werden kann.

Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, mit denen die Netzbetreiber eine Vereinbarung nach § 14 a Energiewirt-

schaftsgesetz geschlossen haben, wonach diese in netzkritischen Situationen abgeschaltet werden können, erfasst die Einbaupflicht für Smart Meter mit sofortiger Wirkung ab 2017. Dies können beispielsweise große industrielle Verbraucher sein.

Einen Sonderfall des intelligenten Messwesens stellt die Elektromobilität dar, weil die Messsysteme für die Erfassung der entnommenen und zurückgespeisten Energie „mobil“ am Kraftfahrzeug selbst installiert sein können. Daher ist die Elektromobilität von den Regelungen innerhalb des Digitalisierungsgesetzes bis Ende 2020 grundsätzlich ausgenommen.

Auf der **Erzeugungsseite** gilt die Einbaupflicht eines intelligenten Messsystems bei Anlagenbetreibern mit einer installierten Leistung über sieben Kilowatt Leistung. Diese Grenze wurde an dem wachsenden Systemnutzenpotenzial mit steigender Anlagengröße orientiert. Ähnlich wie auf der Verbrauchsseite wird auch bei der Erzeugung entlang nutzenorientierter unterschiedlicher Preisobergrenzen differenziert.

Umsetzungszeitraum für Smart-Meter-Rollout nach Verbrauchs- und Erzeugungsklassen

Tabelle 1

	Klasse	Umsetzungszeitraum
Verbrauch	Verbrauch ≤ 6.000 kWh/a	optionale Smart-Meter-Ausstattung innerhalb von Preisobergrenzen; bis 2032 mindestens mit modernen Messeinrichtungen auszustatten
	6.000 kWh/a < Verbrauch ≤ 10.000 kWh/a	ab 2020 Ausstattung innerhalb von 8 Jahren
	10.000 kWh/a < Verbrauch ≤ 100.000 kWh/a	ab 2017 Ausstattung innerhalb von 8 Jahren
	Verbrauch > 100.000 kWh/a	ab 2017 Ausstattung innerhalb von 16 Jahren
	unterbrechbare Verbrauchseinrichtung nach § 14 a EnWG	ab 2017 Ausstattung vor Teilnahme am Flexibilitätsmechanismus nach § 14 a EnWG
Erzeugung	Erzeugungsleistung > 7 kW	ab 2017 Ausstattung innerhalb von 8 Jahren; Ausstattung mit intelligentem Messsystems
	Erzeugungsleistung ≤ 7 kW	optionale Smart-Meter-Ausstattung innerhalb von Preisobergrenzen; bis 2032 mindestens mit modernen Messeinrichtungen auszustatten

eigene Darstellung

9 Was bedeuten die neuen Gesetze für Wirtschaft und Gesellschaft?

9.1 Ist die Versorgungssicherheit gewährleistet?

Ja. Die Versorgungsqualität in Deutschland ist international auf ausgesprochen hohem Niveau, im Jahr 2014 lag die Stromausfallquote für Endkunden im Durchschnitt bei nur 12,2 Minuten. Nach dem Prinzip „Hosenträger plus Gürtel“ hat das neue Strommarktgesetz drei teilweise verbundene Reserven zur Absicherung des Strommarkts eingerichtet: die Netzreserve, die Kapazitätsreserve und schließlich die sogenannte Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft. Alle drei zusammen stellen sicher, dass umfassende Blackouts aller Voraussicht nach nicht eintreten werden. Es ist dabei zweifelhaft, ob die in Sicherheitsbereitschaft gehaltenen alten Braunkohlekraftwerke jemals abgerufen werden – gerade angesichts der vorhandenen Kraftwerksüberkapazitäten sowie zusätzlichen Netz- und Kapazitätsreserven. Sie ist insofern eher als Klimaschutzpolitisch motivierte Stilllegungsprämie für alte Braunkohlekraftwerke denn als Versorgungssicherheitsinstrument zu beurteilen.

9.2 Wie entwickeln sich die Kosten der Erneuerbaren-Finanzierung?

Die durchschnittlichen **Vergütungssätze für Neuanlagen** der Erneuerbaren Energien gehen nach allen Erwartungen, wie in der Vergangenheit auch, aufgrund sinkender Technologiekosten weiter deutlich zurück. Die Ausschreibungen ermöglichen es zudem gegebenenfalls, durch Wettbewerb überhöhte Pachten für Erneuerbare-Energien-Anlagen zu reduzieren. In der Referenzentwicklung des EEG-Rechners von Agora Energiewende¹⁹ wird daher bis 2035 für Onshore-Windkraftanlagen ein Absinken der Vergütungssätze von derzeit etwa 9,0 (Stand: 2015) auf 5,4 Cent pro Kilowattstunde erwartet. Auch im Fall von Offshore-Windkraftanlagen ist mit deutlichen Kostenreduktionen zu rechnen, sodass die durchschnittlichen Vergütungsansprüche von 19,7 (Stand: 2015) auf voraussichtlich etwa 11 Cent pro Kilowattstunde im Referenzszenario im Jahr 2035 absinken. Die durchschnittlichen Vergütungszahlungen für neue Photovoltaikanlagen sinken in der EEG-Rechner-Referenzentwicklung bis 2035 von rund 11,2 (Stand: 2015) auf dann etwa 8,5 Cent pro Kilowattstunde als Durchschnitt über alle Anlagengröße.

¹⁹ Öko-Institut (2016)

Durchschnittliche Vergütungssätze für Neuanlagen (ct2016/kWh) in der Referenzentwicklung

Tabelle 2

	Ø Bestand bis 2014	2015	2025	2035
Windkraft onshore	9,3	9,0	7,4	5,4
Windkraft offshore	18,1	19,7	14,5	11,1
Photovoltaik	31,2	11,2	10,5	8,5
Biomasse	18,0	18,0	16,2	14,7
Geothermie	24,2	25,6	19,9	15,4
Wasserkraft	9,0	11,9	11,4	10,8
Ø Anlagenmix	17,0	15,0	10,8	8,2

Öko-Institut (2016)

Die hier dargestellte Entwicklung der Vergütungssätze stellt hinsichtlich der zu erwartenden Kostensenkungen eine eher konservative Abschätzung dar, weil eine stärkere Absenkung der Vergütungssätze durch den Systemwechsel hin zu Ausschreibungen noch nicht angenommen wurden. Aufgrund der Wettbewerbssituation im Rahmen von Ausschreibungsverfahren sind für einzelne Technologien jedoch stärkere Kostensenkungen wahrscheinlich. Aktuelle Auktionsergebnisse für Wind-Offshore-Anlagen in Dänemark und den Niederlande sowie die ersten Ergebnisse bei den Solarauktionen in Deutschland²⁰ lassen für die nächsten Jahre noch deutlich niedrigere Stromerzeugungskosten erwarten (Abbildung 6).

Trotz der sinkenden Vergütungssätze für Neuanlagen steigen aufgrund des weiteren Zubaus und der zunächst fortbestehenden Zahlungsverpflichtungen für Altanlagen die gesamten **Vergütungskosten** für Erneuerbare Energien bis

Anfang der 2020er Jahre von derzeit rund 27 Milliarden Euro (Stand: 2015) auf dann circa 32 Milliarden Euro pro Jahr an. Anschließend gehen die Förderkosten unter dem Einfluss der sukzessive aus der 20-jährigen Förderung herausfallenden und hoch vergüteten Altanlagen schrittweise zurück und erreichen im Jahr 2035 ein Niveau von noch etwa 20 Milliarden Euro pro Jahr.

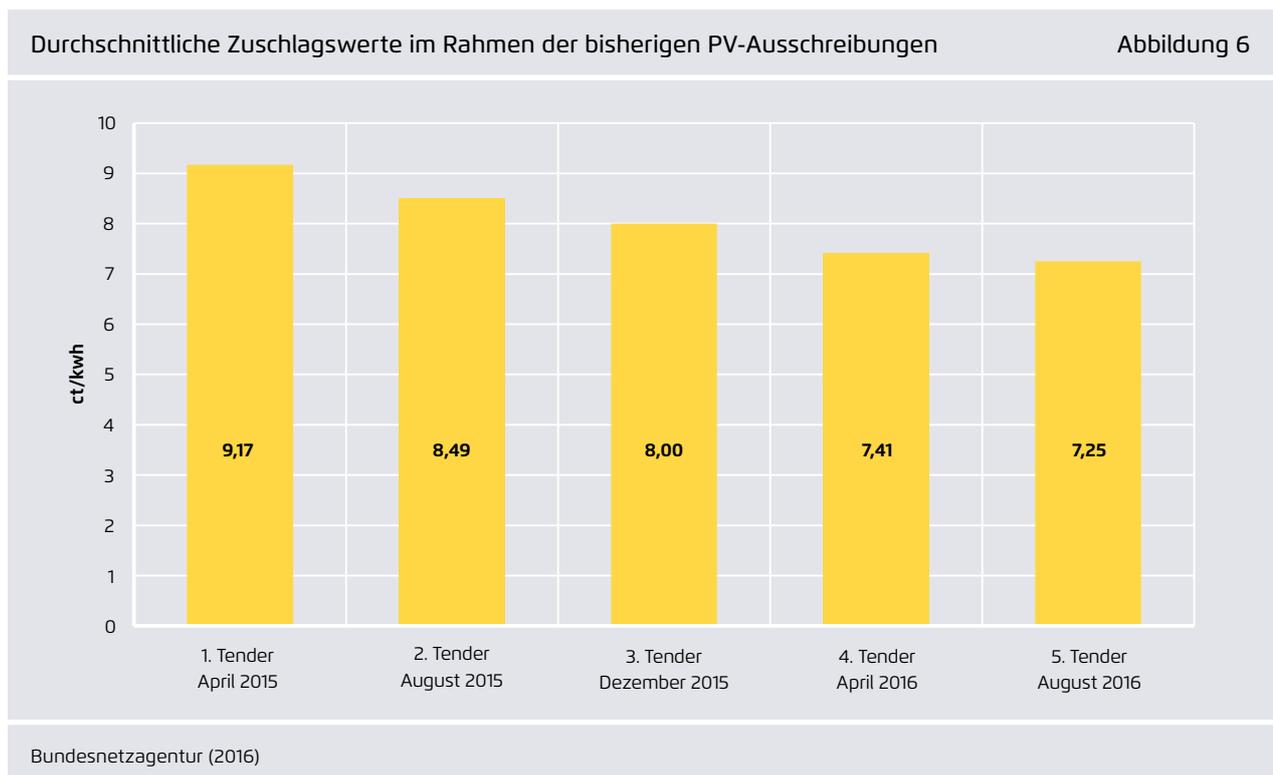
9.3 Wie entwickeln sich Strompreise und EEG-Umlage?

Die **Börsenstrompreise** (*Day-ahead, Base*) liegen derzeit auf einem historisch niedrigen Niveau von rund 27 Euro pro Megawattstunde (Stand: August 2016).²¹ Diese Situation wird sich kurzfristig nicht entscheidend ändern: So liegt der *Phelix Base Year Future* für das Jahr 2019 derzeit mit rund 28 Euro pro Megawattstunde nur unwesentlich höher (Stand: August 2016).²²

²⁰ Bundesnetzagentur (2016): Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von PV-Freiflächenanlagen.

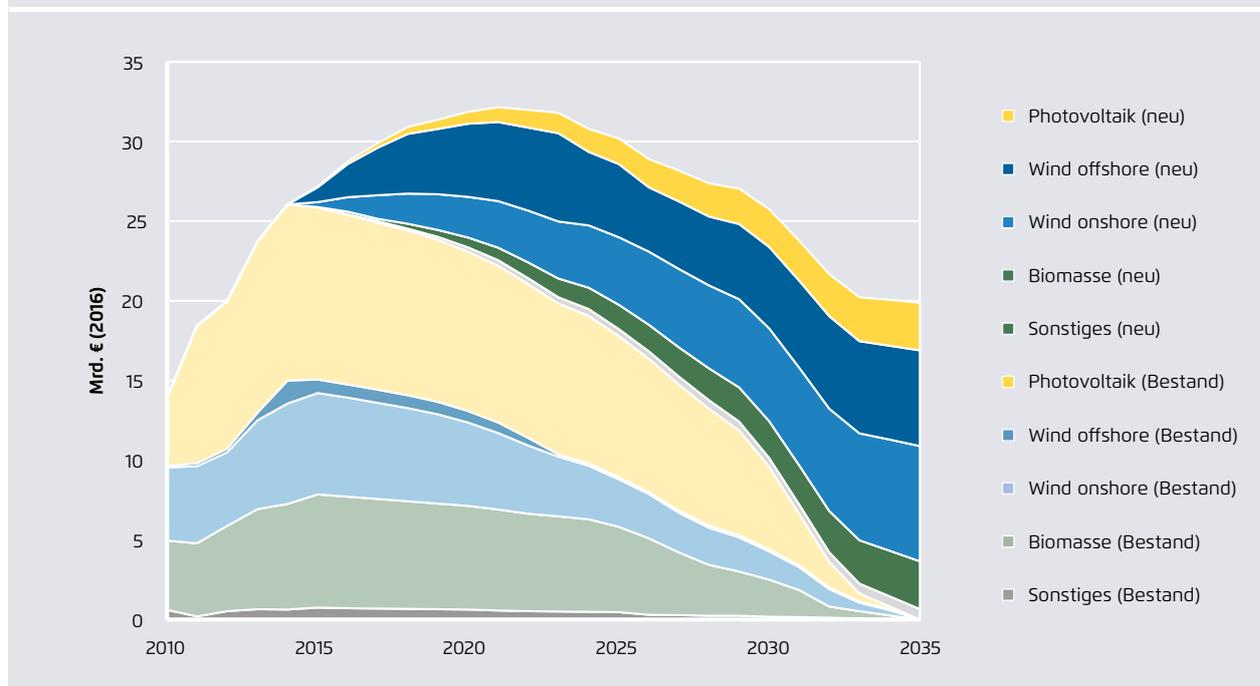
²¹ EPEX Spot (2016): EPEX SPOT power trading results of August 2016.

²² EEX (2016): Phelix Power Futures: Phelix Base Year Future.



Entwicklung der Finanzierungskosten für Erneuerbare Energien 2010 bis 2035

Abbildung 7



Agora Energiewende auf Basis von Öko-Institut (2016); ab 2016: Prognose

Die niedrigen Börsenstrompreise sind die Konsequenz einer Kombination mehrerer Effekte:

- niedrige Commodity-Preise für Steinkohle, Erdgas und CO₂-Zertifikate
- steigende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien
- signifikante Überkapazitäten an konventionellen Erzeugungskapazitäten

Das niedrige Niveau der Börsenstrompreise bringt insbesondere Vorteile für große Stromverbraucher, die ihren Strom direkt von der Strombörse beziehen und gleichzeitig verringerte Abgaben und Umlagen bezahlen (insbesondere weite Teile der energieintensiven Industrie). Betreiber konventioneller Kraftwerke kommen jedoch im Gegenzug zunehmend unter Druck, da sowohl die Auslastung zahlreicher ihrer Anlagen als auch die Erlöse insgesamt sinken.

Mittelfristig ist deshalb von einer Konsolidierung des Erzeugungsangebots auszugehen, da die Überkapazitäten infolge der bestehenden Wettbewerbssituation schrittweise abgebaut werden. Dadurch kommt es im Sinne des

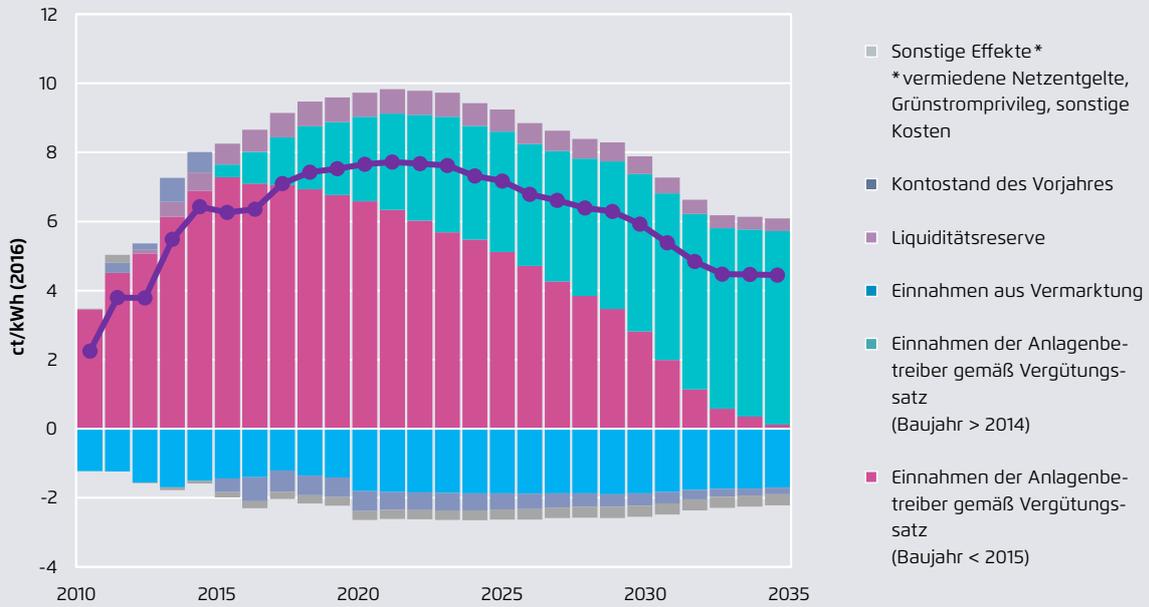
Grundprinzips des neuen Strommarktgesetzes *in einzelnen Stunden* verstärkt zu Knappheitssituationen mit hohen Börsenstrompreisen, die die Erlössituation der im Markt verbleibenden Kraftwerke verbessern. Aufgrund der weiteren Zunahme der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien verharrt der *durchschnittliche* Börsenstrompreis jedoch aller Voraussicht nach auf einem moderaten Niveau. In der Referenzentwicklung des EEG-Rechners von Agora Energiewende wird deshalb angenommen, dass sich der Börsenstrompreis mittelfristig bei etwa 35 Euro pro Megawattstunde stabilisiert.

Über die **EEG-Umlage** werden die Finanzierungskosten für die Erneuerbaren Energien – nach Abzug der aus der Vermarktung am Strommarkt erzielten Erlöse – auf die Stromverbraucher umgelegt.²³ Analog zur Entwicklung der Finanzierungskosten steigt die EEG-Umlage bis Anfang der 2020er-Jahre auf circa 7,7 Cent pro Kilowattstunde an. Infolge der sinkenden Vergütungszahlungen und der aus-

²³ Ebenfalls berücksichtigt werden die Kosten für die Liquiditätsreserve, der EEG-Kontostand sowie sonstige Effekte wie vermiedene Netzentgelte.

Entwicklung der EEG-Umlage und ihrer wichtigsten Einflussfaktoren 2010 bis 2035

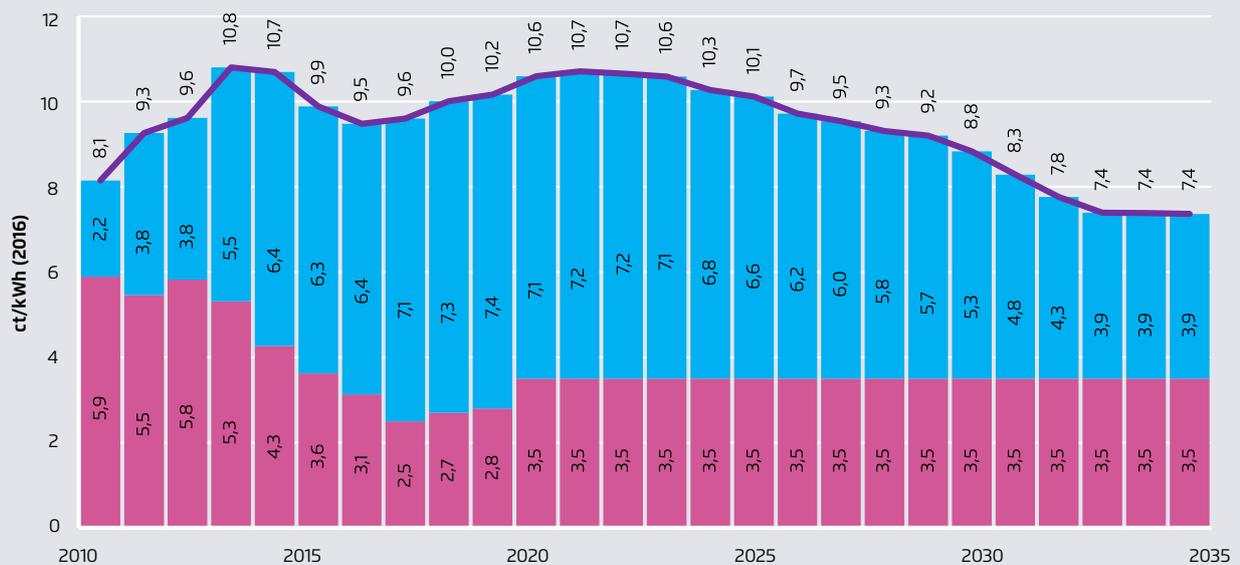
Abbildung 8



Agora Energiewende auf Basis von Öko-Institut (2016); ab 2017: Prognose

Summe aus Börsenstrompreis (Phelix Base Year Future) und EEG-Umlage 2010 bis 2035

Abbildung 9



Agora Energiewende auf Basis von Öko-Institut (2016); ab 2017: Prognose

laufenden Förderung von Altanlagen sinkt die EEG-Umlage langfristig jedoch wieder deutlich ab und erreicht bis 2035 ein Niveau von rund 4,5 Cent pro Kilowattstunde (Abbildung 8).

Entsprechend steigen die Endkundenpreise der nicht privilegierten Stromverbraucher (zum Beispiel der privaten Haushalte) EEG-Umlage-bedingt in den nächsten Jahren noch einmal um rund einen Cent pro Kilowattstunde an und erreichen Anfang der 2020er Jahre ihr Maximum (Abbildung 9). Weil sich **EEG-Umlage und Börsenstrompreis** wie kommunizierende Röhren verhalten – niedrige Börsenstrompreise bedeuten bei gleichem Förderumfang eine höhere EEG-Umlage und umgekehrt –, ist die Strompreisentwicklung für nicht von der EEG-Umlage befreite Verbraucher weitgehend unabhängig davon, wie sich die Börsenstrompreise entwickeln werden.

9.4 Was ändert sich für Wirtschaft und Verbraucher?

Da sich mit dem EEG 2017 weder die Zubauziele der Erneuerbaren Energien noch die Finanzierung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz oder die Ausnahmeregelungen für bestimmte, insbesondere energieintensive Segmente der Wirtschaft ändern, ändert sich für Wirtschaft und Verbraucher wenig. Wichtigste Neuerung für die Verbraucher ist die Einführung von Smart Metern. Verpflichtend ist diese jedoch zunächst nur für eine kleine Minderheit privater Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 Kilowattstunden und auch dies erst ab 2020. Für den Einbau bleiben dann acht Jahre Zeit (Tabelle 1). Noch offen ist, ob manche Messstellenbetreiber von der Optionsregel Gebrauch machen, wonach Smart Meter auch bei Haushalten unter 6.000 Kilowattstunden eingebaut werden können, wenn die Kosten dafür die festgelegten Obergrenzen nicht überschreiten. In manchen Regionen Deutschlands, in denen innovative Stadtwerke durch die Einführung von Smart Metern Chancen für neue Energiedienstleistungsmärkte sehen, könnte dies trotz der relativ niedrigen Kostenobergrenzen der Fall sein.

Offen ist auch, wie stark die neu vorgesehene Regelung zu Mieterstrommodellen aufgegriffen wird. Hierbei wird vieles von der Ausgestaltung der entsprechenden Verordnung durch das Wirtschaftsministerium abhängen, die erst im Laufe des Jahres 2017 in Kraft treten wird.

Schließlich: Von Trassenplanungen im Übertragungsnetz betroffene Bürger können davon ausgehen, dass die neuen Gleichstromnetze die Landschaft nicht mehr so stark verändern werden, da sie in der Regel als Erdkabel unter der Erdoberfläche verlegt werden. Die dadurch notwendig gewordene Neuplanung der Trassen dürfte jedoch den Bau der Gleichstromkabel um mehrere Jahre verzögern.

9.5 Was ändert sich für die Energiewirtschaft?

Für große Teile der Energiewirtschaft haben die Gesetzesnovellen aus unterschiedlichen Gründen erhebliche Rückwirkungen. Insbesondere für Investoren in Windkraft- und Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 Kilowatt (sowie Investoren in und Betreiber von Bioenergieanlagen mit einer Leistung von mehr als 150 Kilowatt) bringt der Systemwechsel weg von staatlich festgelegten Vergütungen hin zu Ausschreibungsverfahren grundsätzliche Änderungen. Investoren und Anlagenprojektierer wissen nicht mehr im Vorhinein, ob oder wann sie mit ihren Projekten zum Zuge kommen. Die neuen Regelungen zum „einstufigen Referenzertragsmodell“ und zum begrenzten Zubau in Netzausbaugebieten beeinflussen auch die Standortwahl. Nach etlichen Jahren mit einem sehr starken Zubau von Windkraftanlagen in Norddeutschland dürfte sich dies in den Jahren ab 2019 deutlich abschwächen. Stattdessen dürften in der Mitte und im Süden Deutschlands mehr Windräder als früher errichtet werden.

Für Teile der traditionellen Energiewirtschaft hat sich mit dem neuen Strommarktgesetz die Hoffnung auf einen Kapazitätsmarkt zerschlagen, in dem Kraftwerke für das Vorhalten von Leistung hätten bezahlt werden können. Stattdessen funktioniert der Strommarkt im Wesentlichen weiter wie bisher, wobei allerdings im neuen Strommarktgesetz verbindlich festgelegt wird, dass hohe Preisausschläge an der Strombörse in Knappheitssituationen nicht nur möglich, sondern auch explizit erwünscht sind. Ob dies ausreicht, um künftig einmal Investitionen in neue Kraftwerke auszulösen, ist unklar. Neu ist auch die Einrichtung einer Kapazitätsreserve in Höhe von vorerst zwei Gigawatt, die ausgeschrieben werden, und die schrittweise Überführung von Braunkohlekraftwerken mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt in eine Sicherheitsbereitschaft, bevor nach vier Jahren die endgültige Stilllegung erfolgt. In beiden Fällen handelt es sich also um einen mengenmäßig begrenzten Eingriff in den Markt.

Insofern erscheint es unausweichlich, dass früher oder später die Marktkonsolidierung einsetzt und ein nicht unerheblicher Teil konventioneller Kraftwerke stillgelegt werden muss, weil sie keine Rendite mehr erwirtschaften. Die daraus resultierenden Knappheitssituationen am Strommarkt bringen in der Folge zusätzliche Einnahmen für am Markt verbleibende Kraftwerke. Die betroffenen Kraftwerksbetreiber befinden sich also in einem strategischen Dilemma, in dem verliert, wer zuerst Kapazitäten stilllegt, weil eben dadurch konkurrierende Kraftwerke wieder „ins Geld“ kommen. Wer zu lange wartet, läuft umgekehrt Gefahr, viel Geld zu verlieren, weil seine Kraftwerke Verluste erwirtschaften. Daher ist derzeit nicht absehbar, wie sich der als notwendig wahrgenommene Konsolidierungsprozess vollziehen wird.

9.6 Welche Auswirkungen haben die neuen Gesetze auf Akteursvielfalt und Struktur des Energiesystems?

Die Energiewende im Stromsektor wurde in den vergangenen Jahren vorrangig von neuen Akteuren vorangetrieben. Insbesondere kam es zu einer grundlegenden Veränderung der Kraftwerksstruktur und einer stark steigenden Anzahl von Akteuren bei der Stromerzeugung. Heute speisen rund 1,5 Millionen Photovoltaik- und 26.000 Windenergieanlagen Strom in das öffentliche Netz ein. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Stromerzeugungsmix der in der Vergangenheit dominierenden Energieversorgungsunternehmen liegt in aller Regel weit zurück hinter dem bundesweiten Durchschnittswert von inzwischen fast einem Drittel. Es ist deshalb wichtig für den Fortgang der Energiewende, dass diejenigen, die in den vergangenen Jahren den Zubau von Erneuerbaren-Kapazitäten vor allem getragen haben, dies auch in Zukunft können, ohne dabei den eingesessenen Unternehmen die Möglichkeit zu nehmen, selbst stärker als bisher in die Energiezukunft zu investieren. Deshalb wird die Diskussion über den Erhalt der neuen Akteursvielfalt mit großem Engagement geführt.

Im EEG 2017 wird dem Rechnung getragen durch den vorgesehenen erleichterten Zugang von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften zu den Ausschreibungsverfahren. Inwieweit die Regelungen ausreichen, um die im neuen EEG erstmals definierten Akteursgruppen im Spiel zu halten, lässt sich erst nach dem Abschluss mehrerer Ausschreibungsrunden beurteilen. Im Rahmen der bisher fünf in den Jahren 2015 und 2016 abgeschlossenen Pilotausschreibungsrunden (Stand: August 2016) für

Photovoltaikfreiflächenanlagen haben vereinzelt auch kleinere Bieter, natürliche Personen, GbRs und Genossenschaften Zuschläge erhalten. Durch die Ausschreibungsgrenze von 750 Kilowatt, unterhalb derer im Rahmen des EEG 2017 weitere Einspeisevergütungen gezahlt werden, sind private Betreiber von Photovoltaikdachanlagen von dem Systemwechsel praktisch nicht betroffen. Die Regelungen zum erleichterten Zugang können Bürgerenergiegenossenschaften im Windsektor helfen, im Spiel zu bleiben.

Die im neuen Strommarktgesetz vorgesehene Möglichkeit, es neben den Energieversorgern auch speziellen Dienstleistern zu ermöglichen, Lastverlagerungspotenzial am Regenergiemarkt zu vermarkten, könnte in diesem Segment neue Geschäftsmodelle eröffnen. Die neuen Dienstleister können auch von dem im Digitalisierungsgesetz vorgesehenen schrittweisen Smart-Meter-Rollout profitieren.

10 Was bedeuten die neuen Gesetze für die Energie- und Klimaziele?

10.1 Werden die Erneuerbare-Energien-Ziele erreicht?

Im EEG 2017 werden die bereits im EEG 2014 festgelegten Ziele zum **Anteil der Erneuerbaren Energien** am Bruttostromverbrauch erneut bekräftigt. 2025 soll der Anteil 40 bis 45 Prozent betragen, 2035 soll er 55 bis 60 Prozent erreichen. In den vergangenen Jahren entwickelten sich die Zubauraten bei Windenergie und Photovoltaik gegenläufig. Windenergie wurde 2014 und 2015 deutlich über dem im EEG 2014 für beide Erzeugungstechnologien angestrebten Zielkorridor von 2.400 bis 2.600 Megawatt pro Jahr zugebaut (zugebaute Bruttoleistung 2014: 4.750 Megawatt, 2015: 3.730 Megawatt), Photovoltaik deutlich darunter (2014: 1.900 Megawatt, 2015: 1.460 Megawatt). Gemeinsam mit den in jüngster Zeit ans Netz gegangenen Wind-Offshore-Anlagen (2014: 529 Megawatt, 2015: 2.282 Megawatt²⁴) ist der Erneuerbare-Energien-Anteil in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Eine ähnliche Entwicklung, wenn auch insgesamt nicht mehr ganz so ausgeprägt, wird auch für die Jahre 2016 bis 2018 erwartet: Im Referenzszenario des EEG-Rechners von Agora Energiewende wird auf Basis der aktuellen Marktentwicklung davon ausgegangen, dass die Windenergie an Land in diesen Jahren um durchschnittlich 3.400 Megawatt pro Jahr, die Windenergie auf See um durchschnittlich rund 950 Megawatt und die Photovoltaik um durchschnittlich 1.600 Megawatt brutto pro Jahr anwachsen wird. In den Jahren ab 2019 können dann die Ausbausahlen gemäß den Auktionsmengen angenommen werden, abzüglich der bezuschlagten, dann jedoch nicht realisierten Projekte, die im EEG-Rechner auf 10 Prozent der ausgeschriebenen Zubaumengen bei Wind Onshore und Photovoltaik geschätzt werden (siehe Kapitel 1).

Ob mit diesen Ausbaumengen die mittelfristigen Erneuerbare-Energien-Ziele von 40 bis 45 Prozent bis 2025 und 55 bis 60 Prozent bis 2035 sowie die Klimaschutzziele erreicht werden, hängt entscheidend von den zukünftigen Fort-

sritten bei der Effizienz und der Sektorintegration und somit der Entwicklung des Stromverbrauchs ab.

- Geht man davon aus, dass sich in Zukunft die Erfolge bei der Steigerung der Energieeffizienz einerseits und die stärkere Sektorintegration durch neue Stromanwendungen in der Elektromobilität und im Wärmesektor andererseits in etwa ausgleichen, bleibt der Stromverbrauch bis 2035 mehr oder weniger konstant auf dem aktuellen Niveau. In diesem Fall ergeben sich Erneuerbare-Energien-Anteile am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 von 44,8 Prozent und im Jahr 2035 von 53,0 Prozent. Das würde für 2025 das Erreichen des oberen Rands des Erneuerbare-Energien-Zielkorridors bedeuten. Der Zielkorridor für das Jahr 2035 würde dadurch jedoch verfehlt (Abbildung 10). Unterstellt man weiterhin im derzeit zu erwartenden Business-as-usual-Fall, dass die beiden sich ausgleichenden Effekte nicht besonders groß sind (nur geringe Effizienzsteigerungen und nur geringe Elektrifizierung jenseits der traditionellen Stromanwendungen), würde ein solches Szenario bedeuten, dass die Klimaschutzziele im Wärme- und Verkehrssektor deutlich verfehlt werden.
- Kommt es dagegen zu einer schnelleren Verbreitung von Elektromobilität und Wärmepumpen, die die Energieeffizienzfortschritte im herkömmlichen Stromverbrauch übertreffen, kann dies den Stromverbrauch bis 2035 gegenüber der Referenzentwicklung deutlich erhöhen.²⁵ Steigt der Stromverbrauch ab dem Jahr 2020 etwa um rund 0,5 Prozent pro Jahr, läge der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch damit im Jahr 2025 bei rund 43,8 Prozent und im Jahr 2035 bei 49,6

²⁵ Ein jährlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs ab 2020 um 0,5 Prozent (2035: 630 Terawattstunden) entspräche in etwa einer business-as-usual Entwicklung der traditionellen Stromverbräuche sowie einem Anstieg neuer Stromverbräuche durch Sektorintegration entsprechend dem Klimaschuttszenario 80 (Fraunhofer ISI/Öko-Institut (2015): Klimaschuttszenario 2050. 2. Endbericht). Ein jährlicher Anstieg des Bruttostromverbrauchs ab 2020 um 1 Prozent pro Jahr (2035: 670 Terawattstunden) entspräche hinsichtlich der traditionellen Stromverbraucher ebenfalls der business-as-usual Entwicklung, hinsichtlich der neuen Stromverbraucher dagegen eher der Entwicklung entlang des Klimaschuttszenario 95.

²⁴ Der Ausbausprung um mehr als das Vierfache zwischen 2014 und 2015 ist vor allem auf Nachholeffekte wegen der zuvor verzögerten Netzanbindung bereits errichteter Anlagen zurückzuführen

Prozent. Steigt der Stromverbrauch ab dem Jahr 2020 sogar um 1 Prozent pro Jahr, läge der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2025 noch bei rund 42,8 Prozent und im Jahr 2035 sogar nur noch bei rund 46 Prozent.

Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass das EEG-Ausbauziel für 2025, das heißt ein Erneuerbare-Energien-Stromanteil von 40 bis 45 Prozent, sicher erreicht wird. Aufgrund der gegenwärtig tendenziell konstanten Entwicklung des Stromverbrauchs ist im Jahr 2025 ein Erneuerbaren-Anteil von gut 45 Prozent zu erwarten. Der im EEG festgelegte 55- bis 60 Prozent-Anteil bis 2035 ist mit den gegenwärtig beschlossenen Ausbaumengen dagegen nicht zu erreichen.

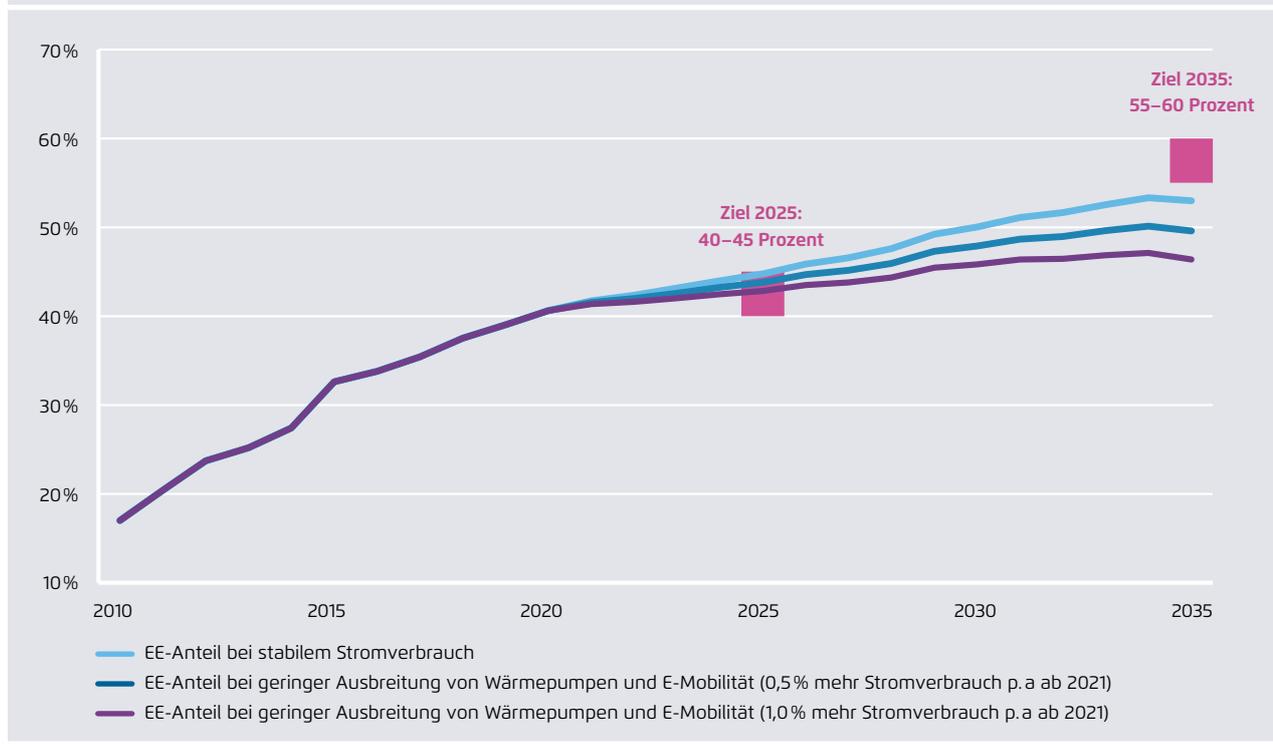
10.2 Werden die Klimaschutzziele erreicht?

Das von Bundesregierung und Bundestag beschlossene Klimaschutzziel für 2020 (mindestens 40 Prozent weniger Treibhausgase als 1990) wird aller Voraussicht nach trotz

der im Jahr 2016 verabschiedeten Gesetzesänderungen verfehlt, wenn nicht noch weitere Maßnahmen ergriffen werden. Denn auch die Summe der Effekte des EEG 2017, der 2,7-Gigawatt-Braunkohlesicherheitsbereitschaft und der jüngst beschlossenen Änderungen im Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) wird bei weitem nicht ausreichen, um die Klimaschuttlücke im Jahr 2020 zu schließen, die die Bundesregierung 2014 auf sechs bis sieben Prozentpunkte schätzte. Um das Klimaschutzziel für 2020 doch noch zu erreichen, müssten in der Energiewirtschaft insgesamt rund 15 Gigawatt weitere Kohlekraftwerke bis 2020 stillgelegt und in den Sektoren Mobilität und Wärme vergleichbar umfassende Maßnahmen ergriffen werden.

Ähnlich stellt sich die Perspektive dar, wenn man die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele in den Blick nimmt: Um die weiteren Ziele, nämlich eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 Prozent bis 2030, um mindestens 70 Prozent bis 2040 und um 80 bis 95 Prozent bis 2050 zu erreichen, sind zusätzliche deutliche Emissionsreduktionen in allen Energiesektoren – Strom, Wärme und Verkehr – unumgänglich. Geht man davon aus, dass

Entwicklung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in verschiedenen Szenarien 2010 bis 2035 Abbildung 10



Öko-Institut (2016), eigene Berechnungen

die Mitte des 2050-Zielkorridors erreicht werden soll (das entspräche minus 87,5 Prozent Treibhausgasreduktion bis 2050), dann würde dies bedeuten, dass Strom, Wärme und Verkehr bis 2050 nahezu vollständig dekarbonisiert sein müssen. Der Grund: Im Sektor Landwirtschaft und bei Industrieprozessen (Chemie, Stahl, Zement) sind die Emissionen noch schwieriger zu reduzieren als in den Energiesektoren, sodass hier „nur“ Treibhausgasemissionsminderungen von etwa minus 60 Prozent bis 2050 zu erwarten sind.

Die nahezu vollständige Dekarbonisierung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor bedeutet, dass diese Sektoren in Zukunft verstärkt zusammengedacht werden müssen. Denn um dieses Ziel zu erreichen, ist neben einer deutlich erhöhten Energieeffizienz in allen Energiesektoren auch eine deutlich stärkere Elektrifizierung auf Basis von Erneuerbaren Energien notwendig: Elektromobilität, Stromwärmepumpen sowie strombasierte Kraft- und Heizstoffe (*Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid*) werden hier voraussichtlich die Schlüsseltechnologien sein.

Die Folge: Um die mittel- und langfristigen Klimaschutzziele über alle Energiesektoren hinweg zu erreichen, ist eine schnelle CO₂-Minderung im Stromsektor unausweichlich. Dies bedeutet – neben der Steigerung der Energieeffizienz – zum einen die zügige Vereinbarung eines Fahrplans für den Kohleausstieg²⁶ sowie zum anderen einen deutlich stärkeren Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Stromsektor.

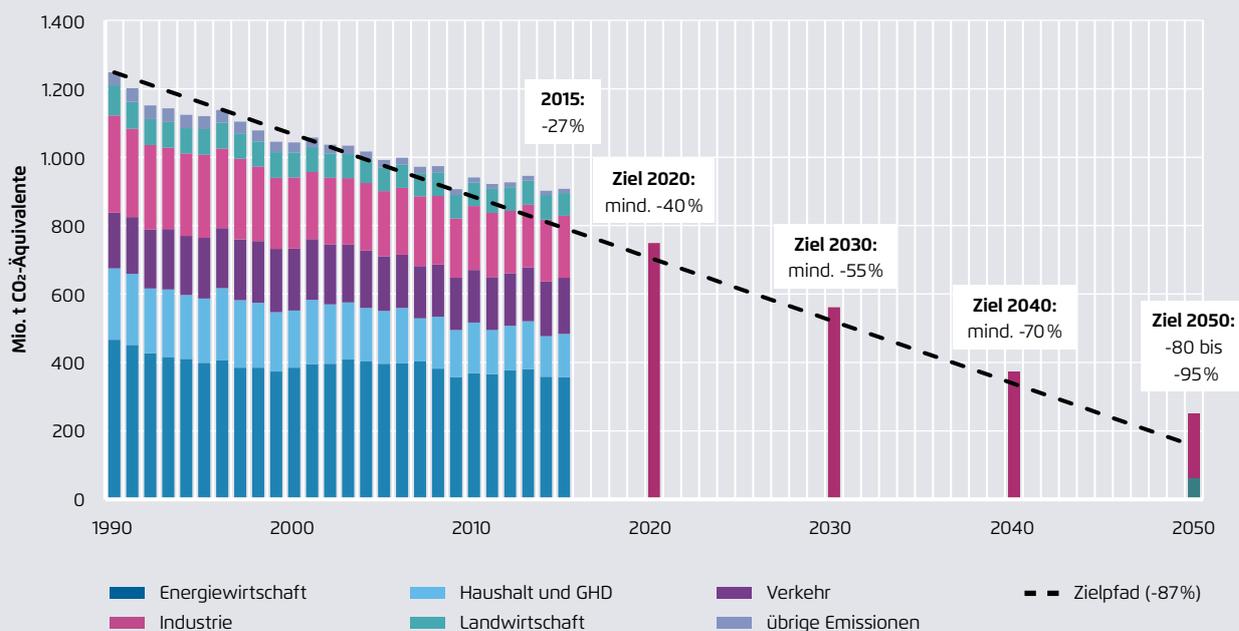
10.3 Wie geht es weiter mit der Energiewende?

Die in diesem Papier erläuterten und im Jahr 2016 abgeschlossenen Gesetzgebungsverfahren beenden im Wesentlichen auch die in der laufenden Legislaturperiode zu erwartenden Veränderungen des Regulierungsrahmens auf dem Feld der Energiewende. Die neuen Regelungen bilden

²⁶ Vgl. das Konzept von Agora Energiewende (2016): 11 Eckpunkte für einen Kohleausstieg.

Treibhausgasemissionen nach Sektor 1990 – 2015 sowie Klimaschutzziele für 2020, 2030, 2040 und 2050

Abbildung 11



Eigene Darstellung

die Rahmen für den nächsten Schritt in der Energiewende, die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien über das aktuelle Niveau von voraussichtlich etwa einem Drittel im Jahr 2016 hinaus.

Doch schon heute ist absehbar, dass für einen erfolgreichen Fortgang der Energiewende in der nach der Bundestagswahl 2017 beginnenden Legislaturperiode erneut gewichtige Richtungsentscheidungen auf der Tagesordnung stehen werden. Denn die 19. Legislaturperiode – 2017 bis 2021 – umfasst den Zeitraum, in den nicht nur das Erreichen oder Nicht-Erreichen des ersten Energiewende-Zielsets für 2020 fällt, sondern auch die Jahre, in denen neben Erneuerbaren-Energien-Finanzierung und Strommarktdesign weitere entscheidende Weichen für 2030 gestellt werden müssen. Zielmarken für 2030 sind laut Energiekonzept eine Treibhausgasminderung um minus 55 Prozent gegenüber 1990 und eine Steigerung des Erneuerbaren-Anteils in der Stromversorgung auf mindestens 50 Prozent. Um diese Ziele zu erreichen, sind unter anderem der Beschluss eines Fahrplans für den Ausstieg aus der Kohleverstromung auf Basis eines Kohlekonsenses, eine Neuordnung des Abgaben- und Umlagensystems, eine grundlegende Reform des EU-Emissionshandels sowie eine bessere Kopplung der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr nötig – um nur einige der anstehenden Herausforderungen zu benennen.

So wie das Integrierte Energie- und Klimakonzept der Bundesregierung von 2007 die Eckpunkte für 2020 definiert hat, so steht insofern in der kommenden Legislaturperiode die Verabschiedung eines Maßnahmenpakets an, um die Weichen zu Erreichung der Energiewendeziele 2030 richtig zu stellen. Mit anderen Worten: Die Energiewende bleibt eine spannende Herausforderung.

Anhang

Wie lässt sich das EEG 2017 einordnen in die Entwicklung der Förderung Erneuerbarer Energien in Deutschland seit 1990?

Der Ausbau Erneuerbarer Energien wird in Deutschland seit den 1990er Jahren über einen Regulierungsrahmen gefördert, der Erzeugern von Strom aus Sonne, Wind, Bioenergie, Wasserkraft oder Geothermie verlässliche Investitionsbedingungen garantiert. An diesem gesetzlichen Rahmen – insbesondere dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – hat die Politik kontinuierlich Anpassungen vorgenommen. Ziel der Gesetzesnovellen war es, Innovationen anzuregen, die technologische Entwicklung, insbesondere erfolgreiche Kostendegressionen zeitnah nachzuvollziehen und die Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien in Netze und Märkte zu verbessern. Die Zielvorgaben über den Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung sind dabei mit jeder EEG-Novelle angehoben worden (Abbildung 10).

Das **EEG 2000** war eine Fortentwicklung des 1990 verabschiedeten Stromeinspeisungsgesetzes und führte die wichtigsten Grundsätze zur Förderung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien ein: die feste Einspeisevergütung für in der Regel 20 Jahre, den Einspeisevorrang, den privilegierten Netzzugang und den Degressionsmechanismus. Das Gesetz enthielt die Zielvorgabe, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2010 mindestens zu verdoppeln und damit auf mindestens 12,5 Prozent zu steigern.

Im **EEG 2004** wurden die Einspeisevergütungen weiter technologiespezifisch differenziert und eine neue Zielvorgabe von mindestens 20 Prozent Erneuerbare Energien am Stromverbrauch bis 2020 festgelegt.

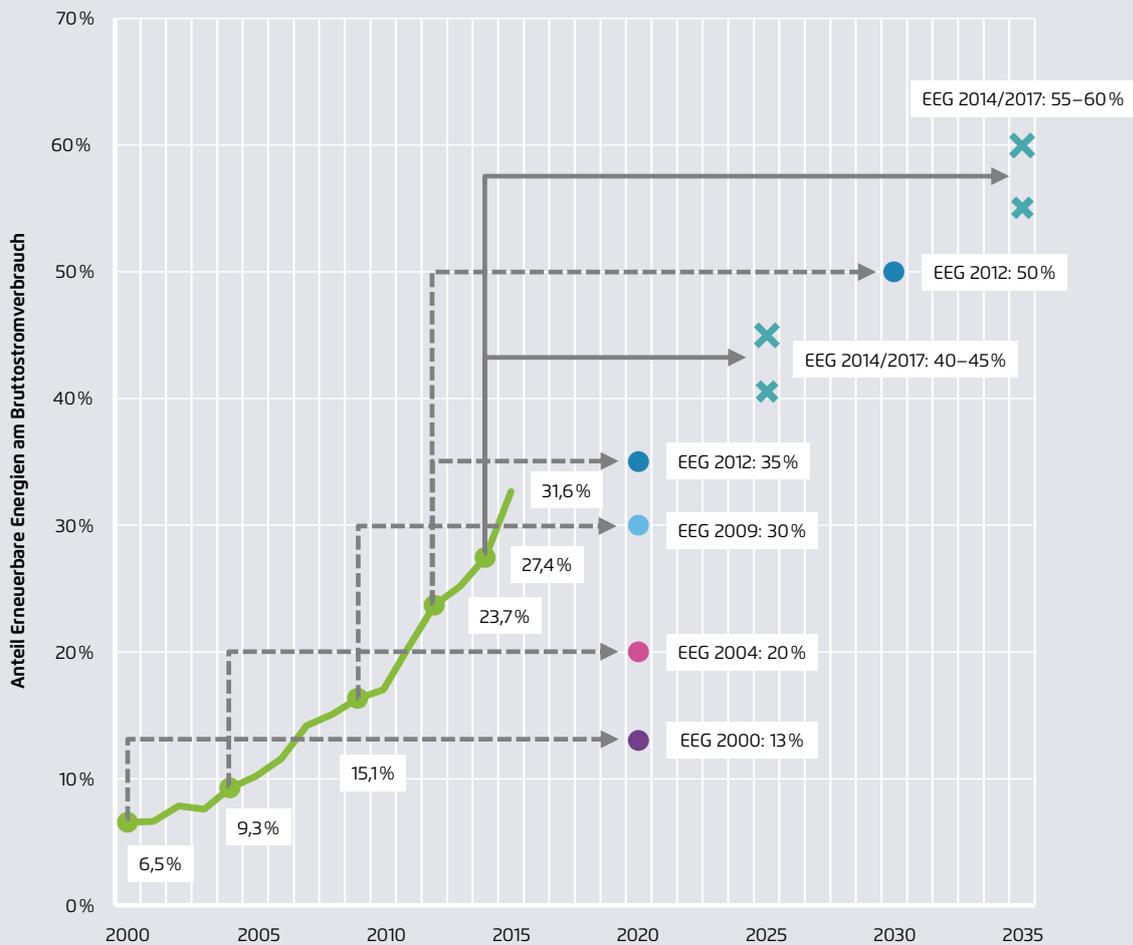
Das **EEG 2009** brachte erste Regelungen zur Einspeisungsbegrenzung, in deren Folge Netzbetreiber nun im Fall von Netzengpässen punktuell Erneuerbare-Energien-Anlagen abregeln konnten, wobei sie die betroffenen Anlagenbetreiber für die entstandenen Verluste zu entschädigen haben. Das Ziel für 2020 wurde angehoben, die neue Vorgabe lautete mindestens 30 Prozent Erneuerbare Energien beim Stromverbrauch bis 2020.

Das EEG 2012 war die erste Novelle des EEG nach dem Beschluss zur Energiewende durch Regierung und Parlament in Deutschland unter dem Eindruck der Nuklearkatastrophe von Fukushima. Das Gesetz bereitete den Weg für die Transformation des Energiesektors in Deutschland hin zu Erneuerbaren Energien, indem es das Ziel für 2020 auf mindestens 35 Prozent Erneuerbare Energien anhebte und darüber hinaus mittel- und langfristige Zielvorgaben festsetzte: mindestens 50 Prozent bis 2030, mindestens 65 Prozent bis 2040 und mindestens 80 Prozent bis 2050. Gleichzeitig wurde mit dem Gesetz ein stärker marktorientierter Vergütungsmechanismus (Marktprämien-Modell) eingeführt, um Erzeuger Erneuerbarer Energie anzuregen, ihren Strom direkt auf dem Markt zu verkaufen. Aufgrund enormer Kostensenkungen bei der Photovoltaik in dieser Zeit wurde zudem eine automatische Anpassung der Einspeisevergütung eingeführt in Abhängigkeit von der Zielerfüllung zum Zubau („atmender Deckel“). Ziel war es, den Zubau bei der Photovoltaik auf 2,5 bis 3,5 Gigawatt pro Jahr zu begrenzen.

Das **EEG 2014** korrigierte die Zielvorgaben leicht, ohne sie in der Substanz zu ändern: Bis 2025 sollen seither 40 bis 45 Prozent des Stromverbrauchs durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden, 55 bis 60 Prozent bis 2035 und mindestens 80 Prozent bis 2050. Darüber hinaus konzentrierte sich der Zubau bei den Erneuerbaren auf die günstigsten Technologien: Onshore-Windenergie und Photovoltaik. Für alle Technologien wurden jährliche Zielvorgaben eingeführt, um den Zubau Erneuerbarer Energien vorhersagbarer zu machen: pro Jahr war es das Ziel 2.500 Megawatt Photovoltaik, 2.500 Megawatt Onshore-Windenergie, 800 Megawatt Offshore-Wind und 100 Megawatt Bioenergie zuzubauen. Außerdem kamen verschiedene Regelungen hinzu, um die Marktintegration neuer EEG-Anlagen zu erleichtern, in Übereinstimmung mit den Leitlinien der EU für staatliche Beihilfen: ein verpflichtender Marktprämien-Mechanismus für alle neuen Großanlagen und die Aussetzung der Einspeiseförderung, wenn der Börsenstrompreis mehr als sechs Stunden in Folge negativ ist. Außerdem wurde eine Pilotphase zur Erprobung des Ausschreibungsverfahrens vereinbart. Demnach sollten zunächst 400 Megawatt an großen Photovoltaik-Freiflächenanlagen pro Jahr ausgeschrieben werden.

Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und Zielvorgaben des EEG 2000, EEG 2004, EEG 2008, EEG 2012, EEG 2014 und EEG 2017

Abbildung 10



StromEinspG 1991

Einführung einer festen EE-Einspeisevergütung

EEG 2000

Ziel: Verdopplung der EE-Kapazität bis 2010; feste Einspeisevergütung mit Degression; Einspeisevorrang; privilegierter Netzzugang
EEG 2004 Ziel: 20% EE bis 2020; Anpassung der Einspeisevergütung

EEG 2009

Ziel: 30% EE bis 2020; Anpassung der Einspeisevergütung, Regelungen zur Einspeisungsbegrenzung

EEG 2012

Ziel: mind. 35% bis 2020, mind. 50% bis 2030, mind. 65% bis 2040, mind. 80% bis 2050; Anpassung der Einspeisevergütung, Einführung eines freiwilligen Marktprämien-Modells

EEG 2014

Ziel: 40-45% bis 2025, 55-60% bis 2035; mind. 80% bis 2050; Einführung eines verpflichtenden Marktprämien-Modells für Großanlagen; Technologie-Ziele für Wind und PV; Pilot-Auktionen für PV

EEG 2017

Ziel: 40-45% bis 2025, 55-60% bis 2035; mind. 80% bis 2050; Einführung von Ausschreibungen für Großanlagen mit Ausnahmen für Bürgerenergie-Projekte;

Eigene Darstellung

Das **EEG 2017** schließlich macht das Ausschreibungsverfahren zum Hauptfinanzierungsinstrument für alle Projekte auf Basis von Photovoltaik, Windenergie (On- und Offshore) und Biomasse. Sie gilt für Leistungsgrößen von mehr als 750 Kilowatt (für Biomasse von mehr als 150 Kilowatt bis 2019 und danach von mehr als 200 Kilowatt bis 2022). Es werden zudem Sonderregelungen eingeführt, um für Bürgerenergieprojekte die Präqualifikation zur Teilnahme an Windenergieausschreibungen zu erleichtern. Bei der Windenergie wird in Regionen mit erheblichen Netzengpässen der jährliche Zuwachs begrenzt, um den Zubau besser auf den Netzausbau abzustimmen. Die im EEG 2014 festgesetzten Zielvorgaben werden bestätigt.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

12 Thesen zur Energiewende

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

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

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 Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

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

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende

Status quo, Perspektiven und Weichenstellungen für einen sich wandelnden Strom- und Wärmemarkt

Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

Herausforderung für die Stromversorgung in System mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors

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

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

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

Negative Strompreise: Ursache und Wirkungen

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

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

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

Publikationen von Agora Energiewende

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

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Stromspeicher für die Energiewende

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

AUF ENGLISCH

12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014 - 2017

Auctions for Renewable Energy in the European Union

Questions Requiring further Clarification

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

Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

Increased Integration of the Nordic and German Electricity Systems

Modelling and Assessment of Economic and Climate Effects of Enhanced Electrical Interconnection and the Additional Deployment of Renewable Energies

Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany

Descriptive Overview, Cross-border Impacts and Challenges

Power Market Operations and System Reliability

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

The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy

Lessons learned and options for improvement

The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits

An Analysis with a Focus on the Pentalateral Energy Forum Region

The Integration Cost of Wind and Solar Power

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

The Power Market Pentagon

A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition

Understanding the Energiewende

FAQ on the ongoing transition of the German power system

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 den Boden 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

Anna-Louisa-Karsch-Straße 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

