



Finanzierung der Erneuerbaren Energien in EU-Strommärkten

IHK Studie, Januar 2016



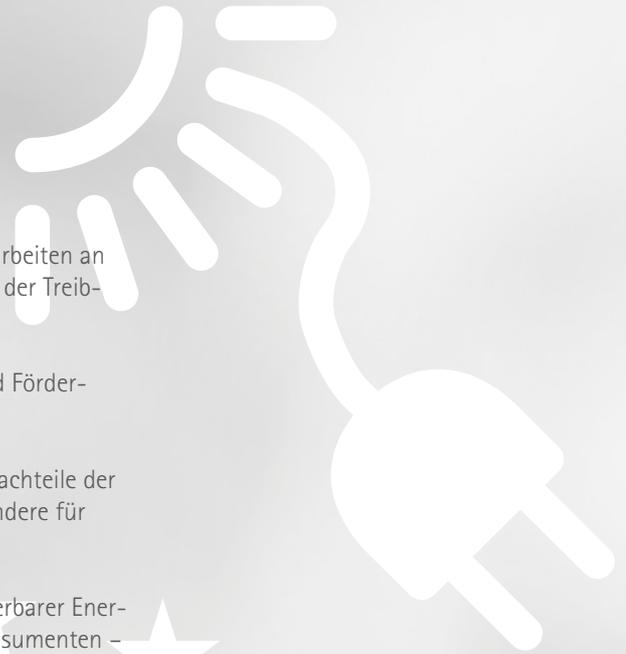
München und
Oberbayern

Inhalt

Auf einen Blick	3
1. Einleitung	4
2. Energiewende in den EU-Mitgliedsstaaten	6
3. Förderinstrumente für erneuerbare Energien in EU-Mitgliedsstaaten	9
3.1. Einspeisevergütungen	10
3.2. Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten	11
3.3. Ausschreibungsmodelle	11
3.4. Sonstige Instrumente und Mischformen	11
3.5. Status quo und historische Entwicklungen weltweit und in der EU	12
4. Finanzierung der Fördersysteme für erneuerbare Energien in EU-Mitgliedsstaaten	16
5. Vergleich ausgewählter Fördersysteme und deren Finanzierung	23
5.1. Das deutsche Fördersystem	25
5.2. Europäische Erfahrungen mit dem Quotenmodell	26
5.3. Weitere Erfahrungen mit Fördersystemen in der EU	29
6. Das Quotenmodell als Alternative in Deutschland?	31
7. Handlungsempfehlungen an die Politik	33
Literaturverzeichnis	37
Impressum	39

Auf einen Blick

1. Die Energiewende ist ein europäisches Projekt. Alle Mitgliedsstaaten arbeiten an der Steigerung ihres Anteils an erneuerbaren Energien, der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der Energieeffizienz.
2. In den Mitgliedsstaaten kommen unterschiedliche Finanzierungs- und Fördersysteme für erneuerbare Energien zum Einsatz.
3. Erfahrungen aus mittlerweile fast einem Jahrzehnt lassen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Fördersysteme zur Finanzierung erkennen, insbesondere für den Strommarkt.
4. Derzeit werden die Kosten der Fördersysteme zur Finanzierung erneuerbarer Energien im Strommarkt in den meisten EU-Mitgliedsstaaten von den Konsumenten – also Unternehmen und Haushalten – getragen. Dies führt insbesondere für die in starkem internationalem Wettbewerb stehende bayerische Wirtschaft zu großen Standortnachteilen.
5. EU-Länder, die ein Quotenmodell zur Förderung der Finanzierung nutzen, sind beim Anteil an erneuerbaren Energien und der Reduktion der CO₂-Emissionen erfolgreich. Hieraus können die EU-Kommission und die anderen europäischen Länder lernen, um zukünftig die Förderung erneuerbarer Energien und die Integration in der EU effizienter zu gestalten.
6. Zu einer weiteren Europäisierung gehört auch, den Ausbau des EU-Binnenmarktes für Strom stärker zu harmonisieren. Die Ausgestaltung eines europäischen Quotenmodells sollte hier das Ziel der unterschiedlichen nationalen Fördersysteme sein.
7. Auch Deutschland sollte die Nutzung eines Quotenmodells als Fördermedium in seine Überlegungen zum Strommarktdesign einbeziehen.
8. **Vorteile des Quotenmodells, von denen bayerische Unternehmen profitieren könnten:**
 - Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien kann gesteuert werden
 - Netzausbau besser planbar
 - Marktkräfte und Wettbewerb können sich maximal entfalten
 - Dies führt zur bevorzugten Wahl von effizienteren Technologien, Standorten und Anlagegrößen.
 - Größtmöglicher Freiraum für Unternehmen bei minimalem bürokratischen Aufwand
 - Reduktion der Gesamtkosten der Energiewende
 - Einbremsen der steigenden Energiepreise



1. Einleitung

Das energiepolitische Zieldreieck „Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit“ ist für die oberbayerische Wirtschaft von entscheidender Bedeutung. Seit einiger Zeit sind insbesondere die Versorgungssicherheit und die Bezahlbarkeit der Energie für viele oberbayerische Betriebe mehr als nur ein Standortfaktor. Wie der Ausbau eines kernenergiefreien und CO₂-armen Energiesystems umgesetzt wird, ist für einige oberbayerische Unternehmen existenzentscheidend geworden. Insbesondere Oberbayerns Industrie steht international in starkem Wettbewerb. Über 53 Prozent der in Bayern produzierten Waren wurden 2014 in europäische Nachbarländer exportiert. Insgesamt konnten bayerische Unternehmen mit Ausfuhren im Wert von 168,9 Milliarden Euro weltweit einen neuen Exportrekord aufstellen. Als Grenzland erfährt ganz Bayern, aber vor allem auch die oberbayerischen Gemeinden, aufgrund der aktuell vierthöchsten Industriestrompreise in der EU, einen großen Wettbewerbsnachteil. Eine der Hauptursachen für hohe Strompreise ist in Deutschland die 2016 auf 6,35 Cent/kWh steigende EEG-Umlage.

Die IHK für München und Oberbayern geht deshalb in dieser Studie der Frage nach, ob Bayern und Deutschland der unangefochtene Leader in Sachen effiziente Energiewende sind? Wie sieht die Energiewende in anderen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union aus? Was können wir von den anderen Mitgliedsstaaten lernen?

Deutschland sieht sich als Vorreiter für den Ausbau eines kernenergiefreien und CO₂-armen Energiesystems. Die deutsche Energiewende steht im Fokus der weltweiten Öffentlichkeit und wird dabei durchaus unterschiedlich bewertet: Die Einschätzungen reichen von einem unkalkulierbaren Wagnis bis hin zu einer Vorbildfunktion. Die Abschaltung der Kernkraftwerke soll durch einen starken Ausbau der regenerativen Energien ausgeglichen werden, deren Marktanteil bis 2020 auf 35 bis 40 Prozent steigen soll. Bis 2030 sollen 50 Prozent und bis 2050 sogar 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien (hiernach mit EE abgekürzt) stammen. Strom aus regenerativen Energiequellen ist aber auch in absehbarer Zukunft nicht zu Marktpreisen produzierbar. Es besteht erheblicher Druck, die Energiewende zu schaffen – für die Politik, aber auch für die Wirtschaft. Den Anteil der erneuerbaren Energien in diesem Maße zu steigern, hat nicht nur erhebliche kostenseitige Auswirkungen und bedingt große Herausforderungen für den Netzausbau und die Netzstabilität, sondern ist ohne drastische Änderungen im Energiebinnenmarkt nicht umsetzbar. Einer der Hauptstreitpunkte der deutschen Energiewende liegt in der Finanzierung. Sowohl die zukünftige Finanzierung der erneuerbaren Energien, als auch die des Rückbaus der Kernkraftwerke ist noch nicht abschließend entschieden. Die Auffassungen, wie dies am besten umzusetzen ist, sind sehr unterschiedlich. Bisher setzt Deutschland auf eine umlagefinanzierte feste Einspeisevergütung für erneuerbare Energien.

Zum 1. August 2014 trat eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) in Kraft, die das EEG auf Druck eines laufenden EEG-Beihilfeprüfverfahrens der EU-Kommission gegen Deutschland reformiert. Demnach sollen ab 2017 die Einspeisevergütung bzw. die staatlich festgelegte Marktprämie für Strom aus EE-Anlagen grundsätzlich durch ein Ausschreibungsmodell abgelöst werden. Derzeit führt die Bundesregierung eine Pilotphase für Photovoltaik-Freiflächenanlagen durch. Ziel der Bundesregierung ist es, den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strommarkt zukünftig kostengünstiger zu gestalten. Im Sommer 2016 soll die EEG-Reform 3.0 abgeschlossen sein und in ein neues Strommarktdesign für die Bundesrepublik einfließen.



Die Energiewende ist allerdings ein europäisches Projekt. Alle Mitgliedsstaaten arbeiten an ihrem Anteil erneuerbarer Energien, der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der Energieeffizienz. In den Mitgliedsstaaten kommen unterschiedliche Finanzierungs- und Fördersysteme zum Einsatz. Derzeit werden in der EU in erster Linie Einspeisevergütungsmodelle (mit Vergütungen in Form von Tarifen oder Prämien) eingesetzt. Von einigen Mitgliedsstaaten werden jedoch auch Quotensysteme mit handelbaren Zertifikaten zur Förderung von Ökostromanlagen angewandt. Ausschreibungsmodelle und Investitionsförderungen kommen momentan nur zur Unterstützung konkreter Projekte bzw. als begleitendes Instrument zum Einsatz. Grundsätzlich weisen alle Förderinstrumente spezifische Vor- und Nachteile auf. Die Wahl des Instruments zur Unterstützung erneuerbarer Energien (EE) war bis dato in der EU den Mitgliedsstaaten überlassen und nicht harmonisiert. Mit den Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien der EU-Kommission (EEAG), die seit 1. Juli 2014 in Kraft sind, werden der staatlichen Förderung von Erneuerbare Energien-Anlagen jedoch Grenzen gesetzt. So ergeben sich für Erneuerbare-Anlagen konkrete Vorschriften, wie z. B. die Nutzung von Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der Förderhöhe anstelle von festen Einspeisevergütungen. Ob und inwiefern andere Mitgliedsstaaten ihre nationalen Systeme, wie Deutschland, den neuen Anforderungen bereits angepasst haben und was die Bundesregierung von anderen EU-Mitgliedsstaaten lernen kann, um den Ausbau erneuerbarer Energien kostengünstiger und effizienter zu gestalten, wird im Folgenden erläutert.

Die Entscheidung für ein bestimmtes Modell wird bisher hauptsächlich durch nationale Interessen bestimmt. Dies beinhaltet meist die Erreichung ökologischer Ziele, Versorgungssicherheit und die Schaffung bzw. den Erhalt von Arbeitsplätzen. Die IHK für München und Oberbayern vergleicht und bewertet deshalb in dieser Studie die gesamtwirtschaftliche Effizienz der unterschiedlichen Mechanismen zur Förderung erneuerbarer Energien. Die Studie dient auch dazu, die Position der bayerischen Wirtschaft „Mehr Wettbewerb und Wirtschaftlichkeit bei erneuerbaren Energien“ mit Daten und wissenschaftlichen Erkenntnissen zu unterstreichen, um der Politik die Bedeutung dieser Forderung deutlich zu machen. Im Detail geht die IHK folgenden Fragestellungen nach:

1. Wie fördern EU-Mitgliedsstaaten ihre Energiewende bzw. wie schaffen sie Anreize, in EE-Anlagen zu investieren?
2. Wie finanzieren die Länder die Förderung von erneuerbaren Energien?
3. Wie sind die Lasten zur Finanzierung der Fördersysteme in jeder Volkswirtschaft verteilt?

Gut zu wissen



Seit 1. Juli 2014 gibt es mit den EU-Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien (EEAG) konkrete Vorschriften für die Mitgliedsstaaten zur Gestaltung der Förderung von erneuerbaren Energieanlagen.

2. Energiewende in den EU-Mitgliedsstaaten

Gut zu wissen



Das EU-Emissionshandelssystem (ETS) wird derzeit reformiert. Im Jahr 2016 soll die Reform abgeschlossen sein. Durch die Einführung u. a. einer Marktstabilitätsreserve soll der aktuelle Überschuss an Zertifikaten ab 2018 geregelt werden.

Alle Mitgliedsstaaten der Europäischen Union arbeiten an der Steigerung ihres Anteils an erneuerbaren Energien, der Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG) und der Verbesserung der Energieeffizienz. Hierbei sind sie zur Einhaltung der Vorgaben und Regularien der EU verpflichtet. Bereits mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls von 1997 hat sich die Europäische Kommission verpflichtet, dafür Sorge zu tragen, dass der Treibhausgasausstoß der Jahre 2008–2012 im Schnitt um 8 Prozent niedriger liegt als im Jahr 1990. Zur Erreichung dieses, für die gesamte EU geltenden, Ziels wurde mit dem sogenannten EU-Burden-Sharing-Agreement von 1998 festgelegt, welche Lasten die einzelnen Mitgliedsstaaten zu schultern haben. Mit dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2020 um 21 Prozent gegenüber 1990 zu verringern, trug Deutschland mit Abstand die höchste Minderungslast: Die Reduktionsverpflichtung Deutschlands machte rund drei Viertel der im Kyoto-Protokoll festgelegten Minderungsleistung aller EU-Staaten aus (EEA 2012:10). Innerhalb Europas versucht die Europäische Union mit dem EU-Emissionsrechtehandel seit 2005 zunächst, das im Kyoto-Protokoll festgelegte Klimaschutzziel zu erreichen. Mittlerweile befindet sich die EU in der dritten Laufzeit (2013–2020) des EU-Emissionshandelssystems (ETS). Alle EU-Mitgliedsstaaten verfolgen die gemeinsam vereinbarten Emissionsminderungsziele (ETS 2014).

Im Oktober 2014 einigten sich die Mitgliedsstaaten im Europäischen Rat auf einen neuen EU-Klima- und Energierahmen bis 2030, mit dem die sogenannten 20-20-20-Ziele fortgeschrieben werden. Die Hauptelemente der Beschlüsse sind ¹:

Abb. 1: Energiepolitische Ziele 2030 in der EU

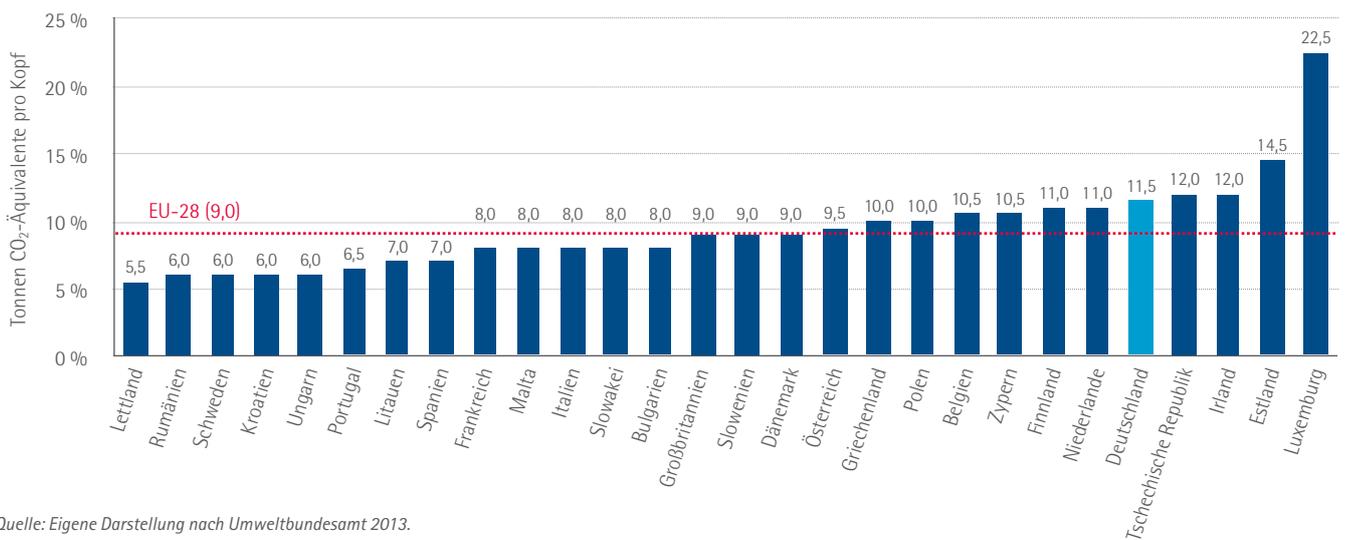


Deutschland liegt bei den Emissionen nicht unter den TOP-Einsparungen der EU, wie Abbildung 2 zeigt (Eurostat, Umweltbundesamt 2014). Insbesondere die spezifischen Treibhausgasemissionen sind in den anderen großen Industrienationen Frankreich, Großbritannien und Italien niedriger als in Deutschland. Insgesamt befindet sich die EU nach neuesten Berechnungen aber auf einem guten Weg, die Emissionseinsparungsziele zu erreichen. Aktuellen Daten zufolge sind die Treibhausgasemissionen der EU-emissionshandelspflichtigen Anlagen alleine im Jahr 2014 um 4,5 Prozent zurückgegangen. 13 Mitgliedsstaaten müssen allerdings zusätzlichen Aufwand betreiben, um ihre Emissionsziele 2020 für die Sektoren außerhalb des ETS zu erreichen.

¹ Das Vergleichsjahr für die Ziele THG-Einsparungen und Anteil erneuerbarer Energien ist 1990. Die Reduktion des Energieverbrauchs wird mit der Referenzprognose aus dem Jahr 2007 verglichen (World Energy Council).



Abb. 2: Treibhausgasemissionen im europäischen Vergleich, Emission pro Kopf 2012



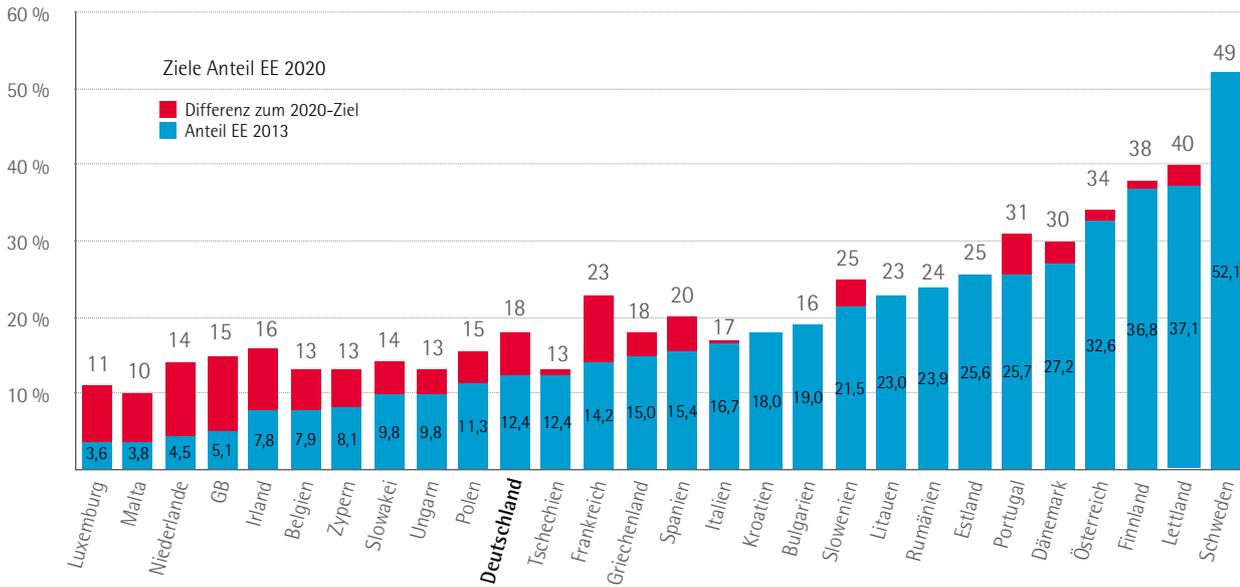
Quelle: Eigene Darstellung nach Umweltbundesamt 2013.

Um die Reduktion an CO₂-Emissionen zu erreichen, setzen die Länder der EU vielfach auf den Einsatz erneuerbarer Energien. Den höchsten Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch verzeichneten im Jahr 2013 Schweden (52,1 Prozent), Lettland (37,1 Prozent), Finnland (36,8 Prozent) und Österreich (32,6 Prozent), wie Abbildung 3 veranschaulicht. Im Jahr 2011 war Estland der erste Mitgliedsstaat, der seinen Zielwert für 2020 erreichte (25 Prozent), und im Jahr 2012 erreichten Bulgarien und Schweden bereits ihre Zielwerte für 2020 (16 bzw. 49 Prozent) (Eurostat). Deutschland hat zwar einen hohen Anteil an erneuerbaren Energiequellen bei der Stromerzeugung (27,8 Prozent 2014), beim Bruttoendenergieverbrauch, auf den sich das EU-Ziel bezieht, liegt es mit 12 Prozent aber unter dem EU-Durchschnitt (Eurostat).

Interessant

Aktuell ist Bayern mit einer Anteil von 18,8 Prozent (2014) erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch Vorreiter im EU-Ranking.

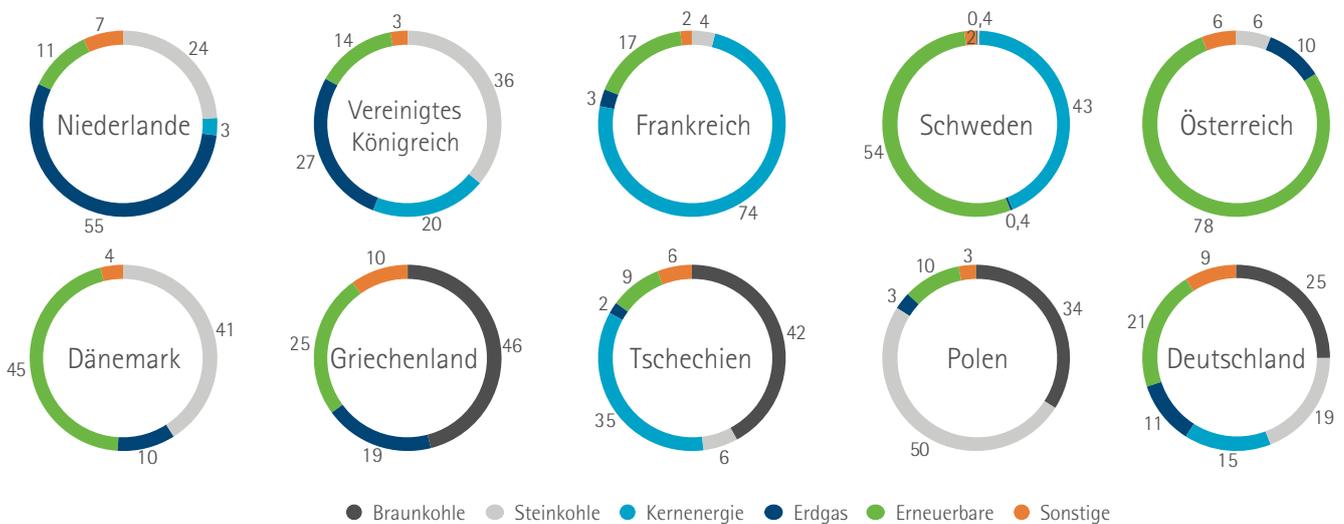
Abb. 3: Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in der EU 2013 und 2020-Ziel



Quelle: Eigene Darstellung nach Eurostat 2015, Angaben in %.

Grund für den niedrigeren EE-Anteil am Endenergieverbrauch in Deutschland, ist der geringe Anteil an erneuerbaren Energien im Wärmebereich und im Verkehr. In anderen Mitgliedsstaaten wird der Förderung der erneuerbaren Energien im Wärme-/Kältesektor eine größere Bedeutung beigemessen. Allerdings wird hier in den meisten Fällen nicht auf die Finanzierung durch den Stromkonsumenten, sondern auf die Finanzierung durch den allgemeinen Haushalt, also Steuergelder, zurückgegriffen (RES LEGAL 2014). Im Folgenden wird die Finanzierung der Energiewende unter Einsatz erneuerbarer Energien für die Gewinnung von Strom betrachtet.

Abb. 4: Stromerzeugungsmix in zehn ausgewählten EU-Staaten 2013



Quelle: Eigene Darstellung nach Eurostat 2015, Angaben in %.

3. Förderinstrumente für erneuerbare Energien in EU-Mitgliedsstaaten

Förderinstrumente für Strom aus erneuerbaren Energien lassen sich nach verschiedenen Kriterien einteilen. Tabelle 1 liefert einen Überblick über die gängigsten Instrumente, wobei hinsichtlich der Steuergröße (preis- und mengenbasierte Instrumente) zwischen direkten und indirekten, investitions- und erzeugungsbasierten sowie regulativen und freiwilligen Instrumenten unterschieden wird (Ragwitz et al. 2006 und Morthorst et al. 2005).

Tab. 1: Klassifizierung von Förderinstrumenten für Strom aus EE

		DIREKT		INDIREKT
		PREISBASIERT	MENGENBASIERT	
REGULATIVE INSTRUMENTE	INVESTITIONSBASIERT	Investitionszuschüsse	Ausschreibungsmodelle	Umweltsteuern
		Investitionsbasierte Steuervergünstigungen		
	ERZEUGUNGSBASIERT	Einspeisetarife	Ausschreibungsmodelle	
		Prämiensysteme		
	Erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen	Quotenregelung mit handelbaren Zertifikaten		
FREIWILLIGE INSTRUMENTE	INVESTITIONSBASIERT	Teilhaberprogramme		
		Beitragsprogramme		
	ERZEUGUNGSBASIERT	Grüne Tarife		

Quelle: Eigene Darstellung nach Ragwitz et al. 2006 und Morthorst et al. 2005.

Die EU-Mitgliedsstaaten nutzen unterschiedliche Unterstützungssysteme. Hierbei kann grundsätzlich zwischen drei Hauptformen unterschieden werden: dem Einspeisevergütungssystem (Tarife und Prämien), dem Ausschreibungsmodell und dem Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten. Des Weiteren werden einige Abwandlungen und Unterformen dieser drei Systeme, wie z. B. das Einspeisevergütungssystem mit festen Prämien, genutzt. Im Folgenden werden die Grundformen der am häufigsten eingesetzten Instrumente kurz beschrieben.

3.1 Einspeisevergütungen

Eine Einspeisevergütung ist eine staatlich festgelegte Vergütung von Strom, die dazu dient, bestimmte Arten der Stromerzeugung zu fördern. In der Regel handelt es sich dabei um erneuerbare Energien. Bei Förderung mittels Einspeisetarifen wird den Anlagenbetreibern die Abnahme des erzeugten Stroms zu einem fixen, von der Entwicklung des Marktpreises unabhängigen, Erlös pro eingespeiste Energiemenge für einen längeren Zeitraum garantiert. Dadurch werden die Einkünfte, die durch den Betrieb einer EE-Anlage entstehen, weitgehend berechenbar und das Risiko für Anlagenbetreiber und Investoren minimiert. Die Vergütungssätze (Einspeisetarife) hängen in der Regel von der eingesetzten Technologie sowie anderen Kosteneinflussparametern wie z. B. der Anlagengröße ab (Kalt et al. 2013: 2). Bei der Einspeisevergütung handelt es sich um ein Mindestpreissystem, das es ermöglicht, auch Erzeugungsformen in den Markt zu integrieren, die nicht in der Lage sind, alleine über ihren Marktpreis mit anderen Erzeugungsformen zu konkurrieren. So kann ein breites Portfolio an Technologien in den Markt eingeführt werden. Normalerweise sind Einspeisevergütungen degressiv gestaltet. Die Vergütung wird dabei regelmäßig, z. B. jährlich, um einen bestimmten Prozentsatz abgesenkt. Dadurch wird ein Kostendruck im Sinne einer Anreizregulierung erzeugt, sodass die Anbieter von geförderten Anlagen im Laufe der Zeit effizienter und kostengünstiger produzieren müssen. Investoren erhalten so gleichzeitig Planungssicherheit. Das langfristige Ziel des Einspeisevergütungsmodells ist, dass die neuen Technologien auch ohne Hilfen am Markt bestehen können (Canzler et al. 2013: 69).

Auf einen Blick



In der EU werden hauptsächlich drei Förderinstrumente für erneuerbare Energien genutzt. Die Einspeisevergütung ist staatlich festgelegt und von der Entwicklung des Marktpreises unabhängig. Bei einem Quotenmodell wird die Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien als Anteil am Gesamtstromverbrauch festgesetzt. Stromversorger, Stromhändler oder andere Akteure können entweder durch eigene Stromerzeugung oder durch den Erwerb von Zertifikaten von anderen Anlagenbetreibern die festgesetzte Quote erreichen. In Ausschreibungsmodellen werden die Mengen von EE-Kapazitäten, die zugebaut werden sollen, festgelegt und über Auktionen versteigert.

Das Einspeisevergütungsmodell ist ein temporäres Medium zur Einführung von EE, das jedoch langfristig durch andere Systeme, die sowohl die Markt- als auch die Systemintegration erneuerbarer Stromerzeugung vorantreiben, ersetzt werden muss. Systemische Nachteile von Einspeisetarifen bestehen darin, dass die geförderten Anlagen vom wettbewerblichen Strommarkt abgeschottet bleiben. Infolge stark gestiegener Förderkosten in Deutschland sind diese Aspekte sowie die technischen Herausforderungen in einem Stromsystem mit wachsendem Anteil volatiler Erzeuger zunehmend Gegenstand wissenschaftlicher und öffentlicher Diskurse geworden.

Im Jahr 2014 waren in 17 von 28 EU-Mitgliedsländern Einspeisevergütungen für erneuerbare Energien eingeführt, während andere Fördermodelle für EE, wie eine Quotenregelung oder das Ausschreibungsmodell, deutlich weniger verbreitet sind (RES LEGAL 2013).

Ein bekanntes Beispiel für eine auf die Einspeisevergütung setzende Regelung ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland. Dieses Gesetz diente weltweit als Vorbild für den Ausbau der alternativen Stromerzeugung. Das Modell der Einspeisevergütung wurde in seiner Grundstruktur bis Anfang 2014 weltweit in knapp 70 Ländern übernommen, während das Ausschreibungsmodell in 55 Staaten und das Quotenmodell in knapp 30 Ländern genutzt wird (REN 21: 77). Damit ist die Einspeisevergütung der am weitesten verbreitete Mechanismus zur Förderung alternativer Energieerzeugung. Im Stromsektor wurde die Einspeisevergütung in den letzten Jahren in vielen Ländern zu einem Prämienzahlungsmodell (Feed-in-Premium) ausgebaut.

Bei Prämien systemen (Einspeiseprämien) wird Strom aus EE-Anlagen regulär vermarktet. Zusätzlich zum so erwirtschafteten Preis erhält der Anlagenbetreiber jedoch eine festgelegte Prämie. Dadurch werden die geförderten Anlagen stärker in das Marktgeschehen integriert als bei Einspeisetarifsystemen, und es besteht ein Anreiz für nachfrageorientierte Erzeugung (Fischer et al. 2012). Mehrere Mitgliedsstaaten der EU, darunter Dänemark, haben ihr Fördersystem kürzlich auf Einspeiseprämien umgestellt.

3.2 Quotenmodell mit handelbaren Zertifikaten

Bei einem Quotenmodell wird die Menge des EE-Stroms als Anteil am Gesamtstromverbrauch festgesetzt. Stromversorger, Stromhändler oder andere Akteure werden verpflichtet, in ihrem Strommix einen gewissen, vom Gesetzgeber bzw. Regulator festgelegten, Mindestanteil an erneuerbaren Energiequellen vorzuweisen. Die Quote kann entweder durch eigene Stromerzeugung oder durch den Erwerb von Zertifikaten (Grüne Zertifikate) von anderen Anlagenbetreibern erreicht werden (z. B. ein Zertifikat pro eingespeister MWh Grünstrom) (Kalt et al. 2013: 3). Diese grünen Zertifikate sind auf einem separaten Zertifikatmarkt oder auch bilateral unter den Marktakteuren handelbar. Der Erlös der EE-Anlagenbetreiber setzt sich aus dem Strompreis und dem Zertifikatspreis zusammen (BWE-Positionspapier 2012: 14). Bei Nichterfüllung der Quote wird eine Ausgleichszahlung fällig. Mit diesem Förderinstrument kann ein Markt für handelbare Zertifikate geschaffen werden, der aufgrund der Wirkung von Marktmechanismen zu einer kostenminimalen Umsetzung des Anteils von EE führt.

3.3 Ausschreibungsmodelle

Bei Ausschreibungen wird zwischen investitions- und erzeugungsbasierten Verfahren unterschieden. Dabei werden die Mengen von EE-Kapazitäten, die jährlich zugebaut werden sollen, festgelegt und über Auktionen versteigert. Eine bestimmte Erzeugungsmenge bzw. -kapazität wird hierfür ausgeschrieben. In einem Bieterprozess werden die günstigsten Anbieter ermittelt, die dann eine erzeugungsorientierte Vergütung bzw. Investitionszuschüsse erhalten. Es konkurrieren so potenzielle Erzeuger um einen Vertrag zur Deckung eines ausgeschriebenen Kontingents (Kalt et al. 2013: 3). Hier werden Einspeisetarife nicht mehr öffentlich festgelegt, sondern sie ergeben sich endogen durch das Angebotsverhalten potenzieller Stromerzeuger (Haucap et al. 2012: 55). Der Gesetzgeber kann damit eine jährliche Zubaukapazität festlegen und die Zubaumenge steuern, in dem sich die Preise endogen ergeben.

Dieses Modell will die Bundesregierung ab 2017 in Deutschland als neues Fördersystem einsetzen und somit die administrativ festgelegten Fördersätze im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzen. So sieht die EEG-Novelle 2014 vor, dass spätestens ab 2017 die EEG-Fördersätze wettbewerblich über technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt werden. Sie folgt damit den 2014 in Kraft getretenen neuen Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien der Europäischen Kommission, die festlegen, dass ab 2017 jegliche EE-Förderung in Europa ab einer gewissen Projektgröße nicht mehr durch Einspeisevergütung erfolgen soll. Das bedeutet, dass ab 2017 in Deutschland nur noch die Marktteilnehmer EE-Anlagen errichten dürfen, die per Ausschreibung den Zuschlag erhalten. Gleichzeitig gibt es aber keine Realisierungsgarantie. Ausnahmen sind zulässig, wenn nachgewiesen wird, dass zu wenige Wettbewerber existieren, dass ein Ausschreibungsverfahren zu höheren Fördersätzen führt oder es zu weniger Projektrealisierungen kommt. Einige Länder der EU verwenden bereits Ausschreibungsmodelle. Die Bundesregierung führt derzeit eine Pilotphase für Photovoltaik-Freiflächenanlagen durch, um erste Erfahrungen mit dem Ausschreibungsmodell zu sammeln.

3.4 Sonstige Instrumente und Mischformen

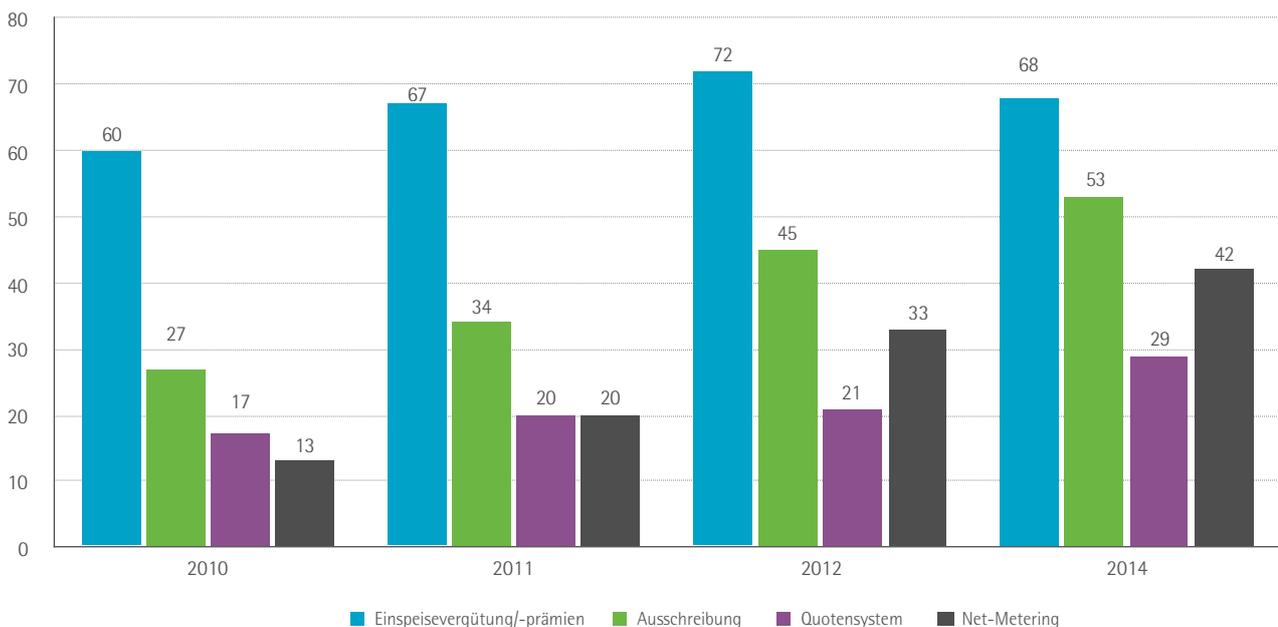
Investitionsförderungen, Steuererleichterungen und -befreiungen werden üblicherweise nicht als Hauptinstrument, sondern zusätzlich zu den vorher genannten Fördersystemen eingesetzt. Daneben sind Mischformen von Förderinstrumenten möglich, beispielsweise Einspeisetarife in Kombination mit Ausschreibungsmodellen oder Quotenmodelle in Kombination mit Einspeisetarifen für bestimmte Anlagentypen (Kalt et al. 2013: 3). Net-Metering, wie es z. B. in den Niederlanden, Griechenland und Zypern eingesetzt wird, ist ein Modell zur Vergütung von Strom aus (meist) kleinen

Photovoltaikanlagen oder Kleinwindanlagen. Dabei wird der erzeugte Solarstrom über einen Doppeltarifzähler in das Stromnetz eingespeist und mit dem Strombezug gegenverrechnet. Wird mehr Solarstrom erzeugt als im Haushalt verbraucht wird, kann der Überschuss in die nächste Abrechnungsperiode übertragen werden. Net-Metering wurde neben den in Tabelle 2 aufgeführten EU-Mitgliedsstaaten auch in USA, Australien und Brasilien eingeführt.

3.5 Status quo und historische Entwicklungen weltweit und in der EU

Insgesamt werden erneuerbare Energien in 138 Ländern gefördert (REN 21: 14). Die nachfolgende Grafik zeigt die weltweite Entwicklung der Einführung von Fördersystemen für EE im Strommarkt. Zwischen 2010 und 2012 ist ein Anstieg der Einspeisevergütung zu beobachten, der im Jahr 2014 wieder abgeflacht ist. Dabei stieg die Nutzung von Ausschreibungsmodellen zwischen 2010 und 2014 kontinuierlich. Auch der Einsatz von Quotenmodellen nahm zu, wengleich in geringerem Ausmaß.

Abb. 5: Weltweite Entwicklung der eingesetzten Fördersysteme 2010–2014

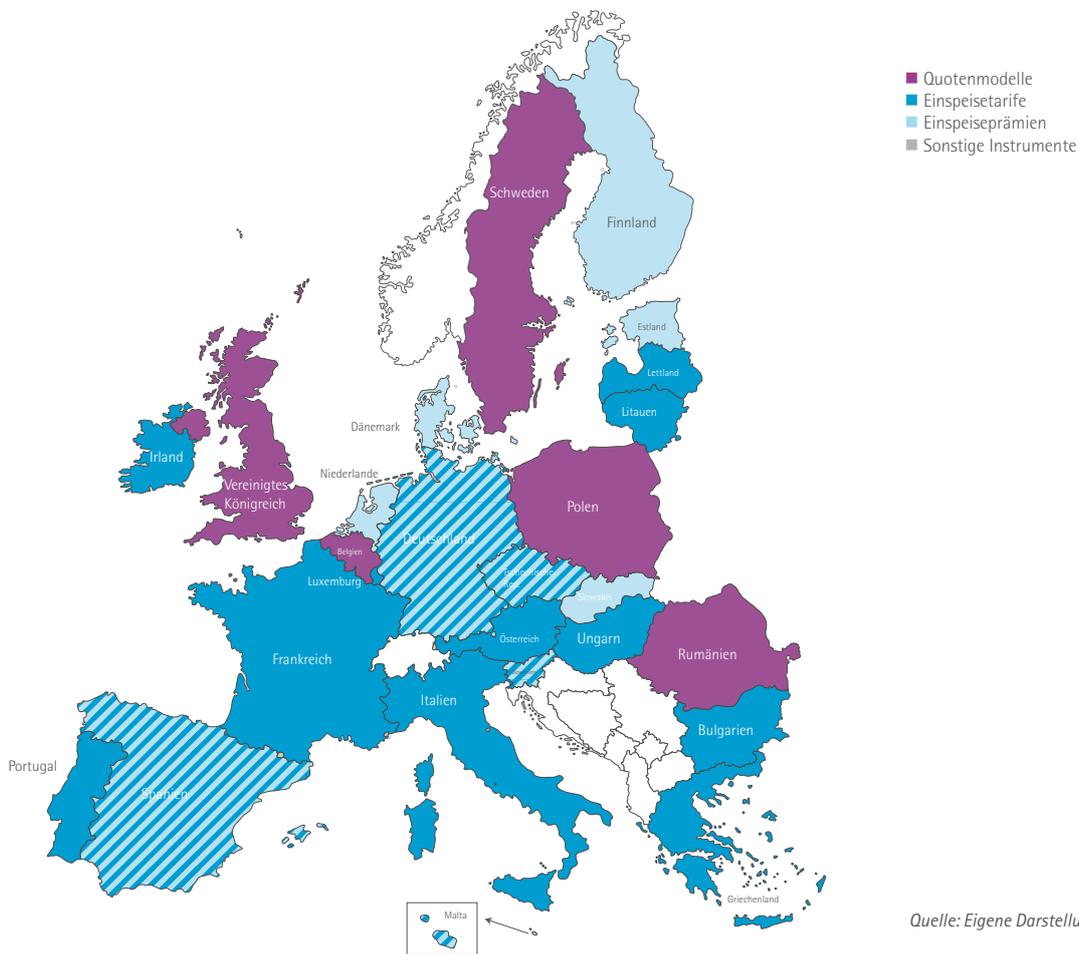


Quelle: Eigene Darstellung nach REN 21 2014.

Die Karte in Abbildung 6 zeigt, welche Hauptförderinstrumente für Strom aus EE derzeit in den EU-Mitgliedsstaaten (ohne Kroatien) implementiert sind. Viele Mitgliedsstaaten verwenden technologiespezifisch oder in Ergänzung zueinander unterschiedliche Förderinstrumente. Abbildung 6 stellt nur die Hauptförderinstrumente dar. Eine detaillierte Übersicht über alle Fördersysteme befindet sich in Tabelle 2 in Kapitel 4. Hauptinstrumente sind in den meisten EU-Ländern Einspeisetarife. In der jüngeren Vergangenheit ist allerdings ein Trend in Richtung Prämien zu beobachten. Quotensysteme mit handelbaren Zertifikaten werden aktuell in Belgien, Schweden, Großbritannien, Polen und Rumänien eingesetzt, zum Teil in Verbindung mit Einspeisetarifen. In Großbritannien können Kleinanlagen zusätzlich über Einspeisetarife gefördert werden.

Ausschreibungsmodelle werden aktuell in keinem Mitgliedsstaat als Hauptförder-system eingesetzt, kommen aber zum Teil für die Förderung konkreter Projekte zum Einsatz (z. B. für neue Kleinanlagen ab 2015 in Portugal). Dies wird sich, wie bereits beschrieben, durch die 2014 in Kraft getretenen neuen Energie- und Umweltbeihil-feileitlinien der Europäischen Kommission grundlegend ändern. Diese legen fest, dass ab 2017 jegliche Erneuerbare-Energien-Förderung in Europa ab einer gewissen Pro-jektgröße nicht mehr durch Einspeisevergütungen erfolgen soll. Viele Fördersysteme für EE in den Mitgliedsstaaten befinden sich deshalb aktuell im Umbau. So sieht auch in Deutschland die EEG-Novelle 2014 vor, dass spätestens ab 2017 die EEG-Fördersät-ze über technologiespezifische Ausschreibungen ermittelt werden sollen. In Kapitel 4 werden die Fördersysteme für EE am Strommarkt in den EU-Mitgliedsstaaten detail-liert und mit aktuellem Stand (Oktober 2015) dargestellt.

Abb. 6: Hauptförderinstrumente in der EU-27 2014

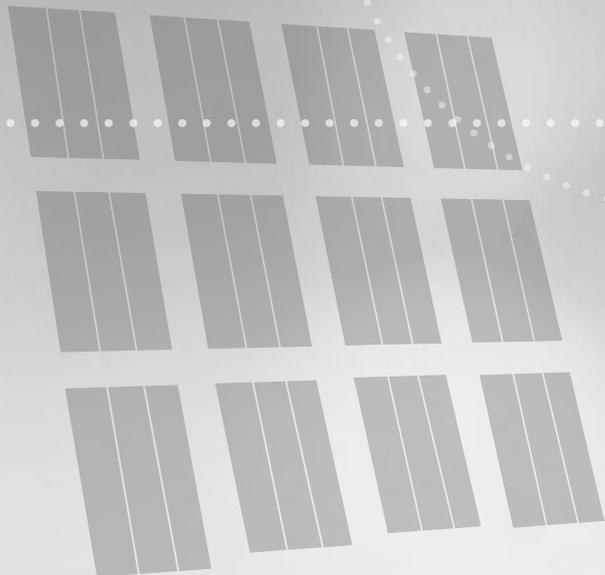


In Abbildung 7 sind die Entwicklungen der in den einzelnen Ländern implementierten Förderinstrumente von 1997 bis 2014 grafisch dargestellt. Es zeigt sich, dass die Fördersysteme von Strom aus EE in den meisten EU-Mitgliedsstaaten durch mehrere Anpassungen und zum Teil auch durch umfangreiche Umstellungen des Systems charakterisiert sind. So wurden in zahlreichen Ländern zunächst Ausschreibungsmodelle oder Investitionsförderungen angewendet, diese jedoch nach wenigen Jahren durch andere Systeme, meist Einspeisevergütungs- oder Quotenmodelle, ersetzt. Aktuell erfolgt wieder mehr und mehr ein Wechsel zu Ausschreibungen.

Abb. 7: Entwicklung der wichtigsten Förderinstrumente in EU-27 1997-2014



Quelle: Eigene Darstellung nach RES LEGAL 2014, Europäische Kommission 2008 und Steinhilber et al. 2011. EE ist die Abkürzung für erneuerbare Energien; die Länder sind mit den internationalen Länderkennzeichen abgekürzt.



Der Anteil der Förderung erneuerbarer Energien unterscheidet sich in den Mitgliedsstaaten und zwischen den Technologien stark voneinander. 2013 lagen die Kosten pro MWh geförderter Elektrizität bei einem über das Jahr gewichteten Durchschnittswert von 10,56 €/MWh in Estland und 194,51 €/MWh in Tschechien. Der Durchschnittswert für die 21 EU-Mitgliedsstaaten, für die dieser Wert berechnet wurde, lag bei 81,41 €/MWh. Der geförderte Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung variiert somit ebenfalls stark. In Norwegen wurde nur 0,1 Prozent der Bruttostromerzeugung durch Erneuerbaren-Förderung bezuschusst, in Dänemark waren es 2012 rund 56 Prozent. 2012 und 2013 hatte Deutschland den größten Anteil erneuerbarer Energien, der gefördert wurde (2012: 114 TWh; 2013: 122 TWh). Neben der finanziellen Förderung erhalten erneuerbare Energieanlagen in den meisten EU-Mitgliedsstaaten auch einen Einspeisevorrang (CEER 2015).

Die faire Verteilung der Lasten der Energiewende ohne die Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit einiger besonders energieintensiver Industrien erlangt im Zusammenhang mit steigenden Kosten für die Förderung der Energiewende besondere Bedeutung. Immer mehr Branchen müssen von Umlagen und Steuern befreit werden, damit sie an ihrem europäischen Standort erhalten werden können. In vielen Ländern werden die Fördersysteme derzeit in der Bevölkerung und in einzelnen regionalen Regierungen heftig kritisiert, nicht nur in Bayern und Deutschland. Einige der EU-Länder, wie Portugal oder Bulgarien, haben aufgrund der Wirtschaftskrise ihre Fördersysteme für neue Kraftwerke mit erneuerbaren Energien sogar ausgesetzt, und Spanien hat sein Einspeisevergütungssystem für Kraftwerke rückwirkend durch andere Zahlungsformen ersetzt, deren Art und Höhe momentan noch nicht klar definiert sind (Held et al. 2014: 12). Dies führte in einigen Ländern zu Planungsunsicherheit bei den Investoren erneuerbarer Energieanlagen.

4. Finanzierung der Fördersysteme für erneuerbare Energien in EU-Mitgliedsstaaten

Entscheidend für die Energiewende ist, wie die EU-Mitgliedsstaaten den Einsatz erneuerbarer Energien zur Strom- und Wärmeerzeugung bezahlen. Dieses Kapitel liefert eine Übersicht sowie detaillierte Ausführungen über die aktuellen Fördersysteme für erneuerbare Energien im Strommarkt in den EU-Mitgliedsstaaten und deren Finanzierung (Stand Oktober 2015).

Infrastrukturmaßnahmen eines Staates werden in der EU aus unterschiedlichen Quellen finanziert. Der öffentlichen Hand bieten sich zahlreiche Möglichkeiten, die öffentliche Infrastruktur zu gestalten. Die Erstellung einer öffentlichen Infrastruktur wird meist durch Steuergelder über den Staatshaushalt finanziert. Die Finanzierung von Infrastrukturmaßnahmen kann auch durch Einbindung privater Partner erfolgen. Public Private Partnerships (PPP) eröffnen die Möglichkeit, zusätzliches Know-how für die Erbringung staatlicher Leistungen nutzbar zu machen. Wird die Infrastruktur nicht staatlich oder halbstaatlich finanziert, so bezahlen diejenigen in einer Volkswirtschaft dafür, die sie nutzen, beispielsweise für Straßen mit einer Mautgebühr. Dieses Modell wird ebenfalls in vielen Fällen zur Finanzierung von erneuerbaren Energien genutzt. Anstelle des Steuerzahlers oder eines privaten Investors werden hier die Kosten, oftmals auch abgewickelt über Anlagenbetreiber und Investoren, auf den Endkonsumenten des Stroms – also Unternehmen und Haushalte – übertragen. Diese Kosten finden sich meist im Strompreis wieder. Grundsätzlich setzen sich laut Angaben der EU-Kommission die Strompreise für den Konsumenten in Europa, wie in nachfolgender Grafik dargestellt, zusammen. Etwa 30 Prozent des Strompreises für Haushalte und 18 Prozent des Strompreises für die Industrie machen im EU-Durchschnitt Steuern und Umlagen aus.

Abb. 8: Zusammensetzung des Strompreises in der EU



Quelle: Eigene Darstellung nach Europäische Kommission 2014.

Zwischen 2008 und 2012 ist der Anteil für Steuern und Umlagen im gewichteten Mittel in der EU um 127 Prozent gestiegen. Die höchsten Anstiege verzeichneten Deutschland, Estland, Italien, Slowenien und der Slowakei. Allerdings ist die Spanne dieses Anteils in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich. Im Jahr 2012 lag der Anteil für Steuern und Umlagen am Strompreis in den EU-Mitgliedsländern zwischen 5 und 56 Prozent (Europäische Kommission 2014: 10).

Tabelle 2 gibt eine detaillierte Übersicht über die aktuellen Fördersysteme für erneuerbare Energien in den EU-Mitgliedsstaaten und über ihre Finanzierung. Die Übersicht basiert auf der Datenbank von RES LEGAL und zeigt neben den aktuellen Fördersystemen für erneuerbare Energien auf, wer die finanzielle Last der Fördersysteme trägt – der Steuerzahler, der Stromkonsument oder der Staat.

Tab. 2: Fördersysteme für erneuerbare Energien in EU-Strommärkten und deren Finanzierung

EU-MITGLIEDS-STAATEN	FÖRDERSYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	ALLGEMEINER HAUSHALT / STEUERN	NICHT STEUERLICHE UMLAGE	WEITERGABE DER VERSORGERKOSTEN AN KONSUMENTEN
BELGIEN	Quotensystem (Green Certificates)	Konsument (Art. 14 bis Arrêté du 16 juillet 2002)		✓	✓
	Subventionen	Staat	✓		
	Net-Metering	Anlagenbetreiber und Konsument über Stromrechnung			
BULGARIEN	Einspeisevergütung	Konsument über Stromrechnung (art. 31 item 7 Energy Act)			✓
DÄNEMARK	Marktprämien	Konsument (§ 8 par. 2 Electricity Supply Act)		✓	✓
	Net-Metering	Staat (Budget wird von Energinet.dk verwaltet)			
	Kreditgarantien	Konsument (§ 8 par. 2 Electricity Supply Act)			
	Subventionen	Staat			
DEUTSCHLAND	Einspeisevergütung durch Umlage	Konsument über Stromrechnung (§ 37 par. 2 EEG)			
	Marktprämien	Konsument			
	Flexibler Zuschlag oder Prämie für Biogasanlagen bei Anbieten von On-Demand-Nutzung	Konsument		✓	✓
	Kreditförderung	Betreiber / KfW			
ESTLAND	Marktprämien	Konsument über Stromrechnung (§ 59.2 par. 1 ELTS)		✓	
	Subvention der Investition	EU-Strukturfonds, European Agricultural Fund for Rural Staat bei Windenergie Development			
FINNLAND	Marktprämien bei Einspeisevergütung	Staat (§ 29 Act No. 1396/2010) Allgemeiner Haushalt	✓		
	Subvention	Staat			

EU-MITGLIEDSSTAATEN	FÖRDSYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	ALLGEMEINER HAUSHALT / STEUERN	NICHT STEUERLICHE UMLAGE	WEITERGABE DER VERSORGERKOSTEN AN KONSUMENTEN
FRANKREICH	Einspeisevergütung	Konsument (art. 5 Loi n°2000-108)		✓	✓
	Ausschreibung	Konsument			
	Steueranreize (Einkommenssteuerkredit)	Staat (allgemeiner Haushalt)	✓		
GRIECHENLAND	Einspeisevergütung	Staat (Einnahmen von Auktion von Emissionsrechten gehen auf RES-Konto, von dem Vergütung gezahlt wird) Konsument (zahlt Emissionseinsparungssteuer in Stromrechnung) Betreiber (durch Umlage und Aufnahmegebühr)	✓	✓	✓
	Subvention + Steuererleichterung	Staat (Ministry of Development, Competitiveness, Infrastructure, Transport and Networks) Anlagenbetreiber (muss mind. 25 % Investitionskosten tragen)			
	Net-Metering in Planung				
IRLAND	Einspeisevergütung	Konsument über Stromrechnung		✓	
	Steuererleichterungen	Anlagenbetreiber Staat			
ITALIEN	Einspeisevergütung	Konsument über Stromrechnung und Anlagenbetreiber im Falle höherer Kosten durch den Verkauf am Intra-day market		✓	
	Marktprämien nach Ausschreibung für Anlagebetreiber	Konsument über Stromrechnung, Anlagenbetreiber im Falle höherer Kosten durch den Verkauf am Intra-day market			
	Net-Metering	Jahresgebühr für Anlagenbetreiber		✓	
	Mehrwertsteuererleichterung	Staat, 10 % Erleichterung für Wind- und Solarenergie			

EU-MITGLIEDS-STAATEN	FÖRDERSYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	ALLGEMEINER HAUSHALT / STEUERN	NICHT STEUERLICHE UMLAGE	WEITERGABE DER VERSORGERKOSTEN AN KONSUMENTEN
KROATIEN	Einspeisevergütung	Konsument		✓	
	Kredit	Staat und Spendengelder			
LETTLAND	Einspeisevergütung mit Elementen der Ausschreibungs- und Quotenmodelle	keine Informationen			
LITAUEN	Einspeisevergütung	Konsument über Strompreis			
	Subventionen	Staat (Haushalt) und EU-Fördergelder aus dem Programme for Climate Change Mitigation			✓
LUXEMBURG	Einspeisevergütung	Konsument			
	Steuererleichterungen bei PV	Keine Steuer auf Strom durch PV	✓	✓	
	Subventionen	Staat (Umweltministerium und Wirtschaftsministerium)			
MALTA	Einspeisevergütung	Konsument		✓	
	Subvention	Staat			
NIEDERLANDE	Ausschreibungen für Off-shore Wind geplant ab 2015 (Pilot)	Konsument			
	Marktprämien	Staat (Staatshaushalt 3 Milliarden)			
	Steuererleichterungen	Staat (Staatshaushalt)	✓	✓	
	Kreditförderung	Staat			
	Net-Metering	Staat, Anlagenbetreiber durch Netznutzungskosten			
ÖSTERREICH	Einspeisevergütung	Konsument (§ 44 ÖSG 2012)		✓	
	Subventionen	Staat			

EU-MITGLIEDS-STAATEN	FÖRDSYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	ALLGEMEINER HAUSHALT / STEUERN	NICHT STEUERLICHE UMLAGE	WEITERGABE DER VERSORGERKOSTEN AN KONSUMENTEN
POLEN	Quotensystem	Konsument über Strompreis (§ 17 Order of 18/10/2012)			
	Steuererleichterung	Staat (art. 1 par. 2 Tax Act)		✓	✓
	Subventionen	Strafzahlungen für nicht eingehaltene Quoten werden von Versorgern an Konsumenten weitergegeben.			
PORTUGAL	Einspeisevergütung für existierende Anlagen	Konsument über Stromrechnung (art. 22 par. 2ff. DL 189/88)		✓	✓
	Ausschreibung für neue Kleinanlagen ab 2015	Konsument (DL 153/2014)			
RUMÄNIEN	Quotensystem	Konsument über Strompreis			
	Subventionen	Staat (Paying Agency for Rural Development and Fisheries) 20 %, EU (European Agricultural Fund for Rural Development) 80 %	✓	✓	✓
SCHWEDEN	Quotensystem	Konsumenten in Schweden und Norwegen			
	Steuererleichterung für Windkraft	Staat (§ 8 Act No. 1984:1052)		✓	✓
	Subventionen für PV-Anlagen	Staat (§ 1 Regulation No. 2009:689)			
SLOWAKEI	Einspeisevergütung	Konsument über Stromrechnung			
	Steuererleichterung (Verbrauchersteuer)	Staat		✓	
	Subventionen	Staat			
SLOWENIEN	Einspeisevergütung	Konsument über Umlage auf Strompreis (§ 64.s Energy Act; item 6.4.2. RS 57/2004)			
	Marktprämie	Konsument über Umlage auf Strompreis		✓	✓
	Kreditförderung	Staat und Spender (Chapter IV § 14 Statute of the Eco Fund)			
	Subvention	Staat (§ 1 RS 89/2008)			

EU-MITGLIEDSSTAATEN	FÖRDERSYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	ALLGEMEINER HAUSHALT / STEUERN	NICHT STEUERLICHE UMLAGE	WEITERGABE DER VERSORGERKOSTEN AN KONSUMENTEN
SPANIEN	Einspeisevergütung oder Marktprämie ausgewählt durch Anlagenbetreiber; aktuell jedoch alle Fördermaßnahmen ausgesetzt	Konsument (Art 4, par. 2, l. h and Art. 6, par. 2,3 RD 2017/1997)		✓	
	Steuergutschrift	Staat			
TSCHECHIEN	Einspeisevergütung	Konsument durch Aufpreis in Stromrechnung (§ 28 par 3 Act No. 165/2012)			✓
	Marktprämie: Green Bonus				
	Subventionen				
UNGARN	Einspeisevergütung	Konsument (§§ 13 (1) (1a) Act No. LXXXVI of 2007)			✓
	Subvention	Staat (15 % of the Environmental and Energy Operative Programme und EU (85 % European Regional Development Fund)			
	Net-Metering	Stromhändler und Anbieter			
VEREINIGTES KÖNIGREICH	Einspeisevergütung für kleine Anlagenbetreiber; Pflicht (unter 5 MW) für größere Wahl (nur in Großbritannien)	Konsument via Stromrechnung			✓
	Quotensystem	Konsument über den Strompreis			
	Steuererleichterung (Befreiung von Climate Change Levy und nur in Großbritannien von Carbon Price Floor)	Staat		✓	
	Kreditförderung	Staat und Green Deal Finance Company (GDFC) (Konsortium aus privaten Unternehmen)			
	Differenzkontrakte	Konsument über Umlage			
ZYPERN	Subventionen	Staat und Konsument	✓		
	Net-Metering				

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von RES LEGAL 11/2013; CEER Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes 2015. Daten für Kroatien waren noch nicht zugänglich.

Gut zu wissen



In den meisten EU-Mitgliedsstaaten trägt der Stromkonsument die Hauptlast der Energiewende. In 23 EU-Ländern kommt er zumindest für die Kosten eines Förderinstrumentes für erneuerbare Energien auf. In 20 EU-Mitgliedsstaaten trägt auch der Staat einen Anteil an der Energiewende. Dieser wird in der Regel durch Steuergelder finanziert.

Tabelle 2 zeigt, dass in den meisten EU-Mitgliedsstaaten die Stromkonsumenten die Hauptlast für die nationalen Unterstützungssysteme für Erneuerbare tragen. In 23 der 28 Länder kommt der Konsument zumindest für die Kosten eines der unterschiedlichen Fördersysteme auf. In der Regel wird dabei eine nicht steuerliche Abgabe, z. B. in Form einer Umlage, in der Stromrechnung fällig. Als Berechnungsgröße dient dabei entweder die bezogene Strommenge oder das Netzentgelt (z. B. in Österreich).

In Estland werden z. B. die Kosten von den Konsumenten übernommen, gemessen am Volumen der genutzten Netzwerkdienstleistungen und an der Menge der verbrauchten Energie. In Frankreich evaluiert die nationale Regulierungsbehörde jährlich das Abgabenniveau. Die endgültige Entscheidung über das Abgabenniveau obliegt allerdings dem Energieminister (CEER 2014:11). In 20 Ländern trägt der Staat einen Anteil der Kosten für die Energiewende, z. B. in Form von Subventionen, Steuererleichterungen oder Kreditförderungen für Investoren. In acht Ländern (Irland, Italien, Finnland, Frankreich, Griechenland, Luxemburg, Niederlande, Rumänien) wird ein Teil der Energiewende durch allgemeine Steuern finanziert. In Spanien wurden alle Fördermittel für den Ausbau erneuerbarer Energieanlagen ausgesetzt. Ursache dafür war der starke Anstieg des Ausbaus, was sogar zur Übererreichung der Ziele führte sowie eine Neuausrichtung des Sektors der erneuerbaren Energien aufgrund des Wirtschaftseinbruchs. Aktuell gibt es deshalb keine Tarife für die Einspeisevergütung und es werden keine Zuschläge mehr zugewiesen (RES LEGAL 2014).

Stromsteuern können im Allgemeinen untergliedert werden in Konsumsteuern (z. B. Mehrwertsteuer) und spezifische Steuern (z. B. Verbrauchersteuern, Strom- und Kohlesteuern). Konsumsteuern wie die Mehrwertsteuer werden vom Endverbraucher als ein Anteil am Preis getragen. Verbrauchersteuern hingegen sind indirekt und beziehen sich auf den Verbrauch bzw. die Nutzung des Stroms. Sie werden als Anteil an der Menge des Produkts berechnet (EU-Kommission 2014: 102). Steuerbefreiungen bzw. -erleichterungen werden zumeist energieintensiven Unternehmen gewährt.

Im Folgenden werden neben dem deutschen Fördersystem auch die Modelle fünf weiterer EU-Mitgliedsstaaten gegenübergestellt. Ein besonderer Fokus liegt hierbei auf Ländern, die bereits ein Quotenmodell eingeführt haben, um dieses System neben dem Einspeisevergütungsmodell genauer zu betrachten. Es soll so festgestellt werden, ob dieses marktnahe Instrument eine effiziente und effektive Alternative zur Einspeisevergütung und zum aktuell in Deutschland getesteten Ausschreibungsmodell ist.

5. Vergleich ausgewählter Fördersysteme und deren Finanzierung

Tab. 3: Ausgewählte Fördersysteme in 6 EU-Mitgliedsstaaten

EU-MITGLIEDS-STAA TEN	FÖRDERSYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	GESETZ	BERECHTIGTE	VERPFLICHTETE	VERTEILUNGS-MECHANISMUS
BELGIEN	Quotensystem (Green Certificates)	Konsument (Art. 14 bis Arrêté du 16 juillet 2002)	Arrêté royal du 16 juillet 2002, Loi du 29 avril 1999	Nicht spezifiziert	Alle Stromanbieter müssen die regionalen Quotenverpflichtungen erfüllen.	Netzbetreiber ist verpflichtet, Zertifikate (Green Certificates) für EE-Anlagen zu kaufen. Die Kosten, die ihm daraus entstehen, werden über eine Umlage in der Stromrechnung durch den Konsumenten bezahlt.
	Subventionen	Staat				
	Net-Metering	Anlagenbetreiber und Konsument über Stromrechnung				
DEUTSCH-LAND	Einspeisevergütung durch Umlage	Konsument	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Kraftwerks-/Anlagenbetreiber	Netzbetreiber	Anlagenbetreiber → Netzbetreiber → Übertragungsnetzbetreiber → Spotmarkt oder Versorgungsunternehmen → Konsumenten
	Marktprämie	Konsument				
	Verschiedene KfW-Förderungen	Kraftwerksbetreiber zahlt Kredit zurück; KfW garantiert niedrige Zinsen.				
NIEDER-LANDE	Ausschreibungen für Off-shore Wind geplant ab 2015 (Pilot).	Konsument	Regulation Green Projects 2010	Jeder Energieproduzent	Niederländische Energieagentur Agentschap NL	Die Kosten für das Marktprämiensystem werden aus dem Staatshaushalt beglichen. Für das SDE+2013 System wurden vom Wirtschaftsministerium 3 Millionen Euro zur Verfügung gestellt (art. 2 (1) RAC 2013).
	Marktprämien	Staat (Staatshaushalt 3 Milliarden)				
	Steuererleichterungen	Staat (Staatshaushalt)		Energieproduzenten, die sie auch selbst konsumieren		
	Kreditförderung	Staat				
	Net-Metering	Staat, Anlagenbetreiber durch Netznutzungskosten			Kleine Kunden	
POLEN	Quotensystem	Konsument über Strompreis (§ 17 Order of 18/10/2012)	Act of 10 April 1997, Energy Law		Stromunternehmen, die Strom produzieren oder verkaufen, müssen Quotenverpflichtungen erfüllen; bestimmte Industriekunden, die im vorangegangenen Jahr mehr als 100 GWh Strom verbraucht haben.	Kosten für den Kauf der Zertifikate (Green Certificates) und der Entrichtung einer Gebühr der Anlagenbetreiber sind im Strompreis enthalten und werden dem Endkonsumenten in Rechnung gestellt. Wenn Anlagenbetreiber keine Zertifikate erwerben und die Gebühr nicht bezahlen, droht ihnen eine Strafzahlung.
	Steuererleichterung	Staat (art. 1 par. 2 Tax Act)				
	Subventionen	Strafzahlungen für nicht eingehaltene Quoten werden von Versorgern an Konsumenten weitergegeben.				

EU-MITGLIEDSSTAATEN	FÖRDESYSTEM	KOSTEN WERDEN GETRAGEN VON	GESETZ	BERECHTIGTE	VERPFLICHTETE	VERTEILUNGSMECHANISMUS
SCHWEDEN	Quotensystem	Konsumenten in Schweden und Norwegen	Electricity Certificate Act (Act No. 2011:1200)	Stromanbieter/ Selbstversorger/ registrierte energieintensive Unternehmen		Stromanbieter übertragen ihre Kosten aus den Quotenverpflichtungen durch einen Zuschlag auf den Konsumenten. Gemeinsamer Schwedisch-Norwegischer Zertifikatsmarkt: Lastverteilung auf Konsumenten beider Länder
	Steuererleichterung für Windkraft	Staat (§ 8 Act No. 1984:1052)				
	Subventionen für PV-Anlagen	Staat (§ 1 Regulation No. 2009:689)				
VEREINIGTES KÖNIGREICH	Einspeisevergütung für kleine Anlagenbetreiber; Pflicht (unter 5 MW) für größere Wahl (nur in Großbritannien)	Konsumenten via Stromrechnung	The Energy Act 2011, c. 16	Anlagenbetreiber	Lizenznehmer/ Stromanbieter	Lizenznehmer bezahlt Tarif für die Einspeisung. Diese Kosten fließen in die Stromrechnung des Konsumenten ein.
	Quotensystem	Konsument über den Strompreis			Stromanbieter	Stromanbieter geben ihre Kosten weiter an den Konsumenten über den Strompreis in der Stromrechnung.
	Steuererleichterung (Befreiung von Climate Change Levy und nur in Großbritannien von Carbon Price Floor)	Staat		Stromanbieter in F. v. EE erhalten Steuererleichterung.		Staat erhält weniger Steuereinnahmen.
	Kreditförderung	Staat und Green Deal Finance Company (GDFC) (Konsortium aus privaten Unternehmen)		Unternehmen, die sich energieeffizienter gestalten		Die Kosten für die Kredite übernimmt Green Deal Finance Company (Konsortium privater Unternehmen), das vom Staat gegründet wurde. Startkapital vom Staat.
	Differenzkontrakte	Konsument über Umlage		Stromanbieter, die in den Kontrakt eingetreten sind (sec. 6 (1), (2) and 10 EnA 2013)	Low Carbon Contracts Company (LCCC), staatseigenes Unternehmen zur Abwicklung des Kontraktes (sec. 6 (1), (2) and 10 EnA 2013; sec. 2 CfD Counterparty Designation Order 2014).	Der Konsument zahlt dem Energieversorger eine Umlage.

5.1 Das deutsche Fördersystem

Tabelle 3 verdeutlicht detailliert den Unterschied der Unterstützungsmechanismen für erneuerbare Energien in Bezug auf Kostenträger, Gesetz, Berechtigte und Verpflichtete sowie den Verteilungsmechanismus im Prozess in Deutschland, Schweden, Großbritannien, Belgien, Polen und den Niederlanden. Wie bereits dargestellt, wird der Großteil der Kosten in allen Ländern von den Stromkonsumenten getragen. Im Gegensatz zu Deutschland haben Schweden, das Vereinigte Königreich, Belgien und Polen bereits Erfahrungen mit dem Quotenmodell. Daneben werden die Fördermechanismen einiger anderer Staaten näher betrachtet.

Deutschland nutzt primär den Einspeisevergütungstarif, unterstützt von einem Marktprämienmodell und unterschiedlichen Förderinstrumenten, z. B. die der KfW zur Unterstützung der Energiewende. Die Förderung der erneuerbaren Energien in Deutschland vollzieht sich parallel zu und weitgehend nicht abgestimmt mit dem Europäischen Emissionshandelssystem (ETS). Klimapolitisch ist die Parallelität von EU-ETS und EEG problematisch, weil eine durch den Ausbau der EE erreichte Absenkung des CO₂-Ausstoßes in Deutschland, nicht mit einer Reduktion der EU-CO₂-Zertifikate einhergeht. Insgesamt bleibt die Menge des CO₂-Ausstoßes durch das EEG unberührt, verändert wird nur der Ort des Ausstoßes (Haucap et al. 2012b: 31–32). Der Preis könnte durch die geringere Nachfrage an CO₂-Zertifikaten allerdings sinken. So würde sich ein neues Gleichgewicht mit einem niedrigeren Preis bei gleicher Menge einstellen, weil im ETS ein fixer Deckel festgelegt ist (Sommer, RWI, 11.12.2015). Die im deutschen Fördersystem anfallenden Kosten zahlen die Stromkonsumenten zum Großteil über die EEG-Umlage in ihrer Stromrechnung. Allerdings gibt es für unterschiedliche Gruppen eine Befreiung von der Umlage:

- Energieintensive Unternehmen müssen wegen des Erhalts ihrer Wettbewerbsfähigkeit eine geringere Umlage bezahlen. Dies trifft zu für Unternehmen ab einem jährlichen Stromverbrauch von über einer Gigawattstunde pro Jahr und einem größeren Kostenanteil als 14 Prozent am Umsatz. Daneben gibt es noch einige Teilreduktionen.
- Das Grünstromprivileg reduzierte die EEG-Umlage für Stromanbieter, die verschiedene Kriterien erfüllen, wie z. B. einen Mindestanteil von 50 Prozent an EE in ihrem Strommix (Held et al. 2014: 12 ff.). Dieses Grünstromprivileg wurde allerdings mit der EEG-Novelle 2014 abgeschafft.

Zusätzlich zur EEG-Umlage bestehen in Deutschland Stromsteuern. Die seit 1999 als Ökosteuer eingeführte Steuer berührt ebenfalls den Emissionshandel, da der Gesetzgeber auch hiermit den Stromverbrauch senken will und wird vom Stromkonsumenten als Anteil am Strompreis getragen. Allerdings hat die Ökosteuer ebenfalls kaum einen Effekt auf die Einsparung an Treibhausgasemissionen. Da die Gesamtemissionen im EU-Emissionshandel gedeckelt sind, haben zusätzliche Strom- oder CO₂-Steuern keinen CO₂-senkenden Effekt (Böhringer 2010: 68). Dies gilt auch für alle weiteren Instrumente, die auf eine Senkung des Stromverbrauchs in den EU-Ländern abzielen.

Das seit 2012 bestehende optionale Marktprämienmodell ist ein erster Schritt in Richtung Markt- und Systemintegration erneuerbarer Stromerzeugung. EE-Stromerzeuger können zwischen garantierten Einspeisetarifen und dem Verkauf des Stroms über den Markt wählen, wobei sie in letzterem Fall eine Marktprämie erhalten. Die Erzeuger wählen die Vermarktungsmethode, die ihnen zum gewünschten Zeitpunkt die höchsten Erlöse verspricht (Haucap et al. 2012b). Im Gegensatz zu Einspeisetarifen, bei denen Anlagenbetreiber unabhängig von tageszeitlichen oder anderen Preisschwankungen eine fixe Vergütung pro Einheit eingespeister Energie erhalten, wird bei Prämienmodellen der erzeugte Strom regulär über eine Börse oder bilateral vermarktet. Zusätzlich erhalten Betreiber im Rahmen des Förderinstruments eine Prämie pro Einheit eingespeister Energie. Je nach Ausgestaltung kann diese Prämie einen fixen oder nach bestimmten Festlegungen zu berechnenden variablen Wert haben. Im deut-

Auf einen Blick



In Deutschland ist aktuell noch der Einspeisevergütungstarif, unterstützt von einem Marktprämienmodell, Hauptförderinstrument für erneuerbare Energien. Die dafür anfallenden Kosten zahlt der Stromkonsument zum Großteil über die EEG-Umlage in der Stromrechnung. Für unterschiedliche Gruppen gibt es eine Befreiung. Im Zuge der EEG-Reform soll das deutsche Förderinstrument spätestens 2017 durch ein Ausschreibungssystem abgelöst werden.

schen Modell erfolgt die Berechnung der Prämienhöhe monatlich ex post als Differenz des jeweiligen Einspeisetarifs und des monatlichen Mittelwerts der Strompreise an der Strombörse EEX (Bardt et al. 2012). Eine echte Integration in den Strommarkt erfolgt mit dem Marktprämienmodell allerdings nicht, da in Zeiten hoher Einspeisung ein Rückfall auf die garantierte Einspeisevergütung erfolgt, indem die Differenz zwischen Markterlösen und Einspeisevergütung ausgeglichen wird. Anbieter werden dadurch weiterhin vor den Risiken des Marktes geschützt (Haucap et al. 2012b).

Das deutsche Förderinstrument soll, wie in Kapitel 3.3 beschrieben, im Zuge der EEG-Reform spätestens bis 2017 durch ein Ausschreibungssystem abgelöst werden. Die Höhe der Fördersätze wird dann nicht mehr wie bisher bei der fixen Einspeisevergütung und zur Ermittlung der Marktprämie administrativ festgesetzt, sondern über Auktionen ermittelt. Die Einführung des Ausschreibungsmodells wird derzeit in einem Pilotprojekt getestet. Seit April 2015 werden Auktionen eingesetzt, um die Förderung für Photovoltaikfreiflächenanlagen zu ermitteln. Die dabei gewonnenen Erfahrungen sollen in die endgültige Umstellung der EEG-Förderung auf Ausschreibungen bis zum Jahre 2017 einfließen (vgl. § 2 Abs. 5 EEG) (Monopolkommission 2015: 81).

Gut zu wissen



Es existieren starke Unterschiede bei den in der EU implementierten Quotenmodellen: Aktuell nutzen das Vereinigte Königreich, Schweden, Belgien und Rumänien das Quotenmodell als Hauptförderinstrument für erneuerbare Energien. In Polen wird seit 2012 ein Quotenmodell neben Steuererleichterungen für Stromerzeuger als Fördersystem angewandt. In Italien wurde zwischen 2002 und 2013 ein Quotenmodell angewandt. Das schwedische Modell gilt derzeit als erfolgreichstes Beispiel in der EU.

5.2 Europäische Erfahrungen mit dem Quotenmodell

Die bislang in den EU-Mitgliedsstaaten implementierten Quotenmodelle weisen zum Teil starke Unterschiede auf. Bei dem im Jahr 2002 im Vereinigten Königreich eingeführten Quotenmodell war zunächst keine Differenzierung hinsichtlich der Technologien vorgesehen (Bardt et al. 2012). Im Zeitraum 2002 bis 2009 lag der Grad der Quotenerfüllung im Durchschnitt unter 70 Prozent (Haas et al. 2011). Die Hauptgründe dafür werden in zu geringen Ausgleichszahlungen im Fall einer Nichterfüllung und in dem komplexen System zur Rückverteilung der geleisteten Zahlungen gesehen, das ein strategisches Verhalten der Stromversorger zur Folge hatte (Bardt et al. 2012). Zudem gab es eine mangelnde Regelung des Netzanschlusses, planungsrechtliche Probleme und langwierige Genehmigungsverfahren, die einen schnelleren Ausbau von EE verhindert haben. Viele der Probleme haben demnach nichts mit der Art der Subventionierung zu tun. 2009 wurde eine technologiespezifische Zertifikatszuteilung eingeführt. Das heißt, dass für unterschiedliche Technologien bzw. Anlagenkategorien Gewichtungsfaktoren definiert wurden, die die Anzahl an Zertifikaten pro MWh erzeugten Stroms festlegen. Des Weiteren wurde eine strompreisabhängige Ausgleichszahlung festgelegt. Beim Quotensystem werden die Kosten der Energiewende über den Strompreis vom Konsumenten getragen.

2010 wurden nur in Großbritannien zusätzlich für Anlagen mit einer Leistung unter 5 MW Einspeisetarife eingeführt (Kalt et al. 2013: 8). Daneben gibt es im Vereinigten Königreich als Förderinstrument auch Steuererleichterung. Hier wird z. B. die Klimawandel-Umlage (Climate Change Levy) auf den Stromkonsum für Unternehmen und im öffentlichen Energiesektor erlassen, wenn bestimmte Energieeinsparungsmaßnahmen erfüllt sind (EU 2014: 276). Auch Erneuerbare-Energien-Anlagen können von dieser Klimawandel-Umlage befreit werden. Seit 2013 gibt es zudem nur in Großbritannien eine Umlage (Carbon Price Floor), mit der Industrieunternehmen die konventionelle Energieträger nutzen belastet werden. Sie fungiert wie eine Steuer für fossile Energie. Strom aus erneuerbaren Energien ist von dieser Umlage ebenfalls befreit (RES LEGAL UK 2015).

Ab April 2017 wird es zur Unterstützung des erneuerbaren Energieausbaus bei Anlagen über fünf MW im Vereinigten Königreich nur noch Differenzkontrakte geben. Dies sind private Verträge zwischen Produzenten erneuerbarer Energien und einem Unternehmen, das dem Staat gehört. Der Differenzkontrakt setzt sich aus der Differenz zwischen Marktpreis und Ausübungspreis zusammen. Wenn der Marktpreis höher ist als der Ausübungspreis, zahlt der Energieproduzent dem Staat die Differenz. Der Teilnehmer an einem solchen Kontrakt wird in einem Vergabeverfahren ermittelt (RES LEGAL UK 2015).

Das schwedische Quotenmodell besteht seit 2003 und basiert auf einer technologie-neutralen Zuteilung von einem Zertifikat pro MWh erzeugter elektrischer Energie. Stromlieferanten, stromintensive Betriebe und bestimmte Stromverbraucher sind zum Besitz einer bestimmten Anzahl an EE-Stromzertifikaten verpflichtet, wobei sich die Anzahl der benötigten Zertifikate nach dem Verkaufs- bzw. Verbrauchsverhalten richtet. Wasserkraftwerke mit einer Leistung von 1,5 MW und mehr, die vor 2003 errichtet wurden, sind vom System ausgeschlossen.

Für Windkraftanlagen bestehen Vergünstigungen auf die Energiesteuer, und die Errichtung von Photovoltaikanlagen wird zusätzlich über Investitionsförderungen subventioniert (Bardt et al. 2012). Aufgrund der anfangs niedrig angesetzten Ausgleichszahlungen wurde 2003 die Quote nur zu 77 Prozent erfüllt. Offensichtlich gingen Stromversorger von steigenden Ausgleichszahlungen und damit einem zunehmenden Marktwert der Zertifikate aus und nahmen daher im Jahr 2003 bewusst geringe Ausgleichszahlungen in Kauf. Seit 2004 wurde die Quote zu nahezu 100 Prozent erfüllt. Seit 2005 ist der Zertifikatspreis deshalb mit 150 Prozent des gewichteten Durchschnitts-Zertifikatspreises festgelegt. Der Zeitraum des Zertifikatsmarkts wurde 2006 auf 2035 ausgeweitet (Winkel et al. 2011). Laut Bardt et al. (2012) kommt das schwedische Fördersystem einem „idealtypischen“ Quotenmodell recht nahe. Es hat dazu geführt, dass zunächst das vorhandene Biomassepotenzial erschlossen wurde und dass es seit 2007 zu einem verstärkten Ausbau von Windkraft kommt. Das System wird international als effektiv und erfolgreich angesehen, obwohl es große Wasserkraftwerke, die einen erheblichen Teil der schwedischen Stromversorgung ausmachen, ausschließt. Der Großteil der dem Quotensystem unterliegenden Stromproduktion stammt aus Biomasse, kleinen Wasserkraftwerken und Windenergie (Haucap et al. 2012b: 44). Die Erfahrungen aus dem schwedischen Fördersystem zeigen, dass ein langer Zeitraum eine Grundvoraussetzung für ein funktionierendes Quotenmodell darstellt (Edenhofer et al. 2011), um für Investitionssicherheit zu sorgen. Die Kosten des Quotenmodells werden auch in Schweden von den Endkonsumenten getragen, da Stromanbieter ihre Kosten aus den Quotenverpflichtungen an diese weitergeben. Allerdings werden die Kosten seit der Einführung des Schwedisch-Norwegischen Zertifikatmarkts von den Stromkunden in beiden Ländern bezahlt (RES LEGAL Schweden 2013). Die beiden Länder haben damit eine Vorreiterrolle für einen gemeinsamen europäischen Markt der EE-Förderung eingenommen (Haucap et al. 2012b: 44).

Im schwedischen Modell wurden nicht die Verteilnetzbetreiber oder die Elektrizitäts-erzeuger der Quote unterworfen, sondern die Elektrizitätsversorger und bestimmte Verbraucher (Haucap et al. 2012: 8). Erreichen die Quotenpflichtigen die gesetzlich vorgegebene Quote nicht, muss eine Pönale von 150 Prozent des durchschnittlichen Grünstromzertifikatspreises entrichtet werden (Haucap et al. 2012b: 11).

In Belgien sind die Bundesregierung und die Regionalregierungen gemeinsam für den ordnungspolitischen Rahmen verantwortlich, der für EE gilt. Flandern, die Wallonie und die Region Brüssel haben eigene Zertifikatesysteme. Die Systeme der Wallonie und Brüssel sind verbunden. Das System in Belgien ist kein reines Quotensystem. Der Übertragungsnetzbetreiber sowie die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, einen Mindestpreis für die Zertifikate zu bieten, der je nach Erzeugungsart und Zeitpunkt der Errichtung der Anlagen zwischen 20 und 450 Euro pro MWh variiert. Nachweisen müssen die Zertifikate allerdings die Versorger. Liegt der Handelspreis der Zertifikate über den garantierten Mindestpreisen, müssen die Netzbetreiber die Zertifikate nicht kaufen. Der Mindestpreis bietet damit für die EE eine Sicherheit, weshalb das System einem Modell mit Einspeisevergütung sehr nahekommt (Haucap et al. 2012b: 46).

In Flandern sind die Stromversorger seit 2002 verpflichtet, die Erfüllung einer vorgegebenen Quote nachzuweisen. Der Netzbetreiber muss Zertifikate zu einem technologieabhängigen Festpreis aufkaufen (Bardt et al. 2012). Solange der Festpreis über dem Marktpreis für Zertifikate liegt (wie es z. B. bei Photovoltaik der Fall ist), entspricht das System de facto einem Einspeiseprämienmodell. Der Mindestpreis ist aktuell 93 Euro

pro Zertifikat. Dies entspricht seit 2013 nicht mehr, wie vorher, einer MWh. 75 Prozent der Zertifikate gehören dem Verteilnetzbetreiber, der durch die niedrigen Marktpreise allerdings aktuell keinen Gewinn damit machen kann. Der Netzbetreiber verkauft die Zertifikate an Energieversorger, die selbst keine Zertifikate produzieren. Seit 2012 gibt es einen PV-Ausbauboom in Flandern, es wurden mehr Zertifikate ausgegeben als die Anbieter übergeben mussten. Deshalb stiegen die Kosten für das System immer weiter, wodurch sich der Strompreis für die Konsumenten erhöhte. Trotzdem lag der Industriestrompreis in Belgien mit knapp 11 Cent/kWh 2014 noch deutlich unter dem deutschen von über 15 Cent/kWh. Zudem gibt es auch in Belgien Ausnahmen für energieintensive Unternehmen. Aktuell prüft die EU die Konformität des Systems mit EU-Recht (Ergebnis energiepolitischer Gespräche mit der stv. Ministerpräsidentin und Energieministerin Flanderns, Annemie Turtelboom, und Energieexperten aus Flandern am 18. Februar und 16. September 2015).

Insgesamt ist das flämische Quotensystem zur Förderung erneuerbarer Energien sehr transparent und effektiv. Der Investor hat einen klaren Planungsvorteil, weil er weiß, was er langfristig für die Errichtung einer Anlage bekommt, wohingegen die Stromanbieter den Quotenverpflichtungen folgen müssen. Der Ausbau der Erneuerbaren könnte in Flandern so wesentlich kostengünstiger erfolgen als in Deutschland, wenn nicht das Marktsignal, wie aktuell, außer Kraft gesetzt wird. Die Effizienz des Quotensystems würde durch einen perfekten Markt gewährleistet. In kleineren Einheiten, wie der belgischen Region Flandern, ist jedoch sowohl der Stromanbietermarkt als auch der Käufermarkt ein Oligopol. Für Geothermie und Photovoltaik bestehen in Flandern zudem noch steuerliche Privilegierungen (Ergebnis energiepolitischer Gespräche am 18. Februar und 16. September 2015).

In der Wallonie wurde 2003 ein Quotenmodell mit technologiespezifischer Zertifikatszuteilung eingeführt. Mit technologieabhängigen Gewichtungsfaktoren bei der Zertifikatsvergabe werden in diesem System verstärkt Anreize für den Ausbau bestimmter Technologien oder Anlagentypen gesetzt. 2007 wurde die Quote erstmals erfüllt. Biomasse-, Windkraftanlagen und KWK-Anlagen auf Basis fossiler Energieträger (die ebenfalls Zertifikate erhalten) lieferten in den letzten Jahren die größten Beiträge zur Quotenerfüllung (RES LEGAL Belgien 2013). Erreichen die Quotenpflichtigen die gesetzlich vorgegebene Quote nicht, so muss eine Pönale von 100 Euro pro MWh entrichtet werden (Haucap et al. 2012a: 11).

In Polen wird das Quotenmodell seit 2012 neben Steuererleichterungen für Stromerzeuger als Fördersystem für erneuerbare Energien angewandt. Anlagenbetreiber, die erneuerbare Energien nutzen, erhalten ein Zertifikat pro MWh generiertem Strom. Das polnische Energie-Gesetz verpflichtet einige Konsumenten aus der Industrie, Stromerzeuger und -anbieter sowie Endkonsumenten, die an der Börse sind, eine bestimmte Quote an Zertifikaten zu erfüllen. Alternativ dazu können die Unternehmen auch eine Gebühr entrichten. Wenn sie dies nicht tun, wird eine Strafzahlung fällig (RES LEGAL Polen 2013).

Strom aus erneuerbaren Energien wurde auch in Italien seit 2002 in erster Linie durch eine Quotenverpflichtung gefördert. Die Produzenten und Importeure von Strom waren danach verpflichtet nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil des von ihnen produzierten oder importierten Stroms aus erneuerbaren Energien stammt (Art. 14 DM 18/12/08). Die Zertifikate waren mit anderen Förderinstrumenten kombinierbar. Der Zeitraum, für den Zertifikate zugeteilt waren, wurde für alle Energieträger, deren Anlage nach dem 31.12.2007 in Betrieb gegangen ist, auf 15 Jahre befristet (Art. 2 Abs.143, 144 L 244/07) (RES LEGAL Italien 2014).

Dieses Fördersystem gilt nicht mehr für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2013 in Betrieb genommen wurden (Art. 25, c. 11, l. b DL 28/11). Alle Anlagen müssen jetzt durch Einspeisevergütung oder Marktprämien gefördert werden. Förderfähige Anlagen, die

bis 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen wurden, sind während des gesamten Förderungszeitraums noch unter dem alten System förderfähig (Art. 25, c. 7, 8 DL 28/11) (RES LEGAL Italien 2014).

5.3 Weitere Erfahrungen mit Fördersystemen in der EU

Wie Abbildung 7 zeigt, gibt es im europäischen und außereuropäischen Ausland viele Erfahrungswerte mit Ausschreibungsmodellen, die zur Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt werden. Großbritannien hat bereits in den 1990er Jahren Auktionen durchgeführt. Diese umfassten damals jedoch neben erneuerbaren Energieerzeugungsformen auch noch Nuklearanlagen, da der Fokus mehr auf dem Einsparen von Treibhausgasen und weniger auf dem Ausbau erneuerbarer Energieformen lag. Positiv hervorzuheben ist, dass sich vergleichsweise niedrige Förderhöhen einstellten. Als problematisch erwies sich die Umsetzung der Projekte, nachdem der Zuschlag erteilt worden war, sodass die Ausbauziele grob verfehlt wurden. Die mangelhafte Realisationsrate scheint auf Defizite in der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns zurückzuführen. So waren keine Pönalen bei Nichteinhalten der Projektzusagen vorgesehen (Monopolkommission).

Frankreich setzt seit 1996, mit zwischenzeitlicher Aussetzung, immer wieder Ausschreibungen zur Festsetzung der Einspeisevergütungen in bestimmten Bereichen ein. Diese werden technologiespezifisch durchgeführt. Anfangs waren nur Windkraft- und Biomasseanlagen Gegenstand der Auktionen. Die erzielten Realisationsraten waren hierbei sehr gering, im Bereich der Biomasseanlagen waren es 40 Prozent und bei Windkraftanlagen sogar nur 10 Prozent. Mittlerweile wurde das System auf größere Photovoltaikanlagen (über einer Leistung von 100 kW) ausgeweitet, kleinere Anlagen erhalten weiterhin eine fixe Vergütung. Das Besondere an den französischen Photovoltaikausschreibungen ist zum einen die Bevorzugung solcher Anlagen, die Material aus französischer Herstellung verwenden. Die Auswahl der Gebote, die einen Zuschlag erhalten sollen, findet folglich nicht nur nach einem Preisbildungsmechanismus statt, sondern unter gleichzeitiger Einbeziehung anderer Kriterien. Die sich ergebenden Preise werden zudem nicht veröffentlicht. Zum anderen findet nicht nur eine Differenzierung zwischen den Technologien statt, sondern auch bezüglich der Anlagengröße. Im Ergebnis führt dies zu einem relativ kleinteiligen System mit vielen verschiedenen Ausschreibungsrunden. Hinzu kommt, dass die Präqualifikationsanforderungen hoch angesetzt sind. Bieter müssen umfangreiche Nachweise bezüglich ihrer Fähigkeit und Liquidität beibringen. Die hohen Anforderungen bei Gebotsabgabe und die starke Segmentierung haben dazu geführt, dass jeweils nur einige große Unternehmen Zuschläge erhalten haben. Mit der hohen Konzentration gingen gleichzeitig relativ hohe Preise, aber auch eine hohe Realisierungsquote einher.

Viele weitere Staaten haben Auktionsverfahren zur Festsetzung der Förderung implementiert. Bei den Ergebnissen ist ein klares Muster zu erkennen: In den meisten Ländern wurden die Ausbauziele nicht erreicht, die Preise bzw. Förderhöhen sanken jedoch. Je höher die Qualitätsanforderungen bzw. die Nachweis- und Dokumentationspflicht und je kleinteiliger die Systematik bezüglich Technologiespezifizierung und Regionalisierung, desto größer sind die Realisationsraten, aber auch die Fördersätze (Monopolkommission).

In den Niederlanden gibt es vier Fördersysteme für Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Zur Finanzierung dieser Fördersysteme trägt hauptsächlich der Steuerzahler bei, nicht der tatsächliche Stromkonsument. Das niederländische Fördersystem in Form einer Einspeisevergütung mit Kappungsgrenze (SDE-Stimulering Duurzame Energieproductie) wurde von 2007 bis 2013 vom Staatshaushalt finanziert. Im Januar 2013 führte man zusätzlich eine Umlage auf die Stromrechnung der Endverbraucher ein (Haushalt und Unternehmen), um das Nachfolgerprogramm SDE+ zu finanzieren.

Auf einen Blick



In der EU gibt es viele Erfahrungswerte mit Ausschreibungsmodellen, die zur Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt werden. In Großbritannien überwogen in den 1990er Jahren negative Erfahrungen, weshalb das System Anfang der 2000er Jahre durch ein Quotensystem ersetzt wurde. Frankreich setzt seit 1996, mit zwischenzeitlichen Unterbrechungen, immer wieder Ausschreibungen zur Festsetzung der Einspeisevergütung ein. Hier herrscht aktuell ein sehr kleinteiliges System mit vielen verschiedenen Ausschreibungsrunden.



Die Aufteilung der finanziellen Last zwischen Haushalten und Unternehmen liegt bei etwa 50:50. Das eingenommene Geld der Betreiber aus der Umlage wird von diesen an den Staat weitergeleitet. Die Umlage soll noch bis 2016 eingezogen werden und steigt jährlich an, um das SDE+ Budget auszugleichen (Ragwitz et al. 2014: 13). Mit dieser Förderung wird das Fördergesamtbudget (1,7 Mrd. Euro in 2012) nicht mehr den einzelnen Technologien zugewiesen; vielmehr erfolgt die Förderung im Rahmen einer einheitlichen Förderplattform, das heißt, alle Technologien konkurrieren untereinander um die Fördergelder.

In diesem anfangs technologieunabhängigen Marktprämiensystem wurde 2013 eine ortsspezifische Unterscheidung der Preisobergrenze eingeführt, um weiter zu differenzieren, abhängig von den Volllaststunden. So wird der jährlich geförderte Anteil am Strom beschränkt (RES LEGAL Niederlande). Anlagen mit einer Leistung von weniger als 15 kWp fallen nicht unter SDE+ und können vom Net-Metering Gebrauch machen. Beim Net-Metering wird der verbrauchte Strom mit dem erzeugten Strom verrechnet, sodass für den Erzeuger durch den selbst verbrauchten Strom keine weiteren Kosten entstehen (Wilming 2014).

Neben dem SDE+ und dem Net-Metering gibt es steuerliche Vergünstigungen sowohl für Unternehmen als auch für Kleinverbraucher zur Förderung von Investitionen in erneuerbare Technologien. Außerdem können seit dem 1. Juli 2012 Kleinverbraucher einen Zuschuss in Höhe von 15 Prozent des Anschaffungspreises der PV-Anlage (max. 650 Euro) beantragen. Insgesamt stellt die Regierung hierfür einen Betrag von 52 Mio. Euro für die Jahre 2012 und 2013 zur Verfügung (RES LEGAL Niederlande).

Für Dezember 2015 sind erste Ausschreibungen für Off-Shore-Windanlagen als Pilotprojekte geplant. Des Weiteren beschäftigen sich die Niederlande mit der Einführung eines Systems mit handelbaren Quoten. Die Einführung gilt es zu verfolgen und aus den Erfahrungen der Niederlande zu lernen.

6. Das Quotenmodell als Alternative in Deutschland?

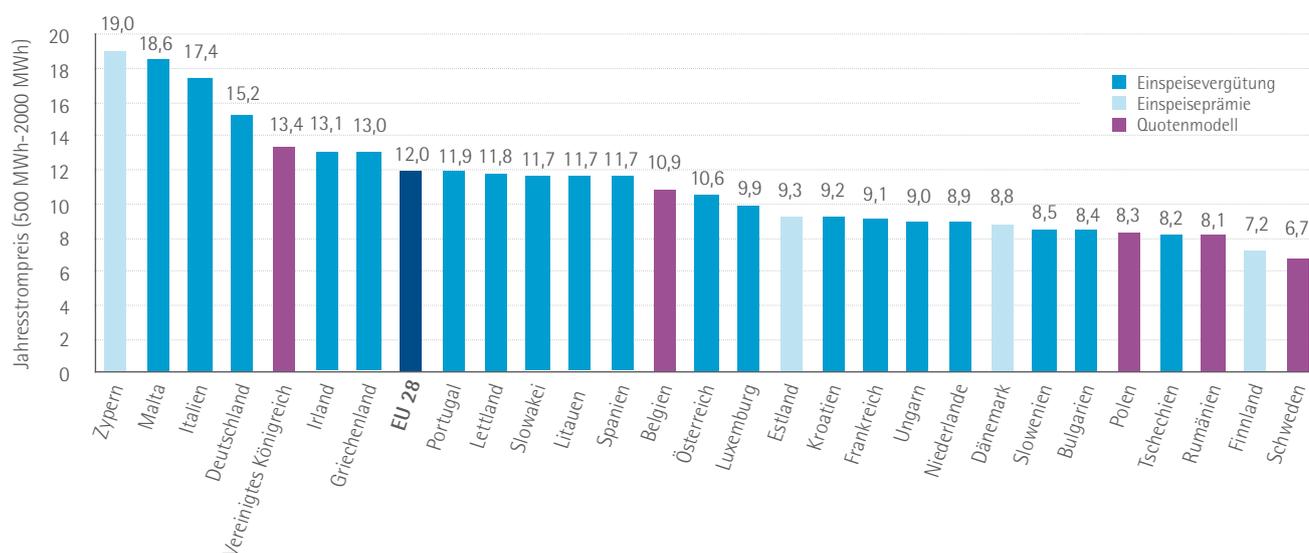
Der Vorschlag, das bestehende Einspeisevergütungssystem in Deutschland durch ein Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten zu ersetzen, wird im Diskurs zur Weiterentwicklung des EEG immer wieder aufgegriffen (z. B. Haucap et al. 2012a und b). Ein Quotenmodell führt zu einem kosteneffizienteren Ausbau der Stromerzeugung aus EE. Es erhöht den Wettbewerb zwischen den Technologien und liefert stärkere Anreize für Kostensenkungen. Die Ausbaugeschwindigkeit, die bei Einspeisevergütungssystemen kaum gesteuert werden kann (Haucap et al. 2012b), wäre in einem Quotensystem gut regulierbar. Darüber hinaus können durch den Handel mit Zertifikaten die tatsächlichen Kosten der Stromerzeugung aus EE nachverfolgt werden. Kosten für Regelenergie, die derzeit nicht verursachergerecht angelastet werden, würden beim Ausbau im Rahmen eines Quotenmodells adäquat berücksichtigt werden (Haucap et al. 2012a). Außerdem führt der Einspeisevorrang für EE zu suboptimalem Kraftwerkseinsatz. Eine gesamtwirtschaftlich ineffiziente Standortwahl sowie fehlende Anreize für eine sinnvolle Netzintegration haben übermäßige Netzausbaukosten zur Folge, die in einem Quotenmodell begrenzt bleiben (Haucap et al. 2012a). Ein Quotenmodell könnte daneben die Umverteilungseffekte, die durch den Umlagemechanismus derzeit in Deutschland entstehen, eindämmen.

Wie aufgezeigt, gibt es bisher schon einige Erfahrungswerte zur Förderung der erneuerbaren Energien in einem Quotensystem mit handelbaren Zertifikaten. Auch in der Wissenschaft gibt es Debatten über die Auswirkungen. Haucap et al. 2012b empfehlen in einem volkswirtschaftlich und juristischen Gutachten, ebenso wie die Monopolkommission (2011) und der Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, (2011) die Umstellung des deutschen Fördersystems auf ein quotenbasiertes Modell. Hierin sollen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, stromintensive Unternehmen sowie Energieverbraucher im Ausmaße ihrer eigenen Stromerzeugung, der Importe und des an der deutschen Strombörse gekauften Stroms verpflichtet werden, einen jährlich steigenden Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen.

Signifikante Aussagen zur Kausalität von Förderinstrument und Strompreisen lassen sich aufgrund fehlender Empirie nicht treffen. Seltene Studien wie die von Winkler, J. und M. Klobasa (2014) simulieren zwar den Einfluss des Designs der Fördersysteme für Erneuerbare auf den Börsenstrompreis. Inwiefern diese Ergebnisse auf den Endkundenpreis wirken, wird jedoch nicht untersucht. Dies würde aber von einer Vielzahl weiterer Faktoren, insbesondere der Wettbewerbsstruktur abhängen. Wenn man jedoch den Zusammenhang zwischen den Strompreisen in den einzelnen EU-Ländern im Vergleich zu den Fördermechanismen darstellt, ist zu erkennen, dass das Quotenmodell ein erfolgreiches System ist. In EU-Ländern, die das Quotenmodell eingeführt haben sind die Strompreise für die Industrie oftmals geringer als in anderen Ländern. Wie Abbildung 9 zeigt, waren die Industriestrompreise z. B. in Schweden mit 6,7 Cent/kWh und in Belgien mit 10,9 Cent/kWh im Jahr 2014 deutlich günstiger als in Deutschland mit 15,2 Cent/kWh (Eurostat 2015). Der Mittelwert der Industriestrompreise von EU-Ländern, die ein Quotensystem nutzen, liegt bei 9,48 Cent/kWh. Im Vergleich dazu liegt der durchschnittliche Industriestrompreis aller EU-Mitgliedsstaaten bei 12 Cent/kWh. Dies ist ein erster Ansatz zu dem die Wissenschaft angehalten ist, ihre Forschung auszuweiten. Die Förderung erneuerbarer Energien ist nur einer von vielen Faktoren bei der Strompreisbildung. Allerdings lassen sich nicht nur bei diesem Parameter Korrelationen nachweisen.

Auch beim Vergleich der Entwicklung der Komponenten des Handelspreises für Strom unter den EU-Mitgliedsländern, lässt sich feststellen, dass der Anteil der Steuern am Strompreis für die Industrie in Ländern mit Quotenmodell geringer war als in anderen Staaten. So lag z. B. der Steueranteil am Strompreis für Haushalte in Großbritannien bei 0,85 Euro Cent/KWh, was 5 Prozent des Strompreises ausmacht im Vergleich zu 16,8 Euro Cent /KWh in Dänemark, was 56 Prozent der Gesamtrechnung beträgt (EU 2014). Insgesamt ist der Haushaltsstrom in Deutschland 46 Prozent teurer als im EU-Durchschnitt. Industriestrom liegt um 18 Prozent darüber und ist etwa doppelt so teuer wie in den USA.

Abb. 9: Strompreise Industriebetriebe inkl. Steuern, Abgaben und Umlagen



Quelle: Eigene Darstellung nach Eurostat; Stand: 2. Halbjahr 2014 (Durchschnitt) in Cent/KWh.

Die positivere Auswirkung von Quotensystemen auf den Strompreis wird noch deutlicher, wenn man den Anstieg der Strompreise für die Industrie betrachtet. In Deutschland stiegen die Strompreise im Zeitraum von 2008 bis 2012 um 20 Prozent, während im selben Zeitraum die Industriestrompreise in Schweden nur um 0,5 Prozent und in Großbritannien um rund 12 Prozent anstiegen (EU 2014: 226). Der Vergleich des bisher erreichten Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch zeigt zudem, dass Länder, die 2013 ein Quotenmodell nutzen, mit 20 Prozent die höchste Umsetzungsrate erreichten, vor Ländern mit Einspeisevergütung, deren Anteil 2013 bei 16 Prozent lag. In den überprüften EU-27-Ländern, die kein Quotenmodell nutzen, liegt der Anteil der EE nur bei 17 Prozent. Unter Beibehaltung der aktuellen Energiepolitiken in den EU-Mitgliedsstaaten rechnet die Kommission bis 2030 mit 24 Prozent und würde damit ihr Ziel von 27 Prozent Anteil EE am Endenergieverbrauch verfehlen. Die höchsten Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch verzeichneten im Jahr 2013, wie bereits erwähnt, Schweden (52 Prozent), Lettland (37 Prozent), Finnland (knapp 37 Prozent) und Österreich (knapp 33 Prozent) (Eurostat 2015).

Auch die CO₂-Emissionen gemessen am Bruttoinlandsprodukt waren im Jahr 2011 in den Mitgliedsstaaten mit Quotenmodell durchschnittlich mit 505,9 Tonnen pro Euro BIP geringer als in den Mitgliedsstaaten mit Einspeisevergütung (523,4 Tonnen pro Euro BIP). In Ländern mit Einspeiseprämie lagen die THG-Emissionen nur bei 444,8 Tonnen pro Euro BIP.

Zudem lässt sich feststellen, dass nicht die Förderhöhe für erneuerbare Energien ausschlaggebend für einen hohen Anteil an EE ist. Norwegen z. B. hat den geringsten Anteil an der Bruttostromerzeugung durch die Förderung Erneuerbarer bezuschusst, und auch in Schweden lag dieser Anteil 2012 nur bei knapp 13 Prozent, wohingegen der Anteil in Deutschland bei über 18 Prozent lag. Dennoch ist der Anteil an EE in Schweden der höchste in der EU. Bis 2020 wollen Schweden und Norwegen mit ihrem gemeinsamen Zertifikatemarkt für EE-Strom die Stromerzeugung aus Erneuerbaren um 26,4 TWh im Vergleich zu 2012 steigern (CEER 2015: 23).

7. Handlungsempfehlungen an die Politik

Das Strommarktdesign hat in allen EU-Mitgliedsstaaten die Aufgabe, die gesellschaftlichen sowie zugleich klimaschutz- und energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Umweltgerechtigkeit unter Berücksichtigung der Kriterien Wettbewerb, Transparenz und europäische Integration in einem liberalisierten Energiemarkt miteinander in Einklang zu bringen. Von zentraler Bedeutung ist dabei, dass das Marktdesign mit seinen Förderinstrumenten das zielgerichtete wirtschaftliche Handeln der Marktakteure ermöglicht und anreizt. Dies erfolgt unter dem derzeitigen deutschen Strommarktdesign und seinem Fördersystem jedoch nur unzureichend. Das Einspeisevergütungssystem, wie es heute im EEG geregelt ist, war als temporäres Markteinführungsinstrument etabliert worden und ist nicht geeignet, um den Markt dauerhaft wirtschaftlich effizient zu regeln. Als Ersatz für die in den nächsten Jahren wegfallenden Kernkraftwerke werden neben den erneuerbaren Energien zahlreiche weitere Optionen benötigt. Damit hier investiert wird, sind technologieoffene Marktanreize notwendig, die zu möglichst geringen Zusatzkosten führen. Das aktuelle Strommarktdesign wurde im Zuge der Liberalisierung jedoch für ein Energiesystem entwickelt, das im Wesentlichen auf konventioneller Erzeugung beruht und EE nicht in systemrelevanten Größenordnungen beinhaltet.

Auch die EU fordert eine Abkehr von Einspeisetarifen. Der bis dato stark geförderte Markt muss zukünftig in einen integrierten Markt ohne durchgängige politische Eingriffe umgewandelt werden. Dies empfehlen unter anderem die Monopolkommission (2011), der Sachverständigenrat zur Beurteilung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011), das RWI (Frondel et al. 2012) und acatech, die deutsche Akademie der Technikwissenschaften (2012).

Es ist ein System erforderlich, das eine stärkere Marktorientierung aufweist und jene Effizienzreserven zu heben ermöglicht, die sich durch stärkere Anreize für die Systemintegration und die vorzugsweise europaweite Ausnutzung von Standortvorteilen für die Erzeugung regenerativen Stroms ergeben (Frondel et al. 2012: 3).

Statt staatlich festgelegte Einspeisetarife für EEG-Anlagen sind Ausschreibungen ein guter Weg, um Überförderung zukünftig zu vermeiden (Sommer, RWI, 11.12.2015). Hierdurch wird der Wechsel von einer Preis- auf eine Mengensteuerung bei den erneuerbaren Energien eingeleitet. Der bisher ungebremste Anstieg der EEG-Umlage sollte damit wirkungsvoll gebremst werden. Dabei ist es wichtig, die Mengen relativ genau vorzugeben, um eine Überhitzung im Markt und einen Investitionsrückgang zu verhindern. Die jetzt im EEG vorgesehene Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie ist ein erster Schritt, um einen Anreiz zur bedarfsgerechten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu setzen. Die Marktintegration der Erneuerbaren ist damit aber noch lange nicht erreicht.

Auf einen Blick



Es ist von zentraler Bedeutung, dass das Strommarktdesign mit seinem Fördersystem für erneuerbare Energien in den EU-Mitgliedsstaaten das zielgerichtete wirtschaftliche Handeln der Marktakteure ermöglicht und anreizt. Eine gute Möglichkeit, um die Marktintegration der EE voranzutreiben, bietet die marktbasierende Mengensteuerung in Form von Quoten.

Die Vorteile eines Quotenmodells:

- *Ausbaugeschwindigkeit EE kann gesteuert werden.*
- *Netzausbau ist besser planbar.*
- *Marktkräfte und Wettbewerb können sich maximal entfalten.*
- *Bevorzugte Wahl von effizienteren Technologien, Standorten, Anlagegrößen*
- *Minimaler bürokratischer Aufwand*
- *Reduktion der Gesamtkosten der Energiewende*
- *Einbremsen der steigenden Energiepreise*

Eine weitere Möglichkeit dafür bietet die marktbasierende Mengensteuerung in Form von Quoten, die sowohl von der Monopolkommission (2011) als auch vom Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR 2011) vorgeschlagen wurde (Frondelet al. 2012: 4). Hierdurch können Angebot und Nachfrage noch stärker ins marktwirtschaftliche Gleichgewicht gebracht werden. Über ein Quotensystem ist es möglich, nur das Ausbauziel der erneuerbaren Energien staatlich festzulegen. Der politisch gewünschte Zubau neuer Kapazitäten kann damit passgenau erfolgen, und der dafür erforderliche Netzausbau wäre besser planbar. Dabei kann den Unternehmen ein größtmöglicher Freiraum durch minimalen bürokratischen Aufwand bei echtem Wettbewerb garantiert werden. Auch Eigenstromverbrauch aus EE kann in diesem System Berücksichtigung finden (Haucap et al. 2012b: 61). Dies kann die Gesamtkosten der Energiewende drastisch reduzieren und so die Steigerung der Energiepreise im Rahmen halten. Um dem Argument der einseitigen Förderung der zu diesem Zeitpunkt effizientesten Technologie entgegenzuwirken, sollten zusätzlich zum Quotenmodell andere Anreize für Technologien geschaffen werden, z. B. durch eine Technologieförderung. Damit könnte auch ganz allgemein dem Infant Industry Phänomen² bei neuen Technologien entgegengewirkt werden.

Außerdem gilt es aus Anfangsfehlern anderer Länder mit dem Quotenmodell zu lernen, wie es z. B. in Großbritannien der Fall war. Man sollte auf keinen Fall die Schlussfolgerung ziehen aufgrund von Anfangsschwierigkeiten mit dem Quotenmodell beim Einspeisetarifmodell zu bleiben, da dies keine langfristige Lösung aufzeigt. Ein idealtypisches, technologieoffenes Quotenmodell kann bisher nicht klar definiert werden, da noch zu wenig Erfahrung mit diesem Förderinstrument gesammelt wurde. Schweden ist jedoch ein sehr erfolgreiches Beispiel, an dessen Umsetzung des Quotenmodells sich andere Länder orientieren könnten.

Oftmals ist es nötig, zumindest in der Anfangsphase, technologiespezifische Förderungen (wie z. B. Abnahmeverpflichtungen zu festgelegten Preisen oder Einspeisetarife für bestimmte Kleinanlagen) zu gewähren. Allerdings sollte das nicht das langfristige Ziel eines Förderinstrumentes sein, das einen vorgegebenen Anteil erneuerbarer Energie zu geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten erreichen will (Bardt et al. 2012).

Daneben würde sich durch ein Quotenmodell der Anreiz erhöhen, in Speichertechnologien zu investieren, um als gewinnmaximierender Produzent den besten Einspeisezeitpunkt selbst wählen zu können. Außerdem könnte durch dieses Modell, in Zusammenarbeit mit der EU und einer Harmonisierung der Fördersysteme in den Mitgliedsstaaten, der Zertifikatshandel auf die europäische Ebene ausgeweitet werden, um die dortigen Effizienzreserven zu nutzen (Frondelet al. 2012: 5).

Insgesamt sind für die Umsetzung eines auktionierten Quotenmodells folgende grundlegende Punkte zu beachten:

- Die Ausgleichszahlungen müssen gewichtet am Durchschnitts-Zertifikatspreis ausreichend hoch festgelegt werden, um eine Quotenerfüllung sicherzustellen und das strategische Verhalten der Stromversorger einzudämmen.
- Der festgelegte Zeitrahmen muss lange genug sein, um die Investitionssicherheit zu erhöhen.
- Ein möglichst unbürokratisches und einfaches Genehmigungsverfahren muss gewährleistet sein.

² Eine „infant industry“ ist ein junger, neuer Wirtschaftszweig, der am Anfang seiner Entwicklung steht und sich noch nicht gegen etablierte Wettbewerber auf dem Markt durchsetzen kann. Die „Infant Industry“ Theorie besagt, dass solche jungen Industrien zu Beginn von internationalen Wettbewerbern durch bestimmte staatliche Förderung, wie z. B. Quoten mit Technologieförderung oder Handelsbarrieren geschützt werden sollten, um ihnen die Möglichkeit zu geben, sich zu etablieren.

Europe



Nach dem Gutachten von Haucap et al. 2012b wird ein quotenbasiertes Modell als Förderinstrument erneuerbarer Energien in Deutschland empfohlen, bei dem Elektrizitätsversorger, stromintensive Unternehmen sowie Energieverbraucher im Ausmaß ihrer eigenen Stromerzeugung, der Importe und des an der deutschen Strombörse gekauften Stroms verpflichtet werden, einen jährlich steigenden Anteil des Stroms aus EE zu beziehen. Dieser muss nicht physisch erfolgen, sondern kann durch handelbare Grünstromzertifikate nachgewiesen werden. Auch die Monopolkommission sprach sich in ihrem letzten Sondergutachten für das Quotenmodell nach schwedischem Vorbild und somit für die Überführung der Förderung in eine technologie neutrale Mengensteuerung aus.

Fazit:

Die Energiewende ist ein europäisches Projekt. Alle Mitgliedsstaaten arbeiten an der Steigerung ihres Anteils an erneuerbaren Energien, Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der Energieeffizienz. In den Mitgliedsstaaten kommen unterschiedliche Finanzierungs- und Fördersysteme zum Einsatz. Derzeit werden in der EU in erster Linie Einspeisevergütungsmodelle (mit Vergütung in Form von Tarifen oder Prämien) eingesetzt. Wenige EU-Mitgliedsstaaten nutzen Quotensysteme mit handelbaren Zertifikaten zur Förderung von EE-Anlagen. Ausschreibungsmodelle und Investitionsförderungen kommen momentan noch nur zur Unterstützung konkreter Projekte bzw. als begleitendes Instrument zum Einsatz. Erfahrungen aus mittlerweile fast einem Jahrzehnt lassen Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Fördersysteme zur Finanzierung erkennen, insbesondere für den Strommarkt. Die Wahl des Instruments zur Unterstützung erneuerbarer Energien war bis dato in der EU den Mitgliedsstaaten überlassen und nicht harmonisiert. Mit den neuen Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien der EU-Kommission (EEAG) werden der staatlichen Förderung von erneuerbaren Energien jedoch Grenzen gesetzt. So ergeben sich für Erneuerbare-Energie-Anlagen zukünftig konkrete Vorschriften, z. B. die Nutzung einer Marktprämie anstelle von festen Einspeisevergütungen sowie Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der Förderhöhe.

Die Einspeisevergütung, wie sie in vielen europäischen Ländern derzeit noch genutzt wird, ist ein temporäres Markteinführungsinstrument und nicht geeignet, um den Markt dauerhaft wirtschaftlich effizient zu regeln. Der Vergleich der Erfahrungen der

EU-Mitgliedsstaaten mit unterschiedlichen Fördersystemen zeigt, dass EU-Länder, die ein Quotenmodell zur EE-Förderung nutzen, beim Anteil an erneuerbaren Energien und der Reduktion der CO₂-Emissionen erfolgreich sind. Die Industriestrompreise waren in Ländern wie Schweden mit 6,7 Cent/kWh und Belgien mit 10,9 Cent/kWh im Jahr 2014 deutlich günstiger als in Deutschland mit 15,2 Cent/kWh (Eurostat) (siehe Abbildung 12). Der Mittelwert der Industriestrompreise von EU-Ländern, die ein Quotensystem nutzen, liegt bei 9,48 Cent/kWh. Im Vergleich dazu liegt der durchschnittliche Industriestrompreis aller EU-Mitgliedsstaaten bei knapp 12 Cent/kWh.

Der Vergleich des bisher erreichten Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch zeigt zudem, dass Länder mit Quotenmodell 2013 mit 20 Prozent die höchste Umsetzungsrate erreichten. Der Anteil in Ländern mit Einspeisevergütung lag 2013 bei 16 Prozent. Insgesamt liegt der Anteil der EE in den überprüften EU-27-Ländern, die kein Quotenmodell nutzen, nur bei 17 Prozent. Die höchsten Anteile erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch verzeichneten im Jahr 2013 Schweden (52 Prozent), Lettland (37 Prozent), Finnland (knapp 37 Prozent) und Österreich (knapp 33 Prozent) (Eurostat). Auch die CO₂-Emissionen, gemessen am Bruttoinlandsprodukt, waren im Jahr 2011 in den Mitgliedsstaaten mit Quotenmodell mit durchschnittlich 505,9 Tonnen pro Euro BIP geringer als in den Mitgliedsstaaten mit Einspeisevergütung (523,4 Tonnen pro Euro BIP). Hieraus sollten die EU-Kommission und die anderen europäischen Länder, auch Deutschland, lernen, um zukünftig die Förderung erneuerbarer Energien und die Integration in der EU effizienter zu gestalten. Zu einer weiteren Europäisierung gehört auch, den Ausbau des EU-Binnenmarktes für Strom stärker zu harmonisieren.

Eine besondere Herausforderung stellt die Finanzierung der Fördersysteme für erneuerbare Energien in allen EU-Mitgliedsstaaten dar. Immer mehr energieintensive Betriebe müssen von den Kosten befreit werden. Sozial schwache Haushalte werden über Gebühr belastet, was die Kaufkraft schwächt. In Bayern sind die Kosten für viele Betriebe in Grenznähe ein Wettbewerbsnachteil gegenüber dem benachbarten Ausland. Aktuell werden die Kosten für die Fördersysteme zur Finanzierung erneuerbarer Energien im Strommarkt in den meisten EU-Ländern von den Stromkonsumenten getragen. Dies erfolgt meist über Umlagen und andere nicht steuerliche Abgaben. In einigen Ländern, z. B. in den Niederlanden, gibt es aber auch Erfahrungen mit der Finanzierung der Fördersysteme über den allgemeinen Haushalt. Hier werden die Kosten in einem gesamtstaatlichen Modell durch den Steuerzahler getragen.

Im Quotenmodell wird keine Umlage mehr generiert und weiter auf den Konsumenten abgewälzt, sondern eine Pflicht zum Ankauf von Zertifikaten über die Quotenpflicht erzeugt, die in einem Marktmechanismus erfüllt wird (Haucap et al. 2012a: 19). Im Detail verpflichteten sich Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie einige Energieverbraucher, einen Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen. Die Vorteile eines Quotenmodells liegen in der Möglichkeit, die Ausbaugeschwindigkeit erneuerbarer Energien genau zu steuern und den Netzausbau besser planen zu können. Außerdem können sich Marktkräfte und Wettbewerb unter den erneuerbaren Energiequellen frei entfalten, weshalb effiziente Technologien, Standorte und Anlagegrößen bevorzugt werden. Dabei kann den Unternehmen ein größtmöglicher Freiraum durch minimalen bürokratischen Aufwand bei echtem Wettbewerb garantiert werden.

Des Weiteren könnte ein solches System auf andere EU-Mitgliedsstaaten ausgeweitet werden, um den Binnenmarkt in der EU auch auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien zu stärken (vgl. Mitteilung der EU-Kommission an das Europäische Parlament, 2012). Dies kann die Gesamtkosten der Energiewende deutlich reduzieren und die Steigerung der Energiepreise im vertretbaren Rahmen halten. Eine Bedingung dafür ist allerdings, den europäischen Netzausbau voranzutreiben.

Literaturverzeichnis

acatech (2012): Die Energiewende finanzierbar gestalten:
Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft.

Bardt, H., Niehues, J., Techert, H. (2012): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz
– Erfahrungen und Ausblick. Institut der deutschen Wirtschaft Köln, Berlin.

Bundesverband WindEnergie e.V (BWE) (2012): Positionspapier zur Novelle des
Erneuerbaren-Energien-Gesetzes

Canzler, W., Knie, A. (2013): Schlaue Netze. Wie die Energie- und Verkehrswende
gelingt, München.

CEER (2014): Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes
in Europe, Ref: C12-SDE-33-03, Brüssel.

CEER (2015): Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes
in Europe in 2012 and 2013, Brüssel.

EU-Kommission (2015): Klima- und Energieziele 2020,
ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm

Europäische Kommission (2014): Communication from the commission to the
European parliament, the council, the european economic and social committee and
the committee of the regions. Energy prices and costs in Europe, 17.03.2014, Brüssel.

European Emission Trading System (2014):
ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm

European Energy Agency (2012): GHG Inventory 2012 Summary. European
Environment Agency, Kopenhagen,
eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2012

Eurostat (2015): Energiestatistiken,
ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_trends

Eurostat (2015): Erneuerbare Energien in der EU28 – Anteil erneuerbarer Energien
im Jahr 2013 auf 15% des Energieverbrauchs gestiegen. Pressemitteilung.

Fischer, S., Westphal, K. (2012): Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoptionen
in der EU. Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, Berlin.

Fronde, M., Schmidt, C.M., aus dem Moore, N. (2012): Marktwirtschaftliche
Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen
Technologien. Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, Essen.

Frontier Economics (2011): Study on Market Design for Renewable Quota Scheme,
Study prepared for Energie-Niederlands, London.

- Haucap, J., Kühling, J., Klein, C. (2012b): Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten über die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Düsseldorf: Institut für Wettbewerbsökonomie im Auftrag des Sächsischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr.
- Haucap, J., Kühling, J. (2012a): Zeit für grundlegende Reform der EEG-Förderung – das Quotenmodell. Düsseldorf: Institut für Wettbewerbsökonomie, Nr. 33.
- Held, A., Ragwitz, M., Gephart, M., de Visser, E., Klessmann, C. (2014): Design features of support schemes for renewable electricity. ECOFYS by order of: European Commission, DG ENER.
- Kalt, G., Lang, B., Schmidl, J. (2013): Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern – Status und Perspektiven. Endbericht. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Austrian Energy Agency, Wien.
- La Chevallerie, A., Schweitzer, K. (2012): Gemeinsamer Handel mit Stromzertifikaten – Förderung Erneuerbarer in Schweden und Norwegen, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62 (3), 2-95.
- Monopolkommission (2011): Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Baden-Baden.
- Ragwitz, M., Held, A., Resch, G., Faber, T. (2006): Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten. Fraunhofer ISI, Energy Economics Group (TU Wien), Karlsruhe.
- RES LEGAL (2014): Legal sources on renewable energy, res-legal.eu/
- RES LEGAL (2015): Legal sources on renewable energy, res-legal.eu/
- Sachverständigenrat (2011): Jahresgutachten 2011/2012 des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden.
- Sommer, Stephan, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung e.V. (RWI), Kompetenzbereich Umwelt und Ressourcen, Gespräch am 11.12.2015.
- Umweltbundesamt (2013): Europäischer Vergleich der Treibhausgas-Emissionen, umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/europaeischer-vergleich-der-treibhausgas-emissionen
- Wilming, W. (2014): „SDE+“ ersetzt bisherige Förderung Erneuerbarer Energien in den Niederlanden, Sonne, Wind und Wärme, sonnewindwaerme.de/photovoltaik/sde-ersetzt-bisherige-foerderung-erneuerbarer-energien-den-niederlanden
- Winkel, T., Rathmann, M., Ragwitz, M., Steinhilber, S. et al. (2011): RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market. Renewable energy policy country profiles, ECOFYS.
- Winkler, J., Klobasa, M. (2014): Quantifying the effects of different support policies for renewables on European electricity markets.

Impressum:

Herausgeber und Verleger:

IHK für München und Oberbayern
Dr. Eberhard Sasse
Peter Driessen
Balanstraße 55-59
81541 München
☎ 089 5116-0
🌐 muenchen.ihk.de

Verantwortlich:

Evamaria Lutz
Dr. Norbert Ammann
IHK für München und Oberbayern

Gestaltung:

Word Wide KG, München

Bildnachweis:

Titel: BUSCH BRANDING

Druck:

K. Fell GmbH, Gräfelfing

München, Januar 2016



München und
Oberbayern



Folgen Sie uns!



muenchen.ihk.de/newsletter



[/ihk.muenchen.oberbayern](https://www.facebook.com/ihk.muenchen.oberbayern)



[@IHK_MUC](https://twitter.com/IHK_MUC)



[xing.com/net/muenchenihk](https://www.xing.com/net/muenchenihk)



muenchen.ihk.de