

Vergleich der Fördersysteme für erneuerbare Energien

Quotensysteme, Ausschreibungen, Einspeisetarife/-prämien und Investitionsförderungen im internationalen Vergleich

Februar 2015

1. Zusammenfassung

Die Erhöhung des Anteiltes erneuerbarer Energien im System ist in den meisten Staaten der Welt noch abhängig von staatlich definierten Rahmenbedingungen. Gesonderte Unterstützung zur Durchsetzung der erneuerbaren Energien ist aus zwei Gründen derzeit noch notwendig. Einerseits muss der Markt erst an die erneuerbaren Technologien angepasst werden und die Technologien entwickelt werden und andererseits sollen diese Instrumente Asymmetrien zu fossilen Energieträgern verringern. Nach wie vor werden Kohle- Gas- und Atomkraftwerke massiv subventioniert. Im World Energy Outlook 2012 der Internationalen Energieagentur werden Subventionen von 523 Milliarden US Dollar für fossile Energien angeführt. Im Vergleich dazu stehen 88 Milliarden US Dollar für Förderungen von Erneuerbaren Energien weltweit für das Jahr 2011.¹ Auch die EU-Kommission hat in einem Arbeitspapier die Subventionen in Europa im Jahr 2011 für fossile Energien mit 26 Milliarden Euro, für Atomkraft mit 35 Milliarden angegeben. Allein durch die Kohle- und Gasverstromung entstehen der EU jährlich Gesundheitskosten mit weiteren 40 Milliarden Euro. Umweltkosten, wie Lagerung für atomaren Abfall, Entsorgung der Atomkraftwerke oder Versicherungskosten der Atomkraftwerke sind dabei noch gar nicht berücksichtigt. In Vergleich dazu haben erneuerbaren Energien zusammen in der EU im selben Jahr lediglich 30 Milliarden Euro an Förderungen bekommen.²

Die Um- und Durchsetzung erneuerbarer Energien ist abhängig davon, wie das Umfeld für Finanzierung und Investitionssicherheit, der Ausgestaltung des Strommarktes und vor allem die Betriebssicherheit im jeweiligen Land gestaltet wird. Die beschriebenen Unterstützungssysteme weisen individuelle Stärken und Schwächen auf, die wiederum oftmals von den politischen Akteuren intendiert sind (einige Länder präferieren beispielsweise stark zentralistische Strukturen bzw. besitzen eine monopolistisch organisierte Energiewirtschaft und nutzen so mengenbasierte Systeme um kleinere Anbieter vom Markt zu halten).

Als Fördermechanismen für erneuerbare Energien bestehen insbesondere monetäre Instrumente (Einspeisetarife, Prämienmodell) oder, mengenbasierte Systeme (Ausschreibungen, Quotenmodell), seltener kommen andere Modelle vor (beispielsweise steuerliche Instrumente). Für den Vergleich von Fördermechanismen werden vor allem Ausbaugeschwindigkeit, Durchsetzungsrate und Gesamtkosten betrachtet. In der europäischen Union etwa sind aktuell 93 % aller Mechanismen auf Einspeisetarife zurückzuführen.^{3,4}

Ein wesentlicher Anteil der derzeit eingesetzten Fördersysteme, die Asymmetrien zwischen fossilen/nuklearen und erneuerbaren Erzeugungstechnologien ausgleichen sollen, ist am Einspeisetarifsystem (Feed-in-Tarif) orientiert. Auch das österreichische Ökostromgesetz ist ein Einspeisetarifsystem. Den Grund hierfür zeigt auch nachfolgende Analyse. Die Analyse der Stärken und Schwächen der unterschiedlichen Fördersysteme weltweit zeigt, dass vor allem monetäre Mechanismen (Einspeisetarif, Prämien) den mengenbasierten Systemen (Quoten, Ausschreibungen) in allen Kategorien überlegen sind. Die Begründung findet sich im direkten Vergleich der theoretischen aber vor allem der praktischen Auswirkungen der Fördersysteme.

Internationale Erfahrungen mit Quoten- und Ausschreibemodellen zeigen, dass theoretische Überlegungen in der Realität massive Störungen hinsichtlich Investitionssicherheit, Marktvielfalt (Monopolisierung) und Zielerreichung zu verzeichnen haben, und dass sich Einspeisetarifsysteme in der Praxis als effizienteste Fördermöglichkeit für den Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung bewährt haben. Dies sowohl was die Ausbaumenge und Ausbaue-

¹ IEA, World Energy Outlook 2012

² http://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1018491

³ Recent developments of feed-in systems in the EU –A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012

A report commissioned by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)

⁴ Feed-in Tariffs as a Policy Instrument for Promoting Renewable Energies and Green Economies in Developing Countries, UNEP, 2012

schwindigkeit betrifft, als auch Kosteneffizienz. Zu ähnlichen Schlüssen kommt das europäische Parlament in einem Bericht vom 3. April 2013.⁵ Der Hauptgrund für das schlechtere Abschneiden von Quoten- und Ausschreibemodellen liegt im deutlich höheren Risiko dieser Mechanismen für Investoren, was wiederum die Erzeugungskosten antreibt, weniger erneuerbare Energien ermöglicht und den Markt in Richtung Monopolisierung drängt.

Die seit 1. Juli 2014 gültigen Leitlinien der EU Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen mit ihrer klaren Präferenz für Ausschreibungen haben die Debatte um das optimale Fördersystem für Strom aus erneuerbaren Energien erneut entfacht. Der Umstand, dass bei einer beihilferechtlich relevanten Änderung des Ökostromgesetzes 2012 die Anpassung des österreichischen Förderregimes an die neuen EU Leitlinien erforderlich ist, zwingt auch die betroffenen Akteure in Österreich, sich dieser Frage erneut zu stellen.

Nicht nur die Schaffung von Mechanismen, die in den unterschiedlichsten Ausformungen in der Realität gescheitert sind, sondern auch die radikale Umstellung funktionierender Fördersysteme würde die effiziente Zielerreichung und die effiziente Nutzung der erneuerbaren Energien langfristig gefährden. Die weltweite Praxis zeigt, dass ein Abgehen von diesem Prinzip zu steigenden Kosten und vor allem zum Einbruch des Ausbaus erneuerbarer Energien und zu höheren Kosten für den weiteren Ausbau führt.⁶ So fiel etwa der Ausbau der Windenergie aufgrund politischer Unwägbarkeiten in den USA von 2012 auf 2013 von 15.000 MW auf 3.500 MW jährlichen Zubau. Nicht umsonst nennt die Internationale Energieagentur politische Unsicherheiten die größte Herausforderung für erneuerbare Energien.⁷ Schon allein daher wäre es sinnvoller, funktionierende Systeme anzupassen und in ihren Elementen sinnvoll weiterzuentwickeln, um die bisherige Lernkurve zu nutzen und um zu vermeiden, administrative, finanzielle und organisatorische Barrieren neu zu schaffen.

2. Beschreibung von Fördermechanismen

In der Literatur werden verschiedene Methoden, die zur Erfüllung energiepolitischer Ziele dienen, beschrieben. Diese Fördermechanismen lassen sich in folgende Kategorien einteilen:⁸

Institutionelle Instrumente	Monetäre Instrumente	Mengensteuerung	Sonstige
<p>-) Ordnungspolitische Regelungen</p> <ul style="list-style-type: none"> • direkt: Energiegesetze • indirekt: Wettbewerbsgesetze, Umweltgesetze <p>-) organisatorische Unterstützung (Ministerien, Behörden)</p>	<p>-) Fiskalisch</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einnahmenseitig (Abgaben, Steuern) • Ausgabenseitig (Subventionen, Zuschüsse,...) <p>-) Nicht-Fiskalisch</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preisaufsicht, Investitionskontrolle • Einspeisevergütung/-prämien 	<p>-) Quantitative Zielvorgaben</p> <ul style="list-style-type: none"> -) Quoten -) Ausschreibungen 	<p>-) Förderprogramme zeitlich und thematisch abgegrenzt</p> <p>-) Förderung freiwilliger Maßnahmen</p> <p>-).</p>

Zum Vergleich der Fördersysteme sind vor allem die mengenbasierten (Ausschreibung, Quoten) und die monetären Instrumente (Einspeisetarif) relevant. Weltweit gehören Einspeisetarife zu den dominierenden Unterstützungsmechanismen. Erst danach folgen steuerliche Instrumente und mengenbasierte Modelle (Quotensystem, Ausschreibung). In der europäischen Union in Jahr 2012 93 % aller Mechanismen auf Einspeisetarife zurückzuführen.

⁵ <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+REPORT+A7-2013-0135+0+DOC+PDF+V0//DE>

⁶ Tisdale et al. (2014); Impact of Renewable Energy Act Reform on Wind Project Financing, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

⁷ International Energy Agency (2014); Renewable Energy Medium Term Market Report 2014

⁸ Espey, Simone (2001): Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von REN in ausgewählten Industrieländern, Norderstedt

ren.^{9,10} (siehe Abbildung 1). Durch den Vorgabe der EU Leitlinien hat sich das Verhältnis ein wenig geändert. Nach wie vor sind aber beinahe 3/4 aller Fördersysteme Einspeisetarif- oder Prämiensysteme.¹¹

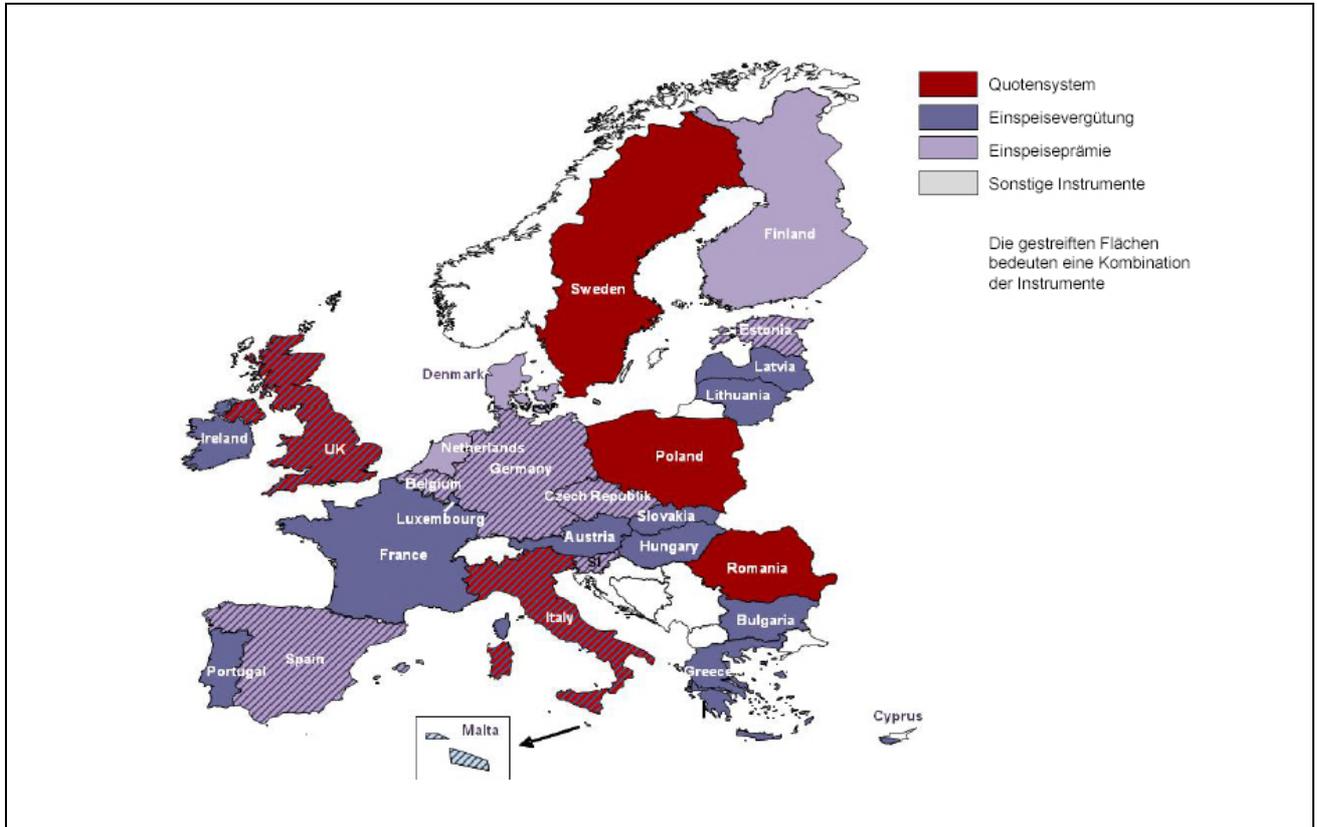


Abbildung 1: Förderinstrumente für Strom aus erneuerbaren Energien in der EU
(Quelle: RE-SHAPING 2011)

Abbildung 1 zeigt eine Übersicht über die derzeit in der EU verwendeten Fördersysteme. Lediglich in vier Ländern werden Ausschreibungen für die Förderung von Windenergie eingesetzt. In fünf Ländern werden Grüne-Zertifikate für den Ausbau der Windenergie herangezogen. Das beherrschende System ist aber nach wie vor das Einspeisetarif- oder Prämiensystem das in neunzehn Staaten in der EU, und damit in beinahe ¾ aller EU-Länder, verwendet wird.

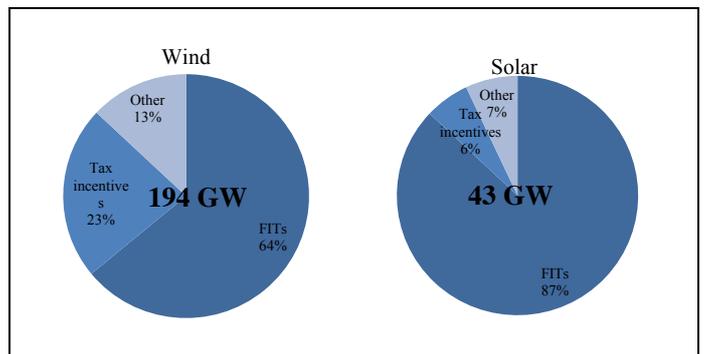


Abbildung 2: Weltweit installierte Menge nach Prämiensystem (Quelle: UNEP nach Tringas)

⁹ Recent developments of feed-in systems in the EU –A research paper for the International Feed-In Cooperation, January 2012
A report commissioned by the Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU)

¹⁰ Feed-in Tariffs as a Policy Instrument for Promoting Renewable Energies and Green Economies in Developing Countries, UNEP, 2012

¹¹ Wind Energy support mechanisms in EU Member States, September 2014

3.1. Beschreibung der Fördersysteme

a) Einspeisetarife („Einspeisevergütung“, „Feed-in Tariff“ (FiT))

Die Ökostromerzeuger erhalten während einer garantierten Laufzeit einen festgelegten Preis und eine Abnahmegarantie für den erzeugten Strom. Festgelegt wird der Preis pro erzeugter Mengeneinheit (normalerweise Preis/kWh). Die Tarife sind meistens technologiedifferenziert (oft auch noch nach Größe der Erzeugungsanlage gestaffelt) ausgestaltet.¹² Mitunter sind die Tarife auch inflationsangepasst. Die Differenz zwischen dem Preis der erzeugten Energie am Strommarkt und dem Tarif entspricht der generierten Rendite und soll eine Abdeckung der Produktionskosten und eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährleisten.¹³ Das wichtige Kriterium der Abnahmegarantie erfolgt meist direkt über die Energieversorgungsunternehmen (welche eine Abnahmeverpflichtung für den Strom aus erneuerbaren Energien treffen) oder über eine separat eingerichtete Institution (etwa in Österreich die Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG)). Prominente Beispiele für Länder mit Einspeisetarifen sind Deutschland, Österreich, Portugal oder Frankreich.

Beispiel Österreich (Einspeisetarif, Deckelung, degressive Ausgestaltung)

Das jährliche Unterstützungsvolumen für neue Ökostromanlagen betrug für das Jahr 2012 50 Millionen Euro. Für neue Anlagen wird dieses Volumen bis 2020 jedes Jahr um 1 Million Euro reduziert. Es differenziert zwischen unterschiedlichen erneuerbaren Technologien (Wind, Kleinwasserkraft, Biomasse und Fotovoltaik). Jeder Technologie werden unterschiedliche Einspeisetarife zugesprochen. Windenergie etwa bekam zu Beginn der Laufzeit des ÖSG 2012 9,5 ct/kWh. Der von den geförderten Anlagen erzeugte Strom wird über die Ökostrom-Abwicklungsstelle (OeMAG) anteilig an die Stromhändler zum Marktpreis verkauft.

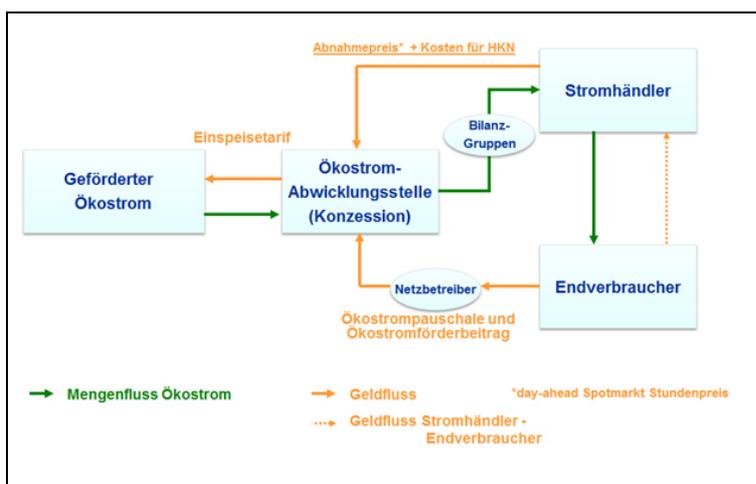


Abbildung 3: Der Aufbringungsmechanismus lt. ÖSG 2012
(Quelle: E-Control)

Über die Stromrechnung wird von den Endverbrauchern der Ökostromförderbeitrag¹⁴ und die Ökostrompauschale¹⁵ an die OeMAG bezahlt. Diese gibt die Differenz aus Marktpreis und festgelegtem Fördertarif an die Erzeuger weiter. Das Ökostromgesetz 2012 sieht vor, dass die Fördertarife jährlich durch drei Ministerien evaluiert und dann entweder angepasst werden oder einer automatischen Degression von 1 % jährlich unterliegen. Für die Jahre 2014 und 2015 liegen die Fördertarife für Windenergie dadurch bei 9,36 bzw. 9,27 ct/kWh. In mehreren Ländern sind aber im Einspeisetarifsystem weder Deckelungen der gesamt Fördermenge noch degressive Tarife enthalten. Darüberhinaus wird in vielen Ländern, wie Frankreich, Irland oder Großbritannien der Einspeisetarif an die Inflation angepasst.¹⁶

¹² KPMG (2012): Taxes and Incentives for renewable energy

¹³ Bachhiesl et.al (2009): Zweckmäßigkeit unterschiedlicher Förderinstrumentarien für erneuerbare Energien, IEWT 2009

¹⁴ Der Ökostromförderbeitrag wird pro verbrauchter kWh eingehoben.

¹⁵ Die Ökostrompauschale ist ein Pauschalpreis pro Netzanschluss.

¹⁶ Wind Energy support mechanisms in EU Member States, September 2014

b) Bonus- oder Prämienmodelle

Das Prämien- oder Bonusmodell ist vor allem aus Spanien bekannt, wo dieses System jahrelang erfolgreich eingesetzt wurde. Seit kurzem wird es auch als Ergänzung des Einspeisetariffsystems in Deutschland angewandt. Diese Prämien werden „on-top“ auf die jeweils aktuellen Marktpreise oder einen Grundtarif bezahlt. D.h. der Erzeuger bekommt zusätzlich zum gültigen Marktpreis einen „Bonus“. Boni dienen meist zum Ausgleich von bestimmten Nachteilen im Sinne der Erzeugung erneuerbarer Energien (siehe Schweizer Wasserbaubonus) oder der Förderung bestimmter Verhaltensweisen als Anreiz (wie im Rahmen des deutschen EEG, um die Ökostromerzeuger zur direkten Vermarktung ihres Stroms am Strommarkt zu ermutigen).¹⁷ Bei Prämien werden grob drei unterschiedliche Systeme definiert: Fixe Prämien / Prämien mit Ober- und Untergrenzen / „fließende“ Prämien.¹⁸

- Fixe Prämien: die Prämie stellt einen fixen Aufschlag auf den Marktpreis dar.
- Prämien mit Ober- und Untergrenzen (Cap and Floor): der Mittelweg zwischen fließender (auch gleitend genannter) Prämie und fixer Prämie. Mittels Cap und Floor können unerwünschte Kostenentwicklungen eingefangen werden. Ein Praxisbeispiel findet sich unten.
- Fließende Prämien: die Prämie kann mit einer dynamischen Komponente versehen werden (meistens mit einer Anpassung an den variablen Strompreis). Eine solche Prämie wird in Deutschland angewandt. Eine Erklärung sowie ein Praxisbeispiel finden sich unten.

Prämiensystem Deutschland (bis 2014)

Das aktuellste Prämiensystem wurde 2012 in Deutschland eingeführt. Es ist mehrstufig aufgebaut und soll Ökostromerzeuger bei der direkten Vermarktung ihrer Energie unterstützen sowie die Flexibilisierung des Strommarktes vorantreiben, ohne die Investitionssicherheit bei Projekten in Deutschland zu gefährden. Die Prämie setzt sich aus mehreren Komponenten zusammen und wird als Bonus auf den Marktpreis gewährt, den der Vertreiber am Strommarkt erzielt (siehe Abbildung rechts). Während die fixe Einspeisevergütung immer die Differenz zwischen Marktpreis und dem Fördertarif (blaue Fläche) ausgleicht, stellt die Möglichkeit einen Mehrerlös im Vergleich zu den fixen Einspeisetarifen zu erzielen (gelbe Fläche) einen Anreiz dar, den Strom direkt zu vermarkten.

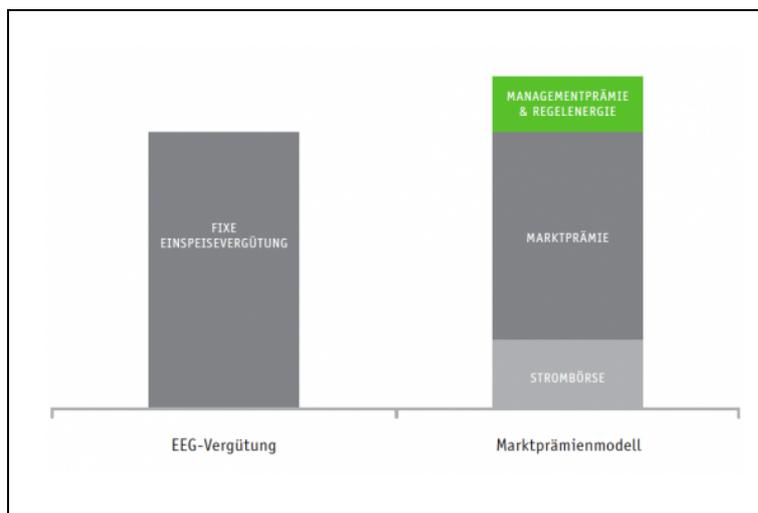


Abbildung 4: Marktprämiensmodell Deutschland
(Quelle: Next Kraftwerke)

Grundsätzlich bekommen alle Anlagen für mindestens 5 Jahre einen Fördertarif von 8,9 ct/kWh. Das bedeutet, dass der Anlagenbetreiber eine Vergütung von maximal 8,9 ct/kWh für den am Markt gehandelten Strom bekommt. Nach Ablauf dieser Periode wird eine Grundvergütung von 4,95 ct/kWh für die Restlaufzeit bis 20 Jahre geleistet. Davon wird die Managementprämie (0,4 ct/kWh) abgezogen. Zusätzlich existieren degressive Elemente, die ab 2016 schlagend werden.

Oben genannte Vergütung gilt für Anlagen, die einem definierten Referenzertrag entsprechen. Projekte, deren Erträge abweichen, können den Tarif mit 8,9 ct/kWh auch länger in Anspruch nehmen. Diese Laufzeit errechnet sich wie folgt:

¹⁷ <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/gesetze-verordnungen/erneuerbare-energien-gesetz/eckpunkte-der-eeeg-novelle>, abgerufen 15.04.2013

¹⁸ Held et. al (2014); Design features of support schemes for renewable energy, Ecofys im Auftrag der Europäischen Kommission

- 1) für jedes Prozent Ertragswert unter 130 % des Referenzertrages verlängert sich die Laufzeit um 0,36 Monate
- 2) für jedes Prozent Ertragswert unter 100 % des Referenzertrages verlängert sich die Laufzeit um 0,48 Monate
- 3) die Summe aus 1) und 2) ergibt die längere Laufzeit des Anfangstarifes

Rechenbeispiel:

Anlage mit 85 % des Referenzertrages

- 1) $(130-85):0,36 = 125$ Monate
- 2) $(100-85):0,48 = 31$ Monate
- 3) 125 Monate + 31 Monate = 156 Monate = 13 Jahre

Die betrachtete Anlage erhält also für 13 Jahre eine Marktprämie von 8,5 cent/kWh (Prämie abzüglich Managementprämie) und einen garantierten Preis von 4,95 cent/kWh für weitere sieben Jahre.¹⁹

Die Elemente dieses Modells in Kürze:

Referenzertrag: dieser wird von akkreditierten Institutionen berechnet. Er ergibt sich auf Basis einer theoretischen Leistungskurve über fünf Jahre individuell für jede Windkraftanlagen-Type bei einer definierten Nabenhöhe. Das genaue Prozedere ergibt sich aus der Technischen Richtlinie Nr. 5 der Fördergesellschaft Windenergie.

Zusätzliches Erlöspotential („Marktwert“): der Marktwert des verkauften Windstromes wird monatlich ex post auf der Basis stundenscharfer Preise an der Strombörse EEX ermittelt.

Marktprämie (in der Grafik als „EEG-Ausgleich“ bezeichnet): diese Prämie errechnet sich aus dem fixen Einspeisetarif abzüglich des Referenzmarktwertes. Der Referenzmarktwert ist der ex post berechnete durchschnittliche Strompreis an der Strombörse abzüglich der technologiespezifischen Managementprämie (siehe unten).

Technologiespezifische Managementprämie: anders als im fixen Einspeisetarif muss der Stromverkäufer in der Direktvermarktung die Prognose seiner Erzeugung selbst erledigen und Abweichungen von dieser Prognose selbst bezahlen (Regelenergie). Mit der Argumentation, dieses Risiko für unerfahrene Anbieter abzufedern, wird den Vermarktern hier abhängig von der Erzeugungstechnologie ein risikoreduzierender Bonus gewährt. Sind die Kraftwerke fernsteuerbar (d.h. der Verkäufer kann die Anlagenleistung in Echtzeit abrufen und steuern), steigt der mögliche Bonus etwas (dies soll langfristig die Flexibilität des Stromsystems steigern). Diese Komponente soll entweder den Erzeugern einen Anreiz geben, den Strom selbst zu vermarkten oder einen Markt für Dienstleister schaffen, die sich mit der Thematik der Direktvermarktung intensiv auseinandersetzen. In beiden Fällen soll der Anreiz das Gesamtsystem flexibilisieren, und den Bedarf an Regelenergie senken.^{20, 21}

Prämiensystem mit Cap und Floor – Spanien (Held, 2014)

Die Erzeuger bekommen zusätzlich zum Marktpreis, der an der Börse (bzw. im Stromhandel) erzielt werden kann, eine Prämie und einen Vermarktungsanreiz. Im Jahr 2007 wurden drei Bedingungen für den Prämienbezug gewährt.

- 1) Wenn Marktpreis plus eine Referenzprämie unter einen, Minimalwert fallen, der sich als minimale Gesamtvergütung versteht, gilt diese Gesamtvergütung. Die Prämie auf den Marktpreis wird dementsprechend adaptiert.
- 2) Wenn die Gesamtvergütung zwischen Minimal- und Maximalwert pendelt, wird eine Prämie auf den Marktpreis gewährt – dementsprechend steigt und sinkt die Prämie auf den Marktpreis.
- 3) Wenn der Marktpreis den Deckel (Cap) übersteigt, wird keine Prämie ausgezahlt.

Das Prämiensystem in Spanien hat den Ausbau sehr stark beschleunigt. Dadurch konnte das Land in einigen Jahren zum zweitgrößten Windstromerzeuger in Europa aufsteigen. Mittlerweile hält die Windenergie den größten Anteil der Stromerzeugung in Spanien. Mit der Finanzkrise in Spanien wurde das Fördersystem für erneuerbare Energien ausgesetzt und lediglich die Subvention für fossile Kraftwerke aufrechterhalten.

¹⁹ EnergieAgentur.NRW, EnergieDialog.NRW – Das neue EEG 2014 – Was ändert sich?

²⁰ Klobasa et. al (2013); Nutzenwirkung der Marktprämie, Fraunhofer Institut für Sytem- und Innovationsforschung

²¹ Walter et.al (2012); Das neue Marktprämienmodell in Deutschland, electrosuisse

Wasserbaubonus Schweiz

Andere Beispiele für ein Prämiensystem sind der Schweizer Wasserbaubonus und der Druckstufenbonus zuzüglich zum Fördertarif bei der Kleinwasserkraft. Überschreiten die Baukosten in den Gesamtinvestitionen 20 % der Investitionskosten, wird den Errichtern der Wasserbaubonus gewährt, er steigt dabei progressiv auf 100 % bei einem Anteil von 50 % an. Der Druckstufenbonus gewährt Kraftwerken mit niedrigeren Fallhöhen einen Bonus, je kleiner diese ist.²² Über diese Boni sollen geeignete Standorte leichter erschließbar gemacht werden, um ein größeres Potential an Wasserkraft nutzen zu können.

c) Ausschreibungsmodelle

Das Ausschreibungsmodell gehört zu den mengenorientierten Systemen. In diesem System wird die zu erreichende Menge erneuerbarer Kapazität definiert und dann öffentlich ausgeschrieben. Die in Frage kommenden Anlagen können in diesem Verfahren mitbieten – maßgeblich ist hier der Preis, zu dem die Anlagen den erzeugten Strom anbieten können. In der Literatur wird durch diesen „Reverse Auction Mechanism“, also eine Versteigerung an den Billigsten, angenommen, dass die Gesamtkosten des Systems tendenziell zu den niedrigsten gehören. In der Praxis hat sich das aber kaum bestätigt. Die Ausschreibung kann hier entweder technologydifferenziert oder für eine bestimmte Gesamtkapazität erfolgen. Der gültige Preis für die ausgeschriebenen Kapazitäten ergibt sich entweder aus der teuersten Anlage, die als letzte zum Zuge gekommen ist, oder individuell aus den angebotenen Preisen der Kraftwerke. Die Produzentenrente ergibt sich auch hier aus der Differenz von Marktpreis zum angebotenen Ausschreibungspreis. Anders als bei den preisbasierten Instrumenten ist bei mengenorientierten Methoden eine Sanktion vorzusehen, um zu garantieren, dass Kapazitäten nicht gesichert werden, ohne dass die Kraftwerke in Folge dann gebaut werden.^{23, 24}

Das Ausschreibungsmodell ist heute in den meisten Ländern kein exklusives Fördersystem mehr, sondern wurde größtenteils durch andere Modelle ersetzt. In einigen Ländern sind Ausschreibungen nur noch für bestimmte Technologien oder deren Varianten üblich. In Dänemark etwa wurden einzelne Projekte bzw. Areale für Offshore Windparks über Ausschreibungen vergeben. Einige Lateinamerikanische Länder (Peru, Brasilien) nutzen den Auktionsmechanismus um freie Kapazitäten zu vergeben. Die deutsche EEG-Novelle 2014 implementierte als Reaktion auf die neuen Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen Ausschreibungen als Pilotmodell für PV. Ab 2017 soll auch ein Ausschreibungsmodell für die Windenergie eingeführt werden.

Beispiel Großbritannien

Eines der ersten Länder mit einem Ausschreibungssystem („Tender“) war Großbritannien. Im Rahmen der Liberalisierung führte man dort bereits 1990 ein Ausschreibungsschema ein. Auch um die Importabhängigkeit der britischen Energieversorgung zu senken, wurden „Non Fossile Fuel Obligations“ (NFFO) eingeführt, die in fünf Ausschreibungen (NFFO 1 – 5) vergeben wurden. Die Ausschreibungen wurden hier in technologiespezifischen „Bands“ vergeben – also je Technologie eine separate Ausschreibung. Es mussten also Windenergieprojekte gegen Windenergieprojekte zu den niedrigsten Kosten anbieten. Obwohl die Ausschreibungsserie von manchen Marktteilnehmern als erfolgreich bezeichnet wurde, gibt es vorwiegend Kritik an den Ergebnissen, die sich hauptsächlich auf einige Kernelemente von Ausschreibungen beziehen:

- 1) Der britische Marktpreis ist zwar nach Einführung der NFFO gesunken, wurde jedoch kurz vor der fast gleichzeitigen Marktliberalisierung um 7 % erhöht um die Energieunternehmen attraktiver für Käufer darzustellen²⁵ – die Preissenkung kann daher in diesem Licht als unwesentlicher betrachtet werden.
- 2) die Umsetzungsrate der Projekte, die den Zuschlag erhalten haben, war äußerst niedrig. Von Ausschreibungsrunde 1 – 5 sank die Umsetzungsrate von 95 % auf 5 %.²⁶ Im Durchschnitt war die Rate der realisierten Projekte bei knapp 33 % (der ausgeschriebenen MW).²⁷

²² Energieverordnung 730.01, Schweizer Bundesrat, 2012

²³ Dreher (2001); Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt, Universität Fridericiana Karlsruhe

²⁴ Sawin et al (2004); Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technology around the world, Hintergrundpapier für die internationale Konferenz für Erneuerbare Energien, Bonn

²⁵ Thomas (2004); The British Model in Britain: Failing slowly; Paper presented at International Workshop on: „Thirty Years of World Energy Policy“, Hong Kong University

²⁶ Wiser et al (2002); Renewable Energy Policy Options for China: A Comparison of Renewable Portfolio Standards, Feed-in Tariffs, and Tendering Policies

- 3) Ein wesentlicher Kritikpunkt, der für alle Varianten der quantitativen Modelle – vor allem in UK – gilt, ist die Kumulierung der Zuschläge bei wenigen, größeren Anbietern. Dies hängt vor allem mit der Natur von Ausschreibungen im Speziellen und quantitativen Modellen im Allgemeinen zusammen (siehe unten).²⁸
- 4) Zusätzlich wurde Großbritannien mehrmals dafür kritisiert, dass das Ausschreibungsmodell die Ansiedlung von Betrieben im Bereich erneuerbare Energien verhinderte. Zumindest bis 2009 waren somit, gemessen an der Marktgröße, keine wesentlichen Industrieansiedlungen feststellbar.²⁹

In der Theorie führen Ausschreibungen zu günstigen Ergebnissen, auch Erfahrungen aus UK zeigen, dass günstige Preise für die Energieerzeugung in den Auktionen erzielt werden können. Die bisherige Geschichte zeigt jedoch, dass Ausschreibungsmodelle in der Praxis zu suboptimalen Ergebnissen kommen (siehe oben). Die Begründung liegt meist in den in der Realität hohen, schwer kalkulierbaren Kosten, die durch die Rahmenbedingungen eines Ausschreibungsmodells entstehen. Menanteau et. al führen etwa die hohen Transaktionskosten (Vorbereitung der Ausschreibung, Aufwand während des Vergabeprozess), die bei der Ausschreibung entstehen, als eines der Beispiele für solche Kosten an.³⁰ Offensichtlich wird das Problem der Förderung erneuerbarer Energien durch ein Ausschreibungssystem durch den Zubau erneuerbarer Kapazität in einzelnen Ländern, die sich unterschiedlicher Fördersysteme bedienen.

Beispiel Frankreich

Ein zweites negatives Beispiel ist das französische „EOLE 2005“ Programm. Aufgesetzt in 1996 sollte es bis 2005 rund 250 – 500 MW an neuer Windenergiekapazität bringen. Nebenstehende Abbildung zeigt allerdings, dass in der Laufzeit des Programmes von 1996 – 2000 nicht annähernd adäquate Zubauzahlen erreicht werden konnten. Ab 2000 wurde die Förderung auf ein FiT System umgestellt.³¹

Das französische Programm stand unter anderem auch deswegen in der Kritik, weil die Zuschläge für einzelne Tranchen nach Meinung einzelner Marktteilnehmer nicht eindeutig objektiv ausfielen – ein Großteil der Zuschläge betraf hier Anlagen des französischen Herstellers „Jeumont“ bzw. eine eingeschränkte Menge an Teilnehmern. Auch das kann eine Folge der Kumulationswirkung bei den Anbietern in mengenbasierten Modellen sein.

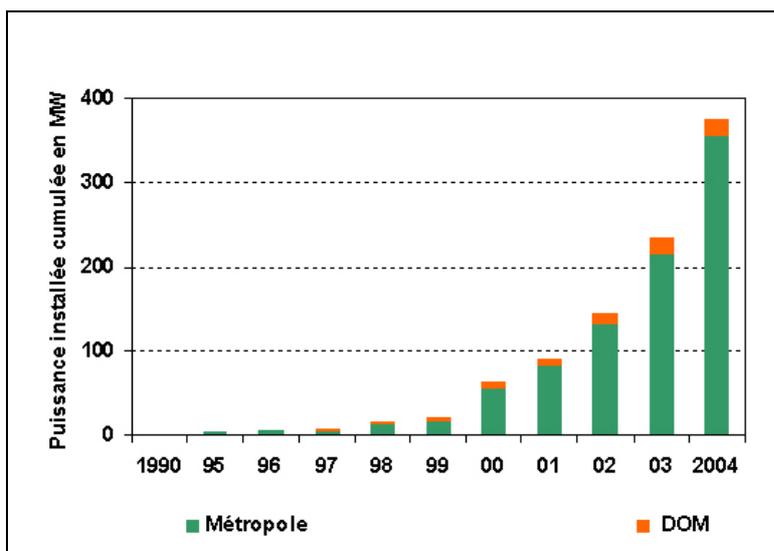


Abbildung 5: Kumulierte Windenergieleistung in Frankreich 1996 – 2004 (2000 Umstellung auf Einspeisetarifsystem)
(Quelle: Jolivet 2006)

²⁷ KEMA Inc. (2006); Building a „Margin of Safety in to Renewable Energy Procurements: A Review of Experience with Contract Failure“; California Energy Commission

²⁸ Sawin (2003); Natinoal Policy Instruments: Policy lessons fort he advancement & diffusion of renewable energy; Background Paper für die internationale Konferenz für erneuerbare Energien, Bonn

²⁹ Mendonca (2009); Powering the green economy – the feed-in tariff handbook, London

³⁰ Menanteau et al (2003); Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, Energy Policy

³¹ Jolivet (2006); EOLE 2005 wind energy programme; IAE Toulouse

Beispiel Brasilien

Seit 2005 verwendet Brasilien Ausschreibungen zur Förderung erneuerbarer Energien. Die Bewerber müssen dabei um die für die nächsten Jahre prognostizierten Erzeugungskapazitäten mitbieten. Die bei der Auktion erworbenen Mengen sind dabei auf einem Sekundärmarkt handelbar (dzt. bis zu 30 %). Wenn Projekte nicht errichtet werden, drohen Strafzahlungen, bei Verzögerungen über ein Jahr hinaus kann der Zuschlag aufgelöst werden. Die Strafzahlungen gelten dabei nicht nur für nicht- oder zu geringe errichtete Leistung sondern auch für zu niedrige Energieerträge lt Ausschreibung (diese Abweichungen werden über vier Jahre gemittelt und sollten zwischen 90 % und 130 % liegen). Obwohl, ökonomisch wichtig, Preisreduktionen bei den abgegebenen Angeboten erreicht werden konnten, hatten die Auktionen bisher mehrere signifikante Folgen:

- 1) Kleinere Anbieter wurden aus dem Markt gedrängt. Die Ausschreibungen waren sehr aufwändig für kleinere Anbieter, zusätzlich konnten Anbieter durch strategisches Bieten aus dem Pool gedrängt werden.
- 2) Laut den letzten verfügbaren Zahlen haben sich bis zu 65 % der Projekte verzögert. Studien führen das auf stark gefallene Preise bei den Angeboten zurück.
- 3) Preisreduktionen wurden auch deutlich durch nachträglich eingeführte Steuererleichterungen für Investitionen erzielt (bis zu 30 %). Signifikante Aussagen zu den tatsächlich eingetretenen Preisreduktionen sind somit mit einer hohen Unsicherheit behaftet.
- 4) Unterschiedliche Berichte aus Brasilien erwähnen Probleme, die sich durch niedrige Umweltauflagen und niedrige arbeitsrechtlichen Schwellen ergeben. Dadurch lassen sich zwar Preise niedrig halten, jedoch ergeben sich eben auch soziale und ökologische Probleme.³²

d) Quotenmodelle / Zertifikatehandel

Ebenso wie das Ausschreibungsmodell gehört das Quotenmodell zu den mengenbasierten Instrumenten. Dieses Instrument verpflichtet Konsumenten oder Energieversorger zur Abnahme einer bestimmten Menge an erneuerbarer Energie. Dem Verpflichteten steht es hierbei frei, wie diese Quote erfüllt werden soll – entweder durch Eigenproduktion oder durch Zukauf der notwendigen Kapazität. Die Quotenerfüllung kann entweder technologieneutral oder technologiespezifisch erfolgen. Das heißt, dass entweder eine Quote für erneuerbare Energie festgelegt wird, oder alternativ dazu für sämtliche zum Zeitpunkt der Systemetablierung vorhandene Technologien Quoten festgelegt werden. Dies setzt eine ständige Evaluierung des Standes der Technik voraus. Auch beim Quotensystem sind Sanktionen notwendig, falls die zugeteilten Quoten nicht erreicht werden. In der ökonomischen Theorie wird das Quotensystem immer wieder als jenes genannt, das dem Markt am nächsten ist. Ein Grund dafür ist, dass sich im Quotensystem der Preis durch Angebot und Nachfrage bilden soll. Vor allem zu Beginn des Durchbruchs erneuerbarer Energien zu Beginn der 2000er Jahre wurde das Quotensystem deswegen in vielen Ländern diskutiert (Rentz et.al, 2001). In der Realität muss das Quotensystem allerdings immer wieder adaptiert werden bzw. mit anderen Elementen kombiniert werden, um Ineffizienzen in den Märkten entgegenzuwirken (siehe Punkt 3 – Evaluierung der Systeme).

Der Preis bildet sich im Quotensystem durch die Festlegung der Quote. Um den Handel bzw. die Erfüllung der vorgeschriebenen Quote zu erleichtern, führen die meisten Länder das Quotenmodell in Kombination mit einem Zertifikatehandel (nach Rentz et al³³). Jedem Stromerzeuger werden dazu Zertifikate für eine bestimmte Menge an erzeugtem Strom (etwa pro kWh) zugeteilt. Dieses Instrument kann ebenso technologiespezifisch oder – undifferenziert ausgeführt werden. Das bedeutet, dass jede Technologie pro kWh gleich viele Zertifikate bekommt wie alle anderen Technologien, oder in Relation mehr oder weniger. Der Preis für ein Zertifikat wird dabei von einem eigenen Markt bestimmt, je nach der Anzahl der verfügbaren Zertifikate ist der Preis entweder hoch oder niedrig. Zusätzlich zum Marktpreis kann eine Erzeugungsanlage also den Handelspreis der verfügbaren Zertifikate erwirtschaften.

Um einen Preis für erneuerbar erzeugte Energie zu generieren, muss die Quote also so festgelegt sein, dass sie über die Zertifikate eine entsprechende Verzinsung für das eingesetzte Kapital garantiert bzw. nicht den Ausbau vollständig hemmt. Um einen transparenten und möglichst effizienten Markt zu schaffen wäre es ideal, viele Marktteilnehmer innerhalb des Systems zu haben. Gleichzeitig bewirkt eine größere Anzahl an Teilnehmern hohe Transaktionskosten für die Endkunden bzw. potentiellen Zertifikatskäufer.³⁴

³² Johannes Schmid (2013); <http://copacopacabana.wordpress.com/2014/01/27/wind-power-in-brazil-renewable-but-not-sustainable/#more-94>; abgerufen am 21.01.2013

³³ Rentz et.al (2001); Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt, Universität Karlsruhe

³⁴ Espey (2001)

Zertifikatehandel Kleinwasserkraft – Österreich

Mit dem EIWOG 2000 (Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz) wurde auch in Österreich ein Zertifikatesystem für die Kleinwasserkraft eingeführt, das von 2001 bis Ende 2002 bestand. Darin wurde festgelegt, dass für die Periode von Oktober 2001 bis September 2002 bei den Netzbetreibern zumindest 1% der an Endverbraucher abgegebenen Energiemenge aus Ökostrom stammen musste. Zusätzlich dazu musste jeder Stromhändler die Abnahme von 8 % Strom aus der Kleinwasserkraft per Zertifikat nachweisen. Eine Zielverfehlung musste durch eine für die Ökostromerzeugung zweckgebundene Abgabe bundesländerbezogen kompensiert werden. Diese Abgabe wurde lt. E-Control zum Zertifikatspreis bestimmenden Preis. Durch Unsicherheiten im Markt und durch die Akzeptanz einiger Stromhändler, die Strafzahlung zu bezahlen anstatt Zertifikate abzunehmen, kam es bei den Zertifikaten zum Preisverfall (von ca. EUR 2,- auf EUR 0,2). Bis September 2002 erfüllten rund 80 % der Netzbetreiber diese Quote nicht. Der Zertifikatehandel wurde durch eine Neuregelung im Ökostromgesetz abgelöst.³⁵

Quotensystem Belgien / Flandern

Die Effizienz des Quotensystems wird in der Theorie durch einen perfekten Markt gewährleistet. In der Praxis sind Strommärkte aber meist zumindest Oligopole im Anbietermarkt. In kleineren Einheiten wie der belgischen Region Flandern zeigen sich die negativen Seiten eines Quotensystems aufgrund der Konzentration auf wenige Anbieter in verstärkter Form. Im flämischen Zertifikatemarkt existiert außerdem, ähnlich anderen Ländern, ebenso ein Oligopol im Anbieter- und Käufermarkt für Zertifikate. Der Versorger Electrolabel ist beispielsweise nicht nur größter Produzent sondern auch größter Konsument von „Green Certificates“. Diese wenigen, großen Anbieter dominieren über kleinere in vielen Bereichen. Zusätzlich können diese konzentrierten Anbieter auch billige Zertifikate innerhalb des Unternehmens weiterreichen oder über Marktdominanz die Marktpreise beeinflussen. Kleinere Anbieter am flämischen Markt haben außerdem Probleme bei der Finanzierung von Projekten. Da sich die Zertifikatspreise volatil verhalten, beziehen sie Fremdkapital zu höheren Kosten und müssen so diese Risikokosten einpreisen, was wiederum Finanzierung und Refinanzierung erschwert. Politisch- oder marktinduzierte Änderungen an Quoten oder an der Menge an Zertifikaten wirken stark auf die Preisvolatilität und bedrohen so in Flandern vor allem die kleineren Anbieter und geben den großen Erzeugern einen starken Marktvorteil.³⁶

Quotensystem Großbritannien

Nach dem Scheitern des NFFO Modelles (Ausschreibungen) wurde von 2002 -2009 in UK mit dem Renewables Obligation (RO) System ein Quotenmodell eingeführt. Wie in den theoretischen Modellen beschrieben, sollte so die günstigste Technologie zur Energieerzeugung genutzt werden. Ausdrücklich wandte sich die damalige Regierung damals von der Möglichkeit der technologiespezifischen Förderung („banding“) ab. Bestimmte Technologien wurden nicht mehr gefördert – die Energieerzeuger wandten sich logischerweise jenen Technologien zu, die am billigsten erneuerbare Energie produzierten oder aus Sicht der dominierenden Akteure am geeignetsten schienen.³⁷

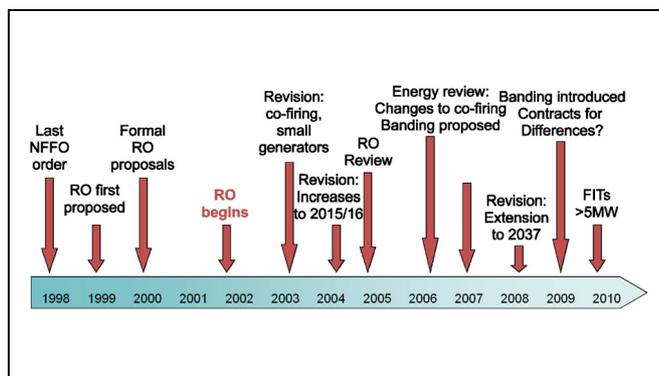


Abbildung 6: Anpassungen des britischen Fördermodells (Quelle: Woodman 2011)

³⁵ E-Control Jahresbericht 2002

³⁶ Bollen et al(2012); Competition Effects of the renewable energy policy reform in Flanders: is the Flemish market for green electricity certificates working properly?; University of Antwerp

³⁷ Woodman et. al (2011); Learning from experience? The development of the Renewables Obligation in England and Wales 2002–2010, University of Exeter

Das britische System unterliegt aber seit seiner Einführung 2002 einem kontinuierlichen Wandel, verursacht durch eine Reihe von Fehlern in der Implementierung einer energiepolitischen Theorie. In Abbildung 10 zeigt sich dieser Wandel, welcher in der Einführung eines partiellen Einspeisetarifes im Jahr 2010 mündete. Wesentliche Verfehlungen des britischen Systems waren/sind neben der Technologiefixierung – die günstigste Technologie wird am ehesten realisiert - eine Reihe von anderen Entscheidungen der Marktakteure, die auf durchaus rationales Verhalten zurückzuführen sind.⁴³

Nach dem Scheitern des NFFO Modelles (Ausschreibungen) wurde von 2002 -2009 in UK mit dem Renewables Obligation (RO) System ein Quotenmodell eingeführt. Wie in den theoretischen Modellen beschrieben, sollte so die günstigste Technologie zur Energieerzeugung genutzt werden. Ausdrücklich wandte sich die damalige Regierung damals von der Möglichkeit der technologiespezifischen Förderung („banding“) ab. Bestimmte Technologien wurden nicht mehr gefördert – die Energieerzeuger wandten sich logischerweise jenen Technologien zu, die am billigsten erneuerbare Energie produzierten oder aus Sicht der dominierenden Akteure am geeignetsten schienen.

Letztendlich führte auch die Einführung des Quotensystems in der Periode von 2002 bis 2009 nur zu einem unbefriedigenden Ausbau erneuerbarer Energien, wie Tabelle 1 zeigt. Diese niedrige Zielerreichungsrate verursachte letztendlich auch die regelmäßige Verfehlung der britischen RES Ziele von 2003 bis 2009. Durch die vielfachen Eingriffe in den britischen Unterstützungsmechanismus kann gezeigt werden, warum Investoren in erneuerbare Energien entsprechend höhere Risikoprämien als etwa in FiT Systemen einplanen müssen.

	Target (%)	Achieved (%)	% of target achieved
2002		1.8	60
2003	4.3	2.2	51
2004	4.9	3.1	63
2005	5.5	4.0	73
2006	6.7	4.4	66
2007	7.9	4.8	62
2008	9.1	5.4	59
2009	10.1	6.7	66

Tabelle 1: Zielerreichungsgrad jährlicher Quoten für erneuerbare Energie in UK (2002-2009)
(Quelle: Woodman 2011)

B. Percentages of electricity derived from renewable sources in the United Kingdom										
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Target	-	-	3.0	4.3	4.9	5.5	6.7	7.9	9.1	
Actual RES-E Generation (as %)	1.6	1.9	2.4	3.58	4.23	4.55	4.96	5.5	6.6	

Tabelle 2: Zielerreichungsgrad RO System
(Quelle: Woodman 2011)

Quotensystem Schweden

Von Anfang an verfügte Schweden über kein „reines“ Quotensystem, sondern musste dies mittlerweile um einige Komponenten ergänzen. So gibt es für PV Anlagen Investitionsförderung und Steuererleichterungen für Quellen erneuerbarer Energie.³⁸

Das schwedische Modell ist technologieneutral, d.h. Zertifikate werden gleichermaßen für alle Technologien pro erzeugter MWh zugeteilt. Zusätzlich wurde allen Kraftwerken erneuerbarer Energien, die auch vor Inkrafttreten des Systems in Betrieb waren, ebenfalls das Recht zur Generation von Zertifikaten zugestanden. Das hat unter anderem dazu geführt, dass alte, fossile Kraftwerke mit Biomasse zugefeuert werden und so große Mengen billiger Zertifikate durch einige wenige Energieversorger produziert werden.

³⁸ <http://www.res-legal.eu>

So konnten bereits profitable oder abbezahlte Kraftwerke hohe Renten generieren (fast 80 % der Gesamtzahlungen).⁴⁵ Ein ähnlicher Trend ist bei der Kraft-Wärme Kopplung von Müllverbrennungsanlagen festzustellen, die dadurch äußerst billig Energie erzeugen können. Schweden ist so mittlerweile zum Müllimporteur geworden. Durch den technologieneutralen Zuschritt wurde weder ein breiter Technologiemarkt noch Forschung und Entwicklung gefördert. Mögliche wirtschaftliche Nebeneffekte der erneuerbaren Energien also nicht genutzt und im Gegenzug hohe Zahlungen an billige Technologien geleistet.^{39, 40} Diese einseitige Bindung an eine Technologie wird und wurde in mehreren Publikationen, darunter im Rahmen des EU Climatepolicy Tracker Projektes, kritisiert.⁴¹

TABLE 2: Electricity production in the Swedish TGC system by type of production, 2003-2008 (GWh).

YEAR	HYDRO	WIND	BIOMASS & PEAT	TOTAL	INCREASE
2002	n.a.	n.a.	n.a.	6,500	-
2003 (May-Dec)	964	456	4,218	5,638	-
2004	1,968	865	8,216	11,048	4,548
2005	1,799	939	8,560	11,298	4,798
2006	2,019	988	9,150	12,157	5,657
2007	2,195	1,431	9,629	13,256	6,756
2008	2,607	1,996	10,436	15,037	8,517

N.B. The total Swedish renewable electricity production in 2002 is included as a reference.

Source: Swedish Energy Agency (2009, Table 4).

Tabelle 3: Schwedische erneuerbare Energieerzeugung 2002 - 2008
(Quelle: Bergék 2009)

e) Steuerliche Vergünstigungen

Steuerliche Vergünstigungen sind weltweit verbreitete, äußerst heterogen angewandte Methoden um erneuerbare Energien zu fördern. Steuerliche Methoden können an unterschiedlichen Stellen der Energieerzeugung greifen. Im KPMG Bericht „Taxes and Incentives for Renewable Energy“ werden etwa Umsatzsteuererleichterungen oder –befreiungen sowie „Production Tax Credits“ angeführt. Zusätzlich sind auch steuerliche Vergünstigungen in der Investphase möglich (Investment Tax Credit).^{42, 43}

Beispiel USA

Ein konkretes Beispiel für steuerliche Vergünstigungen ist der US Amerikanische Production Tax Credit (PTC), der in den USA seit 1992 angewandt wird. Für Windenergie wird dort über den PTC eine Steuererleichterung von 2,2 \$ct je produzierte kWh für 10 Jahre gewährt. Dieser Wert wurde indexiert, das dahinterliegende Gesetz wurde zeitlich begrenzt. Dadurch erwartete man sich, auf Veränderungen am Markt dynamischer reagieren zu können.

Alternativ zum PTC wurde 2009 der Investment Tax Credit eingeführt. Hier bekommen die Errichter von Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energien eine 30 % Steuererleichterungen auf die Investitionen im ersten Betriebsjahr.⁴⁴ Einzelne Bundesstaaten haben außerdem noch individuelle Fördermaßnahmen (mengenbasiert, preisbasiert oder Investitionsanreize). Eine generelle Kritik an Steuererleichterungen ist allerdings, dass diese aus eben steuerlichen Gründen einen hohen Eigenkapitalbedarf erzeugen und so eine große Anzahl an Unternehmen vom Markt fernhalten.⁴⁵

f) Investitionsförderungen

Investitionsförderungen können sich an der Erzeugungsleistung (pro installierter kW) oder an den Projektkosten orientieren. Als problematisch zeigt sich hier einerseits die hohe Unsicherheit hinsichtlich der Förderhöhe und andererseits der angesetzten Strommarktpreisprognosen für den Betreiber. Orientiert sich die Förderhöhe an der in-

³⁹ DIW (2012); Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG

⁴⁰ Bergék et al (2010); Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008, University of Linköping

⁴¹ <http://www.climatepolicytracker.eu/sites/all/files/Sweden2011.pdf>

⁴² KPMG (2012); Taxes and Incentives for Renewable Energy, KPMG

⁴³ Walsh (2013); Renewable Energy Financial Incentives: Focusing on Federal Tax Credits and the Section 1603 Cash Grant: Barriers to Development; Environmental Law and Policy Journal

⁴⁴ http://www.ucsusa.org/clean_energy/smart-energy-solutions/increase-renewables/production-tax-credit-for.html, abgefragt 18.04.2013

⁴⁵ Wohlgemuth (2000); Financial Support of Renewable Energy Systems: Investment vs. Operating Cos Subsidies; Proceedings of the Norwegian Association for Energy Economics Conference

stallierten Leistung, werden eher leistungsstarke Anlagen errichtet (im Gegensatz zu technisch-wirtschaftlich optimalen Anlagen) – orientiert sich die Förderung an den Projektkosten, entsteht kein Anreiz, diese niedrig zu halten.

In beiden Fällen ist ein vergleichsweise hoher regulatorischer Aufwand vonnöten, um einen volkswirtschaftlich-technisch optimalen Ausbaupfad zu erreichen. Die unsichere Strompreisprognose erhöht jedenfalls die Risikokosten, die in die Projektentwicklung einkalkuliert werden müssen. Zusätzlich hat man mit der Investitionsförderung im Unterschied zu betriebsbezogenen Förderungen keinen Anreiz, die Anlage möglichst lang zu betreiben, weil die Förderungen nicht im Laufe der Jahre sondern auf einmal zu Beginn ausbezahlt werden. Auch wenn sie über mehrere Jahre verteilt ausgezahlt werden besteht dennoch nur ein geringerer Anreiz möglichst viel Strom zu erzeugen. Als alleinige Fördermaßnahme ist dieses Instrument international nicht üblich, sondern meist nur begleitend zu Einspeisetarifen oder ähnlichen Modellen um bestimmte Anreize zu setzen (etwa technische Zusatzausstattungen, Standortentwicklung,...). Zusätzlich wäre eine ex ante oder ex post Auszahlung der Investitionsfördersumme an ähnliche Kontingente wie etwa für die Erreichung des ÖSG 2012 Zieles notwendig, eine massive Belastung für den Staatshaushalt.

Beispiel Norwegen

Im Jahr 1998 legte man sich in Norwegen auf ein Ziel von 3 TWh jährlich produzierter Windenergie bis 2010 fest.⁴⁶ Mittels Investitionszuschüssen und begleitender (geringer) fixer Vergütung pro erzeugter kWh sollte dieses Ziel erreicht werden. Bis 2003 konnten Anlagenplaner rund 10 % der Investkosten als Förderung erhalten, zusätzlich konnten Grünstromzertifikate in die Niederlande verkauft werden. Ab 2004 wurde dieses System zugunsten eines höheren Investitionszuschusses von 25 % gekippt. Da bis 2008 aber nur rund 0,9 TWh Windstrom (430 MW) produziert wurde, hat man dieses System zugunsten alternativer Modelle und einer Koppelung mit Schweden aufgegeben.^{47, 48} Der norwegischen Windenergieverband gab an, dass eine effiziente Förderung damals rund EUR 600.000/MW benötigt hätte (40 % der Investkosten in Norwegen). Die größten Hindernisse waren hierbei die hohen Vorfinanzierungskosten des norwegischen Staates, die zu niedrigen Investitionsförderungen⁴⁹ und auch die schwierige Einschätzung der zukünftigen Preisentwicklung. Da Windkraftanlagen mit Investförderung dem Preisrisiko am Markt vollständig ausgeliefert sind und ihre Produktion nicht daran orientieren können, musste dieses Risiko in die Errichtung eingepreist werden.

g) Exkurs Technologieneutralität

Generell wird zwischen technologieneutraler und technologiespezifischer Förderung unterschieden. In der Theorie können sämtliche Fördersysteme sowohl technologieneutral als auch -spezifisch ausgestaltet werden. Entscheidend ist meist die Intention des Fördergebers, ob ein Fördersystem neutral oder spezifisch auf Technologien ausgelegt wird. So sind Quotensysteme, die in der Theorie als „marktnah“ bezeichnet werden meistens technologieneutral, da die Intention des Fördergebers ist, die Erzeuger einem Wettbewerb auszusetzen (etwa früher Schweden, UK, Italien), und Einspeisetarife oder -prämien meistens technologiespezifisch angelegt, da die Intention des Fördergebers auch die Technologieentwicklung und -durchsetzung ist bzw. der direkte Ausgleich von Benachteiligung gegenüber fossilen oder nuklearen Erzeugungstechnologien (Österreich, Deutschland, Spanien,...) (Held, 2014).

Ökonomisch tendieren technologieneutrale Fördersysteme dazu, dass günstige Technologien überfördert werden (ebd.). Die Begründung liegt darin, dass die Förderung meist von den günstigsten Anlagen genutzt wird. So kam es etwa in Schweden zu einem massiven Ausbau von Zufeuerung von Abfällen bzw. Holz bei fossilen Kraftwerken, die so günstig zu höheren Erträgen kamen, während andere Technologien fast nicht ausgebaut wurden, und so eine langfristige Technologieentwicklung sowie die Nutzung von Potentialen (die in Zukunft auch noch kostengünstiger sein werden) unterbunden wurde.

⁴⁶ Goldstein (2010), A Green Certificate Market in Norway and its implications for the market participants, ETH Zürich

⁴⁷ International Energy Agency (2009); IEA Wind Annual Reports 2009

⁴⁸ OECD Environmental Performance Reviews Norway, 2011

⁴⁹ Council of European Energy Regulators (2004), Current Experience with renewable Support Schemes in Europe

3. Evaluierung der Systeme - Diskussion

In der Literatur werden Unterstützungsmechanismen meist anhand Geschwindigkeit und Kosteneffizienz des Ausbaus bewertet (bzw. als Ableitung der Geschwindigkeit der Zielerreichungsgrad nationaler Ausbauziele).⁵⁰ Diese Kriterien wurden in der Mitteilung COM (2005) 627 der Europäischen Kommission festgelegt. In dieser Mitteilung stellt die Kommission darauf ab, den Ausbau erneuerbarer Energien durch Beseitigung von regulatorischen und technischen Beschränkungen sicherzustellen bzw. auch die Erfahrungen, „best practices“ aus den Mitgliedsstaaten für andere nutzbar zu machen.⁵¹ Das Bewertungsschema der Kommission wurde weitgehend von den meisten Studienautoren, die sich mit der praktischen Bewertung von Fördersystemen auseinandersetzen, übernommen.^{52, 53}

Ähnlich der Kommission der europäischen Kommission ist beispielsweise die Herangehensweise des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) zur Bewertung von Fördermechanismen.⁵⁴ Die Autoren bewerten die Mechanismen nach Effizienz, Effektivität, Institutionalisierung und Verteilungsgerechtigkeit. Im Wesentlichen deckt sich diese Methode auch mit anderen Analysen, wie etwa dem Report der Internationalen Erneuerbare Energien Agentur (IRENA).⁵⁵ Die wesentlichen Indikatoren zur Beurteilung sind also Effizienz und Effektivität des Ausbaus erneuerbarer Energien in einem Land.

- Effektivität – wie schnell werden die gesetzten politischen Ziele erreicht (etwa Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch). Ragwitz (2006) entwirft für die Europäische Kommission einen „Effektivitätsindikator“, der aus der Ausbaugeschwindigkeit (Energieerzeugung aus Erneuerbaren korrigiert um wetterbedingte Faktoren) bezogen auf das Ausbaupotenzial bis 2020 errechnet wird. Die IEA verwendet diesen Indikator ähnlich, zieht jedoch für das Potenzial eigene Daten aus dem World Energy Outlook für 2030 heran, referenziert also nicht auf das Potenzial 2020 sondern auf die im World Energy Outlook 2011 errechneten Potenziale für 2030. Hieraus ergibt sich der Policy Impact Indicator der IEA.⁵⁶
- Effizienz – Mitchell (2011) gibt hier das Input/Output Verhältnis als Indikator für die Effizienz eines Fördermechanismus. Das bedeutet, die realisierten Erneuerbaren-Energie-Ziele mit den dafür aufgewendeten Mitteln zu vergleichen – hier als statische Kosteneffizienz bezeichnet. Diese Methode deckt sich auch mit anderen Methoden, wie zum Beispiel bei Ragwitz (2006), der die Kosten für die erzeugte Energie auf die in den meisten Ländern unterschiedliche Förderdauer sowie eine standardisierte Erzeugungsdauer (etwa Vollaststunden) normiert oder der IEA Methodologie die sich auf den Remuneration Adequacy Indicator (RAI) bezieht. Dieser führt aufgrund einiger Unwägbarkeiten (Förderdauer, Verzinsung etc) Minimal- und Maximalwerte an (IEA, 2011). Mitchell führt über den rein statischen Indikator jedoch auch die dynamische Effizienz als Begriff ein und bezieht sich auf die schwieriger zu bemessende technische Entwicklung, die durch die Förderung von erneuerbaren Energien gestartet wird. Ein Kriterium, das aufgrund der wirtschaftlichen Signifikanz der positiven wirtschaftlichen Auswirkungen auch in der Forschung berücksichtigt wird.⁵⁷ Naturgemäß bedeutet Kosteneffizienz also, dass die Förderung nahe der Erzeugungskosten liegen sollte, um zu hohe Profite bei den Erzeugern zu vermeiden („Windfall Profits“).
- Verteilungsgerechtigkeit - dieser Bewertungsfaktor wurde vom IPCC (Mitchell, 2011) eingeführt und trifft im englischen Original mit dem Wort „Equity“ den Sinn eher, da es im IPCC Bericht auch um die Verteilung der externen Effekte oder die Kostenbelastung unterschiedlicher Einkommensklassen geht.⁵⁸ Auch hier werden „Excess Profits“ durch die Investoren als Kriterium herangezogen. IRENA (2011) führt zusätzlich die Partizipationsmöglichkeiten der Stakeholder in Planung und Umsetzung von EE Projekten und die Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Akteure (Konzentration weniger Anbieter, Präferenzierung von Konzernen, Marktbarrieren,...) an.

⁵⁰ Ragwitz et al (2006); Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, Fraunhofer

⁵¹ EU Kommission, COM(2005)627

⁵² Ragwitz et al (2007); Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market (OPTRES); Intelligent Energy Europe

⁵³ Steinhilber et al (2011), Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 member states, Fraunhofer

⁵⁴ Mitchell, C., et al. (2011), Chapter 11: Policy, Financing and Implementation“, in IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University Press

⁵⁵ IRENA (2012); Evaluating policies in support of the development of renewable energy

⁵⁶ IEA (2011); Deploying Renewables 2011: Best and Future Policy Practice, OECD/IEA

⁵⁷ Walz et al (2011); Erneuerbare Energien aus Sicht der Innovationsforschung, Fraunhofer

⁵⁸ Bacon et. al (2010); Expenditure of Low-Income Households on Energy, Extractive Industries for Development Series #16

Zur Bewertung von Fördersystemen kann also nicht nur die reine Kostenverteilung und -belastung einzelner Marktteilnehmer herangezogen werden, es muss auch ein ganzheitlicher Blick auf das System „erneuerbare Energie“ geworfen werden, um neben klassischen Standortfaktoren wie Investitionssicherheit oder Importunabhängigkeit von fossilen Brennstoffen/Strom auch die Auswirkungen von Förderungen auf Forschung&Entwicklung, Industrie, internationale Konkurrenzfähigkeit und steuerliche Rückflüsse aus den neu entstandenen Branchen nicht zu übersehen. Beispiele für diese Umwegrentabilitäten und indirekten Effekte finden sich in der Forschung zur Innovationsfähigkeit oder den steuerlichen Rückflüssen aus Errichtung und Betrieb von Anlagen erneuerbarer Energien.⁵⁹

Effektivität

Bewertet man unterschiedliche Fördersysteme nach der Ausbaugeschwindigkeit bzw. den oben angeführten Indikatoren zeigt sich ein deutlicher Vorteil von Einspeisetarifen gegenüber anderen Mechanismen. Nebenstehende Abbildung zeigt, dass langjährige Anwender des Quotensystems auch langfristig nicht in der Lage waren, die gesetzten Ziele durch unterschiedliche Modi des Systems zu erreichen. Einzig Schweden scheint die gesetzten jährlichen Mengenziele zu erreichen. Zusätzlich schafft Schweden diese Ziele vergleichsweise kostengünstig zu erreichen. Das ist wie weiter oben beschrieben vorrangig der technologieneutralen Auslegung des Fördersystems zu verdanken. Details dazu in den folgenden Punkten. Aufgrund mangelnder Daten lässt sich die Effektivität anderer Fördermechanismen anhand der beschriebenen Methoden der IEA oder der EU Kommission nicht bewerten.

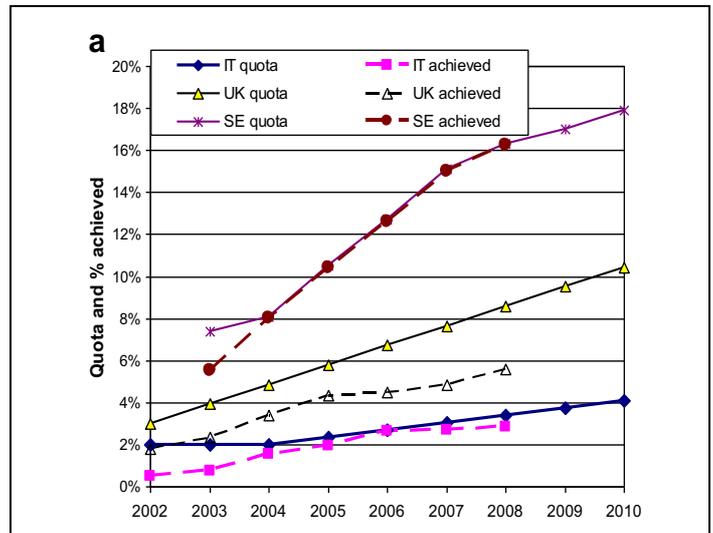


Abbildung 7: Titel
(Quelle: xy)

Einer der wesentlichen Gründe dafür liegt darin, dass wie in REN21 (2013) analysiert der Großteil jener Länder die Steuererleichterungen als Fördermechanismus benutzen, diesen nur als Zusatz zu anderen Mechanismen anwenden (etwa Belgien – Quotensystem, Ecuador – FiT, Deutschland – FiT).

Gemäß dem von Ragwitz et al. (2006) entworfenen Effektivitätsindikator wie oben beschrieben ergibt sich für Windenergie wie in nebenstehender Grafik eine Aufstellung über die Effektivität der Fördermechanismen in einzelnen Ländern Europas. Deutlich ersichtlich ist hier, dass aufgrund unterschiedlicher Zielerreichungsgrade ebenso der FiT was die Effektivität betrifft dominiert. Vorrangig liegt das wie in den Beispielen der einzelnen Länder gezeigt daran, dass Länder wie UK, Frankreich (bis 2005) und Belgien die gesetzten Ziele nicht erreichen konnte. Der wesentliche Grund für diese Zielverfehlung liegt unter anderem in der Effizienz der genutzten Fördermaßnahmen.⁶⁰

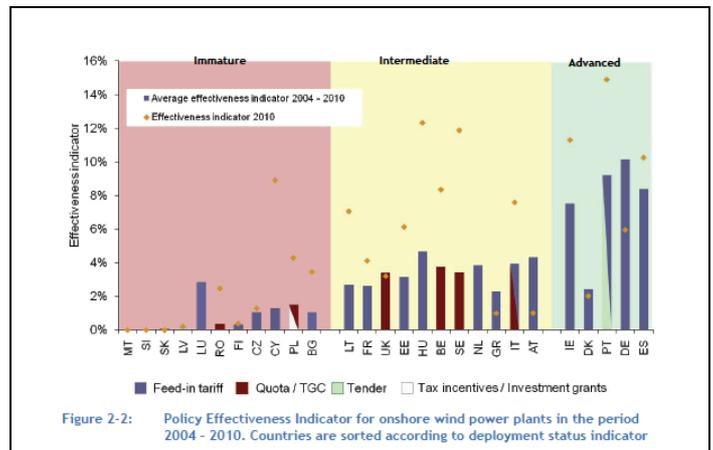


Abbildung 8: Titel
(Quelle: Ragwitz, 2012)

⁵⁹ IG Windkraft (2011); Kalkulationsmodell zur Bewertung der finanziellen Rückflüsse durch Windkraft an den Staat Österreich
⁶⁰ Ragwitz et. al (2012); RE-Shaping: Shaping an effective and efficient European renewable energy market; Fraunhofer ISI

Das deutsche Fördersystem ist, was die Zielerreichung betrifft, ein äußerst effektives Instrument. Die gesetzten Ziele wurden bisher übererfüllt, die Entwicklung scheint auch für die Ziele bis 2020 positiv zu sein. So wurde im Erneuerbare Energien Gesetz 2004 ein Ziel von 12,5 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2010 und 20 % bis 2020 gesetzt. Der Anteil von 12,5 % wurde bereits 2007 überschritten – im Jahr 2013 stand Deutschland bei einem Anteil von erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung von über 25 %. Der angestrebte Anteil im Zuge der 20-20-20 Ziele für 2020 liegt bei 35 %. Das Ziel für 2025 wurde im EEG 2014 mit 40-45 % festgelegt.

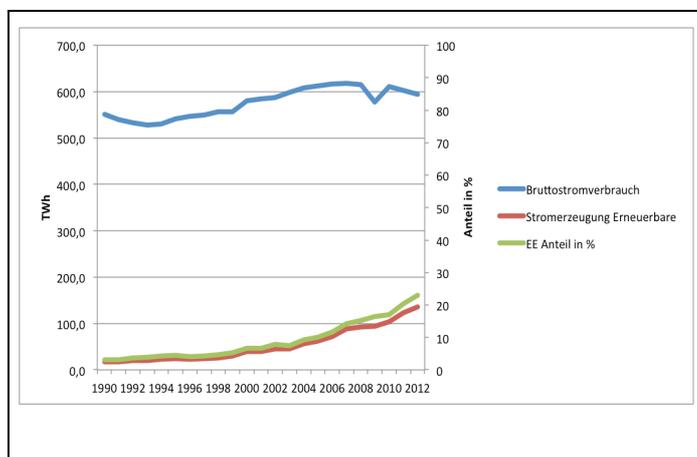


Abbildung 9: Anteil erneuerbare Energie an der Bruttostromerzeugung (eigene Darstellung, Statistik Austria)

Effizienz

Die Effizienzindikatoren sind zwar nur oberflächlich, dafür kann durch diesen Messwert schnell und deutlich der Erfolg im Zubau erneuerbarer Energien bzw. in der Zielerreichung illustriert und verglichen werden. Die wesentlichen Faktoren für einen guten Effizienzindikator sind wirtschaftlicher und regulatorischer Natur.

Aufgrund der oben beschriebenen weiten Verbreitung von Einspeisetarifen und der relativ einfachen Handhabung in den jeweiligen Ländern ist das System der Einspeisetarife vergleichsweise gut anhand praktischer Beispiele erforscht. Die wichtigste Kritik an den FiT liegt darin, dass sie in der Theorie durch die meist längerfristige Festsetzung eines fixen Tarifes kombiniert mit einer Abnahmegarantie hohe Produzentenrenten generieren.⁶¹ Der starke Abfall im österreichischen Zubau gegen 2007, der in dieser Abbildung deutlich ersichtlich ist, ist eine Folge der Ökostromnovelle 2006, die durch die zu starke Reduzierung des Einspeisetarifes und anderen Änderungen im Gesetz, zum weitgehenden Stillstand des Ausbaues führte.⁶²

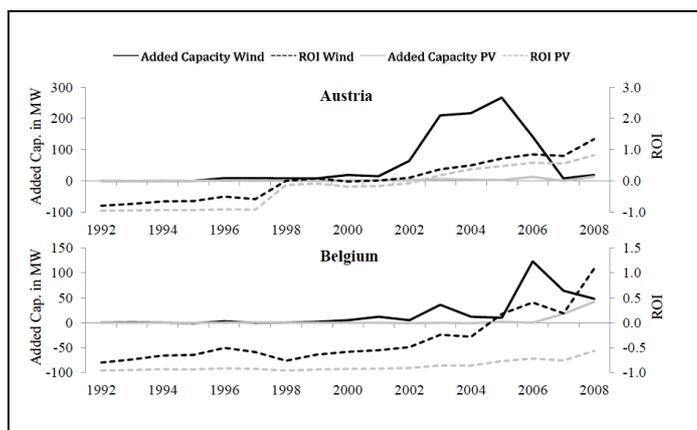


Abbildung 10: ROI und Ausbau der Windenergie im Vergleich (Quelle: DIW)

⁶¹ Groba et al (2011); Assessing the Strength and Effectiveness of Renewable Electricity Feed-in Tariffs in European Union Countries, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

⁶² IG Windkraft (2013); Historie des Ökostromgesetzes im Kurzüberblick (http://www.igwindkraft.at/?mdoc_id=1014570)

In der Praxis zeigt sich allerdings, dass Ausbaugeschwindigkeit und mögliche Produzentenrenten in Ländern mit Einspeisetarifen wenn überhaupt nur unwesentlich über jenen mit quantitativen Fördersystemen liegen, aber gleichzeitig der Ausbau wesentlich erfolgreicher abläuft. Exemplarisch hier ein Vergleich zwischen Österreich (FIT) und Belgien (Quotensystem). Wie sich zeigt, ist die Umsetzungsrate wie auch der Return on Investment in einem moderaten Bereich, im direkten Vergleich ist Österreich wesentlich effektiver was den Zubau von Kapazitäten betrifft. Dies hängt vor allem mit sekundären Effekten (etwa Investitionssicherheit), die aus dem FIT hervorgehen, zusammen.⁶³

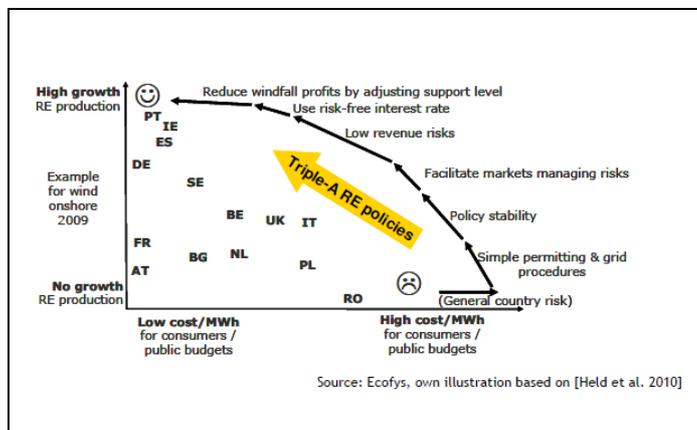


Abbildung 11: Effizienz der Fördermechanismen, Erneuerbare Energien (2010) (Quelle: REshape)

Die Tendenz aus Abbildung 8 wird durch Studien von Ragwitz (2007) und Rathmann (2011) bestätigt.^{64, 65} Am Beispiel Wind – Onshore zeigt sich die Kosteneffizienz der Einspeisetarife im europäischen Vergleich.

Abschließende Beurteilung

Derzeit richtet sich die Diskussion rund um Fördersysteme stark an der „Marktorientierung“ aus. Die ökonomische Literatur bezeichnet Quotenmodelle aber auch Ausschreibemodelle hier oft als sehr marktnah. In der Realität allerdings zeigt sich, dass durch Transaktionskosten und höhere Risiken, Ausbau und Kostenstruktur äußerst unzureichend sind. Fördermechanismen sollen zwei wesentliche Funktionen erfüllen. Erstens sollten sie die Technologieentwicklung vorantreiben und zweitens müssen sie den Ausgleich zwischen der Marktdominanz und der noch immer nicht herrschenden Kostenwahrheit zwischen Fossil/Nuklearen und Erneuerbaren herstellen. Da diese Faktoren Unsicherheiten darstellen, müssen diese durch Fördermaßnahmen ausgeglichen werden. Als kritisch für den Erfolg eines Fördersystems kann also das Risiko bzw. die Risikoreduktion gesehen werden. Im wesentlichen trägt der Investor, egal ob Haushalt im Rahmen einer Photovoltaikanlage oder Unternehmen bei größeren Projekten wie Windparks, zwei Risiken. Das Preisrisiko, d.h. über den erzielbaren Preis wird das projektierte Kraftwerk refinanziert, und das Volumsrisiko, d.h. die erzeugte Strommenge muss abgesetzt werden.⁶⁶

Um effektiv und effizient Kapazitäten an Erzeugungstechnologien auszubauen, müssen beide Risiken entsprechend beachtet werden. Andernfalls beeinträchtigt das Fördersystem Effizienz und Effektivität nachteilig. Quoten- aber auch Ausschreibungen und Investitionsförderungen befreien Investoren von keinem der beiden Risiken. Quoten-/Ausschreibungsmodelle und Investförderung verschieben das Preisrisiko hin zum Anlagenerzeuger da dieser den Strom vollständig am Markt anbieten muss. So entsteht ein Volumsrisiko (ob der Absatz des Stroms möglich ist) und ein Preisrisiko (da der erzielbare Preis unsicher ist). Das daraus resultierende Risiko wie die Refinanzierung der jeweiligen Anlage erfolgen soll schlägt sich in höheren Fremdkapitalkosten durch die Risikobeurteilung der Finanzierungspartner nieder. Dies ist ein wesentlicher Grund wieso Einspeisetarifsysteme fast immer die effizienteste Form der erneuerbaren Energieförderung darstellt. Auch die Kombination von an sich tauglichen Instrumenten wie einer Einspeiseprämie mit mengen-spezifischen Förderungen wie einer Ausschreibung führen zu einer Absenkung der Effektivität der Prämie da die Nachteile des Ausschreibesystems in die Gesamteffektivität einfließen.

Im Quotensystem kann der Anlagenbetreiber zwar über die handelbaren Zertifikate, die einen theoretischen Aufpreis auf den Marktpreis versprechen, versuchen das Preisrisiko zu minimieren. Allerdings verlangt das einen wesentlich höheren Aufwand und das Restrisiko wird trotzdem höher bewertet werden als bei einem gesicherten Ab-

⁶³ Ragwitz et al (2007); Assessment and optimisation fo renewable energy support schemes in the European electricity market (OPTRES); Intelligent Energy Europe

⁶⁴ Ragwitz et al (2007); Assessment and optimisation fo renewable energy support schemes in the European electricity market (OPTRES); Intelligent Energy Europe

⁶⁵ Rathmann et al (2011); Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost; RE-Shaping

⁶⁶ Espey (2001)

nahmepreis bzw. einer gesicherten Preisuntergrenze.⁶⁷ Die Unsicherheiten in Zertifikatsmärkten wie etwa im ETS-Markt können hier sehr gut als Beispiel dienen.

Im Falle von Quoten oder aber auch Ausschreibungen kommt der signifikante regulatorische Aufwand hinzu, der durch die Festlegung von Quoten oder Losen (für die Ausschreibung) induziert wird. Im Falle des Quotenmodells stellen vor allem die separaten Märkte für die Zertifikate einen Unsicherheitsfaktor dar. Bei einem eher monopolistisch/oligopolistisch angelegten Energiemarkt führen solche Unsicherheiten wie internationale Beispiele aus der Vergangenheit zeigen (Belgien, UK, Frankreich, Brasilien, Südafrika) eher zur Zentralisierung auf Anbieterseite als zu einem vitalen Wettbewerb. In weiterer Folge ist auch hier mit keiner Senkung von Strompreisen zu rechnen.⁶⁸

	Bioenergy	Geo-thermal	Hydro	Other	Solar	Wind - onshore	Wind - offshore	Total
Austria	103.40		6.27		205.46	43.14		57.32
Belgium	94.38		24.11		369.07	84.19	104.89	157.41
Croatia	117.39		58.66		269.88	50.29		67.04
Czech Republic	101.90		57.04		448.04	74.95		194.51
Denmark	26.43			45.04		24.16	57.39	36.53
Estonia	10.56		10.56		10.56	10.56		10.56
Finland	13.19						64.14	22.44
France	72.62		22.22	8.42	433.94	40.18		91.63
Germany	147.25	201.31	56.29		291.54	65.63	135.50	144.15
Greece	36.63		19.52		341.35	20.81		161.52
Hungary	69.24		32.31		65.85	71.17		65.90
Italy	138.72	74.17	90.70		306.88	79.74		176.66
Lithuania	69.60		25.97		191.90		44.80	56.18
Netherlands	70.81	17.54	96.12		220.53	60.34	99.32	68.00
Norway			23.70			23.70		23.70
Poland	70.84		70.84	70.84	70.84		70.84	70.84
Portugal	65.48		54.89	58.69	293.69	53.49	131.40	58.94
Romania	57.71		57.71		57.71	57.71		57.71
Spain	73.34		43.07		327.75	43.98		86.62
Sweden	23.51		23.51		23.51			23.51
UK	65.09		67.03	113.30	256.94	59.22	95.71	78.48
Minimum support	10.56	17.54	6.27	8.42	10.56	10.56	44.80	10.56
Maximum support	147.25	201.31	96.12	113.30	448.04	84.27	135.50	194.51
Weighted average across 21 countries								110.65³⁶

Tabelle 4: Gewichteter Durchschnitt der Förderhöhe nach Technologie (€ / MWh) 2013 (Quelle: Ceer 2015)

Die vom Council of European Energy Regulators (CEER) jährlich veröffentlichten durchschnittlichen Förderkosten für erneuerbare Energien zeigen, dass Länder mit Quoten- oder Ausschreibungsmodellen tendenziell höhere Förderkosten haben, als jene, die Einspeisetarife oder -prämien nutzen.⁶⁹ Im Vergleich mit Ländern mit Quotensystem wie Belgien, UK oder Rumänien sind Länder mit Einspeisetarifen wie Österreich, Deutschland, Spanien oder Portugal insbesondere im Windenergiebereich äußerst günstig.

Vor allem im Projekt RE-Shaping, einem von der EU geförderten Projekt, wurde gezeigt, dass erneuerbare Energie, insbesondere Windenergie, im Quotensystem bei vergleichsweise niedrigerer Effizienz hohe Margen, Risikoprämien und „windfall profits“ generieren.^{70,71} Windfall Profits können in diesem Fall dadurch entstehen, dass

⁶⁷ Mitchell et al (2006); Effectiveness through Risk Reduction, A Comparison of the Renewable Obligation in England and Wales and the Feed-In System in Germany; University of Warwick, UK

⁶⁸ Sawin (2003); Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy, ...

⁶⁹ Council of European Energy Regulators (2015); Status Review of Renewable and Energy Efficiency Support Schemes in Europe in 2012 and 2013

⁷⁰ Ragwitz (2012); RE-Shape – Shaping an effective and efficient European renewable energy market

durch wenige marktdominante Anbieter höhere Kosten direkt an Kunden weitergegeben werden können. Durch die marktbeherrschende Stellung können so hohe Margen generiert werden, während andere Teilnehmer vom Markt ferngehalten werden.

Abbildung 12 bestätigt die höheren Margen in Quoten- und Ausschreibungssystemen, wie auch in unterschiedlichen Studien bestätigt wurden (hier exemplarisch für die Windenergie). Auf der vertikalen Achse zeigt sich der „Policy effectiveness indicator“ (dieser ergibt sich aus den Faktoren „Effizienz“ und „Effektivität“), die horizontale Achse zeigt die dabei generierte Profit Range. In blau hier jene Länder mit FiT Systemen, in rot jene, mit Quotensystemen. Wie sich zeigt, generieren Projekte in Ländern mit Quotensystemen höhere Profite bei gleichzeitig niedrigerer Effektivität.

Die wesentlichen Probleme, die Quoten/Zertifikatehandel und Ausschreibemodelle gegenüber Einspeisetarifsystemen haben, ergeben sich zu einem großen Teil aus der mangelhaften Investitionssicherheit.

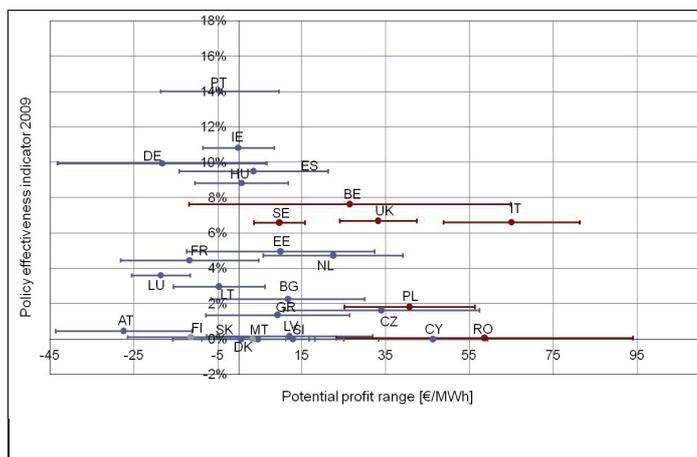


Abbildung 12: Policy Effectiveness im Vergleich zur Profit Range unterschiedlicher Fördermechanismen (2003 – 2009) (Quelle: Ragwitz 2011)

Technologien wie die Windenergie oder die Photovoltaik erfordern hohe Anfangsinvestitionen und haben niedrige laufende Kosten. Für die Investitionsentscheidung muss dennoch sicher sein, wie sich die Rückflüsse aus der Investition verhalten. Bei monetären Fördermechanismen ist das beim Einspeisetarif über eine bestimmte Periode gesichert. Dadurch sinkt das Risiko bei entsprechend qualifizierter Festlegung des Tarifes für die Investoren.

Bei mengenmäßigen Fördersystemen oder einer Investitionsförderung ist die aber über die Gesamtlaufzeit gleich verteilt d.h. zum Zeitpunkt der Investition ist unklar, wie sich die Rückflüsse daraus verhalten. Unsicherheiten können sich aus vielfältigen Gründen ergeben. So schwankt der Strommarktpreis sehr stark (etwa von ca 8ct/kWh im Jahr 2008 auf ca 3,5 ct/kWh im Jahr 2013) oder aber rechtliche Rahmenbedingungen der Energieerzeugung verändern sich zuungunsten der Erzeugungsanlage (etwa durch steuerliche Belastung der Einkünfte). Diverse Studien belegen, dass das Volumsrisiko und das bei mengenbasierten (Quote/Zertifikate, Ausschreibung) und Investitionsfördermodellen sehr hoch bewertet wird. So steigen wie in obigen Grafiken ersichtlich die Kosten für die Erzeugung erneuerbarer Energien da das Risiko entsprechend in die Erzeugungspreise eingerechnet wird bzw. werden die gesetzten Ziele deutlich verfehlt weil aufgrund des hohen Risikos Projekte nicht umgesetzt werden können.

⁷¹ Fouquet et al (2005); Reflections on a possible European wide unified support scheme for renewable energy systems eref/world watch institute

Eine Studie der Universität St. Gallen ergab demzufolge, dass Investoren Einspeisetarife aufgrund der gegebenen Sicherheit deutlich vor allen anderen Förder-systemen bevorzugen (siehe Ab-bildung 13).⁷² Über die langfristigen Auswirkungen von Fördersyste-men wie dem Quoten- oder Aus-schreibungsmodell gibt es derzeit noch keine Studien. Die langfristi-gen Folgen der vollständigen Kosten- und Risikoüberwälzung auf die Anlagenbetreiber und wie viele der realisierten Projekte nach Ablauf einiger Zeit tatsächlich noch am Netz sind ist derzeit noch unklar.

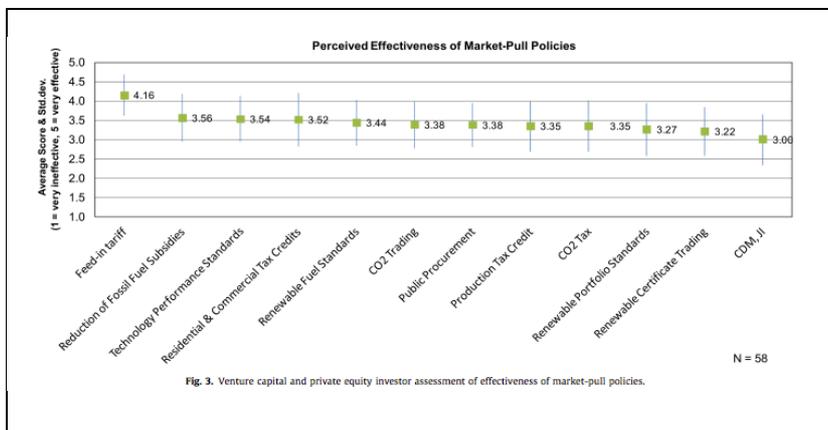


Abbildung 13: Effektivität der Förderpolitik für Investoren
(Quelle: Burer 2009)

Nicht zuletzt ist die Förderung erneuerbarer Energien auch die Förderung neuer Technologien deren Fortschritt einen Beitrag zu Wirtschaftswachstum und in einer Gesellschaft mit hohen Arbeitskosten auch einen technologischen Vorsprung sichert⁷³ – an Anliegen wie es auch im Ökostromgesetz 2012 formuliert ist (§4). Wie sich zeigt sind vor allem jene Länder erfolgreich, deren Industrien früh bzw. intensiv auf erneuerbare Energien gesetzt haben. Ähnlich der Entwicklung und Nutzung der Kaplan Turbine im 20. Jahrhundert in Österreich ist die Entwicklung und Nutzung der Windenergie heute ein Wirtschaftsfaktor dessen Weiterentwicklung sich lohnt.

TECHNOLOGY CLASSIFICATION	AVERAGE ANNUAL GROWTH RATE	
	1975-2005	2006-2011
Biofuels	9%	13%
Solar thermal	3%	24%
Solar PV	10%	22%
Wind	9%	27%

Tabelle 5: Entwicklung der Patentan-meldungen und Wachstumsraten
(Quelle: Noailly et. al, 2014)

Insbesondere die Entwicklung von Technologien deren Potential heute noch nicht ausgeschöpft wird, die aber nicht dem Markt ausgesetzt werden können ist hier in Form einer technologiedifferenzierten Unterstützung von Vorteil.⁷⁴ Auch können technologiespezifische Förderungen dazu beitragen, den Mix aller Erzeugungsanlagen bestmöglich zu entwickeln um etwa gleichmäßige Erzeugung von erneuerbarer Energien über längere Perioden zu ermöglichen – dies kann beispielsweise in Form von abgestimmten Förderhöhen oder der Förderdauer für bestimmte Technologien erfolgen.⁷⁵ Technologieneutrale Fördersysteme neigen dazu, jene Erzeugungstechnologie zu fördern, die derzeit am billigsten Strom produziert. Dies ist ein großer Nachteil dieser Methode, denn wenn sich die Förderung auf wenige Kraftwerkstypen konzentriert, sind langfristig alle anderen vom Markt ausgenommen („Locked-in“). Dadurch kann bei den anderen Technologien die Technologieentwicklung nicht einsetzen und sie können auch nicht billiger werden (siehe Preisdegression Photovoltaik). Darüberhinaus verzichtet man dadurch einen vitalen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes beibringen zu können. Wie oben beschrieben führte das beispielsweise in Schweden oder Großbritannien zu einer unnötig hohen Konzentration auf wenige Technologien die nur durch begleitende Fördermaßnahmen ausgeglichen werden kann (in beiden Fällen werden nun beispielsweise für Photovoltaik Einspeisetarife eingesetzt).

⁷² Burer et al. (2007); Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors, University of St. Gallen/Ecole Polytechnique Federeale du Lausanne

⁷³ Noailly et. al (2013); Knowledge spillovers from renewable energy technologies, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis

⁷⁴ World Intellectual Property Organisation (2014); The acceleration of climate change and mitigation technologies: Intellectual property trends in the renewable energy landscape

⁷⁵ Groba et. al (2013); Impact of Renewable Energy Policy and Use on Innovation, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

Ein wesentlicher Faktor, der durch Fördermaßnahmen sehr stark beeinflusst wird sind Forschung und Entwicklung für den Wirtschaftsstandort. In einer umfassenden Studie haben sich Walz und Ragwitz mit diesem Thema auseinandergesetzt. Sie zeigt, dass Fördersysteme wesentlich zur Innovationsdynamik in einem Land beitragen können und einen wichtigen Rahmen für F&E aber auch langfristige Konkurrenzfähigkeit eines Landes vorgeben. Ein Faktor ist, wie bereits oben angesprochen die Vermeidung des „technologischen lock-in“ d.h. die Forcierung differenzierter Förderung für verschiedene Technologien (zur Technologieentwicklung). In den letzten 20 Jahren wurden erneuerbare Energien zum „Megatrend“. Dementsprechend haben sich die Aktivitäten in Forschung und Entwicklung hier verhalten. Ein Beispiel ist die Entwicklung der Patentintensität seit 1994 (siehe nebenstehende Abbildung).

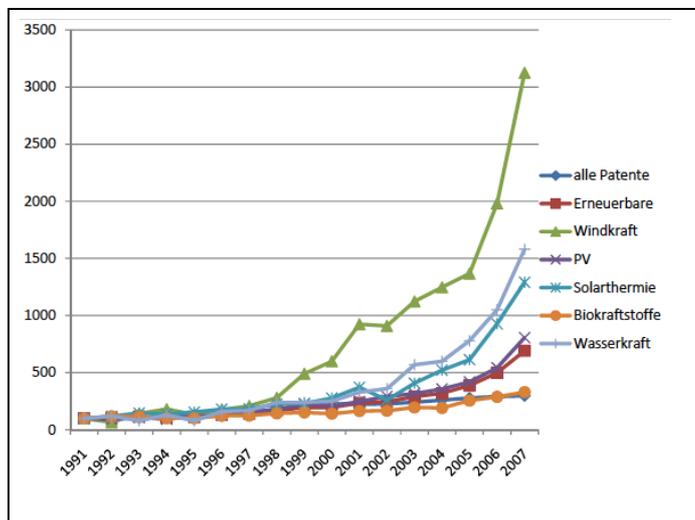


Abbildung 14: Entwicklung der Patentdynamik bei Erneuerbaren Energietechnologien (1994=100%)
(Quelle: Walz et. al, 2007)

Vor allem bei der Entwicklung der Marktanteile zeigt sich, dass die frühzeitige und intelligente Unterstützung erneuerbarer Technologien langfristig sinnvoll ist. So konnten Länder mit stabilen und langfristig angelegten Fördersystemen einen deutlichen Vorsprung vor anderen, auch wirtschaftlich deutlich überlegeneren herausarbeiten und halten. Im Windenergiebereich wird deutlich, dass Nationen mit technologiespezifischen Einspeisetarifen wie Dänemark und Deutschland anderen wie Großbritannien oder Frankreich deutlich überlegen sind. Bei Großbritannien aber auch Frankreich zeigt sich auch deutlich, dass Änderungen im Fördersystem bzw. unsichere Rahmenbedingungen die Technologieentwicklung ebenso beeinträchtigen (beispielsweise um 1998 in Frankreich).

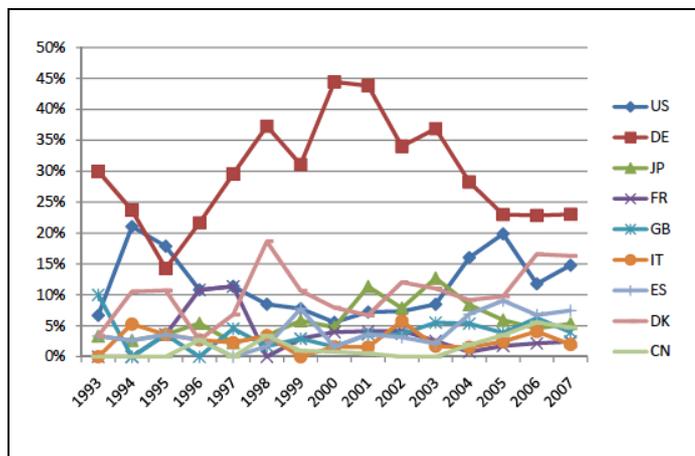


Abbildung 15: Entwicklung des Patentanteils bei Windkraft-Technologien für ausgewählte Länder
(Quelle: Walz et. al, 2007)

4. Fazit

Wie sich zeigt, ist in einem Markt, der vorrangig auf Basis fossiler und nuklearer Großkraftwerke geschaffen wurde, die Risikoreduktion für erneuerbare Energien wesentlich. Da die Marktbedingungen derzeit aufgrund mangelnder CO₂ Preise aber auch aufgrund der Regeln, die für Großkraftwerke geschaffen wurden, eine Belastung erneuerbarer Energien darstellen, ist es die zentrale Funktion von Fördermaßnahmen, diese Asymmetrie auszugleichen.

Stabile und planbare Bedingungen unterstützen die rasche und effiziente Entfaltung erneuerbarer Energien und die notwendige Technologieentwicklung. Langjährige Erfahrungen zeigen mittlerweile, dass plötzliche Änderungen von Fördersystemen, insbesondere wenn sie fundamental sind, die erarbeitete Marktstruktur zerstört. Je höher der administrative Aufwand, je komplexer das zugrunde liegende System, desto geringer wird die Marktvielfalt und desto aufwändiger die Kontrolle, um Überförderung oder Missbrauch zu verhindern. Erneuerbare Energien sind in

der Lage, auf die aus dem Markt kommenden Preis- und Mengensignale zu reagieren. Bei entsprechender Weiterentwicklung von Fördersystemen mit dem Ziel einer erneuerbaren Vollversorgung, kann dieses Potential genutzt werden. Jedoch ist vor allem bei den derzeitigen Anteilen von rund 10 % im österreichischen Stromsystem bzw. 25 % im deutschen Stromsystem (die beide im selben „Markt“ agieren) derzeit noch andere Kapazitäten, insbesondere fossile und nukleare die dominierenden und preissetzenden. Insofern war und ist die Förderung falscher Kapazitäten mit preisverzerrender Wirkung am Strommarkt auf die auch die erneuerbaren Energien nicht richtig reagieren können. Nach dem Abbau fossiler und nuklearer Bevorzugung kann ein erneuerbarer Markt funktionieren und die richtigen Anreize für erneuerbare Anlagen liefern. Bis dahin können erneuerbare Kraftwerke durch behutsame Adaptionen und Anreize in Richtung Marktteilnahme entwickelt werden um die rasche Umstellung auf einen vollständig Erneuerbar dominierten Markt zu erlauben.

	Quotensystem	Ausschreibungen	Einspeisetarif/-prämie	Investitionsförderung
Preisrisiko⁷⁶ (aus Sicht Betreiber/Planer)	<p>Erzeuger muss bei Errichtung Unsicherheiten einpreisen</p> <p>Systemspezifische Unsicherheiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Marktpreisentwicklung • Entwicklung von Zertifikatspreisen 	<p>Erzeuger muss bei Errichtung Unsicherheiten einpreisen (höhere Kosten für Risikoprämien)</p> <p>Systemspezifische Unsicherheiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Marktpreisentwicklung <p>Viele Variablen zur genauen Ausgestaltung der Ausschreibung</p>	<p>Teilweise abgesichert durch Einspeisetarife oder Prämien</p> <p>Systemspezifische Unsicherheiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bei Prämien trägt Anbieter Teil des Preisrisikos 	<p>Erstinvestitionskosten gut planbar, langfristige Refinanzierung mit hohen Unsicherheiten und damit erhöhten Kosten</p> <p>Systemspezifische Unsicherheiten:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Marktpreisentwicklung (kann auch zu massiver Über- oder zu Unterförderung führen) • Dargebotsabhängige Kraftwerke: Preisrisiko ist daher stärker gewichtet (Erzeugung und daher Ertrag schwankt von 0 % - 100 %) • Marktumfeld (Inflation, Zinsen) verursacht sehr hohe Unsicherheiten die eingepreist werden müssen
Volumenrisiko⁷⁷ (aus Sicht Betreiber/Planer)	<p>Einzelne Anbieter, die keine Stromhändler sind, tragen höheres Abnahmerisiko bzw. Vermarktungskosten- kleinere Teilnehmer sind überproportional benachteiligt</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Einzelne Anbieter, die keine Stromhändler sind, tragen höheres Abnahmerisiko, kleinere Teilnehmer sind überproportional betroffen – große, vertikal integrierte Unternehmen profitieren 	<p>Bei Einspeisevorrang und garantierter Abnahme kein Volumenrisiko</p> <p>Bei Prämie Anreize zu preisorientiertem Verhalten möglich</p>	<p>Investition zielt auf Anlagenerichtung ab. Refinanzierung durch Stromabsatz an der Börse nicht prognostizierbar.</p>
Regulierungsaufwand	<p>Hoch</p> <p>Abnahmequote und Strafzahlungen müssen genau definiert und ständig evaluiert werden</p> <p>Kostenverteilung bei Zielverfehlung schwierig (wie werden Anlagenbetreiber, die trotz eventueller Abnahmegarantie bei erfüllter Quote nicht einspeisen können entschädigt)</p> <p>Ausübung von Marktmacht nur schwer überprüfbar Keine regionale Steuerung möglich</p>	<p>Hoch</p> <p>Volumen und Strafe für Zielverfehlung muss definiert und evaluiert werden</p> <p>Kostenverteilung bei Zielverfehlung schwierig (wie werden Anlagenbetreiber, die trotz eventueller Abnahmegarantie nicht einspeisen können entschädigt)</p> <p>Bieterprozess und strategisches Bieterverhalten aufwändig zu evaluieren</p> <p>Niedrige Realisierungsraten bzw. Nichterfüllung von auktionierten Mengen führen zu ständigem Evaluierungs- und Kontrollaufwand</p>	<p>Mittel/Niedrig</p> <p>Tariffhöhe muss optimal bestimmt werden</p> <ul style="list-style-type: none"> • bei Degressionsmechanismen kein Problem • bei Kostendeckelung kontrollierbar • bei längerfristiger Anwendung leicht steuerbar <p>Einspeiseprämie: Prämienhöhe/Bonus kann ähnlich fixem Tarif gestaltet werden (Deckel, Degression etc.)</p>	<p>Investitionsanteil muss genau bestimmt werden</p> <p>Orientiert an:</p> <ul style="list-style-type: none"> - installierter Leistung (pro kWh) – Nachteil größere Anlagen obwohl nicht prinzipiell die größte Anlage die effizienteste ist - als Investkostenanteil - Nachteil der zu hohen Investkosten ohne Kostensenkungsanreiz - Auszahlung der Förderung auf ein mal

⁷⁶ Ein Preisrisiko liegt vor wenn der erzielte oder erzielbare Preis vom prognostizierten Preis abweicht. In diesem Zusammenhang bezieht sich das Preisrisiko bei einigen Fördersystemen auch auf den angebotenen bzw. kalkulierten Preis für die Energieerzeugung aus dem Kraftwerk/den Kraftwerken.

⁷⁷ Ein Mengen- oder Volumenrisiko liegt dann vor, wenn das prognostizierte und/oder das beschaffte Energievolumen vom tatsächlich verbrauchten Volumen abweicht.

	Quotensystem	Ausschreibungen	Einspeisetarif/-prämie	Investitionsförderung
Zielerreichung (Effizienz und Effektive Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien)	<p>Strafzahlung für Zielverfehlung nur ex post korrigierbar – negative Marktauswirkung nicht reversibel (für Marktteilnehmer)</p> <p>Strafzahlung bei Zielverfehlung muss prohibitiv sein, muss ex ante festgelegt werden – ex ante Festlegung kann auch zu strategischem Verhalten führen (wenn Opportunitätsgewinn höher als Strafzahlung)</p>	<p>Strafzahlung bei Zielverfehlung muss prohibitiv sein, muss ex ante festgelegt werden – ex ante Festlegung kann auch zu strategischem Verhalten führen (wenn Opportunitätsgewinn höher als Strafzahlung)</p>	<p>Ausbau kann durch Degressionsmechanismen gesteuert werden</p> <p>Kosten sind durch Deckelung kontrollierbar</p> <p>Zu hohe Kosten können im Folgejahr korrigiert werden</p>	<p>Erzeugung entkoppelt von Investition – Anlagen müssen nicht zwingend viel Strom erzeugen</p>
Volkswirtschaftliche Auswirkungen	<p>Bevorzugt größere Investoren – Klumpenbildung, Wettbewerb sinkt</p> <p>Marktmißbrauch im derzeitigen Markt leicht möglich</p> <p>wenig Anreiz um dynamischeres System für erneuerbare Energien zu fördern</p> <p>Intensive Risikoverschiebung zum Erzeuger führt zu höheren Risikoprämien</p>	<p>Bevorzugt größere Investoren - Klumpenbildung</p> <p>Marktmißbrauch im derzeitigen Markt leicht möglich</p> <p>Kompetitive Angebote für begrenzte Mengen führen zu niedrigerem Ausbau</p> <p>Intensive Risikoverschiebung zum Erzeuger führt zu höheren Risikoprämien</p>	<p>Ermöglicht breiten Anbietermarkt (breiteres Technologiespektrum möglich, transparentere Bedingungen)</p> <p>Wenig Wettbewerb zwischen den Erzeugungstechnologien (Technologiedifferenzierung)</p>	<p>Klumpenbildung (siehe Quoten- und Ausschreibemodell)</p> <p>Viele Möglichkeiten zu strategischem Verhalten führen zur Ineffizienz</p> <p>Intensive Risikoverschiebung zum Erzeuger führt zu höheren Risikoprämien</p>
Technologische Auswirkungen	<p>Konzentration auf bestimmte Technologien (technologischer „lock-in“)</p> <p>Differenzierung nach Technologien normalerweise nicht intendiert – erhöht Koordinationsaufwand</p> <p>Begrenzte Forschungs- und Entwicklungsimpulse durch Unsicherheiten</p>	<p>Konzentration auf bestimmte Technologien (technologischer „lock-in“)</p> <p>Differenzierung nach Technologien normalerweise nicht intendiert – erhöht Koordinationsaufwand</p> <p>Begrenzte Forschungs- und Entwicklungsimpulse durch Unsicherheiten</p>	<p>Förderung vieler verschiedener Technologien einfach möglich</p> <p>Forschungs- und Entwicklungspotentiale werden stark gesetzt und sind nutzbar</p> <p>Regionale Verteilung einfacher plan- und steuerbar</p>	<p>Begrenzte Forschungs- und Entwicklungsimpulse durch Unsicherheiten</p>