

Climate Change

Climate
Change

08
06

ISSN
1611-8855

Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten

Kurzfassung



Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt



Fraunhofer Institute
Systems and
Innovation Research



Kurzfassung

(in deutscher Sprache)

Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für *Erneuerbare Energien* in EU Mitgliedsstaaten

Forschungsprojekt gefördert durch

das Umweltbundesamt (UBA)

*und das Ministerium für Umwelt,
Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*

Förderkennzahl: 203 41 112

*Das Projekt basiert auf den EU Projekten OPTRES, Green-X
und FORRES 2020.*

Autoren: Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI)
Anne Held (Fraunhofer ISI)
Gustav Resch (EEG)
Thomas Faber (EEG)
Claus Huber (EEG)
Reinhard Haas (EEG)



Danksagung

Das Projekt "Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten" wurde durch das Umweltbundesamt (UBA) und das Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert. Die im Rahmen dieses Forschungsprojektes durchgeführten Arbeiten bauen auf Ergebnissen aus den EU Projekten Green-X *"Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market"* und FORRES 2020 *"Analysis of the EU renewable energy sources' evolution up to 2020"* auf und wurden durch das parallel bearbeitete EU Projekt OPTRES *"Assessment and optimisation of renewable energy support schemes in the European electricity market"* maßgeblich unterstützt.

Imprint:

Fraunhofer Institut für System- and Innovationsforschung

Breslauer Str. 48, D-76139 Karlsruhe, Deutschland

Gedruckt in Deutschland – September 2006

Photos (Titelseite) von Gustav Resch

Kontakt:

Dr. Mario Ragwitz
Fraunhofer Institut für System- und
Innovationsforschung
Breslauer Str. 48
D-76139 Karlsruhe
Deutschland
Tel.: +49(0)721/6809-157
Fax: +49(0)721/6809-272
Email: mario.ragwitz@isi.fhg.de

Dr. Gustav Resch
Technische Universität Wien
Energy Economics Group (EEG)
Gusshausstrasse 25 / 373-2
A-1040 Wien
Österreich
Tel.: +43(0)1/58801-37354
Fax: +43(0)1/58801-37397
Email: resch@eeg.tuwien.ac.at

1 Zusammenfassung

Bezüglich des Erfolges bei der Förderung erneuerbarer Energieträger im Stromsektor bestehen deutliche Unterschiede zwischen den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Dies betrifft sowohl den Zubau an installierter Kapazität als auch die länderspezifischen Förderkosten des Ausbaus. In diesem Projekt erfolgte eine vergleichende Betrachtung der Wirksamkeit und der ökonomischen Effizienz der Förderpolitiken in den Ländern der EU basierend auf historischen Erfahrungen als auch auf prospektiven modellbasierten Analysen. Es zeigt sich, dass die wirksamsten Systeme auch häufig die kostengünstigsten sind. Insbesondere wird ersichtlich, dass garantierte Einspeisetarife ein sehr erfolgreiches Instrumentarium zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor darstellen, nicht allein bezüglich des generierten Marktwachstums sondern auch im Hinblick auf die ökonomische Effizienz, wogegen Quotensysteme ihre Praxistauglichkeit bezogen auf die genannten Kriterien noch nachweisen müssen.

2 Einleitung

Das Ziel der Europäischen Union ist es, den Anteil erneuerbarer Energien im Elektrizitätssektor (EE-E) bis 2010 für die EU-25 auf 21% zu steigern. Dies ist das zentrale Element der Richtlinie 2001/77/EG, mit der die Mitgliedsstaaten der EU dazu aufgefordert werden, geeignete Instrumente einzusetzen, um die festgelegten nationalen Zielmarken für EE-E zu erreichen. Bei der Wahl der Instrumente wird den Mitgliedsstaaten dabei weitgehender Freiraum gewährt. Allerdings sieht die EU als Element der Richtlinie 2001/77/EG ein Monitoring-System vor, das die Entwicklung der einzelnen Mitgliedsstaaten beobachtet. Bei der Bewertung der eingesetzten Instrumente liegt besonderes Augenmerk auf der erzielten Effektivität, d.h. des initiierten Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung, sowie auf der ökonomischen Effizienz der Förderung, d.h. der jeweiligen Kosten des Zubaus in Bezug auf die geförderte Strommenge.

Die zentralen Fragestellungen der hier vorgestellten Studie werden hierbei im Kontext der Fortentwicklung der EU-Politik zur Förderung erneuerbarer Energien im europäischen Strombinnenmarkt gesehen. Von besonderer Bedeutung ist hier das Spannungsfeld zwischen rein nationalem Vorgehen, zwischenstaatlicher Koordinierung und EU-weiter Harmonisierung.

- Welche Förderinstrumente für EE-E (z.B. Einspeisevergütungen, Investitionszuschüsse, Ausschreibungen, Quoten mit handelbaren Zertifikaten) sind derzeit in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten implementiert? Welche Änderungen erfolgten hierbei in jüngster Zeit?
- Welche Förderinstrumente erscheinen aus historischer Sicht sowie bei Betrachtung der prognostizierten Zukunft am effektivsten und aus ökonomischer Sicht effizientesten?
- Welche Kriterien können identifiziert werden, die einer effizienten und effektiven Förderpolitik zugrunde liegen?

Die durchgeführten Arbeiten gliedern sich in eine historische und eine prospektive Analyse.

3 Klassifikation und erste Bewertung der vorherrschenden Instrumente

In verschiedenen europäischen Ländern kommen unterschiedliche Fördermodelle zum Einsatz, um den Anteil erneuerbarer Energien am jeweiligen nationalen Energiemix zu erhöhen. In der Regel wird nicht ein einzelnes Instrument zur Förderung der Marktdiffusion erneuerbarer Energien verwendet, sondern meist eine Kombination aus verschiedenen Fördermaßnahmen [1].

Das bei weitem dominierende Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor, welches derzeit in 18 Ländern der EU-25 zur Anwendung kommt, sind feste *Einspeisetarife*. Garantierte Einspeisevergütungen erlauben es unabhängigen Erzeugern, Strom in ein Versorgungsnetz zu einem festgelegten Tarif für einen bestimmten Zeitraum einzuspeisen. Diese Tarife bestimmen sich in der Theorie aus den marginalen Erzeugungskosten und werden staatlich festgelegt. Das Hauptargument zugunsten von Einspeisevergütungen ist die Minimierung des finanziellen Risikos für unabhängige Stromerzeuger, indem diesen ein festes Einkommen für einen definierten Zeitraum garantiert wird. Neben der hohen Effektivität sind Einspeisevergütungen im Vergleich zu anderen vorherrschenden Instrumenten durch geringe Erzeugerrenten und moderate Transaktions- und Verwaltungskosten charakterisiert (statische Effizienz). Die Reduktion der Erzeugerrenten basiert auf der technologie- und ertragsspezifischen Festsetzung der Förderhöhe (hierbei ist insbesondere die Vergütung für Strom aus Windenergie im deutschen EEG hervorzuheben) sowie auf einer an den technologischen Fortschritt der verschiedenen Technologien gekoppelten jährlichen Absenkung der Tarife. Die technologiespezifische Förderung bei gleichzeitiger Degression der Tarife führt zu einer hohen dynamischen Effizienz des Instruments [2], [3]. Neben festen Einspeisungssystemen existieren Premiumsysteme, bei welchen der Erzeuger den konventionellen Strompreis sowie zusätzlich ein festes Premium in Form einer Einspeisevergütung erhält.

Ein noch relativ neues Instrument stellen *Quoten* für den Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung dar. Dieses System wird meist mit einem Handelsmechanismus für *grüne Zertifikate* kombiniert. Im Vergleich zu garantierten Einspeisetarifen, bei welchen der Preis für erneuerbaren Strom staatlich festgelegt wird, wird bei Quotensystemen die Menge des zu erzeugenden EE-Stroms bestimmt. Gelegentlich werden Quotensysteme als das marktnähere Instrument zur Förderung erneuerbaren Stroms angesehen [4]. Diese Einschätzung basiert auf der Überlegung, dass Quotenregelungen sowohl die Konkurrenz unter Erzeugern erneuerbaren Stroms als auch unter den Anlagenherstellern stimulieren (letzteres wird auch durch Einspeisevergütungen erreicht) sowie die jeweils kostengünstigsten Technologieoptionen ausgebaut werden. Dieses führt in der Theorie zu einer Reduktion der Erzeugungskosten für erneuerbaren Strom in Quotensystemen. Der entscheidende Nachteil von Quotensystemen besteht jedoch in der Tatsache, dass diese in der Regel nicht zu einer Minimierung der gesellschaftlichen Transferkosten der Förderung erneuerbarer Energien führen. Wesentliches Element der höheren Gesamtkosten in Quotensystemen ist der von Investoren veranschlagte Risikozuschlag bei Investitionen in Märkten mit solchen Fördermodellen zur Absicherung des zukünftigen Preisrisikos für grüne Zertifikate. Dieser Risiko-

zuschlag erhöht die beobachteten Kapitalkosten für erneuerbare Technologien (siehe [2], [3] für quantitative Analysen). Weiterhin führt die typischerweise technologieunspezifische Förderung in Quotensystemen zu tendenziell höheren Produzentenrenten sowie zu geringerer technologischer Vielfalt mit negativen Wirkungen auf die dynamische Effizienz.

Steuervergünstigungen sind meist erzeugungsbasierte Instrumente, welche erneuerbare Energien durch Steuerbefreiungen für Energieerzeuger fördern. Im Vergleich zu Einspeisevergütungen, welche ein zusätzliches Einkommen für die Produzenten grünen Stroms darstellen, bedeuten erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen verringerte Erzeugungskosten.

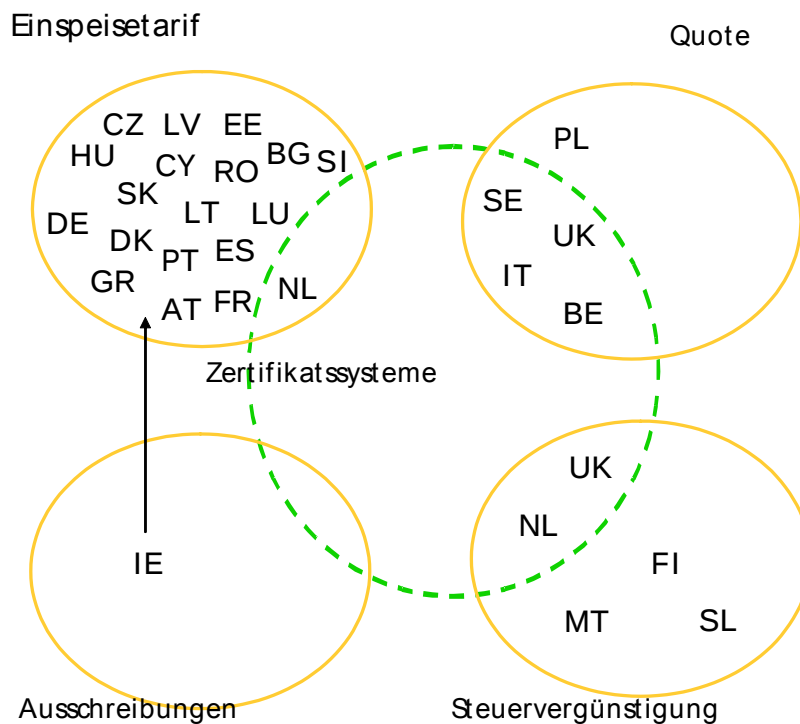
Ausschreibungsverfahren sind entweder investitions- oder erzeugungsbasiert, aber in beiden Fällen kapazitätsorientiert. Im ersten Fall wird eine bestimmte zu installierende Erzeugungskapazität ausgeschrieben. In einem vordefinierten Bietprozess werden die günstigsten Anbieter ermittelt, welche Investitionskostenzuschüsse pro installierte Erzeugungsleistung erhalten. Das erzeugungsbasierte Ausschreibungsverfahren verläuft analog, wobei jedoch die erfolgreichen Bieter eine erzeugungsorientierte Vergütung über die Laufzeit des Vertrages erhalten.

Tabelle 1 zeigt eine Klassifikation der EE-E Förderinstrumente nach mengen- und preisbasierten Mechanismen sowie nach dem Kriterium, ob der Förderanreiz regulativer erfolgt oder auf der freiwilligen Zahlungsbereitschaft der Stromkunden basiert. Ferner umfasst die Klassifikation die Unterscheidung, ob der monetäre Förderanreiz investitions- oder erzeugungsbezogen erfolgt. Abbildung 1 gibt einen schematischen Überblick über die wichtigsten Instrumente im Stromsektor in den einzelnen EU-15 Mitgliedsstaaten.

Tabelle 1: Klassifikation von Förderinstrumenten für erneuerbare Energien, vgl. [2]

		preisbasiert	mengenbasiert
Regulative Instrumente	investitionsbasiert	• Investitionszuschüsse	• Ausschreibungsmodelle
		• Investitionsbasierte Steuervergünstigungen	
	erzeugungsbasiert	• Einspeisetarife	• Ausschreibungsmodelle
		• erzeugungsbasierte Steuervergünstigungen	• Quoten in Verbindung mit handelbaren grünen Zertifikaten
Freiwillige Instrumente	investitionsbasiert	• Teilhaberprogramme	
	erzeugungsbasiert	• Grüne Tarife	

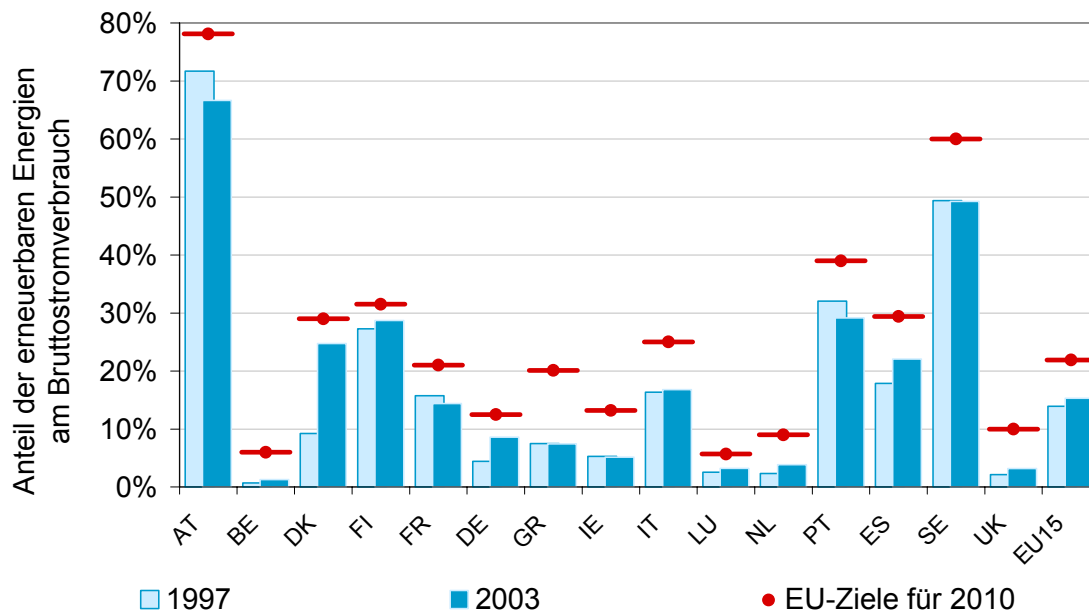
Abbildung 1: Dominierende Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien in der EU-27, Stand 2005



4 Fortschritt der EU-15 Mitgliedsstaaten beim Ausbau erneuerbarer Energien

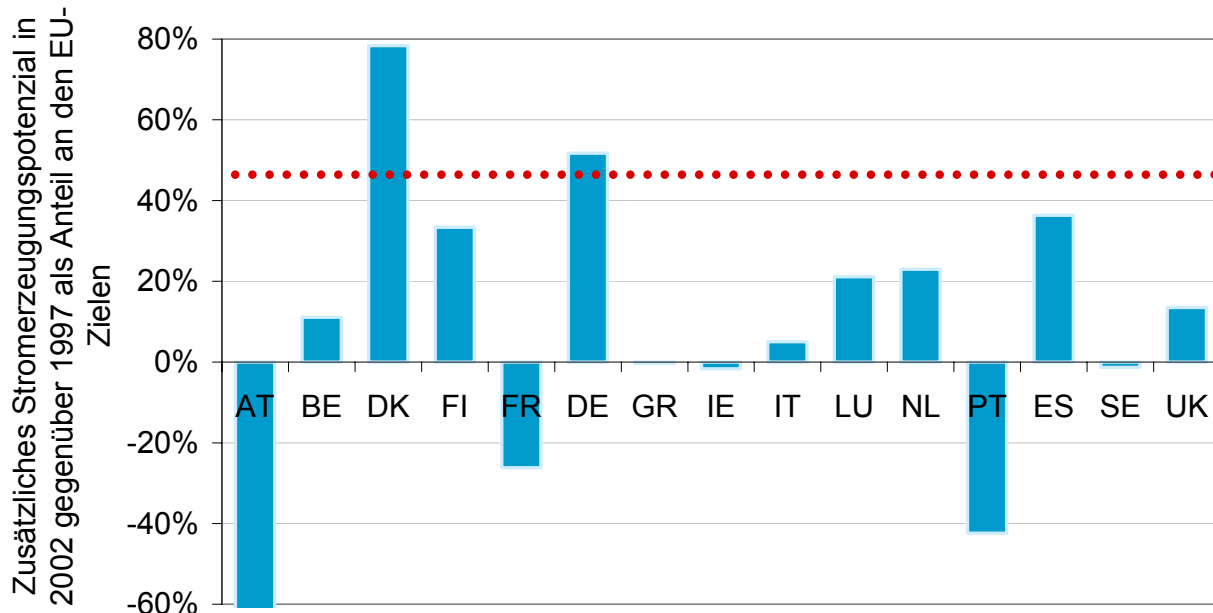
Im nächsten Schritt soll ein kurzer Überblick über die Marktentwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien für die Mitgliedsstaaten der EU-15 gegeben werden, wobei zunächst die Entwicklung im Zusammenhang mit den Zielen der EU Direktive 2001/77/EC für den Zeitraum von 1997 bis 2003 dargestellt ist. Dies geschieht in Abbildung 2 anhand des Anteils, den die EE-E am Bruttostromverbrauch ausmachen. Dabei erfolgt die Berechnung des Anteils auf der Basis der jährlichen normierten Stromerzeugung der erneuerbaren Energien, um die tatsächliche Erzeugung bezüglich der wetterbedingten Schwankungen der Wasserkraft und der Windenergie zu normieren.

Abbildung 2: Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Stromverbrauch in den EU-15 Mitgliedsstaaten



Nur wenige Länder liegen derzeit im Trend zur Erreichung der länderspezifischen EU-Ziele bis 2010. Lediglich in Deutschland, Dänemark, Spanien und Finnland kann eine deutliche Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch beobachtet werden. Im Gegensatz dazu ging in Italien, Schweden, Österreich und Frankreich der Anteil der erneuerbaren Energien zurück. Die Gründe dafür sind unzureichende Förderung, hohe administrative und rechtliche Hemmnisse und ein starker Anstieg des Bruttostromverbrauchs in einigen der betrachteten Länder.

Abbildung 3: Bisherige Zielerreichung bezüglich der indikativen Ziele der EU Direktive 2001/77/EC, (100% entspricht dem Ziel an zusätzlicher Erzeugung zwischen 1997 und 2010, die rote Linie zeigt das Zwischenziel von 1997 bis 2003)



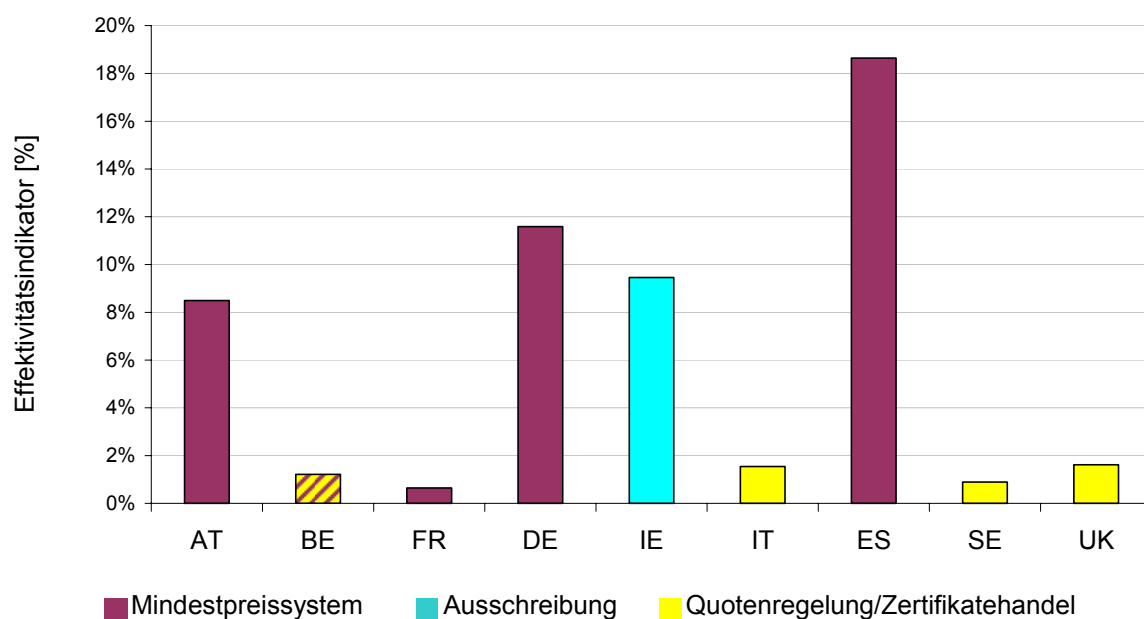
In Abbildung 3 wird der Fortschritt hinsichtlich der Zielerreichung im Sinne der EU Richtlinie 2001/77/EC bis 2003 verdeutlicht. Gezeigt ist der bis 2003 erreichte Anteil an der zusätzlich notwendigen Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zwischen 1997 und 2010 (100% entsprechen somit der Erreichung des Ziels für 2010, die Erfüllung des linear interpolierten Ziels bis 2003 liegt bei etwa 46% und ist in der Abbildung dargestellt). Nur Dänemark und Deutschland haben somit bis 2003 das so definierte Zwischenziel für die EU Direktive erreicht, gefolgt von Finnland und Spanien. Dänemark profitiert dabei insbesondere von der starken Förderung der EE-E insbesondere im Bereich Wind on-shore während der 90er Jahre sowie von den kürzlich realisierten off-shore Projekten. In den drei anderen Ländern gab es im betrachteten Zeitraum keine wesentliche Änderung der Förderpolitik. Somit wird ersichtlich, dass die Stabilität eines Instruments sehr wesentlich für den Erfolg bei der Marktentwicklung erneuerbarer Energien ist. Länder wie Belgien, Schweden oder Italien, deren Förderpolitik durch einen Wechsel des Instruments im betrachteten Zeitraum gekennzeichnet war, zeigen ein deutlich geringes Wachstum des Anteils erneuerbarer Energien.

5 Effektivität und ökonomische Effizienz der Förderung im Bereich der Windenergie - historische Betrachtung

Wir möchten in diesem Abschnitt einen kurzen Überblick über die derzeitige Effektivität und die ökonomische Effizienz der Förderung im Bereich der **Windenergie** geben. Dieser erfolgt am Beispiel einiger ausgewählter Mitgliedsstaaten, welche als repräsentativ für die jeweiligen Förderin-

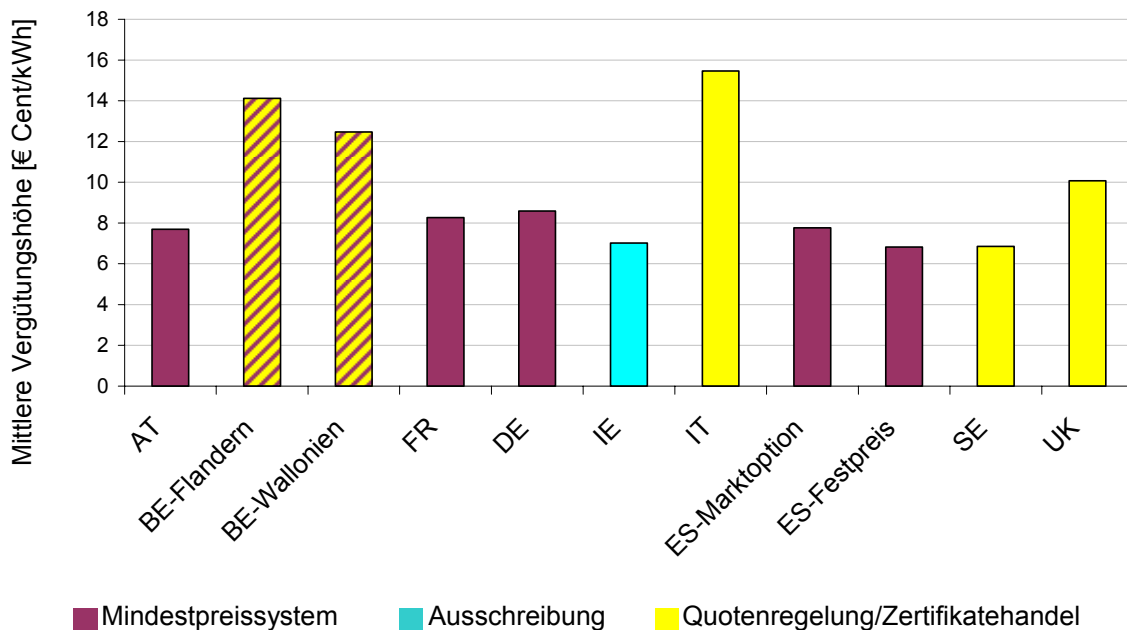
strumente gelten. Zunächst ist hierzu der Effektivitätsindikator, welcher sich aus dem Quotienten der zusätzlichen normierten Erzeugung in einem Jahr und dem realisierbaren Potential bis 2020 bestimmt, für das Jahr 2004 in Abbildung 4 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Förderpolitik in Spanien, gefolgt von Deutschland, Irland und Österreich die höchste Effektivität im Bereich Windenergie im Jahr 2004 aufwies. Die vier Länder mit einem Quotensystem als dominierendem Instrument Belgien, Italien, Schweden und Großbritannien zeigen dagegen nur eine sehr geringe Effektivität. In Irland wurde im Jahr 2004 ein außergewöhnlich hohes Volumen an Windkapazität ausgeschrieben, so dass der Zubau 2004 deutlich über dem in vergangenen Jahren lag.

Abbildung 4: Effektivitätsindikator für die Marktentwicklung im Bereich Wind on-shore im Jahr 2004 für ausgewählte EU-Mitgliedsstaaten. Der Effektivitätsindikator bestimmt sich aus dem Quotienten der zusätzlichen Erzeugung in einem Jahr und dem realisierbaren Potential bis 2020 (das belgische Quotensystem ist gestreift dargestellt, weil es an eine Mindestvergütung gekoppelt ist)



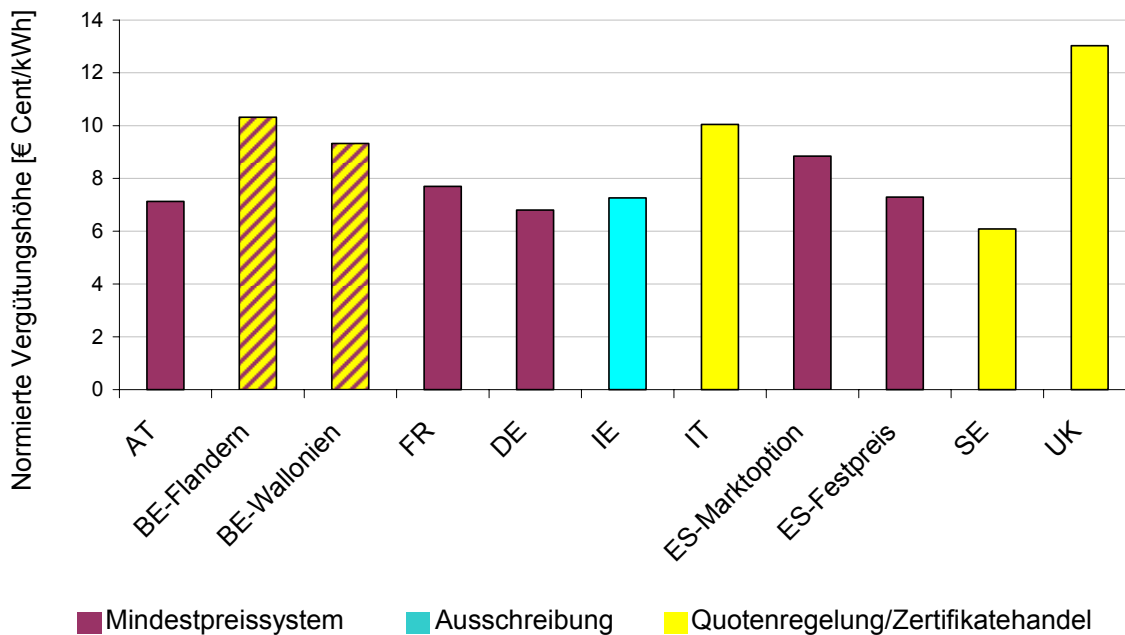
Als erstes Indiz für die ökonomische Effizienz der Förderung soll eine Übersicht über die mittlere Höhe der Vergütung für Strom aus Windenergie in den betrachteten EU-Mitgliedstaaten im Jahr 2004 gegeben werden (Abbildung 5). Man erkennt, dass die Einspeisetarife meist geringer sind als die Summe aus Zertifikatspreis und Strompreis bei den Quotenregelungen (mit Ausnahme Schwedens). Die Vergütungshöhe des irischen Ausschreibungssystems liegt in etwa auf dem Niveau der Einspeisetarife in Spanien.

Abbildung 5: Mittlere Höhe der Vergütung für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten im Jahr 2004 (Eigene Darstellung basierend auf [1], das belgische Quotensystem ist gestreift dargestellt, weil es an eine Mindestvergütung gekoppelt ist)



Zur Beurteilung der ökonomischen Effizienz der Instrumente ist die aktuelle Förderhöhe nur in eingeschränktem Maße aussagekräftig. Der Grund hierfür ist, dass durch die Darstellung der aktuellen Förderhöhen wichtige Ausgestaltungsmerkmale der Politikinstrumente vernachlässigt werden, so zum Beispiel die Förderdauer und die zukünftige Entwicklung des Förderniveaus über den Förderzeitraum. Des Weiteren bleiben somit die durchschnittlichen Windbedingungen unberücksichtigt. Daher ist in Abbildung 6 die Vergütungshöhe normiert auf die drei genannten Parameter dargestellt. Förderdauer und die zukünftige Entwicklung des Förderniveaus sind dabei durch eine Annuitätenrechnung basierend auf einem Zinssatz von 6,6% berücksichtigt. Die landesspezifischen Volllaststunden gehen linear in die Berechnung der normierten Vergütungshöhe ein. Der Zertifikatspreis wurde in dieser Betrachtung über die Förderdauer als konstant angenommen.

Abbildung 6: Normierte Höhe der Vergütung für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten für das Jahr 2004 (die in Abbildung 5 dargestellten Werte sind auf eine einheitliche Laufzeit des Instruments von 15 Jahren, auf die jeweilige zeitliche Entwicklung der Förderhöhe und durch den Quotienten der landesspezifischen und einer einheitliche Volllaststundenzahl normiert; das belgische Quotensystem ist gestreift dargestellt, weil es an eine Mindestvergütung gekoppelt ist)



Die normierte Vergütungshöhe stellt einen geeigneten Indikator für die ökonomische Effizienz des Förderinstruments dar. Die Normierung der Tarife in Abbildung 6 lässt die Kernaussage von Abbildung 5 unverändert, nämlich die Tatsache, dass derzeitige Vergütungshöhen in Ländern mit Einspeisetarifen typischerweise geringer als in Ländern mit Zertifikatssystemen sind. Die relative Förderhöhe zwischen den jeweiligen Ländern verschiebt sich jedoch teilweise signifikant. Beispielsweise führt die Normierung zu einer deutlichen Absenkung des berechneten Förderniveaus in Italien (aufgrund der Berücksichtigung der Zertifikatsperiode von nur acht Jahren) und einer starken Erhöhung in Großbritannien (aufgrund der überdurchschnittlich guten Windbedingungen).

Abschließend möchten wir in Abbildung 7 die Korrelation zwischen dem in Abbildung 4 dargestellten Effektivitätsindikator und der normierten Vergütungshöhe aus Abbildung 6 darstellen.

Als Alternative zur Darstellung der normierten Förderhöhe soll in einem nächsten Schritt (siehe Abbildung 8) die durchschnittliche erwartete Annuität der Investition dargestellt werden. Die Annuität kennzeichnet den spezifischen abgezinsten Profit bezogen auf die produzierte kWh unter Berücksichtigung aller Einnahmen und Ausgaben während der Lebensdauer der Anlage. Dabei werden auch länderspezifische Differenzen bezüglich der Investitionskosten berücksichtigt. Außerdem

werden in dieser Darstellung die beobachteten Unterschiede zwischen den Ländern noch deutlicher sichtbar.

Abbildung 7: Effektivitätsindikator versus der normierten Höhe der Vergütung für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten für das Jahr 2004

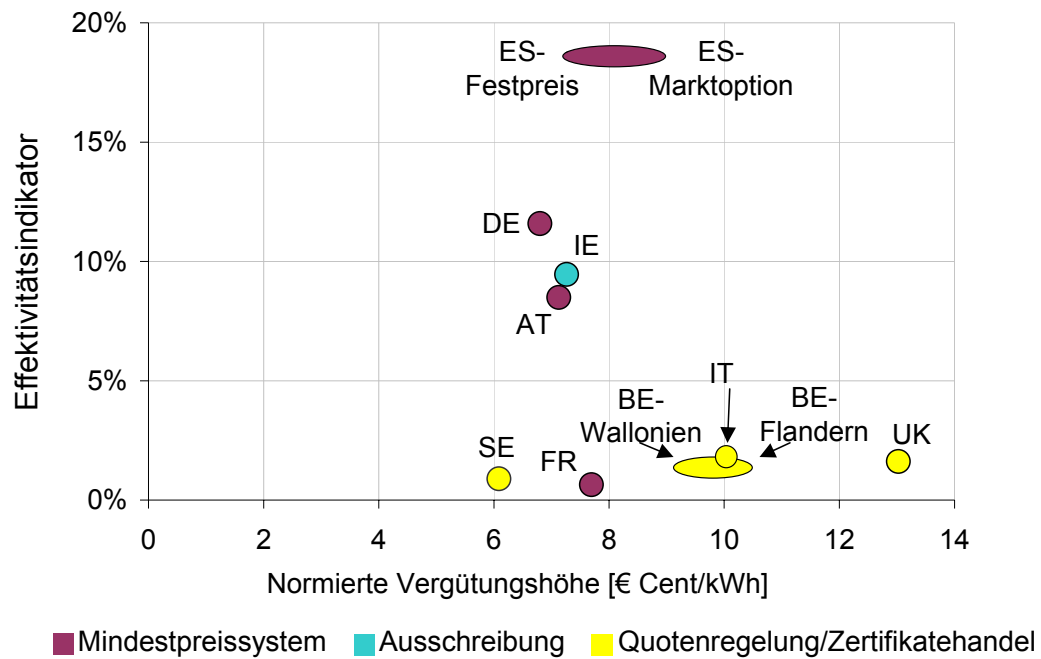


Abbildung 8: Effektivitätsindikator versus der Annuität für Windenergie on-shore in ausgewählten EU Staaten für das Jahr 2004

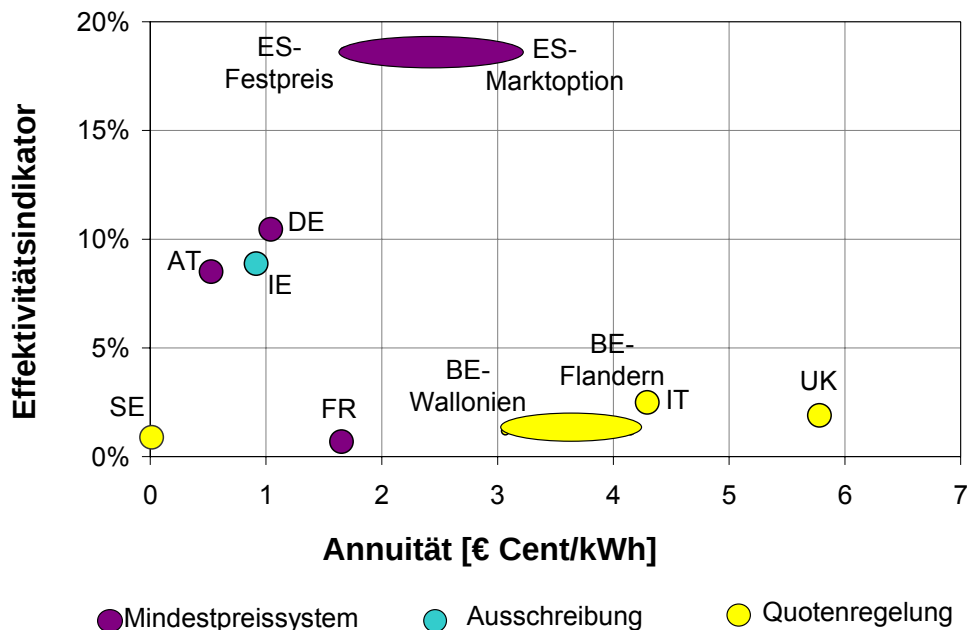


Abbildung 7 und Abbildung 8 lassen sich zusammenfassend wie folgt interpretieren:

- Im Allgemeinen lassen sich sehr starke Unterschiede in Bezug auf den Effektivitätsindikator als auch auf die normierte Vergütungshöhe feststellen. Es wird jedoch kein direkter Zusammenhang zwischen beiden Größen ersichtlich.
- Länder, in denen Quotenregelungen mit einem Zertifikatshandel implementiert sind, weisen mit Ausnahme von Schweden hohe Vergütungen und gleichzeitig niedrige Effektivitätsindikatoren auf. Dies ist zum Teil in der Annahme eines konstanten Zertifikatspreises begründet¹. Trotzdem zeigen die Ergebnisse, dass Quotenmodelle zu hohen Profiten für Erzeuger² führen können, die unter anderem durch hohe Investitionsrisiken bedingt sind.
- Länder mit Einspeisetarifen weisen einen höheren Effektivitätsindikator bei geringeren erwarteten Annuitäten auf. Eine Ausnahme stellt Frankreich dar, dort ist die niedrige Effektivität der Förderpolitiken insbesondere eine Folge von starken administrativen Barrieren. Daraus kann geschlossen werden, dass für den Erfolg eines Politikinstrumentes nicht nur die Art und Aus-

¹ Diese Aussage ist aus der in der Vergangenheit beobachteten Entwicklung der Zertifikatspreise gerechtfertigt.

² Hohe mögliche Profite unter Quotensystemen werden in der Praxis häufig nicht durch die Erzeuger erneuerbarer Energien realisiert, sondern durch die Verpflichteten, welche durch das Angebot von Langfristverträgen das Risiko für die Erzeuger und somit auch deren möglichen Gewinn reduzieren.

gestaltungsform des Instrumentes selbst von Bedeutung ist, sondern ebenso die existierenden Rahmenbedingungen.

- In Spanien konnte im Rahmen der behandelten Länder der höchste Effektivitätsindikator erreicht werden, wobei das normierte Förderniveau im Bereich der anderen Einspeisungssystemländer lag. Ferner lässt sich beim Vergleich der beiden möglichen Optionen feststellen, dass die Marktoption durch ein höheres Förderniveau charakterisiert ist als die Festpreisoption. Diese beiden Optionen lassen sich aber derzeit noch nicht abschließend nach ihrer Effektivität bewerten, da die Marktoption noch ein sehr neues Instrument ist, welches die Teilnahme am Strommarkt durch höhere Mindestpreise belohnen und gleichzeitig das damit verbundene höhere Investitionsrisiko ausgleichen soll.
- Basierend auf einem relativ niedrigen Förderniveau konnte in Irland eine ähnlich hohe Effektivität wie in den Mindestpreisländern erreicht werden. Die unter dem irischen Fördersystem garantierten Förderhöhen liegen normiert in der gleichen Größenordnung wie die des deutschen EEG. Erklären lässt sich dieses Ergebnis durch die unterschiedlichen Windbedingungen in beiden Ländern, aufgrund derer in Irland nominal ein geringeres Förderniveau notwendig ist als in Deutschland. Allerdings muss der irische Effektivitätsindikator in 2004 unter Vorbehalt betrachtet werden, da der hohe Wert auf den direkten Auswirkungen der letzten irischen Ausschreibungsrunde basiert. Im Gegensatz hierzu konnten bis 2003 nur sehr niedrige Wachstumsraten erreicht werden. Dies deutet darauf hin, dass mit Ausschreibungsmodellen schnell beträchtliche Ausbauraten erzielt werden können, ohne jedoch kontinuierliches Wachstum hervorzurufen.

6 Modellbasierte Analyse zukünftiger Kosten für die Verbraucher

Die historischen Erfahrungen in der EU bilden die Ausgangsbasis für eine modell-basierte Analyse der Entwicklungsmöglichkeiten. Diese Zukunftsszenarien basieren auf Anwendung des Softwaretools **Green-X** – ein Simulationsmodell für energiepolitische Instrumente unter Anwendung des Konzepts dynamischer Kosten-Potenzialkurven, welches im Rahmen des gleichnamigen EU-Forschungsprojekts Green-X (siehe www.green-x.at) an der TU Wien entwickelt wurde.

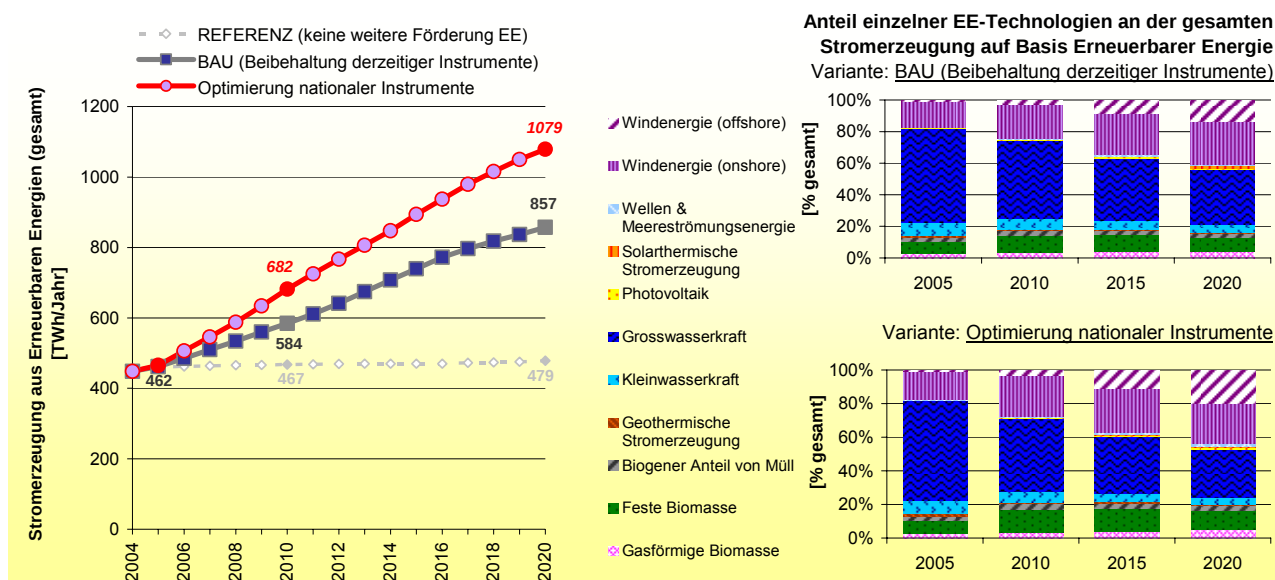
Die zentralen Fragestellungen der durchgeführten Analyse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Welcher Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor ist unter Beibehaltung der derzeitigen Förderpolitiken in den einzelnen Mitgliedsstaaten in den Jahren 2010 und 2020 zu erwarten? Welche Ausbauziele für EE-E erscheinen für das Jahr 2020 realistisch, wenn bereits zur Erreichung der 2010er Ziele auf europäischer Ebene rasch verstärkte Förderanreize gesetzt werden? Unter diesen grundsätzlichen Ausbauszenarien werden die Kosten des Zubaus für verschiedene Förderstrategien untersucht.

Dabei wurden insbesondere auch folgende Szenarien miteinander verglichen: (1) Die Beibehaltung der derzeitigen nationalen Förderinstrumente und (2) eine Optimierung der bisherigen mitgliedstaatlichen Politiken, um das Ziel für 2010 noch zu erreichen. Ferner wurde auch untersucht, ob sich (3) eine eventuelle Harmonisierung der Fördersysteme auf europäischer Ebene als wünschenswert erweisen würde, um die Effektivität und Effizienz der Förderung in Zukunft zu gewährleisten bzw. welche Instrumente hierzu vorteilhaft einsetzbar bzw. empfehlenswert wären. Darüber hinaus wurden so genannte Clusterbildungen untersucht, bei welchen mehrere Mitgliedsstaaten ihre Förderinstrumente untereinander koordinieren.

Die Bandbreite der künftigen EE-Entwicklung zum Jahr 2020 auf EU-15 Ebene skizziert hierbei Abbildung 9: Im Falle einer Beibehaltung der derzeitigen Förderpolitiken ist mit einem Ausbau EE-E auf rund 584 TWh/a bis 2010 (19.1% der Gesamtstromnachfrage) zu rechnen, die in weiterer Folge auf 857 TWh/a im Jahr 2020 (24.6%) ansteigen würde. Der Wert für 2010 liegt 93 TWh/a bzw. 3 Prozentpunkte unter dem Richtziel gemäß EU-Direktive 2001/77/EG. Im Gegensatz hierzu würde eine rasche und schlagkräftige Optimierung der nationalen Förderpolitiken (inklusive einer Beseitigung administrativer Hemmnisse) eine Zielerreichung ermöglichen. In diesem Fall beträgt die prognostizierte Stromerzeugung aus EE-E 2010 682 TWh (22.2%) bzw. 2020 1079 TWh (30.9%).

Abbildung 9: Vergleich der prognostizierten Entwicklung EE-E auf EU-15 Ebene im Zeitraum 2004 bis 2020 im Falle einer Beibehaltung sowie einer Optimierung der nationalen Förderpolitiken



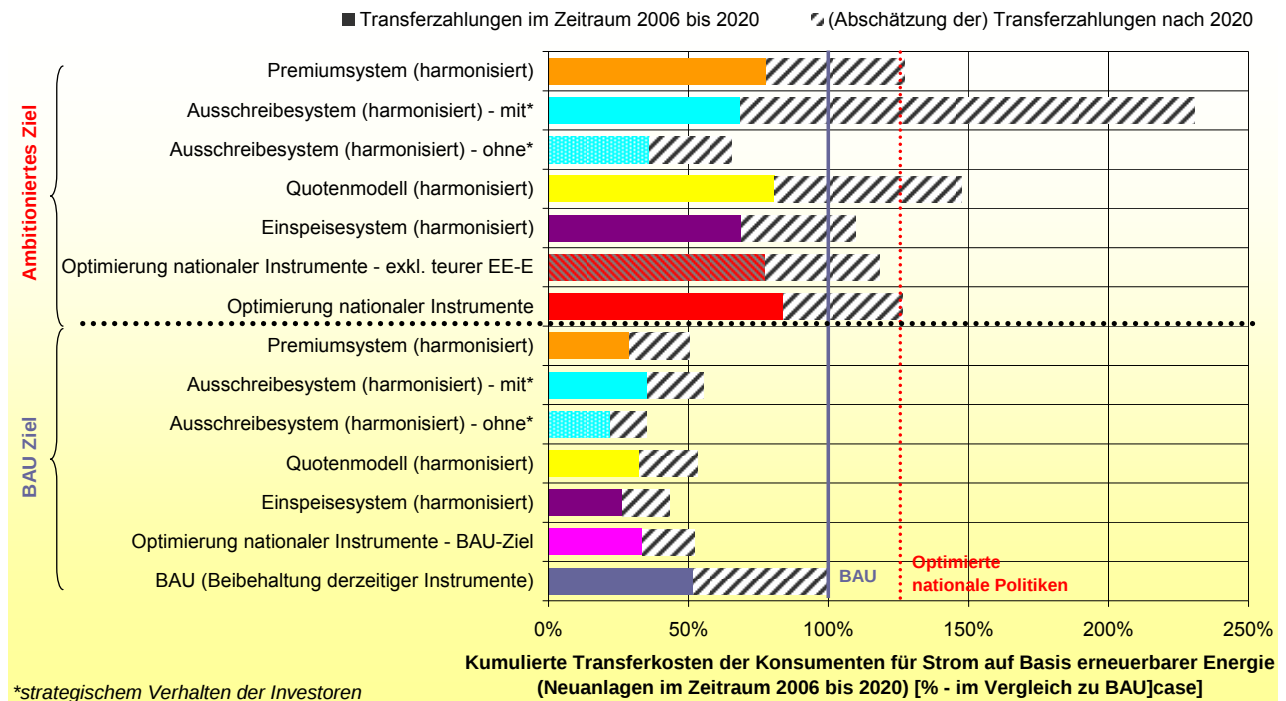
Im Hinblick auf die ökonomische Effizienz der Förderpolitiken ergab die Analyse, dass mehr als zwei Drittel der zukünftig möglichen Effizienzverbesserungen durch eine bloße Optimierung, d.h. eine bessere Ausgestaltung der jeweils bestehenden nationalen Förderinstrumente erreicht werden können. Die Aktivierung der bestehenden Kostensenkungspotentiale der jeweiligen nationalen

Instrumente ist demnach der wesentliche Schritt. Dieses gilt sowohl für ein ambitioniertes künftiges Ausbauziel als auch im Falle einer „business as usual“ Entwicklung. Hinzu kommen die Beseitigung administrativer Hemmnisse und eine glaubwürdige, dauerhafte Politikführung, da unstete Politik zu erhöhten Risikoprämien und somit zu gesamtgesellschaftlich höheren Kosten führt.

Wird dennoch von einer Harmonisierung eines der Instrumente auf europäischer Ebene oder zumindest in einigen Mitgliedstaaten (so genannte Cluster-Bildung) ausgegangen, so können unter bestimmten Bedingungen noch größere Effizienzgewinne erreicht werden. Voraussetzung hierfür ist allerdings die Einführung einer technologiespezifischen Förderung, da dieses die Mitnahmeeffekte reduziert. Dies ist am besten mit einem Einspeisesystem zu realisieren, da hier unterschiedlich hohe Vergütungen für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien festgelegt werden können. Ist das System gut ausgestaltet, so ist mit niedrigen Transferkosten zu rechnen. Ist dies jedoch nicht der Fall, so kann man unter Umständen selbst bei einer Harmonisierung mit gesamtwirtschaftlichen Verlusten rechnen.

Die Ergebnisse der Betrachtung finden sich in Abbildung 10. Die maximale Effizienz kann demnach mit einer harmonisierten Einspeisevergütung erreicht werden. Noch geringere Transferkosten erreicht man nur unter einem Ausschreibungssystem (wie es zur Zeit in keinem europäischen Land als primäres Instrument mehr existiert) unter der Annahme, dass von den Produzenten erneuerbarer Energie kein strategisches Verhalten an den Tag gelegt wird. Dies ist allerdings eine höchst unrealistische Annahme, wie auch die historische Analyse zeigt. Sobald man strategisches Verhalten mit einrechnet, entstehen deutlich höhere Förderkosten als bei anderen Modellen. Auch die Einführung eines harmonisierten Quotenmodells würde bei gleicher Ausbaurate – verglichen mit den verbesserten nationalen Instrumenten oder einer harmonisierten Einspeiseregelung – gesamtwirtschaftlich zu höheren Kosten führen, da die Investoren ein höheres Risiko zu tragen haben. Außerdem kann man davon ausgehen, dass Quotenmodelle mittelfristig zu steigenden jährlichen Transferkosten führen werden, da sie immer nur die jeweils günstigsten Technologien fördern, während marktf fernere Technologien außen vor bleiben. Können die jährlich höheren Quoten (Ziele) zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr mit diesen beinahe marktreifen Technologien erreicht werden, so muss auf die bisher noch nicht geförderten, teureren Technologien zurückgegriffen werden, um das gesteckte Ziel zu erreichen. Da jedoch alle Technologien auf einem einzigen Zertifikatsmarkt miteinander konkurrieren und sich der Preis der Zertifikate am Preis des letzten zur Erfüllung der Quote benötigten Zertifikates richtet, welches in diesem Fall von den teureren Technologien stammt, kommt es zu enormen Mitnahmeeffekten. Auch alle anderen, schon kostengünstigeren Technologien erlangen dann den teureren Zertifikatspreis. Die resultierenden Mehrkosten werden von den Konsumenten getragen und die jährlichen Transferkosten steigen, anstelle zu sinken.

Abbildung 10: Vergleich der notwendigen kumulierten Transferkosten für die Verbraucher zwischen harmonisierten Politiken und einer Optimierung der nationalen Politiken



7 Schlussfolgerungen

In dieser Studie wurde die Förderung erneuerbarer Energien in den Mitgliedsstaaten der EU bezüglich ihrer Effektivität sowie der ökonomischen Effizienz untersucht. Im Hinblick auf diese Kriterien sollten Förderinstrumente das Marktwachstum der erneuerbaren Energien hinreichend stimulieren und dabei zu geringen gesellschaftlichen Transferkosten führen. Die dargestellten Ergebnisse verdeutlichen, dass nicht allein die Höhe der Vergütungen für erneuerbaren Strom dessen Marktwachstum bestimmt, sondern weitere Faktoren wie die Stabilität der bzw. das erweckte Vertrauen in die Förderpolitik, die Höhe des Investorenrisikos und die Stärke nichtökonomischer Barrieren wesentliche Einflussgrößen sind. Es zeigt sich weiterhin, dass garantierte Einspeisetarife ein sehr erfolgreiches Instrumentarium zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor darstellen, nicht allein bezüglich des generierten Marktwachstums sondern auch im Hinblick auf die ökonomische Effizienz, wogegen Quotensysteme ihre Praxistauglichkeit bezogen auf die genannten Kriterien noch zeigen müssen. Schließlich lässt sich die Schlussfolgerung ableiten, dass vor einer Harmonisierung der Förderung auf EU Ebene sehr sorgfältig die Chancen und Risiken einzelner Politiken anhand realer Markterfahrungen analysiert werden sollten, um das Wachstum des noch jungen Sektors der erneuerbaren Energien nicht leichtfertig zu gefährden.

Designkriterien für Förderinstrumente für erneuerbare Energien

Basierend auf der durchgeführten Studie wurden eine Reihe von Designkriterien identifiziert, welche optimierte Förderinstrumente erfüllen sollten. Diese gliedern sich in generische Kriterien, welche für jedes Förderinstrument gültig sind, sowie instrumentspezifische Kriterien. Diese werden im Folgenden aufgelistet:

Generische Designkriterien:

- Es sollte ein breites Portfolio erneuerbarer Technologien gefördert werden. Dieses umfasst sowohl kostengünstige Optionen wie Modernisierungsmaßnahmen bei der Großwasserkraft sowie derzeit noch weiter von der Marktreife entfernte Technologien wie die solarthermische Stromerzeugung in Südeuropa. Die Förderung der günstigen Technologieoptionen verbessert die statische Effizienz der Förderung, während die zeitige Förderung neuer Technologien die dynamische Effizienz erhöht.
- Langfristige und hinreichend ambitionierte Ziele bezüglich der Ausbaus erneuerbarer Energien sind eine Voraussetzung für eine hinreichende Investitionssicherheit.
- Ein transparenter und fairer Zugang zu den Strommärkten sollte gewährleistet werden.
- Der finanzielle Anreiz für Erzeuger sollte höher als die marginalen Erzeugungskosten sein, wobei beim Quotensystem die Höhe der Strafzahlungen relevant ist.
- Die Förderung einer Anlage sollte auf einen festgelegten Zeitraum beschränkt sein.
- Nur neue Anlagen sollten in die Förderung einbezogen werden.
- Die Ausnutzung von Marktmacht sollte durch das Instrument minimiert sowie eine hinreichende Kompatibilität mit konventionellen Strommärkten sichergestellt werden.
- Das Förderinstrument sollte über einen hinreichend langen Zeitraum in Kraft sein (kein Stopp and Go), um einen stabilen Planungshorizont für Investoren zu garantieren.

Quotenregelungen

- Eine hinreichende Marktliquidität und Wettbewerb auf Zertifikatsmärkten sollte sichergestellt werden.
- Die Höhe der Strafzahlung bei Nichterfüllung sollte ausreichend sein, d.h. höher als die marginalen Erzeugungskosten.
- Zusätzliche Förderinstrumente, wie Investitionszuschüsse, sollten zur Anwendung kommen, um noch weniger reife Technologien in den Fördermechanismus einzubeziehen.

- Ein garantierter Mindesttarif sollte in noch unreifen Märkten implementiert werden, um eine hinreichende Investitionssicherheit zu gewähren.
- Die Quotenhöhe sollte langfristig festgelegt werden, um eine hinreichende Investitionssicherheit zu gewähren.

Einspeisesysteme

- Der Tarif sollte über einen hinreichend langen Zeitraum festgelegt werden, um das Investitionsrisiko zu reduzieren.
- Technologiespezifische Tarife sollten genutzt werden, um die Produzentenrenten zu reduzieren.
- Um den technologischen Fortschritt zu fördern sollten die Tarife für neue Anlagen in absehbarer Weise - angepasst an den Lernfortschritt der Technologie - über die Zeit abnehmen.
- Abhängig von der jeweiligen Technologie stellen gestufte Einspeisetarife eine geeignete Methode dar, um die Produzentenrente und somit die gesellschaftlichen Förderkosten zu reduzieren.

Ausschreibungen

- Die Kontinuität der Ausschreibungsrunden sollte gesichert sein / Ausschreibungen sollten auf vorhersehbare Weise erfolgen.
- Ausschreibungen sollten technologiespezifisch sein und eine hinreichende Kapazität umfassen. Wenn die ausgeschriebene Kapazität zu gering ist, nehmen Transaktionskosten zu, bei zu großen Ausschreibungskapazitäten steigen die Möglichkeiten für strategisches Verhalten.
- Das Zusammenspiel mit anderen Politikfeldern sollte gut abgestimmt sein, z.B. dürfen sich Ausschreibungsmodalitäten und Raumplanung nicht widersprechen.
- Eine Strafzahlung bei Nichtrealisierung von Projekten sollte sicherstellen, dass keine unverhältnismäßig niedrigen Gebote abgegeben werden.

8 Literatur

[1] Ragwitz, M.; Schleich, J.; Huber, C.; Faber, T.; Voogt, M.; Ruijgrok, W.; Bodo, P. (2004): Analysis of the renewable energy's evolution up to 2020, FORRES 2020, Fraunhofer IRB Verlag, ISBN 3-8167-6893-8.

[2] Green-X (2004): "Deriving Optimal Promotion Strategies For Increasing The Share Of RES-E in a Dynamic European Electricity Market", Endbericht des Forschungsprojektes für die EU Kommission DG RTD, Projektnummer: NNE5-2001-00457, www.green-x.at.

[3] OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market (2005), Projekt finanziert durch die EU Kommission DG TREN, CONTRACT N°: EIE/04/073/S07.38567, www.optres.fhg.de

[4] Schulz, W. et al. (2003): Gesamtwirtschaftliche, sektorale und ökologische Auswirkungen des erneuerbare Energien Gesetzes (EEG), Gemeinschaftsgutachten von EWl, IE und RWI im Auftrag des BMWA, Köln /Leipzig/Essen.