

Masterarbeit

Analyse der Förder- und Netzzugangsregelungen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen

Dieter Stelzmann

Matrikelnr.: 0331051

Studienkz.: F066 436

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
Technische Universität Graz

Betreuer: DI Dr. Udo Bachhiesl:

Begutachter: DI Mag. Dr. Heinrich Stigler

Juni, 2010

Zusammenfassung

Zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Verringerung der Importabhängigkeit ist die Nutzung erneuerbarer Energiequellen ein entscheidender Faktor. Da diese oftmals noch nicht wettbewerbsfähig gegenüber den fossilen Energieträgern sind, ist eine entsprechende Förderung erforderlich. Als Förderinstrument wird für die Stromerzeugung häufig die Einspeisevergütung und das Quotenmodell mit Zertifikathandel verwendet. Der Vorteil für die Stromerzeuger bei der Einspeisevergütung ist die Investitionssicherheit. Beim Quotenmodell stehen die Erzeuger im Wettbewerb, was theoretisch zu einem hohen Ertrag der Fördermittel führen soll. Innerhalb der EU verwenden rund $\frac{3}{4}$ der Mitgliedstaaten die Einspeisevergütung und nur $\frac{1}{4}$ das Quotenmodell. Auch die Schweiz und Norwegen verwenden das Einspeisetarifmodell. In den USA haben 29 Staaten ein Quotenmodell etabliert, auch in Australien wird das Quotenmodell mit Zertifikathandel verwendet. Zur Unterstützung dieser Förderinstrumente werden in den meisten Staaten der EU und der USA Steuervergünstigungen und Investitionszuschüsse geboten. In den USA haben sich Zertifikatsmärkte entwickelt, die es erlauben die Zertifikate staatenübergreifend zu handeln, wodurch die Kosteneffizienz der Förderung aufgrund der unterschiedlichen Potentiale in den einzelnen Staaten gesteigert werden kann. In der EU wird eine Kooperation der Staaten erst durch die neue Erneuerbaren-Richtlinie (2009/28/EG) möglich. Da nur beschränkte Fördermittel zur Verfügung stehen, sollte eine möglichst hohe Effizienz erzielt werden. Um die Effizienz der Förderregelungen verschiedener Staaten miteinander vergleichen zu können müssen die unterschiedlichen Erzeugungspotentiale sowie die Erzeugungskosten berücksichtigt werden. Das Förderinstrument und die Höhe der Fördermittel sind nicht alleine für den Ausbau der erneuerbaren Energien verantwortlich, es müssen auch Barrieren für die Erzeuger abgebaut werden. Diese Barrieren können in administrativen, gesellschaftlichen, finanziellen oder netzspezifischen Faktoren begründet sein. Ein entscheidender Faktor ist der Zugang der Erzeuger zum Elektrizitätsnetz. In Europa und den USA stellen oft die zu geringen Netzkapazitäten ein Problem dar. Außerdem ist der Netzanschluss mit hohen Kosten verbunden, wenn die Potentiale zur Erzeugung weit abgelegen sind. Erst die Etablierung effizienter Fördermechanismen und die Reduktion der bestehenden Barrieren führen zu der dringend erforderlichen Steigerung der Anteile erneuerbarer Energien und somit zur Schaffung eines nachhaltigen Energiesystems.

Abstract

To defeat climate change and reduce the dependence on imports the utilisation of renewable energy sources is a crucial factor. Because they are often not competitive to fossil fuels, appropriate support is needed. As a support mechanism for the electricity generation feed-in tariffs and quota systems with tradeable certificates are often used. The advantage for the generators in feed-in tariff schemes is the low investment risk. In quota systems generators are in competition, in theory this should ensure high gain of the subsidies. In the European Union $\frac{3}{4}$ of the member states use feed-in tariffs and only $\frac{1}{4}$ the quota system. Switzerland and Norway use feed-in tariffs too. In the USA 29 states have established a quota system, Australia also use a quota system with tradeable certificates. Additionally to these mechanisms, tax exemptions and investment grants are very popular in the EU and USA. In the USA regional certificate tracking systems have been developed for the regional trade over several states. With it the cost efficiency of the support could be increased, because of the different generating potential in the states. In the European Union the cooperation between the states becomes possible through the new directive (2009/28/EG). Because only limited subsidies are available, high efficiency should be reached. To compare the efficiency of support policies of different states, the different generation potentials and generation costs have to be considered. Not only the support scheme and the amount of the subsidies are important for the development of renewable energy sources, also barriers for generators have to be reduced. These barriers could cause in administrative, social, financial or grid specific factors. A crucial factor is the grid access for generators. In Europe and in the USA often too low grid capacity is a problem. Moreover the net connection is aligned with high costs, if potentials for generation are remote. So only if efficient support policies will be established and existing barriers will be reduced the urgently needed increase of renewable energies is possible and a sustainable energy system could be created.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Allgemein	1
1.2	Aufbau der Arbeit.....	2
2	Theoretische Grundlagen	3
2.1	Fördermöglichkeiten für die EE-Stromerzeugung	3
2.1.1	Institutionelle Instrumente	3
2.1.2	Freiwillige Maßnahmen	4
2.1.3	Förderprogramme	4
2.1.4	Monetäre Instrumente	4
2.1.5	Maßnahmen der Mengensteuerung	6
2.1.6	Marktstadien und Förderinstrumente.....	7
2.2	Funktion der Preis- und Mengensteuerung	8
2.2.1	Quotenmodell mit Zertifikathandel.....	8
2.2.2	Einspeisevergütung.....	13
2.2.3	Ausschreibungsmodell	14
2.2.4	Subventionen	15
2.2.4.1	Steuervergünstigungen	15
2.2.4.2	Investitionszuschüsse	16
2.2.4.3	Kredite	16
2.2.5	Steuern	16
2.3	Netzzugangsregelungen	18
3	Förder- und Netzzugangsregelungen ausgewählter Elektrizitätsmärkte	20
3.1	Europäische Union.....	20
3.1.1	Europäische Ausgangslage.....	23
3.1.1.1	Eine Energiepolitik für Europa	23
3.1.1.2	Fahrplan für erneuerbare Energien.....	23
3.1.1.3	EU-Richtlinie 2001/77/EG	26
3.1.1.4	EU-Richtlinie 2009/28/EG	28
3.1.1.5	Harmonisierung der Förderregelungen in der EU.....	30
3.1.2	Österreich	32
3.1.2.1	Historie der Förderregelungen	32
3.1.2.2	Ökostromgesetz	32
3.1.2.3	Entwicklung der Stromerzeugung	35
3.1.2.4	Netzzugangsregelung	40
3.1.3	EU-Mitgliedstaaten.....	42

3.1.3.1	Belgien	42
3.1.3.2	Dänemark.....	42
3.1.3.3	Deutschland	43
3.1.3.4	Finnland	44
3.1.3.5	Frankreich	45
3.1.3.6	Griechenland.....	45
3.1.3.7	Irland	46
3.1.3.8	Italien.....	47
3.1.3.9	Luxemburg	48
3.1.3.10	Niederlande	48
3.1.3.11	Portugal.....	49
3.1.3.12	Schweden	50
3.1.3.13	Spanien	51
3.1.3.14	Vereinigtes Königreich	51
3.1.3.15	Bulgarien	52
3.1.3.16	Estland	53
3.1.3.17	Lettland	53
3.1.3.18	Litauen.....	54
3.1.3.19	Malta.....	55
3.1.3.20	Polen	55
3.1.3.21	Rumänien.....	56
3.1.3.22	Slowakei.....	57
3.1.3.23	Slowenien.....	58
3.1.3.24	Tschechische Republik	58
3.1.3.25	Ungarn.....	59
3.1.3.26	Zypern	60
3.2	Norwegen	61
3.3	Schweiz	62
3.4	United States of America (USA).....	63
3.4.1	Föderale Ebene	63
3.4.1.1	Energiestrategie	63
3.4.1.2	Förderregelung.....	63
3.4.1.3	Entwicklung der Erzeugungskapazität von erneuerbaren Energiequellen	66
3.4.1.4	Zertifikatsysteme	67
3.4.1.5	Netzzugangsregelung	67
3.4.2	PJM Interconnection	68
3.4.2.1	Delaware	68
3.4.2.2	Maryland	69
3.4.2.3	New Jersey	69

3.4.2.4	North Carolina	70
3.4.2.5	Ohio	71
3.4.2.6	Pennsylvania	71
3.4.2.7	Tennessee	72
3.4.2.8	Virginia	72
3.4.2.9	West Virginia	73
3.4.2.10	Washington D.C.	73
3.4.3	Midwest Independent Transmission System Operator (MISO)	74
3.4.3.1	Illinois	74
3.4.3.2	Indiana.....	75
3.4.3.3	Kentucky	75
3.4.3.4	Michigan	75
3.4.3.5	North Dakota	76
3.4.3.6	South Dakota	76
3.4.3.7	Minnesota.....	77
3.4.3.8	Iowa.....	77
3.4.3.9	Montana	78
3.4.3.10	Missouri.....	78
3.4.3.11	Wisconsin.....	79
3.4.4	New England Independent System Operator (ISO-NE).....	79
3.4.4.1	Connecticut	79
3.4.4.2	Maine.....	80
3.4.4.3	Massachusetts	80
3.4.4.4	New Hampshire.....	81
3.4.4.5	Rhode Island	81
3.4.4.6	Vermont.....	82
3.4.5	Southwest Power Pool (SPP).....	83
3.4.5.1	Kansas	83
3.4.5.2	Nebraska	83
3.4.5.3	Oklahoma.....	84
3.4.6	California Independent System Operator (CAISO)	84
3.4.7	Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)	85
3.4.8	New York Independent System Operator (NYISO).....	86
3.5	Australien.....	87
3.6	Neuseeland.....	88
4	Effizienz der Förderregelungen.....	89
4.1	Definition.....	89
4.2	Output.....	89

4.3	Input.....	92
4.4	Ergebnis	97
4.5	Zielerreichung	98
5	Barrieren für den Ausbau erneuerbarer Energien	102
5.1	Finanzielle Barrieren	102
5.2	Administrative Barrieren.....	103
5.3	Gesellschaftliche Barrieren	103
5.4	Barrieren durch Netzzugangsregelungen.....	104
5.4.1	Netzanschluss.....	104
5.4.2	Netznutzung.....	105
5.4.3	Netzausbau.....	105
6	Resümee und Ausblick.....	106
7	Verzeichnisse	110
7.1	Quellen	110
7.2	Abbildungen.....	114
7.3	Tabellen.....	115
8	Anhang.....	A1
8.1	Anhang 1 – Daten von Österreich	A1
8.2	Anhang 2 – Zielerreichung	A3
8.2.1	Berechnung des prognostizierten BISV für 2010.....	A3
8.2.2	Berechnung des BISV 1997	A4
8.2.3	Berechnung des prognostizierten BISV 2006.....	A4
8.2.4	Berechnung der Absolutwerte des EE-Stroms	A5

Abkürzungen

„BISV“	Bruttoinlandstromverbrauch
„CAISO“	California Independent System Operator
„CCS“	Carbon Capture and Storage
„D.C.“	District of Columbia
„DSIRE“	Database of State Incentives for Renewables and Efficiency
„E-Control“	Energie Control GmbH
„ECANE“	Energy Consumers Alliance of New England
„EE-Strom“	elektrischer Strom, der durch die Nutzung von erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird.
„EIWOG“	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz
„ERCOT“	Electric Reliability Council of Texas
„EVU“	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
„IEA“	International Energy Agency
„GATS“	Generation Attribute Tracking System
„GIS“	Generation Information System
„ISO“	Independent System Operator
„ISO-NE“	Independent System Operator New England
„kWh“	Kilowattstunde
„KWKW“	Kleinwasserkraftwerke, Engpassleistung kleiner 10 MW
„LRET“	Large-scale Renewable Energy Target
„MISO“	Midwest Independent Transmission System Operator
„M-RETS“	Midwest Renewable Energy Tracking System
„mtoe“	Megatonne Öleinheit
„MWh“	Megawattstunde
„NEPOOL“	New England Power Pool
„NYISO“	New York Independent System Operator
„Ökostrom“	siehe EE-Strom
„PIRP“	Participating Intermittent Resource Program
„PJM“	PJM Interconnection
„PV“	Photovoltaik
„RET“	Renewable Energy Target
„RETI“	Renewable Energy Transmission Initiative
„RPS“	Renewables Portfolio Standard
„RPG“	Renewables Portfolio Goal
„RTO“	Regional Transmission Operator

„SPP“	Southwest Power Pool
„SRES“	Small-scale Renewable Energy Scheme
„TVA“	Tennessee Valley Authority
„TWh“	Terawattstunde
„WECC“	Western Electricity Coordinating Council
„WREGIS“	Western Renewable Energy Generation Information System

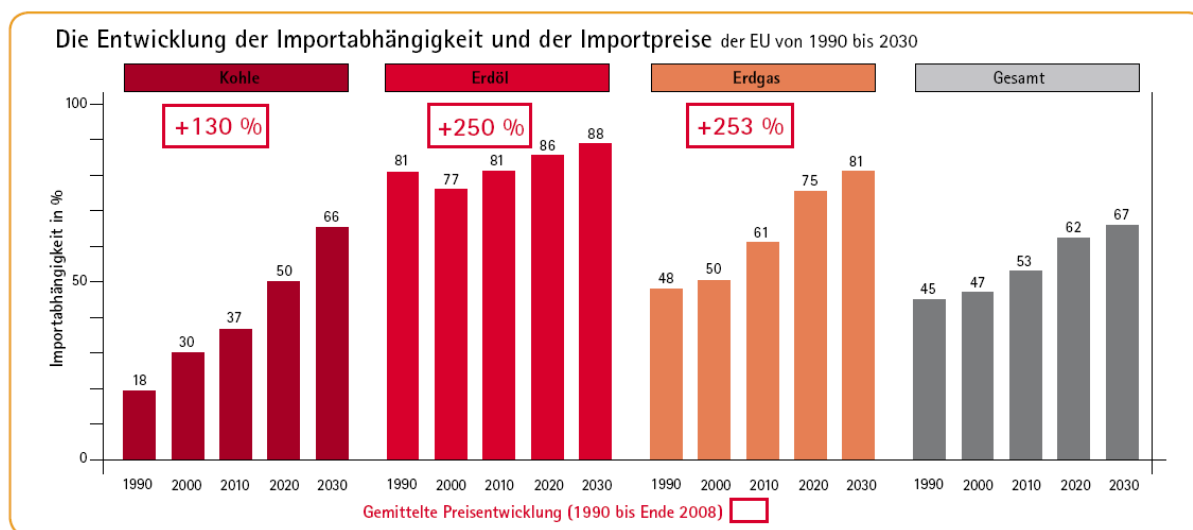
Länderkürzel

AT	Österreich
BE	Belgien
BG	Bulgarien
CY	Zypern
CZ	Tschechische Republik
DK	Dänemark
EE	Estland
FI	Finnland
FR	Frankreich
DE	Deutschland
GR	Griechenland
HU	Ungarn
IE	Irland
IT	Italien
LV	Lettland
LT	Litauen
LU	Luxemburg
MT	Malta
NL	Niederlande
PL	Polen
PT	Portugal
RO	Rumänien
SK	Slowakei
SI	Slowenien
ES	Spanien
SE	Schweden
UK	Vereinigtes Königreich

1 Einleitung

1.1 Allgemein

Der Klimawandel ist aktuell eine der bedeutendsten globalen Herausforderungen, wohl deswegen, weil er alle Bewohner dieser Erde betrifft. Die Ursache des Klimawandels ist bekannt, doch das alleine genügt nicht um ihn einzudämmen, es muss auch der Wille vorhanden sein. Da der Klimaschutz allerdings kurzfristig großen Aufwand verursacht, geht er nur schleppend voran. Daher versuchen Politiker ein internationales Abkommen für die Reduktion der Treibhausgase zu finden, was sich allerdings als sehr schwierig herausstellt. Trotz alledem werden große Bemühungen im regionalen Rahmen angestellt, um Lösungen für die Eindämmung des Klimawandels auszuarbeiten. Für die Treibhausgase werden hauptsächlich die fossilen Energieträger verantwortlich gemacht, daher ist eine Strategie zur Bekämpfung des Klimawandels der Umstieg auf erneuerbare Energieträger. Da diese zum heutigen Entwicklungsstand meist nicht wettbewerbsfähig gegenüber den fossilen Energieträgern sind, müssen sie entsprechend gefördert werden. Für die Europäische Union ist die steigende Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern ein weiterer Grund die Nutzung der erneuerbaren Energien zu steigern, wie aus Abbildung 1 hervorgeht.



Quelle: Europäische Kommission, Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

Abbildung 1: Entwicklung der Importabhängigkeit und -preise der EU

1.2 Aufbau der Arbeit

Diese Arbeit befasst sich mit den staatlichen Fördermöglichkeiten und deren Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, wobei der Fokus auf die Unterstützung der Betreiber und Investoren der Stromerzeugungsanlagen gerichtet ist.

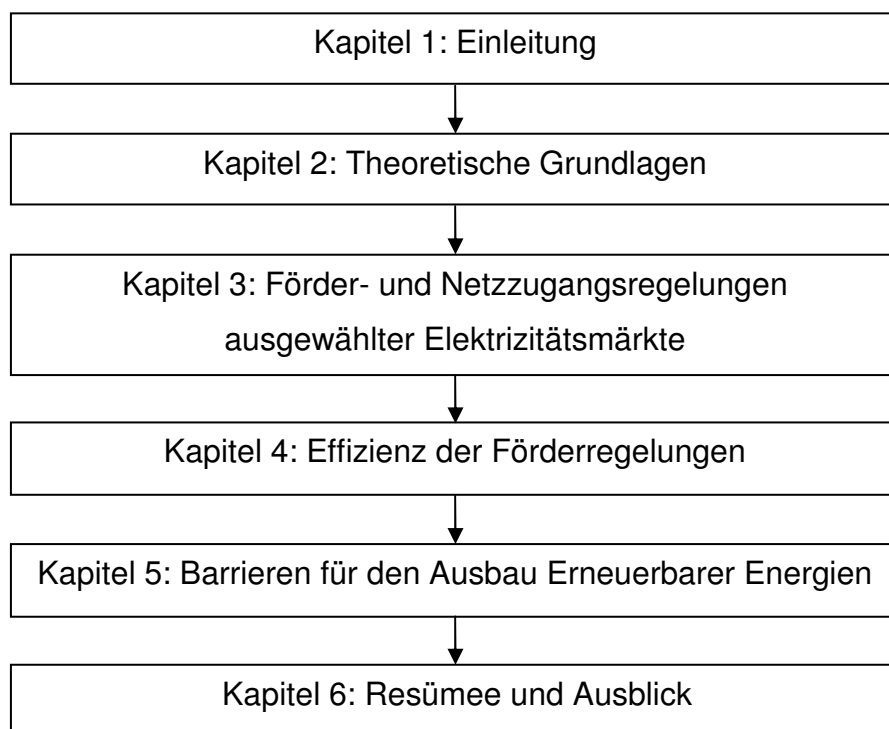
In **Kapitel 2** werden allgemeine Fördermöglichkeiten aus der Literatur recherchiert, daraus werden dann die relevanten Förderinstrumente für die Stromerzeuger identifiziert und deren Funktion sowie Vor- und Nachteile erläutert. In weiterer Folge wird die Bedeutung des Netzzugangs erklärt.

In **Kapitel 3** werden ausgewählte Elektrizitätsmärkte auf ihre Förder- und Netzzugangsregelungen hin untersucht. Die ausgewählten Märkte beinhalten alle EU-Mitgliedstaaten, Norwegen, die Schweiz, sämtliche Staaten der USA, Australien und Neuseeland.

Um den Erfolg der Förderung der verschiedenen Staaten miteinander vergleichen zu können, werden die nötigen Faktoren in **Kapitel 4** identifiziert und anhand eines Beispiels erläutert.

Die Barrieren für den Ausbau von erneuerbaren Energien werden in **Kapitel 5** erörtert. Es wird zwischen administrativen, gesellschaftlichen, finanziellen und netzspezifischen Barrieren unterschieden.

In **Kapitel 6** werden die gewonnenen Erkenntnisse resümiert und weiterführende interessante Fragestellungen aufgezeigt.



2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel werden die grundsätzlichen Fördermöglichkeiten für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen dargestellt. Weiters werden die für die Praxis relevanten Förderinstrumente näher betrachtet und deren Funktion sowie die Vor- und Nachteile erläutert. In einem weiteren Unterkapitel wird die Bedeutung des Netzzuganges erklärt.

2.1 Fördermöglichkeiten für die EE-Stromerzeugung

Die Möglichkeiten der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind vielfältig. Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der staatlichen Fördermöglichkeiten.

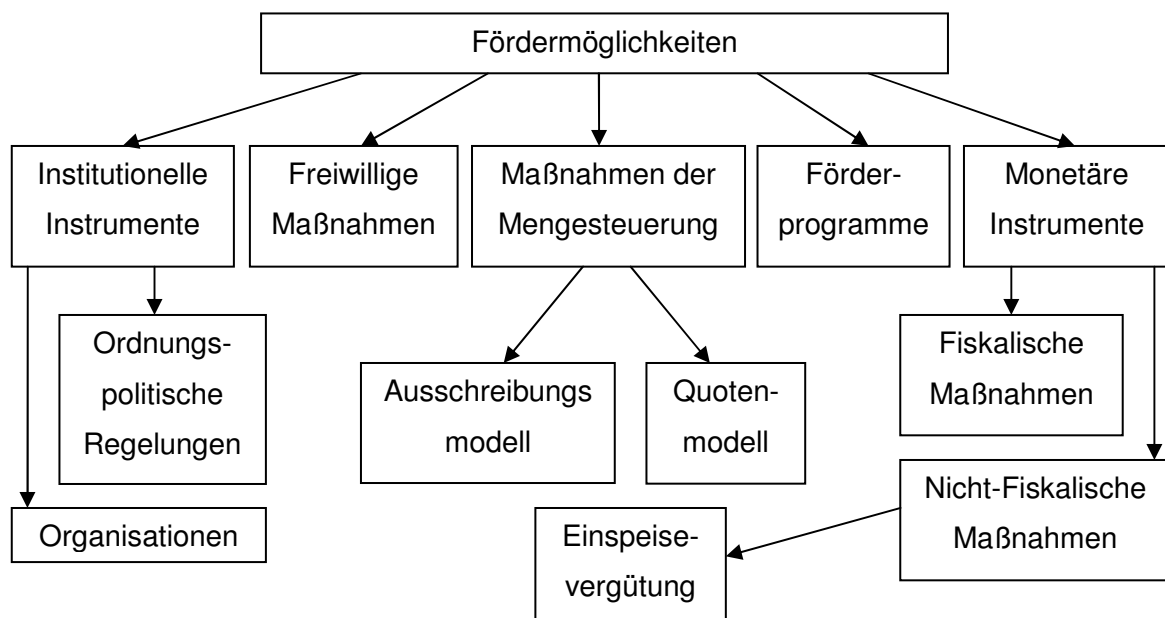


Abbildung 2: Überblick der Fördermöglichkeiten, modifiziert nach [19]

Nachfolgend sind die einzelnen Förderinstrumente näher beschrieben [19].

2.1.1 Institutionelle Instrumente

Institutionelle Instrumente können in ordnungspolitische Regelungen und Organisationen untergliedert werden. Mit ordnungspolitischen Regelungen werden Regulierungen der Wirtschaftstätigkeit mit Ge- und Verboten bezeichnet, die die Rahmenbedingungen für das Handeln der Akteure auf Märkten regeln. Mit Organisationen sind Einrichtungen gemeint, die energiepolitische Aufgaben wahrnehmen. Dazu gehört auf internationaler Ebene z.B. die Internationale Energieagentur (IEA). Auf nationaler Ebene ist meist ein Ministerium für die

Energiepolitik zuständig. Zur Überwachung der Einhaltung gesetzlicher Vorschriften gibt es in einigen Ländern Regulierungsbehörden, die auch zu diesen Organisationen zählen.

2.1.2 Freiwillige Maßnahmen

Die freiwillige Förderung der erneuerbaren Energien durch Unternehmen oder private Haushalte kann mit unterschiedlichen Maßnahmen unterstützt werden, wie zum Beispiel durch Appelle und Informationsangebote. Es sollen freiwillige Selbstverpflichtungen von Industrie oder Energieversorgungsunternehmen zur Nutzung von erneuerbaren Energien, sowie die freiwillige Zahlungsbereitschaft für Strom aus erneuerbaren Energiequellen erreicht werden. Ziel der Maßnahmen ist es, Anreize für die gewünschte Verhaltensänderung der Marktteilnehmer zu schaffen.

2.1.3 Förderprogramme

Förderprogramme können mit gezieltem Mitteleinsatz bestimmte erneuerbare Energien in bestimmten Stadien der Marktreife unterstützen (z.B. Forschungsförderung). Charakteristisch für Förderprogramme ist ein begrenztes Budget für einen festgelegten Zeitraum, im Gegensatz zu Einspeisevergütung oder Quotenmodell, die weiter unten erklärt werden. Es gibt dafür verschiedenste Gestaltungsmöglichkeiten. Die Stellen, die solche Programme einrichten können sowohl auf EU-Ebene, auf nationaler oder regionaler Ebene angesiedelt sein.

2.1.4 Monetäre Instrumente

„In marktwirtschaftlich organisierten Wirtschaftssystemen sind Preise und Kosten eine der maßgeblichen Größen für die Austauschprozesse von Gütern und Dienstleistungen. Diese Parameter sollen mit finanziellen Maßnahmen zugunsten der erneuerbaren Energien beeinflusst werden.“ Abbildung 3 zeigt einen Überblick der Monetären Instrumente, gegliedert in den Staatshaushalt betreffende und nicht betreffende Instrumente.

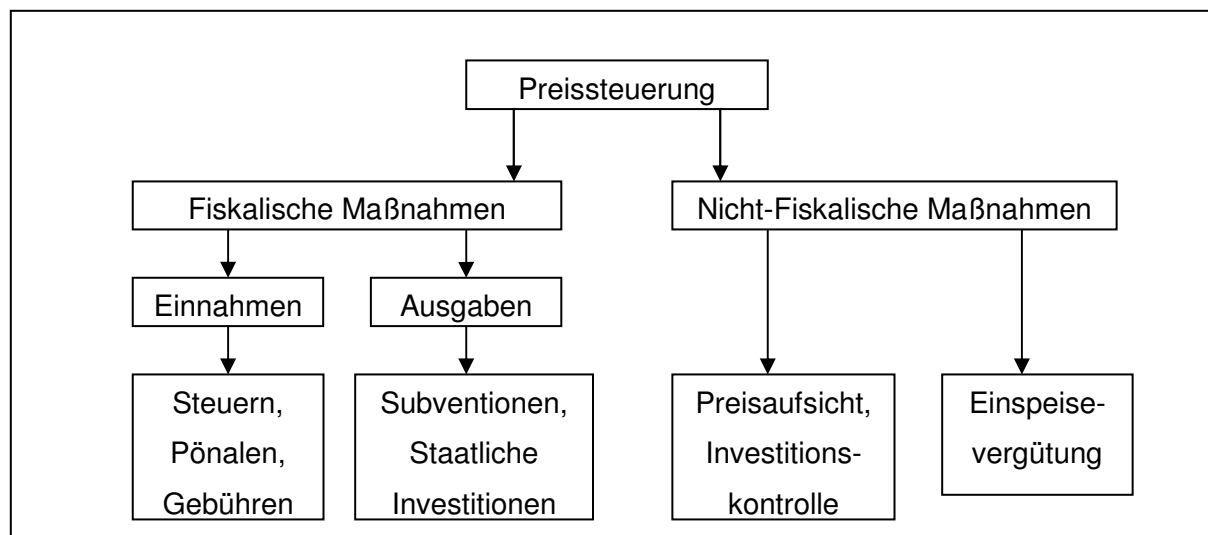


Abbildung 3: Überblick der Monetären Instrumente [19]

Steuern, Pönalen, Gebühren

Gebühren werden grundsätzlich von allen Nutzern eines bestimmten Dienstes eingehoben. Die Einnahmen werden dann für einen bestimmten Zweck verwendet. Die Pönale ist ein Instrument zur Bestrafung von Fehlverhalten, wobei die Lenkungsfunktion im Vordergrund steht. Die Höhe der Pönale muss so gewählt werden, dass es für die Zielgruppe günstiger ist die Vorgabe einzuhalten, anstatt die Strafe zu bezahlen. Eine Steuer ist eine Geldleistung ohne jegliche Gegenleistung. Sie dient der Erzielung von Einnahmen des Staatshaushalts und wird von allen eingehoben, auf die die Leistungspflicht des Gesetzes zutrifft.

Subventionen, Staatliche Investitionen

Durch staatliche Investitionen können beispielsweise Demonstrationsvorhaben realisiert werden, für die sich sonst kein Investor gefunden hätte. Diese Projekte dienen neben der Vorbildfunktion auch der Bewusstseinsbildung und der Gewinnung wissenschaftlicher Erkenntnisse. Subventionen werden allgemein als Leistung der öffentlichen Hand zur Erreichung des im öffentlichen Interesse liegenden Zwecks bezeichnet. Zu den Subventionen zählen Investitionszuschüsse, zinsgünstige Kredite, Steuervergünstigungen und Prämien.

Preisaufsicht, Investitionskontrolle

Durch die Investitionskontrolle soll sichergestellt werden, dass Energieversorgungsunternehmen bei notwendigen Kapazitätserweiterungen zuerst prüfen, ob nicht stattdessen Energie eingespart werden kann, und ob Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen möglich sind. Durch die Preisaufsicht ist es möglich, die höheren Ausgaben der Stromhändler für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen auf die Verbraucherpreise umzulegen.

Einspeisevergütung

Die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Quellen bekommen für einen bestimmten Zeitraum eine gesetzlich festgelegte Vergütung für den von ihnen eingespeisten Strom. Die Höhe der Vergütung kann nach Energieträger und Leistung der Anlage variieren. Bei diesem Fördersystem haben die EVU eine Abnahmeverpflichtung gegenüber den Erzeugern. Aufgrund unterschiedlicher geografischer Verteilung der erneuerbaren Stromerzeugung, kann es unterschiedlich hohe Belastungen für die einzelnen EVU geben. Mit Ausgleichsmechanismen kann dem entgegen gewirkt werden, wobei die höheren Kosten meist auf die Endverbraucher umgelegt werden.

2.1.5 Maßnahmen der Mengensteuerung

Handelbare Emissionsrechte

Bei diesem Konzept setzt der Staat eine Obergrenze für die zulässigen Emissionen. Die Unternehmen können Zertifikate erwerben, die sie berechtigen eine bestimmte Menge an Emissionen in einem definierten Zeitraum freizusetzen.

Ausschreibungsmodell

Bei diesem Modell werden aus einem Fonds Mittel für die Errichtung von Kapazitäten oder für die Vergütung von eingespeisten Strommengen bereitgestellt. Der Fonds kann aus z.B. staatlichen Haushaltsmitteln oder durch Aufschlag auf den Strompreis gebildet werden. Durch ein Bieterverfahren werden dann Investoren ermittelt, wobei als Auswahlkriterium meist der Preis im Vordergrund steht.

„Bei einem Ausschreibungsverfahren um Einspeisevergütungen werden dann z.B. alle die Projekte ausgewählt, bei denen entweder die gebotenen Preise unter einem bestimmten, vorher festgelegten Preis liegen oder alle Anbieter mit den günstigsten Preisen, bis die durch das Budget der Ausschreibungsrunde limitierte Höchstgrenze der Menge erreicht ist.“

Die Erzeuger stehen dadurch im Wettbewerb um den Zuschlag. Möglich ist auch das Ausschreiben einer Kapazitätsmenge, bei der die Finanzierung durch einen Zuschlag auf den Strompreis statt aus den Mitteln eines Fonds abgedeckt wird.

Quotenmodell

Beim Quotenmodell legt der Staat eine Mindestmenge für Strom aus erneuerbaren Quellen fest, an die sich die Adressaten halten müssen. Die Quote kann sich auf alle erneuerbaren Energieträger beziehen oder zwischen verschiedenen Quellen differenzieren. Die Erfüllung der Quote wird mit Zertifikaten nachgewiesen, die die EE-Stromerzeuger pro erzeugter Energieeinheit (z.B. kWh) erhalten und zusätzlich zum Strom verkaufen können. Um zu

Zertifikaten zu gelangen können diese direkt gekauft werden oder EE-Stromerzeugungsanlagen gebaut und damit Strom erzeugt werden.

2.1.6 Marktstadien und Förderinstrumente

Die verschiedenen Fördermöglichkeiten sind zu unterschiedlichen Marktreifestadien der einzelnen Techniken zur EE-Stromerzeugung einsetzbar. In Abbildung 4 ist dieser Zusammenhang dargestellt. Um den Anteil der erneuerbaren Energien in naher Zukunft zu erhöhen, müssen Techniken gefördert werden, die sich zumindest im Stadium der Markteinführung befinden. Die dafür möglichen Instrumente sind die Einspeisevergütung, das Quotenmodell, das Ausschreibungsmodell sowie Subventionen. Diese werden in Kapitel 2.2 genauer untersucht.

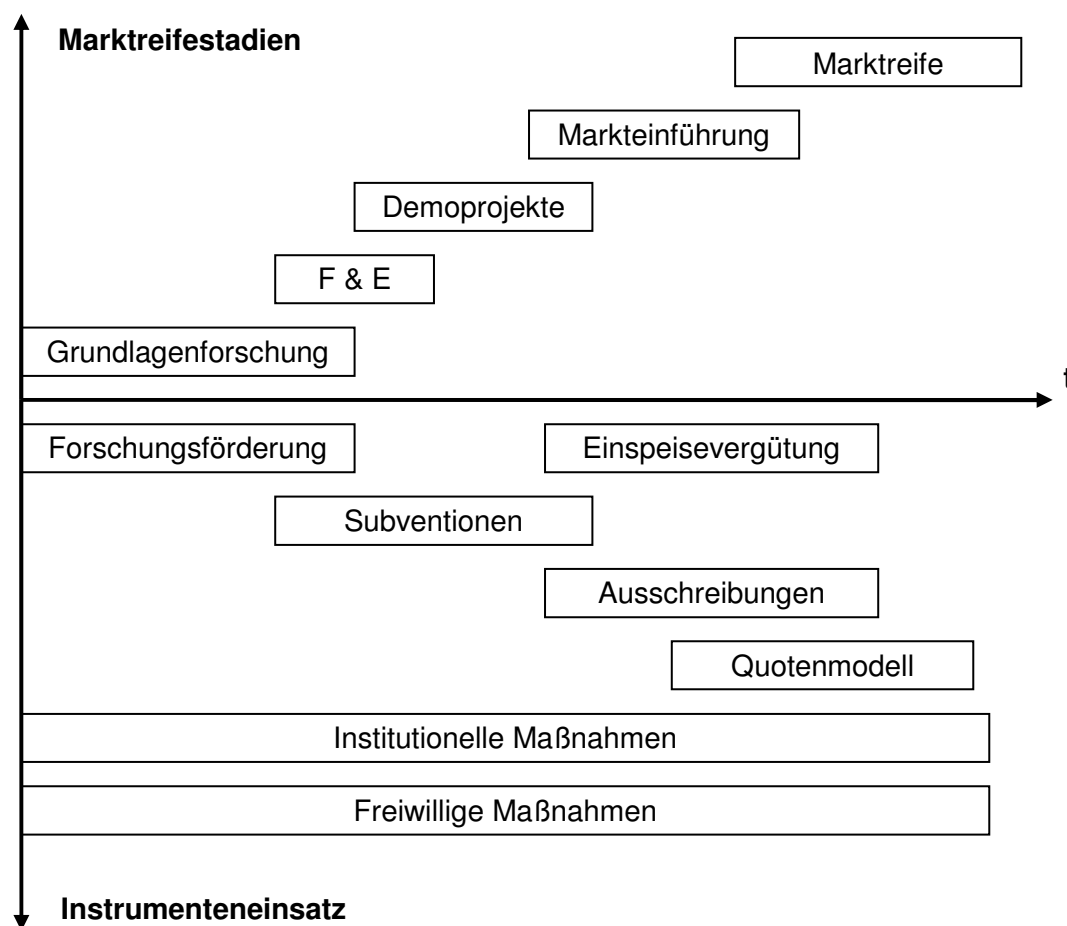


Abbildung 4: Marktstadien und Förderinstrumente [19]

2.2 Funktion der Preis- und Mengensteuerung

In diesem Kapitel werden die beiden Instrumente zur Preissteuerung, die Einspeisevergütung und die Subventionen, sowie die beiden Instrumente zur Mengensteuerung, das Quoten- und das Ausschreibungsmodell, aufgrund ihrer praktischen Bedeutung genauer betrachtet. Es wird untersucht wie sich bei der Preissteuerung die Strommenge ergibt, und wie sich bei der Mengensteuerung der Preis ergibt. Dazu werden die Grenzkosten der EE-Stromerzeuger im Preis-Mengen-Diagramm qualitativ dargestellt.

2.2.1 Quotenmodell mit Zertifikathandel

Bei dieser Regelung wird meist für jeden Stromhändler eine bestimmte Quote an EE-Strom festgelegt, die er beziehen muss. In Abbildung 5 ist gezeigt wie sich der Zertifikatspreis einstellt, wenn die vorgegebenen Quoten für die Stromhändler $q_1 = q_2$ sind. Die Kurven GK_1 und GK_2 ergeben sich durch die Grenzkosten der Anlagen des jeweiligen Stromhändlers. GK_3 ist die Summe der beiden Kurven, deren Schnittpunkt mit der Gesamtmenge Q_{ges} den Zertifikatspreis p^z ergibt. Der Stromhändler 2 wird somit die Menge q_2^z erzeugen, die größer als seine vorgegebene Menge q_2 ist, und kann dann Zertifikate am Markt anbieten. Der Stromhändler 1 wird bei diesem Preis weniger als seine vorgegebene Menge erzeugen, nämlich die Menge q_1^z , und für die Erfüllung seiner Quote Zertifikate nachfragen, da ihm das billiger kommt als selbst die vorgegebene Menge q_1 zu erzeugen [21].

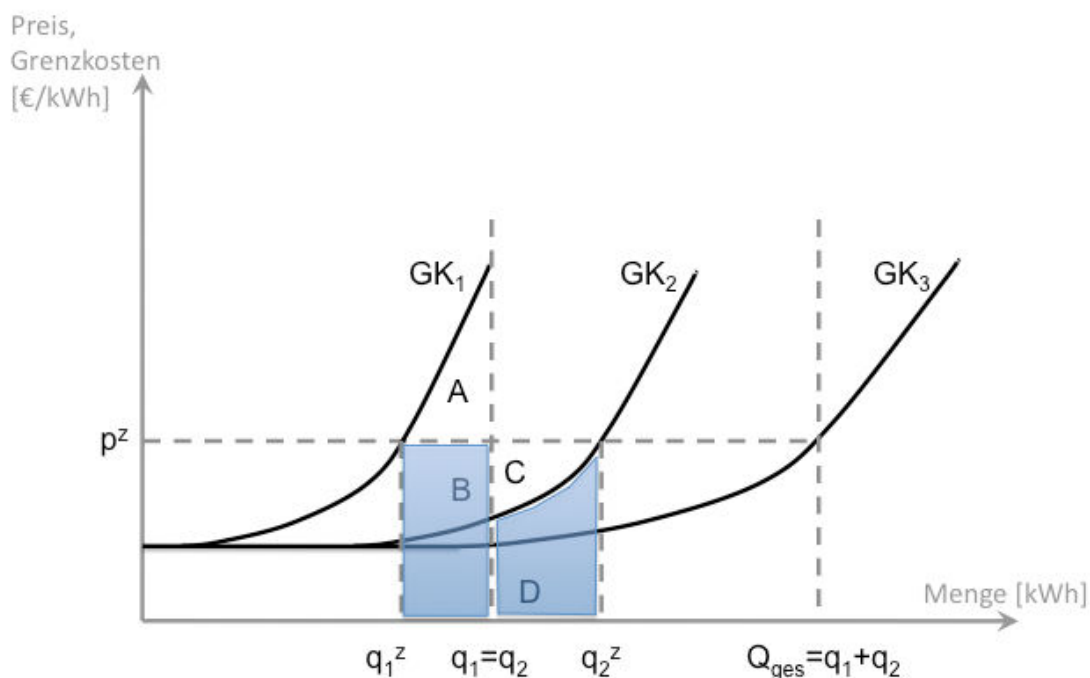


Abbildung 5: Quotenmodell mit Zertifikathandel [21]

Da die Stromhändler ihre Zertifikate so günstig wie möglich kaufen möchten, entwickelt sich ein Markt, auf dem sich die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien konkurrieren. Theoretisch sollte diese Regelung dazu führen, dass der höchste Ertrag für die Investition gewährleistet ist [4].

Vorteile

- für europäischen Binnenmarkt geeignet
- Gefahr der Überförderung gering
- Anreiz für kostengünstige Produktion

Nachteile

- hohes Risiko für Investoren
- schwere Entwicklungsmöglichkeit für zurzeit noch teure Techniken
- feste Obergrenze des EE-Anteils [4]

Wie aus einigen Publikationen hervorgeht, haben die Investoren beim Quotenmodell ein höheres Risiko als bei der Einspeisevergütung, da es keine Sicherheit für langfristige Einnahmen gibt. In [22] wird zwischen Preis- Mengen- und Dargebotsrisiko unterschieden.

Preisrisiko

Der Zertifikatspreis beim Quotenmodell hängt von Angebot und Nachfrage ab. Um den Preis voraussagen zu können ist detailliertes Wissen vom Stand der Entwicklung und Erzeugungsleistung aller erneuerbaren Techniken von Nöten. Selbst mit diesem Wissen können nur Prognosen erstellt werden, da der tatsächliche Preis vom Verhalten der Marktakteure abhängt. Somit sind Investitionen immer mit Risiko behaftet. Viele potentielle EE-Stromerzeuger sind allerdings kleine Erzeuger, die kein Risiko eingehen wollen, und die Projekte auch oft nicht aus Eigenmitteln finanzieren können. Dies benachteiligt sie auf riskanten Märkten.

Mengenrisiko

Beim Quotenmodell wird eine Gesamtmenge für die Erzeugung aus Erneuerbaren festgesetzt. Beim Erreichen der Quote geht der Zertifikatspreis, der die Förderung der erneuerbaren Energien darstellt, gegen Null. Außerdem gibt es keine Garantie für die EE-Stromerzeuger, dass ihr Strom auch gekauft wird.

Dargebotsrisiko

Einige erneuerbare Energiequellen sind dargebotsabhängig, wodurch Schwankungen bei der Stromerzeugung entstehen. Dadurch wiederum ändert sich das Angebot und infolge auch der Zertifikatspreis.

Entwicklungsmöglichkeit teurer Techniken

Grundsätzlich ist das Quotensystem darauf ausgelegt nur die kosteneffizientesten Techniken zu fördern, wenn es keine energieträgerspezifischen Richtlinien für den Zertifikatspreis gibt. Deswegen ist es für noch teure Techniken sehr schwierig sich im Quotensystem am Markt zu etablieren. Dem könnte theoretisch entgegen gewirkt werden, wenn für jeden Energieträger eine eigene Quote festgelegt werden würde. In den USA wird dies in einigen Staaten z.B. für die Photovoltaik gemacht. Eine andere Möglichkeit wäre, ein zusätzliches Förderinstrument (z.B. Investitionsbeihilfen) für teure Techniken zu implementieren. In Italien gibt es für die einzelnen Energieträger unterschiedliche Wertigkeiten der Zertifikate. Zum Beispiel ist ein Biomassezertifikat 1,5 MWh wert, ein Windkraftzertifikat nur 1 MWh. Auch in Rumänien ist so ein System in Verwendung.

Preisbildung in der Praxis

Beim Quotenmodell entspricht der Zertifikatspreis der Förderhöhe für die Erzeuger. Es ist also von Bedeutung wie sich dieser ergibt. Die theoretische Preisbildung wurde in 2.2.1 erklärt, und sollte einen hohen Ertrag der Fördermittel bringen. In der Praxis ist das nicht der Fall, wie in 4.3 erklärt wird. Daher wird nachfolgend analysiert, wie die hohen Zertifikatspreise zu Stande kommen.

Wie oben erwähnt sind die Erzeuger im Quotenmodell mehreren Risiken ausgesetzt. Aufgrund des Risikos verlangen die Banken wie auch die Investoren höhere Risikoprämien, dadurch müssen auch die Erzeuger höhere Preis verlangen. Der Marktpreis der Zertifikate stellt sich durch Angebot und Nachfrage ein. Die Nachfrage wird einerseits durch die Zielvorgabe für den EE-Stromanteil bestimmt. Wird die Zielquote zu hoch angesetzt, und es reagieren zu wenige Investoren mit dem Ausbau von neuen Erzeugungsanlagen, wird der Zertifikatspreis aufgrund des zu geringen Angebots sehr hoch werden. Um den Preis, und somit die Kosten für die Verbraucher im Rahmen zu halten, wurden Obergrenzen festgesetzt, die sich auf die Nachfrage auswirken, wie unten erklärt wird. Diese Grenzen sind als Pönale deklariert, wenn die vorgegebene Quote nicht erreicht wird. Die Stromhändler können oder müssen also eine „Strafe“ für die Fehlmenge bezahlen. Durch diese Pönale ist auch der Zertifikatspreis begrenzt, da der Stromhändler diese bezahlen würde, falls der

Zertifikatspreis durch die hohe Nachfrage über den Preis der Pönale steigen würde. In Abbildung 6 wird der Zusammenhang grafisch dargestellt. Auf der x-Achse ist die EE-Strommenge aufgetragen, wobei Q_a die aktuell erzeugte EE-Strommenge ist, und Q_v die vorgegebene Menge, die es zu erreichen gilt. Auf der y-Achse ist der Zertifikatspreis pro MWh aufgetragen, wobei P_p der Preis der Pönale ist. Die Nachfrage beginnt bei der Höhe P_p , da unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten kein Stromhändler einen höheren Zertifikatspreis als die festgelegte Pönale zahlen würde. Beim Erreichen der Quote geht der Zertifikatspreis gegen Null. Die Angebotskurve entsteht durch die Aneinanderreihung der langfristigen Grenzkosten (Merit Order) der EE-Stromerzeuger. Durch den Schnittpunkt der Angebots- mit der Nachfragekurve ergibt sich der Zertifikatspreis P_z und die erzielte EE-Strommenge Q_z . Je größer die Differenz von vorgegebener Menge Q_v und erzielter Menge Q_z ist, umso höher ist der Zertifikatspreis. [23]

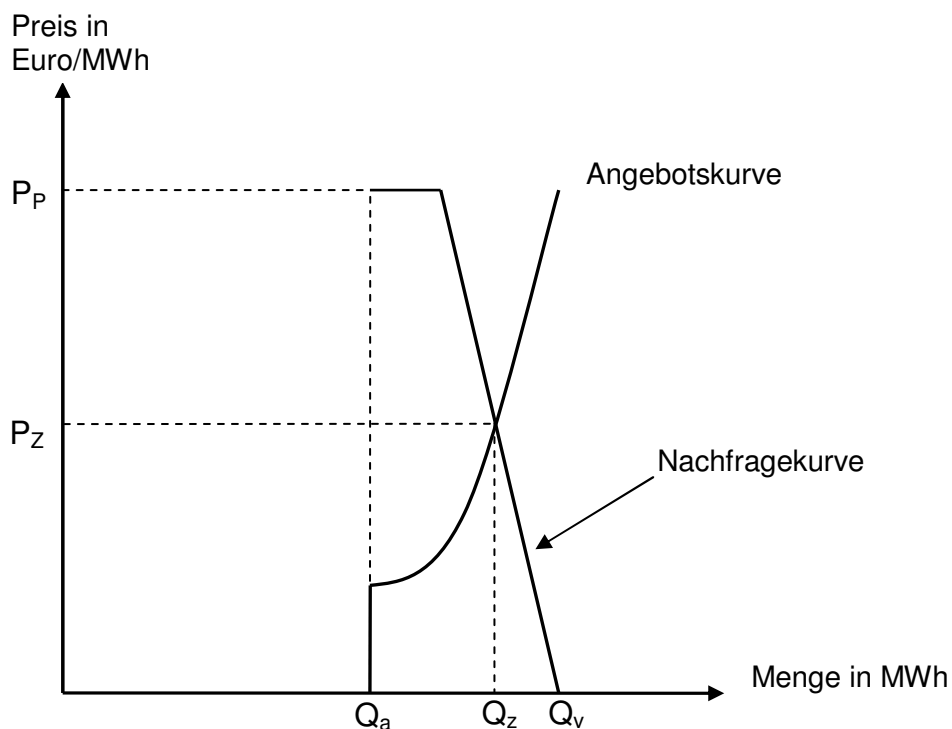


Abbildung 6: Zertifikatspreisbildung am Markt [in Anlehnung an 23]

Der genaue Verlauf der Angebots- und Nachfragekurve ist allerdings nicht bekannt, deshalb müssen die potentiellen Investoren diesen schätzen um zu entscheiden ob sie in Erzeugungsanlagen investieren oder nicht. Mit dem geschätzten Verlauf können sie einen Zertifikatspreis prognostizieren, der die Entscheidungsgrundlage für die Investition darstellt. Liegen die langfristigen Grenzkosten zur Erzeugung, abzüglich der Erlöse für den verkauften Strom, unter dem prognostizierten Zertifikatspreis, ist eine Investition wirtschaftlich sinnvoll. Die langfristigen Grenzkosten sind definiert als der Preis den ein Investor benötigt um eine

zusätzliche Einheit an erneuerbarem Strom zu liefern. Sie sind durchschnittliche Kosten, die die kurzfristigen Grenzkosten, durchschnittliche Fixkosten pro Erzeugungseinheit und eine durchschnittliche Risikoprämie pro Erzeugungseinheit enthalten. Wenn nun aber eine größere Strommenge zum prognostizierten Preis erzeugt wird, als mit der angenommenen Angebotskurve geschätzt wurde, die tatsächliche Angebotskurve somit von der angenommenen abweicht, wird es zu einem niedrigeren Zertifikatspreis aufgrund des größeren Angebots kommen. Die Information über Angebot und Nachfrage ist also ein entscheidender Faktor. In Abbildung 7 ist der erläuterte Effekt grafisch dargestellt. Mit der geschätzten Angebotskurve wäre es für alle Investoren deren Erzeugungskosten unter P_S liegen wirtschaftlich sinnvoll zu investieren. Die tatsächliche Angebotskurve schneidet die Nachfragekurve allerdings bei P_T und Q_T . Die erzielte Menge ergibt sich jedoch durch den Schnittpunkt von tatsächlicher Angebotskurve und geschätztem Zertifikatspreis P_S bei Q_S . Aufgrund des Überangebots in der Höhe der Differenz von Q_S und Q_T , ergibt sich ein sehr geringer Zertifikatspreis [23]. Um den Investoren das Risiko für diesen Fall zu nehmen, können Mindestpreise für die Zertifikate festgesetzt werden, wie dies z.B. beim belgischen Quotensystem gemacht wurde.

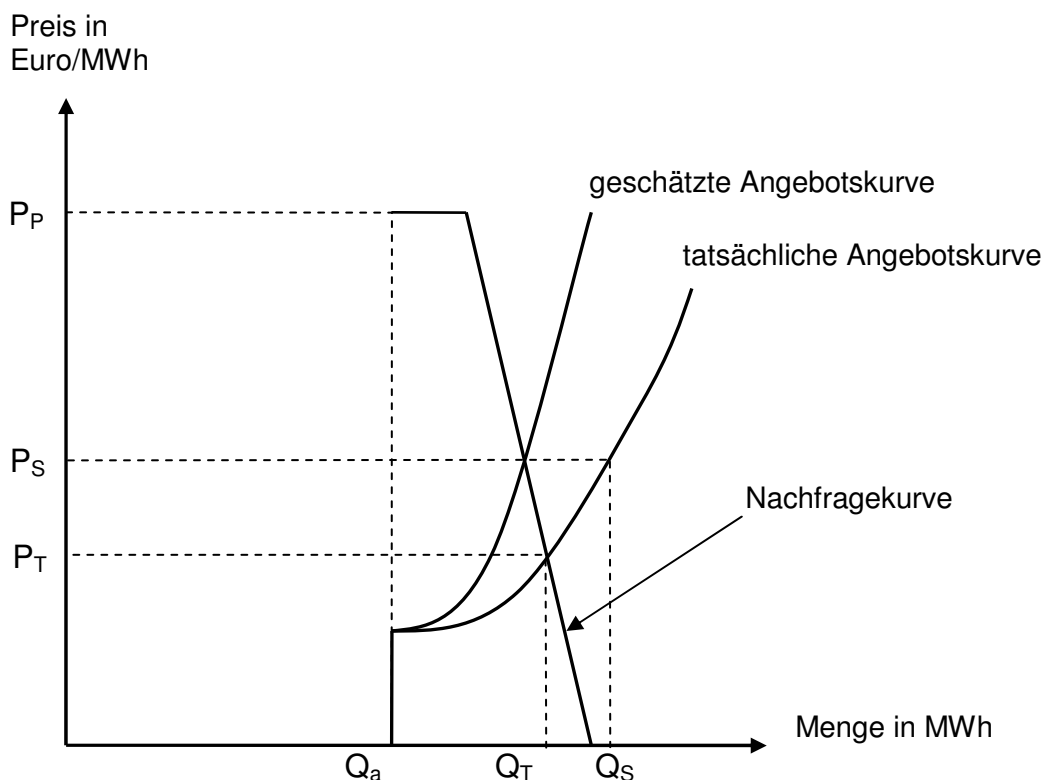


Abbildung 7: Effekt durch Informationslücke des Investors [in Anlehnung an 23]

2.2.2 Einspeisevergütung

Bei dieser Regelung bekommen die EE-Stromerzeuger eine gesetzlich festgelegte Vergütung. Die Höhe der Vergütung ist ausschlaggebend für die erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energiequellen. Wird wie in Abbildung 8 eine Förderhöhe mit Preis P festgesetzt, wird die Strommenge M erzeugt. Die Erzeuger bieten ihre Strommenge an, wenn die Förderhöhe ihre Produktionskosten abdeckt. Die Produktionskosten der Erzeuger ergeben somit die Angebotskurve, die Förderhöhe entspricht der Nachfragekurve. Durch den Schnittpunkt der Nachfragekurve mit der Angebotskurve ergibt sich die geförderte Menge. Eine andere Form der Einspeisevergütung ist die so genannte Bonusvergütung, bei der die Erzeuger ihren Strom zum Marktpreis verkaufen, und zusätzlich einen gesetzlich festgelegten Bonus bezahlt bekommen.

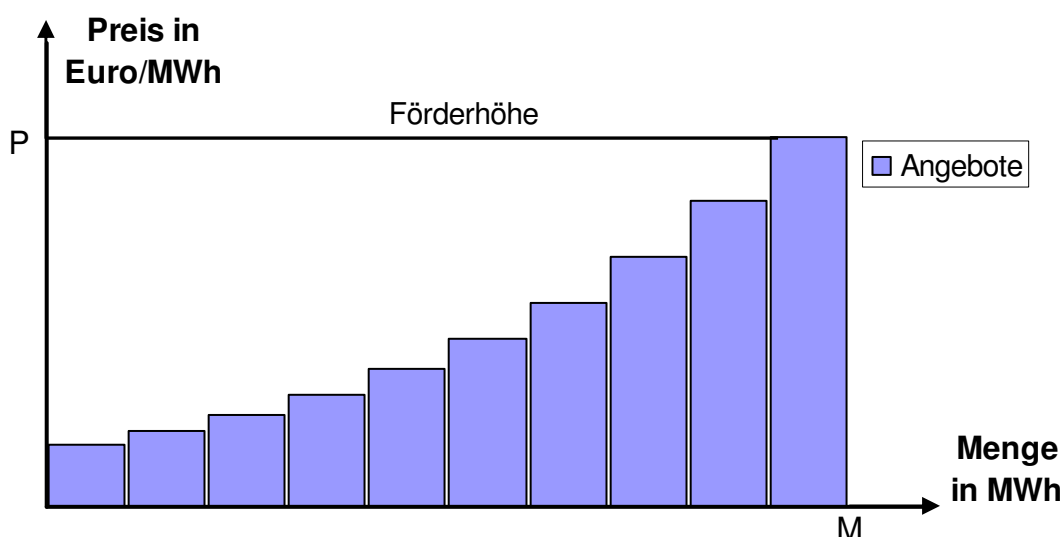


Abbildung 8: Einspeisevergütung

Vorteile

- Investitionssicherheit
- Möglichkeit der Feinabstimmung
- Förderung mittel- und langfristiger Techniken

Nachteile

- Harmonisierung auf EU-Ebene schwierig
- Vereinbarung mit Grundsätzen des Binnenmarktes fraglich
- Anreiz zur Kosteneinsparung geringer
- Gefahr der Überförderung bei Nichtbeachten der Lernkurve [4]

Produzentenrente

Wird ein einheitlicher Einspeisetarif mit Preis P_1 (Abbildung 9) für erneuerbare Energieträger festgelegt, entsteht eine hohe Produzentenrente, da die Produktionskosten der ersten Anbieter in der Einsatzreihenfolge (Merit Order) um einiges niedriger sind als die der letzten. Die ersten Anbieter wären also auch mit einem geringeren Einspeisetarif bereit gewesen Strom zu erzeugen, bekommen aber den gleichen Tarif wie die Anbieter mit höheren Produktionskosten, dadurch entsteht die hohe Produzentenrente. Um dies zu verhindern können gestaffelte Tarife, in der Abbildung mit P_2 beginnend, benutzt werden. Die verschiedenen erneuerbaren Techniken haben unterschiedlich hohe Produktionskosten, daher müssen sie unterschiedlich hoch gefördert werden. Außerdem variieren die Produktionskosten auf Grund des Skaleneffekts und daher werden auch unterschiedliche Tarife abhängig von der Erzeugungsleistung der Anlagen festgelegt. Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, kann mit einheitlichem und gestaffeltem Tarif die gleiche Strommenge gefördert werden, wobei mit gestaffeltem Tarif die helle Fläche der Produzentenrente gegenüber einem einheitlichen Tarif eingespart werden kann [21].

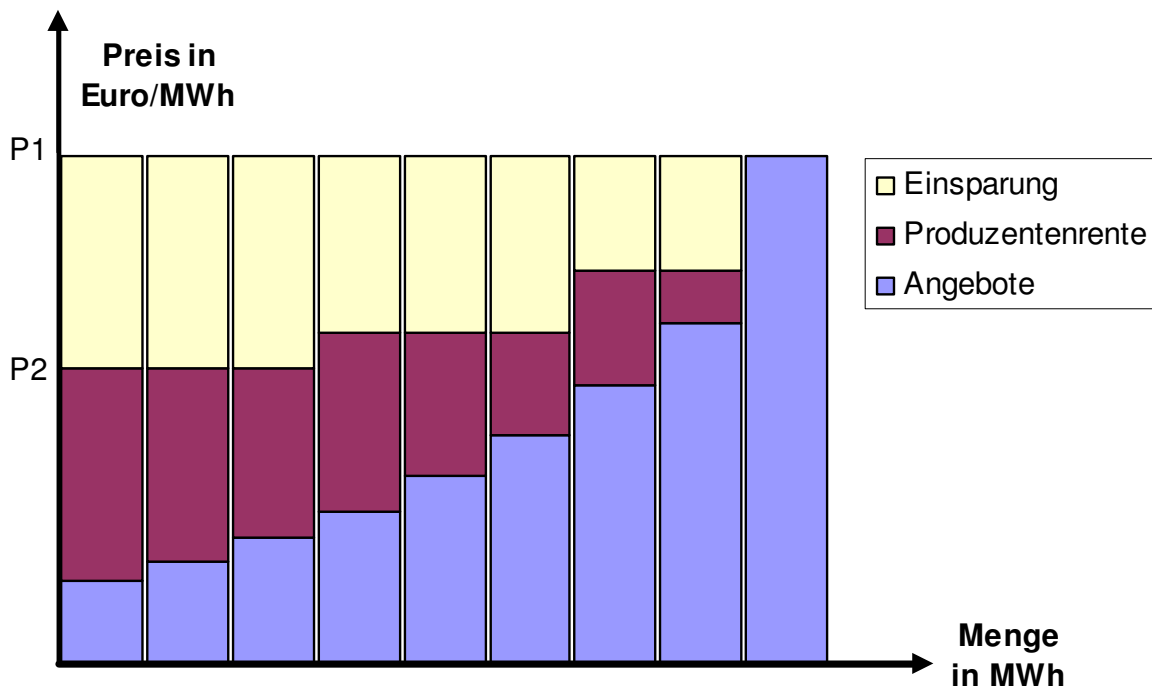


Abbildung 9: Produzentenrente bei Einspeisevergütung [21, modifiziert]

2.2.3 Ausschreibungsmodell

Wird vom Staat eine EE-Strommenge ausgeschrieben, bieten die potentiellen Erzeuger eine Strommenge zu einem bestimmten Preis an. Den Zuschlag erhalten die Erzeuger, die den geringsten Preis anbieten und die Teilnahmekriterien erfüllen. Dadurch stehen die Erzeuger

in Konkurrenz um den Zuschlag zueinander, da nur bis zu einer bestimmten Strommenge, in Abbildung 10 die Menge M, Zuschläge erteilt werden. Alle Bieter werden nach ihrem Preisgebot mit Mengenangabe sortiert, wodurch die Angebotskurve entsteht. Jeder Bieter der einen Zuschlag erhält, bekommt einen Vertrag mit dem von ihm angebotenen Preis.

Vorteile

- theoretisch werden Marktkräfte optimal genutzt

Nachteile

- durch ausschreibungsbedingte Unterbrechungen ist keine Stabilität gegeben
- bei zu niedrigen Angeboten werden Projekte nicht umgesetzt [4]

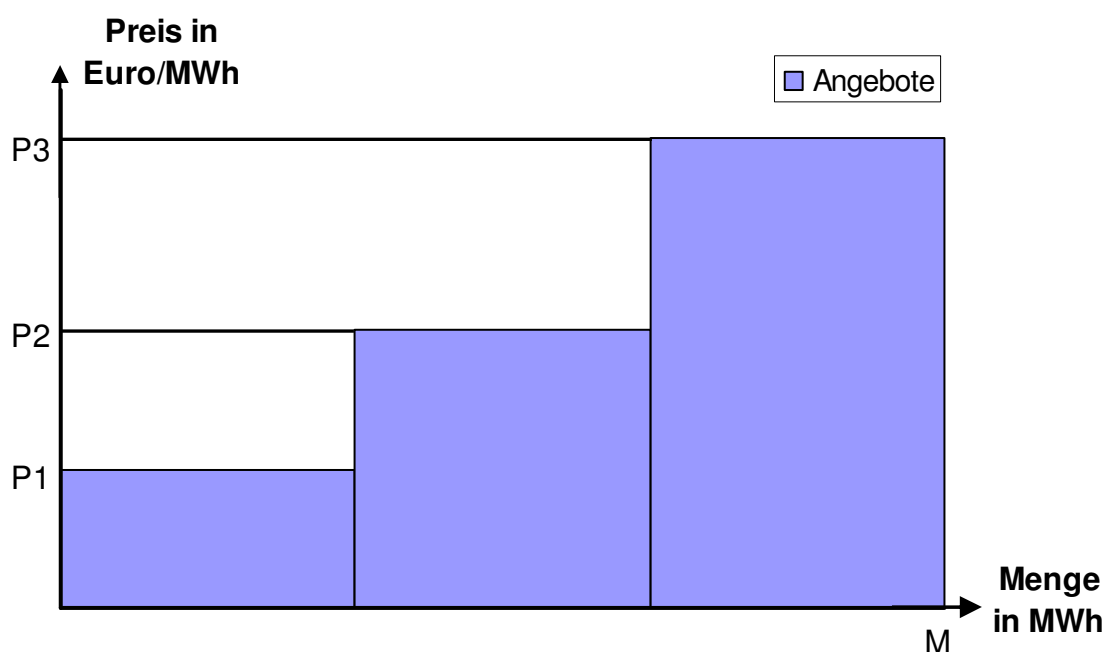


Abbildung 10: Ausschreibungsmodell

2.2.4 Subventionen

Die folgenden Instrumente werden kaum als alleinige Fördermechanismen eingesetzt, sondern meist zusätzlich zu oben genannten Förderinstrumenten verwendet.

2.2.4.1 Steuervergünstigungen

Als Anreiz für einen Investor kann eine höhere steuerliche Absetzbarkeit von z.B. den Investitionskosten eingerichtet werden.

Vorteile

- gute Eignung für energieträgerspezifische Förderung
- einfache Handhabung, schafft keine anderen Probleme [20]

2.2.4.2 Investitionszuschüsse

Ein Zuschuss zu den Projektkosten einer Anlage kann ein Festbetrag oder ein prozentueller Anteil der Kosten sein. Die Höhe der Förderung kann sich nach verschiedensten Kriterien richten, wie z.B. Energieträger oder Engpassleistung. Es ist ein Auswahlprozess notwendig der bestimmt, welche Projekte gefördert werden und welche nicht.

Vorteile

- gute Eignung für Pilot- und Demonstrationsprojekte
- Klarheit der Förderung im Vorhinein

Nachteile

- die Objektivität des Auswahlprozesses kann nicht garantiert werden [20]

2.2.4.3 Kredite

Zur Förderung können Kredite zinslos oder zinsgünstig vergeben werden. Weiters besteht die Möglichkeit, dass der Staat die Bürgschaft für Kredite übernimmt, wenn ein Investor sonst von der Bank keinen Kredit bekommt.

Vorteile

- Realisierung von Projekten, die für Banken zu hohes Risiko wären, oder durch hohe Risikoprämien zu teuer wären

2.2.5 Steuern

Die bisher betrachteten Instrumente sind direkte Förderinstrumente. Werden z.B. Steuern für die Nutzung von fossilen Energieträgern eingehoben, werden dadurch erneuerbare Energiequellen indirekt gefördert. Die Wirkung einer solchen Steuer wird anhand der Abbildung 11 erklärt. Es ist eine Angebots- und Nachfragekurve von elektrischem Strom dargestellt, wobei die Angebotskurve unter den volkswirtschaftlichen Kosten liegt. Für das Beispiel der fossilen

Energieträger ist damit gemeint, dass die externen Kosten¹, die durch die Emission von Treibhausgasen entstehen, nicht im Angebotspreis inbegriffen sind. Würde der Preis mit einer Steuer den volkswirtschaftlichen Kosten angepasst werden, ergäbe sich eine neue Angebotskurve, die die Nachfrage auf die Menge m_1 sinken ließe. Um die Steuer zu vermeiden können die Nachfrager auf billigere Substitutionsangebote, nämlich auf erneuerbare Energien, die durch die Steuer auf fossile Energieträger wettbewerbsfähig geworden sind, zurückgreifen und die Angebotskurve würde sich bei Preis p_2 und Menge m_2 mit der Nachfragekurve schneiden. [19]

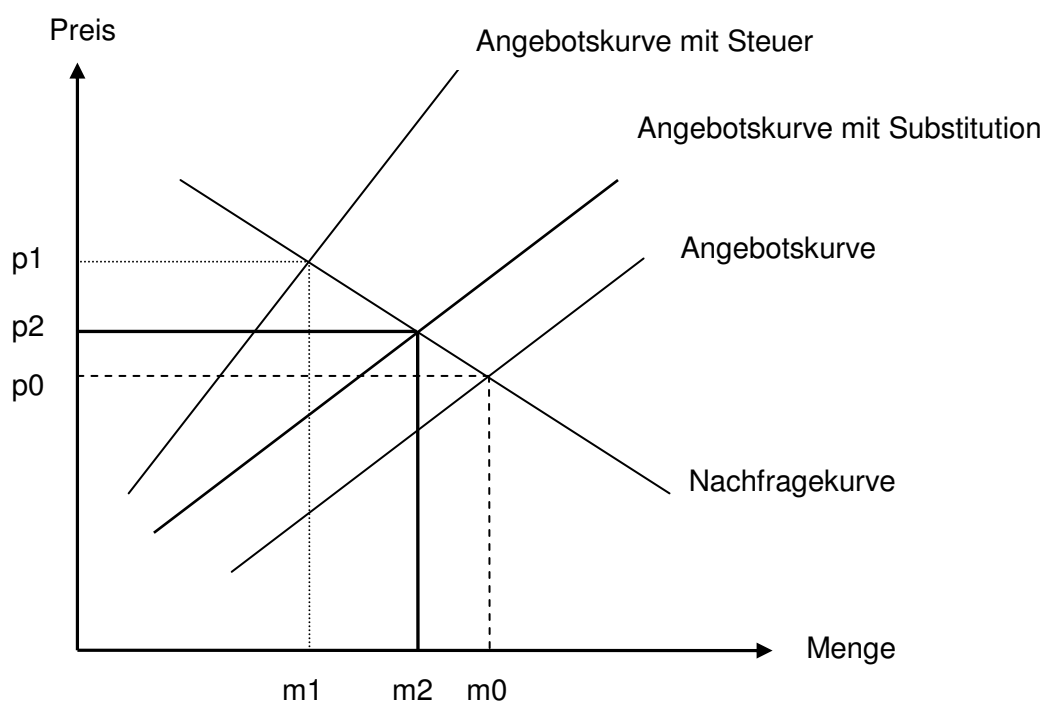


Abbildung 11: Steuerwirkung [19]

Vorteile

- direkte Botschaft an den Endverbraucher

Nachteile

- Höhe der externen Kosten schwer zu ermitteln
- bieten keine langfristige Investitionssicherheit [20]

¹ Als Externe Kosten werden Kosten bezeichnet, die nicht im Marktpreis enthalten sind, da sie nicht vom eigentlichen Verursacher getragen werden.

2.3 Netzzugangsregelungen

Voraussetzung für das gute Funktionieren der Förderregelungen ist ein fairer Zugang zum Netz für die Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien [4]. Da die Elektrizitätsnetze natürliche Monopole sind, müssen entsprechend objektive und nicht diskriminierende Regeln aufgestellt werden um dies zu gewährleisten. Dazu ist es nötig die früher im Elektrizitätssektor oft vorherrschende vertikale Unternehmensstruktur in die wettbewerblichen (Elektrizitätserzeugung, Marketing, Vertrieb) und regulatorischen Segmente (Verteilung, Übertragung) aufzuteilen. Diese Umstrukturierung des Elektrizitätsmarktes ist in einigen Staaten bereits vollzogen, oder zumindest im Gange [48]. Die Bedingungen für die Erzeuger sind in den Netzzugangsregelungen der einzelnen Staaten geregelt. In dieser Arbeit werden die Netzzugangsregelungen bezüglich des Anspruchs der Erzeuger auf Netzanschluss, Netznutzung und Netzausbau überprüft. Ein Augenmerk liegt darauf, ob die Erzeuger von EE-Strom im Falle eines Kapazitätsengpasses Vorrang gegenüber konventionellen Erzeugern bezüglich Netzanschluss, -nutzung und -ausbau haben. Als weiteres wichtiges Kriterium wurde der Kostenträger für diese Dienste ermittelt.

Die ausgewählten Staaten wurden auf die genannten Merkmale hin überprüft, die Ergebnisse sind im Kapitel 3 tabellarisch (siehe Tabelle 1) dargestellt. Ob die EE-Strom-Anlagenbetreiber Anspruch auf die Dienste Netzanschluss, Netznutzung und Netzausbau haben, wird in Spalte eins mit „ja“ oder „nein“ beantwortet. Der Anspruch kann eine vertragliche oder gesetzliche Grundlage haben, wobei bei einer vertraglichen die Netzbetreiber verpflichtet werden einen Vertrag abzuschließen, deshalb wird hier bezüglich der Grundlage keine Unterscheidung gemacht. Allerdings bedeutet ein „ja“, dass der Anlagenbetreiber einen grundsätzlichen Anspruch auf den jeweiligen Dienst hat. In jedem Staat ist gesetzlich geregelt, dass in erster Linie die Versorgungssicherheit und Stabilität des Netzes gewährleistet sein muss. Ein Anspruch auf Netzanschluss ist somit nicht in jedem Fall garantiert, auch wenn der Anspruch grundsätzlich besteht.

Um einen Erzeuger ans Netz anzuschließen, ist oft ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung notwendig, um den erzeugten Strom auch transportieren zu können. Der Anspruch der Erzeuger auf Netzausbau ist auch mit Vorsicht zu betrachten, da der grundsätzliche Anspruch nichts über den Zeitpunkt des Ausbaus aussagt. Ein Netzausbau kann oft eine lange Planungs- und Genehmigungsphase haben und kann daher nicht sofort beim Aufzeigen einer Notwendigkeit durchgeführt werden. In Spalte zwei wird beantwortet ob die EE-Strom-Anlagenbetreiber im Falle eines Netzengasses Vorrang gegenüber den konventionellen Erzeugern bezüglich der Dienste haben. In Spalte drei wird der

verantwortliche Kostenträger für den jeweiligen Dienst genannt. Dies kann der Anlagenbetreiber, der Netzbetreiber oder der Verbraucher sein. Im Falle des Verbrauchers muss meist der Netzbetreiber zuerst für die Kosten aufkommen, kann diese dann aber durch die Netznutzungsgebühren an die Verbraucher weitergeben.

Tabelle 1: Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	Ja/Nein	Ja/Nein	
Netznutzung	Ja/Nein	Ja/Nein	
Netzausbau	Ja/Nein	Ja/Nein	

Tabelle 2 zeigt eine detaillierte Übersicht der verwendeten Förderregelungen aller EU-Mitgliedstaaten. Dabei wird zwischen Hauptfördersystemen und zusätzlichen Förderinstrumenten unterschieden. Die Hauptfördersysteme sind jene, die den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen, nämlich per erzeugter kWh, unterstützen. Diese Unterstützung ist wichtiger für die Anlagenbetreiber von EE-Stromanlagen als z.B. die Investitionsunterstützung. Die Förderregelungen der meisten Länder bestehen aus einer Kombination von Hauptfördersystemen und zusätzlichen Förderinstrumenten [13].

Tabelle 2: Übersicht der Förderregelungen in den EU-27 Staaten

Staat	Hauptfördersystem		Zusätzliche Förderinstrumente			
	Einspeisevergütung	Quotenmodell	Investitionszuschuss	Steueranreize	Kredite	Ausschreibungen
Belgien		x		x		
Bulgarien	x			x	x	
Dänemark	x		x			x
Deutschland	x					
Estland	x					
Finnland	x		x			
Frankreich	x					x
Griechenland	x		x			
Irland	x					
Italien	x	x		x		
Lettland	x	x				x
Litauen	x		x			
Luxemburg	x		x	x		
Malta	x		x			
Niederlande	x		x	x		
Österreich	x		x			
Polen		x		x	x	
Portugal	x		x	x		x
Rumänien		x				
Schweden		x	x	x		
Slowakei	x		x	x		
Slowenien	x		x		x	
Spanien	x			x		
Tschechien	x		x	x	x	
Ungarn	x		x		x	
UK		x		x		
Zypern	x		x			

Das Ausschreibungssystem wurde früher von Frankreich, Irland und dem Vereinigten Königreich als Hauptfördersystem benutzt. Nun wird es von einigen Staaten nur mehr zusätzlich zur Einspeisevergütung oder zum Quotenmodell genutzt. Die meisten Staaten verwenden zurzeit eine Einspeisevergütung. Lettland verwendet ein Mischsystem aus

Einspeisevergütung und Quotenmodell. Italien verwendet grundsätzlich ein Quotenmodell und nur für Photovoltaik eine Einspeisevergütung. Bei machen Ländern wie Malta oder Finnland gibt es keine scharfe Trennung zwischen Hauptfördersystem und zusätzlichem Förderinstrument.

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht entscheidender Kriterien der Netzzugangsregelungen der EU-Mitgliedstaaten. Grundsätzlich sehen alle Staaten einen Anspruch auf Netzanschluss und Netznutzung der Anlagenbetreiber vor. In Tabelle 3 ist daher nur dargestellt, ob ein vorrangiger Netzanschluss und eine vorrangige Netznutzung für Anlagenbetreiber erneuerbarer Energiequellen besteht. Weiters ist der Anspruch auf Netzausbau und vorrangiger Netzausbau für die EE-Stromeinspeisung dargestellt. In der letzten Spalte ist der für den Netzausbau verantwortliche Kostenträger genannt, dabei steht „Nb“ für Netzbetreiber, „Ab“ für Anlagenbetreiber und „V“ für Verbraucher.

Tabelle 3: Übersicht der Netzzugangsregelungen in den EU-27 Staaten

Staat	Betreiber von EE-Stromerzeugungsanlagen haben...				Kosten für Netzausbau
	vorrangigen Netzanschluss	vorrangige Netznutzung	Anspruch auf Netzausbau	vorrangigen Netzausbau	
Belgien	x	x			Nb und V
Bulgarien	x		x	x	Nb
Dänemark		x			V
Deutschland	x	x	x	x	V
Estland			x		V
Finnland			x		Ab
Frankreich			x		Ab
Griechenland	x	x	x		V
Irland			x		Ab
Italien	x	x	x	x	Ab
Lettland			x		Ab
Litauen	x	x	x		Ab und V
Luxemburg			x		Ab
Malta	x	x	x	x	Nb
Niederlande					Nb
Österreich		x	x		V
Polen		x			V
Portugal			möglich		Nb
Rumänien	x	x	x		Ab und Nb
Schweden			x		V und Ab
Slowakei	x	x	x		Nb und Ab
Slowenien			x		Nb
Spanien	x	x	x	x	Nb und Ab
Tschechien	x		x		Ab
Ungarn	x	x	x		V
VK			x		Nb und Ab
Zypern		x	x		Nb

3.1.1 Europäische Ausgangslage

3.1.1.1 Eine Energiepolitik für Europa

Als Ausgangspunkt für die Untersuchung der verwendeten Fördermodelle für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wird die europäische Energiestrategie herangezogen. Für eine gemeinsame europäische Energiestrategie wurde 1951 mit dem EGKS-Vertrag (Vertrag über die Gründung der Europäischen Gemeinschaft für Kohle und Stahl), und mit dem EURATOM-Vertrag von 1957 (Vertrag zur Gründung der Europäischen Atomgemeinschaft), der Grundstein gelegt. Die heutigen Herausforderungen der EU im Energiebereich sind die Verringerung der Importabhängigkeit, die Versorgungssicherheit, die Wettbewerbsfähigkeit, die Vervollständigung des Energiebinnenmarktes, die Nachhaltigkeit und die Reduktion von Treibhausgasen. Diese Kernziele von der Europäischen Kommission wurden dem Europäischen Rat am 10. Januar 2007 vorgelegt, worauf dieser einen entsprechenden Aktionsplan beschlossen hat. Laut der Europäischen Umweltagentur ist die Energie für 80 % der Treibhausgasemissionen, welche Hauptursache des Klimawandels ist, innerhalb der EU verantwortlich. Um den Klimawandel zu bekämpfen hat sich die EU in ihrer aktuellen Energiestrategie zum Ziel gesetzt ihre Emissionen bis 2020 um 20 % zu reduzieren. Ein wesentlicher Punkt zur Erreichung dieses Ziels ist die Erhöhung der erneuerbaren Energieträger am Gesamtenergieverbrauch der EU auf 20 % bis 2020. [1]

3.1.1.2 Fahrplan für erneuerbare Energien

Um den oben genannten Anteil an erneuerbaren Energien zu erreichen, wurde ein „Fahrplan für Erneuerbare Energien“ von der Europäischen Kommission erstellt. Darin wird die Langzeitstrategie für erneuerbare Energien dargestellt um sowohl das Ziel der Versorgungssicherheit als auch das der Reduktion der Treibhausgase erreichen zu können. Die Strategie beinhaltet Maßnahmen auf allen Ebenen der Politik und Entscheidungsfindung. In diesem Fahrplan sind die Rahmenbedingungen für diese Maßnahmen erläutert. Im Jahr 1997 hat die EU im Weißbuch für Erneuerbare Energieträger festgelegt, den Anteil erneuerbarer Energieträger auf 12 %, bezogen auf den Bruttoinlandsverbrauch, bis 2010 zu erhöhen. Prognosen zufolge wird nur ein Anteil von 10 % erreicht werden. Der Hauptgrund dafür ist, dass die erneuerbaren Energieträger zum jetzigen Stand der Entwicklung meist nicht die kostengünstigste Variante sind. In der bisherigen Entwicklung sind ungleiche Fortschritte innerhalb der EU festzustellen, was bestätigt, dass die nationalen Strategien nicht geeignet waren, das EU-Ziel zu erreichen. Auf EU-Ebene wurden keine rechtlich bindenden Ziele festgelegt, daher sind die Fortschritte auf einige wenige engagierte Mitgliedstaaten zurückzuführen. Ein weiterer Grund warum das 12 %-Ziel nicht erreicht wurde, ist die hinter den Erwartungen gebliebene Energieeffizienz. Deswegen müsste der absolut erzeugte Energieanteil der

erneuerbaren Energiequellen wesentlich größerer sein, da sich die 12 % auf den Gesamtenergieverbrauch beziehen. Der Fahrplan gliedert die Energiequellen in drei Bereiche, die Stromerzeugung, Biokraftstoffe und Wärme-/Kälteerzeugung. In Abbildung 13 ist die Entwicklung der Bereiche von 1990 bis 2004 dargestellt. Wie zu sehen ist, konnte bei der Stromerzeugung (blaue Kurve, rechte Skala) aus erneuerbaren Energien eine Steigerung im genannten Zeitraum von 2 auf fast 12 Mio. t RÖE (ohne Wasserkraft) erzielt werden [2].

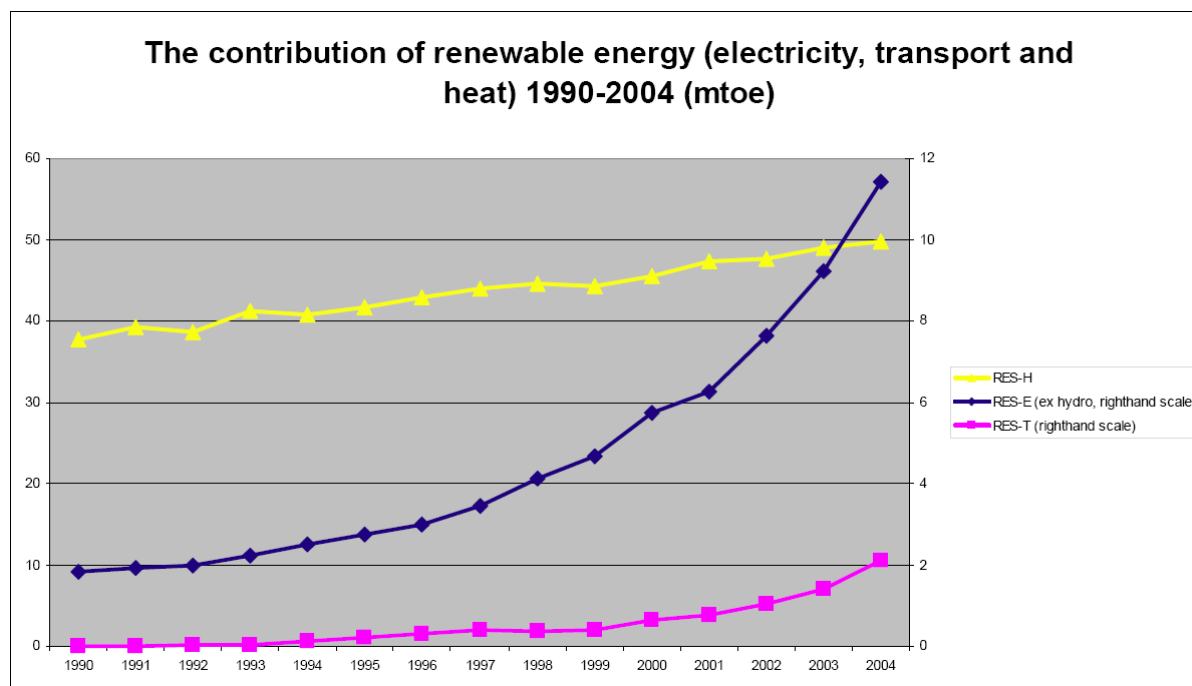


Abbildung 13: Beitrag der Erneuerbaren zu Strom, Verkehr, Wärme [2]

Der Stromerzeugungsmix der EU-27 vom Jahr 2007 ist in Abbildung 14 dargestellt. Der Anteil der Erneuerbaren Energiequellen liegt bei insgesamt 16 %. Er ergibt sich aus 3 % Windkraft, 3 % Biomasse und 10 % Wasserkraft. Demgegenüber stehen die fossilen Energieträger mit insgesamt 54 % (Erdgas, Kohle, Erdöl). Aus Kernenergie werden 28 % des Stroms erzeugt. Die 2 % Sonstige ergeben sich aus anderen Gasen und Industrieabfällen [10]. Für das Jahr 2010 wird ein Anteil erneuerbarer Energien am Strom von 19 % erwartet. Bis zum Jahr 2020 sieht die Europäische Kommission vor, den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtenergieverbrauch der EU auf 20 % zu erhöhen. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist ein Anstieg auf 34 % vom Stromverbrauch anzustreben. [2]

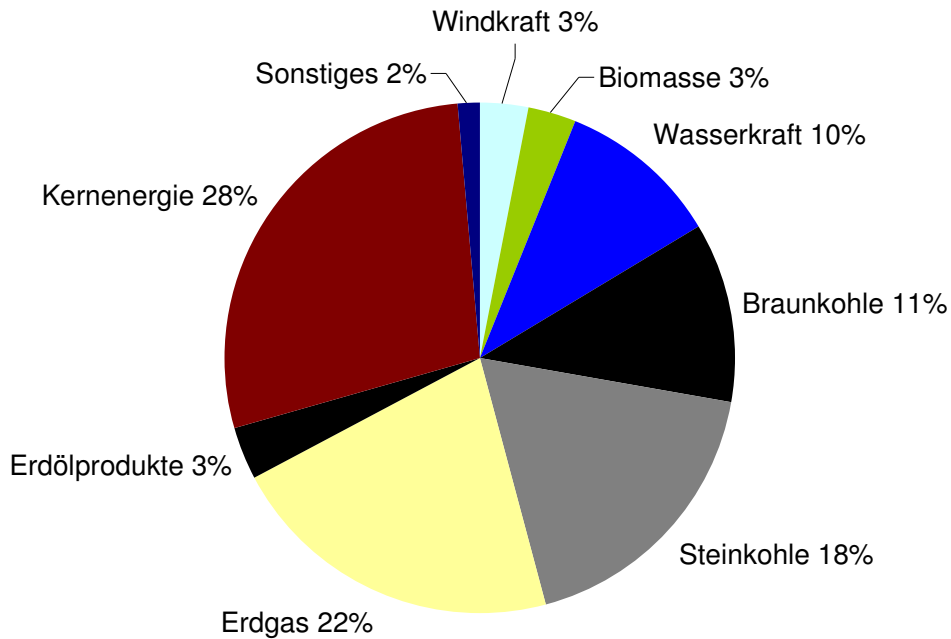


Abbildung 14: Stromerzeugungsmix der EU-27 im Jahr 2007 [10]

Der größte Zuwachs wird für die Stromerzeugung aus Windkraft und Biomasse prognostiziert, wie in Abbildung 15 zu sehen ist. Der Anteil der Windkraft soll auf 12 % des Stromverbrauchs bis 2020 ansteigen. [2]

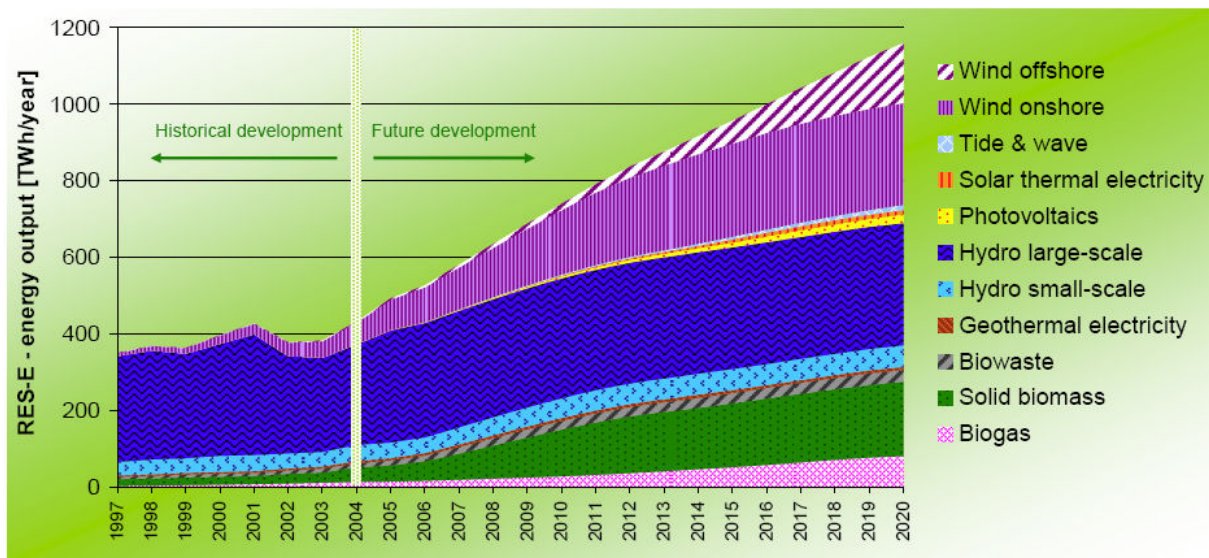


Abbildung 15: Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren [2]

3.1.1.3 EU-Richtlinie 2001/77/EG

Zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wurde im Jahr 2001 die Richtlinie 2001/77/EG erlassen, deren Inhalt hier kurz zusammengefasst wird. [3]

Da das Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen in der EU derzeit nur unzureichend genutzt wird, hält es die Gemeinschaft für erforderlich diese prioritär zu fördern. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen trägt der Nachhaltigkeit, der Diversifizierung der Energieversorgung und damit der Versorgungssicherheit bei. Weiters ist sie ein wesentliches Element für die Einhaltung des Kyoto-Protokolls und es können dadurch Arbeitsplätze auf lokaler Ebene geschaffen werden. Das Ziel der EU ist es, bis zum Jahr 2010 einen Anteil von 21 % (2004 korrigiert von vormals 22 % durch den Beitritt neuer Mitgliedstaaten) am Gesamtstromverbrauch aus erneuerbaren Energiequellen zu erzeugen. Um dieses Ziel zu erreichen, wurde im Jahr 2001 eine Richtlinie erlassen, die den Zweck hat, die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energiequellen an der Stromerzeugung im Elektrizitätsbinnenmarkt zu fördern sowie eine Grundlage für einen entsprechenden künftigen Gemeinschaftsrahmen zu schaffen. Zurzeit existieren auf nationaler Ebene unterschiedliche Systeme zur Unterstützung erneuerbarer Energiequellen. Die Richtlinie soll auch das ungestörte Funktionieren dieser Systeme gewährleisten um das Vertrauen der Investoren zu erhalten, bis ein Gemeinschaftsrahmen für Förderregelungen zur Anwendung gelangt. Dieser wird dann mit den Erfahrungen aus den einzelstaatlichen Systemen erstellt.

Nationale Richtziele

Jeder Mitgliedstaat muss geeignete Maßnahmen ergreifen, um die Steigerung des Verbrauchs von Strom aus erneuerbaren Energiequellen (EE-Strom), entsprechend seinem Referenzwert, zu fördern. Für Österreich ist zum Beispiel der Anteil des EE-Stroms bis zum Jahr 2010 auf 78,1 % zu erhöhen, bezogen auf den Bruttoinlandsstromverbrauch. Im Jahr 1997 lag der Anteil bei 70 %.

Förderregelungen

In der Richtlinie wurde festgelegt, dass bis 2005 ein Bericht der Kommission erstellt wird, der die Erfahrungen über die unterschiedlichen Fördermechanismen und deren Erfolg dokumentiert. Mit diesem Bericht wird dann gegebenenfalls ein Vorschlag für einen gemeinschaftlichen Rahmen der Förderregelungen vorgelegt. Der Rahmen sollte

- a) *„zur Erreichung der nationalen Richtziele beitragen;*
- b) *mit den Prinzipien des Elektrizitätsbinnenmarktes vereinbar sein;*

- c) den Besonderheiten der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen und den unterschiedlichen Technologien wie auch den geografischen Unterschieden Rechnung tragen;*
- d) die Nutzung erneuerbarer Energiequellen wirksam fördern und einfach sowie möglichst effizient, insbesondere kosteneffizient, sein;*
- e) angemessene Übergangszeiträume von mindestens sieben Jahren für die nationalen Förderregelungen vorsehen und das Vertrauen der Investoren wahren.“*

Herkunftsnachweis

Jeder Mitgliedstaat muss dafür sorgen, dass die Herkunft des EE-Stroms garantiert werden kann. Die Herkunftsnachweise müssen Angaben zur Energiequelle, zu Zeitpunkt und Ort der Erzeugung sowie bei Wasserkraftanlagen die Leistungsangabe enthalten. Sie sollen von den Mitgliedstaaten als Nachweis der genannten Punkte gegenseitig anerkannt werden.

Verwaltungsverfahren

Jeder Mitgliedstaat muss den bestehenden gesetzlichen Rahmen bezüglich der geltenden Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bewerten, mit dem Ziel Hemmnisse abzubauen sowie Verwaltungsverfahren zu vereinfachen und zu beschleunigen. Weiters soll sichergestellt werden, dass die Vorschriften objektiv, transparent und nicht diskriminierend sind und die Besonderheiten der erneuerbaren Energiequellen berücksichtigen.

Netzanschluss

Die Mitgliedstaaten müssen sicherstellen, dass die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze die Übertragung und Verteilung von EE-Strom gewährleisten. Außerdem kann ein vorrangiger Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorgesehen werden. Die Betreiber der Netze müssen einheitliche Grundregeln für die Anlastung der Kosten des Netzanschlusses erstellen, die zur Einbindung der Erzeuger von EE-Strom notwendig sind. Weiters ist sicherzustellen, dass Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der in Randgebieten erzeugt wird, bei der Anlastung der Übertragungs- und Verteilungsgebühren nicht benachteiligt wird. Die Kostenvorteile, die aus dem Anschluss der Anlage resultieren, sollen bei den erhobenen Entgelten für Verteilung und Übertragung berücksichtigt werden. So ein Vorteil könnte sich durch direkte Nutzung des Niederspannungsnetzes ergeben.

Zusammenfassender Bericht

Die Mitgliedstaaten müssen erstmals im Oktober 2003, und danach alle zwei Jahre einen Bericht veröffentlichen, in dem analysiert wird, inwieweit die nationalen Richtziele erreicht und welche konkreten Maßnahmen gesetzt wurden. Auf Grundlage der Berichte erstellt die Kommission einen zusammenfassenden Bericht über die Durchführung der Richtlinie, den sie erstmals bis spätestens Dezember 2005 und dann alle fünf Jahre dem Europäischen Rat und Parlament vorlegt.

3.1.1.4 EU-Richtlinie 2009/28/EG

Im April 2009 wurde die Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen verabschiedet. Sie enthält sowohl Vorgaben für die Stromerzeugung als auch für den Verkehrssektor und die Wärmeenergieerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Die für den Elektrizitätsbereich relevanten Kriterien werden hier kurz dargestellt. [16]

Nationale Gesamtziele und Maßnahmen

Für jeden Mitgliedstaat wurde ein Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am gesamten Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 festgelegt, den es zu erreichen oder zu übertreffen gilt. Dieses Ziel muss im Einklang mit dem Gesamtziel der Gemeinschaft stehen nämlich bis zum Jahr 2020 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs mit erneuerbaren Energien zu decken. Zur Festlegung der Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien wurde die Steigerung des Bruttoinlandsprodukts jedes Mitgliedstaats berücksichtigt. Um diese leichter erreichen zu können, müssen die Mitgliedstaaten Energieeffizienz und Energieeinsparung fördern. Zur Erfüllung der Ziele können Förderregelungen angewendet werden und auch Kooperationen mit anderen Mitgliedstaaten oder Drittstaaten eingegangen werden. In Abbildung 16 ist von allen Mitgliedstaaten der festgelegte Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch für das Jahr 2020 grafisch dargestellt.

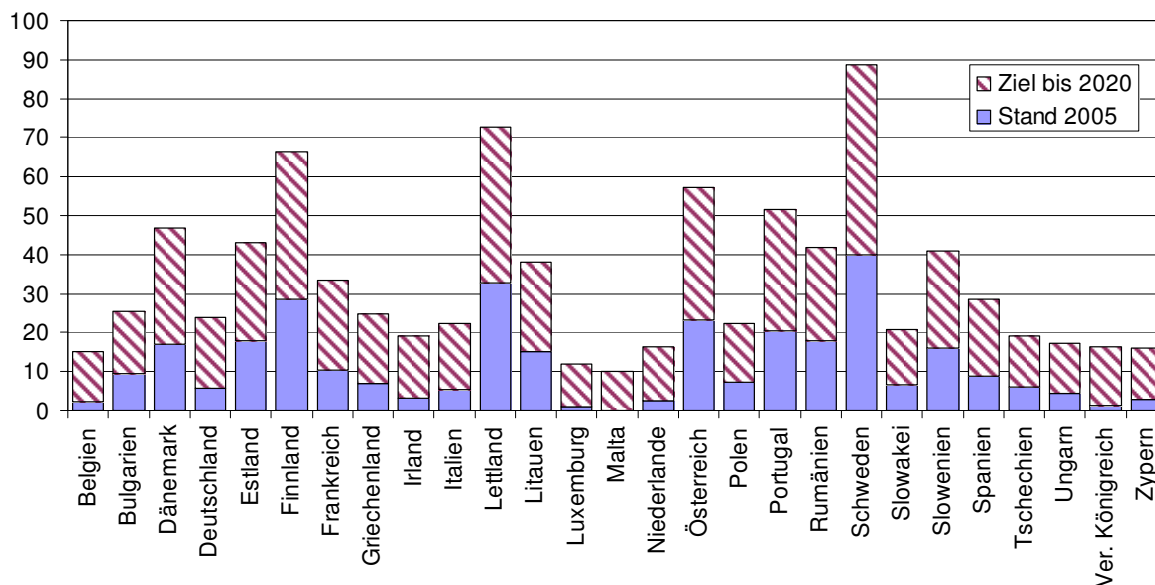


Abbildung 16: Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien von 2005 bis 2020 [16]

Nationale Aktionspläne

Jeder Mitgliedstaat muss einen Aktionsplan erstellen, in dem für die Sektoren Verkehr, Elektrizität und Wärme-/Kälteerzeugung die verbrauchte Energie aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2020 festgelegt ist.

Statistische Transfers zwischen Mitgliedstaaten

Mitgliedstaaten können Vereinbarungen treffen einen statistischen Transfer für eine bestimmte Menge Energie aus erneuerbaren Quellen von einem Mitgliedstaat in einen anderen durchzuführen.

Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten

Die Mitgliedstaaten können bei Projekten zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zusammenarbeiten. Dabei kann die erzeugte Elektrizität der Anlage, die im Hoheitsgebiet des einen Staates steht, zu einem Prozentsatz einem anderen Mitgliedstaat zugerechnet werden.

Gemeinsame Projekte mit Drittländern

Die Mitgliedstaaten können bei Projekten zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen mit Drittländern zusammenarbeiten. Wird die Elektrizität in einem Drittland erzeugt, ist sie nur unter folgenden Bedingungen der Bewertung der nationalen Ziele zurechenbar:

- Die Elektrizität muss in der Gemeinschaft verbraucht werden.

- Die Elektrizität muss in einer neu gebauten Anlage, die nach Juni 2009 in Betrieb gegangen ist erzeugt werden.
- Für die exportierte Elektrizitätsmenge wurden keine Beihilfen aus Förderregelungen des Drittlandes gewährt.

Information und Ausbildung

Die Mitgliedstaaten sollen sicherstellen, dass allen wichtigen Akteuren, die zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien beitragen, Informationen über die Fördermaßnahmen zur Verfügung stehen. Weiters soll dafür gesorgt werden, dass Informationen über die Vorteile von erneuerbaren Energien bereitgestellt werden.

Netzzugang und Betrieb

Das Elektrizitätssystem soll weiter ausgebaut werden, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, während dem Ausbau der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Rechnung getragen wird, was die Zusammenschaltung von Mitgliedstaaten sowie Mitgliedstaaten und Drittstaaten einschließt. Es sollen geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um Genehmigungsverfahren für den Ausbau von Netzinfrastruktur zu beschleunigen und die Genehmigung derer mit Planungs- und Verwaltungsaufgaben zu koordinieren. Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber müssen die Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Quellen gewährleisten. Außerdem ist ein vorrangiger oder garantierter Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Quellen vorzusehen.

3.1.1.5 Harmonisierung der Förderregelungen in der EU

Die Absicht der EU-Richtlinie von 2001 war auch die Schaffung einer Grundlage für einen Gemeinschaftsrahmen für die Förderregelungen. Im Bericht von 2005 sollte dann mit Hilfe der Erfahrungen der Mitgliedstaaten ein Vorschlag für eine solche gemeinschaftliche Regelung gemacht werden. Es wurde allerdings festgestellt, dass aufgrund des unterschiedlichen Entwicklungsstandes und der unterschiedlichen Potenziale der erneuerbaren Energien in den einzelnen Staaten eine Harmonisierung zum damaligen Zeitpunkt äußerst schwierig gewesen wäre. Als großer Vorteil einer einheitlichen Regelung wurde eine Einsparung der Kosten gegenüber den einzelstaatlichen Regelungen genannt. Mit den derzeitigen Förderregelungen werden die besten Potentiale im jeweiligen Staat genutzt. Da die Staaten allerdings unterschiedliche Potentiale aufweisen, müssen in einem Staat mehr Fördermittel aufgewendet werden als in einem anderen, um die gleiche Strommenge zu produzieren. Würde man die besten Potentiale europaweit gesehen nutzen wäre dies ökonomisch die effizienteste Lösung. Das grundsätzlich besser geeignete Instrument für den

Binnenmarkt ist das Quotenmodell mit Zertifikathandel. Allerdings konnten die Länder, die dieses System verwendeten die geringeren Erfolge beim Ausbau der erneuerbaren Energien gegenüber den Ländern mit Einspeisetarif erzielen. Es wurde beschlossen eingehender zu überprüfen, welche Optionen für eine bessere Koordination der Staaten oder eventuelle Harmonisierung der Förderregelungen möglich sind. Mit der neuen EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien von 2009 wurden die Weichen bezüglich einer möglichen Kooperation der Mitgliedstaaten gestellt. Es soll nun möglich sein, statistische Transfers zwischen den Staaten durchzuführen, die den einzelstaatlichen Zielvorgaben zugerechnet werden können. Selbiges ist auch durch gemeinsame Projekte der Mitgliedstaaten möglich. Ob diese Möglichkeiten ausgenutzt werden ist abzuwarten, da Länder die zur Erfüllung ihres Ziels bei Projekten in anderen Staaten zu investieren nicht bereit sein könnten, da sie keine lokalen Vorteile (Arbeitsplätze, Vielfalt und damit Sicherheit der inländischen Stromversorgung) daraus ziehen können. Auf der anderen Seite könnten auch die Länder in denen Projekte realisiert werden sollen nicht bereit dazu sein mehr Erzeugungsanlagen zu bauen als für ihre eigenen Ziele notwendig sind, da dies in der lokal betroffenen Bevölkerung zu Widerständen gegen die EE-Installationen führen könnte.

3.1.2 Österreich

3.1.2.1 Historie der Förderregelungen

Nachfolgende Tabelle zeigt die für die Ökostromförderung relevanten Bedingungen in chronologischer Reihenfolge.

Jahr	Gesetz	Förderregelung / Änderung
1998	EIWOG I	Mengenregelung mit Mindestpreisen
2000	EIWOG II	Mengenregelung mit Zertifikaten für KWKW
2002	Ökostromgesetz	Einspeisetarifsystem
2006	Ökostromgesetz-Novelle	Investitionsbeihilfen für mittlere WKW
8/2008	Ökostromgesetz-Novelle	Investitionsbeihilfen für KWKW statt Einspeisetarif

Mit dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz von 1998 (EIWOG I) wurden die Verteilnetzbetreiber verpflichtet bis zum Jahr 2005 den Anteil des EE-Stroms (exklusive Wasserkraft) auf 3 % zu erhöhen. Dieser Anteil bezieht sich auf die gesamte an Endverbraucher abgegebene Strommenge. Für die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Quellen wurden Mindestpreise festgelegt. Der Mehraufwand für die Betreiber von Verteilnetzen wurde mit einem Zuschlag zum Systemnutzungstarif in g/kWh abgedeckt [17]. Mit der Änderung des EIWOG im Jahr 2000 wurde die Vorgabe für Strom aus erneuerbaren Energien auf 4 % bis zum Jahr 2007 erweitert. Außerdem wurde festgelegt, dass Stromhändler mindestens 8 % der Abgabemenge an Endverbraucher aus heimischen Kleinwasserkraftwerken beziehen müssen. Dieser Nachweis war mittels Zertifikaten zu erbringen [18]. Aufgrund der EU-Richtlinie 2001/77/EG wurde am 23. August 2002 das Ökostromgesetz ausgegeben. Es hat im Interesse des Klima- und Umweltschutzes unter anderem zum Ziel, bis zum Jahr 2010, den in der EU-Richtlinie angegebenen Referenzwert von 78,1 % des Bruttoinlandsstromverbrauchs, aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen. Das Ökostromgesetz wurde seit damals einige Male novelliert und wird im Anschluss genauer erläutert.

3.1.2.2 Ökostromgesetz

Es wurde ein Ökobilanzgruppenverantwortlicher eingerichtet, der dazu verpflichtet ist, den ihm angebotenen Ökostrom (Strom aus erneuerbaren Energiequellen) zu festgelegten Preisen abzunehmen. Die Preise werden in einem bestimmten Verfahren vom Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend (damals BM für Wirtschaft und Arbeit) festgelegt. Die Preisgestaltung soll eine kontinuierliche Steigerung der Produktion von Ökostrom gewährleisten, und sich an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten

Anlagen orientieren. Die Preise werden in Abhängigkeit der verschiedenen Primärenergieträger festgelegt, wobei die technische und wirtschaftliche Effizienz berücksichtigt werden soll. Weiter differenziert wird nach Engpasseleistung oder Jahresstromproduktion. Um Investitionssicherheit zu geben wurde ein Mindestzeitraum für die festgesetzten Tarife von 10 Jahren festgelegt.

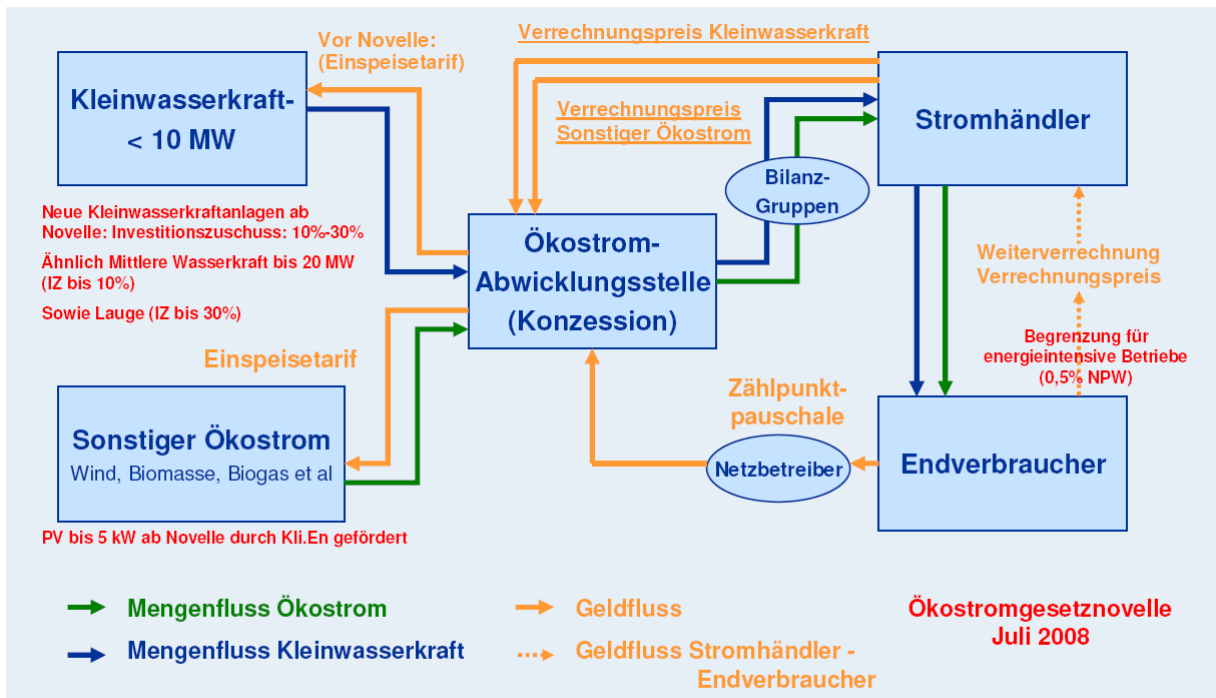
Die Stromhändler wurden verpflichtet den ihnen zugewiesenen Anteil an Ökostrom vom Ökobilanzgruppenverantwortlichen zu einem festgelegten Verrechnungspreis zu kaufen. Für den Ökobilanzgruppenverantwortlichen ergibt sich aufgrund der unterschiedlich festgelegten An- und Verkaufspreise ein Differenzbetrag. Um diesen abzudecken wurde in der ersten Fassung des Ökostromgesetzes von den Endverbrauchern ein bundeseinheitlicher Förderbeitrag pro insgesamt verbrauchter kWh (Abgabe an Endverbraucher) eingehoben. Die durchschnittliche Gesamtkostenbelastung für die Förderung war in zwei Teile aufgeteilt und begrenzt. Der Grenzbetrag lag bei Kleinwasserkraftwerke bei 0,16 Cent pro kWh und bei sonstigen Ökostromanlagen bei 0,22 Cent pro kWh [6].

Mit der Ökostromgesetz-Novelle 2006 wurde die Regelung für das Fördervolumen geändert. Es wurde ein „zusätzliches Unterstützungsvolumen“ festgelegt, woraus dann das Einspeisetarifvolumen für Neuabschlüsse von Verträgen für die Abnahme von Ökostrom in einem Kalenderjahr ermittelt wird (kontrahierbares Einspeisetarifvolumen). Für die Jahre 2007 und 2008 wurde das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen mit 17 Mio. Euro festgelegt. Außerdem wurde dieses Volumen in bestimmten Anteilen auf die verschiedenen Primärenergieträger aufgeteilt. Dabei entfielen jeweils 30 % auf Biogas, feste Biomasse und Windkraft, für die Photovoltaik wurden 10 % einberaumt. Für mittlere Wasserkraftwerke zwischen 10 und 20 MW wurde ein Investitionszuschuss von bis zu 10 % der Errichtungskosten der Anlage eingeführt. Weiters wurde die Regelung zur Einhebung des Förderbeitrags geändert. Seit 1. Jänner 2007 ist eine Zählpunktpauschale von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Verbrauchern zu entrichten. Die Höhe der Pauschale hängt von der Netzebene des Verbrauchers ab, und beträgt z.B. für die gewöhnlichen Haushalte 15 Euro pro Zählpunkt und Kalenderjahr. Zusätzlich wälzen die Stromhändler ihre entstandenen Kosten durch die Abnahmepflicht von Ökostrom, mit einem höheren Preis pro kWh, auf die Endverbraucher ab [6].

Mit einer weiteren Ökostromgesetz-Novelle 2008 wurde das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen ab 2009 auf 21 Mio. Euro festgelegt. Die Aufteilung des Volumens wurde wieder abgeschafft, nur ein fixer Anteil von 10 % wurde für die Förderung von Photovoltaik festgelegt. Die Vertragsdauer für rohstoffabhängige Technologien wurde auf 15 Jahre

verlängert. Für Kleinwasserkraftwerke wurde statt der Einspeisetarife ein Investitionszuschuss eingeführt, dessen Höhe von der Anlagengröße abhängt [6]. Diese Novelle wurde allerdings bisher (Stand 5/2010) von der Europäischen Kommission nur teilweise genehmigt, da sie eine Förderbeitragsgrenze für energieintensive Betriebe enthält.²

Zum besseren Verständnis ist das Fördermodell in Abbildung 17 grafisch dargestellt. Die Ökostrom-Abwicklungsstelle ist verpflichtet den Strom aus erneuerbaren Energien zu festgelegten Preisen von den Erzeugern abzunehmen. Die Stromhändler sind verpflichtet den ihnen zugewiesenen Anteil zum festgelegten Verrechnungspreis von der Ökostrom-Abwicklungsstelle abzunehmen. Sie wälzen die dadurch entstandenen Kosten auf die Endverbraucher über den Strompreis ab. Zusätzlich müssen die Endverbraucher einen Fixbetrag, die so genannte Zählpunktpauschale, über den Netzbetreiber an die Ökostrom-Abwicklungsstelle bezahlen.



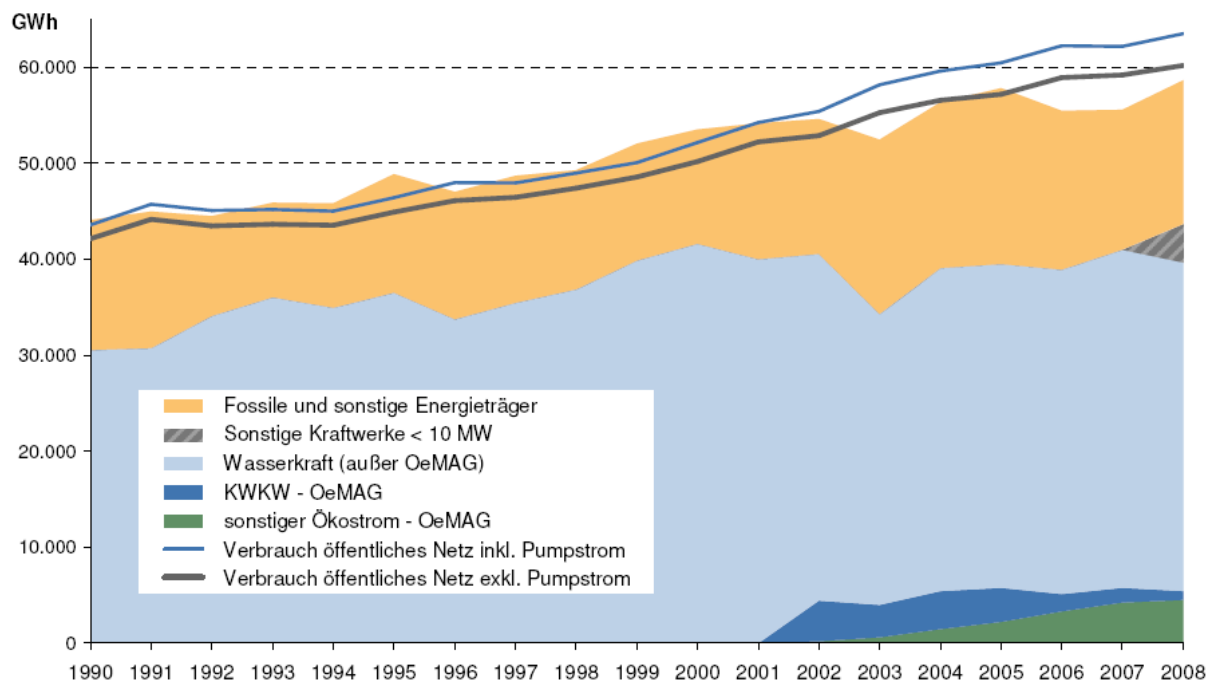
[Juli 2008 | Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 17: Österreichisches Fördermodell [7]

² Die gültige Fassung des Ökostromgesetzes ist unter www.ris.bka.gv.at/Bundesrecht, der Homepage des Rechtsinformationssystems des Bundes zu finden.

3.1.2.3 Entwicklung der Stromerzeugung

In Abbildung 18 ist die Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträger aufgeschlüsselt dargestellt. Der größte Teil des Stroms wird in Österreich aus Wasserkraft gewonnen (hellblauer Teil). Beginnend mit 2001 wird die Erzeugung aus Kleinwasserkraft, die über die Ökostromabwicklungsstelle verrechnet wurde, gesondert dargestellt (dunkelblauer Teil). Der grüne Teil, der im Jahr 2002 beginnt, entspricht sonstigem Ökostrom, wie z.B. Windkraft und Biomasse. Ins öffentliche Netz wurden im Jahr 2008 rund 60 TWh eingespeist, davon waren rund 45 TWh aus erneuerbaren Energien, wobei rund 5 TWh mit Förderungen erzeugt wurden.



[Mai 2009 | Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 18: Entwicklung der Stromerzeugung in Österreich, 1990 bis 2008 [7]

Die Entwicklung des geförderten Ökostroms ist in Abbildung 19 detailliert dargestellt. Die rote Kurve entspricht der gesamten geförderten Menge. Dass diese annähernd konstant bleibt, ist damit zu erklären, dass die Kleinwasserkraftwerke, die in blau dargestellt sind, ihre Verträge mit der Ökostromabwicklungsstelle nach und nach kündigten, und den Strom am freien Markt verkauften. Aufgrund der steigenden Strompreise, siehe Abbildung 20, konnten die Betreiber am freien Markt eine höhere Vergütung erzielen, als durch die festen Einspeisetarife. Die grüne Kurve in Abbildung 19 entspricht der Entwicklung von sonstigem Ökostrom, der einen klaren Trend nach oben zeigt. (Die Werte von 2009 sind Prognosen.)

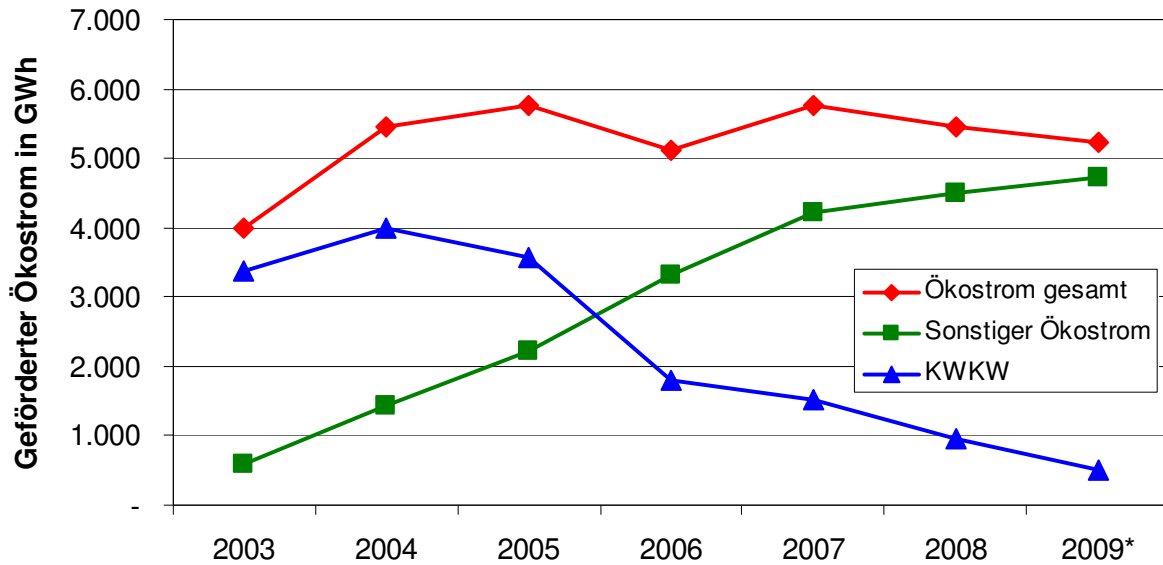
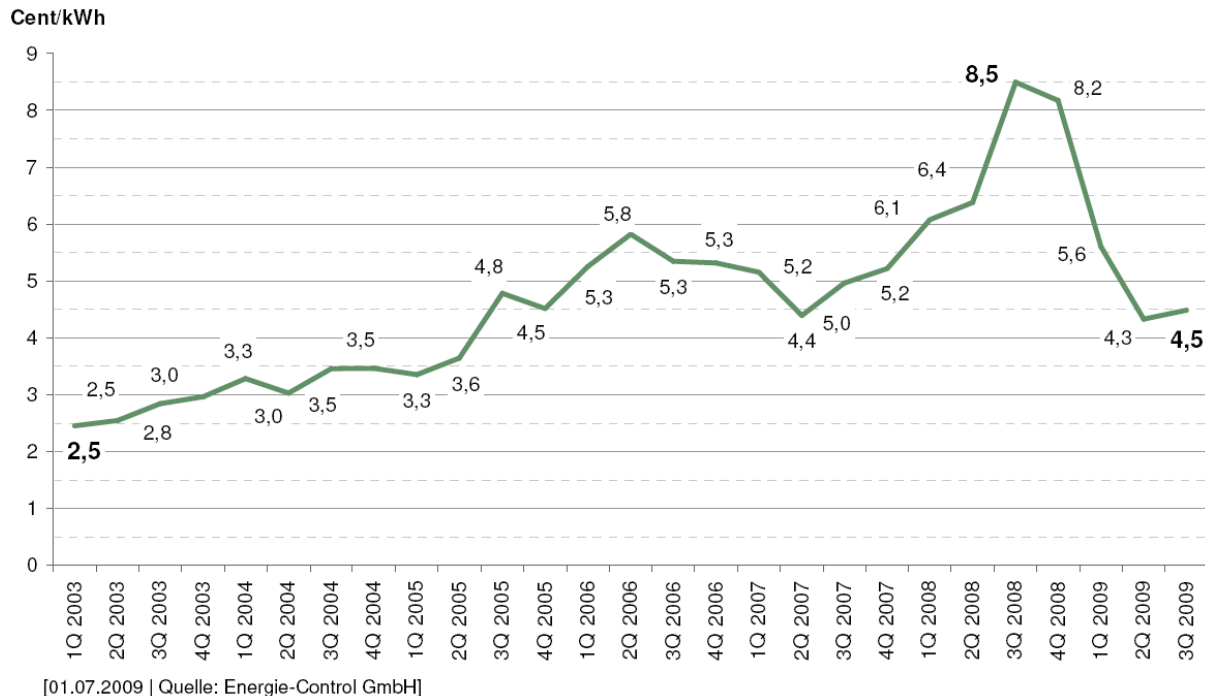


Abbildung 19: Entwicklung des geförderten Ökostroms in Österreich [7] (Anhang 8.1)

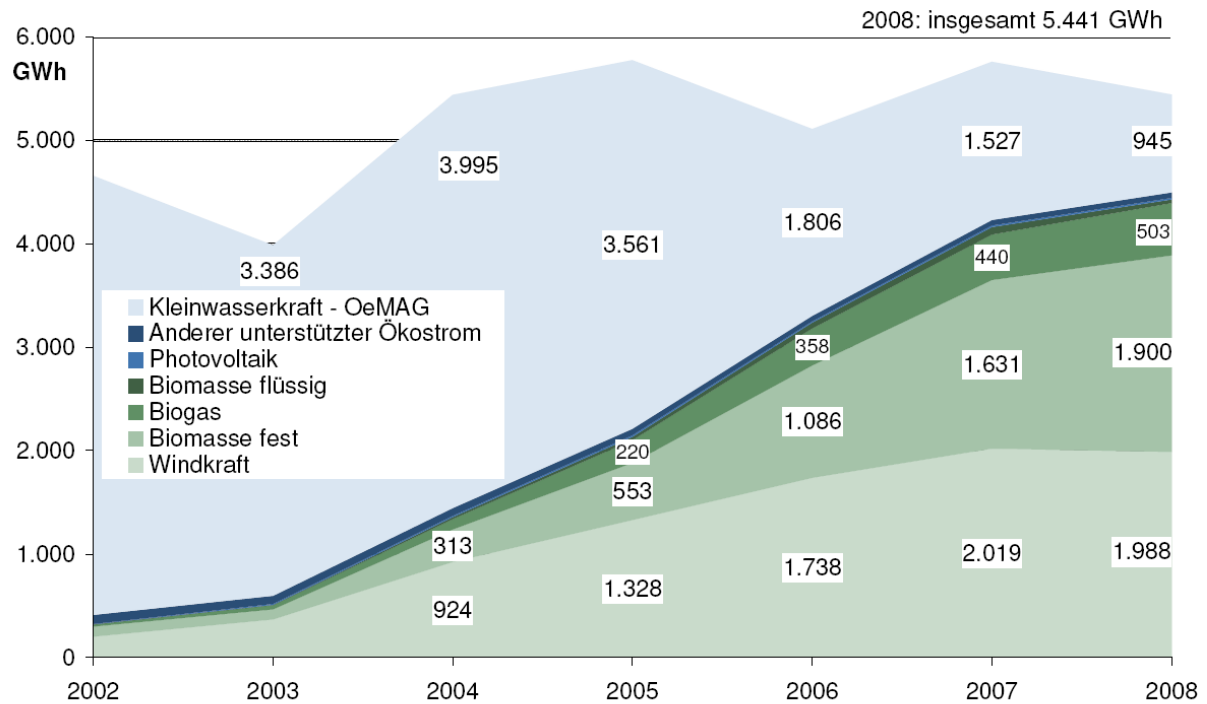
Die E-Control ist verpflichtet den Marktpreis des Stroms zu berechnen und zu veröffentlichen. Der Wert ermittelt sich als arithmetischer Durchschnitt der von der EEX (European Energy Exchange) festgelegten Preise für die nächsten vier aufeinander folgenden Grundlast Quartalsfutures [6].



[01.07.2009 | Quelle: Energie-Control GmbH]

Abbildung 20: Strompreisentwicklung in Österreich [7]

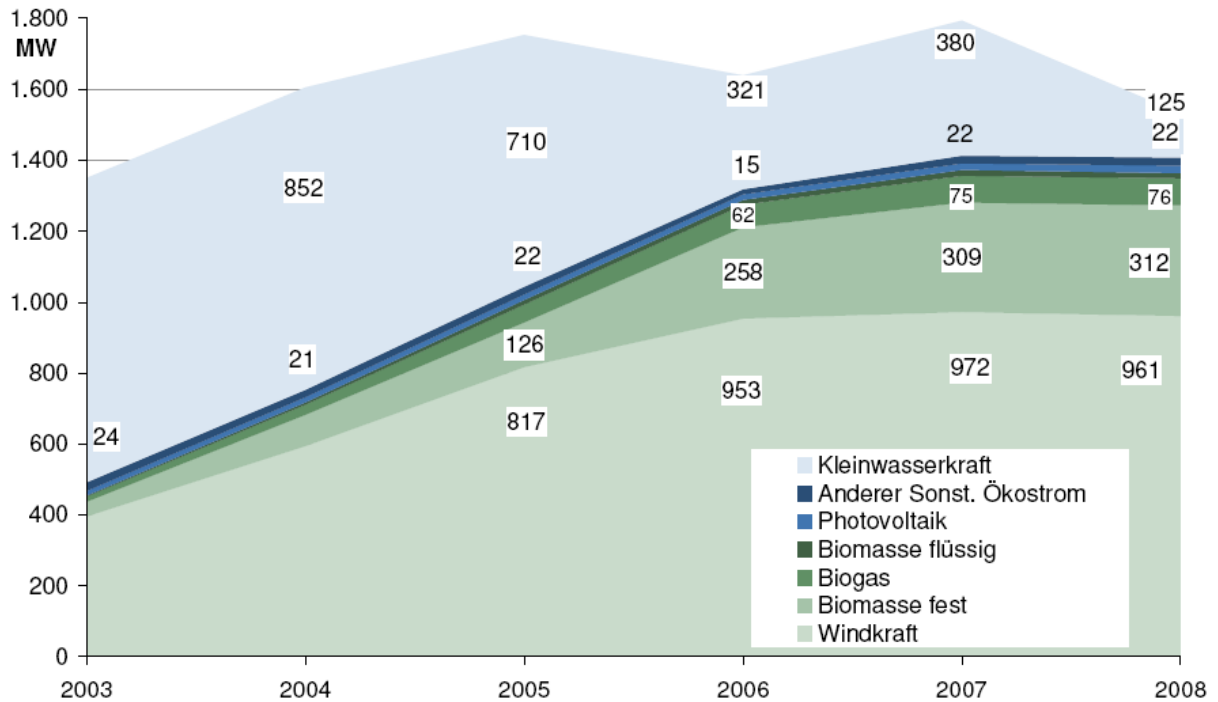
In Abbildung 21 ist die Entwicklung des geförderten Ökostroms nach Energieträger aufgeschlüsselt dargestellt. Im Jahr 2008 wurden unter anderem 1.988 GWh aus Windkraft, 1.900 GWh aus fester Biomasse, 503 GWh aus Biogas und noch 945 GWh aus Wasserkraft erzeugt und gefördert.



[Quellen: Energie-Control GmbH, OeMAG]

Abbildung 21: Entwicklung des geförderten Ökostroms nach Energieträger [7]

Abbildung 22 zeigt die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Speziell bei der Windkraft und auch bei fester Biomasse ist bis zum Jahr 2006 ein stetiger Zuwachs zu sehen, danach gab es fast keine Kapazitätserweiterungen.



[Quellen: Energie-Control GmbH, OeMAG]

Abbildung 22: Entwicklung der Kapazität von geförderten Ökostromanlagen [7]

In der EU-Richtlinie (2001/77/EG) wurde für Österreich ein Richtwert von 78,1 % an erneuerbaren Energien, bezogen auf den Bruttoinlandsstromverbrauch, als Ziel bis 2010 festgelegt. Dabei wurde allerdings festgehalten, dass dieser Prozentsatz realistisch wäre, falls der Bruttoinlandsstromverbrauch bei 56,1 TWh pro Jahr liegen würde [3]. Unter dieser Voraussetzung wurde das Ziel bereits im Jahr 2007 erreicht, wie in Abbildung 23 zu sehen ist. Es ist zu bemerken, dass die Erzeugung von EE-Strom in Österreich stark von der Wasserkraft, und somit von den Niederschlägen abhängig ist, der Anteil des EE-Stroms wurde deshalb auf ein Regeljahr normiert. Bezieht man sich auf den tatsächlichen Bruttoinlandsstromverbrauch, ist der Anteil des EE-Stroms um einiges geringer, und würde der blauen Kurve in Abbildung 23 entsprechen. Die Ursache hierfür ist, dass die Steigerung der Stromerzeugung den starken Bedarfsanstieg nicht decken konnte, wie in Abbildung 18 am Verbrauch (blaue Kurve) zu sehen ist. Seit etwa 2001 wird in Österreich mehr Strom verbraucht als erzeugt, es muss also Strom importiert werden.³

³ Tabellen mit genauen Daten zu den Diagrammen sind in Anhang 8.1 zu finden.

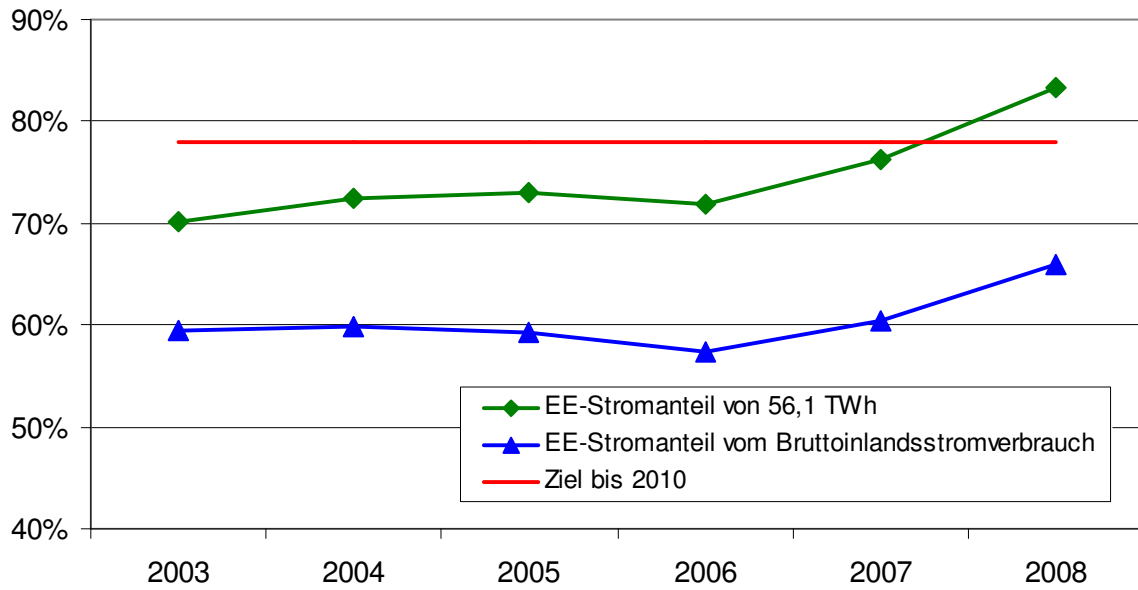
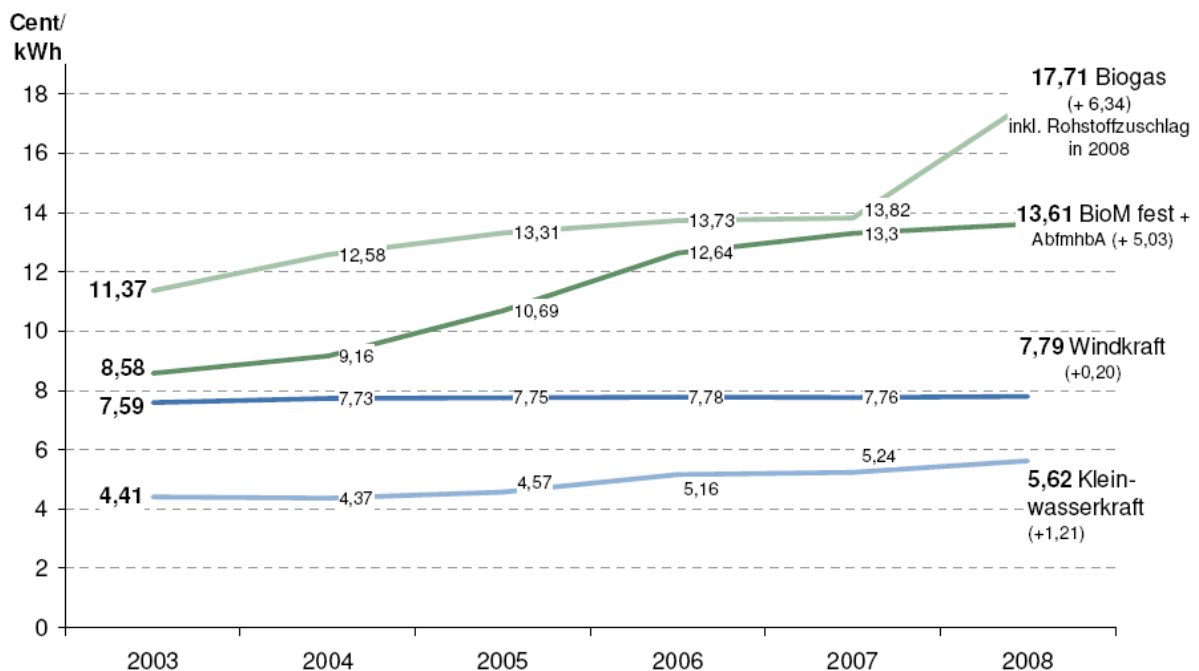


Abbildung 23: Entwicklung des EE-Stroms bezogen auf das EU-Richtziel [Anhang 8.1]

Die Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife für die verschiedenen Energieträger ist in Abbildung 24 dargestellt. Der durchschnittliche Wert ergibt sich aus den tatsächlich ausbezahlten Tarifen und ist daher von der Leistung der Anlagen abhängig, die den Tarif beanspruchten, da die Höhe des Einspeisetarifs nach der Leistung differenziert wird. Während der Tarif für die Windkraft über die Jahre relativ konstant blieb, stieg er für Biomasse und Biogas beträchtlich an. Im Jahr 2008 ist der Tarif für Biogas rund doppelt so hoch wie der für Windkraft.



[27.03.2009 | Quelle: Energie-Control GmbH, Öko-BGV, OeMAG]

Abbildung 24: Entwicklung der Einspeisetarife für die verschiedenen Energieträger [7]

Der Unterstützungsbedarf für Ökostrom aus den verschiedenen Energieträgern ist in Abbildung 25 dargestellt. Er „...ergibt sich aus dem Vergütungsvolumen abzüglich des Marktwerts des erzeugten Stroms zuzüglich Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administrativen und finanziellen Aufwendungen und Aufwendungen für Technologiefördermittel“ [7]. Es ist zu sehen, dass der Unterstützungsbedarf für feste Biomasse seit 2006 den größten Teil ausmacht. Er lag im Jahr 2007 über 150 Mio. Euro, doppelt so hoch wie der Unterstützungsbedarf von Windkraft, obwohl die erzeugte Energie in etwa gleich hoch ist, wie aus Abbildung 21 hervorgeht. Der Unterstützungsbedarf von Biogas liegt in der gleichen Größenordnung wie der der Windkraft, die erzeugte Energie ist jedoch nur ein Viertel der Windkraft. Für die Photovoltaik werden in etwa 4 % des gesamten Unterstützungsbedarfs verwendet, die erzeugte Energie macht ca. 0,4 % des gesamten geförderten Stroms aus. Der Wert für 2009 ist eine Prognose der E-Control.

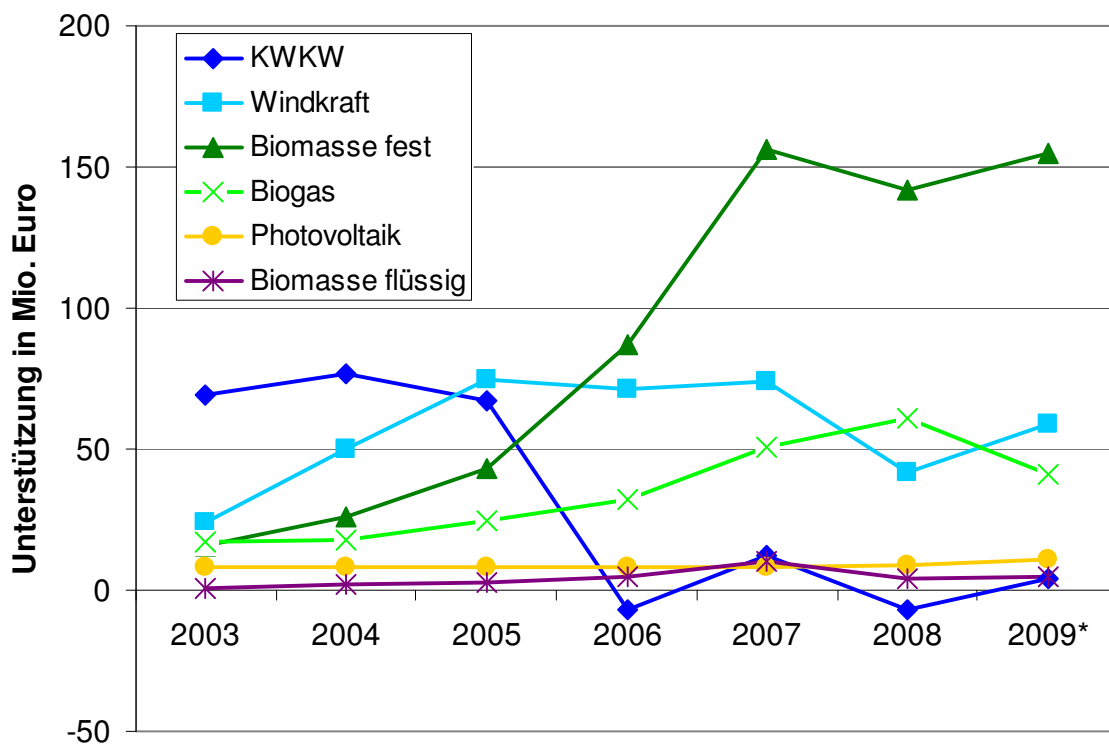


Abbildung 25: Unterstützungsvolumen von 2003 bis 2009 [7] (Anhang 8.1)

3.1.2.4 Netzzugangsregelung

Die Netzzugangsregelung ist im EIWOG geregelt. Daraus geht hervor: Die Anlagenbetreiber haben gegenüber den Netzbetreibern einen Anspruch auf den Abschluss eines Vertrags über den Anschluss ihrer Anlage ans Netz (§ 4). Die genauen Bestimmungen werden auf Länderebene geregelt. Diese können für die Errichtungsgenehmigung und Betriebsbewilligung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien bis zu einer

bestimmten Leistung ein vereinfachtes Verfahren vorsehen (§ 12). Gibt es bei regelzonen-
 überschreitenden Lieferungen Kapazitätsengpässe, so ist EE-Strom Vorrang zu gewähren (§
 19). Einem Netzzugangsberechtigten kann mangels Netzkapazitäten der Netzzugang
 verweigert werden (§ 20).

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher

3.1.3 EU-Mitgliedstaaten

In diesem Unterkapitel werden die Förder- und Netzzugangsregelungen aller EU-Mitgliedstaaten gegenübergestellt. Als Quelle diente die Webseite „Rechtsquellen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien“ („RES LEGAL“) [8], die durch das deutsche Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit erstellt wurde.

3.1.3.1 Belgien

Förderregelung

Die belgischen Stromhändler sind dazu verpflichtet ihre Endkunden mit einer bestimmten Quote an Ökostrom zu beliefern. Um dies nachzuweisen müssen sie „grüne Zertifikate“ erwerben, für die ein Mindestpreis festgelegt ist. Für Photovoltaik- und Geothermieanlagen gibt es zusätzlich eine Einkommenssteuervergünstigung.

Zertifikatsystem mit Mindestpreis	
geförderte Techniken	Windkraft, Geothermie, Solar, Biogas, Biomasse, Wasserkraft bis 10 MW
Vergütung	gesetzlicher Mindestpreis, vom Energieträger abhängig
Vertragsdauer	keine
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja, bis 25 MW	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	nein	nein	Netzbetreiber/ Verbraucher

3.1.3.2 Dänemark

Förderregelung

In Dänemark erhalten die Anlagenbetreiber einen variablen Bonus zusätzlich zum Marktpreis. Die Summe aus Bonus und Marktpreis ergibt eine gesetzliche Höchstgrenze, entspricht also einem festen Einspeisetarif. Der Bonus ist nach Energieträger und Anschlussdatum unterschiedlich gestaffelt. Für Windkraft und Biomasse wird ein fester Bonus unabhängig vom Marktpreis bezahlt, was in Summe einen variablen Einspeisetarif ergibt, der vom Marktpreis abhängig ist. Zuständig für die Verteilung der Bonuszahlungen ist der dänische Übertragungsnetzbetreiber (Energinet.dk). Für Solar- und Wellenkraftwerke

gibt es zusätzlich Investitionsbeihilfen. Weiters werden von Energinet.dk Garantien für Kredite für Machbarkeitsstudien von Windkraftanlagen gegeben.

Bonus-Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biogas, Biomasse, Wasserkraft bis 10 MW, Wellenkraft
Vergütung	variabler Tarif, abhängig vom Marktpreis für Biomasse und Windkraft, ausgenommen Windparks (fester Bonus); fester Tarif für alle anderen Energieträger (variabler Bonus)
Vertragsdauer	Regelfall 10 Jahre, Ausnahmen bis zu 20 Jahren
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber/ für Windkraft Anlagen- und Netzbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	nein*	nein	Verbraucher

*Es besteht eine gesetzliche Pflicht des Netzbetreibers zum Ausbau der Netze, sofern dies zum effizienten Transport des Stroms erforderlich ist. Im Rahmen der Erforderlichkeit findet das Ziel der Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien besondere Berücksichtigung.

3.1.3.3 Deutschland

Förderregelung

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelt. Dieses verpflichtet die Netzbetreiber den Strom von Anlagenbetreibern erneuerbarer Energiequellen zu festen Einspeisetarifen abzunehmen und zu vergüten. Die Tarife sind nach Energieträger und Anlagenleistung differenziert festgelegt. Außerdem sind die Tarife degressiv ausgestaltet, d.h. die Vergütung sinkt jährlich mit einem gewissen Prozentsatz für neu in Betrieb gehende Anlagen. Der bei Inbetriebnahme gültige Vergütungssatz gilt für die gesamte Vertragsdauer, die 20 Jahre beträgt. Nur Wasserkraftwerke mit einer Leistung größer 5 MW haben eine geringere Vergütungsdauer von 15 Jahren. Damit nur Anlagen gefördert werden die effizient arbeiten und ökologisch unbedenklich sind gibt es einige Bedingungen, die zur Förderung notwendig sind. Die Kosten für die Förderung trägt letztlich der Endverbraucher.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Geothermie, Solar, Biogas mit KWK-Pflicht bei Gasnetzanschluss, Biomasse mit KWK-Pflicht ab 5 MW, Wasserkraft
Vergütung	abhängig vom Energieträger und Anlagengröße, degressiv gestaltet
Vertragsdauer	20 Jahre, außer Wasserkraft > 5 MW 15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	ja, wenn wirtschaftlich zumutbar	ja	Verbraucher

3.1.3.4 Finnland

Förderregelung

Die Endverbraucher Finnlands sind verpflichtet eine Stromsteuer zu bezahlen. Diese wird dazu verwendet um Anlagenbetreiber, die erneuerbare Energien zur Stromerzeugung verwenden, zu unterstützen, daher wird von einer steuerlichen Unterstützung gesprochen. Diese wird pro eingespeister kWh ausbezahlt, entspricht also einem festen Bonus. Mit dieser Regelung werden die Energieträger Wind, Biogas, Biomasse (außer Torf) und Wasserkraftwerke bis 1 MW gefördert. Für die Stromerzeugung aus Torf wird ein monatlich festgelegter Einspeisetarif, von den Netzbetreibern bezahlt. Der Tarif berücksichtigt Produktionskosten sowie den Marktpreis. Für Investitions- und Forschungsprojekte gibt es vom Staat unter bestimmten Voraussetzungen eine Investitionsbeihilfe, die abhängig vom Energieträger bis zu 40 % der Investitionskosten sein kann.

Subventionen, Einspeisetarife, Bonusse	
geförderte Techniken	Subventionen für alle Energieträger; Einspeisetarif für Torf; Bonus für Windkraft, Biogas, Biomasse, Wasserkraft bis 1 MW
Vergütung	Bonus abhängig vom Energieträger; Tarif für Torf wird monatlich festgelegt; Subventionen bis zu 40 % der Investitionskosten
Vertragsdauer	kein Vertrag
Kostenträger	Staat für Subventionen, Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber / Netzbetreiber wenn Ausbau mehreren Nutzern zugute kommt

3.1.3.5 Frankreich

Förderregelung

In Frankreich werden alle Erzeugungsanlagen, die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen und deren Leistung kleiner 12 MW ist, über fixe Einspeisetarife gefördert. Für Anlagen mit größerer Leistung gibt es Ausschreibungen, wobei Vertragsdauer und Tarife für den jeweiligen Fall vertraglich festgelegt werden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet den Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen, wälzen jedoch die zusätzlichen Kosten auf die Endkunden ab.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Wasserkraft < 12 MW, Solar < 12 MW, Biogas < 12 MW, Biomasse < 12 MW, Geothermie < 12 MW
Vergütung	abhängig vom Energieträger und von der Leistung der Anlage
Vertragsdauer	20 Jahre für Wind Offshore, Wasserkraft, Solar; 15 Jahre für Wind Onshore, Biogas, Biomasse, Geothermie
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	wenn vertraglich vereinbart	nein	Anlagenbetreiber

3.1.3.6 Griechenland

Förderregelung

In Griechenland erfolgt die Förderung der erneuerbaren Technologien über feste Einspeisetarife. Die Netzbetreiber haben eine Abnahme- und Vergütungspflicht gegenüber dem Anlagenbetreiber. Für Photovoltaik-Dachanlagen bis 10 kW gibt es einen gesonderten

Einspeisetarif. Diese Förderung ist für Privatpersonen und kleine Unternehmen vorgesehen. Die Vergütung wird der Stromrechnung des Erzeugers gutgeschrieben. Kostenträger ist der Netzbetreiber. Weiters gibt es einen staatlichen Investitionszuschuss für die Errichtung von Erzeugungsanlagen, die erneuerbare Energien nutzen. Die Höhe des Zuschusses ist von der Region abhängig, und beträgt in strukturschwachen Gebieten 40 %.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biogas, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft < 15 MW
Vergütung	abhängig vom Energieträger, Standort (Festland oder Insel)
Vertragsdauer	10 Jahre, einseitig vom Anlagenbetreiber verlängerbar
Kostenträger	Netzbetreiber, es besteht keine Regelung zur Abwälzung der Kosten auf den Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher

3.1.3.7 Irland

Förderregelung

Bis 2006 wurden in Irland die erneuerbaren Energien mittels Ausschreibungssystem gefördert, das danach von einem Einspeisetarifsystem abgelöst wurde. Der Tarif wird von der Energieregulierungsbehörde an die Stromhändler ausbezahlt. Die Stromhändler können den Preis mit den Erzeugern frei verhandeln. Der Vergütungsmaßstab richtet sich nach dem Großhandelsstrompreis und einem technologieabhängigen Referenzpreis, dieser stellt die durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Strom aus einem erneuerbaren Energieträger dar. Die Höhe der Vergütung ist vom Energieträger und bei Windkraftanlagen von der Leistung abhängig. Sie berechnet sich aus Großhandels- und Referenzpreis, sowie dem zwischen Stromhändler und Anlagenbetreiber ausgehandelten Preis. Die Kosten der Förderung trägt der Endverbraucher.

Einspeisetarifsystem seit 2006	
geförderte Techniken	Windkraft, Biomasse, Wasserkraft < 5 MW
Vergütung	indirekt über Stromhändler; abhängig vom Energieträger
Vertragsdauer	15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber

3.1.3.8 Italien

Förderregelung

In Italien gibt es ein Zertifikatsystem, d.h. die Stromproduzenten müssen gegenüber einer Kontrollbehörde nachweisen, dass ein bestimmter Anteil des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien stammt. Um dies nachzuweisen können die Unternehmen selbst EE-Strom produzieren, und bekommen dafür „grüne Zertifikate“ ausgestellt, oder sie können die Zertifikate erwerben. Ausgestellt werden die Zertifikate von einer Kontrollinstanz, die den Markt durch den Kauf von überschüssigen und die Freigabe zusätzlicher Zertifikate reguliert. Der Wert des Zertifikats ist vom Energieträger abhängig. Der Zeitraum, für den Zertifikate zugeteilt werden war für Anlagen, die vor 2008 in Betrieb gingen auf 12 Jahre, und ist nun auf 15 Jahre befristet. Für Photovoltaikanlagen gibt es seit 2005 ein Einspeisetarifsystem, mit einer Vertragsdauer von 20 Jahren. Für alle anderen EE-Stromerzeugungsanlagen, die weniger als 1 MWh pro Jahr erzeugen, gibt es seit 2008 auch ein Einspeisetarifsystem, wobei die Vertragsdauer 15 Jahre beträgt. Für die Stromerzeugung aus Wind und Sonne gibt es außerdem noch eine reduzierte Umsatzsteuer von 10 % statt 20 %. [4, 8]

Zertifikatsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar mit Inbetriebnahme vor 2008, Biogas, Biomasse, Geothermie, Wasserkraft
Vergütung	Zertifikatspreis wird von Kontrollinstanz reguliert
Vertragsdauer	Inbetriebnahme vor 2008 12 Jahre, danach 15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	ja	Anlagenbetreiber

3.1.3.9 Luxemburg

Förderregelung

In Luxemburg werden die erneuerbaren Energien, außer Geothermie, über ein Einspeisetarifsystem gefördert. Die Vertragsdauer wurde von vormals 10 auf 15 Jahre erhöht, bei Biogasanlagen beträgt sie sogar 20 Jahre. Für die Kosten der Förderung kommt der Netzbetreiber auf, es gibt keine Regelung für die Abwälzung auf die Endverbraucher. Zusätzlich gibt es staatliche Investitionszuschüsse und eine Einkommenssteuerbefreiung für kleine Photovoltaikanlagen. [4, 8]

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar < 1 MW _p , Biogas < 300 kW, Biomasse < 5 MW, Wasserkraft < 6 MW
Vergütung	abhängig vom Energieträger und von der Anlagengröße, degressiv gestaltet
Vertragsdauer	Inbetriebnahme vor 2008 10 Jahre, danach 15 Jahre
Kostenträger	Netzbetreiber, es besteht keine Regelung zur Abwälzung der Kosten auf den Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber

3.1.3.10 Niederlande

Förderregelung

In erster Linie werden erneuerbare Energien über ein Bonus-Einspeisetarifsystem gefördert. Zusätzlich können Unternehmer Investitionen für EE-Stromanlagen bis zu 44 % von der Steuer absetzen. Für Forschungs-, Entwicklungs- und Marktforschungsprojekte gibt es ein

Förderprogramm, das bis zu 40 % der Investitionskosten übernimmt. Die Verbraucher werden steuerlich entlastet wenn sie EE-Strom beziehen.

Bonus-Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Solar 0,6 bis 15 kWp, seit 4/2009 bis 100 kWp, Biogas, Biomasse, Windkraft
Vergütung	fester Bonus, abhängig vom Energieträger, der jährlich festgelegt wird;
Vertragsdauer	vor 2009 10 Jahre, danach für Biogas und Biomasse 12 Jahre, Windkraft und Solar 15 Jahre
Kostenträger	Staat

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher/ Netzbetreiber
Netzausbau	nein	nein	Netzbetreiber

3.1.3.11 Portugal

Förderregelung

Die Netzbetreiber in Portugal haben eine Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu gesetzlich festgelegten Einspeisetarifen. Als Anreiz für Unternehmer gibt es für den Erwerb von EE-Stromanlagen eine Umsatzsteuerreduktion von 21 % auf 12 %.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar bis gesamt 200 MW, Geothermie, Biogas bis gesamt 170 MW, Biomasse bis gesamt 250 MW, Wasserkraft bis gesamt 10 MW, Wellenkraft bis gesamt 100 MW
Vergütung	abhängig vom Energieträger und von der Leistung
Vertragsdauer	Biogas; Solar, Wellenkraft 15 Jahre; Biomasse 25 Jahre, Windkraft und Geothermie 12 Jahre, Wasserkraft 20 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Netzbetreiber
Netzausbau	möglich*	nein	Netzbetreiber*

*Der Anlagenbetreiber kann eine Vorverlegung des Netzausbaus beantragen, wenn dies für den Anschluss seiner Anlage notwendig ist. Dann muss er allerdings selbst die Kosten für den Netzausbau tragen.

3.1.3.12 Schweden

Förderregelung

In Schweden sind die Stromhändler und große Stromverbraucher dazu verpflichtet, einen bestimmten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen. Die Anlagenbetreiber haben keinen rechtlichen Anspruch auf Förderung, die Verpflichteten können frei wählen, von welchem Erzeuger sie den Strom beziehen und ihre Zertifikate erwerben. Kommen die Stromhändler ihrer Pflicht nicht nach, müssen sie eine Pönale, in der Höhe von 150 % des durchschnittlichen Zertifikatspreises im Berechnungsjahr, für jedes fehlende Zertifikat bezahlen. Die Nutzung von Windenergie wird zusätzlich vom Staat gefördert, einerseits mit verminderter Grund- und Energiesteuer, andererseits mit Subventionen für die Forschung und Entwicklung, sowie für die Planung von Windkraftanlagen. Außerdem subventioniert der Staat noch die Installation von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden.

Zertifikatsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Geothermie, Biogas, Biomasse, Wellenkraft, Wasserkraft nur kleine Altanlagen und große Neuanlagen,
Vergütung	Zertifikatspreis mit Höhe der Pönale quasi beschränkt
Vertragsdauer	15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher/ Anlagenbetreiber wenn er alleine davon profitiert

3.1.3.13 Spanien

Förderregelung

Erneuerbare Energien werden in Spanien über eine Preisregelung gefördert. Dabei gibt es feste und variable Einspeisetarife, sowie feste und variable Bonusse, zwischen denen sich die Betreiber je nach Anlagengröße entscheiden können. Investitionen in EE-Stromanlagen können von der Unternehmenssteuer abgesetzt werden.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Geothermie, Photovoltaik bis gesamt 371 MW, solarthermische Anlagen bis gesamt 500 MW, Biogas und Biomasse gemeinsam bis gesamt 250 MW, Wasserkraft < 50 MW Wasserkraft < 10 MW bis gesamt 2400 MW, Wellenkraft; Anlagengröße für alle Techniken mit 100 MW beschränkt
Vergütung	fester Tarif für Solar; Wahlrecht zwischen festen Tarif und Bonus für Anlagen < 50 MW, Anlagen > 50 MW Bonus
Vertragsdauer	Solar 25 Jahre, für gesamte Betriebsdauer mit Abschlägen nach 15, 20 oder 25 Jahren, je nach Energieträger
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Netzbetreiber
Netzausbau	ja	ja	Netzbetreiber / Anlagenbetreiber wenn er alleine davon profitiert

3.1.3.14 Vereinigtes Königreich

Förderregelung

Die Stromlieferanten im Vereinigten Königreich sind verpflichtet ihre Kunden mit einer bestimmten Quote aus erneuerbaren Energiequellen zu versorgen. Die Anlagenbetreiber haben keinen rechtlichen Anspruch auf Förderung, die Verpflichteten können frei wählen, von welchem Erzeuger sie den Strom beziehen und ihre Zertifikate erwerben. Außerdem haben die Stromhändler die Möglichkeit einen Ablösebetrag an die Regulierungsbehörde zu bezahlen, falls sie keine Zertifikate erwerben. Der Ablösebetrag war bis März 2009 mit rund 44 Euro/MWh fixiert. Für den Verbrauch von konventionellem Strom muss eine Stromsteuer von industriellen und kommerziellen Betrieben bezahlt werden, dadurch wird EE-Strom

indirekt gefördert. Weiters vergibt der Staat Fördergelder für die Entwicklung und Kommerzialisierung von erneuerbaren Energien.

Zertifikatsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Geothermie, Biogas, Biomasse, Wellen- und Wasserkraft
Vergütung	mit Ablösebetrag ist Zertifikatspreis quasi beschränkt
Vertragsdauer	keine
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Netzbetreiber / Anlagenbetreiber der davon profitiert

3.1.3.15 Bulgarien

Förderregelung

Strom aus erneuerbaren Energien wird in Bulgarien über eine Einspeisevergütung gefördert. Die Tarife werden jährlich mit Bezug auf die Vorjahresverkaufspreise festgesetzt. Die Netzbetreiber sind verpflichtet den Strom von den Anlagenbetreibern abzunehmen und zu übertragen. Die Kosten werden auf die Verbraucher verteilt.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Geothermie, Biogas, Biomasse, Wasserkraft < 10 MW
Vergütung	jährlich festgesetzt, abhängig vom Energieträger
Vertragsdauer	Geothermie und Solar 25 Jahre, Rest 15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	ja	ja	Netzbetreiber

3.1.3.16 Estland

Förderregelung

In Estland können die Erzeuger zwischen einer festen Einspeisevergütung und einem Bonus zusätzlich zum am Markt erzielten Preis wählen. Wird der feste Tarif gewählt, hat ein vom Übertragungsnetzbetreiber bestimmter Stromhändler eine Abnahme- und Vergütungspflicht. Es werden alle erneuerbaren Energieträger gefördert, jedoch darf die Leistung einer Anlage 100 MW nicht übersteigen. Windkraft wird im festen Einspeisetarifmodell nur bis zu einer Gesamtstrommenge von 200 GWh im Jahr gefördert, im Bonussystem bis zu 400 GWh jährlich. Der Einspeisetarif ist einheitlich und für alle Energieträger gleich hoch, auch der Bonus ist einheitlich, jedoch um einiges geringer.

Bonus- oder festes Einspeisetarifsystem (wählbar)	
geförderte Techniken	Anlagen müssen kleiner 100 MW sein; Solar, Geothermie, Biogas, Biomasse, Wasserkraft, Windkraft bis 200 GWh jährlich, 400 GWh im Bonussystem
Vergütung	einheitlicher Tarif / Bonus pro kWh, für alle Energieträger
Vertragsdauer	12 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Netzbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher

3.1.3.17 Lettland

Förderregelung

In Lettland wurde bis zum Jahr 2020 ein fixer Anteil am Endenergieverbrauch festgelegt, der aus erneuerbaren Energien stammen muss. Dabei wurde für jeden einzelnen Energieträger ein bestimmter Anteil und die Vergütungshöhe, gestaffelt nach Anlagengröße, festgesetzt. Die Förderregelung ist also ein Mischsystem aus Quotenmodell und Einspeisevergütung. Die Erzeuger können beim Wirtschaftsministerium das Recht beantragen am Verkaufssystem teilzunehmen, bis die festgesetzte Strommenge erreicht ist. Photovoltaikanlagen werden während ihrer gesamten Laufzeit gefördert, für andere Energieträger beträgt die Vertragsdauer 10 Jahre, danach weitere 10 Jahre mit reduziertem Tarif.

Einspeisetarif-/ Quoten- Mischsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Wasserkraft < 5 MW
Vergütung	fester Tarif, abhängig vom Energieträger und der Anlagengröße, für festgelegte Quote
Vertragsdauer	10 Jahre, danach weitere 10 Jahre mit reduziertem Tarif; Solaranlagen für die gesamte Laufzeit
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber

3.1.3.18 Litauen

Förderregelung

In Litauen werden alle erneuerbaren Energieträger bis auf Geothermie mit festen Einspeisetarifen gefördert. Die Höhe der Vergütung wird nur nach Energieträger differenziert, nicht nach Anlagengröße. Die maximale Fördermenge ist beschränkt, wird aber nach dem tatsächlichen Aufkommen jährlich angepasst und für jeden Energieträger gesondert festgelegt. Die Kosten für diese Förderung trägt im Endeffekt der Endverbraucher. Weiters werden Investitionsbeihilfen aus dem Umweltinvestitionsfond vergeben. Die Beihilfe kann maximal 70 % der Investitionskosten betragen.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft bis 320 GWh, Solar bis 3,2 GWh, Biomasse und Biogas jeweils 127 GWh, Wasserkraft < 10 MW bis 122 GWh jährlich
Vergütung	fester Tarif, abhängig vom Energieträger
Vertragsdauer	keine
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	60 % Anlagenbetreiber, 40 % Verbraucher
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	60 % Anlagenbetreiber, 40 % Verbraucher

3.1.3.19 Malta

Förderregelung

In Malta gibt es für Strom aus Photovoltaikanlagen einen festen Einspeisetarif für Privatpersonen. Dazu wird das Net-metering System verwendet, das den eigenen erzeugten und verbrauchten Strom misst. Der erzeugte Strom wird ins Netz eingespeist, und jede kWh die mehr eingespeist als verbraucht wird, zu einem festen Tarif vom Netzbetreiber vergütet. Einen Investitionszuschuss gibt es für Windkraft- und Photovoltaikanlagen, aber ebenfalls nur für Privatpersonen. Der Zuschuss für Windkraftanlagen beträgt maximal rund 233 Euro, für Photovoltaikanlagen 50 % der Investitionskosten, höchstens jedoch 3.000 Euro.

Investitionsbeihilfen und Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar; beide nur für Privatpersonen
Vergütung	fester Tarif für Solaranlagen / Investitionsbeihilfen für Solar- (max. 3000 Euro) und Windkraftanlagen (max. 233 Euro)
Vertragsdauer	keine
Kostenträger	Netzbetreiber für Einspeisetarif / Staat für Investitionsbeihilfen

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Netzbetreiber
Netzausbau	ja	ja	Netzbetreiber

3.1.3.20 Polen

Förderregelung

Die Stromhändler in Polen sind verpflichtet eine bestimmte Quote an EE-Strom zu beziehen, die sie mit Zertifikaten belegen müssen, die die EE-Stromerzeuger erhalten. Die Quote ist für jedes Jahr bis 2017 festgelegt. Statt Zertifikaten kann auch eine Ersatzzahlung getätigt werden, wird auch das nicht gemacht wird von der Regierung eine Strafzahlung verhängt. Aus dem Fonds für Umweltschutz werden zinsgünstige Kredite vergeben. Die Höhe eines Kredits kann bis zu 75 % der Investitionskosten eines Projekts, jedoch maximal 12 Mio. Euro betragen. Die Mittel für diesen Fond kommen aus den Ersatz- und Strafzahlungen der Stromhändler, wenn sie die vorgegebene Quote der Mengenregelung nicht einhalten. Die Kosten dafür werden auf die Endverbraucher umgelegt. Als weitere Förderung wird den EE-Stromerzeugern die Verbrauchsteuer, die ein Erzeuger für seinen Eigenverbrauch bezahlen muss, erlassen.

Zertifikatsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Geothermie, Biomasse, Biogas, Wasserkraft
Vergütung	Zertifikatspreis mit Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	keine
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber*
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	nein	nein	Verbraucher

***Die Kosten des Netzanschlusses trägt der Anlagenbetreiber durch Zahlung einer pauschalen Netzanschlussgebühr. Die Netzanschlussgebühr für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien mit einer Leistung von unter 5 MW beträgt die Hälfte der üblichen Gebühr.“*

3.1.3.21 Rumänien

Förderregelung

In Rumänien werden die Erneuerbaren über ein Quotenmodell mit Zertifikathandel gefördert. Die für die Stromlieferanten einzuhaltende Quote ist für jedes Jahr bis 2020 festgelegt. Je nach Energieträger erhalten die Erzeuger 0,5 bis 4 Zertifikate pro erzeugter MWh, die sie am Markt verkaufen können, wobei für jeden Energieträger nur eine bestimmte Menge an Zertifikaten ausgegeben wird. Für die Zertifikate wurde bis 2014 ein Mindestpreis von 27 Euro und ein Höchstpreis von 55 Euro festgelegt. Bei Nichteinhaltung der Quote ist für jedes fehlende Zertifikat eine Strafe von 70 Euro zu bezahlen.

Zertifikatsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Wasserkraft < 10 MW
Vergütung	Mindest- und Höchstpreis für Zertifikate festgelegt
Vertragsdauer	15 Jahre, erneuerte Wasserkraftanlagen 10 Jahre, alte 3 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	*ja	nein	*Anlagen- und Netzbetreiber

*Bis zum Netzanschlusspunkt ist der Netzbetreiber verpflichtet das Netz auszubauen, wenn dies für den Anschluss der Anlage erforderlich ist. Die Kosten dafür muss der Netzbetreiber nur dann ganz übernehmen wenn der Ausbau im Investitionsplan vorgesehen ist. Sonst muss auch der Anlagenbetreiber die Kosten teilweise tragen. Ab dem Netzanschlusspunkt bis zur Anlage ist der Anlagenbetreiber für Netzausbau und Kosten verantwortlich.

3.1.3.22 Slowakei

Förderregelung

In der Slowakei haben die Netzbetreiber eine Abnahme- und Vergütungspflicht gegenüber den Anlagenbetreibern zu einem festen Tarif. Gefördert werden Anlagen nur bis zu einer Leistung von 10 MW, Windkraftanlagen bis 15 MW. D.h. auch größere Anlagen bekommen für die erzeugte Energie anteilmäßig entsprechend der Leistung bis 10 bzw. 15 MW eine Vergütung. Jedoch wird nur bis zu einer Gesamterzeugungsleistung von 125 MW gefördert. Die Vergütungshöhe hängt von Energieträger, Anlagenleistung und Zeitpunkt der Inbetriebnahme ab. Sie wird allerdings um einen bestimmten Prozentsatz vermindert, wenn für die Anlage ein Investitionszuschuss gewährt wurde. Der Zuschuss kann je nach Region bis zu 50 % der Investitionskosten, und je nach Subventionsschema bis zu 6 Mio. Euro betragen. Die EE-Stromerzeuger sind außerdem noch von der Stromverbrauchssteuer befreit.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft < 15 MW, Solar < 10 MW, Biomasse < 10 MW, Biogas < 10 MW, Geothermie < 10 MW, Wasserkraft < 10 MW
Vergütung	Tarif ist abhängig vom Energieträger und der Leistung
Vertragsdauer	15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Netz- und Anlagenbetreiber gemeinsam
Netznutzung	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Netz- und Anlagenbetreiber gemeinsam

3.1.3.23 Slowenien

Förderregelung

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Slowenien über eine Preisregelung gefördert. Der Anlagenbetreiber kann zwischen einem festen Einspeisetarif und einem Bonus zusätzlich zum am Markt erzielten Preis wählen. Im festen Einspeisetarifmodell darf die Anlage eine maximale Leistung von 5 MW haben, nur Wasserkraftwerke werden bis 10 MW Engpassleistung gefördert. Im Bonussystem dürfen Windkraft-, Biomasse- und Biogasanlagen eine maximale Leistung von 125 MW besitzen, Wasserkraftwerke max. 10 MW und Photovoltaikanlagen max. 5 MW. Die Vergütungshöhe ist in beiden Systemen nach Energieträger und Anlagengröße differenziert. Ein weiteres Förderinstrument in Slowenien ist die Investitionsbeihilfe, die ausgeschrieben wird. Förderfähig sind nur die Mehrkosten, die durch erneuerbare Energieträger entstehen. Davon werden grundsätzlich bis zu 40 % subventioniert, in Ausnahmefällen bis zu 60 %. Vom slowenischen Umweltfonds werden außerdem noch zinsgünstige Kredite vergeben.

Bonus- oder festes Einspeisetarifsystem (wählbar)	
geförderte Techniken	im festen Einspeisetarifsystem: Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, alle < 5 MW, Wasserkraft < 10 MW, im Bonussystem: Windkraft, Biomasse, Biogas, Geothermie, alle < 125 MW, Wasserkraft < 10 MW, Solar < 5 MW
Vergütung	Tarif/Bonus ist abhängig vom Energieträger und der Leistung
Vertragsdauer	im festen System 15 Jahre; im Bonussystem keine Befristung
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Netzbetreiber*

*Bei überdurchschnittlich hohen Kosten muss der Anlagenbetreiber einen Teil der Kosten tragen.

3.1.3.24 Tschechische Republik

Förderregelung

In Tschechien haben die Anlagenbetreiber die Wahl zwischen einem festen Einspeisetarif und einem Bonus zusätzlich zum erzielten Marktpreis. Einen Anspruch auf den Bonus haben auch Anlagenbetreiber, die nur zum Eigenverbrauch erzeugen. Ansonsten sind die Netzbetreiber verpflichtet den Strom abzunehmen und zu vergüten. Die Vergütungshöhe ist für jeden Energieträger gesondert festgelegt. Die Kosten werden auf die Endverbraucher

verteilt. Die EE-Stromerzeuger sind außerdem noch von der Einkommensteuer befreit. Des Weiteren werden erneuerbare Energien durch verschiedene Subventionsprogramme gefördert. Die Höhe der Subvention ist von der Unternehmensgröße und der Region abhängig, sie kann maximal rund 3,9 Mio. Euro betragen. Aus dem europäischen Fonds für regionale Entwicklung werden in Tschechien auch zinsgünstige Kredite vergeben.

Bonus- oder festes Einspeisetarifsystem (wählbar)	
geförderte Techniken	Windkraft < 20 MW, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Wasserkraft < 10 MW
Vergütung	Tarif/Bonus ist abhängig vom Energieträger und der Leistung
Vertragsdauer	20 Jahre (seit 2008, vorher 15 Jahre), Wasserkraft 30 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber

3.1.3.25 Ungarn

Förderregelung

In Ungarn werden alle erneuerbaren Energieträger über einen festen Einspeisetarif gefördert, wobei die Stromhändler verpflichtet sind den Strom abzunehmen. Die Höhe der Vergütung hängt in erster Linie von der Leistung der Anlage ab. Außerdem spielt die geographische Lage und die Tageszeit eine Rolle. Für Strom aus Photovoltaik gibt es einen Fixtarif. Die Dauer der Förderung ist mit der Amortisationsdauer der Anlage beschränkt. Die Kosten trägt im Endeffekt der Verbraucher.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Wasserkraft
Vergütung	Tarif ist abhängig vom Energieträger, Leistung, geographischer Lage und der Tageszeit
Vertragsdauer	maximal bis zur Amortisierungsdauer der Anlage
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	ja	Verbraucher
Netznutzung	ja	ja	Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher

3.1.3.26 Zypern

Förderregelung

In Zypern werden Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Biogas mit einem festen Vergütungssatz gefördert. Die Stromhändler zahlen dem Erzeuger dabei nur den Marktpreis, die Differenz zur festgelegten Mindestvergütung wird aus einem speziell eingerichteten Fonds bezahlt, der durch die Endverbraucher gespeist wird. Die Höhe der Mindestvergütung ist vom Energieträger abhängig, nur bei Photovoltaikanlagen wird bezüglich der Leistung differenziert. Für Photovoltaikanlagen bis 20 kW, Windkraftanlagen bis 30 kW und kleine Wasserkraftanlagen können Investitionsbeihilfen beantragt werden. Maximal werden 55 % der Investitionssumme gefördert, bei Windkraftanlagen jedoch max. 51.500 Euro, bei Photovoltaikanlagen max. 65.000 Euro. Für Wasserkraftanlagen ist der maximale Förderanteil mit 40 % der Investitionskosten und max. 105.000 Euro beschränkt.

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Wasserkraft nur über Subvention
Vergütung	Tarif ist abhängig vom Energieträger, bei Solar von der Leistung
Vertragsdauer	20 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	50 % Anlagenbetreiber 50 % Netzbetreiber*
Netznutzung	ja	ja	Netzbetreiber und Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Netzbetreiber

*Die Netzbetreiber haben die Möglichkeit die Kosten auf die Netznutzer umzulegen.

3.2 Norwegen

Förderregelung

Obwohl Norwegen nicht zur EU gehört, hat die Regierung die Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien übernommen. Ihr Ziel ist bis 2016 30 TWh zusätzlich zum Stand von 2001 aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Dieses Ziel beinhaltet sowohl die Strom- als auch Wärmeenergieerzeugung. In Norwegen stammen 99 % der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Mit Schweden gemeinsam wollte Norwegen mit Anfang 2004 ein Zertifikatsystem einführen, aufgrund von Unstimmigkeiten kam es bisher nicht dazu. Deshalb wurde vorübergehend ein Einspeisetarifsystem eingeführt, welches seit 2008 in Kraft ist. Gefördert wird die Erzeugung aus Windkraft, Biomasse und Wasserkraft. Für letztere allerdings nur 3 MW der Kapazität eines Kraftwerks. Auch existierende Kraftwerke werden gefördert, um die Kapazität zu erweitern. Die Kosten dafür werden von einem staatlichen Fonds getragen. [42]

Einspeisetarife	
geförderte Techniken	Windkraft, Biomasse, Wasserkraft für 3 MW der Kapazität
Vergütung	abhängig vom Energieträger
Vertragsdauer	15 Jahre
Kostenträger	Staat

Netzzugangsregelung

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher / Anlagenbetreiber
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher / Anlagenbetreiber*

*Dient der Netzausbau nur dem Anlagenbetreiber, muss er diesen selbst bezahlen. In vermaschten Netzen, bei denen der Nutzen nicht direkt zugeordnet werden kann, muss der Netzbetreiber für den Ausbau aufkommen, er kann die Kosten aber auf seine Kunden abwälzen. [43]

3.3 Schweiz

Förderregelung

Die Schweiz hat sich zum Ziel gesetzt im Jahr 2030 um 5.400 GWh mehr aus erneuerbaren Energien zu erzeugen als im Jahr 2000. Davon sollen 2.000 GWh auf die Erzeugung aus Wasserkraft entfallen. Zur Erreichung dieser Ziele werden die erneuerbaren Energiequellen mittels Einspeisevergütung gefördert, wobei die EVU eine Abnahmepflicht für den EE-Strom haben. Die Vergütung für Wasserkraftwerke besteht aus einer Grundvergütung, die sich nach der Leistung der Anlage differenziert, und aus verschiedenen Bonussen. Der so genannte Druckstufenbonus berücksichtigt die Fallhöhe der Anlage. Je nach Höhe der Kosten für den Wasserbau in Relation zu den Gesamtinvestitionskosten gibt es einen Wasserbaubonus, der auch nach der Leistung der Anlage differenziert. Bei Photovoltaikanlagen richtet sich die Vergütungshöhe neben der Leistung auch danach, ob es sich um eine freistehende, angebaute oder integrierte Anlage handelt. Integriert sind Anlagen, bei denen die Photovoltaikmodule eine Doppelfunktion haben, z.B. als Fassadenelement in Bauten verwendet werden. Bei Biomasse- und Biogasanlagen ist die Vergütungshöhe vom Wärmenutzungsgrad der Anlage abhängig. Die Kosten der Förderung werden über den Strompreis auf die Endverbraucher abgewälzt, diese dürfen allerdings nicht mehr als 0,6 Rappen pro kWh (ca. 0,41 €ct) betragen. Insgesamt soll ein Unterstützungsvolumen von 247 Mio. Franken (ca. 170 Mio. Euro) zur Verfügung stehen. Die Wasserkraft darf davon maximal 50 % beanspruchen. Der Anteil der Photovoltaik ist abhängig von dessen Unterstützungsbedarf, er kann zwischen 5 % und 30 % liegen. Für alle anderen Energieträger sind ebenfalls 30 % festgelegt. Weiters werden Pilot- und Demonstrationsanlagen über Investitionszuschüsse subventioniert. [26, 27]

Einspeisetarifsystem	
geförderte Techniken	Windkraft, Photovoltaik, Geothermie, Biomasse, Biogas Wasserkraft < 10 MW
Vergütung	abhängig vom Energieträger und von der Leistung, jährliche Absenkung, konstant für Vergütungsdauer
Vertragsdauer	25 Jahre für Photovoltaik, Wasserkraft, 20 Jahre für Biomasse, Biogas, Geothermie, Windkraft
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung [26, 28]

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	ja	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Verbraucher

3.4 United States of America (USA)

Einleitend wird die Förderlandschaft der föderalen Ebene betrachtet, dazu zählen die Energiestrategie, die Förder- und Netzzugangsregelungen sowie die Entwicklung des Stroms aus erneuerbaren Energien und ein Überblick der Förderregelungen von Staaten, deren Netze von den so genannten „Regional Transmission Operators“ (RTO) und „Independent System Operators“ (ISO) verwaltet werden. Diese sind PJM Interconnection (PJM), Midwest Independent Transmission System Operator (MISO), Southwest Power Pool (SPP), Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), California ISO (CAISO), der ISO New England (ISO-NE) und der New York ISO (NYISO) [33]. Die Förderregelungen der Staaten, die sich in den Gebieten dieser RTO/ISO befinden, werden anschließend genauer betrachtet. Als Quelle diente die „Database of State Incentives for Renewables and Efficiency“ (DSIRE) [24], die vom N.C. Solar Center und vom Interstate Renewable Energy Council betrieben, und durch das U.S. Department of Energy finanziert wird.

3.4.1 Föderale Ebene

3.4.1.1 Energiestrategie

Die Energiestrategie der USA ist im so genannten „State Energy Program“, das vom „Department of Energy“ erarbeitet wurde, festgelegt. Eines der Ziele ist die Erhöhung der Marktakzeptanz von erneuerbaren Energien. Dazu sollen Marktbarrieren abgebaut werden, und der Wert der erhöhten Nutzung von Erneuerbaren aufgezeigt werden [29]. Ein konkretes Ziel bezüglich der Nutzung erneuerbarer Energien gibt es nicht.

3.4.1.2 Förderregelung

Auf föderaler Ebene gibt es einige finanzielle Anreize für die Nutzung erneuerbarer Energien, regulatorische Maßnahmen zur Förderung werden von den einzelnen Staaten vorgegeben. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wird föderal einerseits durch „Production Tax Credits“ gefördert, die einer Steuergutschrift pro erzeugter kWh entsprechen. Stattdessen kann auch eine Steuervergünstigung bezogen auf die Investitionskosten in Anspruch genommen werden, der so genannte „Investment Tax Credit“. Eine weitere Möglichkeit der Förderung ist der „Renewable Energy Grant“, ein Investitionszuschuss, der z.B. für Photovoltaik- und Windkraftanlagen eine Höhe von 30 % der Investitionskosten beträgt. Auch für Privatpersonen gibt es Anreize erneuerbare Energien zu nutzen, z.B. den „Residential Renewable Energy Tax Credit“, der eine Steuervergünstigung in der Höhe von 30 % der Investitionskosten für z.B. Photovoltaikanlagen erlaubt. In fast allen Staaten ist „Net

Metering“ implementiert, d.h. es ist für alle Verbraucher möglich ihren eigenen Strom zu erzeugen und diesen, im Falle des Überschusses ins Netz einzuspeisen. [24]

In den USA ist der „Renewable Portfolio Standard“ (RPS) weit verbreitet. Dieser entspricht einem Quotensystem, bei dem die Stromlieferanten einen bestimmten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Quellen beziehen müssen. Die Ausführung dieser RPS ist in den einzelnen Staaten jedoch sehr unterschiedlich. Der Staat Iowa führte bereits im Jahr 1984 einen solchen Standard ein, in den 90ern folgten einige Staaten diesem Beispiel, sodass bis zum Jahr 2000 12 Staaten einen RPS etabliert hatten. Mittlerweile (Stand April 2010) sind es 29 Staaten und Washington D.C., die einen Renewable Portfolio Standard eingeführt haben. Sechs weitere Staaten haben sich ein „Renewable Portfolio Goal“ (RPG), ein nicht verbindliches Ziel für die Nutzung erneuerbarer Energien, gesetzt. In Abbildung 26 sind alle Staaten mit RPS in rot dargestellt, die mit RPG in orange. In den gelben Kästen steht die angestrebte Quote bis zum angegebenen Jahr. Die Staaten, die mit einem Sonnensymbol markiert sind haben für solare Energienutzung eine eigene Quote festgelegt. Der blaue Tropfen bedeutet, dass zur Erfüllung der Quote auch die solare Warmwasserbereitung zählt. Begründet wird dies durch die Einsparung von Strom, der sonst für die Heizung verwendet worden wäre. [24]

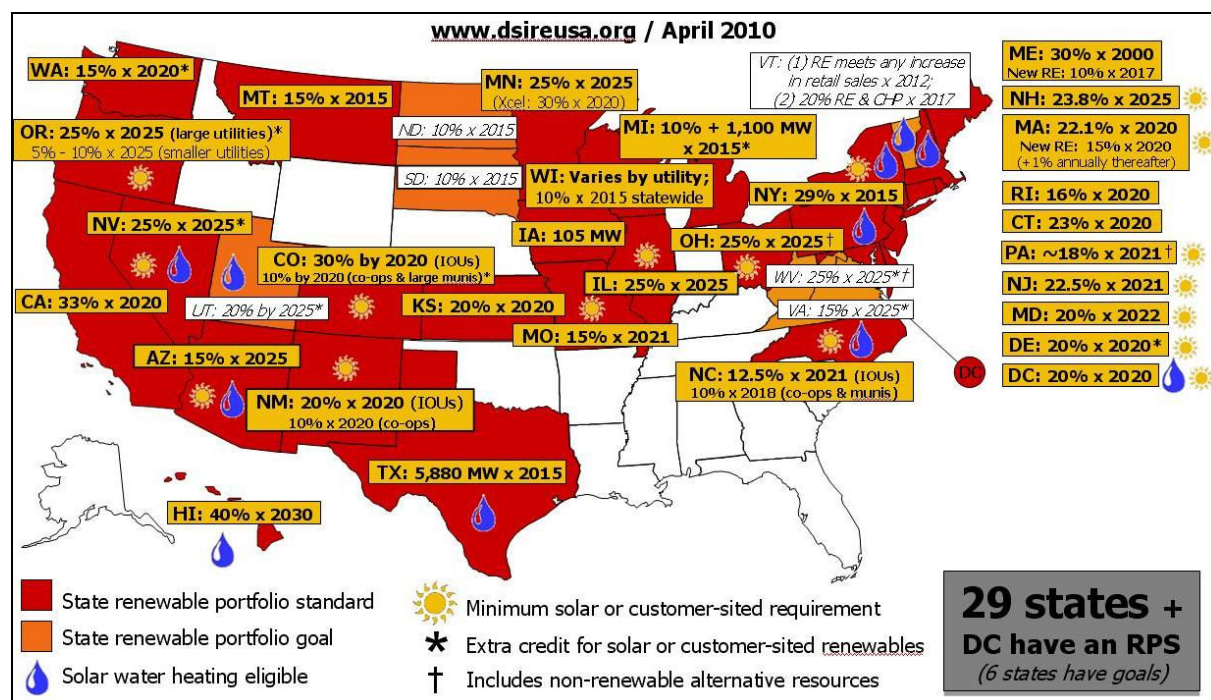


Abbildung 26: Renewable Portfolio Standards in den USA [24]

Tabelle 4 zeigt eine Übersicht der verwendeten Förderinstrumente in den für diese Arbeit ausgewählten Märkten der USA. Die Tabelle wird im Anschluss erläutert.

Tabelle 4: Übersicht der Förderregelungen der ausgewählten Staaten

Staat			zusätzliche Förderinstrumente			
	RPS	Zertifikat-handel	Steuer-anreize	Investitions-zuschuss	Kredite	Erzeugungszuschuss
PJM						
Delaware	x	x		x		
Maryland	x	x	x	x	x	x
New Jersey	x	x	x	x	x	x
North Carolina	x	x	x	x	x	
Ohio	x	x	x	x	x	
Pennsylvania	x	x	x	x	x	x
Tennessee			x	x	x	
Virginia	RPG	x	x		x	
West Virginia	RPG	x	x			
Washington D.C.	x	x				
MISO						
Illinois	x	x	x	x	x	
Indiana			x	x		
Iowa	x	x	x	x	x	
Kentucky			x	x	x	
Michigan	x	x	x	x		
Minnesota	x	x	x	x	x	x
Missouri	x	x	x		x	
Montana	x	x	x		x	
North Dakota	RPG	x	x			
South Dakota	RPG	x	x			
Wisconsin	x	x	x	x	x	
ISO-NE						
Connecticut	x	x	x	x	x	
Maine	x	x	x		x	x
Massachusetts	x	x	x	x	x	x
New Hampshire	x	x	x		x	
Rhode Island	x	x	x	x	x	
Vermont	RPG		x	x	x	x
SPP						
Kansas	x	x	x		x	
Nebraska			x		x	
Oklahoma			x		x	
CAISO California	x	eingeschränkt	x		x	x
NYISO New York	x	in Entwicklung	x	x	x	
ERCOT Texas	x	x	x	x	x	

Die meisten Staaten haben einen Renewable Portfolio Standard etabliert. Zusätzlich gibt es in fast allen Staaten steuerliche Anreize und staatliche Kredite für die Nutzung erneuerbarer Energien. Sämtliche Staaten haben auch Förderprogramme entwickelt, die die Erneuerbaren mit Investitionsbeihilfen unterstützen. In ein paar Staaten wird die Produktion von EE-Strom pro erzeugter Einheit mittels Erzeugungszuschüssen gefördert, dies ist mit Einspeisetarifen zu vergleichen, die Vergütung ist jedoch oft nur auf Strom aus Photovoltaik beschränkt oder zu gering um als alleiniges Förderinstrument zu fungieren. Teilweise werden die Einspeisetarife auch mittels Ausschreibungsverfahren vergeben, die mit einer gewissen Kapazität beschränkt sind.

3.4.1.3 Entwicklung der Erzeugungskapazität von erneuerbaren Energiequellen

Wie in Abbildung 27 zu sehen ist, steigt die Erzeugungskapazität der Erneuerbaren in den USA hauptsächlich durch die Windkraft. Dessen Kapazität stieg von knapp 9 GW im Jahr 2005 auf über 33 GW im Jahr 2009. Ein Anstieg ist auch bei den Solaranlagen zu verzeichnen, die Kapazität stieg von rund 400 MW auf 600 MW. Hingegen ist bei der Stromerzeugung aus Biomasse nur ein geringer und bei der Geothermie fast kein Kapazitätswachstum zu sehen. Laut dem „Lawrence Berkeley National Laboratory“ sind für diesen Anstieg der Windkraft nicht nur die RPS der einzelnen Staaten verantwortlich, sondern auch die föderale Steuerpolitik. Es wird geschätzt, dass zwischen 2001 und 2006 über 50 % des Kapazitätswachstums zumindest teilweise durch die staatliche RPS Politik motiviert war. [36]

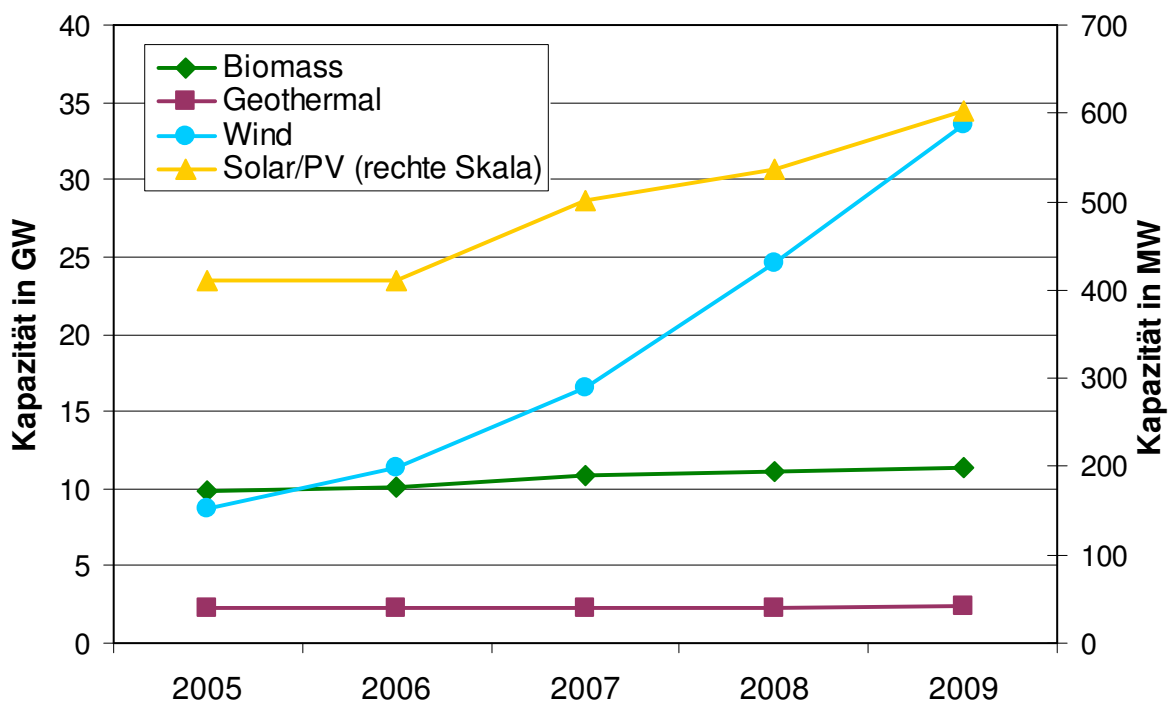


Abbildung 27: Entwicklung der Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien, USA [35]

3.4.1.4 Zertifikatsysteme

In den USA sind staatenübergreifende Zertifikatsysteme etabliert. Diese erstrecken sich meist über die Staaten eines RTO/ISO (siehe Abbildung 28).

- "Generation Attribute Tracking System" (GATS): PJM
- "New England Power Pool's Generation Information System" (GIS): ISO-NE
- "Midwest Renewable Energy Tracking System" (M-RETS): Teile des MISO
- "Electric Reliability Council of Texas" (ERCOT): Texas
- "Western Renewable Energy Generation Information System" (WREGIS): WECC

Das WREGIS bedient das "Western Electricity Coordinating Council" (WECC), das mittlerweile 14 U.S. Staaten, zwei kanadische Provinzen, und einen Teil des mexikanischen Staats Baja California umfasst.

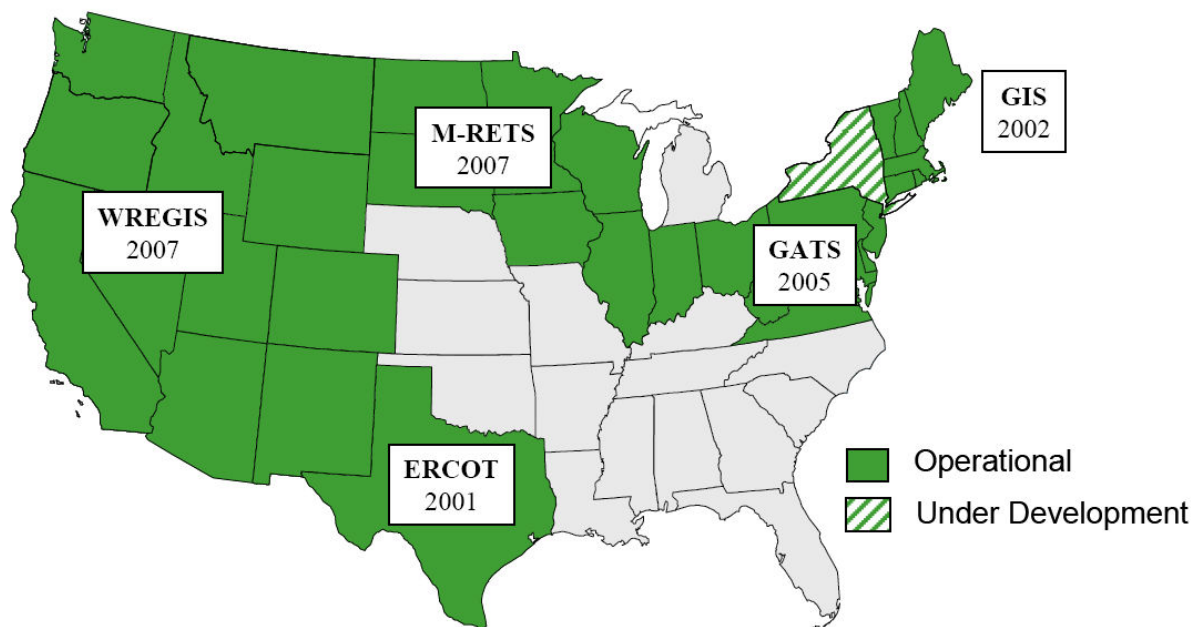


Abbildung 28: Zertifikatsysteme in den USA [30]

3.4.1.5 Netzzugangsregelung

In den USA werden die Anlagenbetreiber, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, beim Netzzugang nicht vorrangig behandelt. Aufgrund der sich ändernden Gegebenheiten durch die mögliche dezentrale Elektrizitätserzeugung, wurde allerdings ein Gesetz auf föderaler Ebene erlassen, dass den nicht diskriminierenden Zugang zum Übertragungsnetz gewährleisten soll. Weiters wurden Regelungen getroffen, wie ein Netzzugangsverfahren verlaufen muss, und dazugehörige Verträge geschlossen werden müssen. Die Details dazu sind in [31, 32] zu finden.

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber*

*Der Anlagenbetreiber hat Anspruch auf Rückerstattung der Kosten vom Netzbetreiber, durch die Einnahmen der Netznutzungsgebühren.

3.4.2 PJM Interconnection

Der PJM-Markt erstreckt sich über die Staaten oder größten Teile von Delaware, Maryland, New Jersey, Ohio, Pennsylvania, Virginia, West Virginia, Washington D.C. und kleine Teile von Indiana, Illinois, Kentucky, Tennessee, North Carolina und Michigan. Acht dieser Staaten und der District of Columbia haben einen „Renewable Portfolio Standard“ (RPS), Virginia und West Virginia ein „Renewable Portfolio Goal“. Nur Indiana, Kentucky und Tennessee haben keine Vorgaben bezüglich erneuerbarer Energien. Die Staaten Illinois, Indiana, Kentucky und Michigan werden hauptsächlich vom MISO-Markt bedient und sind deshalb dort eingliedert. Als Herkunftsnachweis für Strom aus erneuerbaren Energien wird im PJM Markt das „Generation Attribute Tracking System“ (GATS) verwendet, dass im Jahr 2004 in New Jersey eingeführt wurde und in den folgenden Jahren auf weitere Staaten ausgedehnt wurde. Mit GATS wird pro erzeugter MWh ein Zertifikat erstellt. Die Zertifikate können unter den Staaten gehandelt werden um ihre Ziele zu erreichen. Den Netzzugang versucht PJM für alle Erzeuger zu erleichtern, jedoch ist es nicht erlaubt erneuerbare Energiequellen zu bevorzugen. [34]

3.4.2.1 Delaware

In Delaware wurde ein RPS eingeführt, der die Stromhändler verpflichtet eine jährlich fixierte Quote bis 2020 zu erfüllen, wobei für Photovoltaik eine gesonderte Quote festgelegt ist. Dafür müssen Zertifikate erworben werden, die aus der Windkraftherzeugung werden mit 150 % für die Quotenerfüllung bewertet, Offshore sogar mit 350 %. Bei Nichteinhaltung der Quote sind Ersatzzahlungen pro MWh zu leisten, die Ersatzzahlungen für die Fehlmengen für Strom aus PV sind um einiges höher. Die Einnahmen daraus speisen einen Fonds mit dem Demonstrationsprojekte durch Investitionszuschüsse, in der Höhe von 25 % der Investitionskosten bis max. 200.000 \$, gefördert werden. Die Ersatzzahlungen können nicht wie die anderen durch den RPS entstandenen Kosten auf die Verbraucher abgewälzt werden.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Gezeitenkraft Wellenkraft, Brennstoffzellen, Wasserkraft < 30 MW,
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.2 Maryland

In Maryland wurde ein RPS bis 2022 eingeführt, der eine extra Quote für Photovoltaik enthält. Die Stromhändler sind verpflichtet diese mittels Kauf von Zertifikaten zu erfüllen und müssen Ersatzzahlungen bei Nichterfüllung in einen Fonds leisten. Die Höhe der Ersatzzahlung ist für die Photovoltaikquote gesondert festgelegt. Wasserkraftwerke > 30 MW haben eine eigene Quote, wobei diese nicht steigt, sondern im Jahr 2019 zu Null wird. Biogas und Windkraft werden speziell gefördert, indem die Zertifikate mit 110 % gewertet werden. Kauft ein Stromhändler Zertifikate direkt beim Photovoltaikanlagenbetreiber, ist er verpflichtet einen Vertrag über die Abnahme von mindestens 15 Jahren einzugehen. Mit dem Fonds, der durch die Ersatzzahlungen gespeist wird, werden Investitionszuschüsse und Darlehen für die Nutzung erneuerbarer Energien vergeben. Außerdem gibt es noch steuerliche Entlastungen für den Betrieb von Anlagen mit erneuerbaren Energiequellen.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Gezeitenkraft Wellenkraft, Brennstoffzellen, Wasserkraft < 30 MW,
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	Solar 15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.3 New Jersey

In New Jersey ist ein RPS mit jährlich steigender Quote bis 2021 festgelegt. Mit Photovoltaik sollen im Jahr 2026 und jedem Jahr danach 5.300 GWh erzeugt werden. Für Wasserkraftwerke bis zu einer Leistung von 30 MW ist eine konstante Quote bis 2021 vorgesehen. Die Stromlieferanten sind verpflichtet diese Vorgaben zu erfüllen und mit Zertifikaten zu belegen. Für die Fehlmenge sind Ersatzzahlungen zu leisten, die sich auf 50 \$ pro MWh belaufen. Für die Fehlmenge des Stroms aus Photovoltaik, ist die Ersatzzahlung von 2009 bis 2016 jährlich fallend von rund 700 \$ auf 600 \$ pro MWh festgesetzt. Die Einnahmen daraus werden für Demonstrationsprojekte erneuerbarer Energiequellen verwendet.

Außerdem werden für Biomasse-, Biogas- und Windkraftanlagen größer 1 MW Produktionszuschüsse in Form von Einspeisetarifen ausgeschrieben. Das Gesamtbudget für diese Förderung beträgt im Jahr 2010 6,2 Mio. Dollar. Auch Investitionszuschüsse, Darlehen und Steuervergünstigungen werden in New Jersey geboten.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Gezeitenkraft, Wellenkraft, Brennstoffzellen, Wasserkraft < 30 MW
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	Für Solar max. 15 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.4 North Carolina

In North Carolina wurde ein RPS eingeführt, der jährliche Quoten für den Anteil erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bis 2021 festlegt, wobei zwischen kommunalen Versorgungsunternehmen und privaten EVU unterschieden wird. Für solare Energie, die energetische Nutzung von Schweinemist und Geflügelmist sind gesonderte Quoten festgelegt. Bei diesem RPS werden auch Energieeffizienzmaßnahmen zur Zielerreichung berücksichtigt. Die Quoten sind mit Zertifikaten zu belegen, die zu einem Teil auch von anderen Staaten zugekauft werden können. Die für die Stromversorger entstandenen Kosten können auf die Endverbraucher abgewälzt werden, sind aber durch Maximalbeträge beschränkt. Durch das „NC GreenPower“ Programm werden Produktionszuschüsse pro erzeugter kWh vergeben, die vom Energieträger abhängig sind, und eine wirtschaftliche Nutzung gewährleisten sollen. Weiters gibt es steuerliche Vergünstigungen und zinsgünstige Darlehen für die Nutzung von erneuerbaren Energien. Die Bonusregelung der TVA aus Tennessee ist auch in North Carolina gültig.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Gezeitenkraft, Wellenkraft, Wasserkraft 10 < MW
Vergütung	nicht gesetzlich geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.5 Ohio

In Ohio ist ein RPS bis 2024 etabliert, der alle Stromhändler mit Ausnahme kommunaler Unternehmen und Genossenschaften verpflichtet eine bestimmte Quote zu erfüllen. Für die Stromproduktion aus solarer Energie ist eine gesonderte Quote festgelegt. 50 % der Quote müssen durch Anlagen aus dem Inland abgedeckt werden, die restlichen 50 % dürfen von anderen Staaten zugekauft werden. Die Erfüllung der Vorgabe wird mit Zertifikaten belegt. Wird die Quote nicht erreicht sind Pönalen zu bezahlen, die momentan bei 45 \$/MWh liegen. Für die Fehlmenge von Strom aus solarer Energie beträgt die Pönale für die Jahre 2010 und 2011 400 \$/MWh, danach wird sie alle zwei Jahre bis 2024 um 50 \$ gesenkt. Die Einnahmen aus diesen Strafzahlungen werden für die Förderung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienzmaßnahmen verwendet. Die entstandenen Kosten durch die Strafzahlungen können von den Stromhändlern nicht an die Verbraucher weitergegeben werden. Eine weitere Form der Förderung in Ohio sind Steuererlässe und zinsgünstige Kredite.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Brennstoffzellen Wasserkraft (ohne Leistungsbeschränkung),
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Pönale quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.6 Pennsylvania

Der Staat Pennsylvania hat einen RPS etabliert, der jährliche Quoten an alternativem Strom bis zum Jahr 2021 festlegt, an die sich die Stromhändler halten müssen. Der Ausdruck „alternativer Strom“ wird hier verwendet, da nicht nur erneuerbare Techniken zur Quotenerfüllung zulässig sind, sondern auch die Kohlevergasung und Strom aus der Nutzung von Grubengas und Abfallkohle. Eine Quotenvorgabe gibt es für zwei Gruppen von Energieträgern. Die eine enthält Strom aus Solarenergie, Windkraft, KWK, Geothermie, Biomasse, Biogas, Grubengas und Brennstoffzellen, die zweite Gruppe enthält unter anderem große Wasserkraftwerke, Abfallkohle, Müll und Kohlevergasung. Der Anteil von Strom aus Photovoltaik ist gesondert vorgegeben. Für die Erfüllung der Quote müssen Zertifikate erworben werden, die aus dem Inland oder dem PJM-Markt stammen. Da ein Teil Pennsylvanias zum MISO-Territorium gehört, sind dort auch Zertifikate auch aus dem MISO-Markt gültig. Eine weitere Möglichkeit die Quote zu erfüllen sind Ersatzzahlungen, die allerdings nicht auf die Verbraucher abgewälzt werden können. Der Preis dafür liegt bei 45 \$/MWh, für die Solarquote richtet sich der Preis nach dem Marktwert der Zertifikate. Die

Einnahmen aus den Ersatzzahlungen werden für alternative Energieprojekte verwendet, z.B. bekommen Solarstromerzeuger eine Vergütung pro erzeugter kWh, die sich auch nach dem Marktpreis richtet. Außerdem werden die alternativen Energien mit zinsgünstigen Krediten, Investitionszuschüssen und steuerlichen Vergünstigungen gefördert.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Brennstoffzellen Wasserkraft, Grubengas, Kohlevergasung, Abfallkohle
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.7 Tennessee

Der Staat Tennessee bietet Investitionsbeihilfen über 40 % der Projektkosten, bis max. 75.000 \$ und Darlehen für kleine Unternehmungen. Für Windkraftanlagen gibt es außerdem noch steuerliche Vergünstigungen. Der staatliche Energieerzeuger TVA in Tennessee zahlt einen fixen Bonus pro kWh an die Erzeuger mit einer maximalen Anlagenleistung von einem MW. Für Strom aus Photovoltaik wird ein Bonus von 0,12 \$/KWh zusätzlich zum Marktpreis bezahlt, für Windkraft, Kleinwasserkraft und Biomasse 0,03 \$/KWh. Zusätzlich gibt es für alle neuen Anlagen eine einmalige Zahlung von 1000 \$. Insgesamt soll eine Kapazität von 200 MW erreicht werden. Diese Förderung gilt allerdings auch in den Staaten Kentucky, North Carolina, Virginia, Alabama, Mississippi und Georgia.

Investitionsbeihilfen	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Brennstoffzellen
Vergütung	40 % der Projektkosten, bis max. 75.000 \$
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Staat

3.4.2.8 Virginia

Virginia hat ein Renewable Portfolio Goal, ein Ziel auf freiwilliger Basis, für die EVU bis zum Jahr 2025 mit mehreren Zwischenzielen gesetzt. Der Staat bietet den Unternehmen erhöhte Profite, wenn diese Ziele erreicht werden. Zur Bescheinigung von EE-Strom werden Zertifikate vergeben. Strom aus Onshore-Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden für die Zertifikatausstellung doppelt bewertet, Offshore-Windkraft dreifach. Der Strom muss in Virginia oder in der PJM Region gekauft oder erzeugt werden. Die Bonusregelung der TVA aus Tennessee ist auch in Virginia gültig.

Renewable Portfolio Goal mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Gezeitenkraft, Wellenkraft, Wasserkraft
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.9 West Virginia

In West Virginia wurde ein RPS eingeführt, der bis zum Jahr 2025 eine Quote zur Nutzung von alternativen und erneuerbaren Energien festlegt, und die Stromlieferanten, welche mehr als 30.000 Kunden versorgen, zur Einhaltung verpflichtet. Für die Erneuerbaren ist keine gesonderte Quote festgelegt, daher ist zur Quotenerfüllung die Nutzung erneuerbarer Energien nicht unbedingt notwendig. Zu den alternativen Energien zählen z.B. Methangas, Abfallkohle, flüssige oder gasförmige Kohle. Deswegen ist bezüglich erneuerbarer Energieträger nur von einem RPG, einem unverbindlichen Ziel, zu sprechen. Die Quote ist mit Zertifikaten zu belegen, die mit einem speziellen Zertifikatsystem erstellt werden. Dabei werden die erneuerbaren allerdings höher bewertet, da für eine MWh zwei Zertifikate ausgestellt werden, bei den alternativen Energien nur ein Zertifikat pro MWh. Für Methangas gibt es eine Beschränkung, es dürfen damit nur 10 % der Quote erfüllt werden. Nur Strom der in West Virginia oder der PJM-Zone erzeugt oder gekauft wurde ist zur Erfüllung der Quote verwendbar. Zur Forcierung der Windkraft gibt es steuerliche Vergünstigungen.

Renewable Portfolio Goal mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Biogas, Wasserkraft, Geothermie, Brennstoffzellen, Biodiesel, alternative Kohlenutzung, Methangas,
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.2.10 Washington D.C.

In Washington D.C. wurde ein RPS bis 2020 etabliert, der die Stromlieferanten verpflichtet eine vorgegebene Quote an EE-Strom zu beziehen. Für Strom aus Solarenergie wurde eine eigene Quote fixiert. Auch für Wasserkraft gibt es eine gesonderte Quote, die allerdings jährlich fällt und 2020 zu Null wird. Zur Erfüllung der vorgegebenen Strommenge müssen entsprechend viele Zertifikate erworben, und für die Fehlmenge Ersatzzahlungen geleistet werden. Die Höhe der Ersatzleistungen ist für Solarstrom 500 \$/MWh, für Wasserkraft 10 \$/MWh und für die restlichen Techniken 50 \$/MWh. Mit diesen Einnahmen werden

Projekte zur erneuerbaren Energiegewinnung finanziert. Investitionszuschüsse für PV- und Windkraftanlagen werden aus einem Fonds mit einem bestimmten Betrag pro Kapazitätseinheit vergeben, der maximale Zuschuss pro Anlage ist mit 33.000 \$ beschränkt. In den Jahren 2009 bis 2012 stehen für diese Förderung 2 Mio. \$ pro Jahr zur Verfügung.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Brennstoffzellen Wasserkraft, Gezeitenkraft, Wellenkraft, feste Abfälle
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3 Midwest Independent Transmission System Operator (MISO)

Im MISO sind die Staaten oder größten Teile von North Dakota, South Dakota, Nebraska, Minnesota, Iowa, Wisconsin, Illinois, Indiana, Michigan und Teile von Montana, Missouri, Kentucky und Ohio. Ohio ist unter PJM zu finden, Nebraska unter SPP.

3.4.3.1 Illinois

In Illinois wurde ein RPS jährlich bis zum Jahr 2025 festgelegt, der eine gesondert Quote für Photovoltaik enthält. Ausgewählte EVU und Stromhändler sind verpflichtet diese zu erfüllen, wobei die privaten EVU mit mehr als 100.000 Kunden, 75 % der Quote durch Windkraft erfüllen müssen, die anderen Stromhändler 60 %. Die vorgegebene Quote ist mittels Zertifikaten zu belegen, wird sie nicht erfüllt sind Ersatzzahlungen in einen Fonds zu leisten. Durch eine Beschränkung der Mehrkosten pro kWh, die an die Verbraucher weiterverrechnet werden dürfen, soll erreicht werden, dass nur kosteneffiziente Techniken zum Einsatz kommen. Für die Windkraft und solare Energiegewinnung gibt es steuerliche Vergünstigungen. Für die Stromerzeugung aus Biomasse mit Wärmenutzung werden Investitionsbeihilfen in Höhe von 50 % der Projektkosten bereitgestellt, für Biogasanlagen bis max. 225.000 \$, für Biomasse bis max. 500.000 \$ pro Anlage. Außerdem werden die erneuerbaren Energien aus einem speziellen Fonds mittels Investitionsbeihilfen und zinsgünstigen Darlehen gefördert.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Biodiesel, Wasserkraft
Vergütung	Zertifikatspreis mit der Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.2 Indiana

Indiana fördert die Erneuerbaren mittels Investitionszuschüssen, wobei diese 50 % der Projektkosten betragen können, jedoch mit 100.000 \$ pro Projekt beschränkt sind. Weiters sind die Anlagenbetreiber von der Grundsteuer ausgenommen. Die „Indianapolis Power & Light Company“ bietet für Produzenten von EE-Strom einen Einspeisetarif an, der je nach Energieträger und Leistung differenziert. Das Volumen ist mit 1 % des verkauften Stroms des Unternehmens beschränkt.

Investitionsbeihilfen	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Kleinwasserkraft
Vergütung	50 % der Projektkosten, max. 100.000 \$
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Staat

3.4.3.3 Kentucky

In Kentucky sind die EE-Stromerzeuger von der Verkauf- und Einkommensteuer befreit. Die gesamte Steuerentlastung darf allerdings nicht höher sein als 50 % der Investitionskosten, und ist mit 25 Jahren beschränkt. Gefördert werden nur Anlagen mit einer Leistung größer ein MW, mit Ausnahme der Solaranlagen, diese müssen eine Leistung größer 50 kW haben. Die Bonusregelung der TVA aus Tennessee ist auch in Kentucky gültig.

Steuerentlastung	
geförderte Techniken	Solar > 50 kW, Windkraft > 1 MW, Biomasse > 1 MW, Biogas > 1 MW, Wasserkraft > 1 MW
Vergütung	max. 50 % der Projektkosten
Vertragsdauer	25 Jahre
Kostenträger	Staat

3.4.3.4 Michigan

In Michigan wurde ein RPS etabliert, der eine eigene Quote für jeden Stromhändler bis zum Jahr 2015 festlegt. Es wurde ein eigenes Zertifikatsystem entwickelt, das für jede produzierte MWh ein Zertifikat ausstellt. Wird der Strom zu Spitzenzeiten erzeugt, ist 1 MWh 1,2 Zertifikate wert. Dies gilt nicht für die Windkraft. Strom aus Solarenergie wird aufgewertet, indem für 1 MWh zwei zusätzlich Zertifikate ausgestellt werden. Weiters gibt es für Verbraucher, die eine Photovoltaikanlage kleiner 750 kW installiert haben, eine fixe Vergütung pro erzeugter kWh. Die geförderte Gesamtkapazität ist allerdings mit 2 MW beschränkt. Des Weiteren werden erneuerbare Energiequellen steuerlich begünstigt.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Biogas, Geothermie, Gezeitenkraft Wellenkraft, Wasserkraft, Kohle mit CCS
Vergütung	nicht gesetzlich geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.5 North Dakota

North Dakota hat für die Stromversorger ein Renewable Portfolio Goal, ein unverbindliches Ziel, für die Nutzung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2015 festgelegt. Für die bezogene Energie aus erneuerbaren Quellen werden Zertifikate ausgestellt, wobei diese auch von Anlagen anderen Staaten stammen können. Ansonsten werden erneuerbare Energien in North Dakota durch Steuervergünstigungen gefördert.

Renewable Portfolio Goal mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Biogas, Abwärme der Abfallverbrennung, Wasserstoff
Vergütung	Nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.6 South Dakota

Auch in South Dakota wurde ein unverbindliches Ziel für den Anteil der Erneuerbaren an der Stromversorgung festgelegt. Bis zum Jahr 2015 sollen die Stromlieferanten dieses Ziel erreichen. Durch den Kauf von Zertifikaten wird der Bezug erneuerbarer Energie bestätigt, diese kann auch von Anlagen aus anderen Staaten bezogen werden. Gefördert werden die Erneuerbaren durch steuerliche Vergünstigungen.

Renewable Portfolio Goal mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Biogas, feste Abfälle, Abwärme der Abfallverbrennung, Wasserstoff
Vergütung	Nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.7 Minnesota

Minnesota hat einen RPS etabliert, das für den größten Energieerzeuger „Xcel Energy“ eine höhere Quote für die Nutzung erneuerbarer Energien festlegt als für die anderen Stromversorger. Die Quote für Xcel Energy ist für 2020 mit 30 % festgelegt, 24 % müssen mindestens mit Windkraft erzeugt werden, mit Solarenergie darf maximal 1 % erzeugt werden. Die anderen Stromversorger müssen bis 2025 25 % aus erneuerbaren Energiequellen beziehen. Zur Bestätigung der Quote müssen Zertifikate aus dem M-RETS gekauft werden, bei Nichterfüllung müssen die Unternehmen Strafzahlungen leisten, die der Höhe der Kosten die zur Erfüllung der Quote notwendig gewesen wären, entsprechen. Zu bemerken ist, dass Xcel Energy keine Zertifikate an andere Unternehmungen verkaufen darf. Produktionszuschüsse pro kWh sind für Biogas, Biomasse und Wasserkraft vorgesehen, mit einer Dauer von 10 Jahren. Für Windkraft und Solar gibt es steuerliche Vergünstigungen.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft, Wasserstoff, Biogas, feste Abfälle
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.8 Iowa

Der RPS in Iowa sieht eine fixe Kapazität von 105 MW Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Quellen vor. Die Kapazität wird nach der Höhe der benötigten Erzeugungsspitzen der beiden EVU Iowas aufgeteilt. Nachdem bestimmte Anlagen für die Erfüllung der Quote nominiert wurden, können die EVU auch am Zertifikatmarkt teilnehmen, wobei sie zwischen Zertifikaten zur Erfüllung des RPS von Iowa und nicht zweckgebundenen differenzieren müssen. Für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energieträgern gibt es Steuergutschriften pro kWh. Weiters sind Wind- und PV-Anlagen von der Grund- und Verkaufssteuer ausgenommen. Zur Errichtung von Anlagen werden Kredite in der Höhe von 50 % der Projektkosten, bis max. 1 Mio. \$, zinslos auf 20 Jahre vergeben.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft, Biogas, feste Abfälle
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.9 Montana

Montana's RPS verpflichtet die Stromlieferanten einen bestimmten Prozentsatz ihres verkauften Stroms aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Bis zum Jahr 2015 sind Quoten festgelegt. Um den Standard zu erfüllen müssen die Verpflichteten Zertifikate erwerben. Je nachdem in welcher Region die EVU operieren müssen sie entweder Zertifikate aus dem WREGIS oder dem M-RETS beziehen. Wird die Quote verfehlt, müssen die EVU eine Strafe in der Höhe von 10 \$/MWh bezahlen. Die dadurch entstandenen Kosten dürfen sie nicht auf die Endverbraucher abwälzen. Ansonsten gibt es steuerliche Vergünstigungen und zinsgünstige Kredite für erneuerbare Energien.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Geothermie, Biogas, existierende Wasserkraftwerke < 10 MW, neue bis 15 MW; Brennstoffzellen mit Treibstoffen aus Erneuerbaren
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.10 Missouri

Der Staat Missouri hat einen RPS von 15 % bis 2021 festgelegt. Von der jährlichen Quote muss ein bestimmter Anteil aus Solarenergie stammen. Der Standard gilt allerdings nur für die staatseigenen EVU und nicht für die kommunalen Versorger und Genossenschaften. Zur Erfüllung der Quote müssen Zertifikate erworben werden, wobei Zertifikate aus dem Inland um 25 % höher bewertet werden als die aus anderen Staaten. Bei Nichterfüllung sind Strafzahlungen in der Höhe des doppelten Marktpreises von Zertifikaten zu entrichten. Diese Kosten können nicht weiterverrechnet werden. Allerdings sind die EVU von ihrer Verpflichtung enthoben, wenn sich der Strompreis wegen des Standards um mehr als 1 % erhöht.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Kleinwasserkraft, Biogas, Biomasse, Brennstoffzellen mit Treibstoff aus Erneuerbaren
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.3.11 Wisconsin

In Wisconsin wurde ein RPS bis 2015 fixiert, wobei alle Stromlieferanten verpflichtet sind, diesen zu erfüllen. Allerdings gibt es keine einheitliche Quote, sondern die zu erreichenden Prozentpunkte werden zum Durchschnittsanteil des EE-Stroms von jedem Unternehmen in den Jahren 2001 bis 2003 gerechnet. Zur Erfüllung der Quote kann der Strom auch aus anderen Staaten bezogen und Zertifikate gehandelt werden. Einige EVU bieten kleineren Erzeugern eine Vergütung pro erzeugter kWh. Außerdem erlässt der Staat für die erneuerbare Energieerzeugung die Verkaufs- und Gebrauchssteuer. Für den Bau neuer Anlagen werden Investitionszuschüsse und zinsgünstige Kredite geboten.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft < 60 MW, Geothermie, Biogas, Gezeiten-, Wellenkraft, Brennstoffzellen mit EE-Treibstoff
Vergütung	nicht geregelt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.4 New England Independent System Operator (ISO-NE)

Das ISO-NE erstreckt sich über die Staaten Connecticut, Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island und Vermont.

3.4.4.1 Connecticut

Connecticut's RPS verpflichtet alle Stromversorger eine jährliche Quote bis 2020 zu erfüllen. Die zulässigen Energieträger sind in drei Klassen gegliedert, für jede Klasse gibt es eine eigene Quote. Klasse 1 hat eine steigende Quote und beinhaltet die meisten Energieträger, bis auf feste Abfälle, die zur 2.Klasse gehören. Zur 3.Klasse gehören verbraucherseitige KWK-Anlagen, wobei diese und die 2.Klasse eine konstante Quote bis 2020 haben. Die Einhaltung des Standards wird mit Zertifikaten belegt, die aus dem gesamten ISO-NE-Gebiet, sowie Delaware, New York, New Jersey, Maryland und Pennsylvania stammen dürfen. Bei Verfehlen der Quote müssen 55 \$/MWh in einen Fonds bezahlt werden, der die Entwicklung der Energieträger der Klasse 1 fördert. Außerdem werden damit Demonstrationsanlagen gefördert. Die erneuerbaren Energieträger haben auch steuerliche Vergünstigungen.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, feste Abfälle, Wasserkraft < 5 MW, Brennstoffzellen, Gezeiten- und Wellenkraft
Vergütung	Zertifikatspreis durch Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.4.2 Maine

In Maine gibt es einen RPS der Quoten für zwei verschiedene Gruppen von Energieträgern bis 2017 beinhaltet. Die 1999 festgesetzte Quote konnte durch sämtliche Erneuerbare, Abfallnutzung und energieeffiziente Techniken wie KWK erfüllt werden. Seit 2006 gibt es ein neues Ziel, zu dessen Erfüllung die KWK sowie die Abfallnutzung nicht verwendet werden können, sondern Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien neu gebaut werden müssen. Zertifikate aus dem NEPOOL-GIS dienen zur Erfüllung des Standards. Bei Nichterfüllung sind die Stromhändler verpflichtet eine Pönale zu bezahlen, die im Jahr 2010 rund 60 \$/MWh beträgt. Neben des RPS hat Maine das Ziel bis zum Jahr 2030 8.000 MW Windkraftkapazität zu errichten, davon 5.000 MW im Küstengewässer oder offshore. Ansonsten gibt es zur Förderung steuerliche Vergünstigungen und Investitionszuschüsse. Ein Programm zur Förderung lokaler Erzeugung vergibt langfristige Verträge mit einem festen Einspeisetarif.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Gezeitenenergie, feste Abfälle, Wasserkraft, Geothermie, Brennstoffzellen
Vergütung	Zertifikatspreis durch Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.4.3 Massachusetts

Der RPS in Massachusetts verpflichtet die Stromhändler insgesamt 4 verschiedene Quoten zu erfüllen. Unterschieden wird einerseits in Anlagen erneuerbarer Energien die vor und nach 1998 gebaut wurden. Die Quote der Anlagen, die nach 1998 gebaut werden steigt bis 2020 jährlich um ein Prozent an, die Quote der älteren Anlagen bleibt konstant. Eine weitere Vorgabe gibt es für die Nutzung von Abfällen zur Stromerzeugung, die auch konstant bleibt. Steigen soll die PV-Kapazität im Inland auf insgesamt 400 MW. Für alle vier Quotenverpflichtungen gibt es unterschiedliche Zertifikate, die gehandelt werden können. Wird der Standard nicht erreicht, müssen Ersatzzahlungen geleistet werden, deren Höhe für die vier Quoten unterschiedlich ist. Für die Fehlmenge von Solarstrom müssen im Jahr 2010

600 \$/MWh gezahlt werden, für neue Erneuerbare ca. 60 \$/MWh, für alte 25 \$/MWh und für Abfälle 10 \$/MWh. Weiters wird EE-Strom durch steuerliche Vergünstigungen und Investitionszuschüsse gefördert.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, feste Abfälle, Biogas, Gezeitenenergie, Wellenenergie, Brennstoffzellen mit erneuerbarem Kraftstoff, erneuerbare Treibstoffe
Vergütung	Mindestpreis für Solarzertifikate von 300 \$/MWh, Zertifikatspreis durch Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.4.4 New Hampshire

Der RPS in New Hampshire legt einen Anteil für vier Gruppen von Energieträgern bis 2025 fest, den alle, bis auf kommunale Stromversorger, erreichen müssen. Gruppe 1 beinhaltet alle Anlagen die ab 2006 gebaut wurden, Gruppe 2 beinhaltet Solaranlagen ab 2006, Gruppe 3 existierende Biomasse- und -gasanlagen und Gruppe 4 existierende Kleinwasserkraftwerke. Die Quote der Gruppe 1 steigt bis 2025 jährlich an, Gruppe 2 und 3 steigen nur bis 2015 und bleiben dann konstant Gruppe 4 bleibt von 2010 an konstant. Zertifikate werden für die Erfüllung des Standards herangezogen, der bezogene Strom muss allerdings aus New England stammen, oder zumindest in die Region geliefert werden. Statt Zertifikaten können auch Ersatzzahlungen geleistet werden, deren Preis nach Gruppe differenziert ist.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Biogas, Wasserstoff, Geothermie, Kleinwasserkraft, Wellen- u. Gezeitenenergie, Ethanol, Biodiesel
Vergütung	Zertifikatspreis durch Ersatzzahlung quasi beschränkt, Höhe nach Gruppe differenziert
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.4.5 Rhode Island

Rhode Island verpflichtet seine Stromversorger bis 2019 mit einem RPS, der eine jährlich steigende Quote für EE-Strom beinhaltet. Strom aus erneuerbaren Energien deren Anlagen vor 1998 gebaut waren dürfen maximal 2 % des verkauften Stroms pro Jahr ausmachen, um für die Erfüllung des Standards zu gelten. Zertifikate können aus dem NEPOOL-GIS bezogen werden um die vorgegebene Quote zu erfüllen. Für die Fehlmenge sind Ersatzzahlungen zu entrichten. Der ECANE, ein Konsumentenverband von New England, bezahlt

fixe Abnahmepreise für kleine Windkraft- und PV-Anlagen für die Dauer von drei Jahren. Der Staat vergibt Investitionsbeihilfen und verzichtet auf die Verkaufssteuer bei Strom aus erneuerbaren Energien.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft <30 MW, Geothermie, Biogas, Gezeiten- und Wellenenergie, Biodiesel, Brennstoffzellen mit Kraftstoff aus Erneuerbaren
Vergütung	Zertifikatspreis mit Höhe der Ersatzzahlung quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.4.6 Vermont

In Vermont wurde ein Programm zur Förderung der erneuerbaren Energien entworfen, das ein unverbindliches Ziel für den Bezug von EE-Strom für die Stromversorger bis 2017 festlegt. Dieses Programm ist eigentlich kein Renewable Portfolio Standard oder Goal, allerdings wenn die zuständige Behörde beschließt, dass die unverbindlichen Ziele nicht erreicht wurden, kann sie ein verbindliches Ziel, einen RPS, beschließen. Das Programm hat das Ziel langfristige Abnahmeverträge für EE-Strom zu schaffen. Die Stromversorger brauchen dafür keine Zertifikate zu kaufen, den Erzeugern steht es frei ihre Zertifikate in anderen Staaten zu verkaufen. Zur Erfüllung der vorgegebenen Quote kann nur Strom von Anlagen zählen, die nach 2004 gebaut wurden. Für Biomasse- und Biogasanlagen, gibt es eine Vergütung pro kWh, die sich nach den Grenzkosten der Erzeugung richtet. Diese wird auf fünf Jahre vertraglich festgelegt. Für eine Gesamtkapazität von 50 MW wurden Verträge für fixe Einspeisetarife für eine Dauer zwischen 15 und 25 Jahren, je nach Energieträger, vergeben. Außerdem werden Investitionszuschüsse vergeben und es gibt steuerliche Vergünstigungen für erneuerbare Techniken.

Renewable Portfolio Goal mit festen Einspeisetarifen	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Biogas, Brennstoffzellen mit Treibstoff aus Erneuerbaren
Vergütung	im Einspeisetarifsystem vom Energieträger abhängig
Vertragsdauer	Solar 25 Jahre, andere 15-20 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.5 Southwest Power Pool (SPP)

Im SPP sind die Staaten Kansas, Oklahoma, der größte Teil von Nebraska und Teile von New Mexico, Texas, Louisiana, Missouri, Mississippi und Arkansas. Missouri wird hauptsächlich vom MISO bedient und ist deshalb dort finden. Texas hat einen eigenen RTO, der weiter unten behandelt wird. Von New Mexico, Louisiana, Arkansas und Mississippi werden nur sehr kleine Gebiete vom SPP verwaltet, diese Staaten werden hier nicht untersucht.

3.4.5.1 Kansas

In Kansas wurde 2009 ein RPS beschlossen, der eine Quote für den Anteil an EE-Strom nicht wie in anderen Staaten üblich an der verkauften Strommenge sondern an der Erzeugungskapazität festlegt. Jeder Stromlieferant muss die vorgegebene Quote bezogen auf den durchschnittlichen Spitzenbedarf der vorangegangenen drei Jahre erfüllen. Um den Standard einzuhalten können Zertifikate erworben werden. Anlagen, die in Kansas ab dem Jahr 2000 gebaut werden erhalten pro MW ein Zertifikat im Wert von 1,1 MW. Für die Jahre 2011 und 2012 sind keine Strafen vorgesehen, wenn Anstrengungen der EVU zu sehen sind. Die Erneuerbaren haben in Kansas steuerliche Vorteile und für den Bau von Anlagen werden zinsgünstige Kredite vergeben.

Renewable Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Biomasse, Wasserkraft < 10 MW, Brennstoffzellen mit Treibstoff aus Erneuerbaren
Vergütung	keine Regelung
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.5.2 Nebraska

In Nebraska wird hauptsächlich die Windkraft gefördert, und zwar mit einem Erlass der Verkaufs- und Gebrauchssteuer. Unter bestimmten Bedingungen sind erneuerbare Techniken auch für das „State Loan Program“ zulässig, das zinsgünstige Kredite hauptsächlich für Energieeffizienzmaßnahmen vergibt.

steuerliche Anreize	
geförderte Techniken	Windkraft
Vergütung	Erlass der Verkaufs- und Gebrauchssteuer
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Staat

3.4.5.3 Oklahoma

Oklahoma hat sich kein Ziel bezüglich der Nutzung erneuerbarer Energien gemacht. Zur Förderung gibt es ein Steuergutschrift pro erzeugter kWh, die abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage ist, und zwischen 0,0025 und 0,0075 \$/kWh liegt. Die Anlage muss mindestens eine Leistung von 1 MW haben. Ansonsten werden zinsgünstige Kredite für den Bau von EE-Stromerzeugungsanlagen vergeben.

Steuergutschrift pro erzeugter kWh	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Wasserkraft, Geothermie
Vergütung	abhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme
Vertragsdauer	10 Jahre
Kostenträger	Staat

3.4.6 California Independent System Operator (CAISO)

Der CAISO ist für den Staat California zuständig. Dort wurde ein RPS bis 2020 festgelegt, der die EVU sowie kommunalen Stromversorger verpflichtet einen Anteil vom verkauften Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu beziehen. Wird dies nicht erfüllt, ist eine Pönale in der Höhe von 50 \$/MWh zu bezahlen, allerdings ist die gesamte Strafe mit 25 Mio. \$ pro Unternehmen und Jahr beschränkt. Für den Standard gültig ist nur Strom, der in California erzeugt, oder zumindest nach California geliefert wurde. Von der zuständigen Kommission wurden Standardverträge erstellt, die zwischen Stromversorger und Erzeuger abgeschlossen werden können. Darin sind die Abnahmepreise nach einem bestimmten Schema geregelt. Die Dauer der Verträge kann 10, 15 oder 20 Jahre betragen und hat Einfluss auf die Vergütung. Die Erzeuger müssen eine Leistung von mindestens 1,5 MW haben, um ein Angebot für so einen Vertrag stellen zu können. Seit 2010 ist zur Erfüllung der Quote auch der Kauf von Zertifikaten möglich, jedoch dürfen innerhalb der ersten zwei Jahre max. 25 % der Quote durch Zertifikate abgedeckt werden. Die Zertifikate müssen aus dem WREGIS stammen. Neben dem RPS wurde ein Einspeisetarifsystem etabliert, das den Stromversorgern helfen soll, den Standard zu erfüllen. Dieses System ist nur für kleine Erzeuger bis max. 1,5 MW. Alle privaten EVU mit mehr als 75.000 Kunden sind verpflichtet Verträge für die Dauer von 10,15 oder 20 Jahren zu vergeben, bis eine Gesamtkapazität von 750 MW erreicht ist. Durch die Abnahme des Stroms in diesem Einspeisetarifsystem bekommen die Stromversorger auch die Zertifikate.

Renewables Portfolio Standard mit Zertifikathandel (eingeschränkt), Einspeisetarife	
geförderte Techniken	Windkraft, Solar, Biomasse, Geothermie, Biogas, Kleinwasserkraft, Gezeitenenergie, Wellenenergie, Biodiesel, Brennstoffzellen mit Treibstoff aus Erneuerbaren
Vergütung	Zertifikatpreis bis Ende 2011 mit 50 \$/MWh beschränkt; Vergütung für Strom ist nach einem Schema festgelegt, das abhängig von der Tageszeit und der Vertragsdauer ist
Vertragsdauer	10, 15 oder 20 Jahre
Kostenträger	Endverbraucher

Der CAISO ist bemüht die nationalen Ziele Kaliforniens zu unterstützen. In seiner Initiative „A Clean, Green Power Grid“ sind einige Programme zur Integration der erneuerbaren Energiequellen enthalten, wie z.B. das „Participating Intermittent Resource Program (PIRP)“, das Marktbarrieren für die fluktuierende Erzeugung von Strom, wie die aus Windkraft, reduzieren soll, oder die „Renewable Energy Transmission Initiative (RETI)“, die die nötigen Netzprojekte identifizieren soll, um die im RPS gesetzten Ziele erreichen zu können. [39]

Aufgrund der Tatsache, dass die Potentiale von erneuerbaren Energiequellen oft weit abgelegen sind, ist ein großer Aufwand verbunden mit hohen Kosten notwendig, um die Erzeugungsanlagen ans Netz anzuschließen. Um den Erzeugern die Finanzierung für den Netzanschluss zu erleichtern, hat der CAISO ein spezielles Finanzierungsmodell entwickelt. [40]

3.4.7 Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

Texas hat in seinem RPS ein konkretes Ziel gesetzt, eine Kapazität von 10.000 MW aus erneuerbaren Energiequellen bis 2025 zu erreichen. Davon sollen mind. 500 MW nicht durch Windkraftanlagen erzielt werden. Verpflichtet sind alle privaten EVU, kommunale Versorger können freiwillig in den RPS einsteigen. Ein eigenes Zertifikatsystem wurde entwickelt, das pro erzeugter MWh ein Zertifikat vergibt, dazu wird ein Umrechnungsfaktor von der Kapazität in MW verwendet. Die Erzeugung von Strom aus allen erneuerbaren Techniken außer Windkraft tragen doppelt zur Erfüllung der Zielquote bei. Bei einer Fehlmenge ist pro MWh eine Pönale in der Höhe von 50 \$ zu bezahlen. Als Anreiz für EE-Stromerzeuger gibt es steuerliche Vergünstigungen. Für Demonstrationsprojekte werden Investitionszuschüsse vergeben. Um den RPS zu erreichen, sind die EVU aufgefordert ihre Übertragungsnetze auszubauen, die Kosten für diese Projekte können über den Strompreis an die Verbraucher weitergegeben werden.

Renewables Portfolio Standard mit Zertifikathandel	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Wasserkraft, Geothermie, Gezeitenenergie, Wellenenergie
Vergütung	Zertifikatspreis quasi beschränkt mit Pönale von 50 \$/MWh
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

3.4.8 New York Independent System Operator (NYISO)

New York hat einen RPS etabliert, der bis 2015 eine verpflichtende Quote für die privaten EVU festlegt. Die kommunalen Versorger fallen nicht in die Verpflichtung des RPS, sind jedoch angehalten ähnliche Programme einzuführen. Die zu erreichende Quote wurde in zwei Gruppen, eine Hauptgruppe und eine verbraucherseitige Gruppe, aufgeteilt. Letztere macht nur einen geringen Teil der Quote aus, und soll durch z.B. PV-Anlagen, Windkraft- und Biogasanlagen erreicht werden. Durch einen Aufschlag auf den Strompreis wird ein Fonds gespeist, der von einer speziellen Behörde verwaltet wird. Diese ist dafür zuständig den benötigten Strom zur Erfüllung der Quote zu beschaffen. Dies kann sie mit Ausschreibungen, Auktionen oder Standardverträgen erreichen. Steuerliche Vergünstigungen sollen zusätzlich einen Anreiz zur Erzeugung von EE-Strom geben.

Renewables Portfolio Standard	
geförderte Techniken	Solar, Windkraft, Wasserkraft, Biomasse, Biogas, Biodiesel, Ethanol, Methanol, Gezeitenenergie, Wellenenergie,
Vergütung	Standardverträge, Ausschreibungen, Auktionen
Vertragsdauer	keine Information
Kostenträger	Endverbraucher

Aufgrund der Förderung hat sich vor allem die Erzeugung aus Windkraft erhöht, die durch ihre dargebotsabhängige Schwankung auch einige Ansprüche an den Netzbetreiber stellt. Der NYISO hat in seiner Thematik „Greening the Grid“ das Weißbuch “Integration of Wind into System Dispatch” erstellt, das auf die Besonderheiten der Windkraft eingeht. [41]

3.5 Australien

Im Februar 2010 wurde in Australien ein neues Ziel für den Anteil an erneuerbaren Energien festgesetzt. Das neue Programm gliedert sich in zwei Teile, das „Small-scale Renewable Energy Scheme“ (SRES) und das „Large-scale Renewable Energy Target“ (LRET). Damit soll bis zum Jahr 2020 der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung mindestens 20 % erreichen. Das SRES richtet sich an kleine „Erzeuger“ (z.B. Haushalte), die durch die Erzeugung von Strom mittels Photovoltaik Zertifikate bekommen und zu einem Fixpreis verkaufen können. Mit dem LRET sollen große Projekte gefördert werden, darin sind von 2011 bis 2020 jährlich fixe Strommengen vorgegeben, die zu erreichen sind. Im Jahr 2010 werden voraussichtlich ca. 9.500 GWh aus Erneuerbaren erzeugt, bis 2020 sollen es 41.000 GWh sein. Diese langfristigen Ziele sollen den Investoren Sicherheit geben. Das genaue Förderschema wird erst Ende 2010 festgelegt, bis dahin sammelt die Regierung noch Wünsche und Anregungen der Industrie, um diese in das Schema einfließen zu lassen. Bisher wurde ein Quotenmodell mit Zertifikathandel benutzt, das so genannte „Renewable Energy Target“ (RET). Bei diesem System war bei Nichterfüllung der Quote eine Pönale in der Höhe von 65 Aus\$/MWh (45 Euro/MWh) zu bezahlen. Die Stromerzeugung aus Grubengas, einer nicht erneuerbaren Energiequelle, wird auch gefördert. [38]

Zertifikatsystem	
geförderte Techniken	SRES: PV-Anlagen < 100 kW, Windkraftanlagen <10 kW, Mikro-Wasserkraft <6,4 kW, solare Wasserheizung LRET: Windkraft, Solar, Geothermie, Wasserkraft, Gezeiten, Wellenkraft, Biomasse, Grubengas
Vergütung	im SRES 40 Aus\$/MWh (ca. 28 Euro/MWh) im LRET Zertifikatspreis durch Pönale quasi beschränkt
Vertragsdauer	-
Kostenträger	Endverbraucher

Netzzugangsregelung [44]

	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	ja	nein	Anlagenbetreiber / Verbraucher
Netzausbau	ja	nein	Anlagenbetreiber

3.6 Neuseeland

Neuseeland hat großes Potential an erneuerbaren Energiequellen, vor allem Wasser-, Windkraft und Geothermie. Die Regierung sieht vor bis zum Jahr 2025 einen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 90 % zu erreichen. Zurzeit liegt der Anteil bei ca. 70 %, hat allerdings eine fallende Tendenz aufgrund der starken Steigerung der fossilen Energieträger. Um diesen Trend umzukehren hat die Regierung Treibhausgas-Emissions-Zertifikate eingeführt, die die Verursacher kaufen müssen und zusätzlich Restriktionen für den Bau von Kraftwerken auf fossiler Basis eingeführt. Durch die Zertifikate werden die erneuerbaren Energieträger indirekt gefördert, weil dadurch der Preis für fossile Energieträger steigt. Zur direkten Förderung hat die Regierung das „National Policy Statement“ ausgegeben, in dem sie Vorgaben für den Ausbau des Übertragungsnetzes gibt, die auch zur besseren Integration der erneuerbaren Energien dienen. Weiters werden die lokalen Behörden über die Vorteile der Erneuerbaren informiert, und bekommen Anweisungen um sie in die Raumplanung integrieren zu können. Für die Netzbetreiber wurden Beschränkungen gelockert. Es ist für sie nun gestattet in erneuerbare Erzeugungsanlagen zu investieren. Außerdem sollen die Barrieren für die dezentrale Erzeugung abgebaut werden, da dies für den Ausbau der Erneuerbaren von Bedeutung ist. Für Wellen- und Gezeitenenergie gibt es ein Förderprogramm. Für die Stromerzeugung aus Biomasse werden Demonstrationsprojekte finanziert. [45, 46]

Netzzugangsregelung [47]

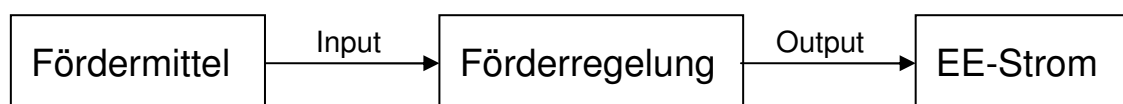
	Anspruch für EE-Strom Anlagenbetreiber	Vorrang für EE-Strom Anlagenbetreiber	Kostenträger
Netzanschluss	Ja	nein	Anlagenbetreiber
Netznutzung	Ja	nein	Anlagenbetreiber / Verbraucher
Netzausbau	Ja	nein	Anlagenbetreiber / Verbraucher

4 Effizienz der Förderregelungen

Aufgrund der Tatsache, dass die Fördermittel nur beschränkt zur Verfügung stehen, ist es wichtig diese effizient einzusetzen um einen hohen Ertrag zu erzielen. Um zu wissen ob eine Förderregelung eines Staates effizient ist, muss sie mit denen von anderen Staaten verglichen werden. Dazu muss ein geeignetes Kriterium verwendet werden. Aufbauend auf den Bewertungen des EU-Berichts SEC(2008) 57 wird hier versucht ein solches Kriterium zu finden.

4.1 Definition

Die Effizienz einer Förderregelung wird wie folgt definiert: Eine Förderregelung ist effizient, wenn das Verhältnis von hervorgebrachter Strommenge (Output) zu verwendetem Fördermitteleinsatz (Input) groß ist (Gleichung 1). Die Effizienz ist umso höher, je größer der Output (direkt proportional) und je kleiner der Input (indirekt proportional) ist. Allerdings muss diese Größe für jeden Energieträger separat ermittelt werden, da die Erzeugungskosten mit den verschiedenen Energieträgern, und somit die nötigen Fördermittel, unterschiedlich hoch sind. Die Frage inwiefern die Förderung der Stromerzeugung aus teuren Techniken sinnvoll ist, wird in diesem Kapitel nicht behandelt.



$$\text{Effizienz} = \frac{\text{Output}}{\text{Input}}$$

Gleichung 1

4.2 Output

Der Output einer Förderregelung ist die erzeugte Strommenge aus erneuerbaren Energiequellen. Für die Effizienzbetrachtung der verschiedenen Förderregelungen muss dieser allerdings normiert werden, um die verschiedenen Potentiale der Staaten zu berücksichtigen und einen Vergleich sinnvoll zu machen. Der Output eines Staates mit hohem Potential kann also viel größer sein als der von Staaten mit geringem Potential. Diese Tatsache darf aber keinen Einfluss auf die Effizienz der Förderregelungen der Staaten haben.

Effektivität

Im Bericht SEC(2008) 57 der Europäischen Kommission [13] wurden die nationalen Förderregelungen mit dem Faktor „Effektivität“ bewertet. Er ist ein Indikator dafür, wie viel EE-Strom eine Förderregelung tatsächlich hervorbringt. Die Effektivität wird definiert als Verhältnis zwischen Änderung der Elektrizitätserzeugung einer Periode, zu zusätzlich realisierbarem Potential bis zum Jahr 2020 eines bestimmten Energieträgers. Das zusätzlich realisierbare Potential wurde mit dem Modell „Green-X“ ermittelt. Die genaue Definition lautet:

$$E_n^i = \frac{G_n^i - G_{n-1}^i}{ADD - POT_{n-1}^i}$$

Gleichung 2

E_n^i Effektivität für Energieträger i im Jahr n

G_n^i Erzeugungspotential von Energieträger i im Jahr n

$ADD - POT_n^i$ Zusätzliches Erzeugungspotential von Energieträger i im Jahr n bis zum Jahr 2020

Diese Definition der Effektivität hat den Vorteil, dass sie eine unbeeinflusste Größe darstellt, die sich auf das vorhandene Potential eines bestimmten Landes einer bestimmten Energiequelle bezieht [20]. Zum besseren Verständnis wird die Effektivität anhand eines Beispiels, Abbildung 29, erklärt. Die erzeugte Energie der Jahre 2002 und 2003 sind als A und B aufgetragen. Das gesamt realisierbare Potential bis 2020, abzüglich der erzeugten Energie A, ergibt das zusätzlich realisierbare Potential C. Die Effektivität ergibt sich aus der Differenz von B und A, im Verhältnis zu C. [4]

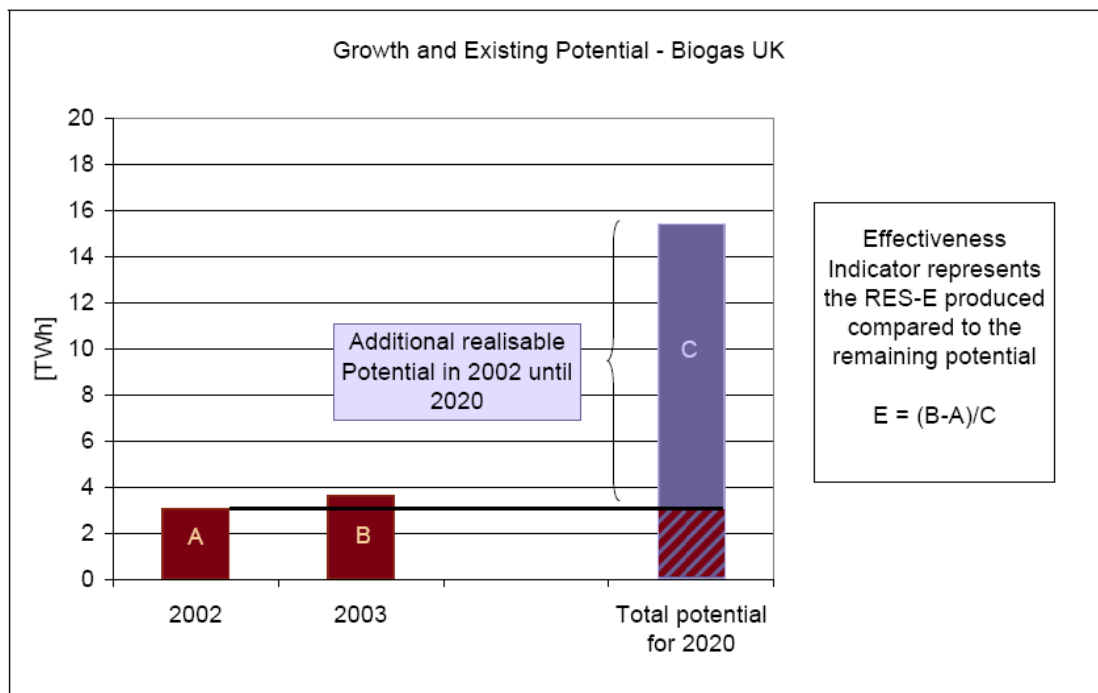
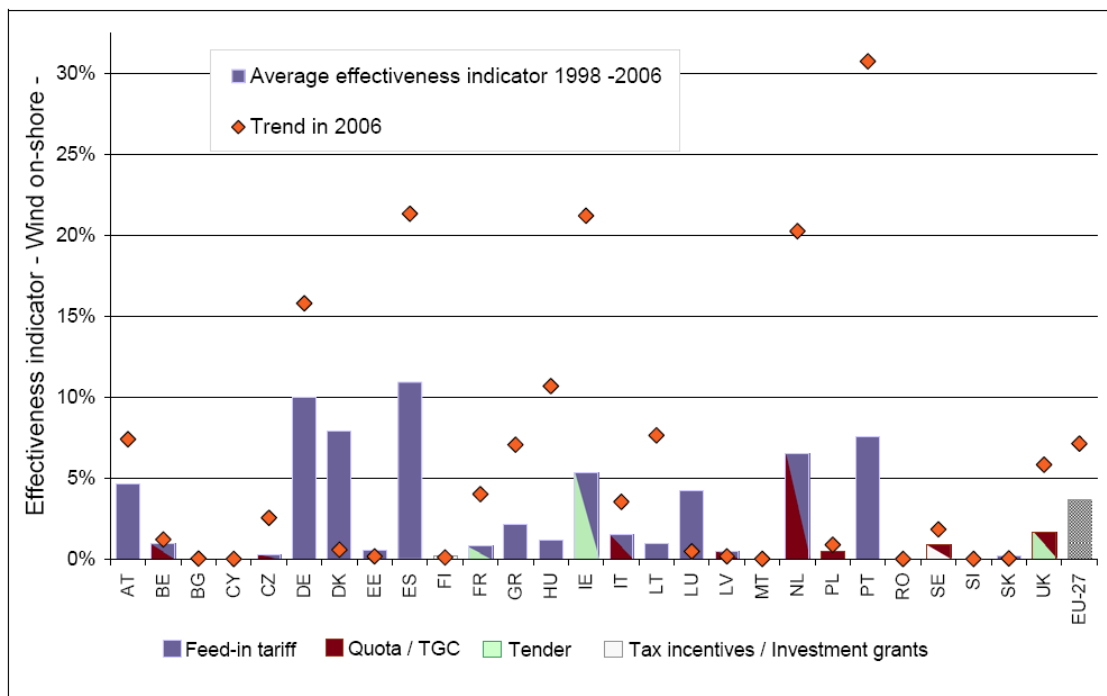


Abbildung 29: Effektivitätsberechnung [4]

In Abbildung 30 ist die durchschnittliche Effektivität der Förderregelungen für Windkraft zwischen 1998 und 2006 dargestellt. Zusätzlich ist der Trend von 2006 gesondert dargestellt.



Source: OPTRES, 2007

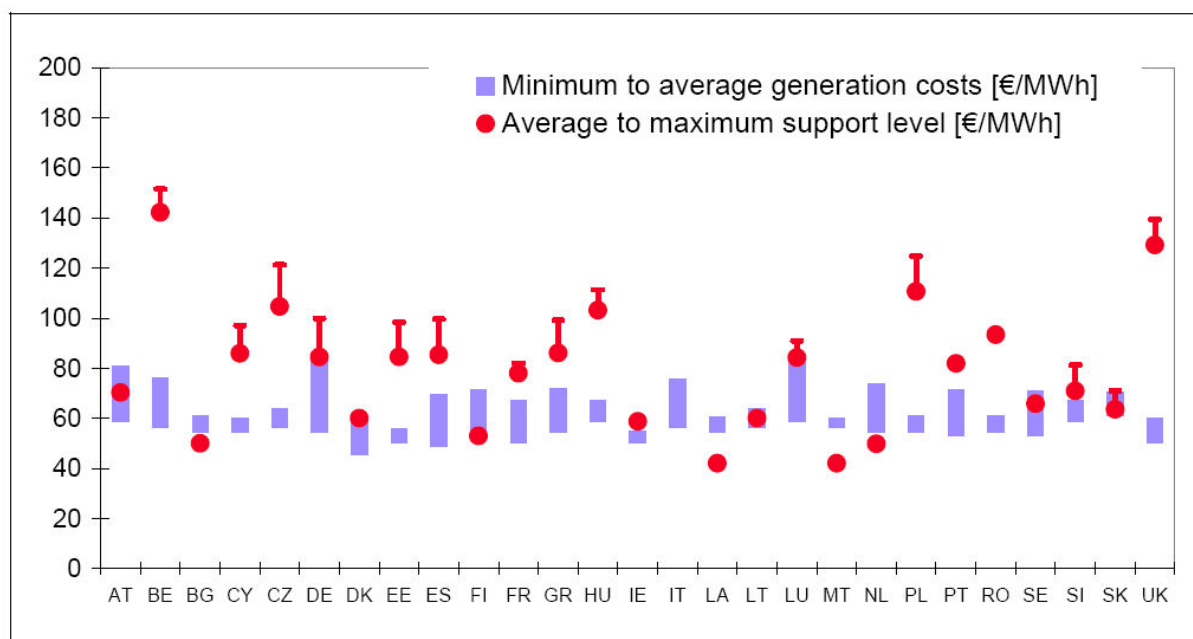
Abbildung 30: Effektivität der Förderregelungen für Windkraft Onshore (1998-2006) [13]

Die verschiedenen Fördersysteme werden farblich differenziert dargestellt. Die blauen Balken stehen für eine Einspeisevergütung, rot für eine Mengenregelung, grün für das Ausschreibungsmodell und weiß für Investitionszuschüsse und Steuervergünstigungen. Ist ein Balken zweifärbig, wurde das System innerhalb der betrachteten Periode geändert. Spanien hat in diesem Zeitraum die höchste Effektivität mit 11 %, Deutschland hat 10 % und Dänemark 8 %. Zu bemerken ist, dass die besten Ergebnisse mit einer Einspeisevergütung erzielt wurden.

4.3 Input

Grundsätzlich soll der Inputparameter möglichst gering sein, um eine hohe Effizienz zu erreichen, das heißt umso geringer die Förderhöhe, desto effizienter die Förderregelung. Durch geografische Gegebenheiten ergeben sich aber unterschiedliche Erzeugungskosten für die Stromerzeugung in den einzelnen Staaten. Zur Bewertung der Förderregelung muss dies berücksichtigt werden. Damit soll verhindert werden, dass die Effizienz der Förderregelungen von Staaten mit geringen Erzeugungskosten höher erscheint, als die von Staaten mit hohen Erzeugungskosten. Dazu muss die Förderhöhe in Relation zu den Erzeugungskosten gestellt werden.

Im EU-Bericht sind die Erzeugungskosten und die Förderhöhe der einzelnen Energieträger pro MWh, in Abbildung 31 z.B. die Windkraft Onshore, von jedem Mitgliedstaat dargestellt. Da die Länder unterschiedlich lange Förderverträge bieten, wurde die Förderung auf eine Dauer von 15 Jahren normiert, damit ein Ländervergleich bezüglich der Förderhöhe möglich ist. In den Diagrammen sind die Erzeugungskosten als blaue Balken dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass es sich hierbei um die minimalen bis durchschnittlichen Erzeugungskosten handelt, da davon auszugehen ist, dass die Investoren die günstigsten Möglichkeiten nutzen, um Strom zu erzeugen. Die roten Punkte und Linien im Diagramm stellen das durchschnittliche bis maximale Förderausmaß dar. Je näher die Förderhöhe bei den Erzeugungskosten liegt, umso kosteneffizienter ist die Förderregelung [13]. Die Herausforderung für den Staat ist es also, die Förderhöhe an die Erzeugungskosten möglichst nah heranzubringen. Dafür sind Kenntnisse über die Erzeugungskosten notwendig. Da die Förderhöhe für mehrere Jahre im Voraus festgelegt wird, müssen auch der Lerneffekt der Techniken und die Rohstoffkosten berücksichtigt werden. [20]



Source: OPTRES, 2007

Abbildung 31: Förderhöhe und Erzeugungskosten für Windkraft Onshore in der EU [13]

Am Markt wird der Preis grundsätzlich durch Angebot und Nachfrage bestimmt. In Abbildung 32 ist im Preis-Mengen-Diagramm die Angebotskurve der Produzenten und Nachfragekurve der Konsumenten aufgetragen. Bei deren Schnittpunkt stellt sich der Preis P und die Menge M des nachgefragten Gutes ein. Die Fläche zwischen Angebotskurve und Höhe des Preises, die in Abbildung 32 dunkel markiert ist, entspricht der Produzentenrente. Sie kann so interpretiert werden, dass die Produzenten auch zu einem geringern Preis bereit gewesen wären das Gut zu verkaufen (den Strom zu erzeugen), und mit dem Preis P nun höhere Gewinne erzielen.

Für den Fall der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, ist der Preis durch die Förderhöhe fix vorgegeben. Diese stellt gleichzeitig auch die Nachfragekurve dar (Abbildung 33). Bei höherer Förderung steigt somit die Produzentenrente, und infolge der Abwälzung der Kosten auf den Verbraucher auch dessen Kosten. Das soll vermieden werden um die Belastung der Verbraucher und gleichzeitig die Produzentenrente so gering wie möglich zu halten, sodass aber die Gewinne für die Erzeuger noch groß genug bleiben damit sie bereit sind den gewünschten Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen.

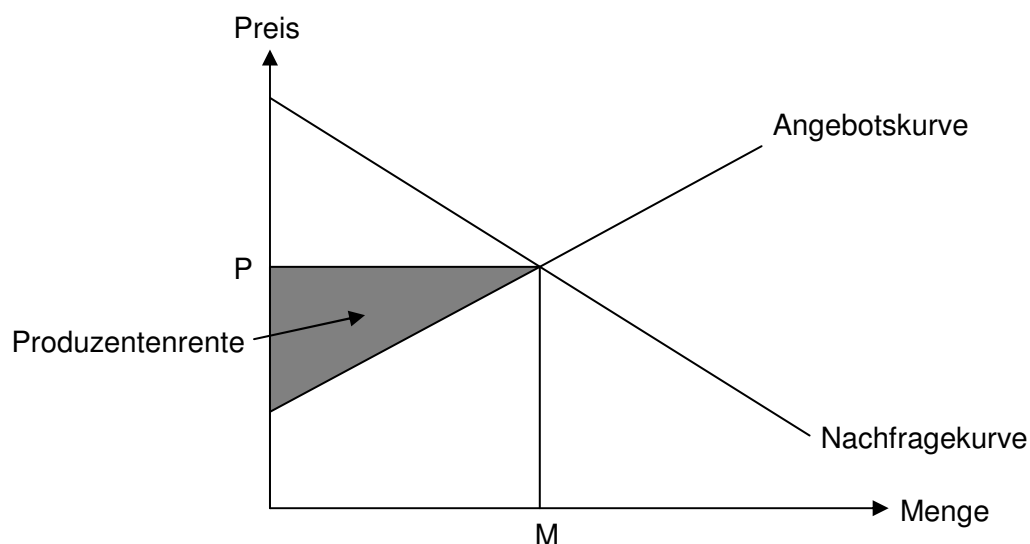


Abbildung 32: Produzentenrente

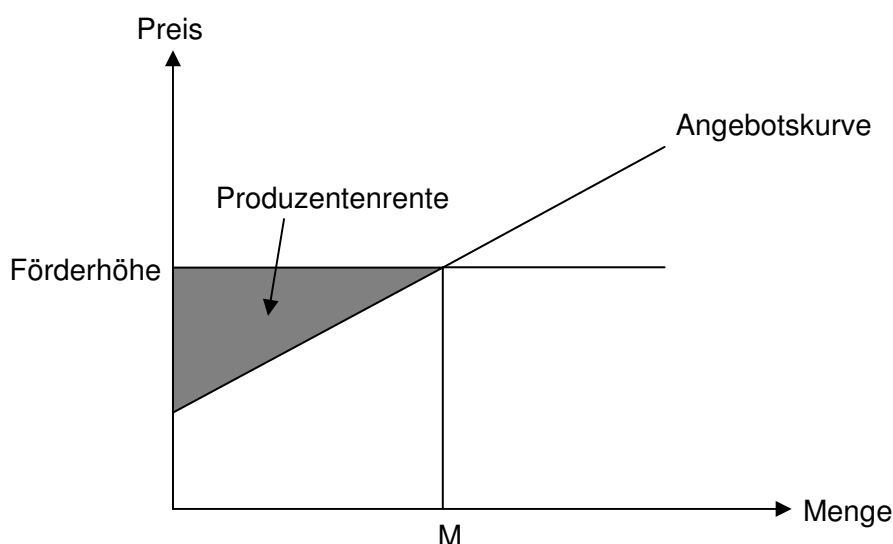


Abbildung 33: Produzentenrente durch Förderhöhe gegeben

Da für den Input-Parameter die durchschnittliche Förderhöhe und die durchschnittlichen Erzeugungskosten verwendet wurden, muss die durchschnittliche Produzentenrente ermittelt werden. In Abbildung 34 sind die Angebote von drei unterschiedlichen Erzeugern dargestellt, die durch die Reihung vom günstigsten zum teuersten die Angebotskurve ergeben. Die Förderhöhe ist gestaffelt, wie dies bei Einspeisetarifen gängig ist. Die Produzentenrente pro MWh ergibt sich durch die Differenz von Förderhöhe pro MWh und Erzeugungskosten pro MWh (Angebote). Für jeden Erzeuger ist sie unterschiedlich, z.B. für Erzeuger 1 entspricht sie der Differenz von Förderhöhe F_1 und Erzeugungskosten E_1 . Wird die durchschnittliche Förderhöhe F_d und die durchschnittlichen Erzeugungskosten E_d gebildet, ergibt sich die durchschnittliche Produzentenrente pro MWh, wie in Abbildung 35 gezeigt, aus deren Differenz. Die gesamte Produzentenrente hat in beiden Fällen die gleiche Größe.

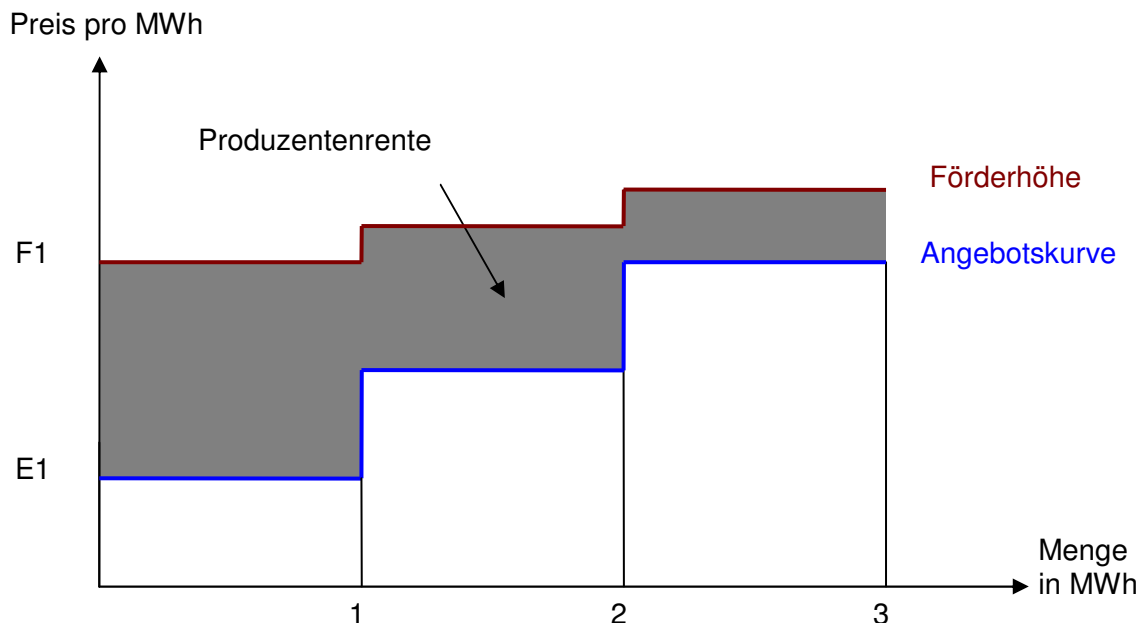


Abbildung 34: Produzentenrente mit gestaffelten Tarifen

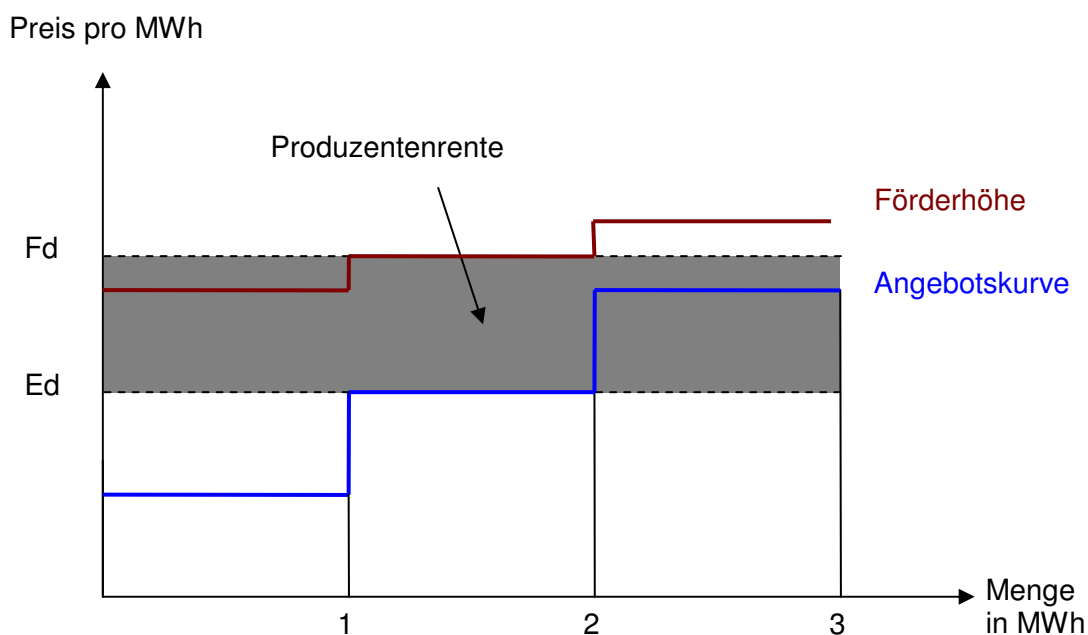


Abbildung 35: Durchschnittliche Produzentenrente

Wie schon erwähnt soll die Belastung für die Verbraucher gering gehalten werden, hohe Produzentenrenten also vermieden werden. Für die Effizienzbetrachtung hat dies aber keinen Einfluss. In wie fern sich eine hohe Produzentenrente auf die Outputmenge auswirkt wird nun überprüft. Dazu wird die durchschnittliche Produzentenrente pro MWh der Effektivität (in Abbildung 36 für die Windkraft) gegenüber gestellt. Wiederum sind Länder mit Einspeisetarifen in blau, und Länder mit Quotenmodell in rot dargestellt. Am Beispiel des

Vereinigten Königreichs oder Belgiens ist zu erkennen, dass beim Quotenmodell trotz hoher Produzentenrente nur geringe Effektivität erreicht wird. Ein Grund dafür ist das hohe Investitionsrisiko, das schon in Kapitel 2.2.1 behandelt wurde. In den Ländern Spanien, Portugal, Zypern und Griechenland ist die Produzentenrente gleich hoch, die Höhe der Effektivität weist allerdings große Unterschiede auf [Vgl. 13, S.33 ff]. Die Effektivität von Spaniens Förderregelung ist über 11 %, die von Griechenland nur 2 %. Die Produzentenrente für die Erzeuger in Österreich, Irland, Niederlande oder Dänemark ist um einiges geringer als in Griechenland, die Effektivität aber um einiges höher. Das sagt aus, dass für die Stromerzeugung aus Windkraft kein direkter Einfluss der Produzentenrente, und somit des Inputs, auf die Effektivität, den Output, vorliegt. Der Anreiz zu hohen Gewinnen für die Erzeuger ist also nicht der Grund für den Ausbau der Erneuerbaren. Dies wirft die Frage auf, was die Investoren vom Bau von Stromerzeugungsanlagen abhält. Dem wird in Kapitel 5 nachgegangen.

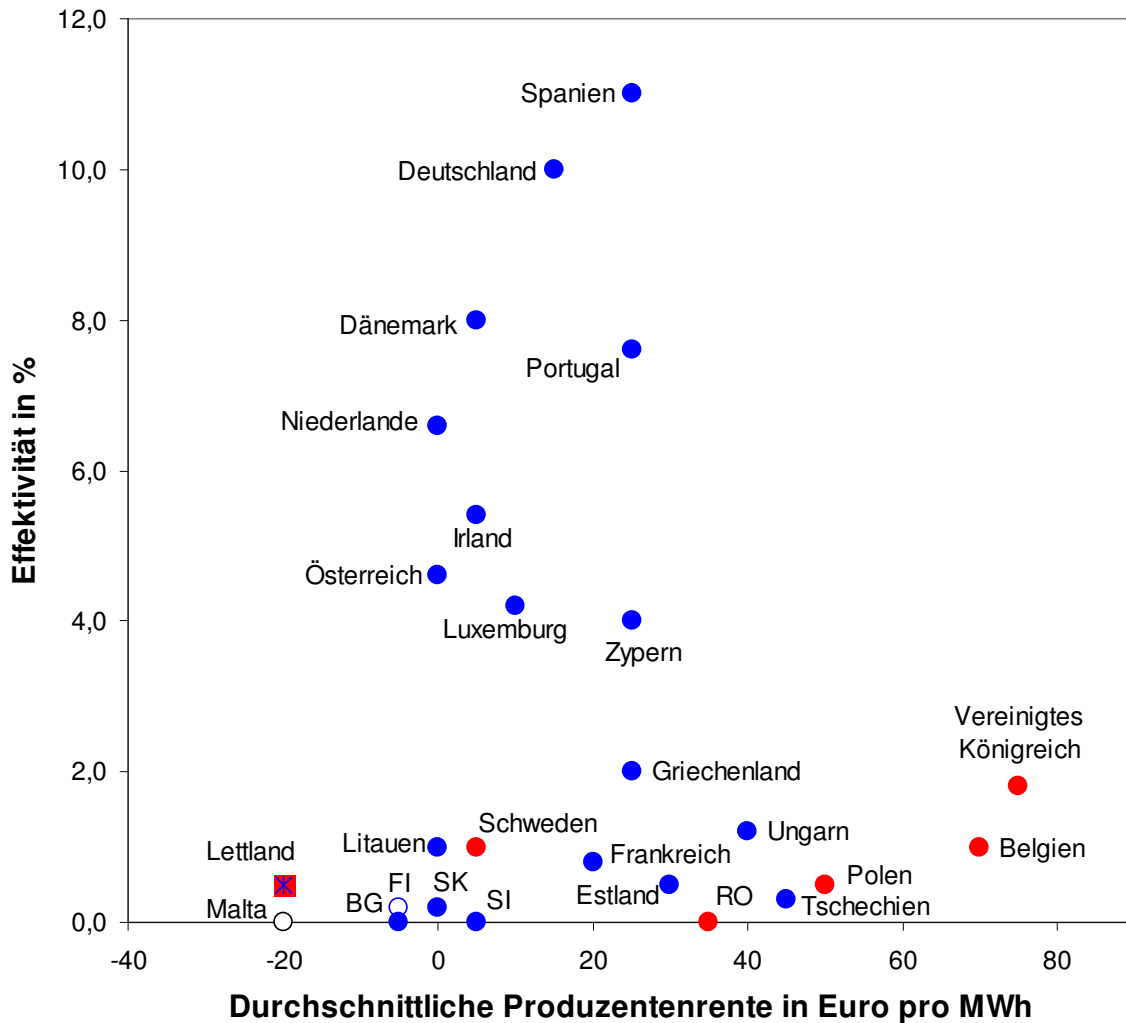


Abbildung 36: Effektivität in Abhängigkeit zur Produzentenrente pro MWh für Windkraft

Für die Effizienzberechnung wird nun das Verhältnis von Förderhöhe zu Erzeugungskosten berechnet, es ist in Abbildung 37 dargestellt. Es ist zu sehen, dass im Vereinigten Königreich das Verhältnis am größten innerhalb der EU ist. In Lettland ist das Verhältnis am kleinsten. Die rot schraffierten Balken kennzeichnen einen Staat mit Quotenmodell, die blauen eine Einspeisevergütung. In Finnland wird die Windkraft mit Subventionen und einer Einspeisevergütung unterstützt, in Lettland gibt es ein Mischsystem.

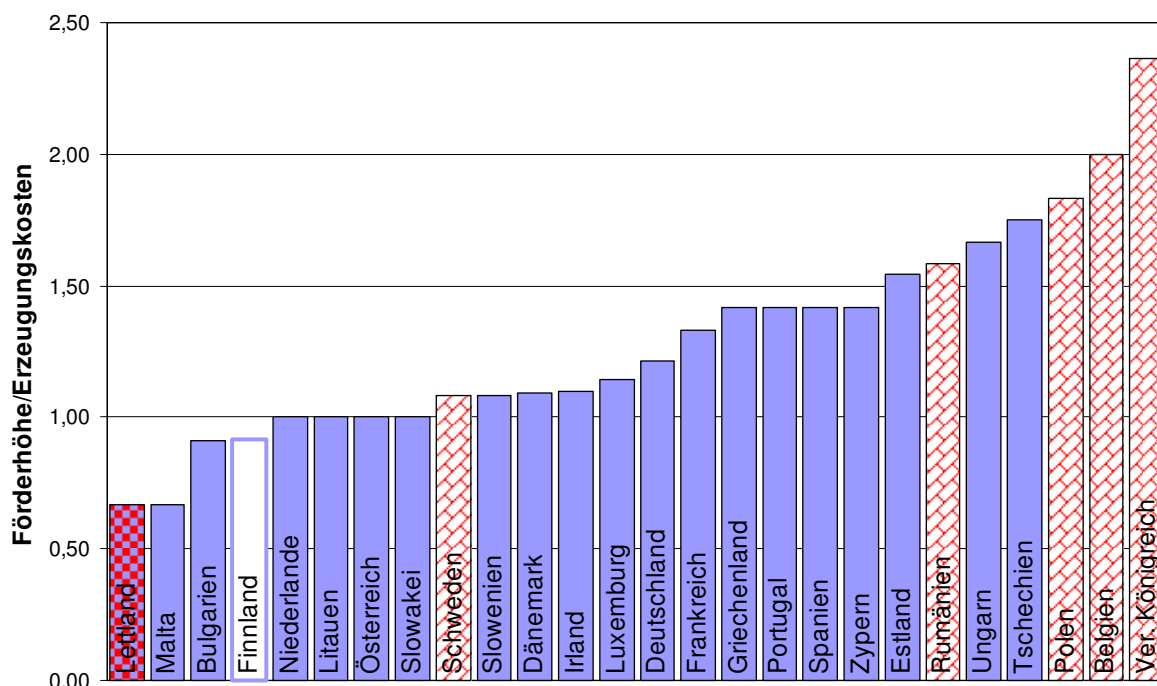


Abbildung 37: Verhältnis Förderhöhe zu Erzeugungskosten für Windkraft

4.4 Ergebnis

Die Effizienz kann nun durch das Verhältnis von Effektivität zu dem Verhältnis von Förderhöhe zu Erzeugungskosten dargestellt werden. In Abbildung 38 ist die Effizienz der Förderregelungen für die Stromerzeugung aus Windkraft dargestellt. Deutschland konnte hier die beste Effizienz erreichen. Auch Spanien, Dänemark und Niederlande haben eine sehr hohe Effizienz.

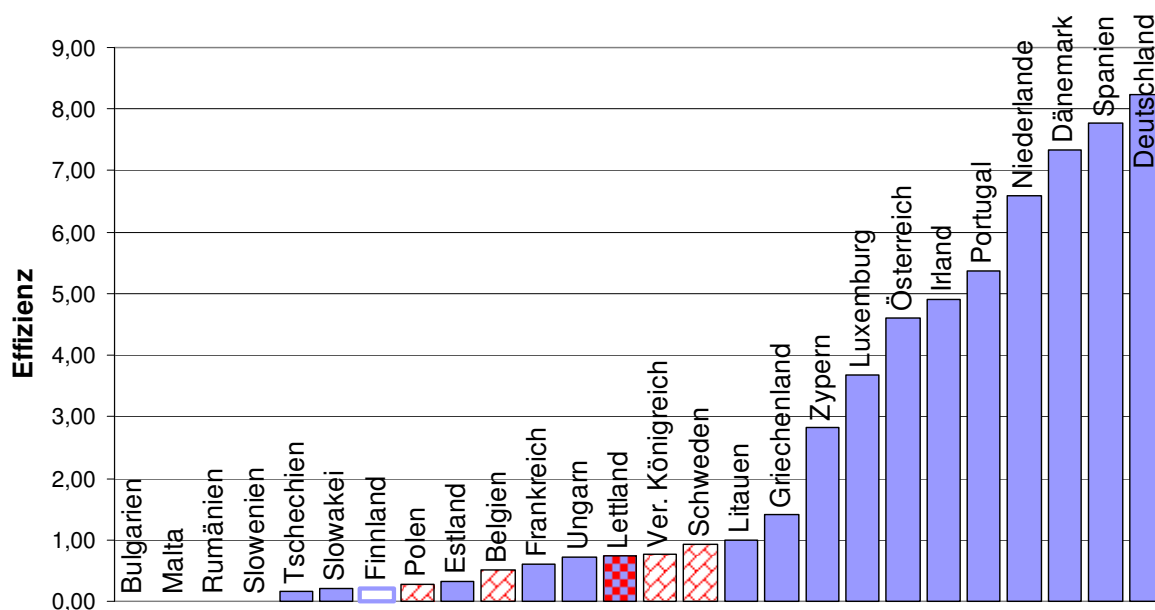


Abbildung 38: Effizienz für die Windkraft

4.5 Zielerreichung

In sämtlichen Berichten der Europäischen Kommission wird die Erreichung der Ziele, die in der Richtlinie von 2001 vorgegeben wurden, für die Beurteilung der Förderregelungen herangezogen. Die Aussagekraft dieser Zielerreichung wird nun überprüft. Die Ziele sind EE-Stromanteile bezüglich des Bruttoinlandsstromverbrauchs des jeweiligen Staats. Im „Progress Report 2009“ der Europäischen Kommission wurden die Ziele für den Anteil des EE-Stroms am Bruttoinlandsstromverbrauch bis zum Jahr 2010, mit dem Stand vom Jahr 2006 verglichen. Die Werte sind allerdings normiert, d.h. es wurde für Wind- und Wasserkraft von durchschnittlichen Jahren ausgegangen, deswegen stimmen die EE-Stromanteile aus dem Referenzjahr nicht mit denen aus der Richtlinie von 2001 überein. Aus dem Vergleich von EE-Anteil im Jahr 2006 zum Ziel im Jahr 2010 wurde der Grad der Zielerreichung bestimmt. In Tabelle 5 sind die Staaten nach ihrer Zielerreichung sortiert aufgelistet. Ungarn und Deutschland haben ihre Ziele mit dieser Berechnung bereits erreicht, deren Zielerreichung liegt daher schon über 100 %. Einige Länder konnten noch keine Erfolge erzielen oder deren Anteil des EE-Stroms am Bruttoinlandsstromverbrauch ging sogar zurück. Die Zielerreichung dieser Länder ist daher negativ. Insgesamt liegt die Zielerreichung der EU-27 im Jahr 2006 bei 35,21 %. Das Referenzjahr ist für die EU-15 Staaten 1997, für die EU-12 Staaten 2000.

Tabelle 5: Stand der Zielerreichung im Jahr 2006 [14, modifiziert]

Staat	Anteil EE-Strom am Bruttoinlandsstromverbrauch in %			Zielerreichung in 2006 in %
	Stand im Referenzjahr	Stand 2006	Ziel für 2010	
Ungarn	0,48	3,68	3,6	102,56
Deutschland	6,33	12,59	12,5	101,46
Dänemark	8,87	25,93	29,0	84,75
Niederlande	3,51	7,93	9,0	80,51
Belgien	1,06	3,89	6,0	57,29
Luxemburg	1,21	3,67	5,7	54,79
Irland	4,25	8,57	13,2	48,27
Schweden	47,99	52,28	60,0	35,72
Verein. Königreich	2,12	4,63	10,0	31,85
Italien	15,52	18,32	25,0	29,54
Estland	0,26	1,45	5,1	24,59
Polen	1,63	3,05	7,5	24,19
Spanien	16,45	19,11	29,4	20,54
Tschechien	3,47	4,11	8,0	14,13
Bulgarien	6,37	6,82	11,0	9,72
Slowakei	14,49	16,00	31,0	9,15
Litauen	3,56	3,87	7,0	9,01
Griechenland	7,70	8,79	20,1	8,79
Finnland	26,29	26,47	31,5	3,45
Malta	0,00	0,00	5,0	0,00
Zypern	0,00	0,00	6,0	0,00
Portugal	32,56	31,16	39,0	-21,74
Frankreich	15,62	14,29	21,0	-24,72
Slowenien	29,66	28,26	33,6	-35,53
Österreich	69,00	61,60	78,1	-81,32
Rumänien	30,66	28,05	33,0	-111,54
Lettland	47,48	40,40	49,3	-389,01
EU-27	12,85	15,72	21,0	35,21

Bei der Zielvorgabe wurde der potentiell mögliche EE-Strom für das Jahr 2010, der mittels Studien berechnet wurde, auf einen prognostizierten Bruttoinlandsstromverbrauch (BISV), des „European Union Energy Outlook to 2020“, bezogen wie Gleichung 3 zeigt. [15, S.326]. Zur Berechnung der Zielerreichung wird allerdings der tatsächliche BISV verwendet wie in Gleichung 4. Daher schneiden die Staaten, mit einer größeren Steigerung des Stromverbrauchs als prognostiziert, schlechter ab als jene mit geringerem Anstieg.

$$\text{Ziel Anteil EE – Strom in \%} = \frac{\text{EE – Strompotential bis 2010}}{\text{prognostizierten BISV in 2010}} * 100$$

Gleichung 3

$$\text{Anteil EE - Strom in \%} = \frac{\text{EE - Strom im Jahr } i}{\text{BISV im Jahr } i} * 100$$

Gleichung 4

Um die Beeinflussung einer Abweichung der BISV-Steigerung zur prognostizierten Steigerung zu bereinigen muss der EE-Strom auf den prognostizierten BISV, der zur Zielfestlegung verwendet wurde, bezogen werden (Gleichung 5). Für die Berechnung des prognostizierten BISV im Jahr 2006 wird angenommen, dass die relative jährliche Steigerung des Bruttoinlandsstromverbrauchs konstant ist. Die Berechnungen sind im Anhang 8.2 erläutert. Wird die Zielerreichung mit dem neuen EE-Stromanteil berechnet, und die Staaten danach sortiert, kann unbeeinflusst bewertet werden, wie gut die Förderregelungen funktioniert haben. Diese Berechnung wurde nur für die EU-15 Staaten durchgeführt, da für die anderen Mitgliedstaaten keine entsprechenden Daten ausfindig gemacht werden konnten. Das Ergebnis zeigt Tabelle 6. Wie auch in Tabelle 5 hat Deutschland die höchste Zielerreichung der EU-15 Staaten. Die größten Unterschiede im Vergleich zu der Berechnung von Tabelle 5 haben Spanien und Österreich, deren Zielerreichung in dieser Berechnung um einiges höher ist.

$$\text{Anteil EE - Strom in \%} = \frac{\text{EE - Strom im Jahr } i}{\text{prognostizierter BISV im Jahr } i} * 100$$

Gleichung 5**Tabelle 6: Zielerreichung bezogen auf den prognostizierten Bruttoinlandsstromverbrauch**

Staat	Anteil EE-Strom am prognostizierten Bruttoinlandsstromverbrauch in %			Zielerreichung bis 2006 in %
	Stand 1997	Stand 2006	Ziel für 2010	
Deutschland	6,33	13,16	12,50	110,67
Niederlande	3,51	7,86	9,00	79,17
Dänemark	8,87	23,88	29,00	74,57
Spanien	16,45	24,07	29,40	58,85
Belgien	1,06	3,88	6,00	57,11
Luxemburg	1,21	3,58	5,70	52,76
Irland	4,25	8,27	13,20	44,86
Italien	15,52	19,59	25,00	42,88
Verein. Königreich	2,12	3,98	10,00	23,58
Schweden	47,99	49,58	60,00	13,25
Griechenland	7,70	9,11	20,10	11,34
Finnland	26,29	26,87	31,50	11,22
Portugal	32,56	32,04	39,00	-8,13
Frankreich	15,62	14,45	21,00	-21,71
Österreich	69,00	65,83	78,10	-34,89

Durch den Bezug auf den Bruttoinlandsstromverbrauch ist auch mit letzterer Berechnung nicht ersichtlich, ob die EE-Stromerzeugung absolut gestiegen ist oder nicht. Daher wurde die Zielerreichung mit Absolutwerten des EE-Stroms berechnet und in Tabelle 7 aufgelistet. Die Berechnungen für „Stand 1997“ und „Stand 2006“ sind im Anhang 8.2.4 erläutert. Die Zielwerte für 2010 wurden aus [15] entnommen, außer die Werte von Niederlande, Finnland und Portugal, da diese in der endgültigen Richtlinie noch geändert wurden. Diese Werte wurden mit dem EE-Stromanteil der Richtlinie 2001/77/EG neu berechnet. Das Ergebnis zeigt, dass jeder Staat im Jahr 2006 mehr EE-Strom erzeugt als im Jahr 1997. Bei der Zielerreichung fällt das Vereinigte Königreich um vier Plätze zurück, und Österreich wie auch Portugal können drei Plätze aufholen.

Tabelle 7: Zielerreichung bezogen auf absolute EE-Stromerzeugung

Staat	EE-Strom Absolut in TWh			Zielerreichung bis 2006 in %
	Stand 1997	Stand 2006	Ziel für 2010	
Deutschland	35,04	78,01	76,4	103,89
Niederlande	3,46	9,50	11,9	71,40
Dänemark	3,27	10,03	12,9	70,19
Spanien	30,71	56,60	76,6	56,42
Belgien	0,83	3,72	6,3	52,88
Luxemburg	0,08	0,29	0,5	49,55
Italien	45,07	65,79	89,6	46,54
Irland	0,99	2,51	4,5	43,21
Finnland	20,26	24,80	31,5	40,44
Portugal	12,09	16,98	24,2	40,32
Schweden	70,40	78,07	97,5	28,32
Österreich	38,68	43,38	55,3	28,26
Verein. Königreich	8,78	18,77	50,0	24,23
Griechenland	3,53	5,71	14,5	19,91
Frankreich	68,73	73,05	112,9	9,79

Allgemein ist zu erwähnen, dass es unterschiedliche Daten für den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien gibt. Dies liegt hauptsächlich daran, dass vor allem der Strom aus Wind- und Wasserkraft dargebotsabhängig ist, und somit mit jährlichen Schwankungen verbunden ist, auch wenn die Erzeugungskapazitäten gleich bleiben. Daher müssen die Erzeugungsdaten normiert werden, was allerdings noch nicht oder nicht auf die gleiche Weise von allen Mitgliedstaaten und Institutionen berücksichtigt wird.

5 Barrieren für den Ausbau erneuerbarer Energien

In den Berichten der Europäischen Kommission und der „OPTRES“ wurden die folgenden Barrieren für den Bau von EE-Stromerzeugungsanlagen identifiziert. [4, 11, 12, 20]

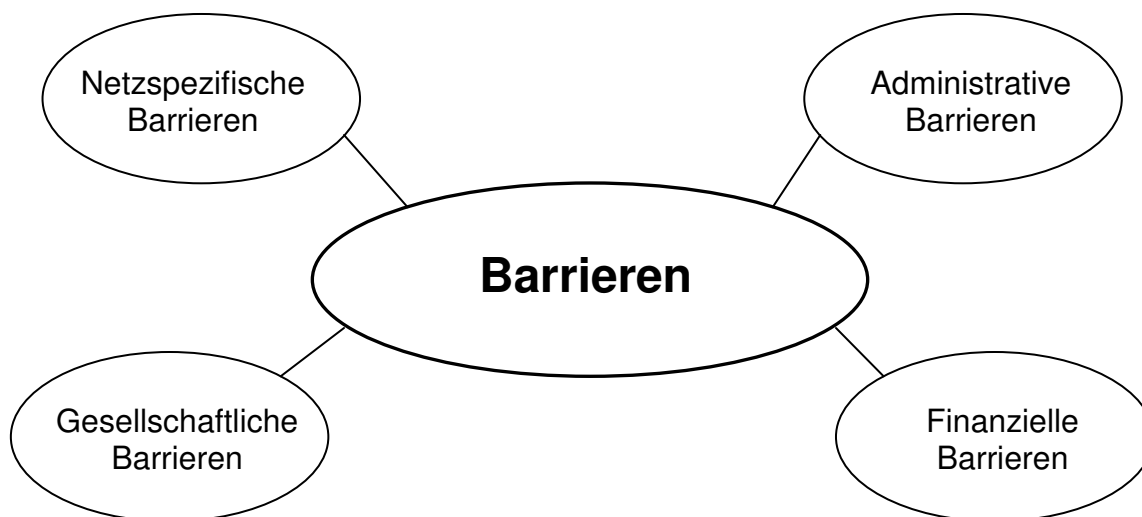


Abbildung 39: Barrieren

5.1 Finanzielle Barrieren

Im „Progress Report 2009“ der Europäischen Kommission wird die Langzeitstabilität als ein wichtiges Kriterium für eine Förderregelung genannt. Werden keine langfristigen Ziele für den Strom aus erneuerbaren Energien vom Staat festgelegt, haben die Erzeuger von EE-Strom dadurch geringe Sicherheiten für ihre Investitionen. Außerdem steigt auch das Risiko der Banken für die Gewährung von Krediten, da diese dann höhere Risikoprämien verlangen und das Kapital teurer wird [14]. Alle EU-27 Staaten wurden bezüglich der Langzeitstabilität untersucht und bewertet, das Ergebnis ist in Tabelle 8 zu sehen, wobei folgende Symbole verwendet wurden:

„☺“ kennzeichnet ein stabiles Fördersystem

„☹“ manche Aspekte beeinträchtigen die Stabilität des Fördersystems

„☹“ beträchtliche Unsicherheiten untergraben die Stabilität des Fördersystems,

Tabelle 8: Bewertung der Langzeitstabilität der nationalen Fördersysteme [14]

A	B	B	C	C	D	E	F	F	D	G	H	I	I	L	L	L	M	N	P	P	R	S	S	E	S	U
T	E	G	Y	Z	K	E	I	R	E	R	U	E	T	V	T	U	T	L	L	T	O	K	I	S	E	K
☺	☺	☹	☹	☺	☺	☺	☹	☺	☺	☺	☺	☺	☺	☹	☺	☹	☹	☹	☺	☺	☹	☺	☺	☺	☺	☺

Die Förderregelungen der meisten Staaten können eine Langzeitstabilität gewährleisten, lediglich in fünf Staaten sind schlechte Voraussetzungen für Stabilität gegeben. Diese resultieren meist aus zu kurzfristig gesetzten Zielen der Regierung. Beeinträchtigende Aspekte entstehen wenn die Regierung keine langfristigen Tarife oder Quoten festsetzt, sondern z.B. jährlich neue bestimmt.

5.2 Administrative Barrieren

Die administrativen Hemmnisse lassen sich in folgende Kategorien unterteilen [4]:

- *Unzahl beteiligter Behörden und mangelnde Koordinierung*
- *Langer Vorlauf bis zur Erlangung der benötigten Genehmigungen*
- *Erneuerbare Energiequellen werden bei der Raumordnung kaum berücksichtigt*

Im Bericht der Kommission von 2005 wurden die EU-25 Mitgliedstaaten bezüglich der administrativen Hemmnisse wie folgt bewertet.

Tabelle 9: Bewertung administrativer Hemmnisse der EU-25 [4]

A	B	C	C	D	E	F	F	D	G	H	I	I	L	L	L	M	N	P	P	S	S	E	S	U
T	E	Y	Z	K	E	I	R	E	R	U	E	T	V	T	U	T	L	L	T	K	I	S	E	K
☹	☹	-	☹	☺	-	☺	☹	☺	☹	☹	☺	☹	☹	☹	-	-	☹	☹	☹	-	☹	☹	☺	☺

Nur sechs Staaten wurden bezüglich der administrativen Hemmnisse positiv bewertet. Dem gegenüber stehen neun Staaten die negativ bewertet wurden, und fünf Staaten mit einer durchschnittlichen Bewertung. Von fünf Staaten gibt es keine Informationen.

5.3 Gesellschaftliche Barrieren

Durch eine Umfrage im Zuge des Projekts OPTRES wurden folgende weitere Hemmnisse identifiziert [20]:

- Geringes Wissen über die Vorteile von erneuerbaren Energien
- unsichtbare Kosten der konventionellen Stromerzeugung
- Widerstand der lokalen Öffentlichkeit und lokaler Behörden (NIMBY)

5.4 Barrieren durch Netzzugangsregelungen

Im Abschluss-Bericht des Projekts „OPTRES“ [20] wurden die anschließend erläuterten Netzzugangsbarrieren identifiziert. Hier wurden die Barrieren in Netzanschluss, Netznutzung und Netzausbau gegliedert.

5.4.1 Netzanschluss

Undurchsichtiges Netzanschlussverfahren

Ein Problem für potentielle Anlagenbetreiber ist das Netzanschlussverfahren. Oft sind die Regeln zu kompliziert, oder die Netzbetreiber sind sehr zurückhaltend mit der Bekanntgabe von Informationen über die mögliche Netzanschlusskapazität und Anschlusspunkte. Diese Probleme sind oft in Staaten mit stark monopolistischen Strukturen zu finden.

Kosten des Netzanschlusses

Die Netzanschlusskosten können sehr hoch sein und erschweren dadurch die Realisierung neuer Projekte. Durch ein transparentes einfaches Anschlussverfahren, das dem Projektentwickler die Möglichkeit gibt die Kosten und technischen Daten, die er vom Netzbetreiber erhält, leicht zu verifizieren, könnte helfen unnötig hohen Kosten für den Netzanschluss vorzubeugen.

Wartezeit für Netzanschlussgenehmigung

Ein weiteres Problem für die Erzeuger sind die langen Bearbeitungszeiten der Netzbetreiber für Netzanschlussgenehmigung. In Frankreich z.B. werden die Genehmigungen gestützt auf Netz-Studien vergeben. Diese Studien können bis zu 16 Monaten dauern und sind sehr teuer. Die Kosten dafür müssen die Projektentwickler übernehmen.

Mangelnde Objektivität

Oft haben die Netzbetreiber noch gute Verbindungen zu den Elektrizitätserzeugungsunternehmen. Wenn diese Unternehmen nun selbst Projekte mit erneuerbaren Energien realisieren möchten, ist die Objektivität der Netzbetreiber gegenüber unabhängigen Erzeugern in Frage gestellt.

5.4.2 Netznutzung

Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit von einigen erneuerbaren Energiequellen, vor allem der Windkraft, sind diese in einigen Staaten benachteiligt. In Belgien z.B. gibt es hohe Tarife für Regelenergie und schon geringe Abweichungen vom Fahrplan werden mit Pönalen geahndet. Andererseits sind in New York Wind- und Wasserkraftanlagen von Strafen für Fahrplanabweichungen komplett ausgenommen.

5.4.3 Netzausbau

Unzureichende Netzkapazitäten

In großen Teilen Europas haben die Netze zu wenig Kapazität um größere erneuerbare Kraftwerke ans Netz anzuschließen. Außerdem ist das Netz für den Transport von Strom aus konventionellen Kraftwerken ausgelegt, und Strom aus der Erzeugung von z.B. Windkraft hat ein anderes Profil. Ein weiteres Problem ist die Ortsgebundenheit der erneuerbaren Energiequellen. Oft sind nämlich hohe Erzeugungspotentiale für erneuerbare Energien örtlich weit entfernt von Verbraucherzentren, dort sind dann Engpässe in den Übertragungsnetzen.

Tempo des Netzausbaus

Der Ausbau und die Verstärkung des Stromnetzes dauert oft sehr lange [12]. In manchen Ländern müssen die Kosten dafür auch die Anlagenbetreiber übernehmen. In einigen Ländern wurden Regelungen bezüglich der Kostenverantwortung erst in den letzten Jahren eingeführt. [4]

6 Resümee und Ausblick

Allgemein kann gesagt werden, dass in allen Ländern Verbesserungspotential für die Förderung erneuerbarer Energieträger zur Stromerzeugung vorhanden ist. Von den angewandten Förderregelungen ist die Einspeisevergütung einfacher zu implementieren, bei der Ausgestaltung des Quotenmodells mit Zertifikathandel müssen einige Details berücksichtigt werden um den gewünschten Erfolg zu erzielen. Die durch den Wettbewerb theoretisch hohe Effizienz ist in der Praxis nur schwer zu erreichen, da vollständige Information über die Angebotskurve erforderlich wäre, einerseits für die Regulierungsbehörde zum gezielten Festsetzen der Quote und für die potentiellen Erzeuger zur Investitionskalkulation. Praktisch ist das aber kaum möglich, deshalb verlangen die Erzeuger Risikoprämien, wodurch das System teuer und ineffizient wird. Um das Investitionsrisiko für die Erzeuger zu verringern können verschiedene Maßnahmen getroffen werden. In manchen Staaten wurden Mindestpreise für die Zertifikate festgesetzt, oder langfristige Verträge für die Abnahme von Strom und Zertifikaten abgeschlossen. Eine angemessen hohe Pönale bei Nichterfüllung der Quote muss als Ansporn für die Stromversorger dienen, um die erneuerbaren Energien auszubauen. Gleichzeitig soll diese „Strafe“ die Belastung für die Verbraucher begrenzen. Um nicht nur die kosteneffizientesten Techniken zu fördern und eine Diversifizierung der Stromerzeugung zu gewährleisten, müssen zusätzliche Förderinstrumente, wie Steuervergünstigungen oder Investitionszuschüsse, verwendet werden. Es können auch energieträgerspezifische Quoten festgelegt werden, wie dies z.B. in den USA gemacht wird. In Europa haben manche Staaten ein System eingeführt, bei dem der Wert des Zertifikates vom Energieträger abhängt.

Die Einspeisevergütung gibt den Erzeugern Investitionssicherheit, ein Kritikpunkt ist aber, dass kein Wettbewerb zwischen den Erzeugern geschaffen wird. Dies kann einerseits durch ein Bonussystem, das einen festen Bonus zusätzlich zum am Markt erzielten Preis auszahlt, oder durch Ausschreibungen für den Einspeisetarif bis zu einer bestimmten Kapazität, erreicht werden. Durch die Festlegung von Mindest- und Höchstpreisen (Pönalen) für die Zertifikate beim Quotenmodell, und die Verwendung von Bonussen beim Einspeisetarifsystem nähern sich die beiden Systeme. In beiden Fällen müssen die Erzeuger den Strom am freien Markt verkaufen. Der Unterschied ist, dass beim Quotenmodell der Zertifikatspreis variabel ist, aber nur innerhalb der festgelegten Grenzen. Der Bonus hat meist eine feste Höhe, außer in Dänemark, wo die Summe aus Bonus und Marktpreis eine feste Vergütung ergibt. Wird beim Einspeisetarif eine maximal förderfähige Kapazität, oder ein maximales Unterstützungsvolumen verwendet, ist damit eigentlich auch eine Quote festgelegt, die

hervorgebrachte Strommenge ist dann nur davon abhängig, wie die Kapazität oder das Unterstützungsvolumen auf die verschiedenen Energieträger verteilt wird. Durch die Ausschreibung von Einspeisetarifen entsteht auch eine Mischform der Förderregelungen. 19 EU-Mitgliedstaaten, die Schweiz und Norwegen verwenden die Einspeisevergütung als Hauptförderinstrument, während nur 6 EU-Staaten das Quotenmodell als Hauptförderinstrument benutzen. In den USA ist das Quotenmodell weit verbreitet, der so genannte Renewable Portfolio Standard. Bereits 29 Staaten haben einen solchen etabliert, zusätzlich haben 6 Staaten ein Renewable Portfolio Goal, ein unverbindliches Quotenmodell eingeführt. Einspeisetarife finden in den USA nur in manchen Staaten als zusätzliches Förderinstrument Anwendung. Zur Steigerung der Kosteneffizienz ist es sinnvoll eine Förderregelung staatenübergreifend zu etablieren. In der EU wird durch die Umsetzung der Erneuerbaren-Richtlinie (2009/28/EG) die Zusammenarbeit der Staaten gefördert. Norwegen und Schweden wollen ab 2012 ein gemeinsames Zertifikatsystem einführen. In den USA gibt es bereits einige staatsübergreifende Zertifikatsmärkte. Australien verwendet ein Quotenmodell auf föderaler Ebene.

In der EU-Richtlinie wurden die förderfähigen Techniken, nämlich nur auf Basis erneuerbarer Energie, für die Mitgliedstaaten festgelegt, in den USA hingegen legt jeder Staat individuell fest welche Techniken förderfähig sind. Im Unterschied zur EU wird von einigen US-Staaten die Brennstoffzelle gefördert, wenn der Treibstoff dazu aus erneuerbaren Quellen stammt. Manche Staaten haben aber auch fossile Techniken, wie die moderne Kohlenutzung (CCS, Kohlevergasung) in ihrem RPS integriert. Zusätzlich wird von einigen Staaten auch die solare Wärmenutzung zur Erfüllung der Quote hinzugezählt, mit der Begründung, dass dadurch Strom zur Wärmezeugung eingespart wird. Auch in Australien wird diese Regelung angewendet. Weiters ist zu erwähnen, dass in der EU in den Ländern mit Einspeisevergütung, welche die Mehrheit darstellen, sämtliche Techniken ernsthaft gefördert werden, während in den USA ein klarer Fokus auf Windkraft und Photovoltaik zu erkennen ist. Als Unterscheidungsmerkmal ist noch anzuführen, dass sämtliche US-Staaten und auch Australien separate Quoten, meist eine gesonderte für Photovoltaik, festgelegt haben, in den EU-Staaten mit Quotenmodell gibt es nur eine Quote, die alle Techniken einschließt.

Eine Voraussetzung für die Integration der erneuerbaren Techniken ist ein funktionierender Elektrizitätsbinnenmarkt, die Weichen in diese Richtung sind gestellt. In allen betrachteten Staaten haben die Erzeuger grundsätzlich Anspruch auf einen Netzzugang. In sämtlichen Staaten wird versucht auf die besonderen Bedürfnisse der Erneuerbaren Energiequellen einzugehen. Einen Vorrang für EE-Stromerzeuger beim Netzzugang gibt es allerdings nur in

einigen EU-Mitgliedstaaten, die neue Erneuerbaren-Richtlinie (2009/28/EG) gibt allerdings vor einen vorrangigen oder garantierten Zugang für Erneuerbare Energien in allen Mitgliedstaaten einzuführen. Die Kosten für den Netzanschluss sind überall durch den Anlagenbetreiber zu übernehmen, was für weit abgelegene Erzeugungspotenziale ein Problem darstellt. Durch zu geringe Netzkapazitäten wird der Ausbau der Erneuerbaren noch zusätzlich gebremst.

Um mit beschränkten Fördermitteln einen möglichst hohen Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen, wäre es sinnvoll nur die kosteneffizientesten Techniken zu fördern. Der Nachteil davon ist eine geringe Diversifizierung der Stromerzeugung, und somit eine geringere Versorgungssicherheit. Außerdem können durch die Förderung von noch teuren aber zukunftsfähigen Techniken Wettbewerbsvorteile geschaffen werden. Allerdings wirft das die Frage auf, wie viele Fördermittel für die noch teuren Techniken verwendet werden sollen, und ob der Lerneffekt dadurch genug gesteigert werden kann, um in Zukunft Wettbewerbsfähigkeit zu erreichen, oder ob es sinnvoller wäre nur die Forschung weiter voran zu treiben. Diese Frage ist für die Photovoltaik am relevantesten. Am Beispiel von Österreich ist zu sehen, dass die Förderungen für die Windkraft in etwa gleich hoch waren wie die für Biogas, mit letzterem konnte allerdings nur ein Viertel der Strommenge als mit Windkraft erzeugt werden. Um die Erzeuger anzuspornen ihre Erzeugungstechnik ständig weiter zu entwickeln müssen sie entweder dem Wettbewerb ausgesetzt sein oder die Förderungen müssen sich an den kosteneffizientesten Erzeugern, der Lernkurve sowie den Rohstoffpreisen orientieren, damit die Kosten für den Verbraucher so gering wie möglich sind. In Österreich sind Betreiber von KWKW aus dem Förderprogramm ausgestiegen, da sie am freien Markt, in Folge des gestiegenen Marktpreises, höhere Gewinne erzielen konnten als durch den festen Einspeisetarif.

Zur Bewertung der Effektivität und der Effizienz der Förderregelungen müssen die Erzeugungskosten und das realisierbare Potential berücksichtigt werden. Wenn relative Ziele für den Erfolg einer Förderregelung herangezogen werden, muss die Steigerung des Strombedarfs und die Energieeffizienz berücksichtigt werden. Der Abbau von Barrieren für die Erzeuger ist entscheidend für den Anstieg des Stroms aus erneuerbaren Energien, seien es administrative, gesellschaftliche, finanzielle oder netzspezifische Barrieren. Ohne deren Berücksichtigung können auch hohe Fördermittel keine Steigerung des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen bewirken.

Die meisten Staaten der USA haben ihre Förderregelungen erst innerhalb der letzten Jahre etabliert. Der Erfolg dieser Regelungen ist abzuwarten, obwohl auch jetzt schon großer Anstieg der erneuerbaren Energien, vor allem der Windkraft zu sehen ist. Allerdings ist schwierig festzustellen welcher Anteil den staatlichen und welcher den föderalen Förderungen zuzurechnen ist. Ein Vergleich der Effektivität und Effizienz zu den EU-Staaten wäre für die Zukunft interessant und es sollte auch die Entwicklung der staatsübergreifenden Zertifikatsmärkte im Auge behalten werden.

7 Verzeichnisse

7.1 Quellen

- [1] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament vom 10. Januar 2007: „Eine Energiepolitik für Europa“ [KOM(2007) 1 endg]
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:DE:PDF>
- [2] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission vom 10. Januar 2007: „Fahrplan für erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft“ [KOM(2006) 848]
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0848:FIN:DE:PDF>
- [3] Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2001:283:0033:0040:DE:PDF>
- [4] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission vom 7. Dezember 2005 über die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen
[KOM(2005) 627 endg. - ABl. C 49 vom 28.2.2006]
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0627:FIN:DE:PDF>
- [5] Webseite Rechtsquellen Erneuerbare Energien > Suche in > Förderung; Definitionen; Stand 3.2.2010; <http://www.res-legal.de/index.php?id=9>
- [6] Webseite der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG > Gesetze & Regelwerke; Stand 15.02.2010; <http://www.oem-ag.at/Law/>
- [7] Webseite der Energie Control GmbH > Publikationen > Fachpublikationen Ökoenergie und Energieeffizienz > Berichte > Ökostrombericht 2009; Stand 17.02.2010
<http://www.e-control.at/de/publikationen/oeko-energie-und-energie-effizienz/berichte>
- [8] Webseite Rechtsquellen Erneuerbare Energien > Suche nach Ländern; Stand 2/2010;
<http://www.res-legal.de/>
- [9] Webseite der European Commission > Energy > Renewable Energy > Electricity > Member States Reports, Stand März 2010
http://ec.europa.eu/energy/renewables/electricity/ms_report_directive_2001_77_en.htm
- [10] Energy – Yearly statistics 2007; Eurostat, 17. Juli 2009
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_OFFPUB/KS-PC-09-001/EN/KS-PC-09-001-EN.PDF

- [11] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament vom 26.5.2004: „Der Anteil erneuerbarer Energien in der EU“
[KOM (2004) 366]
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2004:0366:FIN:DE:PDF>
- [12] Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament vom 10.1.2007: „Maßnahmen im Anschluss an das Grünbuch, Bericht über den Stand der Maßnahmen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen“
[KOM (2006) 849]
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0849:FIN:DE:PDF>
- [13] Webseite der European Commission > Energy > Renewable Energy > Electricity > 2008 Progress Report on Support Schemes; Stand März 2010
http://ec.europa.eu/energy/renewables/doc/sec_2008_57_electricity_report.pdf
- [14] Webseite der European Commission > Energy > Renewable Energy > Electricity > 2009 Progress Report; Stand März 2010
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2009:0503:FIN:EN:PDF>
- [15] Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften C 311 E vom 31.10.2000, S.320;
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:C:2000:311E:0320:0327:DE:PDF>
- [16] Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>
- [17] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 1998/143/I, Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz – EIWOG, ausgegeben am 18. August 1998, §§31,47
http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/1998_143_1/1998_143_1.pdf
- [18] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 2000/121/I, Energieliberalisierungsgesetz ausgegeben am 1. Dezember 2000, Artikel 7, §§ 32,45
http://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblPdf/2000_121_1/2000_121_1.pdf
- [19] Espey Simone, Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung von regenerativen Energien in ausgewählten Industrieländern, Bremer Energieinstitut, Bremen 2001
- [20] EU-Projekt “OPTRES”, Assessment and Optimisation of renewable Energy support schemes in the European electricity market, Final Report, Karlsruhe 2007
http://www.optres.fhg.de/OPTRES_FINAL_REPORT.pdf
- [21] Finon Dominique, The social efficiency of instruments for the promotion of renewable energies in the liberalised power industry, Annals of Public and Cooperative Economics 77:3 2006, S 324ff,
http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/2Annals_PCE_Social_efficiency_RES-e.pdf

- [22] Mitchell C. et. al., Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation system in England and Wales and the feed-in system in Germany; Energy Policy 34 (2006) 297-305
- [23] Lemming Jacob, Financial risks for green electricity investors and producers in a tradable green certificate market; Energy Policy 31 (2003), 21-32.
- [24] Webseite DSIRE, Database of State Incentives for Renewables and Efficiency, 5/2010; <http://www.dsireusa.org/incentives/index.cfm?state=us&re=1&EE=1>
- [25] Gipe Paul, Renewable Energy Policy Mechanisms, Februar 2006
<http://www.wind-works.org/FeedLaws/RenewableEnergyPolicyMechanismsbyPaulGipe.pdf>
- [26] Schweizer Energiegesetz (EnG) vom 26. Juni 1998,
<http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.0.de.pdf>
- [27] Schweizer Energieverordnung (EnV) vom 7. Dezember 1998, Stand 1. Januar 2010
<http://www.admin.ch/ch/d/sr/7/730.01.de.pdf>
- [28] Schweizer Stromversorgungsverordnung (StromVV), 27. Juni 2007
http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/00613/index.html?lang=de&dossier_id=01392
- [29] U.S. Department of Energy, State Energy Program - Strategic Plan for the 21st Century,
http://www1.eere.energy.gov/wip/pdfs/plan_final.pdf
- [30] Wisner Ryan, Barbose Galen, Renewables Portfolio Standards in the United States, A Status Report with Data through 2007, Lawrence Berkeley National Laboratory, 4/2008
<http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/lbnl-154e.pdf>
- [31] USA Federal Energy Regulatory Commission, Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures, Mai 2005
<http://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20050512110357-order2006.pdf>
- [32] USA Federal Energy Regulatory Commission, Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities, April 1996; <http://www.ferc.gov/legal/maj-ord-reg/land-docs/order888.asp>
- [33] Webseite der Federal Energy Regulatory Commission der USA, Industry Activities, RTO/ISO, Mai 2010; <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/rto.asp>
- [34] Webseite von PJM Interconnection, Renewables FAQs, Mai 2010
<http://pjm.com/faqs/renewables.aspx>
- [35] Webseite der "eia", U.S. Energy Information Administration, Electricity Net Generation From Renewable Energy by Energy Use Sector and Energy Source, Mai 2010;
<http://www.eia.doe.gov/fuelrenewable.html>
- [36] Wisner Ryan, et. al., Renewables Portfolio Standards: A Factual Introduction to Experience from the United States, Lawrence Berkeley National Laboratory, April 2007;
<http://eetd.lbl.gov/ea/ems/reports/62569.pdf>

- [37] Webseite der European Commission > Energy > Renewable Energy > Studies > Others, EU Progress in developing renewable energy, Utrecht, März 2008
http://ec.europa.eu/energy/renewables/studies/doc/renewables/2008_03_progress.pdf
- [38] Webseite des Australian Government, Department of Climate Change and Energy Efficiency, Renewable Energy Target > “fact sheet”, “discussion paper”, März 2010
<http://www.climatechange.gov.au/government/initiatives/renewable-target.aspx>
- [39] Webseite des California ISO, A Clean Green Power Grid, Juni 2010
<http://www.caiso.com/green/greenhome.html>
- [40] USA Federal Energy Regulatory Commission, CAISO, Declaratory Order regarding location-constrained resources, Docket No. EL07-33-000 April 19, 2007
<http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2007/041907/E-5.pdf>
- [41] Webseite des NYISO, Greening the Grid, Juni 2010
http://www.nyiso.com/public/energy_future/issues_trends/greening_the_grid/index.jsp
- [42] Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, New support system for electricity produced from renewable energy sources, Pressemitteilung vom 5.10.2006;
<http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/press-center/Press-releases/2006/New-support-system-for-electricity-produced-from-renewable-energy-sources.html?id=419928>
- [43] Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Electricity market > Transmission Tariffs > Input of power, Stand Juni 2010
<http://www.nve.no/en/Electricity-market/Transmission-Tariffs/Input-of-power/>
- [44] Australian Energy Market Commission, National Electricity Rules, Rules Version 36, vom 13 Mai 2010; Chapter 5: Network Connection
<http://www.aemc.gov.au/Electricity/National-Electricity-Rules/Current-Rules.html>
- [45] New Zealand Government, New Zealand Energy Efficiency and Conservation Strategy, Action plan to maximise energy efficiency and renewable energy, Oktober 2007
<http://www.eeca.govt.nz/sites/all/files/nzeecs-07.pdf>
- [46] IEA, Global Renewable Energy, Policies and Measures, Stand Juni 2010
<http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re&action=view&country=New%20Zealand>
- [47] Electricity Commission New Zealand, Rules and Regulations, Rules-Regulations, Electricity Governance Rules Part F, 1. Juni 2010
<http://www.electricitycommission.govt.nz/rulesandregs/rules>
- [48] Sioshansi F., Pfaffenberger W., Electricity Market Reform, Elsevier 2006
- [49] Resch Gustav, Impulsreferat in Energy Talks „34% Erneuerbare Energien 2020 – aber wie?“ der EEG vom 2.12.2008, Die EU-Richtlinie für Erneuerbare Energien – Implikationen für Österreich; http://eeq.tuwien.ac.at/events/egs/pdf/egs081202_resch.pdf

7.2 Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung der Importabhängigkeit und -preise der EU.....	1
Abbildung 2: Überblick der Fördermöglichkeiten, modifiziert nach [19].....	3
Abbildung 3: Überblick der Monetären Instrumente [19].....	5
Abbildung 4: Marktstadien und Förderinstrumente [19].....	7
Abbildung 5: Quotenmodell mit Zertifikathandel [21].....	8
Abbildung 6: Zertifikatspreisbildung am Markt [in Anlehnung an 23].....	11
Abbildung 7: Effekt durch Informationslücke des Investors [in Anlehnung an 23].....	12
Abbildung 8: Einspeisevergütung	13
Abbildung 9: Produzentenrente bei Einspeisevergütung [21, modifiziert].....	14
Abbildung 10: Ausschreibungsmodell.....	15
Abbildung 11: Steuerwirkung [19].....	17
Abbildung 12: Überblick der Fördersysteme in der EU [49]	20
Abbildung 13: Beitrag der Erneuerbaren zu Strom, Verkehr, Wärme [2].....	24
Abbildung 14: Stromerzeugungsmix der EU-27 im Jahr 2007 [10].....	25
Abbildung 15: Prognose der Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren [2]	25
Abbildung 16: Ziele für den Anteil der erneuerbaren Energien von 2005 bis 2020 [16].....	29
Abbildung 17: Österreichisches Fördermodell [7]	34
Abbildung 18: Entwicklung der Stromerzeugung in Österreich, 1990 bis 2008 [7]	35
Abbildung 19: Entwicklung des geförderten Ökostroms in Österreich [7] (Anhang 8.1).....	36
Abbildung 20: Strompreisentwicklung in Österreich [7].....	36
Abbildung 21: Entwicklung des geförderten Ökostroms nach Energieträger [7].....	37
Abbildung 22: Entwicklung der Kapazität von geförderten Ökostromanlagen [7]	38
Abbildung 23: Entwicklung des EE-Stroms bezogen auf das EU-Richtziel [Anhang 8.1]	39
Abbildung 24: Entwicklung der Einspeisetarife für die verschiedenen Energieträger [7]	39
Abbildung 25: Unterstützungsvolumen von 2003 bis 2009 [7] (Anhang 8.1)	40
Abbildung 26: Renewable Portfolio Standards in den USA [24].....	64
Abbildung 27: Entwicklung der Erzeugungskapazität erneuerbarer Energien, USA [35].....	66
Abbildung 28: Zertifikatsysteme in den USA [30].....	67
Abbildung 29: Effektivitätsberechnung [4].....	91
Abbildung 30: Effektivität der Förderregelungen für Windkraft Onshore (1998-2006) [13]	91
Abbildung 31: Förderhöhe und Erzeugungskosten für Windkraft Onshore in der EU [13].....	93
Abbildung 32: Produzentenrente	94
Abbildung 33: Produzentenrente durch Förderhöhe gegeben.....	94
Abbildung 34: Produzentenrente mit gestaffelten Tarifen	95

Abbildung 35: Durchschnittliche Produzentenrente	95
Abbildung 36: Effektivität in Abhängigkeit zur Produzentenrente pro MWh für Windkraft.....	96
Abbildung 37: Verhältnis Förderhöhe zu Erzeugungskosten für Windkraft.....	97
Abbildung 38: Effizienz für die Windkraft	98
Abbildung 39: Barrieren.....	102

7.3 Tabellen

Tabelle 1: Netzzugangsregelung	19
Tabelle 2: Übersicht der Förderregelungen in den EU-27 Staaten.....	21
Tabelle 3: Übersicht der Netzzugangsregelungen in den EU-27 Staaten	22
Tabelle 4: Übersicht der Förderregelungen der ausgewählten Staaten	65
Tabelle 5: Stand der Zielerreichung im Jahr 2006 [14, modifiziert]	99
Tabelle 6: Zielerreichung bezogen auf den prognostizierten Bruttoinlandsstromverbrauch.	100
Tabelle 7: Zielerreichung bezogen auf absolute EE-Stromerzeugung	101
Tabelle 8: Bewertung der Langzeitstabilität der nationalen Fördersysteme [14]	103
Tabelle 9: Bewertung administrativer Hemmnisse der EU-25 [4]	103
Tabelle 10: Entwicklung der EE-Stromerzeugung [7].....	A1
Tabelle 11: Unterstützte Ökostrommengen [7]	A2
Tabelle 12: Unterstützungsvolumina [7].....	A2
Tabelle 13: Berechnung BISV 2010.....	A3
Tabelle 14: Berechnung BISV 1997.....	A4
Tabelle 15: Berechnung BISV 2006.....	A4
Tabelle 16: Berechnung des EE-Stroms 1997 mit Daten des Progress Report 2009 [14]....	A5
Tabelle 17: Berechnung des BISV 2006.....	A6
Tabelle 18: Berechnung des normierten EE-Stroms 2006 lt. Progress Report 2009.....	A6

8 Anhang

8.1 Anhang 1 – Daten von Österreich

Tabelle 10: Entwicklung der EE-Stromerzeugung [7]

	2003	2004	2005	2006	2007	2008
geförderter Ökostrom ohne KWKW in GWh	598	1.445	2.212	3.304	4.230	4.496
geförderter Ökostrom-gesamt in GWh	3.984	5.440	5.773	5.110	5.757	5.440
gesamter EE-Strom normiert, in GWh	39.322	40.628	40.916	40.287	42.739	46.771
Bruttoinlandsstromverbrauch in GWh	66.200*	67.819	69.024	70.244	70.736	70.903
Anteil EE-Strom am Bruttoinlandsstromverbrauch	59,4%	59,9%	59,3%	57,4%	60,4%	66,0%
Anteil EE-Strom bezogen auf 56,1 TWh	70,1%	72,4%	72,9%	71,8%	76,2%	83,4%

Die Daten für „gesamter EE-Strom“ werden im Ökostrombericht mit der Wasserkraft-erzeugung eines Regeljahres berechnet.

„Da die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in hohem Maße von Wasserkraft und somit von den jährlichen Niederschlägen abhängt, sollten die Zahlen für 1997 und 2010 anhand eines Langzeitmodells mit hydrologischen und klimatischen Daten berechnet werden.“ [3] Dieser Vorschlag ist in der EU-Richtlinie angeführt.

„Der Basiswert in der EU-Richtlinie in Höhe von 70 % im Jahr 1997 dürfte durch versehentliche Inkludierung des Pumpstrom berechnet worden sein; Die Erzeugung aus Speicherkraftwerken (nach Abzug Pumpstrom) kann von etwa 9,5 TWh pro Jahr bis etwa 10,8 TWh pro Jahr schwanken; Für die Pumpstromberechnung wird von einem Wirkungsgrad von 70 % ausgegangen.“ [6]

Diese Anmerkung ist bei den Berechnungen der E-Control bezüglich Zielerreichung der EU-Richtlinie angeführt. Damit ist gemeint, dass der Pumpstrom bei der Zielfestlegung als EE-Strom mitgerechnet wurde. Der Wert für EE-Strom im Jahr 1997 von 39,05 TWh in der EU-

Richtlinie 2001 ist somit falsch, es müsste der Pumpstrom abgezogen werden, dann würden sich etwa 37 TWh und damit 66 % EE-Strom im Jahr 1997 ergeben.

Tabelle 11: Unterstützte Ökostrommengen [7]

Unterstützte Ökostrommengen [in GWh]							
Energieträger	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Prognose 2009
Windkraft	366	924	1.328	1.738	2.019	1.988	2.133
Biomasse fest	99	313	553	1.086	1.631	1.900	1.950
Biogas	42	102	220	358	440	503	506
Biomasse flüssig	2	18	33	54	71	36	57
Photovoltaik	11	12	13	13	15	17	20
Anderer unterstützter Ökostrom	78	76	65	55	54	52	56
Summe "Sonstiger" Ökostrom	598	1.445	2.212	3.304	4.230	4.496	4.722
Kleinwasserkraft (OeMAG)	3.386	3.995	3.561	1.806	1.527	945	500
Summe unterstützter Ökostrom	3.984	5.440	5.773	5.110	5.757	5.440	5.222

Tabelle 12: Unterstützungsvolumina [7]

Unterstützungsvolumina [in Mio Euro]							
Energieträger	2003 Marktpreis 2,574 Cent/kWh	2004 Marktpreis 3,063 Cent/kWh	2005 Marktpreis 3,787 Cent/kWh	2006 Marktpreis 5,208 Cent/kWh	2007 Marktpreis 5,108 Cent/kWh	2008 Marktpreis 6,425 Cent/kWh	Prognose 2009 Marktpreis 5,955 Cent/kWh
Windkraft	24	50	75	71	74	42	59
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	155
Biogas	17	18	25	32	51	61	41
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	5
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11
Anderer unterstützter Ökostrom (exkl. Wasserkraft)	3	3	2	1	3	1	1
Summe "Sonstiger" Ökostrom	70	108	155	205	303	259	272
Kleinwasserkraft (unterstützt)	69	77	67	-7	12	-7	4
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	276

[Juli 2009 | Quelle: Energie-Control GmbH, Öko-BGV, OeMAG]

8.2 Anhang 2 – Zielerreichung

8.2.1 Berechnung des prognostizierten BISV für 2010

Tabelle 13: Berechnung BISV 2010

Staat	EE-Strom* Richtwerte 2010 in TWh	EE-Anteil am BISV* 2010 in %	Prognostizierter BISV 2010 in TWh
Belgien	6,3	6,0	105,0
Dänemark	12,9	29,0	44,5
Deutschland	76,4	12,5	611,2
Finnland	33,7	33,7	100,0
Frankreich	112,9	21,0	537,6
Griechenland	14,5	20,1	72,1
Irland	4,5	13,2	34,1
Italien	89,6	25,0	358,4
Luxemburg	0,5	5,7	8,8
Niederlande	15,9	12,0	132,5
Österreich	55,3	78,1	70,8
Portugal	28,3	45,6	62,1
Schweden	97,5	60,0	162,5
Spanien	76,6	29,4	260,5
Ver. Königreich	50,0	10,0	500,0
EU-15	674,9	22,1	3060,1

*Die Daten wurden aus dem „Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (2000/C 311 E/22)“ entnommen. [15] Der prognostizierte BISV 2010 wurde lt. Gleichung 6 berechnet.

$$\text{Prognostizierter BISV 2010} = \frac{\text{EE - Strom Richtwert}}{\text{EE - Strom Anteil}} * 100$$

Gleichung 6

8.2.2 Berechnung des BISV 1997

Tabelle 14: Berechnung BISV 1997

Staat	EE-Strom* 1997 in TWh	EE-Anteil am BISV* 1997 in %	BISV 1997 in TWh
Belgien	0,86	1,1	78,2
Dänemark	3,21	8,7	36,9
Deutschland	24,91	4,5	553,6
Finnland	19,03	24,7	77,0
Frankreich	66,00	15,0	440,0
Griechenland	3,94	8,6	45,8
Irland	0,84	3,6	23,3
Italien	46,46	16,0	290,4
Luxemburg	0,14	2,1	6,7
Niederlande	3,45	3,5	98,6
Österreich	37,00	66,0	56,1
Portugal	14,30	38,5	37,1
Schweden	72,03	49,1	146,7
Spanien	37,15	19,9	186,7
Ver. Königreich	7,04	1,7	414,1
EU-15	336,36	13,5	2491,1

* Die Daten stammen aus der Richtlinie 2001 [3]

8.2.3 Berechnung des prognostizierten BISV 2006

Tabelle 15: Berechnung BISV 2006

Staat	BISV 1997* in TWh	Prog. BISV 2010* in TWh	Verhältnis BISV 2010 zu 1997	jährliche Steigerung	Prog. BISV 2006 in TWh
Belgien	78,2	105,0	1,34	1,023	95,9
Dänemark	36,9	44,5	1,21	1,015	42,0
Deutschland	553,6	611,2	1,10	1,008	592,9
Finnland	77,0	100,0	1,30	1,020	92,3
Frankreich	440,0	537,6	1,22	1,016	505,5
Griechenland	45,8	72,1	1,57	1,036	62,7
Irland	23,3	34,1	1,46	1,030	30,3
Italien	290,4	358,4	1,23	1,016	335,9
Luxemburg	6,7	8,8	1,32	1,021	8,1
Niederlande	98,6	132,5	1,34	1,023	121,0
Österreich	56,1	70,8	1,26	1,018	65,9
Portugal	37,1	62,1	1,67	1,040	53,0
Schweden	146,7	162,5	1,11	1,008	157,5
Spanien	186,7	260,5	1,40	1,026	235,1
Ver. Königreich	414,1	500,0	1,21	1,015	471,8

*Die Daten stammen aus den Berechnungen von 8.2.1 und 8.2.2.

Es wird angenommen, dass die jährliche Steigerung des BISV von 1997 bis 2010, also 13 Jahre lang, konstant bleibt, daher berechnet sie sich lt. Gleichung 7. Der prognostizierte BISV 2006 ergibt sich dann lt. Gleichung 8.

$$\text{jährliche Steigerung} = e^{\frac{\ln \frac{BISV 2010}{BISV 1997}}{13}}$$

Gleichung 7

$$\text{Prog. BISV 2006} = (BISV 1997) * (\text{jährliche Steigerung})^9$$

Gleichung 8

8.2.4 Berechnung der Absolutwerte des EE-Stroms

Wie oben erwähnt wurden im „Progress Report 2009“ nicht die gleichen Referenzwerte für den EE-Stromanteil im Jahr 1997 verwendet wie in der Richtlinie von 2001. Daher wird der absolute EE-Strom von 1997 zuerst mit den Werten vom „Progress Report“ neu berechnet, um eine Vergleichbarkeit der Tabellen zu ermöglichen.

Tabelle 16: Berechnung des EE-Stroms 1997 mit Daten des Progress Report 2009 [14]

Staat	EE-Stromanteil* 1997 in %	BISV 1997 in TWh	EE-Strom 1997 in TWh
Belgien	1,06	78,2	0,83
Dänemark	8,87	36,9	3,27
Deutschland	6,33	553,6	35,04
Finnland	26,29	77,0	20,26
Frankreich	15,62	440,0	68,73
Griechenland	7,70	45,8	3,53
Irland	4,25	23,3	0,99
Italien	15,52	290,4	45,07
Luxemburg	1,21	6,7	0,08
Niederlande	3,51	98,6	3,46
Österreich	69,00	56,1	38,68
Portugal	32,56	37,1	12,09
Schweden	47,99	146,7	70,40
Spanien	16,45	186,7	30,71
Ver. Königreich	2,12	414,1	8,78
EU-15	1,06	2491,1	0,83

*Daten lt. Progress Report 2009 [14]

Berechnung des BISV 2006

Die Definition für den Bruttoinlandsstromverbrauch lautet nach [3]:

„die inländische Stromerzeugung, einschließlich Eigenerzeugung, zuzüglich Einfuhren, abzüglich Ausfuhren.“ So wurde der BISV 2006 mit Daten der Eurostat berechnet.

Tabelle 17: Berechnung des BISV 2006

Staat	Erzeugung in TWh	Import in TWh	Export in TWh	BISV 2006 in TWh
Belgien	85,53	18,85	8,70	95,68
Dänemark	45,61	6,77	13,70	38,68
Deutschland	636,60	48,46	65,44	619,62
Finnland	82,30	14,12	2,72	93,70
Frankreich	574,56	8,50	71,86	511,20
Griechenland	60,79	6,14	1,94	64,99
Irland	27,48	1,79	0,01	29,26
Italien	314,12	46,60	1,60	359,12
Luxemburg	4,33	6,80	3,27	7,86
Niederlande	98,39	27,35	5,89	119,85
Österreich	63,56	21,26	14,40	70,42
Portugal	49,04	8,62	3,18	54,48
Schweden	143,30	17,54	11,50	149,34
Spanien	299,46	9,09	12,37	296,18
Ver. Königreich	397,85	10,28	2,77	405,36

Quelle: Eurostat 2007 [10]

Berechnung des absoluten normierten EE-Stroms im Jahr 2006

Wie schon erwähnt werden im „Progress Report 2009“ die EE-Stromanteile normiert verwendet. Da die absoluten Werte nicht verfügbar sind, wurden sie berechnet.

Tabelle 18: Berechnung des normierten EE-Stroms 2006 lt. Progress Report 2009

Staat	BISV 2006 in TWh	Anteil EE-Strom 2006 in %	EE-Strom 2006 in TWh
Belgien	95,68	3,89	3,72
Dänemark	38,68	25,93	10,03
Deutschland	619,62	12,59	78,01
Finnland	93,70	26,47	24,80
Frankreich	511,20	14,29	73,05
Griechenland	64,99	8,79	5,71
Irland	29,26	8,57	2,51
Italien	359,12	18,32	65,79
Luxemburg	7,86	3,67	0,29
Niederlande	119,85	7,93	9,50
Österreich	70,42	61,6	43,38
Portugal	54,48	31,16	16,98
Schweden	149,34	52,28	78,07
Spanien	296,18	19,11	56,60
Ver. Königreich	397,85	4,63	18,77